



PIANO DI SVILUPPO 2025

Documento predisposto da areti S.p.A. in adempimento all'articolo 18, comma 3, del decreto legislativo 28/2011, nella versione modificata dall'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21, ed in conformità alla Concessione Ministeriale rilasciata ai sensi del decreto legislativo 79/99.

Roma, marzo 2025

1. Il contesto normativo e regolatorio.....	4
2. Gli obiettivi del Piano di Sviluppo.....	7
3. Presentazione dell'azienda e della realtà servita	10
4. Consistenza della rete di distribuzione	11
4.1 Le consistenze degli asset di rete.....	11
4.2 Consistenze della generazione distribuita e degli impianti di accumulo connessi alla rete	12
4.3 Consistenza dei carichi elettrici connessi alla rete.....	17
5. Stato della rete di distribuzione	19
5.1 Continuità del servizio.....	19
5.2 Automazione e Telecontrollo	25
5.3 Implementazione della flessibilità.....	28
6. Scenari di evoluzione del sistema energetico.....	29
6.1 Stakeholder engagement	29
6.2 Principali evidenze.....	31
6.3 Scenari di sviluppo delle FER.....	32
6.4 Scenari di sviluppo dei sistemi di accumulo.....	36
6.5 Scenari di sviluppo dei consumi	39
6.5.1 Elettificazione dei trasporti	39
6.5.2 Stima dei carichi addizionali nel settore civile	42
6.5.3 Evidenze principali sui contributi di carico addizionale nel settore civile	48
6.6 Esiti finali delle attività di costruzione degli scenari	51
6.6.1 Scenario al 2030	51
6.6.2 Scenario al 2035	53
6.7 Scenari di sviluppo della flessibilità.....	55
6.7.1 I Costi Operativi per l'Esercizio della Flessibilità e l'Acquisto di Servizi Ancillari.....	60
6.7.2 Il Piano di Acquisizione di Servizi Ancillari	60
7. Metodologie di scelta e rappresentazione degli interventi.....	64
7.1 I driver di sviluppo	64

7.2 I criteri di pianificazione	65
7.2.1 Il processo di pianificazione	65
7.2.2 Transizione energetica	66
7.2.3 Qualità Tecnica	68
7.2.4 Resilienza	78
7.2.5 Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazione e innovazione tecnologica	80
7.2.6 Controllo della tensione e Gestione dei Flussi di Energia Reattiva	82
7.3 Analisi CBA	83
7.3.1 Stima dei costi degli interventi	83
7.3.1.1 Stima dei costi di investimento	84
7.3.1.2 Stima dei costi operativi	87
7.3.2 I benefici degli interventi	87
8. Le esigenze di sviluppo	92
8.1 Adeguatezza della rete nello scenario previsionale 2030	92
9. Interventi Pianificati	95
9.1 Overview degli interventi pianificati	95
9.2 Principali nuovi interventi pianificati	96
9.3 Focus progetti rilevanti	106
9.3.1 PNRR “Rafforzamento Smart Grid”	106
9.3.2 PNRR “Interventi su resilienza climatica delle reti”	116
9.3.3 RomeFlex	117
9.3.4 Altri progetti finanziati	126
9.3.5 Sistemi di misura di seconda generazione	131
9.3.6 Sandbox Storage BT	132
9.3.7 Manutenzione predittiva	133
9.4 Principali elementi di sostenibilità	134
10. Allegati	134
Indice delle figure	136

Indice delle tabelle.....	140
---------------------------	-----

1. Il contesto normativo e regolatorio

Il presente Piano di Sviluppo della Rete di Distribuzione descrive gli **interventi infrastrutturali**, di **innovazione tecnologica**, di **adeguamento normativo** e di **evoluzione** funzionale previsti da Areti su un orizzonte temporale quinquennale (2025-2029) per la rete di distribuzione ad essa in concessione. Le decisioni afferenti allo sviluppo della rete sono state assunte in conformità alle direttrici di intervento stabilite nella Concessione Ministeriale, rilasciata ai sensi del Decreto Legislativo n. 79/99 e coerentemente con la strategia aziendale.

Il Piano è redatto **in attuazione delle delibere** emanate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (**ARERA**) riguardanti i piani di sviluppo delle reti di distribuzione che i distributori devono presentare entro il 31 marzo 2025. In particolare:

- La Delibera 296/2023/R/EEL ha aggiornato i requisiti per la predisposizione di tali piani, stabilendo che i distributori con almeno 100.000 clienti finali elaborino, con cadenza biennale, un piano di sviluppo della rete di competenza, previa consultazione pubblica.
- La Delibera 617/2023/R/EEL ha approvato il Testo Integrato della Regolazione Output-Based del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo 2024-2027 (TIQD), fornendo ulteriori indicazioni sulla struttura e i contenuti dei piani di sviluppo.
- La Delibera 521/2024/R/EEL ha verificato e approvato i documenti funzionali all'edizione 2025 dei piani di sviluppo, trasmessi dalle imprese distributrici, da utilizzare come **linee guida** per la loro redazione.

Il processo di transizione ecologica avviato nel corso di questi anni ha portato a dei cambiamenti nell'intero settore energetico. Gli stessi distributori sono stati chiamati ad essere facilitatori neutrali nel reperimento di risorse per i servizi ancillari utili al sistema nella sua globalità, ma anche a essere acquirenti di risorse utili, per meglio gestire le proprie reti. Allo scopo, sono già state avviate forme di sperimentazione in capo ai distributori che consentiranno di disporre di elementi utili per la necessaria evoluzione regolatoria.

Come già evidenziato dalla stessa Autorità, la transizione energetica richiede anche una visione integrata dello sviluppo delle infrastrutture elettriche e gas, in un'ottica di sostenibilità economica e ambientale. Questo implica non solo un consolidamento ma anche un rafforzamento dei criteri di selettività degli investimenti e uso efficiente delle infrastrutture, da sempre al centro dell'azione regolatoria, che confluiscono nell'approccio di Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio (ROSS).

L'anno 2024 rappresenta per il settore della distribuzione elettrica il primo anno del nuovo periodo regolatorio (ROSS) di durata pari ad otto anni (2024-2031) suddiviso in due sotto-periodi. Nel nuovo periodo regolatorio (2024 -2027) trovano applicazione i criteri *ROSS-base* con riferimento alle attività di distribuzione e di misura, salvo che per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di smart metering 2G, i quali continueranno ad essere riconosciuti secondo quanto disposto dal PMS2.

Sulla base delle disposizioni ROSS, l'Autorità riconosce nell'anno t la remunerazione del capitale investito relativo ai cespiti entrati in esercizio nell'anno t-1 e la relativa quota di ammortamento.

Con la Delibera 513/2024/R/com, l'ARERA dispone l'aggiornamento dei parametri rilevanti ai fini della determinazione del tasso di remunerazione del capitale soggetti a revisione per il sub-periodo 2025-2027 ai sensi del TIWACC (Allegato A della deliberazione 614/2021/R/com), e del parametro beta asset, con riferimento ai servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, stabilendo per l'anno 2025 per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, un tasso di remunerazione del capitale investito pari a 5,6%.

Nel contesto di una crescente decentralizzazione delle risorse e di una partecipazione più attiva delle diverse risorse al mercato, il tema degli sviluppi infrastrutturali e della loro regolazione tariffaria riveste un ruolo importante, anche alla luce del recepimento del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 di implementazione della direttiva (UE) 944/2019 (con particolare riferimento ai piani pluriennali di sviluppo delle reti di distribuzione). L'Autorità, con la delibera 296/2023/R/eel, definisce le tempistiche per l'elaborazione e la consultazione pubblica dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione nonché introdurre alcuni primi requisiti per la loro preparazione. A partire dall'anno 2025 ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali presenta lo schema del proprio piano di sviluppo all'Autorità entro il 31 marzo di ogni anno dispari, contestualmente ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali avvia una consultazione pubblica sullo schema del proprio piano di sviluppo.

Con delibera 617/2023/R/eel, l'Autorità adotta il "Testo integrato della regolazione output-based del servizio di distribuzione dell'energia elettrica 2024-2027 (TIQD)" e la "Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura (TIQC 2024)", stabilendo inoltre il nuovo meccanismo di premialità per benefici associati agli interventi di sviluppo della rete, che prevede:

- Un nuovo meccanismo di incentivazione solo premiante, per l'anno 2024, su istanza dell'impresa distributrice da presentare entro il 28 febbraio 2024, nel piano di sviluppo dell'anno 2023, con limite all'ammontare di investimenti ammissibili pari al 15% della spesa di investimento prevista per l'anno 2024; la premialità prevista è pari a due annualità di beneficio (lordo) atteso, per il periodo 2025-2027; per l'anno 2025, su istanza dell'impresa distributrice da presentare entro il 30 giugno 2025, con eventuali limiti alla spesa di investimento attesa ammissibile ancora da fissare;
- la consuntivazione delle attività entro il 31 marzo di ciascun anno a partire dal 2026 con riferimento al 31 dicembre dell'anno precedente, con determinazione delle premialità da parte dell'Autorità, entro il 30 settembre, da recepire eventualmente in più rate annuali fino a un massimo di tre rate;
- l'estensione delle categorie di beneficio eleggibili a premialità, con alcune disposizioni di prima applicazione, fermo restando che ci possano essere ulteriori evoluzioni sia delle caratteristiche del futuro meccanismo incentivante, sia delle metodologiche in esito a interlocuzioni con le imprese distributrici.

Con la delibera 521/2024/R/eel, l'Autorità verifica i documenti funzionali all'edizione 2025 dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica trasmessi dalle imprese distributrici ai sensi della relativa Regolazione output-based. Dalla verifica dei documenti trasmessi, sono valutati positivamente tre dei quattro documenti (struttura, documenti di accompagnamento e, con indicazione di futuri sviluppi, categorie elementari di investimento) mentre non viene adottata come linea guida la proposta di documento metodologico per l'identificazione degli investimenti.

L'esigenza del sistema di consentire una sempre più ampia partecipazione attiva ai mercati da parte delle risorse "diffuse" sul territorio (generazione distribuita, comunità locali di produzione e consumo, veicoli elettrici) e l'integrazione del mercato italiano con quello europeo ha portato l'Autorità ad adeguare il disegno del mercato italiano in coerenza con quello europeo e soprattutto di rivedere la regolazione del mercato dei servizi di dispacciamento in modo che tenga conto del ruolo sempre più attivo dei distributori.

L'Autorità con la delibera 352/2021/R/eel avvia una sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali predisposti dai gestori della distribuzione e per la relativa remunerazione. In tale contesto regolatorio, areti ha sviluppato il progetto RomeFlex (Reshaping Operational Methods to run grid FLEXibility) che consente di realizzare un Mercato della flessibilità locale su alcune aree del territorio della città di Roma. Con la delibera 372/2023/R/eel l'Autorità approva il progetto pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali proposto dalla società areti per l'anno 2024, nell'ambito del percorso disciplinato dalla deliberazione 352/2021/R/eel, nonché la documentazione proposta dal GME e necessaria allo scopo.

Con Delibera 420/2023/R/eel l'Autorità approva i corrispettivi proposti dal GME e dispone che il GME continuerà a svolgere il ruolo di controparte centrale nei mercati elettrici ivi incluso quello della flessibilità locale. Con la pubblicazione della Delibera 121/2024/R/eel, ARERA approva le modifiche richieste al progetto RomeFlex ossia l'introduzione del mercato a pronti e rimodulazione della remunerazione dei servizi tra capacità ed energia.

2. Gli obiettivi del Piano di Sviluppo

Nel presente Piano sono rappresentati gli interventi di sviluppo della rete di distribuzione, ed i criteri adottati per la relativa individuazione, identificati da areti come necessari al raggiungimento dei seguenti obiettivi strategici:

- **Abilitazione della transizione energetica:** gli interventi pianificati garantiranno il mantenimento e miglioramento delle condizioni di adeguatezza della rete, considerando gli incrementi di carico e di generazione distribuita attesi.

Il processo di *transizione energetica*, in atto, implica per l'intero settore elettrico una serie di sfide da affrontare. In particolare, i gestori delle reti di distribuzione dovranno essere in grado di sostenere e gestire da un lato **l'incremento dei carichi**, per via della crescente elettrificazione dei consumi, dall'altro la diffusione della **generazione distribuita** da **fonti rinnovabili** e le nuove modalità di **partecipazione** degli **utenti finali** al **mercato** dell'energia.

La rete di distribuzione non si configura più come semplice appendice passiva della RTN, quanto piuttosto come un sistema attivo nel quale coesistono generazione e consumo ed in cui il distributore avrà un ruolo sempre più attivo nella gestione della rete anche nell'ottica di rafforzare ed ampliare la collaborazione con i TSO per salvaguardare la stabilità e la sicurezza dell'intero sistema elettrico. L'applicazione alla rete di distribuzione di areti degli scenari di breve e medio periodo, relativamente all'incremento dei carichi, conseguente all'elettrificazione dei consumi finali, e alla diffusione della generazione distribuita, ha consentito l'identificazione delle congestioni di rete e delle violazioni dei parametri operativi dei componenti, nonché la declinazione delle esigenze di sviluppo per comparto di rete.

- **Miglioramento dell'affidabilità della rete**, con miglioramento dei parametri di **qualità e continuità del servizio**. Gli interventi di miglioramento dell'affidabilità della rete originano da una pianificazione effettuata seguendo il **risk-based approach**: partendo dallo sviluppo di modelli di calcolo degli indici di rischio di disalimentazione per ciascun asset della rete, nelle due componenti di tasso di guasto e di impatto dell'interruzione, viene effettuata un'identificazione dei componenti a maggior rischio, modellando su di essi gli interventi di miglioramento degli indicatori di continuità del servizio e prioritizzandoli poi in ottica di massimizzazione dei benefici. Sono inoltre pianificati, di concerto con il gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, interventi mirati alla risoluzione delle problematiche di tensione che si verificano sui nodi della rete di alta e altissima tensione a causa dei flussi di energia reattiva in risalita dalle reti a livelli di tensione inferiore.
- **Incremento della resilienza** della rete a fronte di eventi esogeni naturali. Il fenomeno climatico delle **ondate di calore**, caratterizzate dal protrarsi di giornate con temperature massime elevate, precedute da periodi di siccità ed in concomitanza con elevate richieste di carico sulla rete, ostacola

la dissipazione del calore dei cavi interrati, provocando un incremento dei tassi di guasto delle linee di media tensione. Questo fenomeno dà luogo a situazioni in cui si verificano più **guasti contemporanei** su linee tra di loro direttamente interconnesse, impedendo la rialimentazione degli utenti tramite le infrastrutture di rete ed avendo quindi impatti molto significativi sulla durata delle disalimentazioni. Gli interventi pianificati mirano a mitigare l'impatto sulla rete causato dal fenomeno delle *ondate di calore*, attraverso **interventi localizzati** nelle aree a maggior rischio volti a **diminuire la probabilità** di accadimento dei guasti multipli ed a diminuire il numero di **utenti impattati** dagli stessi.

- **Digitalizzazione della rete**, al fine di garantire **osservabilità** e **controllabilità** della rete e di abilitare il ricorso alla flessibilità per la risoluzione delle congestioni sulla rete di distribuzione. Lo sviluppo digitale ed innovativo dei servizi, stimolato e richiesto da un mercato e da una regolazione in continua evoluzione, orienta il distributore verso soluzioni in ottica smart grid che lo rendono in grado di attuare un nuovo paradigma di gestione della rete, tale da coinvolgere direttamente tutti gli attori della filiera energetica, inclusa la figura dei prosumer, e consentire di prevedere e risolvere, anche tramite il ricorso a forme di flessibilità come il **Demand Response**, possibili criticità nella gestione della rete.

In questo contesto si inserisce il piano di digitalizzazione di areti, volto a dotare la rete di apparati e sistemi evoluti e tecnologicamente avanzati, che garantiscano prestazioni sempre più elevate in termini di osservabilità, automazione, protezione e telecontrollo della rete.

- **Diminuzione delle perdite** di rete. Le perdite tecniche della rete di distribuzione sono ascrivibili a perdite nei conduttori per effetto Joule e perdite di magnetizzazione nei trasformatori; si tratta quindi di perdite intrinseche della rete legate alla tipologia degli asset impiegati e dipendenti dall'intensità delle correnti nei conduttori. Areti ha pianificato interventi di contenimento delle perdite tecniche, tramite la **sostituzione** di **trasformatori** MT/BT con trasformatori a perdite ridotte e tramite l'esecuzione di progetti di **unificazione** dei livelli di **tensione** MT (al valore di 20kV) e BT (al valore di 400V), che comportano minori correnti a parità di potenza trasportata e di conseguenza la diminuzione delle perdite nei conduttori.

Tali obiettivi si inseriscono in un quadro normativo e strategico definito dalle principali istituzioni internazionali, europee e nazionali che pongono la transizione energetica, la resilienza delle infrastrutture e la decarbonizzazione al centro delle politiche di sviluppo sostenibile.

A livello **internazionale**, il principale riferimento è l'**Accordo di Parigi (COP21)** del 2015, che mira a "mantenere l'aumento della temperatura globale al sotto dei 2°C rispetto ai livelli pre-industriali", con l'intento di contenerlo entro 1,5°C.

In ambito **comunitario**, la strategia di riferimento è il **Green Deal Europeo**, finalizzato a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, attraverso un profondo processo di trasformazione del settore energetico,

industriale e dei trasporti. Nell'ambito di tale strategia, il pacchetto **"Fit for 55"** rappresenta il piano d'azione normativo per attuare gli obiettivi intermedi, introducendo riforme e misure per ridurre le emissioni di gas serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Uno dei pilastri del "Fit for 55" è la **Direttiva RED III (Renewable Energy Directive III)** che punta ad alzare al 42,5% la quota di energia rinnovabile sul consumo finale lordo di energia nell'UE entro il 2030.

In **Italia**, il **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)** rappresenta il principale riferimento relativamente alle politiche di decarbonizzazione del paese entro il 2030, con la previsione di raggiungere una potenza elettrica da fonte rinnovabile di 131 GW e un risparmio nei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica pari a 73,4 Mtep

A livello **locale**, il principale strumento di pianificazione per la riduzione delle emissioni di CO₂ e la transizione energetica a livello urbano è il **Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC)** di Roma Capitale. Il PAESC si pone in linea con gli obiettivi europei e nazionali, prevedendo interventi mirati all'incremento dell'efficienza energetica, alla diffusione delle energie rinnovabili e alla promozione della mobilità sostenibile. Nello specifico, prevede di accelerare la riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030, passando dall'obiettivo precedente del 51,6% al 66,3% e mira a favorire la produzione locale da fonti rinnovabili attraverso l'incentivazione di impianti fotovoltaici sugli edifici pubblici e privati, lo sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e l'integrazione di sistemi di accumulo per ottimizzare l'autoconsumo locale.

Il Piano è stato elaborato considerando l'evoluzione del contesto normativo e di mercato, nonché le esigenze territoriali e le indicazioni emerse nel processo di consultazione degli stakeholder. La sua implementazione rappresenta un passo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei in materia di efficienza energetica, sostenibilità e sicurezza del sistema elettrico, contribuendo alla creazione di un'infrastruttura moderna, resiliente e capace di supportare l'evoluzione del settore energetico.

3. Presentazione dell'azienda e della realtà servita

La rete elettrica gestita da areti, essendo a servizio di una vasta area metropolitana ricca di importanza storica, culturale e paesaggistica, presenta caratteristiche specifiche difficilmente riscontrabili in altre città. Oltre alla presenza di numerosi ed importanti siti archeologici e di vaste aree naturali protette, bisogna considerare anche il contesto urbano particolarmente complesso.

Il territorio del Comune di Roma è suddiviso in **15 Municipi**, a loro volta suddivisi in **155 Zone Urbanistiche**. Le Zone Urbanistiche sono state istituite nel 1977 a fini statistici e di pianificazione e gestione del territorio, secondo criteri di omogeneità dal punto di vista urbanistico. I confini sono individuati lungo le soluzioni di continuità marcate sul territorio urbano così come illustrato di seguito.

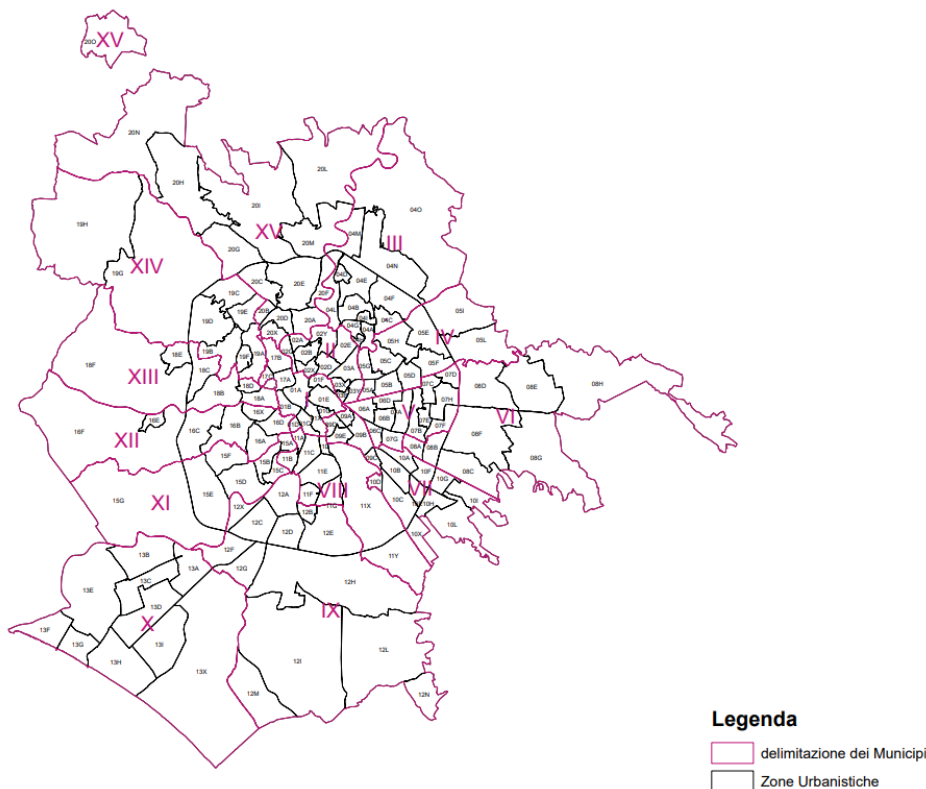


Figura 1. Municipi e Zone Urbanistiche di Roma Capitale

La rete di distribuzione di energia elettrica si estende sulla città metropolitana di Roma, per circa 32.400 km ed è in grado di alimentare circa 2,9 milioni di abitanti residenti. Attualmente la società distribuisce l'energia elettrica ad oltre 1,6 milioni di utenze elettriche nei Comuni di Roma e Formello. L'energia immessa in rete nel 2024 ammonta a 9,3 TWh, per una potenza di picco annuale erogata pari a 2.126 MW (registrato il 30 Luglio 2024 alle ore 15:10).

4. Consistenza della rete di distribuzione

4.1 Le consistenze degli asset di rete

Areti, alla data del 31/12/2024, dispone di una rete primaria costituita da linee e cabine a tensione 150kV (tensione unificata e prevalente) e 60kV (impianti in via di superamento), oltre a 5 cabine connesse alla RTN a tensione 220kV. È funzionale alla distribuzione anche una cospicua porzione di RTN a tensione 150kV e 220kV. Le linee AT di areti hanno una consistenza complessiva pari a 481km (linee a 150kV e 60kV), di cui 241 km in conduttori aerei e 240 km in cavi sotterranei.

L'intera rete in Alta Tensione di areti rete verrà conferita a Terna, in aggiunta agli elementi in Alta Tensione di 3 Cabine Primarie, come da accordo del 6 novembre 2024 tra Terna S.p.A. ed areti, seguendo gli indirizzi del piano di razionalizzazione delle reti elettriche promosso da ARERA, verso una gestione ottimizzata dell'infrastruttura di trasmissione elettrica in Italia.

La rete AT citata alimenta **70 cabine primarie**, nelle quali avviene la trasformazione AT/MT ed hanno origine le linee di media tensione per una estensione complessiva di circa **10.939 km**, costituite per il 96% da linee in cavi interrati. Tale rete alimenta **13.452 cabine secondarie** di trasformazione MT/BT e/o di connessione di utenti MT, dalle quali ha origine la rete di distribuzione di bassa tensione con una estensione complessiva di circa **21.465 km**, costituita per il 92,6% da linee in cavi interrati. Nella seguente tabella si riportano in dettaglio le consistenze fisiche delle reti.

Tabella 1. Consistenze di rete dal 31/12/2018 al 31/12/2024

Tipo di impianto	u.m.	Consistenze al 31/12/2018	Consistenze al 31/12/2019	Consistenze al 31/12/2020	Consistenze al 31/12/2021	Consistenze al 31/12/2022	Consistenze al 31/12/2023	Consistenze al 31/12/2024
Linee AT	km	526	526	526	518	487	481	481
aereo	km	282	282	282	275	247	241	241
cavo interrato	km	243	243	243	243	240	240	240
Cabine Primarie / Ricevitori	#	70	70	70	70	70	70	70
Linee MT	km	10.590	10.568	10.632	10.690	10.777	10.861	10.939
aereo (conduttori nudi)	km	424	422	421	420	420	420	420
cavo (aereo o interrato)	km	10.166	10.147	10.211	10.269,00	10.357	10441	10.518
Linee BT	km	19.947	20.059	20.153	20.471	20.991	21.283	21.465
aereo (conduttori nudi)	km	1.641	1.642	1.642	1.628,00	1.595	1.586	1.582
cavo (precordato o interrato)	km	18.306	18.417	18.511	18.842,00	19.396	19.697	19.883
Cabine MT/BT	#	13.211	13.238	13.292	13.309	13.347	13.419	13.452

Nei grafici di seguito rappresentati si mostra l'incidenza percentuale di linee aeree e cavi interrati per tipologia d'impianto, con riferimento alla consistenza di rete al 31/12/2024.

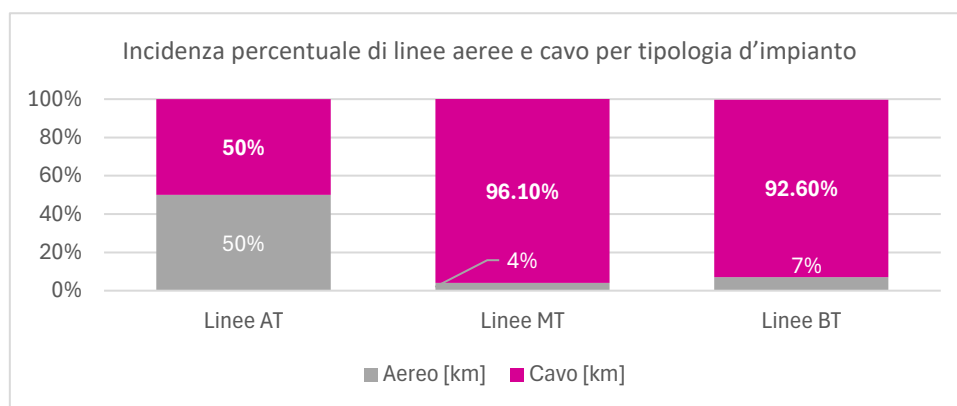


Figura 2. Incidenza percentuale di linee aeree e cavo per tipologia d'impianto

La preponderanza di linee in cavi interrati rispetto alle linee aeree, evidenzia l'attenzione e l'impegno di areti nel minimizzare significativamente gli impatti ambientali e territoriali su Roma.

4.2 Consistenze della generazione distribuita e degli impianti di accumulo connessi alla rete

Per quanto concerne gli **impianti di generazione distribuita** nell'area di Roma capitale, la tecnologia che vede oggi la maggiore diffusione, come spesso accade negli ambiti fortemente urbanizzati, è di tipo **fotovoltaico** (Figura 3). La fonte solare copre attualmente oltre il 70% della potenza degli impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione di areti. Le altre tecnologie con un impatto apprezzabile sulla rete sono tutte basate su tecnologie **termoelettriche, da fonti fossili** (gas metano, anche con finalità di cogenerazione) o **rinnovabili** (biogas). Sono infatti pressoché assenti la generazione da fonte idroelettrica ed eolica, per l'indisponibilità di siti con caratteristiche idonee.

Mentre gli impianti termici sono tipicamente di taglia medio-grande, spesso connessi direttamente in cabina primaria tramite linee dedicate, la **generazione fotovoltaica** presenta invece caratteristiche di forte **dispersione sul territorio**, con oltre il 70% degli impianti aventi potenza inferiore ai 6 kW; percentuale che sale al 96% considerando un limite superiore per la taglia di 25 kW. Nonostante il territorio servito da areti presenti le peculiarità tipiche dei contesti fortemente urbanizzati, non mancano comunque impianti solari di grandi dimensioni, localizzati soprattutto nella periferia di Roma, realizzati a terra o sulle coperture (es. pensiline di parcheggi). Questo implica che la rete di distribuzione sia soggetta sia alle problematiche tipicamente correlate all'installazione massiva di impianti di piccola taglia sulla bassa tensione, ma anche alle criticità derivanti dalle immissioni di generatori di taglia significativa localizzate in punti specifici della rete di media tensione.

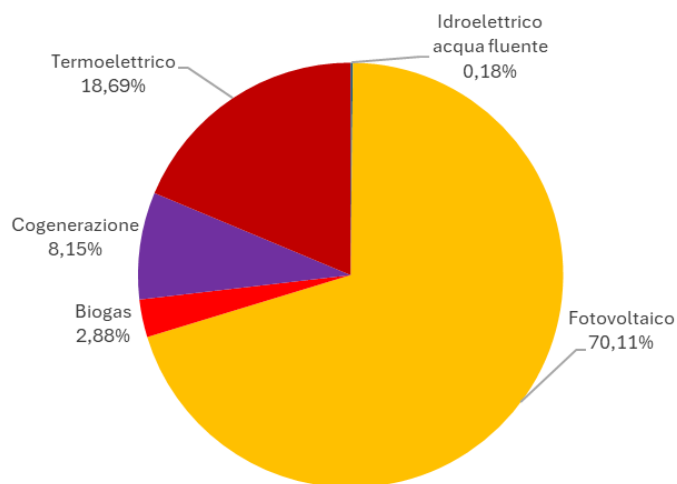


Figura 3. Ripartizione in potenza della generazione distribuita sul territorio di Roma.

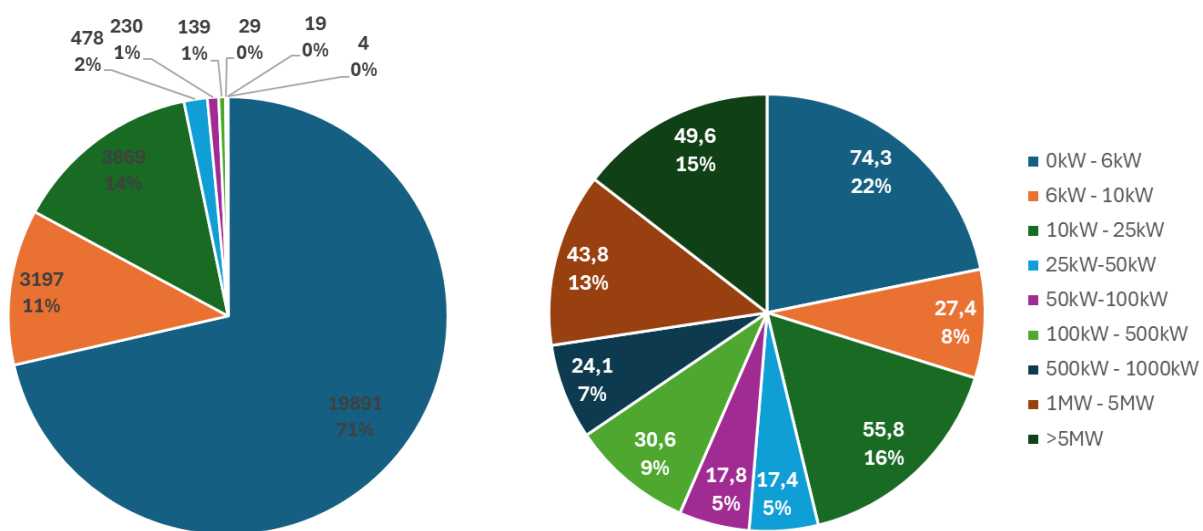


Figura 4. Ripartizione degli impianti fotovoltaici per classi di potenza – Numero (sinistra) e potenza in MW (destra).

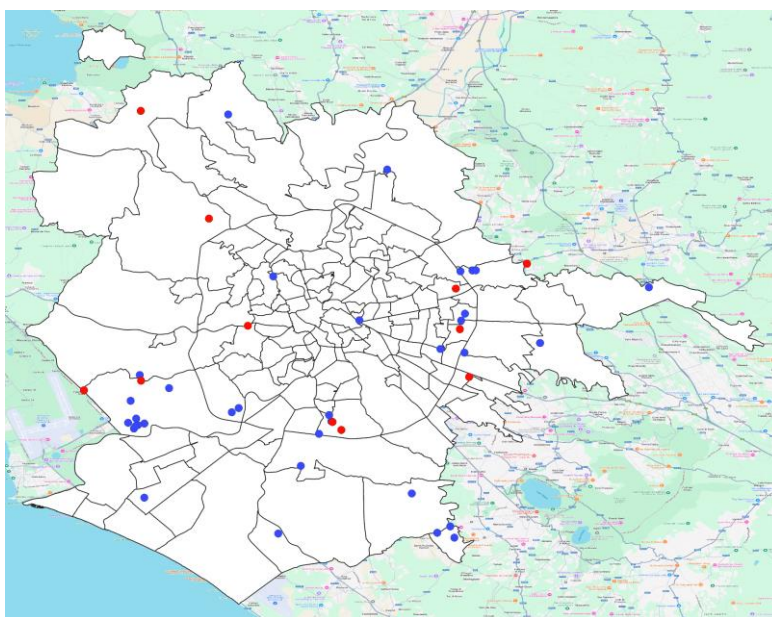


Figura 5. Impianti fotovoltaici di taglia superiore ai 500 kW (blu) e ai 2 MW (rosso) nel comune di Roma Capitale.

Lo sviluppo della generazione distribuita nell'ultimo quinquennio (Figura 6) evidenzia come la generazione fotovoltaica sia soggetta ad una significativa e costante crescita. Viceversa, le altre tecnologie di generazione, quasi interamente basate sulla generazione da fonti fossili, hanno un contributo pressoché stazionario e risultano riconducibili ad impianti connessi alla rete in data antecedente all'ultimo quinquennio. Il differente andamento delle connessioni di nuovi impianti è chiaramente l'effetto dei diversi meccanismi di remunerazione ed incentivazione della produzione da generazione distribuita che si sono susseguiti nel tempo. Inoltre, come già detto, per alcune tecnologie risulta anche fondamentale la disponibilità di siti con caratteristiche idonee (fotovoltaico di grande taglia, idroelettrico ed eolico), oppure la presenza di utenze adatte a cui abbinare la produzione locale (es. cogenerazione presso i siti industriali).

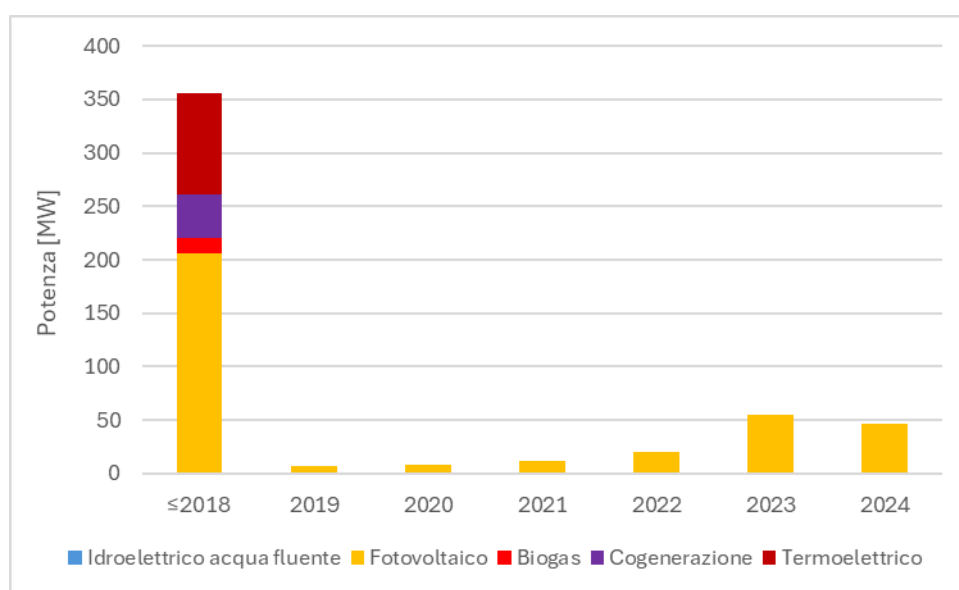


Figura 6. Trend storico delle nuove connessioni della generazione distribuita sul territorio di Roma.

Per quanto attiene le nuove connessioni da fonte solare, si osserva come queste, dopo un rallentamento negli anni successivi alla fine del Conto Energia (nel 2013), abbiano visto una forte accelerazione. Ciò ha riguardato soprattutto gli impianti di taglia medio-piccola, che, da un lato, hanno potuto beneficiare di politiche di incentivazione particolarmente convenienti (es. Superbonus 110%) e, dall'altro, hanno subito la spinta alla riduzione dei prelievi dalla rete conseguenti all'aumento dei prezzi dell'energia per effetto dello scenario geopolitico in essere (guerra in Ucraina e successiva Crisi Energetica). Benché nell'ultimo biennio il tasso di crescita annuo del FV, in termini di quantità di potenza installata, sia comparabile a quello osservato all'epoca del Conto Energia, il trend di diffusione attuale presenta caratteristiche di forte peculiarità rispetto al passato, con un numero annuo di connessioni triplicato rispetto a quanto registrato intorno al 2011.

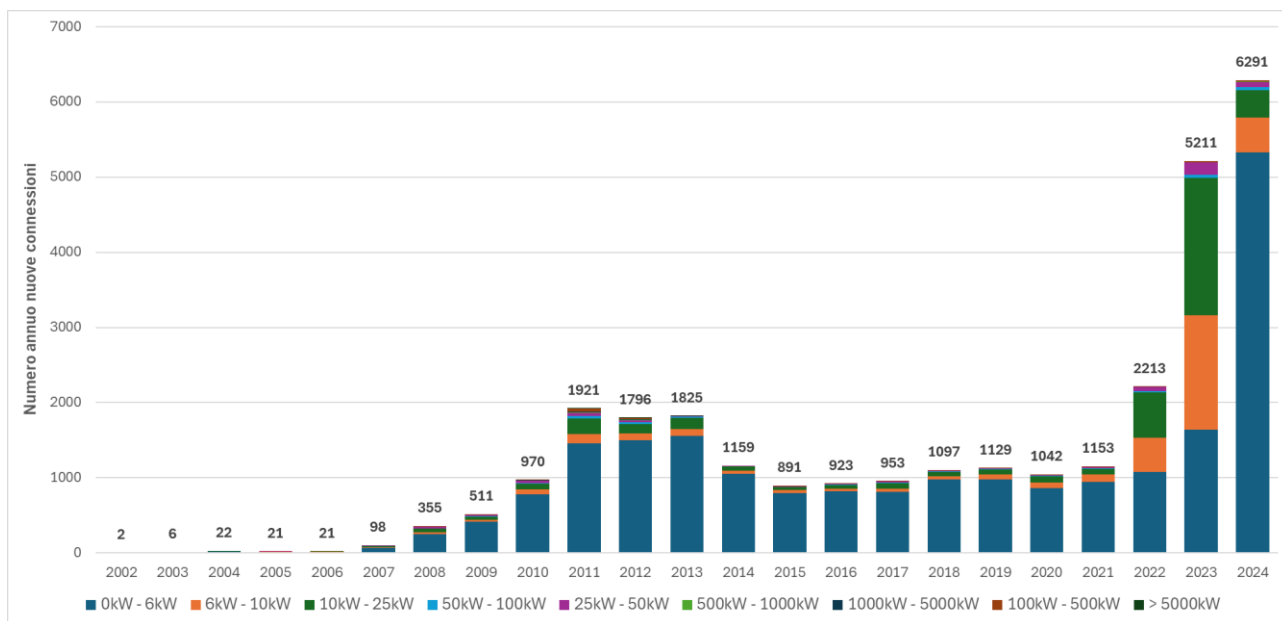


Figura 7. Numero annuo di nuove connessioni fotovoltaiche suddivise per taglia di impianto.

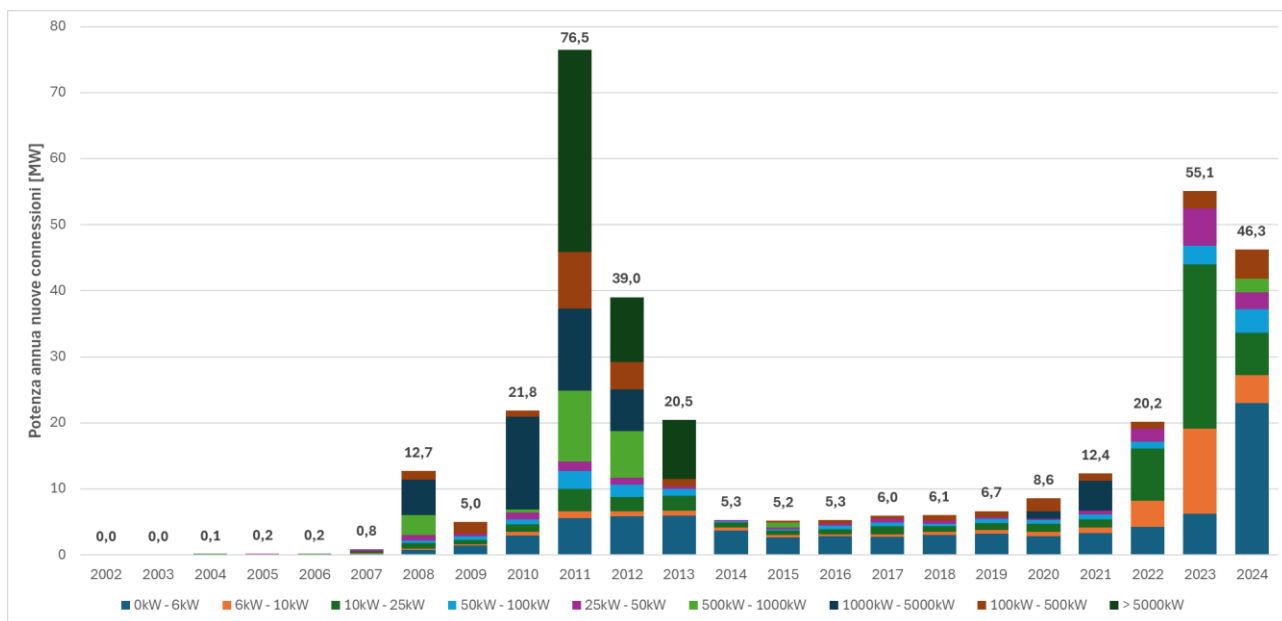


Figura 8. Potenza installata annua da fonte fotovoltaica suddivisa per taglia di impianto.

In merito alla distribuzione della produzione fotovoltaica sul territorio, la figura 9 riporta la potenza FV installata per unità di superficie (MW/kmq) suddivisa per zona urbanistica di Roma Capitale. È rilevante osservare come, specie per gli impianti di taglia medio-piccola (<100 kW), la diffusione del FV segua indicativamente il grado di **urbanizzazione** del territorio, conseguenza del fatto che, nella quasi totalità dei casi per gli impianti di questa taglia, l'installazione è effettuata sulle coperture degli edifici. Le aree del territorio con media densità abitativa, in ragione della maggiore presenza di unità abitative autonome, risultano oggi maggiormente soggette alla realizzazione di nuovi impianti (es. Municipio X). Per il resto, la

distribuzione delle connessioni risulta piuttosto uniforme, fatta eccezione per alcune aree del centro storico della Capitale, dove i vincoli urbanistici rappresentano un limite.

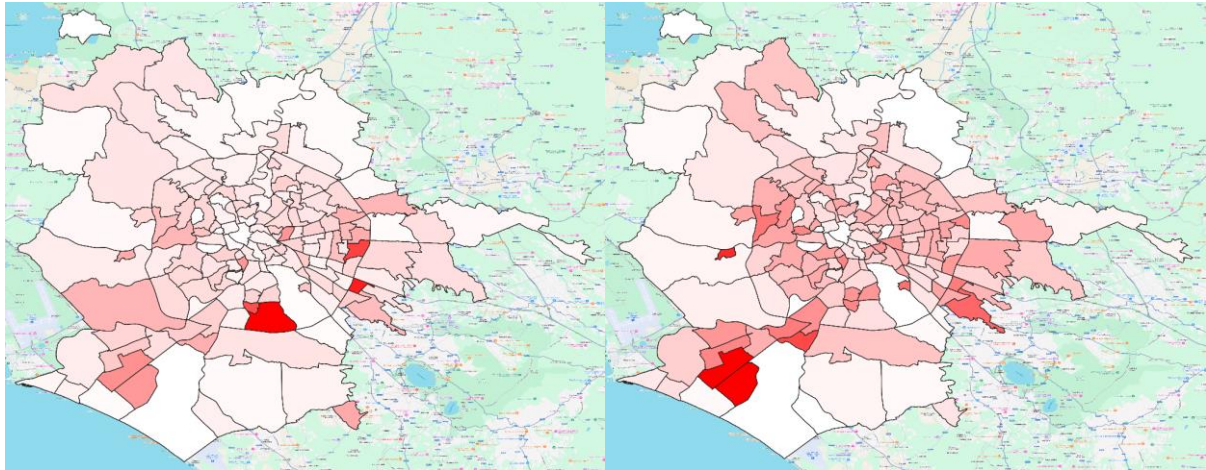


Figura 9. Potenza FV installata per unità di superficie, considerando tutti gli impianti (a sinistra) e i soli impianti < 100 kW (a destra)

Fondo scala del grafico rispettivamente a 2,5 e 1 MW/kmq.

Nell'ultimo triennio, l'evoluzione del fotovoltaico è sempre più stata accompagnata dalla diffusione di **sistemi di accumulo** elettrochimici, installati soprattutto ai fini di incremento dell'autoconsumo. Ad oggi, sul territorio di Roma Capitale, si registrano circa **55 MW** di capacità di accumulo, nella pressoché totalità dei casi connessi alla **rete BT**. Gli elementi che hanno contribuito a superare un tasso di nuove connessioni di oltre 25 MW/anno sono, da un lato, il progressivo ridursi del costo della tecnologia e, dall'altro, i meccanismi incentivanti in essere a livello nazionale. Sebbene questi ultimi siano stati recentemente soggetti ad un ridimensionamento, nel futuro è attesa una ulteriore riduzione del costo delle batterie. Si ritiene quindi piuttosto probabile che i trend di diffusione osservati nell'ultimo triennio trovino conferma anche nel prossimo futuro, ciò anche per effetto di nuove opportunità allo sviluppo delle rinnovabili (es. Comunità Energetiche, agrivoltaico).

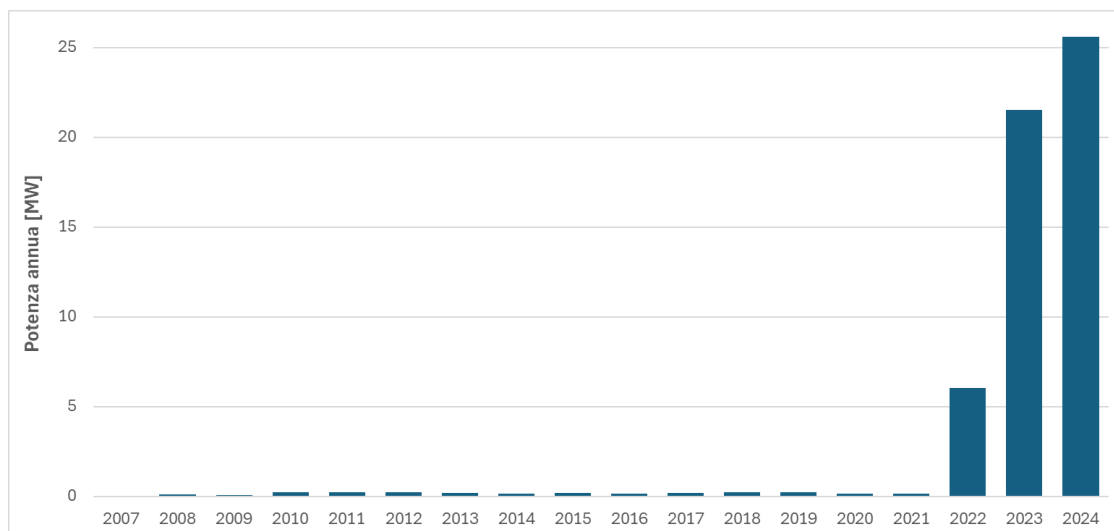


Figura 10. Trend storico delle nuove connessioni di sistemi di accumulo sul territorio di Roma – Potenza annua installata (MW)

4.3 Consistenza dei carichi elettrici connessi alla rete

Nel seguente grafico è illustrata la potenza annua di picco distribuita, a partire dall'anno 2018, al lordo ed al netto della produzione degli impianti di generazione distribuita.

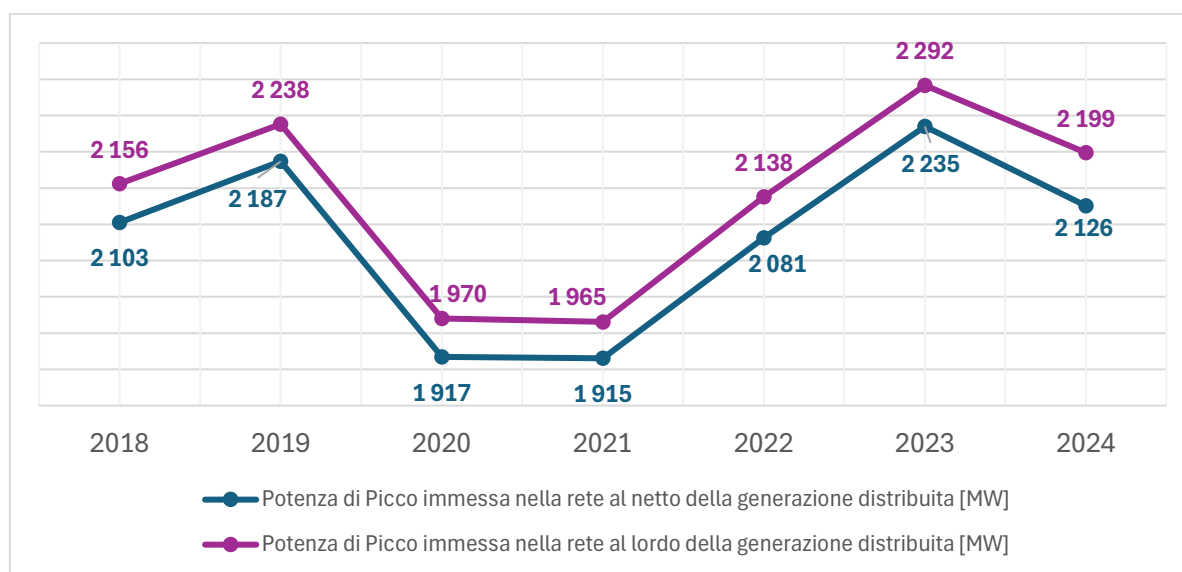


Figura 11. Trend Storico della potenza annua di picco di carico

Il **picco di carico** contemporaneo si verifica sulla rete di areti nell'**ultima settimana di luglio** per tutti gli anni di analisi, in un orario compreso tra le ore **14:00** e le 15:00.

Trascurando gli anni 2020 e 2021, il cui dato risente degli effetti delle chiusure a causa del COVID-19, il valore medio di carico di picco netto è pari a **2.145MW**, mentre quello lordo a 2.205MW. La differenza tra i due valori, pari al contributo di immissione in rete da parte degli impianti di generazione distribuita, aumenta nel tempo passando da un valore di 53MW nel 2018 ad un valore di 73MW nel 2024.

Il picco di carico qui rappresentato considera l'energia immessa nella rete di distribuzione di areti e dunque, rispetto al consumo complessivo degli utenti connessi alla rete, è inevitabilmente parziale, in quanto non considera la quota parte di energia prodotta dagli impianti di generazione distribuita ed autoconsumata.

Il picco di carico è la massima potenza contemporanea richiesta dai carichi allacciati alla rete, e rappresenta una potenza richiesta per un numero esiguo di ore dell'anno. L'immagine seguente mostra la distribuzione delle potenze di carico negli anni 2022, 2023 e 2024.

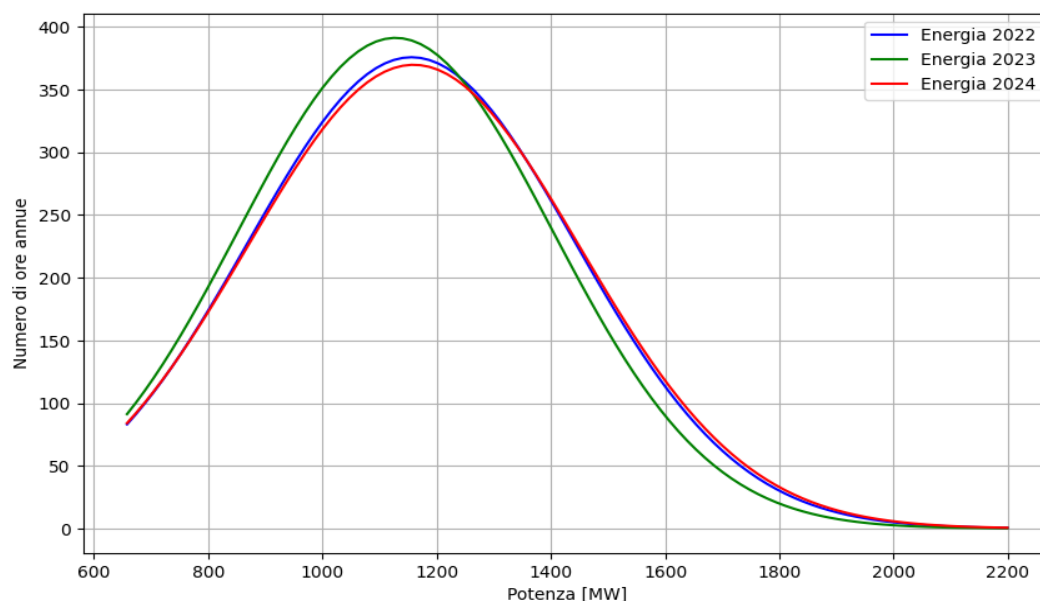


Figura 12. Distribuzione delle potenze di carico negli anni 2022-2024

Il carico richiesto dalla rete supera la soglia dei 2.000 MW solo per l'1% delle ore annue: nella maggior parte delle ore annue (58%) è compreso tra i valori di 1.000MW e 1.500MW, superando i 1.500MW nel 9% delle ore annue ed essendo inferiore ai 1.000MW per il 32% dell'anno.

5. Stato della rete di distribuzione

Nella presente sezione del piano viene descritto lo stato della rete di distribuzione di areti, facendo riferimento a:

- continuità del servizio;
- implementazione delle tecnologie di automazione e telecontrollo;
- implementazione della flessibilità.

5.1 Continuità del servizio

La *continuità del servizio* si riferisce alla capacità di un sistema di distribuzione dell'energia elettrica di garantire un flusso costante e ininterrotto di elettricità agli utenti finali. L'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) stabilisce standard e obiettivi per la continuità del servizio e monitora le performance delle aziende di distribuzione. Questi standard fungono da riferimento per determinare eventuali incentivi o penalità per il distributore e orientare gli investimenti infrastrutturali volti a migliorare la continuità del servizio.

Gli indicatori di continuità del servizio definiti dall'Autorità sono:

1. Numero di interruzioni per utente (N1)

Misura il numero medio di interruzioni subite da un utente in un anno. È calcolato con la formula:

$$\text{Numero interruzioni per utente} = \frac{\sum U_i}{U_{tot}}$$

Dove:

- U_i è il numero di utenti coinvolti nella i -esima interruzione;
- U_{tot} è il numero totale di utenti serviti dalla rete.

Il numero di interruzioni per utente viene calcolato dall'impresa distributrice:

- a) per gli utenti BT, distintamente per interruzioni con preavviso, interruzioni senza preavviso lunghe, interruzioni brevi e transitorie;
- b) distintamente per origini delle interruzioni;
- c) distintamente per cause delle interruzioni;
- d) distintamente per ambiti territoriali¹.

2. Durata complessiva di interruzione per utente (D1)

Misura la durata media totale delle interruzioni per ogni utente in un anno. È calcolato con la formula:

$$\text{Durata complessiva per utente} = \frac{\sum U_{i,j} \cdot t_{i,j}}{U_{tot}}$$

¹ Il Territorio del Comune di Roma è suddiviso in tre ambiti di concentrazione: alta, media, bassa concentrazione.

Dove:

- $U_{i,j}$ è il numero di utenti coinvolti nella i -esima interruzione con durata j ;
- $t_{i,j}$ è la durata dell'interruzione per il gruppo di utenti;
- U_{tot} è il numero totale di utenti serviti dalla rete.

La durata complessiva per utente viene calcolato dall'impresa distributrice:

- a) distintamente per interruzioni con preavviso e interruzioni senza preavviso lunghe;
- b) distintamente per origini delle interruzioni;
- c) distintamente per cause delle interruzioni;
- d) distintamente per ambiti territoriali.

Gli indicatori di continuità del servizio sono regolati da normative specifiche stabilite da ARERA. I principali testi di riferimento a partire dal 2020 ad oggi sono:

- **Deliberazione 568/2019/R/eel e s.m.i.²**: approva la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023.
- **Deliberazione 617/2023/R/eel³**: stabilisce le regole per la regolazione output-based del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027.
- **Deliberazione 543/2024/R/eel⁴**: vengono determinati:
 - i livelli di partenza per la regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe e del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, per ogni ambito territoriale delle imprese distributrici;
 - le soglie per l'identificazione degli ambiti territoriali con livelli di partenza peggiori e intermedi;
 - i livelli obiettivo per gli anni 2024 e 2025 per la durata delle interruzioni senza preavviso lunghe e il numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.

A partire dall'anno 2020, l'ARERA ha introdotto la "regolazione per esperimenti" quale strumento di miglioramento delle performance di continuità del servizio di distribuzione elettrica, concedendo alle imprese di identificare percorsi di miglioramento della qualità tecnica differenti rispetto a quelli definiti nel precedente periodo regolatorio⁵. Areti ha quindi presentato un piano quadriennale per migliorare la durata e il numero delle interruzioni senza preavviso, durante il quale sono stati sospesi i premi e le penalità e attivati

² [TIQE aggiornato](#)

³ [617-23alla_ti.pdf](#)

⁴ [Determinazione dei livelli obiettivo annuali 2024 e 2025 per la regolazione incentivante la continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica - Arera](#)

⁵ [TIQE aggiornato](#): testo integrato di riferimento per il periodo regolatorio 2020-2023

specifici meccanismi incentivanti definiti sulla base dello scostamento annuale tra il livello effettivo di ciascun KPI e quello proposto nell’ambito del progetto.

A partire dal 2024 è iniziato il sesto periodo regolatorio (2024 - 2027) per il quale sono stati definiti nuovi livelli obiettivo 2024 e 2025 per incentivare la riduzione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso nella distribuzione elettrica a favore dei clienti. Infatti, in continuità con gli obiettivi del “Testo integrato della regolazione output-based del servizio di distribuzione dell’energia elettrica” (TIQD), con la delibera 543/2024/R/eel approvata da ARERA si vuole incentivare la convergenza dei livelli di qualità della distribuzione elettrica sul territorio, stimolando maggiormente il miglioramento degli ambiti che partono da livelli peggiori e chiedendo, al contempo, obiettivi sfidanti per quelli più virtuosi, considerando la media storica degli indicatori di continuità 2020 – 2023. Si riportano di seguito i risultati osservati dal 2020 al 2024⁶ a seconda dell’area di concentrazione:

- **Alta Concentrazione**

L’anno 2024 vede un indicatore D1, per l’ambito di Alta Concentrazione, in linea rispetto all’indicatore del 2023, anno di conclusione dell’esperimento regolatorio che ha visto un incremento rispetto ai precedenti anni rientranti nell’esperimento, caratterizzati da un significativo miglioramento rispetto ai livelli di partenza del 2020.

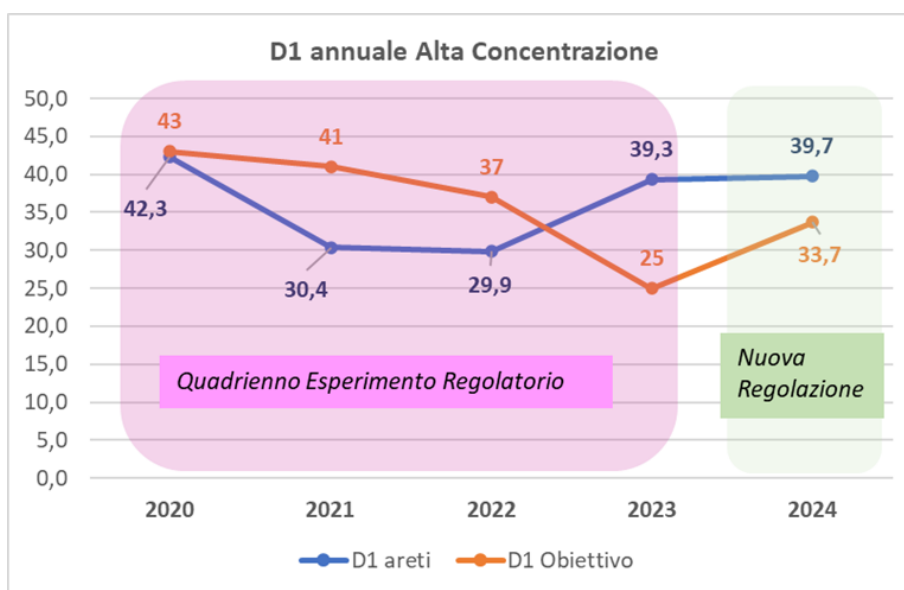


Figura 13. D1 annuale in Alta Concentrazione

L’andamento del numero di interruzioni per cliente (N1) mostra invece nel 2024 rispetto all’anno 2023, dopo il precedente incremento dal 2022 al 2023 ed il miglioramento dall’avvio dell’esperimento regolatorio.

⁶ I dati registrati per il 2024 sono al momento ancora stimati. Il 31/03/2025 areti comunicherà ad ARERA i dati a consuntivo.

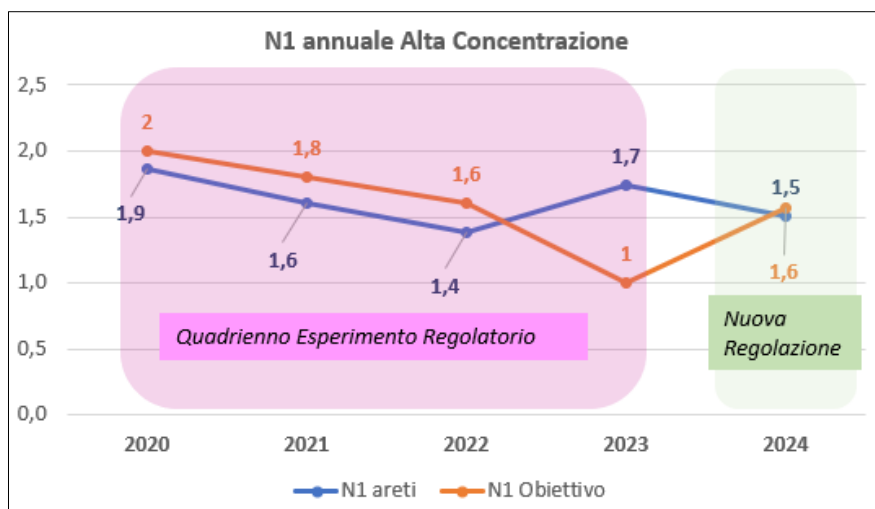


Figura 14. N1 annuale in Alta Concentrazione

• Media Concentrazione

Per questo ambito concentrazione l'anno 2024 è sostanzialmente in linea con l'anno 2023 sia per l'indicatore di durata (D1) che per l'indicatore di numero (N1), con un andamento nei precedenti anni analogo a quello dell'ambito di Alta Concentrazione.

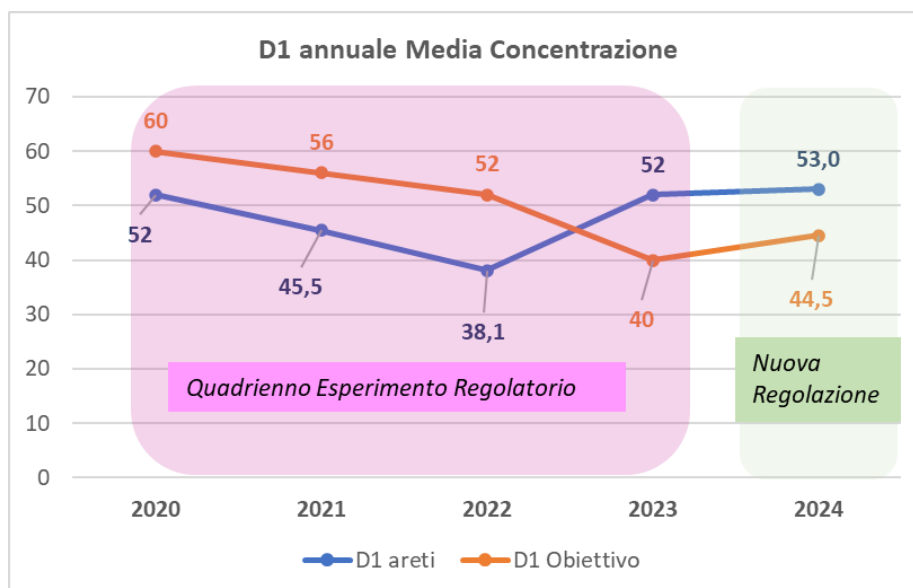


Figura 15. D1 annuale in Media Concentrazione

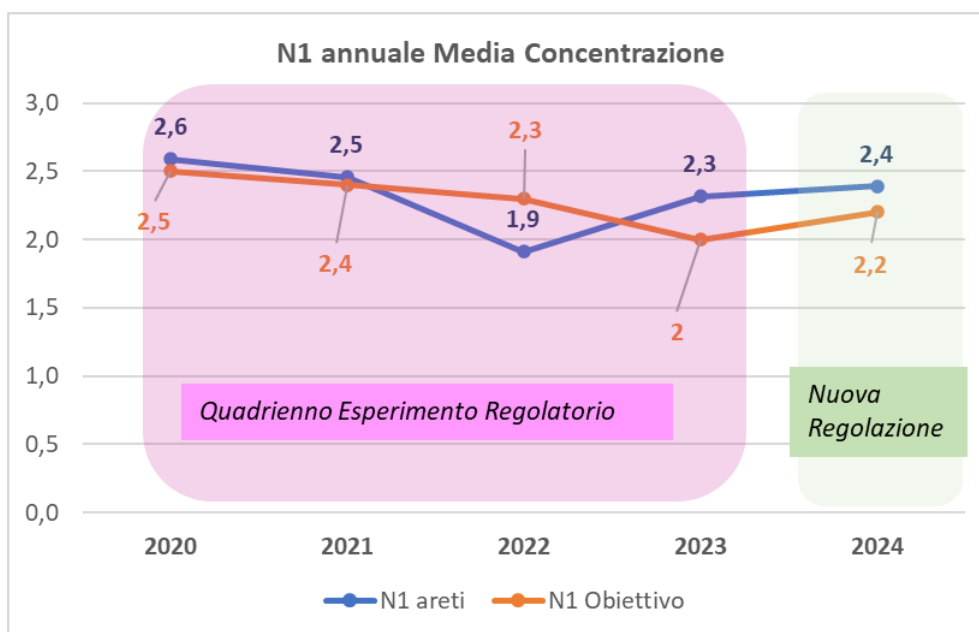


Figura 16. N1 annuale in Media Concentrazione

- Bassa Concentrazione**

Per questo ambito concentrazione gli indicatori di numero (N1) e di durata (D1) delle interruzioni del 2024 mostrano un lieve peggioramento rispetto al 2023, dopo il precedente incremento dal 2022 al 2023 ed il miglioramento dall'avvio dell'esperimento regolatorio.

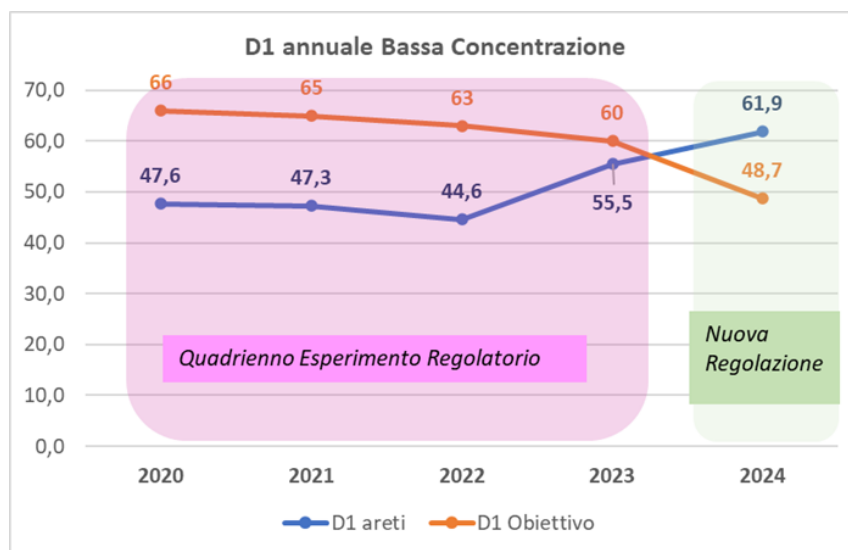


Figura 17. D1 annuale in Bassa Concentrazione

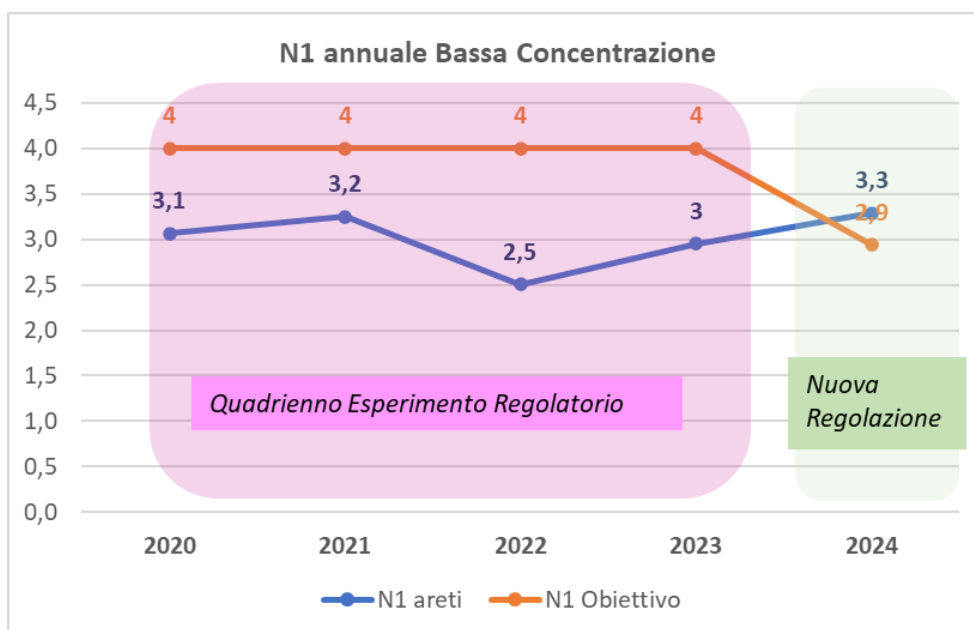


Figura 18. N1 annuale in Bassa Concentrazione

In riferimento al quadriennio dell'Esperimento Regolatorio, nonostante il mancato raggiungimento degli obiettivi, c'è stato un miglioramento complessivo degli indicatori di qualità del servizio rispetto ai livelli di partenza del 2020. Tuttavia, il 2023 è stato un anno particolarmente difficile a causa delle forti piogge e della limitata diffusione della tecnologia di telecontrollo sulla rete di Bassa Tensione, rispetto all'estensione della rete stessa.

L'esperimento regolatorio ha innescato significativi progressi per l'ammodernamento della rete elettrica anche attraverso la diffusione di componenti tecnologicamente avanzati, con la finalità di migliorare la continuità del servizio. Sono stati realizzati interventi di potenziamento e riconfigurazione della rete, al fine di ridurre i tassi di guasto e di ottimizzare la distribuzione del carico. Interventi specifici sono stati attuati per accrescere la resilienza della rete alle ondate di calore e al fenomeno dell'allagamento, attraverso la sostituzione e il rafforzamento di alcune porzioni di rete, la ricostruzione delle cabine secondarie più vulnerabili, l'incremento della magliatura di rete in alcune aree specifiche per aumentarne il livello di ridondanza. Notevoli progressi sono stati compiuti anche nell'adozione di tecnologie avanzate di telecontrollo e automazione.

Per quanto riguarda il 2024, nonostante i miglioramenti introdotti sulla rete, non sono stati raggiunti tutti i livelli obiettivo definiti dall'Autorità. I fattori critici che hanno determinato il mancato raggiungimento di tutti i livelli obiettivo possono essere riassunti come segue:

- Disalimentazioni di lunga durata in un contesto di eventi meteorologici severi sempre più frequenti, che, nonostante le azioni di mitigazione intraprese negli ultimi anni, hanno continuato a determinare impatti rilevanti sulla rete.

- Frequenti eventi temporaleschi di elevata intensità che hanno causato allagamenti sulla viabilità e conseguenti rallentamenti degli interventi su guasto.
- L'incremento delle temperature, nel periodo estivo, determina un aumento improvviso della domanda di energia elettrica in alcune aree della città di Roma, determinando sovraccarichi alla rete elettrica che, congiuntamente alle rilevanti sollecitazioni termiche, determinano in alcuni casi, distacchi elettrici.
- Atti di vandalismo e furti di materiali dalle infrastrutture elettriche che continuano a compromettere la continuità del servizio.

5.2 Automazione e Telecontrollo

Il piano di sviluppo, in termini di soluzioni di innovazione tecnologica, prevede una **diffusione** sempre più **capillare** dell'automazione della rete e della gestione a distanza delle operazioni di comando e controllo della rete. Questa automazione sarà resa possibile attraverso l'adozione di tecnologie innovative, mirate a migliorare l'osservabilità, la gestione e la sostenibilità dell'intera rete.

A partire dal 2019 la pervasività delle tecnologie di telecontrollo ed automazione sulle reti MT e BT è stata fortemente incrementata attraverso l'implementazione di un piano massivo di ricostruzione delle cabine secondarie, che ha previsto l'installazione di scomparti di media tensione motorizzati e di scomparti **"Recloser"** oltre che la predisposizione e l'attivazione del telecontrollo lato media e bassa tensione.

L'individuazione delle cabine secondarie su cui installare gli apparati di telecontrollo e/o di automazione degli organi di manovra di media tensione è avvenuta attraverso un processo di analisi articolato in tre fasi principali:

1. **Risk Analysis:** sono stati calcolati per ciascun componente di rete, in particolare per ciascun ramo della rete di media tensione, gli indici di rischio sotto forma di indicatori di continuità di numero e di durata.
2. **What-If analysis:** è stato generato, attraverso un software di simulazione delle reti, un elevato numero di scenari di intervento per ciascuna linea MT, ciascuna combinazione di diversi interventi di telecontrollo e/o automazione. A ciascuno scenario sono stati associati i costi ed i benefici, sotto forma di diminuzione degli indicatori di continuità pre e post-intervento.
3. **Scelta ottima degli interventi:** è stata effettuata la selezione ottima degli interventi massimizzando il beneficio nel rispetto dei vincoli tecnici, operativi ed economici. Tra i vincoli di scelta degli interventi sono stati utilizzati, per il triennio 2024, 2025 e 2026, anche vincoli relativi al rispetto dei KPI previsti nell'ambito del progetto finanziato PNRR Missione 2 "Rivoluzione verde e Transizione Ecologica", Componente 2 "Energie Rinnovabili, idrogeno, rete e mobilità sostenibile" ed Investimento 2.1 "Rafforzamento Smart Grid".

L'individuazione degli interventi di telecontrollo sulla rete di bassa tensione avviene invece attraverso un modello che, a partire dalla ricostruzione del tasso di guasto e del numero di POD sottesi, associa a ciascuna cabina secondaria il beneficio, in termini di diminuzione dell'indicatore di durata, conseguente all'installazione del quadro di bassa tensione telecontrollato.

I grafici di seguito riportati mostrano la diffusione delle tecnologie di telecontrollo ed automazione negli ultimi anni e la pianificazione di diffusione per il quinquennio 2025-2029.

La figura sottostante mostra la percentuale di cabine secondarie telecontrollate lato media tensione al termine di ciascun anno dal 2019 al 2024 e la pianificazione dei prossimi cinque anni: il raggiungimento del **100% delle cabine secondarie** è previsto al termine dell'anno **2028**.

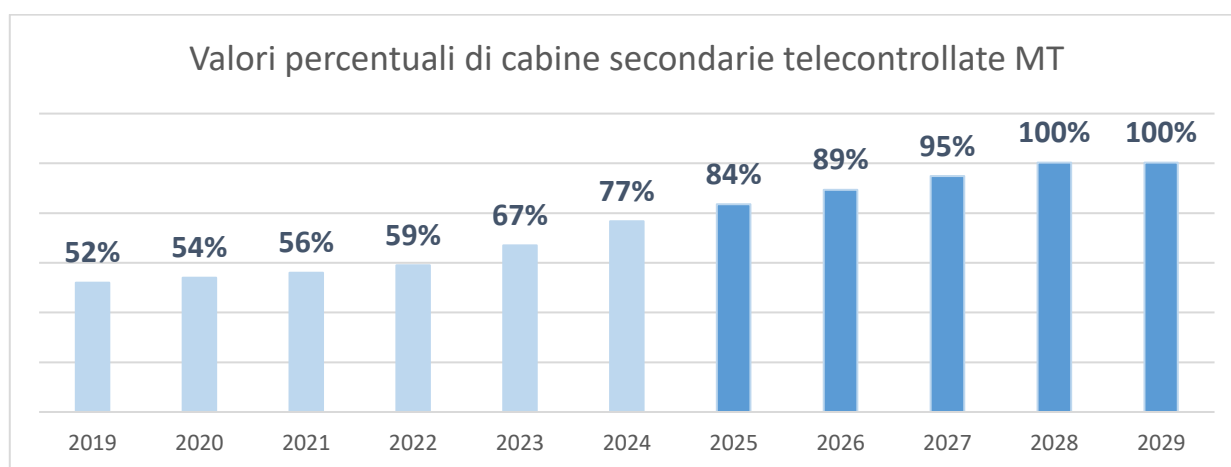


Figura 19. Valori percentuali di cabine secondarie telecontrollate MT

Il seguente grafico mostra l'incremento in termini percentuali relativo alle **linee MT "in automazione"**, ovvero aventi almeno una cabina secondaria equipaggiata con dispositivo "Recloser" attivo, al termine di ciascun anno dal 2019 al 2022 e gli obiettivi dei prossimi 5 anni.

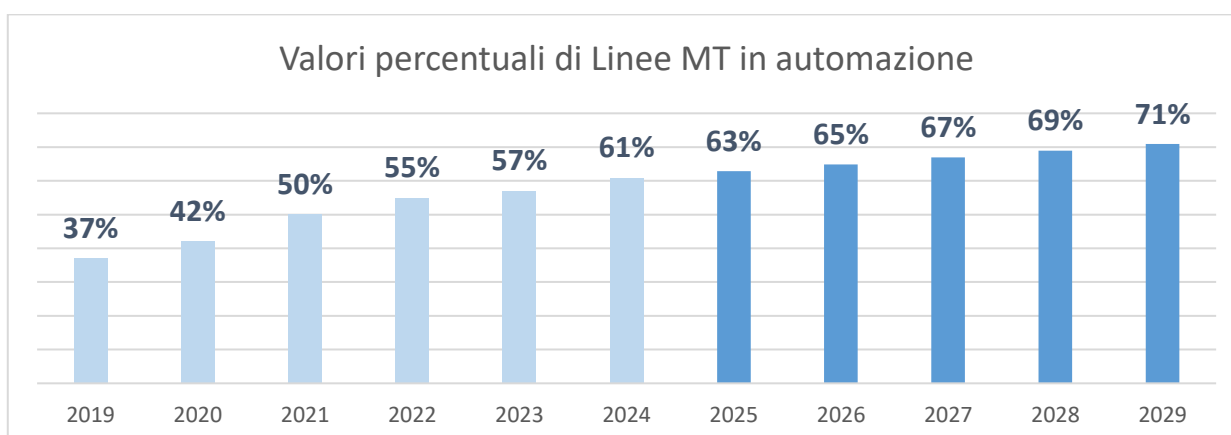


Figura 20. Valori percentuali di linee MT automatizzate

Lo spettro delle possibili logiche di automazione delle linee MT è stato ampliato, comprendendo oltre alla logica di automazione cosiddetta "**FRG-VELOCE**" (che è di fatto una logica cronometrica) anche logiche più evolute. Queste nuove logiche prevedono il coordinamento locale delle protezioni lungo linea o il

coordinamento automatico dal centro, consentendo una rapida selezione del tronco guasto e di conseguenza una riduzione dell'entità del disservizio e quindi un miglioramento degli indicatori di continuità del servizio. Si riporta di seguito una breve descrizione delle logiche di automazione adottate e/o sperimentate.

LOGICA FO: prevede l'impiego della fibra ottica ed è stata sviluppata per la gestione ottimizzata della selezione del guasto sui primi rami (logica semplice con raddoppio primi rami). Essendo onerosa l'implementazione è stata installata su poche linee MT estremamente impattanti.

LOGICA 4G: la logica di automazione coordinata 4G, che prevede invece la comunicazione, mediata dalle nuove RTU areti, tra le protezioni lungo linea via LTE, è stata pensata per una maggiore diffusione in campo a fronte di una contenuta riduzione delle performance (la rialimentazione dell'utenza avviene in qualche secondo a differenza delle logiche in FO che funzionano in tempi inferiori al secondo).

L'evoluzione delle attivazioni dell'automazione e **telecontrollo BT**, che consentono di incrementare l'osservabilità della rete di bassa tensione, migliorando l'efficienza del processo di esercizio, che non è più esclusivamente dipendente dalle segnalazioni degli utenti, è illustrata nel seguente grafico assieme alla pianificazione del quinquennio 2025-2029. Il raggiungimento del **100%** delle cabine secondarie con il telecontrollo lato bassa tensione è pianificato per l'anno **2034**.

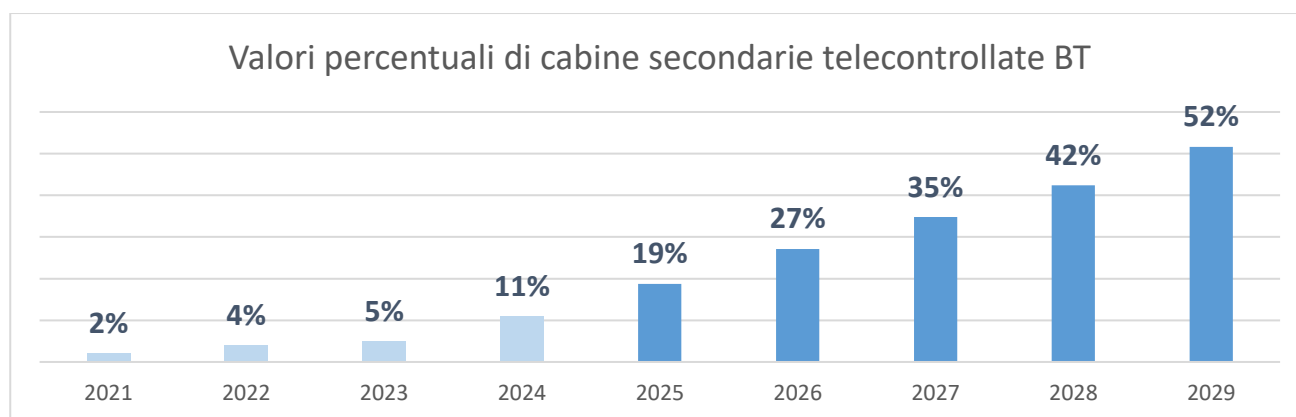


Figura 21. Valori percentuali di cabine secondarie telecontrollate BT

La presente soluzione è stata sviluppata e ne è stata avviata l'installazione in campo secondo i volumi su indicati; contestualmente sono stati riesaminati i processi di esercizio, supportando gradualmente il change management e ottimizzando la gestione delle segnalazioni provenienti dal campo rispetto al corrispondente processo manuale.

Areti inoltre ha avviato una sperimentazione dedicata per l'applicazione del telecontrollo BT lungo linea, che prevede la movimentazione da remoto degli interruttori o sezionatori di manovra sotto carico (IMS) posti nei nodi BT, al fine di diminuire i tempi di rialimentazione degli utenti in seguito al disservizio, analogamente a quanto già in esercizio sulla rete di Media Tensione. L'implementazione della sperimentazione avverrà nell'ambito della piattaforma DANTE, in sinergia con gli altri sviluppi pianificati.

5.3 Implementazione della flessibilità

L'avvio ufficiale dei progetti pilota sui mercati locali della flessibilità su Roma si è avuto nell'Agosto del 2023 con la Delibera ARERA 372/2023, ed a partire da tale data areti ed il GME hanno potuto avviare ufficialmente le proprie attività tecnico-commerciali per l'acquisizione da parte di areti di **servizi ancillari** alla rete di distribuzione dagli operatori di mercato operanti sul territorio di Roma Capitale. Queste tempistiche hanno ovviamente comportato un mutamento delle possibilità effettive di ricorso alla flessibilità rispetto allo studio di ottimo esposto nel precedente piano di sviluppo, che prevedeva un ricorso a servizi ancillari già nel 2023 per circa 13 MW e nel 2024 per circa 50 MW.

Si segnala che il 2024, anno di avvio del mercato a termine ed a pronti **RomeFlex**, ha già registrato una liquidità di circa 10 MW e che le prime aste a termine del 2025, svoltesi il 25 e 26 febbraio **2025**, si sono concluse con un'offerta di capacità di **oltre 13,5 MW**, in netto aumento rispetto all'anno precedente.

Questa variazione del ricorso alla flessibilità tiene conto, oltre che del tempo necessario per instaurare le necessarie procedure di mercato e mettere in esercizio le tecnologie e le piattaforme necessarie all'esercizio tecnico della flessibilità, anche e soprattutto della liquidità del nascente mercato, ossia della disponibilità di soggetti dotati dei necessari *asset* per fornire i servizi di flessibilità alla rete di distribuzione.

La liquidità di mercato è stato il principale driver di redazione del presente piano di flessibilità, ed è appunto da questo aspetto che si partirà nella illustrazione del piano stesso.

6. Scenari di evoluzione del sistema energetico

La presente sezione contiene gli esiti delle analisi relative agli scenari evolutivi del sistema energetico di Roma Capitale, sviluppate da areti in coerenza con le linee guida del tavolo Utilitalia per la predisposizione dell'edizione 2025 dei Piani di Sviluppo ai sensi dell'articolo 61.2 del TIQD (Allegato A - Deliberazione 617/2023).

Nello specifico, le metodologie per l'elaborazione degli scenari sono state sviluppate in accordo a quanto definito nell'Allegato 5 redatto in sede Utilitalia *“Linee guida per lo sviluppo di scenari energetici di distribuzione elettrica”*.

Le analisi hanno riguardato i fattori ritenuti di maggiore impatto sul sistema di elettrico di distribuzione di Roma Capitale soprattutto in un orizzonte di medio periodo e sono state relative sia agli effetti della crescita della domanda che della generazione. Infatti, stante la rapida evoluzione del sistema energetico di Roma Capitale osservata in anni recenti, si rende necessaria una attenta analisi delle prospettive di sviluppo dei diversi fattori coinvolti in questo processo di trasformazione, in modo da valutarne l'impatto potenziale sulla rete elettrica.

Specificatamente, i fattori su cui si sono sviluppati degli approcci modellistici sono i seguenti:

- **FER**, in particolare fotovoltaica;
- sistemi di **accumulo**;
- **mobilità elettrica**;
- **consumi domestici** (pompe di calore, piani a induzione, raffrescamento).

Per ciascun elemento di cui sopra, a partire dallo status quo, sono stati sviluppati appositi scenari evolutivi, che hanno mirato a fornire stime realistiche basandosi sui trend attesi a livello nazionale che sui dati disponibili a livello locale. Allo scopo di elaborare le necessarie proiezioni, si è cercato di trarre considerazioni utili dalla storia recente del carico e della generazione distribuita sul territorio. Inoltre, dove possibile, si sono prese a riferimento le informazioni e gli obiettivi di indirizzo politico.

6.1 Stakeholder engagement

Nel processo di costruzione degli scenari energetici e di pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, riveste un ruolo centrale l'instaurazione di un confronto continuo con tutti gli **stakeholder**. Questi ultimi sono tutti i soggetti in grado di orientare, con i propri piani programmatici di investimento aventi impatto sulla rete di distribuzione, l'**identificazione** dei **fabbisogni** di potenziamento della rete.

Gli stakeholder possono essere suddivisi in quattro principali categorie a seconda del relativo ruolo ed impatto sul processo:

1. Istituzioni ed Autorità di Regolazione:

Questi soggetti forniscono il quadro normativo e regolatorio necessario alle attività di pianificazione:

- **ARERA:** Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, svolge un ruolo centrale nella regolazione e supervisione del settore energetico, definendo il quadro normativo, regolando le tariffe di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica, promuovendo l'efficienza e l'innovazione nelle infrastrutture di rete, incentivando la qualità del servizio e la tutela dei consumatori e garantendo il rispetto degli obiettivi di sostenibilità e transizione energetica.
 - **MASE:** Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, che riveste un ruolo strategico nella definizione delle politiche energetiche e ambientali in Italia, guidando la transizione ecologica attraverso la pianificazione e l'attuazione di strategie per la decarbonizzazione.
 - Amministrazioni Locali: in particolare,
 - i. **Roma Capitale:** con riferimento all'Ufficio Clima, il Dipartimento Infrastrutture, il Dipartimento Programmazione e Attuazione Urbanistica ed il Dipartimento Mobilità Sostenibile e Trasporti;
 - ii. **Regione Lazio:** con riferimento all'Assessorato Mobilità, Trasporti, Tutela del Territorio, Ciclo dei rifiuti, Demanio e Patrimonio ed all'Assessorato Turismo, Ambiente, Sport, Cambiamenti climatici, Transizione energetica e sostenibilità.
2. **Terna:** è il TSO (Transmission System Operator) italiano, responsabile della gestione della rete di trasmissione ad alta tensione e dell'equilibrio del sistema elettrico nazionale. L'azienda è stata coinvolta per garantire il corretto sviluppo della rete di distribuzione in coordinamento con la rete di trasmissione.
3. **Clienti finali ed associazioni, federazioni o organizzazioni:** sono unioni di soggetti industriali e commerciali, produttori di energia, fornitori di servizi, etc. aventi le proprie esigenze di approvvigionamento energetico e strategie di decarbonizzazione. In particolare, areti si è interfacciata o pianifica di interfacciarsi nell'ambito della consultazione pubblica del piano di sviluppo, tra gli altri, con i seguenti soggetti:
- i. **ATAC** (Azienda per la mobilità del Comune di Roma): azienda di trasporto pubblico locale di Roma Capitale, responsabile della gestione di autobus, tram, metropolitane e ferrovie urbane. L'azienda è stata coinvolta per reperire le pianificazioni di interventi finalizzati all'elettrificazione del trasporto pubblico urbano (es. autobus elettrici, tramvie e metro).
 - ii. **Unindustria** (Unione degli Industriali e delle Imprese di Roma, Frosinone, Latina, Rieti e Viterbo): è l'associazione di rappresentanza del sistema Confindustria per le

imprese del Lazio e raccoglie aziende di diversi settori industriali e produttivi, promuovendo lo sviluppo economico del territorio attraverso iniziative di supporto all'innovazione, alla crescita industriale e alla sostenibilità.

- iii. **RFI** (Rete Ferroviaria Italiana): è la società del gruppo Ferrovie dello Stato che gestisce l'infrastruttura ferroviaria nazionale, comprese le linee elettrificate e le stazioni. L'azienda è stata coinvolta per la condizione delle iniziative, come la realizzazione di nuove sottostazioni, aventi impatto sulla rete elettrica di distribuzione.
- iv. **Agenzia del Demanio**: gestisce il patrimonio immobiliare dello Stato, compresi terreni ed edifici pubblici che possono essere utilizzati per infrastrutture energetiche. L'agenzia è stata coinvolta per raccogliere le iniziative di nuove costruzioni e riqualificazioni di immobili esistenti aventi impatto sulla rete elettrica di distribuzione.

- 4. Altri stakeholders: Charge Point Operator ed utenti finali che possono influenzare la pianificazione di interventi di sviluppo della rete elettrica.

Con tutti questi soggetti areti ha portato avanti la creazione di tavoli di lavoro e di confronto, per valutare preliminarmente i fabbisogni delle utenze e condividere i risultati delle proprie analisi al fine di abilitare la transizione energetica in modo efficace ed efficiente. I confronti proseguiranno anche nell'ambito della consultazione pubblica del Piano di Sviluppo, a valle della quale verrà individuato il perimetro degli interventi di sviluppo necessari a soddisfare le esigenze emerse. Tali interventi saranno quindi inseriti nel Piano di Sviluppo nella sua versione post consultazione, che verrà pubblicata a Giugno 2025.

6.2 Principali evidenze

Durante gli incontri portati avanti da areti sono stati raccolti i piani programmatici di intervento dei principali stakeholder che comportano necessità di incremento delle capacità di trasporto della rete. Per ciascuna richiesta sono state mappati i tempi pianificati, la localizzazione e le potenze di connessione.

Le richieste sono state suddivise nei seguenti ambiti:

- **Mobilità Pubblica**: la richiesta complessiva di potenza, per connessione di nuovi depositi di ricarica di bus elettrici, per connessione di sottostazioni funzionali all'alimentazione di nuove tramvie o linee ferroviarie, ammonta a circa **110MW**.
- **Data Center**: la richiesta complessiva di potenza per l'alimentazione dei nuovi datacenter ammonta a circa **115MW**.
- **Nuove utenze o incremento potenza utenze industriali**: la richiesta complessiva di potenza per l'alimentazione di tali utenze ammonta a circa **35MW**.

- **Nuove utenze o incremento potenza utenze residenziali e/o servizi:** la richiesta complessiva di potenza per l'alimentazione di tali utenze ammonta a circa **17MW**.

6.3 Scenari di sviluppo delle FER

L'analisi dello status quo evidenzia chiaramente come l'evoluzione della generazione distribuita, e più in generale del sistema energetico, sia strettamente influenzata dalle scelte di indirizzo politico. In particolare, oltre agli effetti della politica nazionale, ad esempio in merito a meccanismi di promozione delle rinnovabili, anche diversi fattori conseguenza dello scenario internazionale, come costo dell'energia o costo delle tecnologie, potrebbero influire sulla diffusione di determinate tipologie di impianti. Da questo consegue che elaborare stime accurate circa lo sviluppo della generazione distribuita risulti estremamente complesso, specie sul medio-lungo periodo.

In linea con i trend di evoluzione osservati negli ultimi anni, si ritiene che anche nel futuro la generazione fotovoltaica sarà la tecnologia di generazione soggetta allo sviluppo prevalente all'interno del comune di Roma. Al fine di approfondire i fattori legati allo sviluppo della generazione distribuita che potrebbero avere un impatto prospettico sulla rete di distribuzione pubblica, si è quindi ritenuto opportuno focalizzarsi prioritariamente su questa specifica tecnologia di generazione. Non è comunque escluso che richieste di connessione di taglia rilevante possano presentarsi nel futuro anche con riferimento di ad altre fonti di generazione. Non si hanno ad oggi tuttavia elementi per prevedere con sufficiente grado di accuratezza eventuali richieste di tale natura.

Per quanto concerne la connessione di nuovi impianti alla rete attesa nel futuro prossimo, areti ha **ricevuto** ad oggi **richieste** per un totale di **oltre 138 MW**, quasi interamente per nuovi impianti fotovoltaici. Nella stragrande maggioranza dei casi, si tratta di impianti di taglia medio-grande (> 4 MW) che implicano interventi di sviluppo significativi sulla rete, con un conseguente impatto sulle tempistiche necessarie per l'espletamento delle procedure di connessione. Il merito alla loro distribuzione geografica, per effetto della taglia significativa degli impianti, queste sono prevalentemente ubicate nelle zone più periferiche di Roma Capitale (Figura 23).

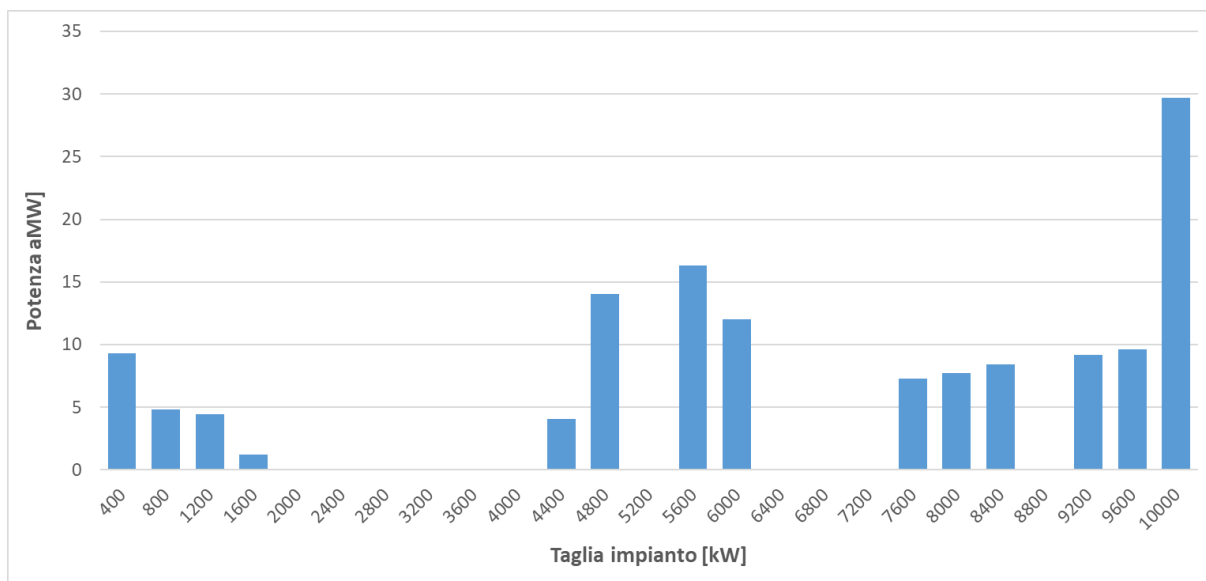


Figura 22. Distribuzione per taglia delle richieste di connessione ricevute da areti.

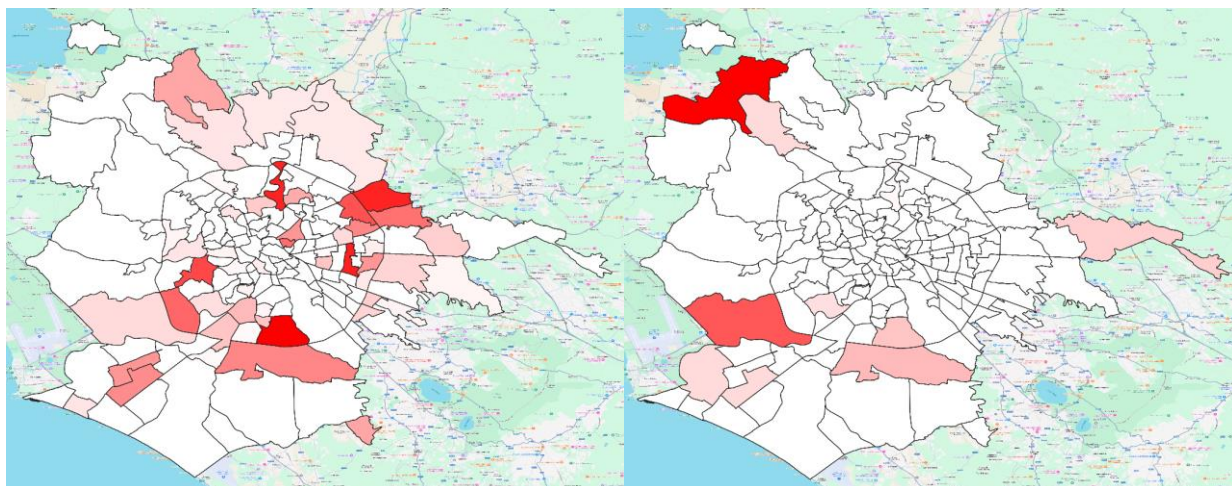


Figura 23. Distribuzione sul territorio delle nuove richieste di connessione per impianti di generazione distribuita: ≤ 1 MW (a sinistra) e > 1 MW (a destra). Fondo scala dei grafici fissato rispettivamente a 1 MW e 38 MW.

Le richieste di connessione attualmente registrate da areti sono comunque rappresentative solo di uno scenario di breve periodo e non tengono conto delle domande di allacciamento che potrebbero pervenire in futuro. Questo è vero soprattutto per gli impianti di piccola taglia, date le tempistiche di connessione molto brevi. Per questo areti ha elaborato opportuni scenari evolutivi della penetrazione fotovoltaica, utili a stimarne sia l'andamento nel tempo che la distribuzione sul territorio.

A questo scopo, si sono prese a riferimento le previsioni di penetrazione fotovoltaica pubblicate da Terna e Snam nel “**Documento di Descrizione degli Scenari 2024**” (DDS 2024). Le previsioni riportate nel DDS, propedeutiche ai piani di sviluppo delle reti di entrambi i settori, sono definite in coerenza con gli scenari elaborati da parte di ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) e ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas) a livello europeo su un orizzonte decennale e ventennale. Inoltre, gli scenari di Terna e Snam recepiscono le ultime indicazioni del governo, fra cui il testo

definitivo del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) che in data 30/06/2024 è stato inviato dal MASE e dal MIT alla Commissione Europea, declinando a livello nazionale gli obiettivi dei pacchetti legislativi europei “Fit-for-55” e “RepowerEU”.

Nello specifico, per costruire gli scenari locali di diffusione fotovoltaica sul comune di Roma Capitale, si sono prese a riferimento le stime di crescita per la generazione “distribuita” relative all’Area Centro-Sud. Per tenere conto di eventuali incertezze nelle stime, si sono considerati due scenari diametralmente opposti in termini di diffusione del FV: lo scenario “PNIEC Slow”, che prevede una transizione più lenta rispetto agli scenari di policy verso i target di decarbonizzazione e la combinazione dello scenario “PNIEC Policy” al 2030 e dello scenario “Distributed Energy Italia (DE-IT)” al 2035 e 2040, questi ultimi allineati con gli scenari definiti a livello europeo (Tabella 2).

Tabella 2. Diffusione attesa della fonte FV nell’area Centro-Sud da DDS Terna-Snam 2024.

		2023	2030	2035	2040
PNIEC Slow	Potenza [GW]	1,5	3,4	4,2	5,1
	Crescita annua [%]	-	12,40%	4,32%	3,96%
PNIEC Policy 2030 + DE-IT 2035/2040	Potenza [GW]	1,5	3,7	4,6	5,5
	Crescita annua [%]	-	13,77%	4,45%	3,64%

A seguito delle analisi effettuate è emerso che, anche considerando le stime più conservative elaborate nello scenario “PNIEC Slow” definito nel DDS 2024, il tasso annuo di incremento del FV al 2030 (12,40%) risulterebbe superiore alla crescita storica registrata nel periodo 2019-2024 nel comune di Roma Capitale, pari al 9,55% annuo. A riguardo, è opportuno considerare che la diffusione delle rinnovabili negli anni 2019-2024 ha già beneficiato già dell’effetto combinato di diversi fattori, quali meccanismi di incentivazione delle rinnovabili generosi e l’aumento molto significativo dei prezzi di elettricità e gas; impulsi che negli ultimi mesi sono venuti meno, o si sono in parte ridimensionati, e non è chiaro se e in che portata si ripresenteranno in futuro. In un’ottica cautelativa, si è quindi ritenuto opportuno adottare quale scenario conservativo (**scenario “lento”**) per il territorio di Roma Capitale una proiezione in cui la crescita del FV al 2030 risulta pari al tasso di incremento attuale, pari al 9,55% annuo (scenario “**Business As Usual**”: BAU), per poi riallinearsi successivamente al trend nazionale (scenario “PNIEC Slow” al 2035 e 2040; Figura 24). Viceversa, quale **scenario “rapido”**, intenso come scenario che prevede un più veloce processo di decarbonizzazione, si è considerata la combinazione dello scenario “PNIEC Policy” al 2030 e “Distributed Energy Italia (DE-IT)” al 2035 e 2040 definiti nel documento Terna.

Tali scenari sono stati calati sul territorio oggetto di concessione areti assumendo che il peso dell’installato nel comune di Roma Capitale rispetto al totale di area resti proporzionalmente invariato nel tempo (Tabella 3 e Tabella 4).

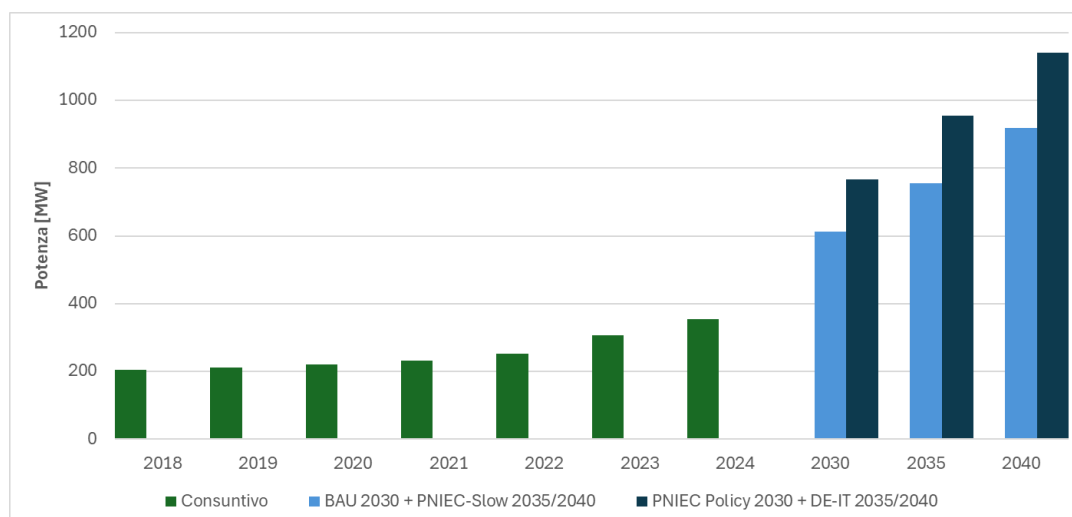


Figura 24. Scenari di penetrazione della fonte FV al 2030, 2035 e 2040.

Tabella 3. Potenza installata da fonte FV da dati storici e in accordo agli scenari evolutivi adottati [MW].

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2030	2035	2040
Consuntivo	204,79	211,44	220,01	232,38	252,59	307,72	354,02			
Scenario "lento"								612,00	756,01	918,01
Scenario "rapido"								767,59	954,30	1141,01

Tabella 4. Incremento della fonte FV rispetto al 2024 [MW].

Scenario	2030	2035	2040
Lento	+257,98	+401,98	+563,98
Rapido	+413,56	+600,27	+786,98

La **distribuzione** prospettica del fotovoltaico **sul territorio** è stata determinata basandosi, per la quantità eccedente le richieste di connessione attualmente in via di espletamento, su una stima delle **superfici** residue **disponibili** sulle coperture degli edifici e a terra.

Inizialmente, considerando l'effettiva distribuzione degli impianti fotovoltaici sul territorio di Roma e delle richieste di connessione già ricevute da areti, è stato stimato un ipotetico consumo di coperture e di suolo.

A tale scopo, si è ipotizzato un fattore medio di occupazione del fotovoltaico pari a 6 mq/kWp, una superficie utile sulle coperture e a terra rispettivamente pari al 12% e 4,8% del totale, ciò tenendo conto dell'orientamento dei tetti e dell'idoneità delle superfici ad ospitare impianti.

Le superfici lorde degli edifici e a terra sono state determinate da database pubblici (OpenStreetMap). Dove possibile, per i terreni, le aree utili all'installazione del FV sono state considerate al netto delle superfici già occupate da altro (es. rete stradale).

Successivamente, la quota di potenza FV installata residua definita in accordo allo scenario prescelto, intesa come potenza totale meno la potenza delle richieste di connessione già note, è stata distribuita sul territorio proporzionalmente alla superficie utile rimanente a terra e sul tetto degli edifici.

Alle installazioni in particolari aree delle città (es., all'interno di parchi naturali), si sono applicati opportuni coefficienti di aggiustamento al fine di considerare possibili vincoli alle nuove installazioni. Inoltre, nell'allocazione della potenza FV si è tenuto conto degli interventi di decarbonizzazione pianificati dal Comune di Roma, come descritti nel documento **"Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima di Roma Capitale"**. Questi riguardano, ad esempio, l'installazione di fotovoltaico sul tetto di scuole, ospedali ed altri edifici pubblici.

La Figura 25 riporta il risultato del processo di allocazione della potenza FV sul territorio di Roma Capitale, al netto delle richieste di connessione già ricevute da areti, nei due scenari considerati.

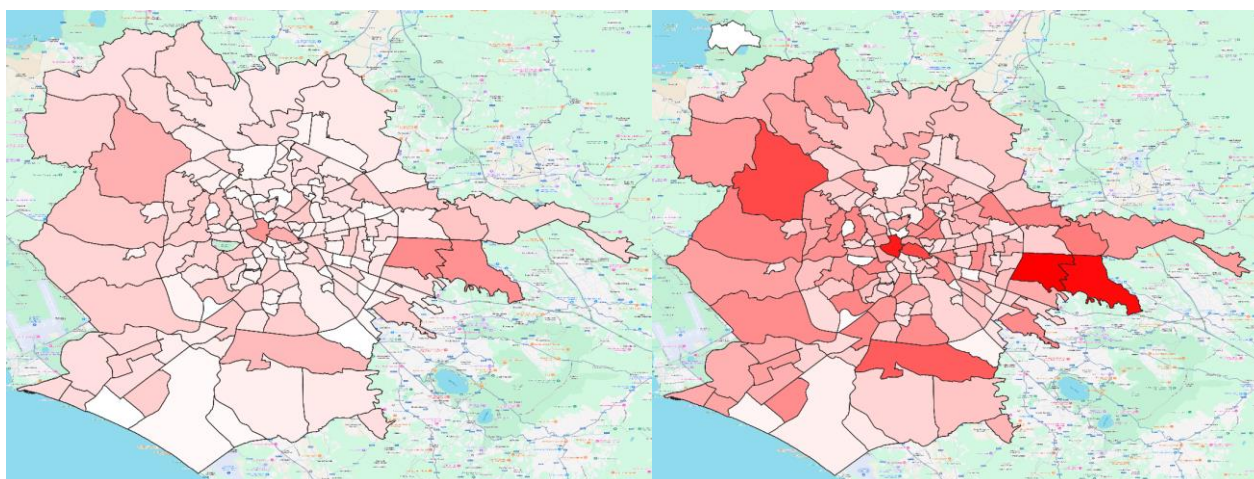


Figura 25. Potenza FV aggiuntiva, al netto delle richieste di connessione già ricevute da areti, negli scenari "lento" (sinistra) e "rapido" (destra).

6.4 Scenari di sviluppo dei sistemi di accumulo

Recentemente, l'evoluzione del fotovoltaico nel territorio di Roma Capitale è sempre più stata accompagnata dalla diffusione di sistemi di accumulo elettrochimici (Figura 26), installati soprattutto ai fini di incremento dell'autoconsumo. Ad oggi, a Roma, si registrano circa 55 MW di capacità di accumulo, nella pressoché totalità dei casi di piccola taglia e connessi alla rete BT. La distribuzione sul territorio dei sistemi di accumulo segue quindi essenzialmente quella del fotovoltaico di piccola taglia (Figura 27).

Nell'ultimo triennio, gli elementi che hanno contribuito a superare un tasso annuo di nuove connessioni di oltre 25 MW sono, da un lato, il progressivo ridursi del costo della tecnologia e, dall'altro, i meccanismi incentivanti in essere a livello nazionale. Nonostante il ridimensionamento a cui sono stati recentemente sottoposti questi ultimi, a favore della diffusione futura delle tecnologie di storage potrebbero contribuire altri fattori, quali una ulteriore riduzione del costo delle batterie. Si ritiene quindi piuttosto probabile che i

trend di diffusione osservati nell'ultimo triennio troveranno conferma anche nel prossimo futuro, ciò anche per effetto di nuove opportunità allo sviluppo delle rinnovabili (es. Comunità Energetiche, agrivoltaico).

Tabella 5. Capacità di accumulo installata nel comune di Roma al 2024 [MW].

Taglia	Potenza installata [MW]
$\leq 5 \text{ kW}$	27,48
$5 < P \leq 10 \text{ kW}$	15,44
$10 < P \leq 20 \text{ kW}$	9,57
$20 < P \leq 50 \text{ kW}$	2,62

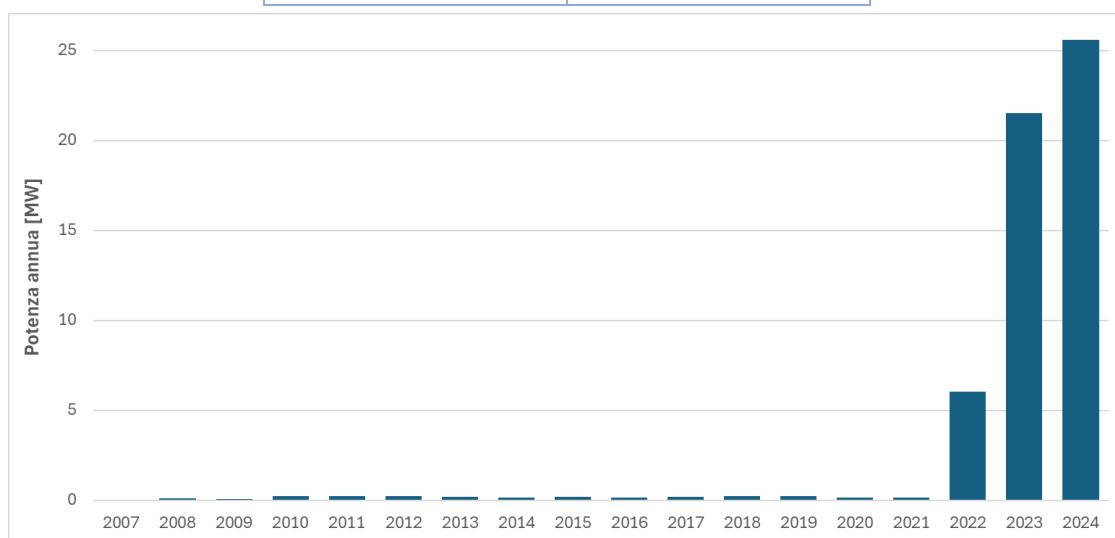


Figura 26. Trend storico delle connessioni di sistemi di accumulo sul territorio di Roma – Potenza annua installata (MW).

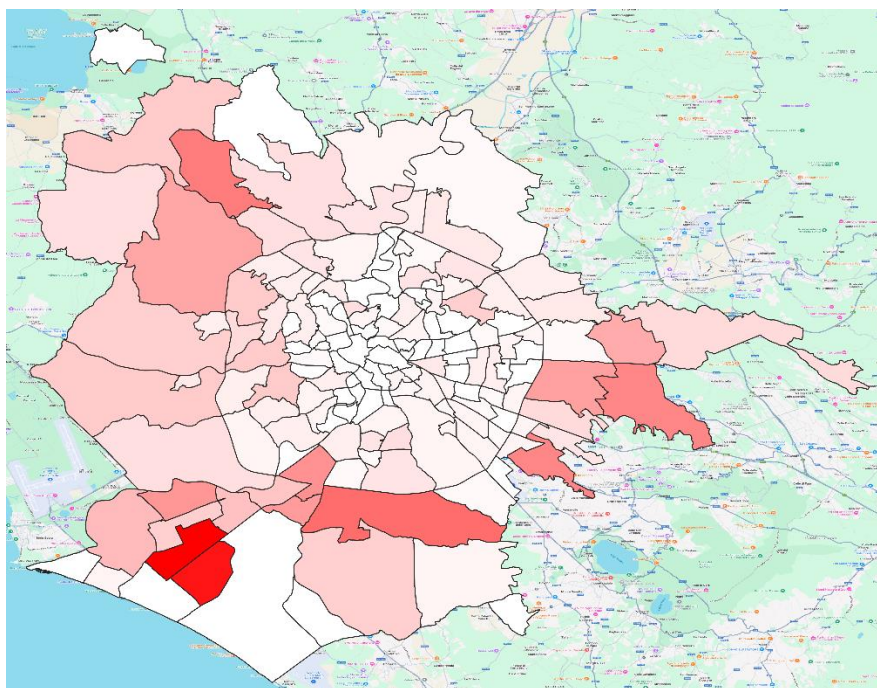


Figura 27. Distribuzione sul territorio della potenza installata da sistemi di accumulo elettrochimici (batterie). Fondo scala a 3,8MW.

Nel processo di decarbonizzazione del sistema energetico, gli accumuli sono destinati a rivestire un ruolo fondamentale. Infatti, le batterie connesse alla rete all'atto della realizzazione dei nuovi impianti di generazione distribuita potranno contribuire, da un lato, a ridurre i picchi di immissione, soprattutto della fonte solare, attenuando così l'impatto delle rinnovabili soprattutto a livello di rete BT, dove è maggiormente probabile l'insorgenza di problematiche locali dovute alla limitata capacità di trasporto della rete. Inoltre, in futuro, gli accumuli distribuiti potranno essere sfruttati ancor più in ampio a beneficio dell'esercizio della rete di distribuzione; ciò potrà avvenire all'interno dei mercati dei servizi di flessibilità locali, nella prospettiva di un consolidamento delle iniziative sperimentali attualmente in corso.

Ai fini della costruzione degli scenari di evoluzione della capacità di accumulo all'interno dell'area esercitata da areti, la **diffusione** degli **storage**, basati su tecnologia elettrochimica (batterie) agli ioni di litio, è stata ritenuta in massima parte **correlata** alla realizzazione di **nuovi impianti fotovoltaici** con funzione di incremento dell'autoconsumo (rapporto energia su potenza compreso fra 2 e 4; Tabella 6). Benché, in una prima fase, la maggior parte delle installazioni avverrà ancora sulla bassa tensione, è lecito attendersi che con il passare del tempo una crescente quota di accumuli troverà applicazione anche sulla MT.

Tabella 6. Incremento della capacità utile [MWh] e potenza [MW] installata di sistemi di accumulo rispetto al 2024.

Taglia	Scenario	2030	2035	2040
Capacità Utile [MWh]	Lento	+118	+224	+344
Potenza [MW]		+59	+112	+172
Capacità Utile [MWh]	Rapido	+233	+370	+508
Potenza [MW]		+116	+185	+254

Per l'elaborazione delle stime di diffusione delle batterie, come per il fotovoltaico, si sono presi a riferimento gli scenari del DDS Terna-Snam adattandoli opportunamente al caso del comune di Roma. Inoltre, si sono considerate delle caratteristiche della tecnologia relative ad un impianto "tipo" residenziale (rapporto energia/potenza pari circa a 2 considerando la capacità netta delle batterie; rendimento di carica/scarica 80÷85%, potenza massima di scarica pari all'80% della potenza nominale del fotovoltaico, potenza massima di carica pari al 64% della potenza nominale del fotovoltaico).

Dalle analisi effettuate, emerge come l'utilizzo dei sistemi accumulo per incrementare l'autoconsumo residenziale potrebbe contribuire a ridurre gli effetti delle immissioni di potenza attiva della generazione fotovoltaica a livello di cabina primaria di circa il 20÷25% rispetto al caso senza accumulo.

6.5 Scenari di sviluppo dei consumi

6.5.1 Elettificazione dei trasporti

Ad oggi l'impatto sulla rete delle ricariche dei veicoli elettrici è tutto sommato ancora modesto. Tuttavia, nel prossimo futuro è prevista una rapida diffusione della mobilità basata sull'elettrico. L'evoluzione verso modalità di trasporto più sostenibili sarà trainata da una probabile riduzione del costo delle batterie, un miglioramento delle prestazioni di queste ultime ed anche dalle spinte alla decarbonizzazione in ambito europeo, che dovrebbero tradursi in stimoli economici sia all'acquisto di veicoli elettrici che all'installazione di punti di ricarica. Nonostante la decarbonizzazione dei trasporti su strada sia uno degli obiettivi principali nell'ottica di una riduzione delle emissioni climalteranti, permangono tuttora ad oggi notevoli incertezze in merito alla rapidità di diffusione dei veicoli elettrici, come conseguenza soprattutto delle scelte delle politiche europee ancora fortemente in discussione. Tali incertezze si sono tradotte, in tempi recenti, ad una revisione al ribasso delle stime delle future stime di crescita della mobilità elettrica.

In particolare, le **più recenti stime** ^[7] quantificano al **2030**, a livello nazionale, una **penetrazione di veicoli elettrici**, sia puri che ibridi plugin, nei settori della mobilità privata e dei veicoli commerciali leggeri compresa tra **l'8 e il 10%**. Nel comune di **Roma Capitale**, come in diverse altre realtà metropolitane del Paese, si ritiene che la **diffusione** effettiva delle auto elettriche, come già oggi accade, potrà essere ben **più accelerata**, ciò per l'effetto combinato di diversi fattori:

- l'ampia diffusione di Zone a Traffico Limitato (ZTL) che impongono restrizioni ai veicoli diesel e benzina, incentivando quindi l'acquisto di veicoli elettrici;
- la rete di stazioni di ricarica pubbliche più sviluppata che altrove, già oggi, ma ancora di più in futuro, grazie ai notevoli investimenti previsti dalla giunta capitolina entro il 2030;
- modalità di utilizzo dei veicoli elettrici correlate alla realtà urbana di Roma, che implicano distanze percorse mediamente più brevi e spesso a velocità ridotta, frequenti cambi di velocità e arresti, tutti fattori tali da favorire l'uso dell'elettrico rispetto ai motori a combustione.

In ragione di tali considerazioni, e del fatto che è lecito attendersi che il complessivo parco auto nel comune di Roma (1.823.155 unità nel 2023^[8]) continuerà a crescere nei prossimi anni, si ritiene probabile che al 2030 potrebbero circolare nel territorio di Roma un numero di auto elettriche compreso tra le 321 mila e 401 mila unità (Tabella 7). Tali numeri sono attesi in rapida crescita negli anni successivi, grazie alle economie di scala di cui dovrebbe beneficiare la tecnologia dopo la fase di diffusione iniziale.

⁷ Motus-E "Il futuro della mobilità elettrica in Italia @2035 – Finale Report", 2024.

⁸ Comune di Roma, I numeri di Roma Capitale, <https://www.comune.roma.it/web/it/i-numeri-di-roma-capitale.page>.

Tabella 7. Incremento del numero e del fabbisogno energetico de veicoli elettrici privati al 2024 [MWh].

Scenario	Indicatore	2030	2035	2040
Lento	N° veicoli	321.000	830.265	1.097.175
	Fabbisogno di energia giornaliero [MWh]	1758	4549	6011
Rapido	N° veicoli	401.000	981.222	1.389.755
	Fabbisogno di energia giornaliero [MWh]	2197	5376	7614

Considerando i consumi medi di un veicolo elettrico, ciò porta a stimare al 2030 un fabbisogno energetico giornaliero addizionale a cui la rete di distribuzione areti dovrebbe far fronte nell'ordine dei 1758 ÷ 2197 MWh, di cui indicativamente il 75% sarà prelevato dalle auto tramite punti di ricarica installati da privati, mentre il restante dovrà essere fornito dall'infrastruttura di ricarica pubblica.

Uno degli aspetti di maggiore criticità della ricarica dei veicoli elettrici è la loro distribuzione temporale concentrata in alcune ore della giornata (ad esempio in coincidenza del rientro a casa, all'arrivo nella sede lavorativa, ecc.) Per i punti di **ricarica** installati in contesti **residenziali**, ci si attende che le richieste di ricarica si addenseranno prevalentemente nelle ore serali, al rientro dalle attività lavorative (Figura 28). Le **ricariche pubbliche**, al contrario, saranno invece maggiormente concentrate nelle ore centrali della giornata, sebbene comunque presenti anche nelle ore serali. Il combinato dei due fabbisogni porterà ad un notevole **incremento** soprattutto del **picco di potenza serale**, con valore al 2030 compresi tra i **188 e 235 MW**.

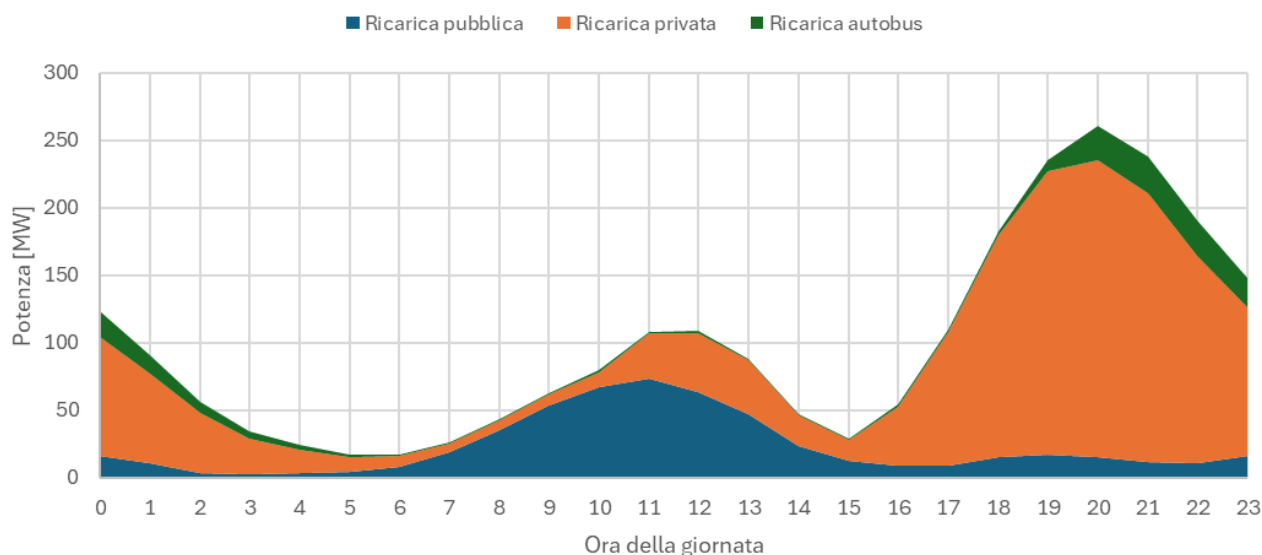


Figura 28. Profili di potenza della ricarica dei veicoli elettrici (mobilità privata e autobus elettrici) per un giorno feriale.

Scenario al 2030 con diffusione dei veicoli elettrici a livello nazionale pari al 10%.

La **distribuzione** sul **territorio** delle richieste di ricarica in ambito privato e pubblico è stata effettuata per mezzo di una **analisi** dei **siti** che meglio si prestano all'installazione di un punto di ricarica (Figura 29). Lo studio ha previsto, per la ricarica effettuata in contesti residenziali, una stima dei posti disponibili per

l'installazione di wall box. Per le ricarica privata in altri contesti (terziario, ecc.), sono stati mappati sul territorio i siti con caratteristiche idonee assegnando a ciascuno un numero appropriato di colonnine. Infine, per la ricarica pubblica, si è fatto riferimento alle richieste di connessione pervenute dai Charging Point Operator (CPO).

1. Ambito privato domestico

- 1 Clusterizzazione **utenze domestiche** per zona urbanistica, anno di urbanizzazione (ante e post 1970) tipologia di edificio (Condomini, Villini ecc)
- 2 Stima del numero dei **posti auto nei** fabbricati e nelle diverse zone della città
- 3 Stima del numero di **Wall box** e del **carico** associato **all'ambito privato domestico**

2. Ambito privato non domestico, privato accessibile al pubblico e pubblico

- 1 Clusterizzazione **Utenze non domestiche** in categorie (es: ospedali, supermercati ecc)
- 2 **Sopralluogo virtuale** (utilizzando il motore di ricerca Google Maps) per stimare aree disponibili per potenziali installazioni di colonnine di ricarica
- 3 Stima del numero di **colonnine e del carico** associato alle singole categorie, all'ambito **privato accessibile al pubblico e pubblico**

3. Ambito pubblico

- 1 Analisi delle **richieste di connessione pervenute ad areti** da parte di **CPO**
- 2 Stima **Potenza media** per colonnina e Analisi delle evidenze emerse dai confronti con i CPO
- 3 Stima del numero di **colonnine e del carico** associato all' **ambito pubblico**

Figura 29. Approccio adottato per la localizzazione geografica delle ricariche dei veicoli elettrici privati.

La ripartizione delle richieste di ricarica sul territorio (Figura 30) evidenzia come, a tendere, vi saranno zone del comune di Roma maggiormente impattate dalla crescita dei veicoli elettrici. Gli investimenti indirizzati allo sviluppo della rete di distribuzione dovranno quindi focalizzarsi su questi contesti. È opportuno anche considerare che, dalla differente natura delle diverse zone della città (residenziale, piuttosto che commerciale o industriale) dipenderà anche la maggiore o minore diffusione di determinate tipologie di ricariche (private o pubbliche) e l'ora della giornata in cui le richieste avverranno.

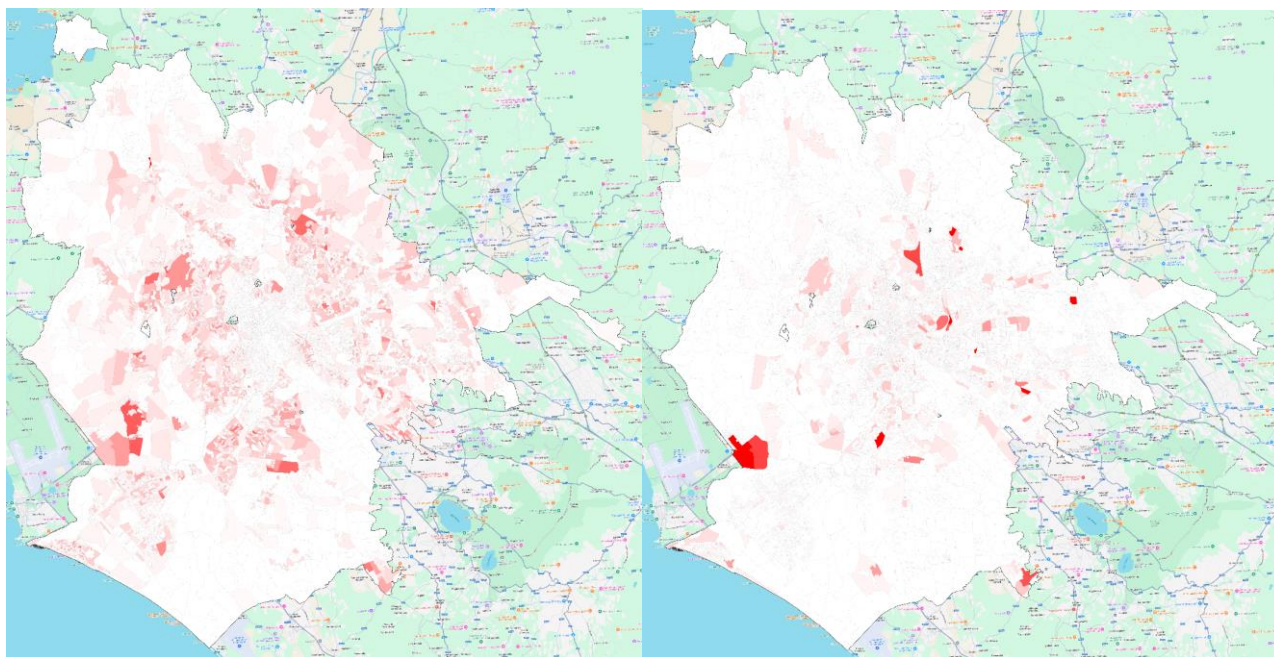


Figura 30. Distribuzione geografica al 2030 delle ricariche elettriche tramite colonnine private (sinistra) e pubbliche (destra).

La decarbonizzazione dei trasporti riguarda anche una serie di elementi ulteriori rispetto alla ricarica in ambito residenziale. Fra questi, sempre nell'ambito del trasporto su strada, l'elettificazione delle flotte di bus elettrici da parte delle aziende di **Trasporto Pubblico** Locale avrà un peso determinante. Ad oggi, sono già in essere dei piani per l'installazione di punti di **ricarica** presso i depositi degli **autobus** per una potenza impegnata di circa 66 MW. Il picco di utilizzo (stimato in circa 27 MW) è previsto anche in questo caso nelle ore serali, quando la maggior parte dei veicoli termina il servizio e rientra in deposito. A tendere, è quindi ipotizzabile un incremento di carico dovuto all'effetto combinato dei veicoli privati e del trasporto pubblico su strada nell'ordine dei 213 ÷ 260 MW.

Infine, si deve considerare la forte spinta dell'amministrazione di Roma Capitale al **potenziamento** del **trasporto pubblico su rotaia**. Per quanto riguarda i tram, è prevista la realizzazione di appositi punti di fornitura per l'alimentazione delle nuove tramvie in corso di realizzazione di Togliatti, Termini-Vaticano Aurelio (TVA), Verano-Tiburtina, Ponte Mammolo-Tiburtina e Termini-Giardinetti-Tor Vergata. A questi si aggiungono i progetti di sviluppo della rete ferroviaria (RFI), con un incremento della potenza contrattuale in prelievo per il trasporto su rotaia, in accordo alle richieste di connessione già pervenute oggi, di oltre 47 MW.

6.5.2 Stima dei carichi aggiuntivi nel settore civile

Panoramica della situazione attuale

In questa sezione viene presentata una ricostruzione della situazione odierna del settore civile. In Figura 31 e Figura 32 viene riportata la distribuzione geografica delle utenze rispettivamente per il settore residenziale e per il settore terziario, mediante un raggruppamento per sezioni di censimento Istat.

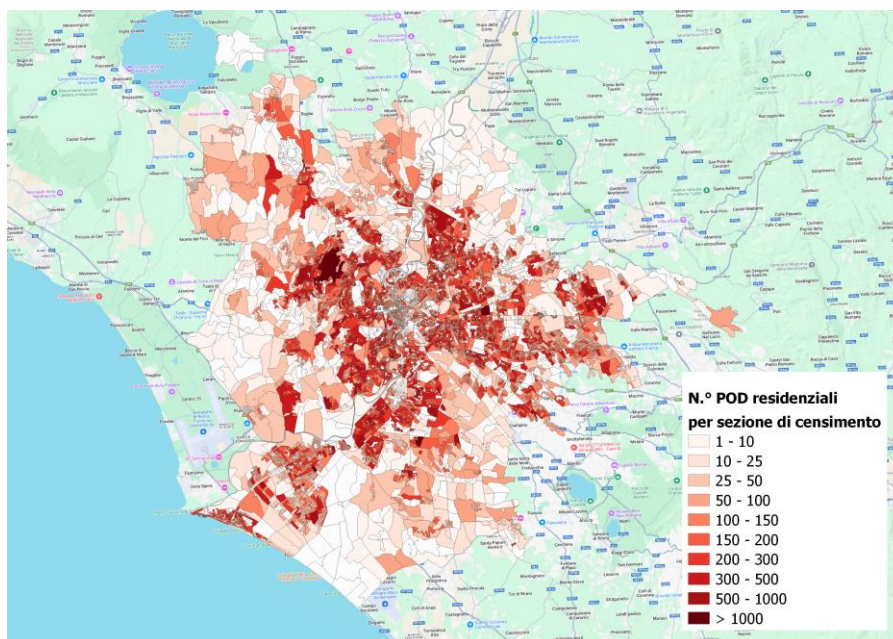


Figura 31 – Rappresentazione geografica del numero attuale di POD relativi ad utenze domestiche per sezione di censimento Istat nel comune di Roma

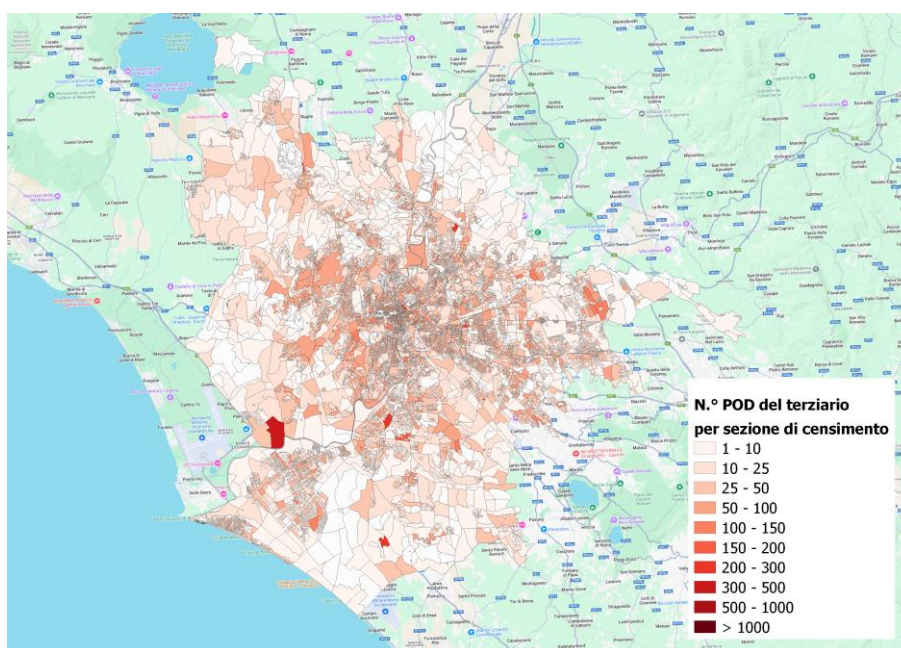


Figura 32 – Rappresentazione geografica del numero attuale di POD relativi ad utenze del settore terziario per sezione di censimento Istat nel comune di Roma

Entrambe le mappature restituiscono una elevata densità abitativa all'interno del comune, con una distribuzione coerente con la presenza di edifici multifamiliari nel cuore della città, per quanto riguarda il residenziale.

Trattando invece le differenti componenti che possono caratterizzare il carico elettrico legato all'occupazione degli edifici e ad alcune tipologie di attività ivi svolte non elettrificate, tornano utili alcuni dati di penetrazione di tecnologie elettriche. Nello specifico, relativamente al riscaldamento degli edifici, soluzioni che si fondano sull'impiego di combustibili di origine fossile stanno venendo gradualmente sostituite con opzioni che impiegano altri vettori energetici, fra cui l'energia elettrica.

A supplemento dell'analisi viene in aiuto il rapporto di fine 2022 redatto da ENEA *“Le detrazioni fiscali per l'efficienza energetica e l'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia negli edifici esistenti”*⁹. In questo documento viene restituita una panoramica sulla situazione di vendite relativa al 2021, nello specifico valutando l'impatto di politiche incentivanti (i.e., SuperEcobonus 110%, EcoBonus) volte alla riqualificazione e al miglioramento della prestazione energetica degli edifici. Risulta così possibile ricavare un'indicazione di massima per ciascuna regione d'Italia circa le installazioni di nuove pompe di calore. A titolo di esempio, secondo il rapporto di ENEA nella provincia di Roma sono state installate circa l'8% delle pompe di calore che risultano installate (~185'000 a livello nazionale) attraverso il sistema di incentivazione EcoBonus per l'anno 2021.

Un altro gruppo di consumi che coinvolgono il settore civile, ad oggi principalmente caratterizzato dall'impiego di vettori energetici di origine fossile, è quello delle attività di cottura domestica. Storicamente le famiglie italiane hanno fatto affidamento su un mix di combustibili fossili, con piani cottura principalmente alimentati a gas naturale, GPL o altri vettori minori. In Europa si segnala una forte crescita delle installazioni di piani cottura a induzione, il cui rendimento superiore, combinato alla possibilità di impiegare un vettore energetico sempre più rinnovabile, sta determinando la progressiva sostituzione delle opzioni fossili.

La maggior parte delle famiglie italiane utilizza ad oggi i piani cottura a gas, con una quota stimata intorno al 74% secondo ASviS (2024). I dati Eurostat del 2019 confermano questa tendenza, evidenziando un mix energetico per la cottura composto per il 69,2% da gas e solo per il 15,9% da elettricità.

Durante il periodo estivo il fabbisogno di raffrescamento rappresenta la più significativa richiesta di energia da parte degli edifici, sebbene non tutte le abitazioni siano dotate di impianto di condizionamento. Da dati del censimento della popolazione e delle abitazioni di Istat¹⁰, le abitazioni dotate di impianto di climatizzazione sono circa 400mila contro un totale di abitazioni pari a circa 1 milione e 300 mila abitazioni. Delle abitazioni dotate di impianto di condizionamento (riferite all'anno 2013¹¹) risulta che l'1.7% abbia un sistema di condizionamento centralizzato o autonomo, il 26.4% siano condizionatori fissi o portatili solo per raffreddamento e il restante 71.9% siano climatizzatori caldo/freddo fissi o portatili a pompa di calore.

Carico elettrico addizionale per il riscaldamento degli edifici

Lo studio parte dalla stima dei fabbisogni termici annuali per il riscaldamento degli edifici del settore civile nel Comune di Roma, con una risoluzione spaziale fine fino alla sezione di censimento ISTAT. I dati sono stati distinti tra settore residenziale, suddiviso per epoca di costruzione ed edificio mono o multifamiliare, e settore terziario, classificato per categorie di servizio (es. sanità, istruzione, pubblica amministrazione). A partire dalla correlazione tra fabbisogno termico e temperature esterne, è stato ricostruito un profilo annuale

⁹ <https://www.energiaenergetica.enea.it/pubblicazioni/rapporto-annuale-detrazioni-fiscali/le-detrazioni-fiscali-per-l-efficienza-energetica-e-l-utilizzo-delle-fonti-rinnovabili-di-energia-negli-edifici-esistenti-rapporto-annuale-2022.html>

¹⁰ ISTAT, *“Censimento della popolazione e delle abitazioni”*. <http://dati.istat.it/>

¹¹ Ultimo dato disponibile noto (situazione al 6 marzo 2025).

del fabbisogno energetico: per il residenziale si assume costante nei mesi invernali, mentre per il terziario si differenzia tra giorni feriali e festivi.

I profili sono stati poi raffinati, combinando i dati per categoria d'uso e adattandoli su base settimanale, per ottenere una distribuzione oraria del fabbisogno termico per ogni sezione censuaria. Il periodo considerato va dal 15 novembre al 15 aprile, escludendo i giorni in cui la temperatura supera i 16°C, per rappresentare i reali momenti di accensione degli impianti.

Guardando all'orizzonte temporale del 2030 è stata valutata l'elettificazione degli impianti di riscaldamento mediante l'installazione di pompe di calore in due casistiche: un primo scenario più conservativo (**scenario "lento"**), caratterizzato da una penetrazione delle **pompe di calore** pari al **15%** del fabbisogno termico complessivo, ed un secondo scenario ad **elettificazione più spinta** con una penetrazione delle pompe di calore pari al **25%** del fabbisogno totale (circa **315.000** nuove unità).

L'intervallo selezionato si colloca all'interno di un'analisi più ampia, mediante la quale è stata valutata una configurazione di ottimo, che minimizzi il costo totale del sistema al progredire della decarbonizzazione dei consumi nel settore civile. Tali scenari, infine, non contemplano eventuali interventi di riqualificazione degli involucri edilizi, i quali potrebbero ridurre il fabbisogno termico e il relativo carico elettrico addizionale.

Il profilo temporale risultante del carico elettrico addizionale legato agli impianti di riscaldamento, ricostruito in funzione delle condizioni climatiche specifiche di Roma, è illustrato in Figura 33.

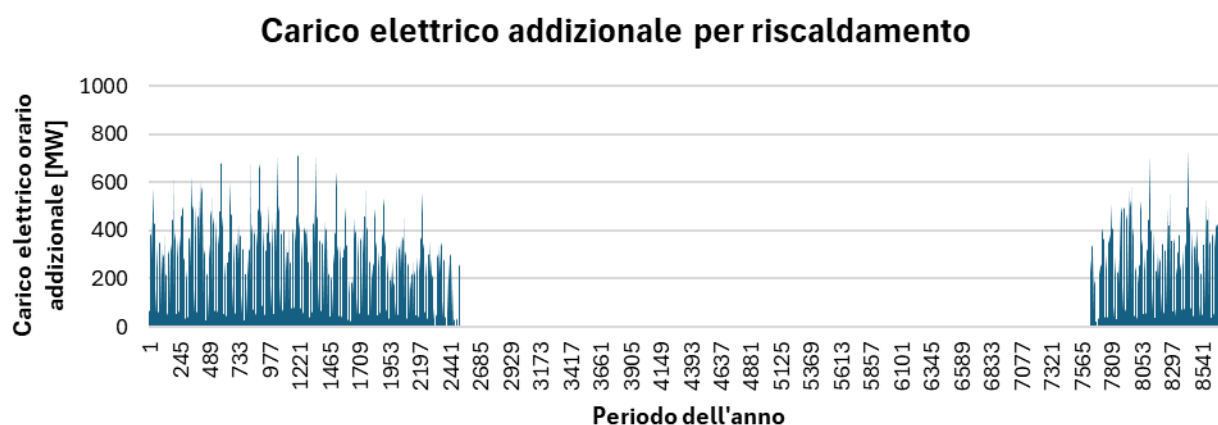


Figura 33 – Rappresentazione oraria lungo l'anno del carico elettrico addizionale dovuto a nuovi impianti di riscaldamento al 2030 nello scenario "rapido".

Carico elettrico addizionale per cottura

L'analisi dei consumi legati alla diffusione dei piani cottura ad induzione parte dai dati ISTAT sui diari di uso del tempo¹², utilizzati per individuare i momenti della giornata dedicati alla cucina. È stato quindi costruito

¹² Istat – Multiscopo sulle famiglie: uso del tempo [<https://www.istat.it/informazioni-sulla-rilevazione/multiscopo-sulle-famiglie-uso-del-tempo-4/>]

un profilo annuale dell'attività culinaria, distinguendo per tipologie familiari. Il fabbisogno elettrico medio annuo per la cottura è stato stimato in 589 kWh_e per nucleo familiare¹³ ed applicato in due scenari differenti. Il primo assume che nel 2022 il 12,5% delle famiglie usi piani a induzione, il secondo parte da una quota più alta, pari al 17,5%.

In entrambi gli scenari si ipotizza una **totale elettrificazione** entro il **2050**, con una sostituzione progressiva dei piani a gas e GPL. Al 2030, questo implica una differente penetrazione dell'induzione: circa 340.000 nuove installazioni nello scenario con bassa diffusione iniziale, e 320.000 in quello con maggiore presenza di partenza.

Per calare le stime sulla città di Roma, si sono utilizzati dati georeferenziati delle utenze domestiche, associati alle sezioni censuarie. Il carico elettrico addizionale è stato quindi calcolato moltiplicando il consumo medio per utenza per il numero di nuove installazioni previste, e distribuito lungo l'anno sulla base del profilo orario derivato dai comportamenti familiari.

Per lo scenario caratterizzato da una minore presenza odierna di piani a induzione, il tasso annuo di nuove installazioni risulta quindi più alto, determinando al 2030 l'installazione di circa 340.000 nuovi sistemi di cottura elettrificati, a fronte di circa 320.000 nello scenario caratterizzato da una maggiore presenza odierna dell'opzione elettrica.

Carico elettrico addizionale per raffrescamento degli edifici

La metodologia per la stima della domanda di raffrescamento si articola in più fasi integrate, volte a definire sia il fabbisogno che la sua declinazione temporale a livello di zona di mercato.

Inizialmente, la stima prende come riferimento la domanda massima teorica, così come ottenuta nel progetto Hotmaps. Tale valore è derivato da dati di consumo medio nazionale, distribuiti in Italia in funzione dei gradi giorno, e viene ripartito tra il settore residenziale e quello terziario in base alla superficie degli edifici.

Successivamente, a partire dalla domanda massima teorica, viene stimata la domanda effettiva di raffrescamento degli edifici considerando: il fattore di utilizzo degli edifici, noto da fonti ISTAT per il settore residenziale e assunto per il terziario, la volumetria riscaldata (stimata pari al 60% negli edifici residenziali) e la penetrazione dei sistemi di raffrescamento, per la quale sono disponibili dati relativamente al solo settore residenziale. La domanda effettiva così ottenuta è stata poi validata tramite confronto con i dati GSE¹⁴, evidenziando un margine di errore inferiore al 3%.

¹³ Studio dell'European Joint Research Centre (JRC) relativo all'anno 2021.

¹⁴ GSE, "Valutazione del potenziale nazionale e regionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento efficiente", 2016.

Per la valutazione degli scenari futuri, si è ipotizzato un **incremento** della **penetrazione** basato su un **valore storico** europeo, pari ad un aumento annuale complessivo del 4%¹⁵. Tale incremento viene distribuito nei comuni italiani in funzione dei gradi giorno e della superficie degli edifici, integrando la domanda attesa con una quota di aumento pari a quella osservata per i gradi giorno, ottenendo la domanda attesa al 2030.

Una volta ottenuti i valori annuali di fabbisogno si è passati alla profilazione oraria della domanda di raffrescamento. Questo profilo è stato ottenuto utilizzando un **modello regressivo** che mette in relazione i **dati climatici** con il profilo di **consumo elettrico** registrato¹⁶.

I valori di fabbisogno per raffrescamento annuali vengono così ricavati con **dettaglio spaziale per sezione censuaria**, restituendo l'immagine di consumo elettrico in differenti orizzonti temporali. Al fine di isolare il solo carico addizionale dovuto da nuove installazioni di impianti elettrici di raffrescamento, viene calcolato il fabbisogno termico addizionale, per sezione censuaria, come differenza fra il valore atteso nello scenario considerato (i.e., 2030) ed il valore attuale. Successivamente, mediante la definizione di un rendimento medio dell'impianto di raffrescamento (EER, Rapporto di Efficienza Energetica, ipotizzato pari a 3.14), è stato possibile identificare il consumo elettrico annuo atteso nelle varie celle di censimento del comune di Roma. I valori sono stati infine distribuiti lungo l'anno attraverso il profilo orario precedentemente ricavato, normalizzato rispetto al totale annuo. In Figura 34 è rappresentato il profilo complessivo sul comune di Roma del carico elettrico addizionale dovuto alla nuova domanda di raffrescamento.

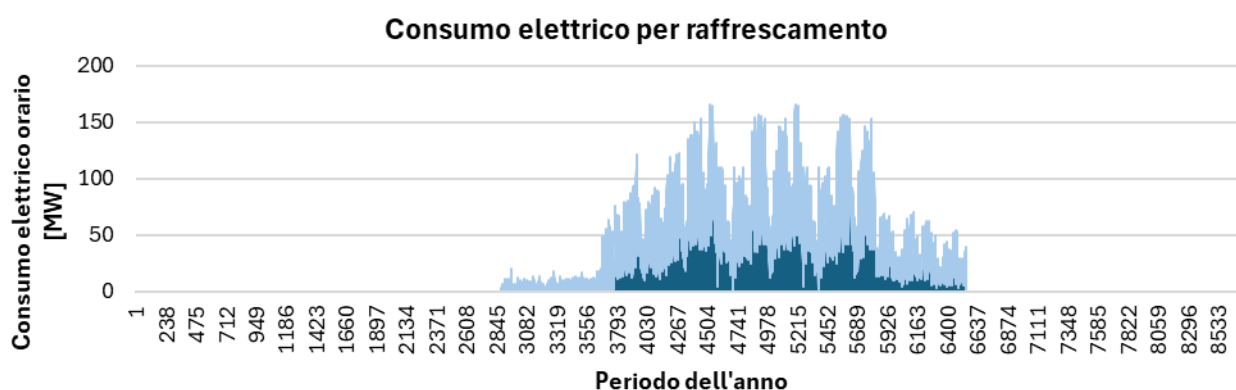


Figura 34. Rappresentazione oraria lungo l'anno del carico elettrico addizionale dovuto a nuovi impianti di raffrescamento in uno scenario al 2030.

Scenario ad elettrificazione accelerata.

¹⁵ IEA. "Global air conditioner stock, 1990-2050". <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-air-conditioner-stock-1990-2050>

¹⁶ Poiché il profilo elettrico specifico del raffrescamento non è misurabile direttamente, esso viene ricavato come differenza tra il profilo di consumo elettrico complessivo per ciascuna zona di mercato e il profilo elettrico di una settimana tipo, in cui non si registrano necessità né di riscaldamento né di raffrescamento. In particolare, come settimana campione viene selezionata una settimana del periodo di aprile e ottobre, tipicamente caratterizzati da un basso o nullo fabbisogno termico di riscaldamento o raffrescamento

6.5.3 Evidenze principali sui contributi di carico aggiuntivo nel settore civile

Dall'analisi del profilo orario del solo carico elettrico aggiuntivo, a livello di aggregato sul comune di Roma si osserva la presenza di un incremento in termini assoluti maggiormente concentrato nel periodo invernale, come viene rappresentato nella Figura 35 per lo scenario ad elettrificazione accelerata (i.e., scenario "rapido"). Per l'orizzonte temporale del **2030**, nella stagione invernale si segnalano picchi per la sola **domanda di riscaldamento** dell'ordine dei **760 MW** per lo scenario con una elettrificazione più spinta (più contenuti, intorno a 460 MW, per lo scenario con minore elettrificazione), principalmente concentrati nelle prime ore successive all'alba.

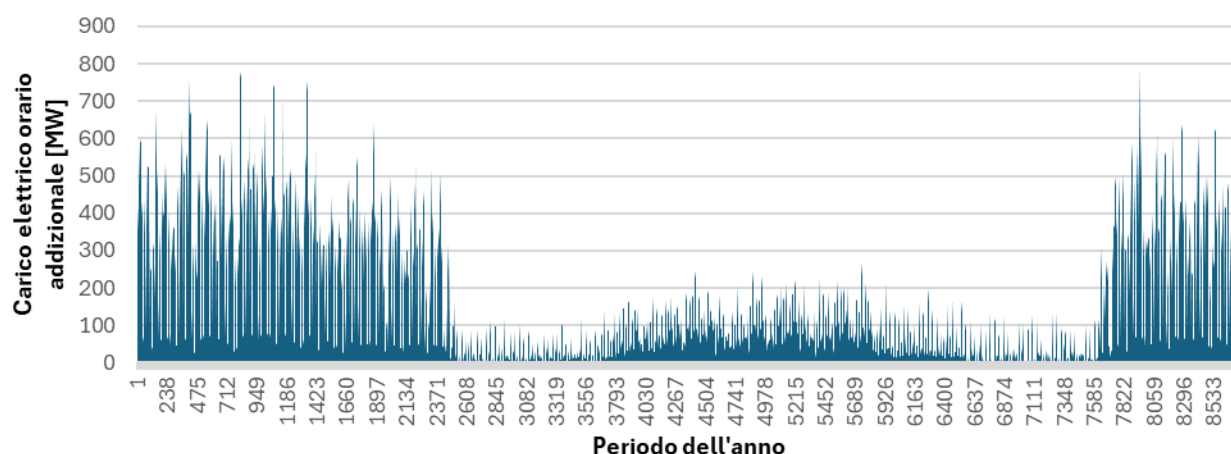


Figura 35. Rappresentazione oraria lungo l'anno della sola quota di carico elettrico aggiuntivo legata all'elettrificazione di una parte della domanda di riscaldamento e di raffrescamento degli edifici e della introduzione di nuovi piani cottura a induzione – Scenario ad elettrificazione accelerata.

La Figura 36 mostra invece il carico elettrico complessivo, sempre per lo scenario a maggiore elettrificazione, ottenuto sommando i suddetti contributi addizionali (i.e., riscaldamento, raffrescamento, cottura) al profilo di consumo storico fornito per il comune di Roma.

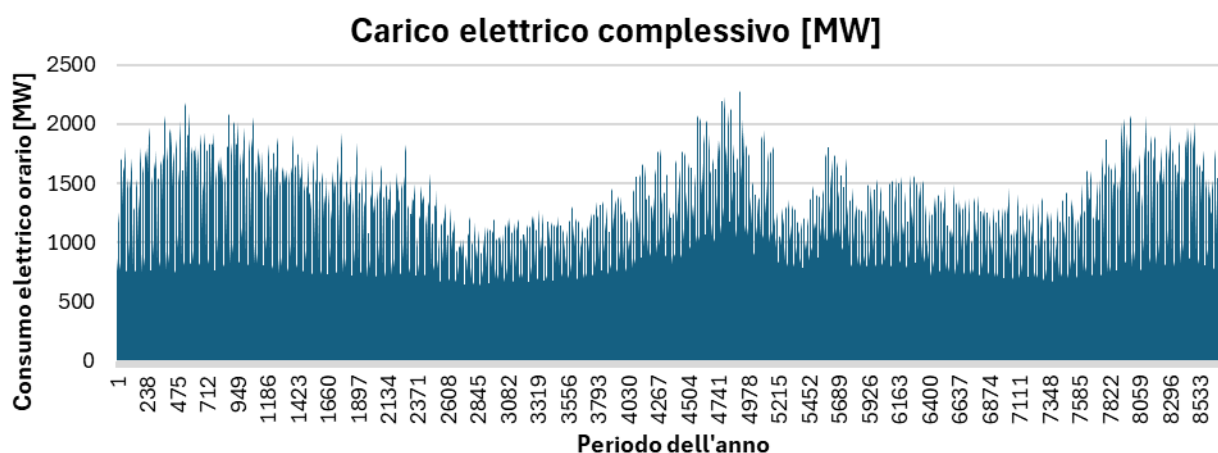


Figura 36. Rappresentazione oraria lungo l'anno del carico elettrico complessivo, comprensivo della quota parte storica e di quella aggiuntiva legata all'elettrificazione di una parte della domanda di riscaldamento, di raffrescamento degli edifici e della introduzione di nuovi piani cottura a induzione – Scenario ad elettrificazione accelerata.

I valori di picco durante l'anno si osservano quindi nelle giornate centrali dell'anno, nel periodo estivo. Qui, come si può osservare nel dettaglio della Figura 37, l'incremento addizionale dei tre carichi considerati è più contenuto, ma sufficiente per raggiungere un picco di richiesta pari a circa 2.3 GW, nelle ore centrali della giornata (scenario ad alta elettrificazione). Il nuovo carico atteso, principalmente caratterizzato dalla richiesta di raffrescamento degli edifici, si concentra nella parte di giornata già storicamente più sollecitata (le ore centrali), andandosi così a sommare ad una richiesta di energia elettrica presumibilmente già oggi in parte destinata al raffrescamento. Si segnala inoltre il contributo parallelo anche dell'elettrificazione della cottura, il quale determina un ampliamento della campana del carico, traducendosi in una richiesta alla rete a potenze più elevate per un lasso di tempo più ampio.

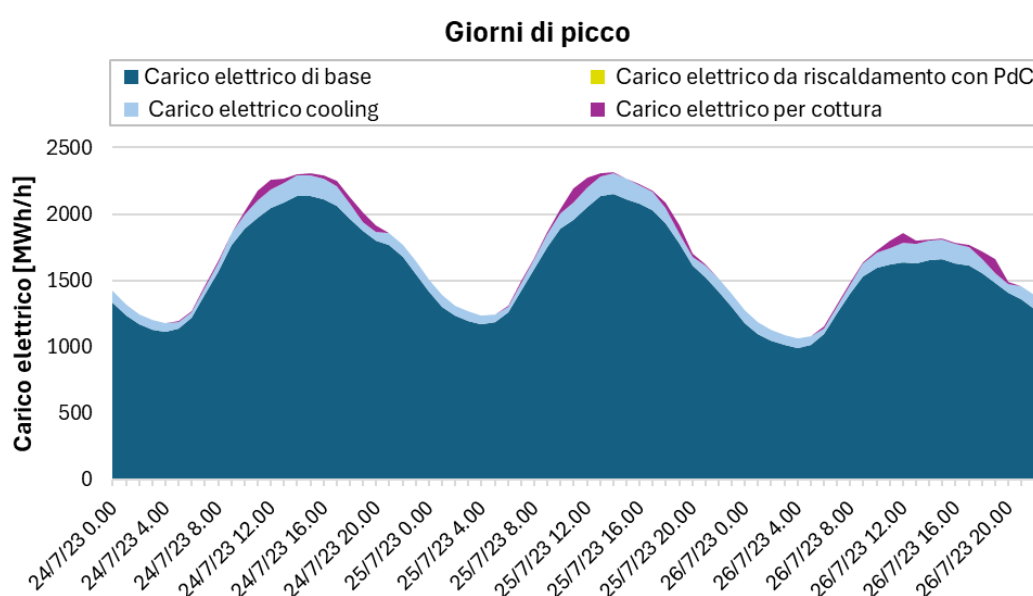


Figura 37. Possibile ricostruzione del profilo di carico elettrico in una giornata di picco estivo; al contributo del carico base (storico attuale) vengono sommati i tre contributi dovuti a riscaldamento, raffrescamento e per piani cottura a induzione – Scenario ad alta elettrificazione.

In Figura 38 è possibile osservare l'evoluzione temporale del carico elettrico in una giornata di picco invernale. I contributi legati al **riscaldamento** degli edifici mostrano una predominanza nelle due **fasi** della giornata **antecedente** e **successiva** all'**orario lavorativo convenzionale**, quando gli ambienti domestici tendono a riscontrare la massima occupazione. Nel medesimo periodo, che coincide anche con i momenti della giornata destinati ai pasti, si concentrano quindi i consumi elettrici legati all'utilizzo di piani a induzione, con un ulteriore aggravio di richiesta di energia alla rete. A seconda poi delle condizioni climatiche esterne, il picco di richiesta di riscaldamento nelle prime ore della giornata rischia di determinare il maggiore incremento orario di richiesta di energia. Questo effetto è dovuto dalla tendenza, durante il periodo notturno, di mantenere una temperatura degli ambienti più contenuti (in quanto non occupati dalla maggioranza della popolazione). In parallelo, le condizioni di temperatura esterna sono solitamente più rigide durante questa prima parte della giornata, determinando la necessità di fornire un maggiore quantitativo di energia termica nel momento in cui gli ambienti tornano ad essere occupati.

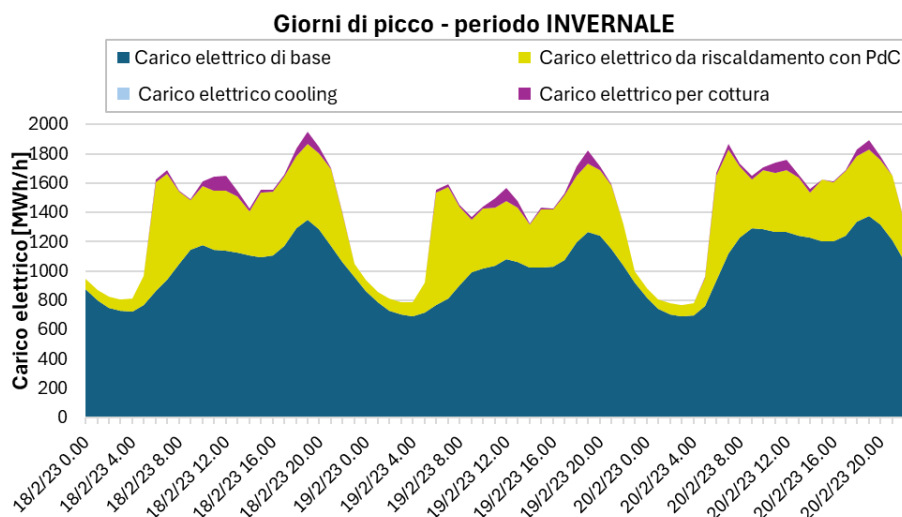


Figura 38. Possibile ricostruzione del profilo di carico elettrico in una giornata di picco invernale; al contributo del carico base (storico attuale) vengono sommati i tre contributi dovuti a riscaldamento, raffrescamento e per piani cottura a induzione – Scenario ad elettrificazione accelerata.

Le analisi sin qui esposte sono state poi estese con riferimento a **scenari di lungo periodo**, relativi agli anni **2035** e **2040**. Ipotizzando una maggiore penetrazione di soluzioni elettrificate per il riscaldamento degli edifici nel settore civile, si osserva uno spostamento del picco orario nel periodo invernale (considerando solamente i tre contributi aggiuntivi legati a riscaldamento, raffrescamento e sostituzione dei piani cottura). L'elettrificazione dei piani cottura arriva a coprire una quota significativa del numero di utenze domestiche all'interno del comune, rimanendo tuttavia confinato come contributo secondario all'aumento di carico. Medesimo discorso può essere fatto relativamente al contributo per raffrescamento degli edifici, che in termini assoluti non raggiunge i picchi di richiesta invece determinati dall'introduzione di pompe di calore per riscaldamento. In Tabella 8 vengono riportati in dettaglio i contributi per un picco di domanda in una giornata estiva ed in una giornata invernale nei due orizzonti temporali.

Tabella 8. Stime sull'evoluzione del carico elettrico nelle giornate di massima richiesta alla rete per il periodo estivo ed il periodo invernale per gli orizzonti temporali al 2035 e 2040; (*) i valori sono da riferirsi alla somma del carico base (dato storico) a cui vengono aggiunti i soli contributi di carico aggiuntivo legato al riscaldamento, raffrescamento degli edifici e all'elettrificazione della cottura

Orizzonte temporale	Giorno di picco	Carico complessivo*	Carico base	Carico aggiuntivo per riscaldamento edifici	Carico aggiuntivo per cottura	Carico aggiuntivo per raffrescamento edifici
		[GW]				
2035	Picco invernale (8 febbraio, 19:00)	2.38	1.57	0.67	0.14	-
	Picco estivo (25 luglio, 12:00)	2.36	2.06	-	0.13	0.17
2040	Picco invernale (27 novembre, 19:00)	2.66	1.51	0.91	0.24	-
	Picco estivo (25 luglio, 12:00)	2.43	2.06	-	0.18	0.19

La maggiore penetrazione di pompe di calore nel sistema energetico consolida lo spostamento del picco di domanda nel periodo invernale, confermando le principali criticità durante le prime ore della mattina e quelle serali. Relativamente invece alle giornate di maggiore richiesta di energia elettrica per il periodo estivo, i contributi legati al raffrescamento e alla cottura determinano un ulteriore innalzamento della curva di carico, la quale presenta un profilo più “piatto” e concentrato nelle ore centrali della giornata, con due picchi coincidenti con i momenti legati alle attività di cucina.

6.6 Esiti finali delle attività di costruzione degli scenari

Le analisi effettuate in tema di scenari hanno consentito un’accurata valutazione dell’impatto sulla rete dovuto all’evoluzione prospettica del carico e della generazione sul territorio di Roma Capitale. Nel seguito si presentano gli esiti principali delle attività di costruzione degli scenari con riferimento a due distinti orizzonti temporali, 2030 e 2035, al fine di comprendere l’evoluzione nel medio-lungo termine delle esigenze di rete in relazione alle dinamiche di crescita della domanda elettrica e all’integrazione delle fonti di generazione distribuita. Questo approccio ha permesso di delineare con dettaglio le sfide e le opportunità per lo sviluppo infrastrutturale di rete, identificando le soluzioni più efficaci per garantire la sicurezza e l’efficienza del sistema elettrico nel medio-lungo termine.

6.6.1 Scenario al 2030

Il profilo del fabbisogno atteso sul complessivo sistema di distribuzione areti al 2030 mostra un chiaro **incremento del valore di potenza di picco** rispetto alla **condizione attuale** (Figura 39): **+390 MW**, in particolare, nello scenario di più rapida implementazione del processo di decarbonizzazione (cosiddetto **scenario “rapido”** delle sezioni precedenti). Tale quantità corrisponde ad un aumento percentuale del picco di carico rispetto allo scenario attuale intorno al 18%. Oltre che sul picco di potenza, il processo di decarbonizzazione nel comune di Roma avrà un impatto significativo anche sulla totale energia annua che la rete elettrica si troverà a dover distribuire agli utenti finali, che potrebbe aumentare di circa **2,4 TWh** (al netto delle immissioni della generazione fotovoltaica che si stima dovrebbero incrementare di oltre 370 GWh/anno).

L’andamento temporale del carico incrementale (Figura 40) è prevalentemente da correlarsi alla diffusione delle pompe di calore in ambito residenziale e terziario, concentrato nei mesi invernali: la velocità di diffusione di questa tecnologia determinerà infatti il periodo dell’anno in cui il picco di carico andrà a collocarsi. Secondo le ipotesi dello studio, i prelievi elettrici indirizzati al riscaldamento potrebbero causare lo spostamento della punta di carico nel mese di febbraio (h19:00 dell’8 febbraio). Nelle ore tardo pomeridiane o serali, infatti, i prelievi delle pompe di calore andranno a sovrapporsi con le ricariche dei veicoli elettrici, soprattutto in ambito privato (Tab.9), con conseguente aumento dei flussi di potenza sulla rete (Figura 41 e Figura 42).

Per quanto riguarda il periodo estivo, invece, il fabbisogno della rete al picco di carico nella condizione attuale supera già i 2 GW. Nei **mesi più caldi dell'anno** si prevede un incremento significativo dei prelievi di potenza rispetto ad oggi, con una domanda addizionale prossima ai 600 MW in alcune settimane all'anno, in parte attenuata dalle maggiori emissioni del fotovoltaico. Tale incremento di domanda al 2030 andrà a sollecitare ulteriormente l'infrastruttura di distribuzione a partire da una condizione di rete già caratterizzata da carico elevato, principalmente come conseguenza **dell'uso massivo dei sistemi di condizionamento negli edifici** durante l'estate. Tuttavia, **l'aumento del picco di carico estivo** sarà più **contenuto rispetto ai mesi invernali**, questo in ragione dell'accelerazione attesa delle installazioni di pompe di calore utilizzate prevalentemente con finalità di riscaldamento degli edifici.

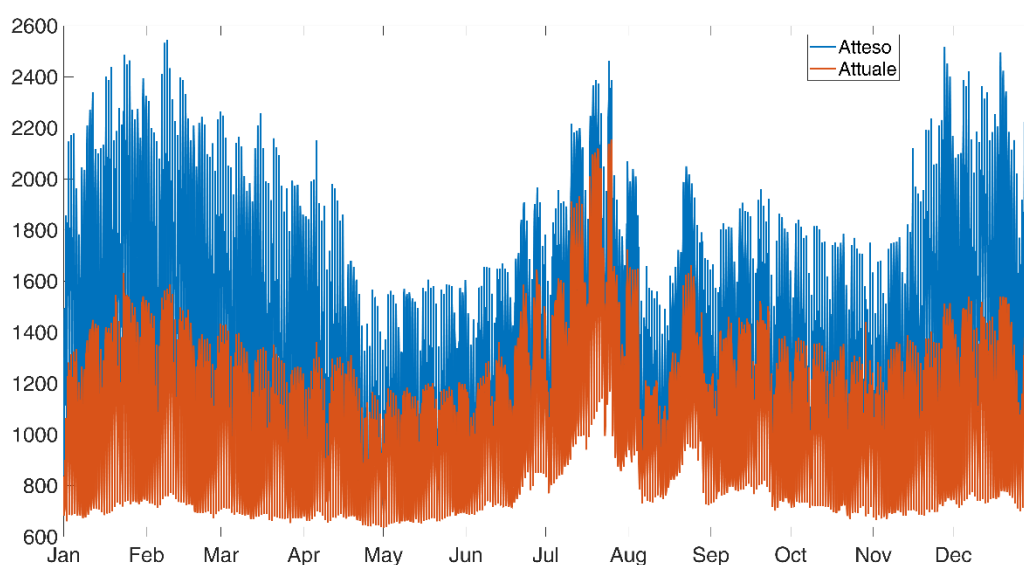


Figura 39. Fabbisogno attuale e stimato al 2030 nello scenario di decarbonizzazione "rapido".

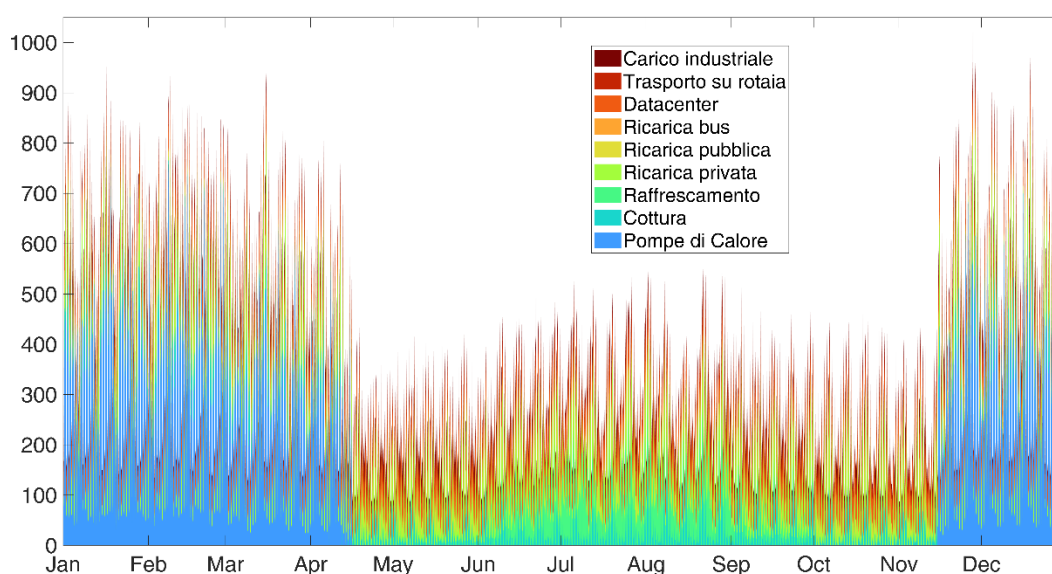


Figura 40. Carico addizionale stimato al 2030 nello scenario di decarbonizzazione e "rapido".

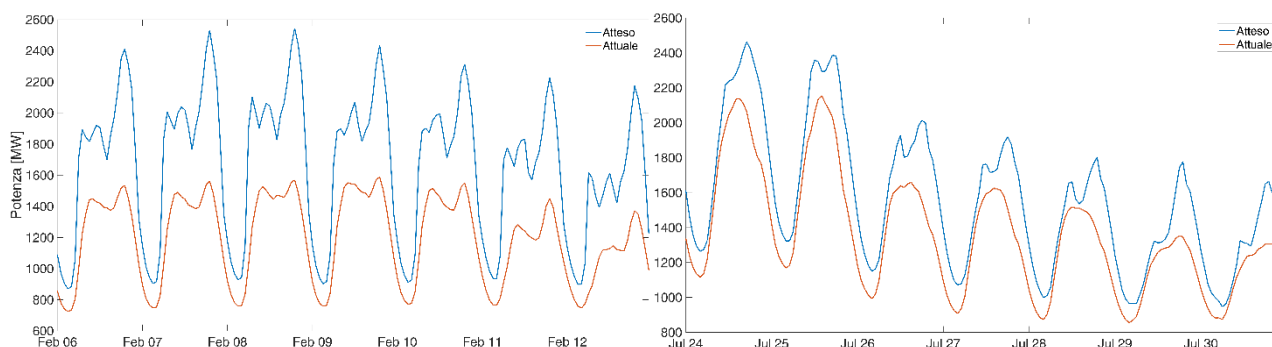


Figura 41. Fabbisogno attuale e stimato al 2030 nelle settimane di picco invernale (sinistra) ed estivo (destra) nello scenario di decarbonizzazione "rapido".

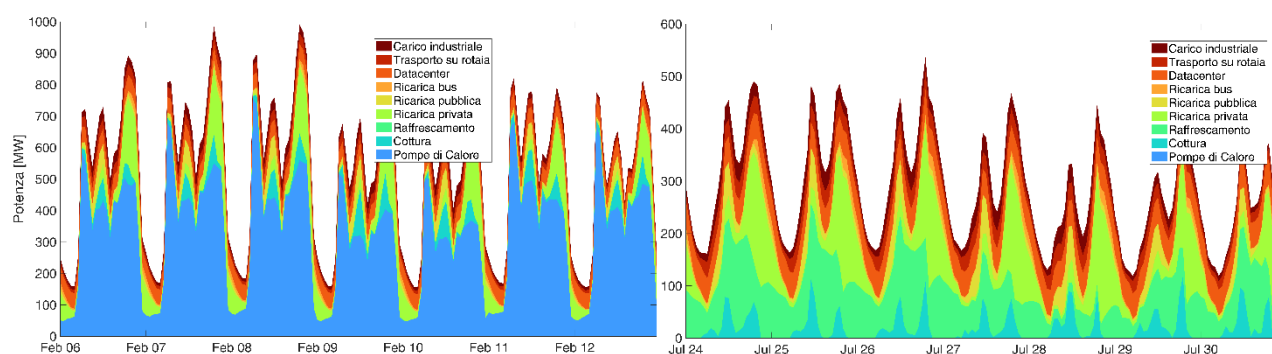


Figura 42. Carico aggiuntivo stimato al 2030 nelle settimane di picco invernale (sinistra) ed estivo (destra) nello scenario di decarbonizzazione "rapido".

Tabella 9. Sintesi dei contributi di domanda, generazione e accumulo nelle condizioni di picco di carico invernale ed estivo – Scenario "rapido" al 2030.

Data	Carico Esistente [MW]	Fotovoltaico + accumulo [MW]	Riscaldamento edifici [MW]	Piani a induzione [MW]	Raffrescamento edifici [MW]	Ricarica privata [MW]	Ricarica pubblica [MW]	Ricarica bus [MW]	Datacenter [MW]	Trasporto su rotaia [MW]	Carico industriale [MW]	TOTALE [MW]
Picco Invernale (08 Febbraio ore 19:00)	1570,5	17,0	560,4	85,2	0,0	209,3	17,6	8,0	49,0	33,0	28,3	2544,3
Picco Estivo (24 Luglio ore 17:00)	2064,4	28,4	0,0	41,3	158,1	99,1	9,1	1,1	49,0	33,0	36,1	2462,7

6.6.2 Scenario al 2035

Al 2035 il profilo del fabbisogno atteso del complessivo sistema di distribuzione areti si stima sarà soggetto ad un **incremento prossimo ai 900 MW** nell'istante di picco, valore corrispondente ad un **aumento** percentuale di circa il **40% rispetto alla condizione attuale**. La crescita del fabbisogno riflette gli effetti del crescente processo di elettrificazione dei consumi e dell'evoluzione del mix energetico urbano.

Come conseguenza dell'aumento di domanda, la rete di distribuzione di Roma Capitale sarà chiamata anche a gestire un volume di energia annua significativamente maggiore rispetto ad oggi, con un incremento stimato a **3,7 TWh** rispetto alla situazione attuale. Di questi, 0,6 TWh saranno coperti dalla produzione delle nuove installazioni fotovoltaiche (2025-2035).

Anche al 2035, tale evoluzione sarà guidata principalmente dalla **crescente diffusione delle pompe di calore** in ambito residenziale e terziario. In linea con le proiezioni elaborate al 2030, quindi, il **picco di carico** si

manifesterà probabilmente nei **mesi invernali**, con un valore massimo atteso sempre nelle **ore serali** (ore 19 dell'8 febbraio; Figura 45) come diretta conseguenza della elevata domanda elettrica legata al riscaldamento e dalla ricarica residenziale delle auto elettriche. In particolare, rispetto a quanto stimato per il 2030, è piuttosto probabile un **peso** percentualmente più **rilevante** della **mobilità elettrica** sul carico incrementale complessivo; questo per una plausibile accelerazione della diffusione dei veicoli elettrici nel quinquennio 2030-2035, come conseguenza delle economie di scala che dovrebbero potersi raggiungere dopo la fase iniziale. Nello specifico, si stima che, in coincidenza del picco, il **22%** della potenza verrà richiesta da **pompe di calore**, mentre il **18% dall'infrastruttura di ricarica** delle auto e degli autobus elettrici.

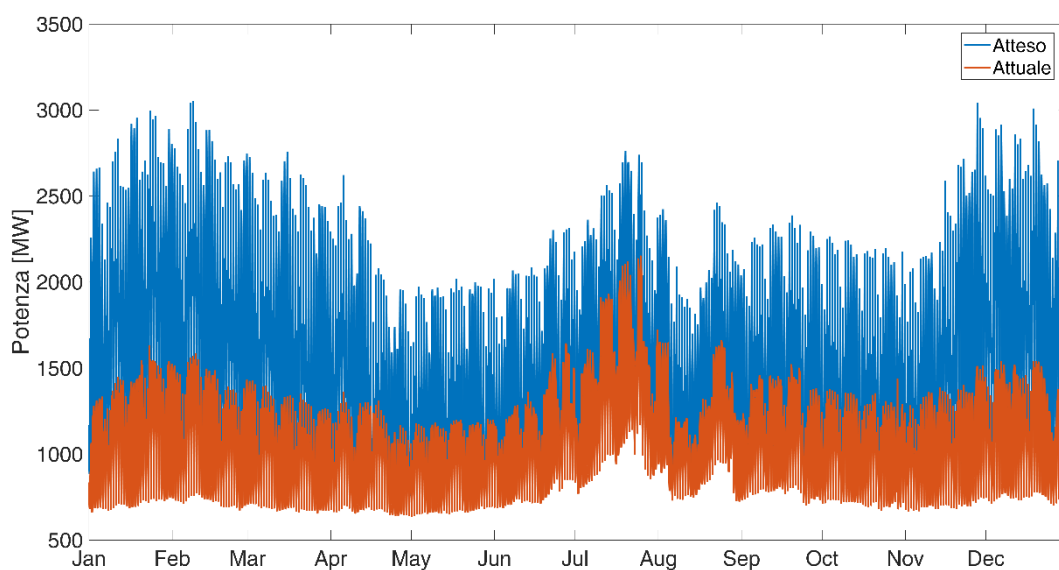


Figura 43. Fabbisogno attuale e stimato al 2035 nello scenario di decarbonizzazione "rapido".

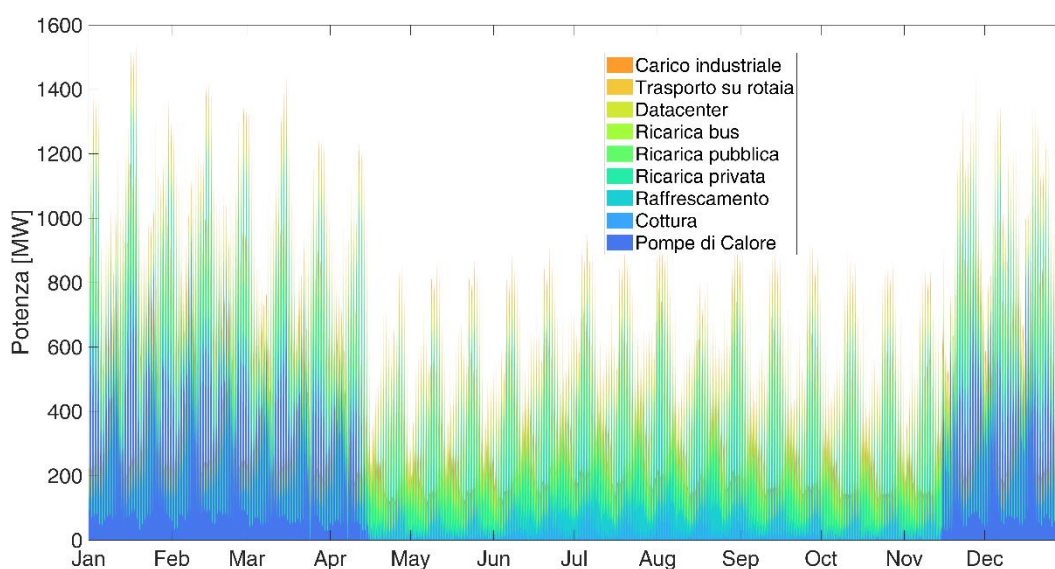


Figura 44. Carico addizionale stimato al 2035 nello scenario di decarbonizzazione "rapido".

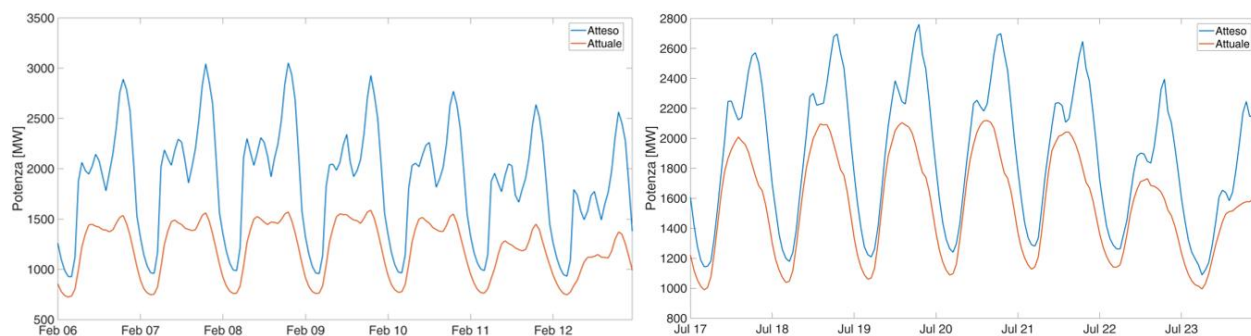


Figura 45. Fabbisogno attuale e stimato al 2035 nelle settimane di picco invernale (sinistra) ed estivo (destra) nello scenario di decarbonizzazione "rapido".

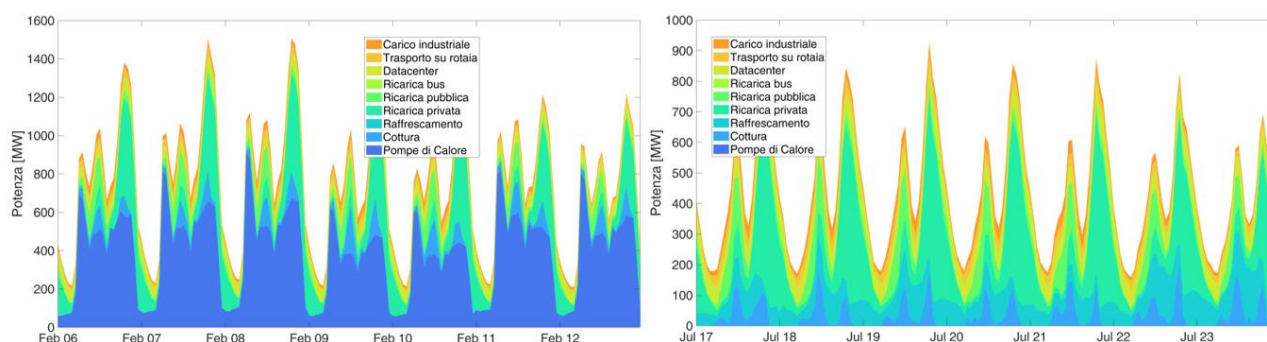


Figura 46. Carico addizionale stimato al 2035 nelle settimane di picco invernale (sinistra) ed estivo (destra) nello scenario di decarbonizzazione "rapido".

Tabella 10. Sintesi dei contributi di domanda, generazione e accumulo nelle condizioni di picco di carico invernale ed estivo – Scenario "rapido" al 2035.

Data	Carico Esistente [MW]	Fotovoltaico + accumulo [MW]	Riscaldamento edifici [MW]	Piani a induzione [MW]	Raffrescamento edifici [MW]	Ricarica privata [MW]	Ricarica pubblica [MW]	Ricarica bus [MW]	Data center [MW]	Trasporto su rotaia [MW]	Carico industriale [MW]	TOTALE [MW]
Picco Invernale (08 Febbraio ore 19:00)	1570,5	25,0	672,5	138,4	0,0	512,2	42,9	9,6	58,8	39,7	34,0	3053,5
Picco estivo (19 Luglio ore 19:00)	1858,8	25,0	0,0	176,2	54,3	512,2	42,9	9,6	58,8	39,7	34,0	2761,4

6.7 Scenari di sviluppo della flessibilità

La strategia europea che guida la **transizione energetica** è basata sostanzialmente su tre pilastri: incremento dell'**efficienza energetica**, **elettificazione degli usi finali**, utilizzo di **fonti energetiche rinnovabili**. Il conseguimento degli sfidanti obiettivi di decarbonizzazione passa, quindi, da un incremento della generazione distribuita (GD) e da una profonda modifica dei profili di prelievo delle utenze connesse alla rete di distribuzione.

Al fine di supportare tale transizione, contenendo i costi che vengono poi ribaltati come oneri di rete nelle tariffe di fornitura dell'energia elettrica, areti si è dotata dei sistemi in grado di assicurare la possibilità di **sfruttare la flessibilità offerta dalle utenze** connesse alla propria rete come alternativa agli interventi di sviluppo delle infrastrutture di rete.

Individuati quindi gli scenari di riferimento relativamente agli incrementi dei consumi, della produzione distribuita da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo, è necessario individuare il potenziale che le utenze connesse alla rete potranno offrire nell'ambito dei servizi locali di flessibilità.

Ai fini di tale stima ci si è basati sulle seguenti tipologie di “utenze aggiuntive”:

- Infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici;
- Pompe di calore;
- Impianti di generazione fotovoltaici ed impianti di accumulo.

Infrastrutture di ricarica

Ai fini della stima del potenziale di flessibilità messo a disposizione dalle infrastrutture di ricarica si considera unicamente la flessibilità messa a disposizione dalle **autovetture private**, poiché i veicoli commerciali seguono delle strategie di ricarica che dipendono dalle specifiche modalità di gestione.

L'assunzione effettuata, che rispecchia il **comportamento attuale** e il **massimo confort** dal punto di vista dell'utilizzo del veicolo elettrico, è che il processo di ricarica cominci appena il veicolo arriva a destinazione e che la ricarica avvenga alla massima potenza. Con queste assunzioni, ed escludendo la possibilità di immettere energia in rete, si può calcolare la flessibilità disponibile: questa si basa sulla possibilità che il **veicolo rimanga connesso al punto di ricarica** per un **periodo maggiore** rispetto al **tempo necessario a raggiungere lo stato di carica desiderato** e che lo stato di carica desiderato sia inferiore rispetto alla capacità totale della batteria. In queste condizioni il veicolo può offrire **flessibilità a salire** (riduzione di carico) **ritardando il processo di ricarica** oppure, una volta terminato il processo di ricarica, può offrire flessibilità a scendere (aumento di carico) sfruttando la capacità rimanente nella batteria. La procedura seguita per il calcolo del potenziale di flessibilità è quella proposta nel report “Integrazione tra veicoli e reti elettriche: sfide ed opportunità al 2030” prodotto da MOTUS-E in collaborazione con il CESI, il Politecnico di Milano ed RSE.

Bisogna anche sottolineare che le strategie di ricarica impattano la flessibilità che può essere resa disponibile. Se per esempio si ricarica il veicolo la notte per approfittare di prezzi dell'energia più bassi, la sera non sarà disponibile flessibilità a salire, dato che i veicoli non sono in ricarica. Se invece la strategia è quella di ricaricare i veicoli al 100% della propria capacità, non sarà mai disponibile della flessibilità a scendere.

Ipotizzando dunque che le ricarica dei veicoli elettrici privati possa essere posticipata a partire dalle ore 18, mantenendo comunque il vincolo di completamento della ricarica entro le ore 8 del giorno seguente e dunque a parità di energia complessivamente prelevata dalla rete, il potenziale di flessibilità è dato dalla differenza tra il profilo di ricarica “base” e quello “con flessibilità”.

Nella seguente immagine sono mostrati i due profili di ricarica giornalieri ipotizzati, con riferimento allo scenario “PNIEC Policy 2030”.

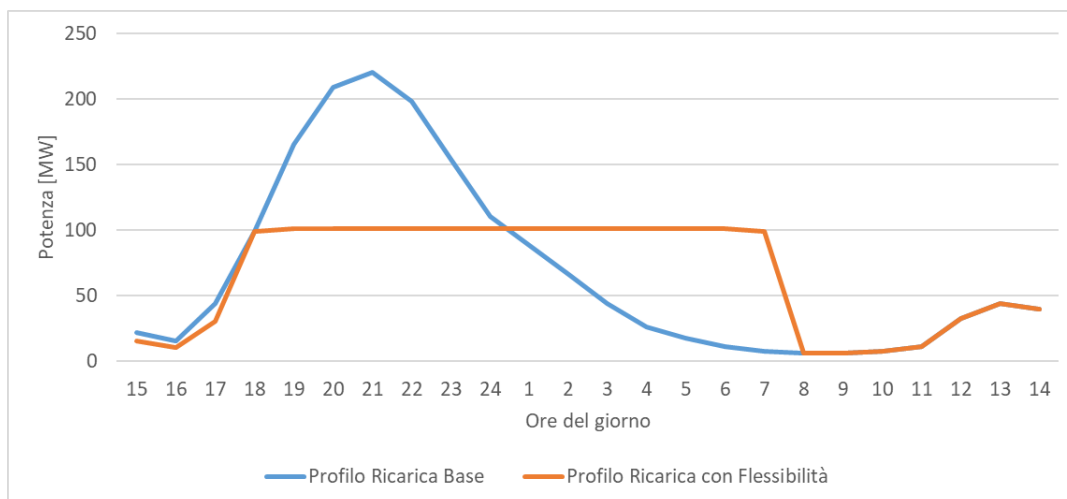


Figura 47. Confronto tra il profilo giornaliero di ricarica "base" e "con flessibilità" per le autovetture private.

Il massimo **potenziale di flessibilità** risulta essere disponibile alle **ore 21**: la differenza tra il picco "base", pari a circa 220MW, e quella "con flessibilità", pari a circa 100MW, è di **120MW**.

Pompe di calore

Ai fini della stima del potenziale di flessibilità messo a disposizione dalle pompe di calore è stato ipotizzato che si possa **variare la temperatura degli edifici entro 1°C**, in aumento o in diminuzione, rispetto alla condizione standard fissata dagli utenti, tale da **non alterare significativamente il livello di comfort**.

La stima della flessibilità è stata condotta in collaborazione con RSE utilizzando una metodologia *ad hoc* per stimare la flessibilità da pompe di calore in un dato scenario, dettagliatamente descritta nel rapporto "Studi sulla flessibilità delle pompe di calore per la climatizzazione", ipotizzando di utilizzare per l'area servita da areti i risultati medi ottenuti per la regione Lazio.

Lo studio assume, per gli impianti di nuova installazione, una flessibilità massima pari al 100% della potenza assorbita dalla PdC per una durata di 30 minuti, con una riduzione lineare fino al 50% della potenza conseguibile per una durata di 60 minuti, sia nel funzionamento in riscaldamento che in raffrescamento.

Va osservato che il Demand Response applicato alle PdC può comportare due effetti che potenzialmente ne controbilanciano i benefici: un effetto di "preheating", ovvero di incremento della temperatura interna di termostatazione, e quindi dell'assorbimento elettrico, nel periodo precedente l'evento di Demand Response, in modo da ottenere una "precarica" termica dell'alloggio, e il già citato effetto "rebound" successivo al termine dell'evento di Demand Response, per ristabilire le condizioni termiche di comfort.

I risultati di tale studio mostrano una flessibilità media disponibile per le pompe di calore pari a:

- 0,48 kW di flessibilità a salire per pompa di calore dello scenario di "estate calda";
- 0,23 kW di flessibilità a salire per pompa di calore dello scenario di "estate media";
- 0,12 kW di flessibilità a salire per pompa di calore nello scenario di "inverno freddo";
- 0,09 kW di flessibilità a salire per pompa di calore nello scenario di "inverno medio".

La stima di pompe di calore sottesa alle potenze al 2030 sopra riportate, con riferimento allo scenario “PNIEC Policy 2030”, è di circa 315.000 impianti. Questi impianti si stima potrebbero dunque mettere a servizio della rete una potenza flessibile pari a:

- 38 MW nello scenario di picco invernale;
- 151 MW nello scenario di picco estivo.

Sistemi di accumulo

Per i **sistemi di accumulo**, spesso accoppiati agli impianti fotovoltaici, la valutazione della **flessibilità** disponibile è fortemente legata alle **caratteristiche delle utenze a cui sono associati**. In generale, ci si può attendere che i sistemi di accumulo siano associati a delle utenze con impianti fotovoltaici in autoconsumo, e che dunque siano dimensionati in modo tale da ricaricarsi completamente di giorno grazie alla produzione fotovoltaica e scaricarsi completamente la sera per compensare il più possibile il carico serale/notturno.

La capacità delle batterie, dati i livelli di prezzo attuali della tecnologia, equivale nei casi più favorevoli ad alcune ore di produzione dell'impianto fotovoltaico cui sono accoppiate. In base alle condizioni meteorologiche si possono attendere due condizioni estreme di funzionamento: quando c'è elevata produzione fotovoltaica (in una giornata serena estiva), oppure quando rimane quasi completamente scarico (in una giornata nuvolosa invernale). Ci si può attendere un range di funzionamento intermedio nelle altre condizioni meteorologiche o anche in base alle strategie di ricarica.

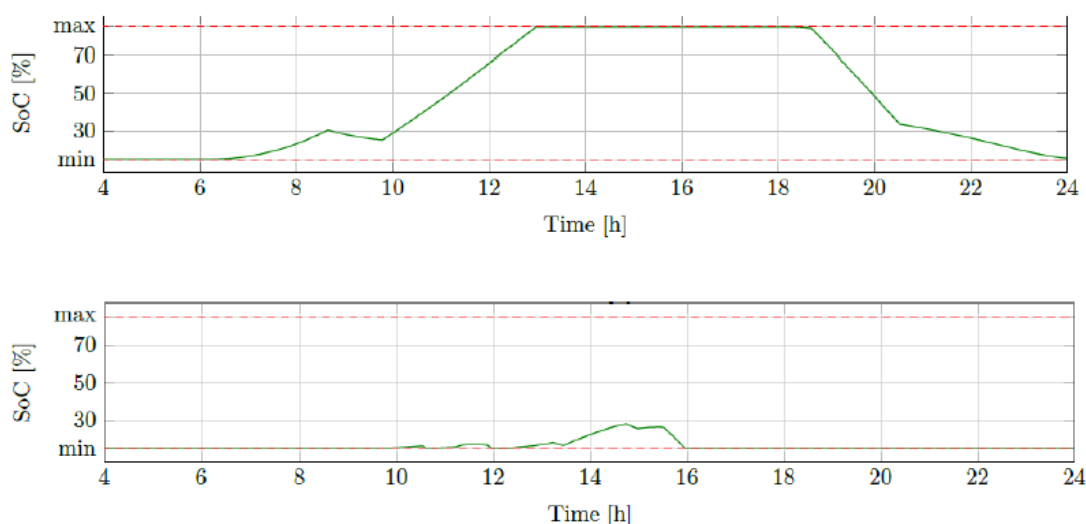


Figura 48. Stato di carica atteso dei sistemi di accumulo di un prosumer per una giornata soleggiata (in alto) e in una giornata molto nuvolosa (in basso).

[fonte: "Quantification of the flexibility of residential prosumers"]

Con questo comportamento i **sistemi di accumulo** apportano per loro natura benefici alla rete di distribuzione, **riducendo così l'esigenza di ricorso alla flessibilità**. Il profilo di scambio dell'accumulo è tale da limitarne la partecipazione ai servizi di flessibilità normalmente chiesti dal distributore. Un'esigenza tipica del **distributore** è quella di **limitare i picchi di assorbimento serale** causati dagli impianti di condizionamento: in questi periodi però i sistemi di accumulo si stanno già scaricando per compensare i carichi a cui sono

accoppiati. Di conseguenza solo una frazione dei sistemi di accumulo avrà un eccesso di energia e di potenza che potrà fornire per i servizi di flessibilità. Analoghe considerazioni valgono per la ricarica durante i picchi pomeridiani di produzione degli impianti FV.

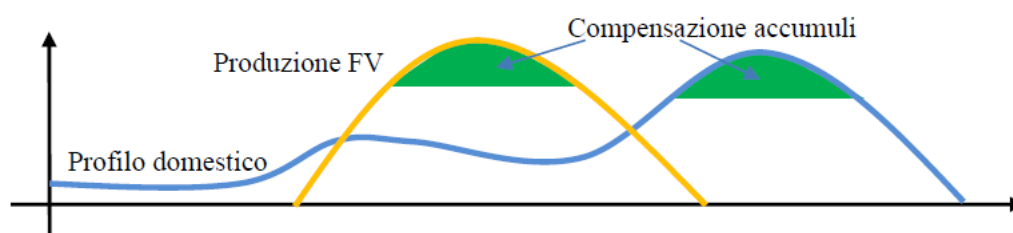


Figura 49. Possibile strategia di controllo dei sistemi di accumulo in ottica di massimizzazione dell'autoconsumo.

Quindi se da un punto di vista teorico i sistemi di accumulo possono fornire una flessibilità pari alla loro potenza ed energia nominali, da un punto di vista pratica la **potenza flessibile sarà solo una frazione e dipenderà dalle caratteristiche degli accumuli e degli utenti a cui sono associati.**

Considerando anche gli aspetti remunerativi per il servizio reso al sistema, che possono incentivare gli utenti a mettere a disposizione parte della propria capacità di accumulo per la flessibilità a discapito dell'autoconsumo, si è ipotizzato in via semplificativa che l'80% della potenza di accumulo (o per essere più precisi della potenza in scarica) installata nello scenario di riferimento "PNIEC Policy 2030" sia potenza flessibile.

In accordo a tali ipotesi la **potenza flessibile messa a disposizione dagli impianti di accumulo risulta essere pari, al 2030, a 128MW.**

Il potenziale complessivo di flessibilità al 2030

Con riferimento ai carichi aggiuntivi ed ai nuovi sistemi di accumulo stimati al 2030 le due seguenti tabelle riportano, per tipologia di carico, il potenziale di flessibilità nelle condizioni di picco invernale e di picco estivo:

Tabella 10. Potenziale di flessibilità nel periodo di picco invernale al 2030.

	Mobilità Elettrica	Pompe di Calore	Sistemi di Accumulo
Potenza di Picco Invernale richiesta [MW]	220	560	0
Potenza Flessibile al picco Invernale [MW]	120	38	137

Tabella 11. Potenziale di flessibilità nel periodo di picco estivo al 2030.

	Mobilità Elettrica	Cooling	Sistemi di Accumulo
Potenza di Picco Estivo richiesta [MW]	220	158	0
Potenza Flessibile al picco Estivo [MW]	120	151	137

A questo potenziale si aggiunge poi quello delle utenze attualmente connesse alla rete di areti, che è stato stimato considerando una potenza di cogenerazione/gruppi elettrogeni pari al 10% delle potenze contrattuali complessive degli utenti attuali in media tensione superiori a 300 kW e pari a 150 MW (sia nelle condizioni di picco estivo che di picco invernale).

Il potenziale di flessibilità messo a disposizione dalle utenze connesse alla rete al 2030 è dunque complessivamente pari a:

- 445 MW nelle condizioni di picco invernale;
- 558 MW nelle condizioni di picco estivo.

6.7.1 I Costi Operativi per l'Esercizio della Flessibilità e l'Acquisto di Servizi Ancillari

Per la natura del servizio e per l'impostazione tariffaria che si sta profilando con il DCO 381/2023/R/COM (ROSS), avendo i costi di esercizio della flessibilità e di acquisizione dei servizi ancillari sul mercato natura principalmente operativa, sono stati, in questa sede, trattati tutti come OPEX e distinti in due macrocategorie:

- una legata al **costo del personale** impiegato nella gestione del servizio e delle licenze di utilizzo delle piattaforme hardware e software necessarie;
- una legata al **prezzo di acquisto** sul mercato dei servizi ancillari.

Per quanto riguarda la prima voce, dall'esperienza maturata per la gestione dei primi tre anni (2024-2026) del progetto RomeFlex, si è giunti ad un dimensionamento di circa **1 M€ / anno** (destinato ad incrementarsi leggermente nel corso degli anni principalmente per via della forte crescita dei volumi di flessibilità gestiti).

Relativamente alla seconda voce, ossia il **prezzo di acquisto a mercato dei servizi**, sulla base del mix costi capacità – energia (per l'anno 2024, mentre dal 2025 in poi la capacità non sarà più remunerata agli operatori) ed in base alle ore di attivazione del servizio previste, si può delineare un **prezzo complessivo al MW di 150 k€** per gli anni 2025 e 2026 e di **125k€** circa al MW per gli anni di piano successivi (ovviamente da rivedersi sulla base dell'effettivo andamento dei prezzi energetici in arco-piano).

6.7.2 Il Piano di Acquisizione di Servizi Ancillari

La necessità di gestire la transizione ecologica, unitamente alla richiesta del regolatore europeo e nazionale di affiancare i meccanismi di flessibilità ai soli investimenti in potenziamento delle reti elettriche di trasmissione e distribuzione al fine di massimizzarne l'efficienza in ottica di utilizzo energetico, pone in modo chiaro e deciso l'esigenza di nuove strategie di gestione della rete stessa.

In tale contesto è stata svolta una specifica analisi finalizzata alla realizzazione di un **modello parametrico** in grado di **identificare la magnitudo** operativa ed economica degli investimenti e **dell'acquisto a mercato della flessibilità** (con i conseguenti fabbisogni finanziari ed organizzativi) a supporto delle scelte strategiche che areti deve intraprendere.

In questa sezione del Piano di Sviluppo saranno quindi prima evidenziati i razionali tecnico – economici di individuazione del ricorso alla flessibilità che areti intende perseguire negli anni 2026-2030, con indicazione puntuale del potenziale fabbisogno all’anno 2035. Il fabbisogno annuo di potenza flessibile è da intendersi come un primo dimensionamento di massima, basato sugli scenari energetici elaborati, da attualizzare poi anno per anno sulla base delle ulteriori evidenze a disposizione.

Sulla base degli **scenari energetici elaborati**, sono riportate di seguito le curve di distribuzione della richiesta di energia della rete (**Load Duration Curve**) di rete al 2030 e 2035.

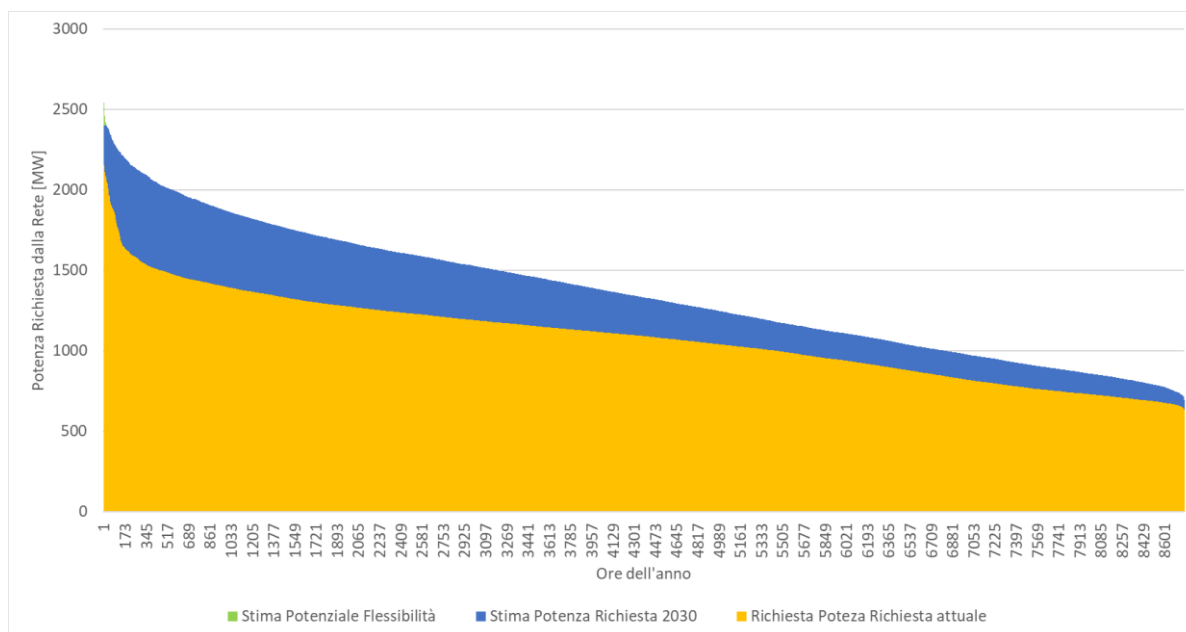


Figura 50. Load Duration Curve stimata al 2030.

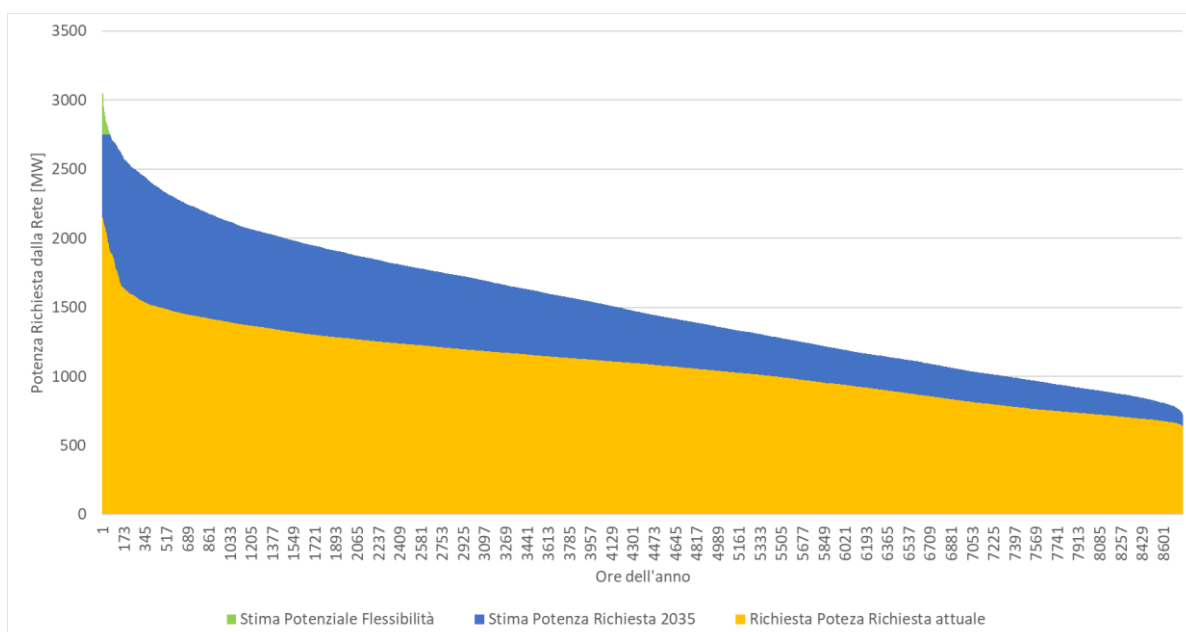


Figura 51. Load Duration Curve stimata al 2035.

Dalle due curve si evince come, sia al 2030 che al 2035, la rete richieda **potenze prossime al picco di carico** (pari rispettivamente a 2,55GW ed a 3,05GW) per un **numero estremamente limitato di ore**. In particolare:

- Al 2030 la richiesta di potenza della rete supera la soglia dei 2,4GW (soglia individuata come illustrato nel seguito del paragrafo) per meno di 50 ore annue;
- Al 2035 la richiesta di potenza della rete supera la soglia dei 2,75GW (soglia individuata come illustrato nel seguito del paragrafo) per meno di 100 ore annue.

La realizzazione di **nuove infrastrutture a copertura dell'intero picco** comporterebbe quindi un'**alta inefficienza**, in termini di utilizzo in energia, dell'investimento realizzato.

Alla luce di ciò è stata condotta un'analisi di identificazione della soglia di investimento in nuove infrastrutture, oltre la quale **ricorrere alla flessibilità** al fine di **minimizzare il costo attualizzato** complessivo **sostenuto**.

Ai fini del confronto delle due alternative di investimento (realizzazione di **nuove infrastrutture** o ricorso alla **flessibilità**) sono stati attualizzati i rispettivi **costi "a vita intera"**, individuando quale sia il **punto di break-even tra le due opzioni**. I costi considerati nell'analisi sono di circa **1 mln€ a MW** per gli investimenti **sulle nuove infrastrutture** (valore desunto da analisi condotte da areti per le nuove infrastrutture che sarebbero necessarie al crescere del carico rispetto alla condizione attuale), e di **150k€ annui a MW** per il ricorso alla flessibilità, ridotto a **125k€ dal terzo anno in poi**.

Dall'analisi emerge come, fatta conto la potenza addizionale di carico richiesta dalla rete, **fino ad un valore del 40%** di tale incremento l'opzione economicamente più **conveniente** risulti essere il **ricorso alla flessibilità**, mentre superata tale soglia **l'investimento più conveniente sia la realizzazione di nuove infrastrutture**.

Tale risultato appare in linea con la letteratura ed altre analisi condotte da areti, che mostrano come il ricorso alla **flessibilità** sia uno **strumento** cui ricorrere là **dove le violazioni dei limiti** progettuali dei componenti siano di **piccola entità e poco frequenti**, consentendo al DSO di **posticipare gli investimenti infrastrutturali**.

Viste le ipotesi fatte sui costi e l'incertezza sulla effettiva localizzazione del futuro carico, areti ritiene opportuno individuare la soglia di convenienza del ricorso alla flessibilità in un valore inferiore al 40% del carico addizionale che emerge dall'analisi. In particolare, si ritiene che tale valore possa collocarsi tra il 25% ed il 40% del carico addizionale, con un valore medio del **32,5%**.

Sulla base di tali considerazioni, il picco di potenza che areti prevede di coprire tramite investimenti in nuove infrastrutture è pari a:

- Circa **2.420MW** al **2030**, con una copertura tramite **ricorso alla flessibilità** degli ulteriori **125MW** necessari a soddisfare il picco di carico atteso;
- Circa **2.760MW** al **2035**, con una copertura tramite **ricorso alla flessibilità** degli ulteriori **300MW** necessari a soddisfare il picco di carico atteso.

L'evoluzione del ricorso di flessibilità, in relazione al potenziale di carico flessibile al 2030 nel picco invernale, è illustrata nella seguente figura a partire dal valore di 15MW pianificato per l'anno 2025.

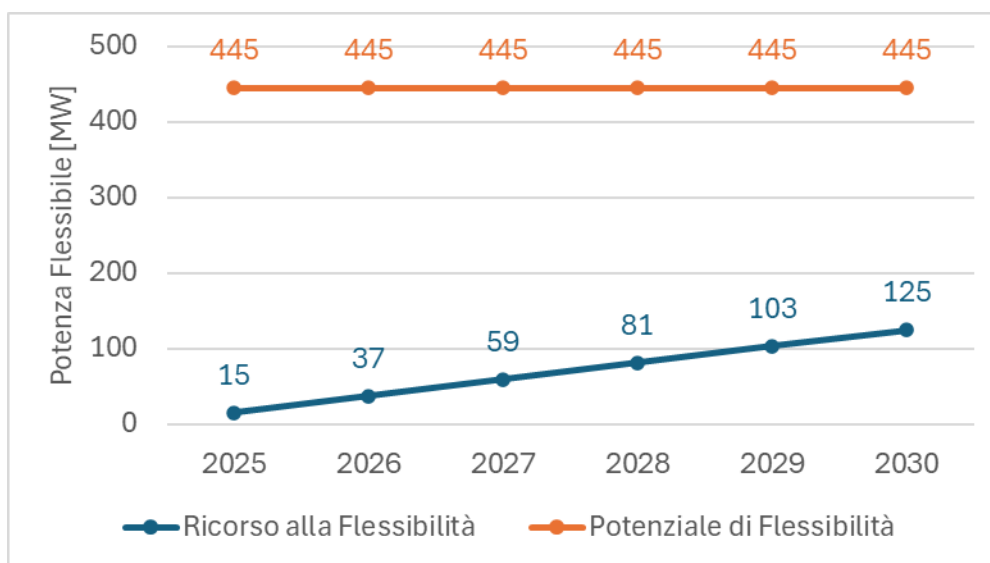


Figura 52. Confronto tra il potenziale di flessibilità invernale e la stima di fabbisogno di areti dal 2025 al 2030.

Il profilo di crescita dei volumi in MW di servizi ancillari acquistati da areti presenta un *rate* di crescita sostenuto, anche in relazione alla effettiva disponibilità di flessibilità, che dovrà quindi essere sostenuto da politiche di prezzo dei servizi (in relazione al costo dell'energia), da incentivazioni regolatorie all'offerta di servizi di flessibilità per garantire la sicurezza della rete di distribuzione; sono inoltre ipotizzabili, in casi emergenziali, situazioni di obbligo di modulazione dei carichi nei casi di maggiore criticità come avviene già in altri Paesi (su tutti in Olanda per quanto riguarda la Comunità Europea).

Tabella 12. Stima del Costo di Acquisto dei Servizi Ancillari.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Costo Acquisto Flessibilità a Mercato [mln €]	5,25	7,95	8,88	11,13	13,38	15,63

7. Metodologie di scelta e rappresentazione degli interventi

7.1 I driver di sviluppo

Considerando i molteplici obiettivi perseguiti dagli interventi di sviluppo, illustrati nel Capitolo 2, areti ha identificato sei differenti driver di sviluppo, in relazione ai quali identificare le esigenze di sviluppo della rete:

1. **Transizione Energetica:** rientrano in tale driver gli interventi finalizzati ad incrementare le capacità di trasporto della rete, per accogliere nuova produzione da fonte rinnovabile (**hosting capacity**) e soddisfare gli incrementi di carico dovuti all'elettificazione dei consumi (**loadability**). La pianificazione degli interventi afferenti a tale driver si fonda sugli scenari energetici elaborati e sulle richieste di connessione pervenute, relative agli impianti di produzione e ai carichi passivi.
2. **Qualità Tecnica:** gli interventi appartenenti a tale driver hanno l'obiettivo di **garantire un adeguato livello di affidabilità** della rete e degli impianti, in termini di qualità e continuità del servizio, nel rispetto dei requisiti tecnici stabiliti, per assicurare il corretto esercizio della rete. Rientrano in questo contesto, a titolo di esempio, gli interventi di ricostruzione delle cabine secondarie per attività di manutenzione, il progetto di ammodernamento e potenziamento delle colonne montanti, la sostituzione di trasformatori MT/BT a perdite standard con trasformatori a bassissime perdite, le sostituzioni di conduttori vetusti e l'attuazione dei piani regolatori MT/BT finalizzati all'unificazione dei livelli di tensione sulla rete di Media Tensione e Bassa Tensione.
3. **Resilienza:** esprime la capacità della rete e dei suoi componenti di far fronte ad eventi esogeni naturali, riportando la rete allo stato precedente in modo rapido ed efficiente, anche assicurando la conservazione, il ripristino o il miglioramento delle strutture e delle funzioni essenziali della rete. A fronte di eventi climatici sempre più frequenti ed estremi, la mitigazione del rischio di disalimentazione e il miglioramento della resilienza della rete sono essenziali, in quanto assicurano azioni efficaci prima, durante e dopo tali eventi. Con l'obiettivo di incrementare la resilienza della rete elettrica di distribuzione e contenere il rischio di disalimentazione a fronte delle ondate di calore e prolungati periodi di siccità, è prevista la realizzazione di interventi infrastrutturali sulla rete di media tensione (es. incremento della magliatura di rete, sostituzione rami critici con minimizzazione del numero di giunti, progetti complessi di riconfigurazione dello schema di rete) e sulle cabine secondarie (es. ricostruzione cabine secondarie con specifici criteri progettuali finalizzati all'impermeabilizzazione del locale).
4. **Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazione e innovazione tecnologica:** rientrano in tale driver tutti gli interventi a supporto di servizi abilitati dalla digitalizzazione degli elementi di rete e gli interventi di applicazione di tecnologie innovative. Obiettivo di tali interventi è il miglioramento dei processi di sviluppo, gestione ed esercizio della rete, raggiunti mediante:

- i. Evoluzione ed applicazione di tecnologie avanzate che garantiscono prestazioni sempre più elevate in termini di osservabilità, automazione, protezione e comando della rete al fine di migliorare la qualità del servizio ed incrementare l'efficienza operativa;
- ii. Implementazione di sistemi e soluzioni per la diagnostica e il monitoraggio della rete.

Le principali linee di azione sono:

- la *Nuova Strategia di Automazione, Protezione e Telecontrollo*: evoluzione dei sistemi e delle logiche di protezione, delle funzioni di automazione e del telecontrollo della rete sia a livello centrale che periferico;
 - la *Rete di Telecomunicazioni*: evoluzione dei sistemi di telecomunicazione a servizio dei sistemi tecnologici implementati per l'esercizio e il governo della rete di distribuzione, attraverso la realizzazione di una rete di telecomunicazioni ad alta velocità ed affidabilità, costituita da un back bone in fibra ottica (che rilegherà tutte le cabine primarie ad una parte di cabine secondarie) e da una rete di accesso realizzata attraverso connettività mista in fibra ottica e Rete Radio Mobile 4G/5G per garantire soglie stabilite di disponibilità e raggiungibilità dei componenti di rete.
 - *Sistemi di Operation Technology (OT)*: evoluzione e integrazione degli applicativi dei sistemi centrali informatici di governo ed esercizio della rete con l'obiettivo di incrementare ed efficientare la capacità di supervisione, monitoraggio, comando e controllo della rete in modo coerente, integrato e sinergico con quanto sviluppato a livello periferico (DMS e Piattaforma IoT).
5. **Controllo tensione e Gestione dei Flussi di Energia Reattiva**: rientrano in questo driver gli interventi finalizzati a migliorare la qualità del servizio reso in termini di continuità e regolarità dei valori di tensione nonché alla corretta gestione dei flussi di energia reattiva.
 6. **Adeguamento impianti, impatto ambientale e sicurezza**: rientrano in tale driver gli interventi di adeguamento degli impianti finalizzati ad una riduzione del loro impatto ambientale o all'incremento della sicurezza degli operatori.

Nei paragrafi seguenti sono rappresentati, per ciascun driver, i criteri di pianificazioni tecnici, economici e di dimensionamento degli asset.

7.2 I criteri di pianificazione

7.2.1 Il processo di pianificazione

Il processo di pianificazione degli investimenti è generalmente articolato nelle seguenti fasi:

1. **Analisi di rete e definizione delle esigenze**:

L'elemento di partenza per la pianificazione degli interventi è rappresentato dall'**analisi del contesto di riferimento**, con particolare riferimento all'evoluzione del quadro regolatorio europeo e nazionale, e dall'analisi degli scenari: in questa fase vengono condotte le analisi dello stato della rete attuale e previsionale, al fine di individuare le esigenze di intervento e/o criticità. L'**assessment dello stato della rete** attuale e previsionale riceve in input da un lato gli input interni provenienti dal campo e/o dalle unità di Operations dell'azienda e dall'altro i risultati delle analisi di scenario relative all'evoluzione della produzione e dei carichi connessi alla rete. Le analisi di rete portano quindi all'**individuazione di tutte le esigenze di sviluppo** della rete.

2. **Design delle soluzioni tecniche:**

Questa fase consiste nella definizione degli interventi da eseguire sulla rete ottimizzati anche in ottica di massimizzazione delle sinergie. A partire da analisi preliminari che si basano sulle possibili combinazioni esigenze-interventi, viene individuata per ciascuna esigenze la soluzione tecnica più idonea, tale da permettere di integrare le necessità di diverse strutture organizzative dell'impresa e massimizzando, là dove possibile, le sinergie tra gli interventi.

3. **Analisi di fattibilità economica ed ottimizzazione totex:**

Obiettivo di questa fase è **definire un piano degli interventi preliminare che prioritizzi le iniziative**, massimizzando i benefici, e considerando i vincoli presenti. Elemento cardine di questa fase è dunque la stima dei costi di investimento a vita intera degli interventi, come descritto nel dettaglio nei successivi paragrafi. I vincoli considerati sono sia di natura tecnica, come i vincoli di budget, che operativa, come vincoli legati alle capacità operative o vincoli territoriali che impongono o impediscono la realizzazione degli interventi in specifiche finestre temporali. La scelta e la prioritizzazione degli interventi avvengono anche mediante l'ausilio dell'analisi costi-benefici e tengono in considerazione gli indirizzi strategici definiti dai vertici aziendali e le richieste provenienti da stakeholder rilevanti.

4. **Pianificazione degli interventi:**

In questa fase vengono programmati gli interventi nel tempo sulla base di quanto emerso dal processo di ottimizzazione.

I paragrafi seguenti illustrano i criteri adottati, per ciascun driver di sviluppo, nelle fasi di Analisi di rete e definizione delle esigenze e di Design delle soluzioni tecniche.

7.2.2 Transizione energetica

Gli interventi appartenenti a tale driver hanno l'obiettivo di incrementare le capacità di trasporto della rete per accogliere nuova produzione da fonte rinnovabile (*hosting capacity*) e soddisfare gli incrementi di carico dovuti all'elettificazione dei consumi (*loadability*). L'identificazione delle esigenze di intervento discende da

un'analisi di adeguatezza dei componenti, condotta sia nelle condizioni di rete attuali che in quelle previsionali.

Per ciascun componente di rete viene identificato il **massimo grado di caricabilità** a “schema normale” (ovvero in condizioni di rete integra), espresso in termini percentuali rispetto alla portata nominale dell'asset, sulla base di due principali considerazioni:

- Ciascun asset deve essere in grado di soccorrere gli asset interconnessi, in caso di guasto o in caso di indisponibilità di impianti a causa di lavori programmati;
- Ciascun asset deve poter trasportare un flusso di potenza superiore a quello attuale per consentire di soddisfare futuri contenuti incrementi di carico e/o di generazione senza la necessità di realizzare nuovi investimenti di grande magnitudo.

Di seguito è riportato, per ciascun livello di tensione, il massimo grado di caricabilità tipicamente utilizzato nelle fasi di pianificazione:

- **Cabine Primarie:** in questo caso i componenti considerati sono i trasformatori AT/MT ed MT/MT. La condizione da soddisfare è quella di **N-1**, ovvero di alimentazione degli utenti anche in presenza del fuori servizio di una delle N macchine di Cabina Primaria. Questa condizione può essere tradotta in termini percentuali, con riferimento alla potenza totale di trasformazione di Cabina Primaria e considerando i TR di eguale taglia, come un massimo grado di caricabilità del 50% in presenza di 2 TR AT/MT, del 66% in presenza di 3 TR AT/MT e del 75% in presenza di 4 TR AT/MT.
- **Linee MT:** in questo caso la condizione di adeguatezza prevede un **massimo carico percentuale** dei tronchi di rete pari al **60%** della loro portata. Questo criterio garantisce la contro-alimentabilità delle linee MT in caso di guasto, considerando l'elevato grado di magliatura della rete MT di areti, e la possibilità di ospitare contenuti incrementi di carico rispetto alle condizioni attuali.
- **Cabine Secondarie:** in questo caso i componenti considerati sono i trasformatori MT/BT. Il massimo grado di carico accettabile per questi componenti è fissato al **70% della loro potenza nominale** di trasformazione, considerando la possibilità di contro-alimentazione di linee BT interconnesse a parte delle linee BT alimentate dal TR e la possibilità di ospitare contenuti incrementi di carico rispetto alle condizioni attuali.
- **Linee BT:** in questo caso la condizione di adeguatezza prevede un massimo carico percentuale dei tronchi costituenti la “rete primaria” (non considerando dunque le prese) pari al **70% della loro portata nominale**.

I **valori** qui riportati del massimo grado di caricabilità degli asset sono quelli **normalmente utilizzati** come riferimento e possono essere **diversi per specifiche porzioni di rete**, nonché essere oggetto di variazione nel tempo in considerazione di de-rating dei componenti o per la possibilità di ricorso a meccanismi di flessibilità.

Oltre al carico percentuale rispetto alla portata nominale, l'analisi di adeguatezza verifica anche il mantenimento dei livelli di tensione di nodo entro i limiti massimi e minimi prescritti dalle norme tecniche di riferimento.

L'analisi di adeguatezza dei componenti viene effettuata conservativamente nelle **due condizioni estreme** della rete, ovvero:

- Condizione di **massimo carico e minima generazione**;
- Condizione di **massima generazione e minimo carico**.

Queste due condizioni, come anticipato, vengono stimate sia con riferimento ai carichi ed alla generazione attualmente connessi alla rete che con riferimento agli scenari di evoluzione degli stessi. L'analisi delle richieste pervenute di connessione di nuovi carichi e/o di impianti di generazione, da cui scaturisce la pianificazione degli interventi necessari al soddisfacimento delle richieste, si affianca all'analisi di scenario, da cui scaturiscono investimenti anticipatore rispetto al verificarsi di criticità sulla rete per incremento dei carichi e/o della produzione.

Al **verificarsi della violazione** del massimo grado di carico accettabile per gli asset nei vari scenari segue l'**identificazione di soluzioni di risoluzione della criticità**, che tipicamente consistono, a seconda del livello di tensione considerato, in:

- Sostituzione di TR AT/MT con macchine aventi maggiore potenza nominale e/o aggiunta di TR AT/MT in cabine primarie esistenti;
- Realizzazione di nuove cabine primarie;
- Sostituzione di conduttori di rete MT con conduttori a maggior portata e/o, per il livello di tensione di 8,4kV, innalzamento del livello di tensione;
- Smagliamenti di cabine secondarie tra linee MT differenti, al fine di equidistribuire il carico tra le linee;
- Realizzazione di nuove linee di Media Tensione;
- Sostituzione di TR MT/BT con macchine aventi maggiore potenza nominale e/o aggiunta di TR MT/BT in cabine secondarie esistenti;
- Realizzazione di nuove cabine secondarie;
- Sostituzione di conduttori di rete BT con conduttori a maggior portata e/o, per il livello di tensione di 230V, innalzamento del livello di tensione;
- Realizzazione di nuove linee di Bassa Tensione.

7.2.3 Qualità Tecnica

Gli interventi appartenenti a tali driver hanno l'obiettivo di garantire il livello di affidabilità della rete e degli impianti, in termini di qualità e continuità del servizio. Ne fanno parte, dunque, sia interventi orientanti al

miglioramento degli indicatori di continuità del servizio che interventi di rinnovo dei componenti giunti a fine vita utile o che non rispettano gli standard definiti dal distributore.

La pianificazione degli interventi di rete MT e BT orientati al miglioramento degli indicatori di continuità del servizio è basata sul principio del *risk-based approach* (approccio basato sul rischio), che si fonda sulla valutazione dei rischi associati ai componenti della rete (rami), considerando due fattori chiave che contribuiscono al rischio complessivo:

1. **Tasso di guasto di ciascun componente:** il tasso di guasto rappresenta il numero di guasti che coinvolgono il componente nel corso di un periodo di riferimento, di solito un anno
2. **Impatto associato al componente in caso di guasto:** questo valore rappresenta l'effetto negativo provocato dal guasto sul componente ed è espresso attraverso indicatori di continuità, che includono il numero e la durata delle interruzioni del servizio.

Moltiplicando il tasso di guasto per l'impatto del guasto, si ottiene l'**indice di rischio associato a ciascun asset della rete**, MT o BT, che rappresenta numericamente il rischio di interruzione associato a ciascun componente di rete.

Mediante l'applicazione di questo modello di analisi è possibile anche quantificare il beneficio derivante da ciascuna azione di miglioramento in termini di riduzione del rischio, tenuto conto del costo di attuazione dell'intervento. Tale **beneficio** in particolare viene quantificato tramite la **differenza tra l'indice di rischio in assenza ed in presenza di intervento**, offrendo una valutazione precisa degli impatti positivi del provvedimento adottato.

Modellando dunque i possibili interventi in termini di costi, benefici e vincoli è possibile effettuare una scelta ottima degli investimenti da realizzare per migliorare la continuità del servizio.

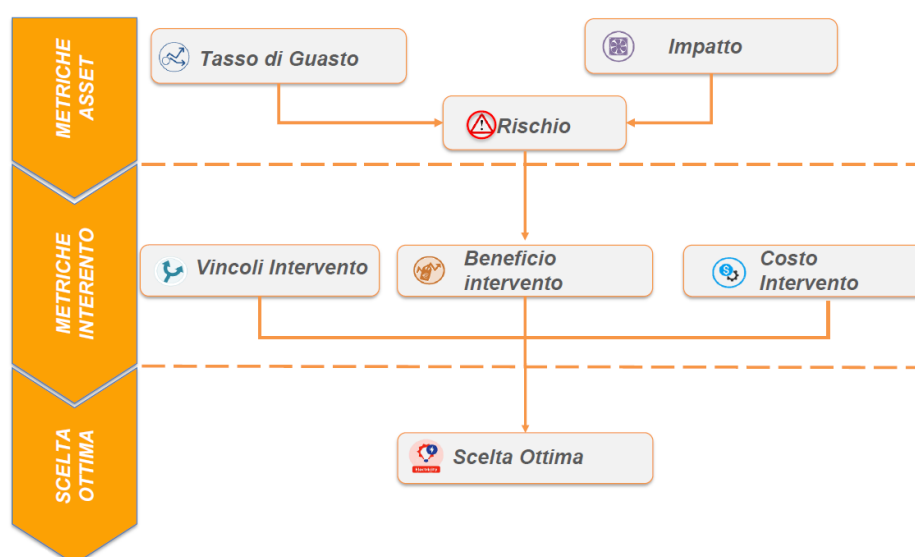


Figura 53. Le fasi del processo di pianificazione seguendo il "risk based approach".

Interventi di riduzione del rischio di disalimentazione sulla rete MT

Il rischio di disalimentazione associato ai componenti rete MT, come anticipato, è calcolato mediante l'utilizzo di due modelli:

1. **Modello di tasso di guasto:** questo modello associa a ciascun ramo della rete di media tensione una **stima del numero di guasti annui**. Il modello è stato ottenuto mediante l'implementazione di una **rete neurale artificiale**, avente l'obiettivo di apprendere relazioni non lineari tra le variabili di ingresso e il numero di guasti annuali osservati. Il modello è stato sviluppato seguendo diversi passi: a partire da un modello di classificazione, che date le caratteristiche dei rami e le variabili esogene in input associa a ciascun ramo di media tensione una variabile booleana che indica se il ramo si guasterà o meno, è stata ottenuta la probabilità di guasto e successivamente, tramite una trasformazione esponenziale ed una normalizzazione basata sul numero annuo di guasti atteso sull'intera rete di media tensione, il numero annuo di guasti stimati per ramo MT.

I dati in input sono stati raccolti dai guasti occorso dal 2020 al 2023; i principali dati per ciascun ramo includono:

- Numero di guasti: l'elenco dei guasti con relativa data.
- Dati topologici e fisici del ramo: tronco areo o interrato, posizione gerarchica del ramo nella linea MT, struttura e caratteristiche fisiche del conduttore, lunghezza, tipo di conduttore, numero di giunti, vetustà del conduttore, stato del neutro e tensione di esercizio.
- Dati climatici: informazioni sulle condizioni metereologiche (temperature estreme, precipitazioni, umidità) relative sia al giorno in cui è avvenuto il guasto che ai giorni precedenti.
- Carico elettrico: dati di corrente massima, media e di massima escursione giornaliera, relativi sia al giorno in cui è avvenuto il guasto che ai giorni precedenti.

Prima dell'applicazione della rete neurale è stata condotta un'analisi di importanza della features in input. Tale analisi ha portato a selezionare le sole variabili effettivamente utili ai fini della predizione, escludendo le variabili di corrente e di umidità dal dataset in input.

Dalle previsioni del modello, una volta addestrato, emerge come le variabili maggiormente correlate alla probabilità di guasto siano, in ordine decrescente di importanza, il numero di giunti, le variabili di temperatura (in particolare le temperature medie dei giorni precedenti al guasto), la lunghezza del ramo, la sua vetustà e la struttura e caratteristiche fisiche del conduttore.

I guasti sono stati poi suddivisi tra guasti avvenenti durante il periodo estivo, caratterizzato storicamente dal 50% dei guasti annuali, e durante il resto dell'anno. Successivamente, sono stati identificati due giorni tipici rappresentativi delle due stagioni, ottenendo per ciascun ramo una probabilità di guasto. Per ottenere una distribuzione delle probabilità di guasto coerente con il

numero complessivo di guasti osservati, è stata applicata una trasformazione esponenziale e una normalizzazione, ottenendo così un tasso di guasto annuale per ogni ramo.

2. **Modello di impatto:** questo modello associa a ciascun ramo della rete di media tensione un impatto in termini di indicatori di continuità del servizio, sia in termini di durata che di numero. L'impatto in termini di **SAIFI** (System Average Interruption Frequency Index) relativo ad una singola linea MT è ottenuto considerando che ciascun guasto provoca la disalimentazione di tutti quanti gli utenti di linea:

$$SAIFI_{impact} = \frac{POD_{linea}}{POD_{tot}}$$

L'impatto in termini di **SAIDI** (System Average Interruption Duration Index) relativo ad una singola linea MT è ottenuto mediante l'applicazione di un modello analitico di impatto che, a partire dalla tipologia di movimentazione degli organi di manovra delle cabine secondarie e dai tempi caratteristici delle manovre di selezione del guasto MT (considerando manovre automatiche da parte degli interruttori di inizio linea MT e dei "recloser" lungo linea, manovre in telecontrollo da parte degli operatori della sala controllo e manovre manuale da parte degli operatori in campo), restituisce un tempo medio di selezione del guasto (D_{media}) per ciascuna linea MT.

$$SAIDI_{impact} = \frac{POD_{linea} \cdot D_{media}}{POD_{tot}}$$

Per valutare la **priorità degli interventi infrastrutturali sulla rete di media tensione** (MT), si utilizza come indicatore di riferimento il valore di rischio associato all'indicatore di numero **SAIFI**. Questo indicatore è strettamente legato alla configurazione topologica della rete e al suo tasso di guasto ed è quindi particolarmente influenzato dalla realizzazione di interventi infrastrutturali. L'indicatore di durata SAIDI invece è utilizzato per la selezione e prioritizzazione degli interventi di automazione e telecontrollo sulla rete MT.

Una volta calcolato il rischio associato a ciascun ramo della rete MT, la linea MT viene caratterizzata da un indicatore di rischio equivalente, ottenuto moltiplicando il tasso di guasto della linea (calcolato come la somma dei tassi di guasto dei singoli rami che la compongono) per un impatto "equivalente medio" (calcolato come descritto). In base all'indice di rischio equivalente, le linee MT vengono suddivise in quattro diversi quadranti, come illustrato nell'immagine sottostante:

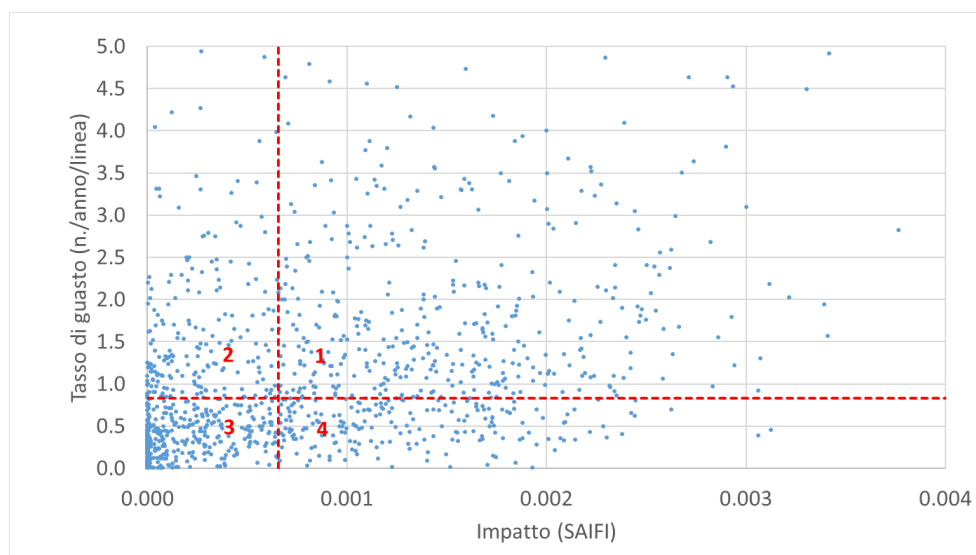


Figura 54. Distribuzione delle Linee MT per Rischio Equivalente.

- **Quadrante 1:** linee MT aventi tasso di guasto superiore alla mediana dei tassi di guasto di tutte le linee MT in esercizio (appartenenti al medesimo ambito di concentrazione) ed impatto superiore alla mediana degli impatti di tutte le linee MT in esercizio (appartenenti al medesimo ambito di concentrazione).
- **Quadrante 2:** linee MT aventi tasso di guasto superiore alla mediana dei tassi di guasto di tutte le linee MT in esercizio (appartenenti al medesimo ambito di concentrazione) ed impatto inferiore alla mediana degli impatti di tutte le linee MT in esercizio (appartenenti al medesimo ambito di concentrazione).
- **Quadrante 3:** linee MT aventi tasso di guasto inferiore alla mediana dei tassi di guasto di tutte le linee MT in esercizio (appartenenti al medesimo ambito di concentrazione) ed impatto inferiore alla mediana degli impatti di tutte le linee MT in esercizio (appartenenti al medesimo ambito di concentrazione).
- **Quadrante 4:** linee MT aventi tasso di guasto inferiore alla mediana dei tassi di guasto di tutte le linee MT in esercizio (appartenenti al medesimo ambito di concentrazione) ed impatto superiore alla mediana degli impatti di tutte le linee MT in esercizio (appartenenti al medesimo ambito di concentrazione).

Le linee MT comprese nel quadrante 1 sono state identificate come prioritarie per gli interventi di sviluppo della rete, poiché presentano un alto livello di rischio, sia a causa del tasso di guasto elevato che dell'impatto significativo.

Per ciascun ambito di concentrazione, viene definito un "**rischio soglia**" che rappresenta il massimo rischio, espresso in termini di SAIFI, ritenuto accettabile per la singola linea di media tensione. Il perimetro delle linee "eleggibili" ad intervento è dunque delimitato da tale **iperbole di "iso-rischio"** (iperbole gialla $p=1$ nella figura

sottostante); tale perimetro è poi ulteriormente suddiviso utilizzando soglie di rischio multipli del “rischio soglia”.

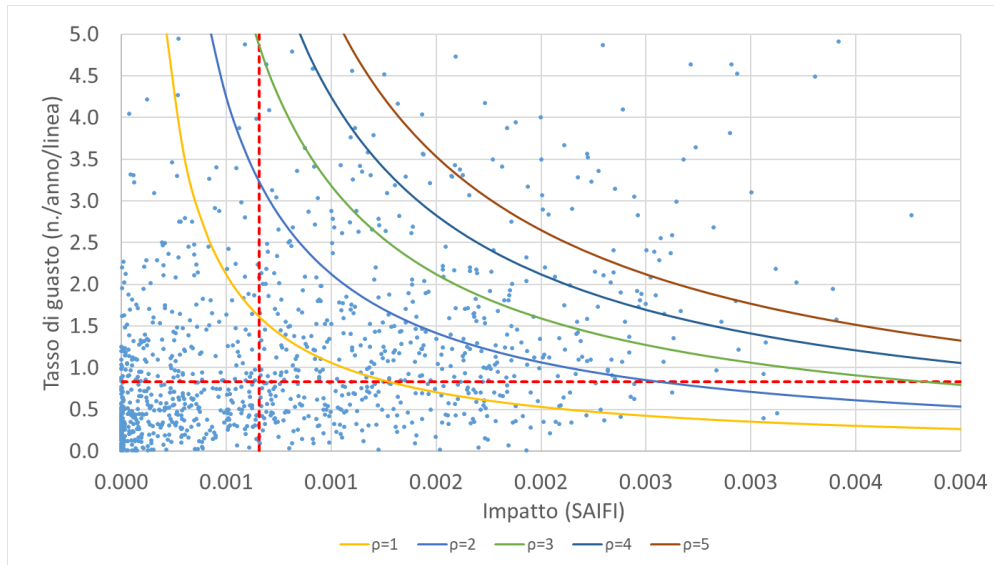


Figura 55. Distribuzione delle Linee MT per Rischio Equivalente con indicazione delle iperboli di iso-rischio.

Nell'ambito delle linee di media tensione (MT) considerate idonee per gli interventi, la priorità degli interventi è determinata in base all'indice di rischio associato a ciascuna linea. Quando le linee MT hanno lo stesso livello di rischio, la selezione della linea MT da sottoporre a un intervento prioritario segue un **approccio "impact oriented"**. Questo significa che si dà priorità alle linee MT che avrebbero un impatto significativo in caso di guasto, poiché l'impatto è un dato certo e non soggetto a variazioni come il tasso di guasto, rendendo così la decisione basata su considerazioni più concrete e dirette.

Gli interventi orientati alla riduzione del rischio della rete MT vengono pianificati sulla base dei due fattori componenti il rischio e sono suddivisi in:

- **Interventi di mitigazione:** volti a ridurre l'impatto degli eventi di guasto. Gli interventi standard di mitigazione del rischio sulla rete MT sono i seguenti:
 - Interconnessione di linee MT con ottimizzazione del posizionamento del punto di taglio ed equidistribuzione del numero di utenti serviti da ciascuna linea;
 - Smagliamenti di cabine secondarie tra linee diverse ed equidistribuzione del numero di utenti serviti da ciascuna linea;
 - Realizzazione di nuove linee MT, a partire da cabine primarie e/o centri satellite esistenti o nuovi, che si interconnettono a linee esistenti diminuendo il numero di utenti da esse alimentato.
- **Interventi di prevenzione:** volti a ridurre la probabilità di occorrenza degli eventi di guasto. Gli interventi standard di mitigazione del rischio sulla rete MT sono i seguenti:
 - Sostituzione di conduttori con conduttori nuovi, utilizzando bobine di pezzatura maggiore e minimizzando così il numero complessivo di giunti;

- Riduzione di lunghezza dei rami esistenti, ottimizzandone il percorso.

Interventi di riduzione del rischio di disalimentazione sulla rete BT

Analogamente a quanto esposto per la rete MT, anche per la rete BT il rischio di disalimentazione associato a ciascun componente è calcolato mediante l'utilizzo di due modelli:

1. **Modello di tasso di guasto:** il tasso di guasto annuale è calcolato con riferimento alla rete BT sottesa a ciascuna cabina secondaria. Il modello, semplice ma robusto, stima il numero annuo di guasti **sulla base dei guasti storici**, facendo riferimento ai guasti occorsi dal 2020 al 2023, al numero di utenti alimentati, che dalle analisi storiche mostrano una significativa correlazione con il tasso di guasto annuo chilometrico, e sulla base di una componente casuale per tenere in considerazione della rarità dell'evento di guasto.
2. **Modello di impatto:** anche l'impatto è calcolato con riferimento alla rete BT sottesa a ciascuna cabina secondaria. In questo caso l'**indicatore di continuità** del servizio considerato è quella **di durata**, trascurando quello di numero che non ha impatto significativo sull'indicatore dell'intera rete. L'impatto per la rete sottesa a ciascuna cabina secondaria dipende, oltre che dal numero di utenti alimentati dalla cabina, da una durata media di disalimentazione che è ottenuta a partire da una media storica, suddivisa nelle varie aree territoriali di cui la rete si compone.

Analogamente a quanto esposto per la rete MT, anche la rete BT viene suddivisa in quattro diversi quadranti sulla base dell'indice di rischio, come illustrato nell'immagine sottostante:

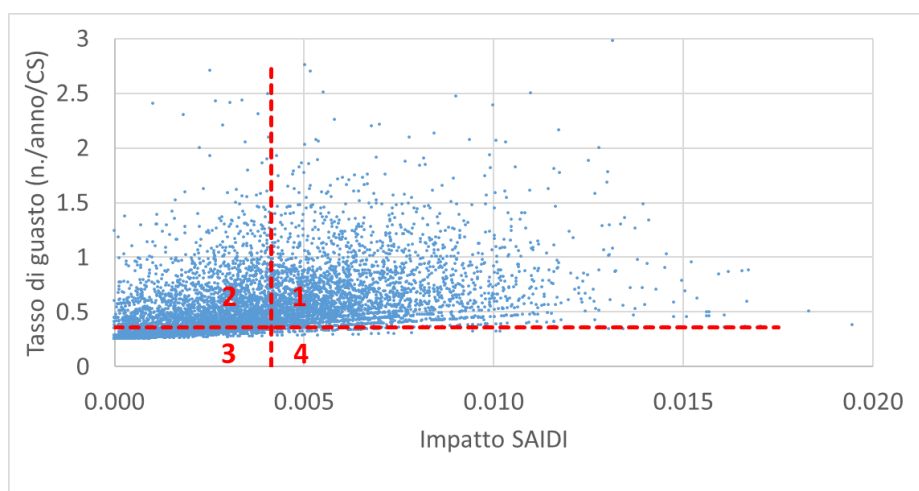


Figura 56. Distribuzione della rete BT per Rischio (SAIDI).

La rete BT sottesa a cabine secondarie comprese nel quadrante 1 è stata identificata come prioritaria per gli interventi di sviluppo della rete, poiché presenta un alto livello di rischio, sia a causa del tasso di guasto elevato che dell'impatto significativo.

Per ciascun ambito di concentrazione, viene definito un **“rischio soglia”**, rappresentante il massimo rischio ritenuto accettabile per ciascuna cabina secondaria, considerando un numero annuo di guasti pari alla media

storica degli ultimi anni. Il **perimetro delle linee “eleggibili” ad intervento** è dunque delimitato dall’iperbole di iso-rischio “target”.

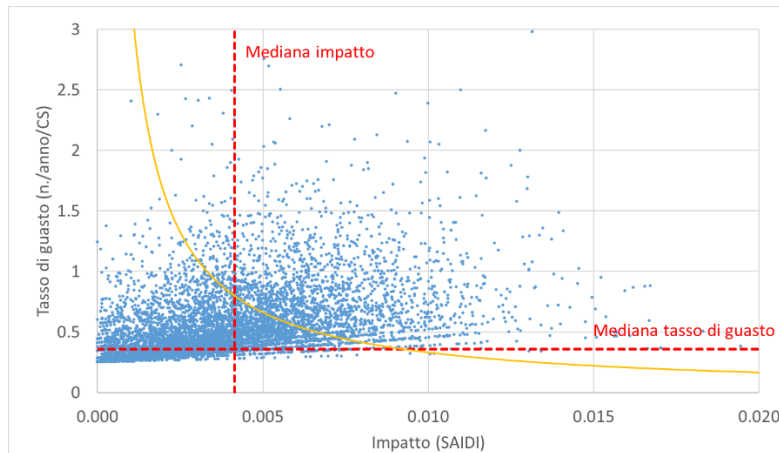


Figura 57. Distribuzione della rete BT per Rischio (SAIDI) con indicazione dell'iperbole di iso-rischio target.

Nell'ambito delle porzioni di rete di bassa tensione considerate idonee per gli interventi, la priorità degli interventi è determinata in base all'indice di rischio associato a ciascuna cabina secondaria. Quando le cabine secondarie hanno lo stesso livello di rischio, la prioritizzazione segue un **approccio "impact oriented"**. Questo significa che si dà priorità alle cabine secondarie che hanno un impatto maggiore in caso di guasto, essendo l'impatto un dato certo e non soggetto a variazioni come il tasso di guasto, rendendo così la decisione basata su considerazioni più concrete e dirette.

Gli interventi orientati alla riduzione del rischio della rete BT vengono pianificati sulla base dei due fattori componenti il rischio e sono suddivisi in:

- Interventi di mitigazione: volti a ridurre l’impatto degli eventi di guasto. Gli interventi standard di mitigazione del rischio sulla rete BT sono i seguenti:
 - Interconnessione di linee BT con ottimizzazione del posizionamento del punto di taglio ed equidistribuzione del numero di utenti serviti da ciascuna linea;
 - Realizzazione di nuove linee BT, a partire da cabine secondarie esistenti o nuove, che si interconnettono a linee esistenti diminuendo il numero di utenti da esse alimentato.
- Interventi di prevenzione: volti a ridurre la probabilità di occorrenza degli eventi di guasto. Gli interventi standard di mitigazione del rischio sulla rete BT sono i seguenti:
 - Sostituzione di conduttori con conduttori nuovi;
 - Riduzione di lunghezza dei rami esistenti, ottimizzandone il percorso.

Strategie di asset management

Per gestire una rete elettrica complessa in termini di estensione, tipologia ed età degli asset, come quella di areti, è necessario adottare una strategia di asset management tale da garantire un alto livello di affidabilità della rete e degli impianti. Ciò è fondamentale per soddisfare i requisiti tecnici necessari per il corretto funzionamento della rete, garantendo l'adeguatezza, la sicurezza e prestazioni elevate in termini di qualità

del servizio offerto agli utenti. Per questo motivo areti ha avviato dal 2020 l'implementazione di un **modello di asset management** che consente di definire ed identificare per tutti i componenti elettrici in esercizio l'attuale livello di affidabilità, ossia le condizioni "reali" di esercizio, tenuto conto di tutti quei fattori (aging, sollecitazioni, ecc.) che possono aver determinato un declassamento delle prestazioni standard "nominali". Il modello di asset management in questione si basa su un insieme di attività tecniche, metodologie necessarie alla progettazione, organizzazione e gestione dei processi di manutenzione, in un'ottica di miglioramento continuo. Le attività che lo caratterizzano sono principalmente:

- la pianificazione, la progettazione e la revisione dei piani di manutenzione;
- il **coordinamento delle ispezioni periodiche e straordinarie** degli asset e monitoraggio degli esiti;
- le **analisi dei guasti** per l'identificazione delle componenti critiche per ogni asset e le soluzioni tecniche per ridurre il verificarsi di tali guasti;
- la **valutazione delle prestazioni di affidabilità** e disponibilità degli asset;
- progetti di rete volti a migliorare l'affidabilità e la disponibilità delle porzioni di rete;
- sviluppo e standardizzazione delle procedure di lavoro.

Gli interventi di manutenzione implementati da areti sulla rete di media, bassa tensione e sulle cabine secondarie possono essere suddivisi in due categorie:

- interventi di manutenzione ciclica programmata;
- interventi di manutenzione straordinaria o su condizione.

Gli interventi di manutenzione ciclica o programmata sono attività preventive e periodiche effettuate sugli impianti elettrici al fine di mantenere la loro efficienza e prevenire guasti improvvisi. Solitamente, vengono pianificati sulla base di frequenze temporali legate ad esempio al tempo di utilizzo, alle prescrizioni specifiche di ciascun componente di rete e possono includere ad esempio la pulizia, la lubrificazione, la sostituzione di parti soggette ad usura, la verifica della taratura e dei parametri di funzionamento, l'aggiornamento di software e la verifica dei sistemi di sicurezza. La manutenzione ciclica o programmata è dunque un'attività cruciale per garantire non solo la conformità ai regolamenti di sicurezza e ambientali ma anche la continuità del servizio mediante il mantenimento dell'affidabilità dei componenti di rete.

Gli interventi di manutenzione straordinaria o su condizione sulla rete elettrica sono anch'essi finalizzati a garantire la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico ed il miglioramento della qualità del servizio mediante la riparazione o la sostituzione di componenti della rete che sono danneggiati o obsoleti oppure attraverso interventi di potenziamento dell'infrastruttura di rete. Tali provvedimenti scaturiscono principalmente per soddisfare esigenze specifiche di risoluzione di anomalie o criticità di rete che vengono riscontrate durante le ispezioni periodiche delle cabine secondarie o delle linee aeree, oppure con riferimento ai cavi MT attraverso l'esecuzione di prove di diagnostica. Le informazioni relative ai risultati delle

ispezioni e il monitoraggio delle condizioni di servizio consentono di identificare tutte le possibili avarie e per ognuna di esse calcolarne la probabilità e l'impatto in relazione ad aspetti connessi non solo alla sicurezza di utenti ed operatori ma anche alla continuità del servizio. Questi due fattori permettono di stimare il rischio legato alla specifica anomalia e prioritizzare gli interventi manutentivi da eseguire. È stata inoltre adottata una metodologia di identificazione e pianificazione degli interventi da effettuare sulla rete per massimizzare il beneficio conseguibile sulla qualità del servizio, attraverso l'implementazione di modelli e strumenti di analisi evolute, che consentono di:

- individuare le porzioni di rete maggiormente critiche per impatto sugli indicatori di continuità del servizio;
- valutare il rischio attraverso l'utilizzo di dati di input dinamici derivanti dalle ispezioni periodiche;
- osservare il funzionamento degli elementi di rete nel tempo attraverso modelli di monitoraggio implementati su strumenti digitali evoluti.

ASSET MANAGEMENT			
			
	Rete media tensione	Rete bassa tensione	Cabine secondarie
ANALISI	- misura del $\tan \delta$ - misura delle scariche parziali	- verifica assetto rete - stato dei nodi di sezionamento - verifica rami in basso isolamento	- ispezione - misura delle scariche parziali - termografia
AZIONI	Rifacimento giunti e/o terminali Bonifica rami/tratti di rami Monitoraggio periodico	Rifacimento nodi di sezionamento Bonifica/sostituzione rami Messa a schema rete	Interventi di impermeabilizzazione sigillatura ingresso cavi Ammodernamento apparecchiature

Figura 58. Interventi di asset management.

Sulle linee in cavi di media tensione è stato condotto un **programma di prove di diagnostica** orientata verso i rami risultati maggiormente vulnerabili al fenomeno dei guasti dando priorità a quelli alimentati da linee MT caratterizzate dal maggior impatto in caso di disservizio. Tali prove sono basate sulla misura del $\tan \delta$ e delle scariche parziali e consentono di rilevare lo stato di deterioramento dell'isolamento del cavo e quindi di individuare criticità puntali (localizzate per lo più su giunti) o diffuse per l'intera lunghezza del ramo. L'esito di questa mappatura determina:

- l'eventuale derating delle prestazioni nominali del cavo nelle specifiche condizioni di esercizio;
- il rifacimento del componente "critico" (giunto o terminale);
- l'individuazione di rami o porzioni di ramo da ricostruire.

Sulla rete di bassa tensione è stato condotto un intenso programma di ispezione mirato a identificare e risolvere criticità connesse a fenomeni di:

- sovraccarico;
- ri-alimentazione in caso di guasto;

- punti caldi su morsettiere di sezionamento;
- infiltrazioni di acqua nei manufatti di cabina secondaria.

Vengono inoltre periodicamente **ispezionate** le **cabine secondarie** con l'obiettivo di identificare e risolvere criticità connesse alla presenza di **scariche parziali** o problemi di **ionizzazione**, infiltrazioni di acqua, ingresso di animali o problemi di accessibilità.

7.2.4 Resilienza

La resilienza della rete di distribuzione esprime la sua capacità di far fronte ad eventi climatici estremi, riportando la rete allo stato precedente in modo rapido ed efficiente. Per la rete di areti il principale fenomeno climatico considerato è quello delle **ondate di calore**, caratterizzate dal protrarsi di giornate con temperature massime elevate, precedute da periodi di siccità. Tali particolari condizioni di umidità e temperatura ostacolano la dissipazione del calore dei cavi interrati. Inoltre, sempre nei mesi estivi, si registrano elevate richieste di carico sulla rete che unitamente al fenomeno ambientale suddetto determinano un incremento delle temperature (hot-spot) dei cavi e relativi accessori con precoce invecchiamento dell'isolamento e aumento della probabilità di cedimento dello stesso.

Nell'immagine seguente sono rappresentati, con riferimento agli anni 2012-2022:

- L'andamento del valor medio settimanale delle temperature massime giornaliere;
- L'andamento del valor medio settimanale della potenza di picco giornaliera;
- Il numero di guasti settimanali occorsi sulla rete MT.

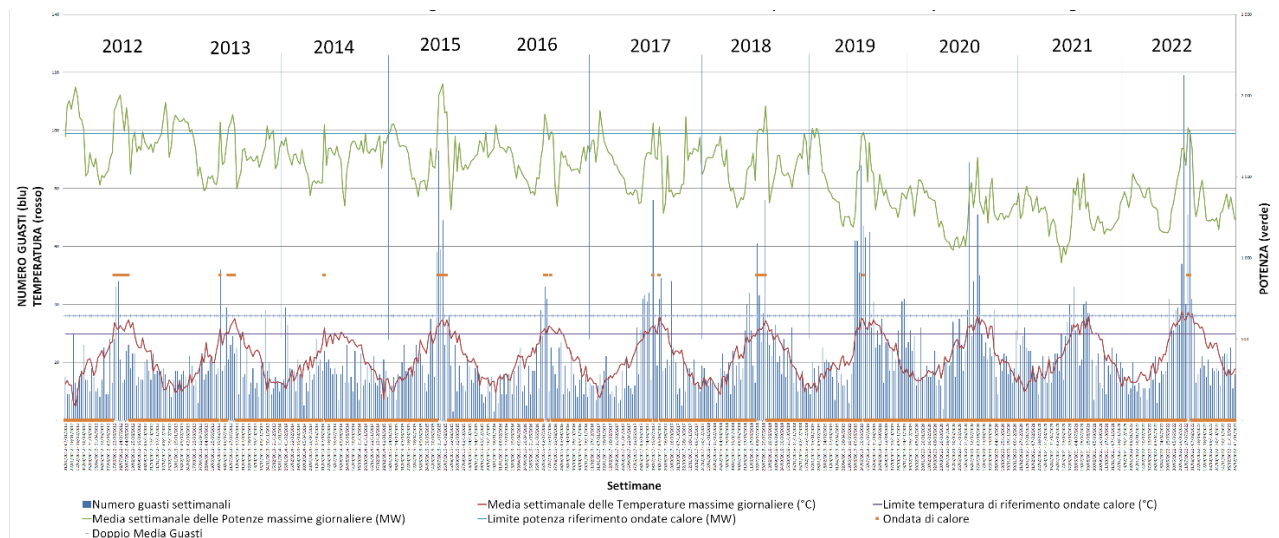


Figura 59. Correlazione tra il numero di guasti settimanali e le medie settimanali di temperatura massima giornaliera e potenza massima giornaliera.

Dall'analisi delle temperature medie registrate nel 2012-2022, dei livelli di potenza richiesta dalla rete e delle interruzioni, emerge la presenza di **soglie della sollecitazione** oltre le quali si riscontra una **significativa correlazione** tra livello della **temperatura ambientale** e **potenza richiesta dalla rete** e le **interruzioni per guasto sulla rete MT**.

Il fenomeno delle ondate di calore provoca un incremento dei tassi di guasto delle linee di media tensione, con particolare riferimento ai cavi interrati, dando luogo a situazioni in cui si verificano più guasti contemporanei su linee tra di loro direttamente interconnesse. La compresenza di più guasti su porzioni di rete interconnesse fa sì che le linee non affette da guasto siano chiamate a soccorrere più di una linea, incrementando dunque lo stress cui sono sottoposte e innescando un fenomeno a catena di ulteriore incremento dei guasti.

A causa dell'elevato numero complessivo di guasti che si verificano nel periodo estivo, il tempo medio di riparazione dei guasti e di rimessa in servizio dei cavi è maggiore di quello che si ha in assenza di ondate di calore.

Gli interventi di incremento della resilienza della rete mirano dunque a diminuire l'indice di rischio con riferimento ad un disservizio rappresentato dalla disalimentazione contemporanea di più linee tra loro direttamente interconnesse.

Operazione preliminare all'identificazione degli interventi è, anche per questo driver e coerentemente con quanto illustrato per il driver della Qualità Tecnica, la mappatura del rischio sulla rete MT.

1. **Tasso di guasto:** in questo caso il fenomeno considerato è quello dei “**guasti multipli**”, rappresentanti un sottoinsieme del totale dei guasti che si verificano nei periodi di Ondate di Calore. Il numero annuo di guasti multipli per linea è ottenuto moltiplicando il numero annuo di guasto previsti dal modello di tasso di guasto singolo (illustrato nel paragrafo relativo alla qualità tecnica) per un coefficiente che esprime la percentuale dei guasti nei mesi estivi sul totale dei guasti annui e per un coefficiente che esprime, su base statistica, la probabilità che avvengano ulteriori guasti su una o più delle linee contro-affacciate alla prima.
2. **Impatto del guasto:** il guasto multiplo provoca la disalimentazione di un numero di utenti funzione delle posizioni dei guasti sulle linee coinvolte e della topologia di rete. Il numero di utenti disalimentati è maggiore se il guasto avviene sui primi rami delle linee MT, poiché il numero di utenti disalimentati per singolo guasto è maggiore, e se la rete presenta un ridotto grado di magliatura, poiché le possibilità di contro-alimentazione da altre linee sono ridotte.
Il numero medio di utenti disalimentati a causa del guasto contemporaneo su linee MT tra di loro direttamente interconnesse è pari a:

$$NUD = (utenti_{linea,i} + \frac{\sum_{j=1}^{n-1} utenti_{linea,j}}{n-1}) \times (1 - \frac{n}{n+3})$$

Dove:

- $utenti_{linea,i}$ è il numero di utenti BT sottesi alla linea considerata;
- n è il numero totale di linee, pari ad 1 (linea considerata) più il numero di linee contro-affacciate
- $\frac{\sum_{j=1}^{n-1} utenti_{linea,j}}{n-1}$ è la media degli utenti BT sottesi alle linee contro-affacciate;

- $1 - \frac{n}{n+3}$ è un coefficiente che diminuisce la percentuale di utenti disalimentati a seconda della magliatura della rete: maggiore è il numero di contro-affacciate e minore sarà la percentuale di utenti disalimentati sul totale degli utenti.

Gli interventi orientati alla diminuzione dell'indice di rischio di disalimentazione per ondate di calore sono della medesima natura di quelli orientati al miglioramento della continuità del servizio della rete di media tensione, ma vengono selezionati e prioritizzati sulla base dell'**indice di rischio (IRI)** calcolato come esposto e specifico per i guasti multipli.

Analogamente a quanto esposto per gli indicatori di continuità del servizio MT e BT, la rete MT viene suddivisa in quattro diversi quadranti sulla base dell'indice di rischio di disalimentazione per ondate di calore, come illustrato nell'immagine sottostante:

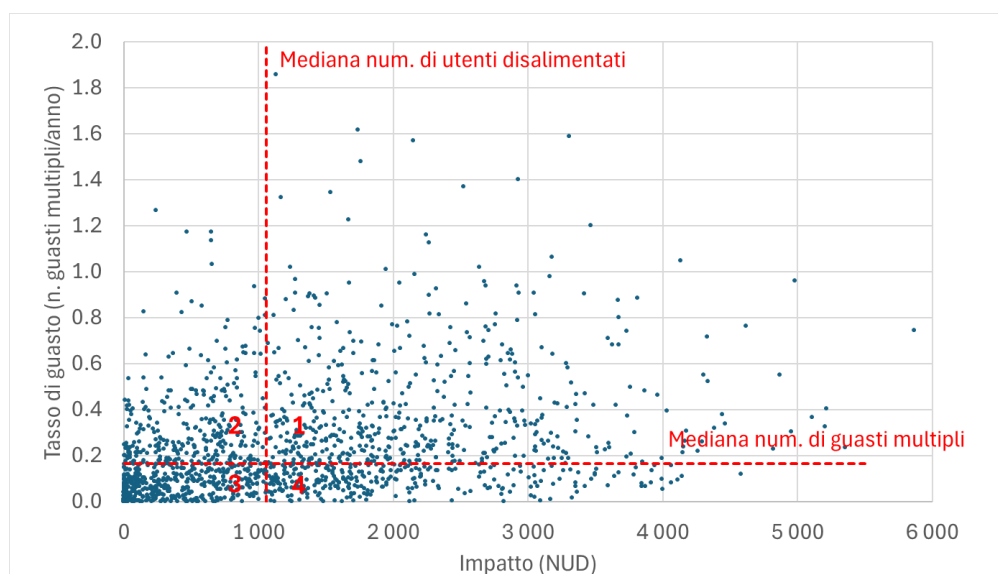


Figura 60. Distribuzione delle Linee MT per indice di rischio di Ondate di Calore.

Le linee MT appartenenti al primo quadrante (NUD appartenente al 50% superiore della rete e numero annuo di guasti multipli appartenente al 50% superiore della rete) sono il 48% del totale, per una lunghezza pari al 55% del totale, e sono responsabili dell'88% dell'Indice di Rischio di ondate di calore.

7.2.5 Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazione e innovazione tecnologica

Le principali iniziative appartenenti a questo driver, aventi l'obiettivo di migliorare i processi di pianificazione ed esercizio della rete, sono riassunte in questo paragrafo.

Strategia di automazione e telecontrollo

La pianificazione degli interventi di automazione e telecontrollo delle reti MT e BT avviene secondo le modalità descritte all'interno del capitolo 5.2 Automazione e Telecontrollo.

Evoluzione della rete di telecomunicazione

Negli ultimi anni, areti ha avviato un ambizioso piano di ammodernamento volto all'integrazione delle funzionalità di "Smart Grid" nella propria infrastruttura di distribuzione elettrica. Questo processo prevede

Con l'obiettivo di potenziare le prestazioni della rete elettrica e abilitare i servizi di Smart Grid, areti sta implementando un progetto di espansione della propria rete di telecomunicazioni a banda larga. Tale infrastruttura mira a migliorare l'efficienza e la sicurezza del sistema, supportando attività fondamentali come telecontrollo, automazione, telegestione e telelettura. Inoltre, questa rete rappresenta un asset strategico che, in prospettiva, permetterà l'integrazione di servizi innovativi, tra cui soluzioni avanzate per le Smart City.

A seconda della gerarchia ricoperta nell'architettura, ogni sito è equipaggiato da specifici apparati ottici.

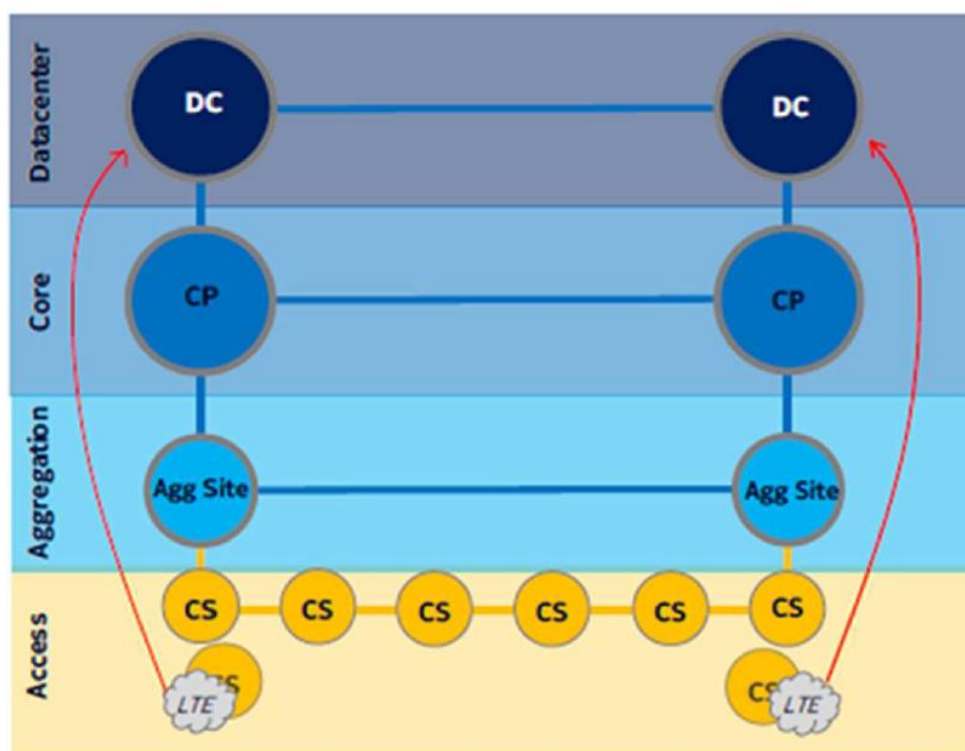


Figura 61. Architettura della rete areti in Fibra Ottica.

La rete di Telecomunicazione di areti a banda larga è in costante sviluppo e ampliamento. Alla data del 31/12/2024 la rete in FO a banda larga è costituita:

- 2 Siti Data Center;
- 3 Anelli Core costruiti rilegando n. 19 Cabine Primarie;



- n.12 Anelli di Aggregazione costruiti rilegando n.51 Cabine Primarie e 6 Cabine Secondarie;
- n. 540 Cabine Secondarie (in n. 259 Cabine secondarie su 540 è stato installato, collegato su infrastruttura in FO e attivato, un router di accesso in FO);

L'intera rete di interconnessione tra tutti i nodi di DC, Core, Aggregazione e siti di accesso è stata realizzata con FO proprietarie areti e/o in IRU (Indefeasible Rights of Use) dark fiber acquisiti dai principali operatori telefonici.

Inoltre, areti ha installato e attivato 6086 Router LTE in altrettante Cabine Secondarie.

I servizi attualmente implementati sulla rete di telecomunicazione esistente e che potranno essere replicati nei futuri nuovi nodi sono di seguito riportati:

- Telecontrollo CP: tramite connessione degli apparati TLC ai TPT;
- servizio di telepilotaggio;
- servizio di Telescatto;
- servizio di differenziale di linea;
- telefonia Voip;
- osservabilità;
- telecontrollo CS: tramite connessione degli apparati TLC ad una RTU;
- automazione evoluta di cabina secondaria;
- servizi IOT per il monitoraggio delle condizioni di funzionamento delle cabine secondarie;
- telegestione: tramite connessione degli apparati TLC ad una RTU.

Al 31/12/2024 areti ha completato la rete di trasporto della propria rete in FO a banda larga (core + aggregazione di primo livello) ed ha rilegato sulla rete di accesso in FO a banda larga 540 cabine secondarie.

Il piano areti fino al 2029 prevede, a partire dal 2025, la realizzazione di parte di **rete di trasporto di secondo livello** (collegamento con rete in FO a banda larga di 80 nodi di secondo livello di aggregazione) e la realizzazione della rete di accesso in FO a banda larga che **collegherà circa 6000 cabine secondarie**. Il progetto prevede che la rete sia realizzata prevalentemente acquisendo da operatori terzi infrastruttura di FO in modalità IRU. Nel primo semestre del 2025 è prevista l'aggiudicazione della gara per il rilegamento degli 80 nodi di aggregazione di secondo livello di cui sopra.

7.2.6 Controllo della tensione e Gestione dei Flussi di Energia Reattiva

Come anticipato nell'analisi del contesto regolatorio, con la delibera 568/2019 di dicembre 2019, l'Autorità ha stabilito l'applicazione di una regolazione tariffaria per gli scambi di energia reattiva da parte dei clienti

finali e delle imprese distributrici, inizialmente prevista per il 2022 ma successivamente posticipata ad Aprile 2023 con la delibera 712/2022.

In tale contesto si inserisce l'attività di analisi svolta congiuntamente a Terna Rete Italia S.p.a. (nel seguito Terna), con l'obiettivo di quantificare le dimensioni ed esaminare le cause dei fenomeni connessi ai flussi di potenza reattiva sulla rete afferente all'area metropolitana di Roma. L'obiettivo posto alla base delle valutazioni è stato quello di identificare la miglior soluzione tecnica, in ottica costo/beneficio per il sistema nazionale, finalizzata alla risoluzione delle criticità connesse alla regolazione di tensione nella rete AT.

Dall'analisi delle misure di energia attiva e reattiva, effettuata sulla base dei dati di misura disponibili nei nodi della rete AT è emerso che l'energia reattiva in risalita dalle reti MT è di circa un ordine di grandezza inferiore a quella in transito nelle linee di alta tensione. Tale evidenza è da ricondurre prevalentemente alla significativa estensione di rete AT rilevante (mista areti/Terna), caratterizzata da una incidenza di linee in cavi esercite a 220 kV e 150 kV pari a circa il 40 % dell'estensione complessiva della rete.

Dalle simulazioni di rete effettuate da Terna è emerso che con l'**installazione di un numero contenuto di reattori** nei nodi AT degli impianti, **di taglia 60/80 MVA_r**, si è in grado di risolvere le criticità di regolazione della tensione sulla rete AT presente nell'area romana, determinando riflessi positivi anche nelle porzioni di rete esterne all'area citata e ad essa interconnesse.

Al fine di implementare la soluzione sopra descritta sono state svolte le analisi progettuali preliminari, finalizzate a valutare la fattibilità degli interventi. Nell'ambito del confronto tecnico con Terna sono stati condivisi gli standard impiantistici e dei componenti, posti alla base della progettazione degli interventi, funzionale anche all'avvio dell'iter autorizzativo.

In considerazione dei tempi presunti per l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie e per l'approvvigionamento dei componenti, la messa in servizio dei reattori è pianificata entro il 2027.

7.3 Analisi CBA

7.3.1 Stima dei costi degli interventi

Il presente paragrafo espone la metodologia utilizzata per la stima dei costi degli interventi inseriti nel piano di sviluppo 2025-2029, suddivisi tra i costi di realizzazione dell'opera (**Capex**) e i costi operativi (**Opex**) da sostenere durante la vita utile dei componenti installati.

L'attività di pianificazione degli investimenti in uno scenario pluriennale necessariamente ha contenuti e caratteristiche differenti dalle fasi operative, le quali prendono avvio dalla progettazione tecnica per evolversi a quella esecutiva di dettaglio. In particolare, la **pianificazione pluriennale** si basa sull'**identificazione del**

volume e delle tipologie di interventi da realizzare nell'arco temporale del Piano di sviluppo, che vede un dettaglio maggiore ed un sotteso di interventi univocamente identificati nei primi anni del piano.

7.3.1.1 Stima dei costi di investimento

I costi di realizzazione degli interventi sono stimati a partire dai costi unitari di "intervento standard" (e.g. costo di realizzazione di 1 km di linea MT in cavo in 1km di scavo, costo di ricostruzione di una cabina secondaria con installazione di scomparti di linea MT motorizzati) e dalle consistenze fisiche di intervento.

Il costo ottenuto come prodotto tra i **costi unitari di "intervento standard"** (che, come di seguito illustrato, fa riferimento solamente ai "costi esterni") e le **consistenze fisiche** viene poi moltiplicato per opportuni **coefficienti incrementali**, che tengono in conto di possibili elementi non inizialmente previsti che comportino un incremento del costo, e sommato al costo del personale capitalizzato, ottenendo così il costo di investimento complessivo dell'intervento.

Relativamente agli interventi in cabina primaria, il processo di stima dei costi viene effettuato con una modalità diversa rispetto agli altri livelli di tensione, partendo sempre da analisi puntuali condotte sull'impianto (mediante sopralluoghi, analisi planimetriche o altri strumenti), dalle quali si stima il fabbisogno di materiali e di prestazioni necessari alla realizzazione dell'intervento. Tali ipotesi preliminari di costo vengono poi affinate nelle successive fasi di progettazione (autorizzativa, là dove necessaria, ed esecutiva).

Costi di "intervento standard"

La stima dei costi di un intervento è ottenuta come sommatoria, per tutti i sotto-interventi di cui si compone l'intervento stesso, del prodotto tra i costi unitari di "intervento standard" e le relative consistenze fisiche.

La stima dei costi unitari di "intervento standard" è basata sulle seguenti voci:

- Fornitura di **materiali** (cavi, trasformatori, quadri MT e BT, ecc.);
- Prestazioni di **lavoro da parte degli appaltatori** (lavori di posa in opera di cavi, installazione scomparti in cabine secondarie, ecc.);
- **Servizi di ingegneria** (prestazioni di professionisti per le autorizzazioni scavi stradali, per progettazione di impianti, indagini del sotto-suolo, coordinamento della sicurezza, direzione lavori, ecc.);
- **Canone di occupazione del suolo pubblico** (COSAP);
- **Tasse comunali** previste dal regolamento cavi stradali (sorveglianza, collaudo, ecc.);
- Costituzione di **servitù** di elettrodotto;
- Altre voci (ad es. prestazioni di archeologi per la sorveglianza degli scavi, ecc.).

Gli "interventi standard" principali sono quelli appartenenti alle seguenti tre categorie:

1. **Intervento di scavo e posa cavo MT**: ai fini della determinazione dei costi le variabili principali da considerare sono:

a. *Modalità di posa*; le modalità di posa ordinarie sono quelle in trincea, in perforazione orizzontale (cavo a diretto contatto con il terreno) e struttura sotterranea polifunzionale (SSP) ovvero galleria o cunicolo.

b. *Numero di cavi posati nel medesimo tracciato di scavo* (se posa singola o contestuale).

Modalità di posa (trincea, perforazione o SSP) e numero di cavi sullo stesso tracciato sono determinanti dal punto di vista economico: la prima perché influenza notevolmente le opere edili, il secondo perché, con l'aumentare dei cavi da mettere in opera contestualmente, si realizzano sinergie che permettono di ridurre considerevolmente il costo unitario di linea in opera (in particolare, nel caso di posa in trincea, i costi di scavo, riempimento e ripristino stradale, nonché gli oneri comunali e il Cosap, si ripartiscono in misura inversamente proporzionale al numero dei cavi).

2. **Intervento di scavo e posa cavo BT**: ai fini della determinazione dei costi le variabili principali da considerare sono:

a. *Modalità di posa*; le modalità di posa ordinarie sono quelle in trincea, in perforazione orizzontale (cavo a diretto contatto con il terreno) e struttura sotterranea polifunzionale (SSP) ovvero galleria o cunicolo.

b. *Numero di cavi posati nel medesimo tracciato di scavo* (se posa singola o contestuale), considerando anche la posa di cavi BT contestuale a scavi MT.

Come per gli interventi di scavo e posa cavo MT anche in questo caso modalità di posa e numero di cavi sullo stesso tracciato sono determinanti da un punto di vista economico.

3. **Intervento di ricostruzione di cabina secondaria**: ai fini della determinazione dei costi le variabili principali da considerare sono:

- Se si tratti di nuova cabina o di ricostruzione di cabina secondaria esistente;
- Schema elettrico di cabina secondaria (con particolare riferimento alla sezione MT 2L+T, 3L+T, ecc.);
- Tipo, numero e potenza dei trasformatori MT/BT;
- Installazione o meno delle apparecchiature necessarie al telecontrollo.

Nella seguente tabella sono riportati, con riferimento alle **categorie elementari di investimento** individuate da areti, i **costi medi** storici sostenuti per unità di asset, ai vari livelli di tensione.

Tabella 13. Costi unitari medi di investimento per asset.

Asset	Costo unitario	Categorie elementari	Incidenza %
Cabina Primaria	8600 k€/CP	Fabbricato	7%
		Trasformatore AT/MT	27%
		Sezione AT	27%
		Sezione MT	38%
		Telecontrolli e smartizzazioni	2%
Centro satellite	2400 k€/Centro Satellite	Fabbricato	20%
		Sezione MT	63%
		Telecontrolli e smartizzazioni	5%

		Trasformatore MT/MT	12%
Cabina Secondaria	55 k€/CS	Sezione elettromeccanica	50%
		Telecontrolli e smartizzazioni	5%
		Trasformatore MT/BT	45%
Linea MT	300 k€/km_cavo	Linea MT in cavo	100%
Linea BT	245 €/km_cavo	Linea BT in cavo	100%

Tali costi sono stati desunti da valori medi storici, al netto del personale capitalizzato, e sono pertanto da considerarsi come valori medi che sottendono diverse tipologie di intervento, aventi costi anche significativamente diversi tra loro. Relativamente agli asset di Cabina Primaria, Centro Satellite e Cabina Secondaria i costi riportati fanno riferimento a nuove realizzazioni e non ad ammodernamento di asset esistenti.

I costi indicati per le Cabine Primarie fanno riferimento ad una configurazione standard di cabina in aria, con 4 stalli AT, doppio trasformatore da 40MVA e 24 partenze MT. Tali costi risentono anche delle incertezze legate al passaggio alla tecnologia SF6-free.

I costi indicati per linea MT e linea BT sono fortemente influenzati dalla contestualità di posa: quelli qui riportati sottendono, rispettivamente, una contestualità di posa pari al 50% per la linea MT (metà del km di scavo è interessata dalla posa di due conduttori e la restante metà dalla posa di un solo conduttore) e del 100% per la linea BT (l'intero km di scavo è interessato dalla posa di due conduttori).

Coefficienti incrementali

I **costi esterni** stimati in fase di pianificazione di un intervento si possono discostare, in linea generale, dai costi effettivi sostenuti fino al momento della messa in servizio. Per tenere conto delle variazioni dei costi nelle fasi successive a quella di progettazione preliminare (iter autorizzativo, progettazione esecutiva, installazione e messa in esercizio), i costi esterni stimati, come descritto, in fase di progettazione preliminare vengono moltiplicati per opportuni **coefficienti incrementali**, dipendenti da:

- **Ubicazione territoriale dell'intervento:** questo coefficiente esprime la variabilità dei costi in funzione del territorio in cui l'intervento viene condotto. La voce di costo che maggiormente è influenzata tale coefficiente è quella relativi agli oneri comunali per il rilascio delle licenze di scavo.
- **Aspetti di natura autorizzativa:** questo coefficiente esprime la variabilità dei costi in funzione delle prescrizioni autorizzative. Le voci di costo maggiormente influenzate da tale coefficiente sono quelle relativo al costo dei lavori di scavo e posa cavo, qualora dovessero esservi prescrizioni che comportano un tracciato differente da quello inizialmente ipotizzato, (e dunque anche gli altri da esso dipendenti, come il costo del materiale, dei ripristini e delle licenze) ed i lavori di ripristino del manto stradale.

- **Aspetti di natura tecnica:** questo coefficiente esprime la variabilità dei costi in funzione di aspetti tecnici (come aggiunta di interventi non originariamente previsti, soluzioni tecnologiche più avanzate di quanto preliminarmente progettato, ...).

Il coefficiente incrementale totale da moltiplicare per i costi esterni complessivi è quindi ottenuto come somma dei coefficienti incrementali sopra elencati.

Personale capitalizzato

I costi del personale capitalizzato contengono al loro interno sia i costi relativi al personale dedicato agli studi, alla progettazione ed all'ottenimento delle autorizzazioni degli interventi sia i costi del personale dedicato alla realizzazione delle opere ed alla loro messa in servizio.

Il costo complessivo del personale è stimato percentualmente sulla base dei costi esterni dell'intervento. Le percentuali di costo del personale capitalizzato da imputare a ciascuna tipologia di intervento sono desunte dai loro valori storici.

7.3.1.2 Stima dei costi operativi

I costi operativi degli asset installati in ciascun intervento sono stimati a partire dai **costi operativi storici** per unità di asset, dalle consistenze fisiche di intervento e dalla vita utile dell'asset.

I costi unitari sono ottenuti come valori medi, riferiti al triennio 2022, 2023 e 2024, dei costi operativi relativi al personale, ai costi esterni di prestazioni terzi e materiali, ai costi di carburante ed al canone di occupazione di spazi ed aree pubbliche.

I costi operativi annui per ciascun livello di tensione sono poi divisi per le consistenze di rete, ottenendo dei **costi medi annui unitari per tipologia di asset**.

Il costo operativo a vita intera associato ad un intervento è dunque ottenuto come attualizzazione, all'anno di entrata in esercizio dell'intervento, del costo annuo operativo di gestione dell'asset, pari al prodotto tra il costo annuo operativo e la consistenza dell'asset, su tutta la vita utile dell'asset.

7.3.2 I benefici degli interventi

I benefici associati agli interventi sono calcolati seguendo le modalità indicate nell'Allegato A della Deliberazione 25 marzo 2025 112/2025/R/eel "Definizione delle modalità di calcolo, delle valorizzazioni e degli altri parametri relativi alle categorie di beneficio per le analisi costi benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell'energia elettrica".

Nel seguente capitolo vengono elencati i benefici per i quali areti ha effettuato, o intende effettuare ai fini di partecipare all'istanza di incentivazione 2025, il calcolo dei benefici, con la descrizione delle modalità di calcolo e, là dove possibile, dei valori numerici dei parametri adottati per i calcoli.

BP1 - Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni di ondata di calore

Per la valorizzazione delle “potenze consumate interrotte medie” è stato seguito il secondo dei tre approcci delineati da ARERA, come di seguito sinteticamente descritto e meglio dettagliato nella documentazione dell’ACB che verrà inviata ad ARERA entro il 30 giugno 2025.

Per ciascuna linea MT è stata ottenuta una curva “tipica” con dettaglio orario, con riferimento alle misure registrate nell’ultimo triennio, facente riferimento a: i prelievi delle utenze MT, i prelievi delle utenze BT, l’energia immessa in rete da parte degli impianti fotovoltaici e l’energia autoconsumata da parte dei prosumer. Dalla curva sono stati inoltre rimossi gli assetti di rete di contro-alimentazione.

Alla curva ottenuta per ciascuna linea MT, sono stati poi applicati i coefficienti di incremento ottenuti dall’analisi degli scenari e specifici per ciascuna delle zone urbanistiche del territorio gestito da areti.

I consumi medi orari durante le ondate di calore sono stati quindi ottenuti mediando, per ciascun anno di vita utile degli interventi, le curve ottenute come descritto nei soli 3 mesi di Giugno, Luglio ed Agosto.

Ai fini dell’individuazione del periodo in cui avviene il fenomeno delle ondate di calore è stata utilizzata come riferimento la base dati del numero di guasti, delle potenze giornaliere di picco richieste dalla rete e della temperatura giornaliera di picco del periodo 2012-2022. Il seguente grafico mostra, con riferimento ai soli mesi di Maggio, Giugno, Luglio ed Agosto degli anni 2012-2022, l’andamento di:

- Numero medio mensile di guasti sulla rete di media tensione;
- Media mensile delle temperature massima giornaliera;
- Media mensile della potenza di picco giornaliera richiesta dalla rete.

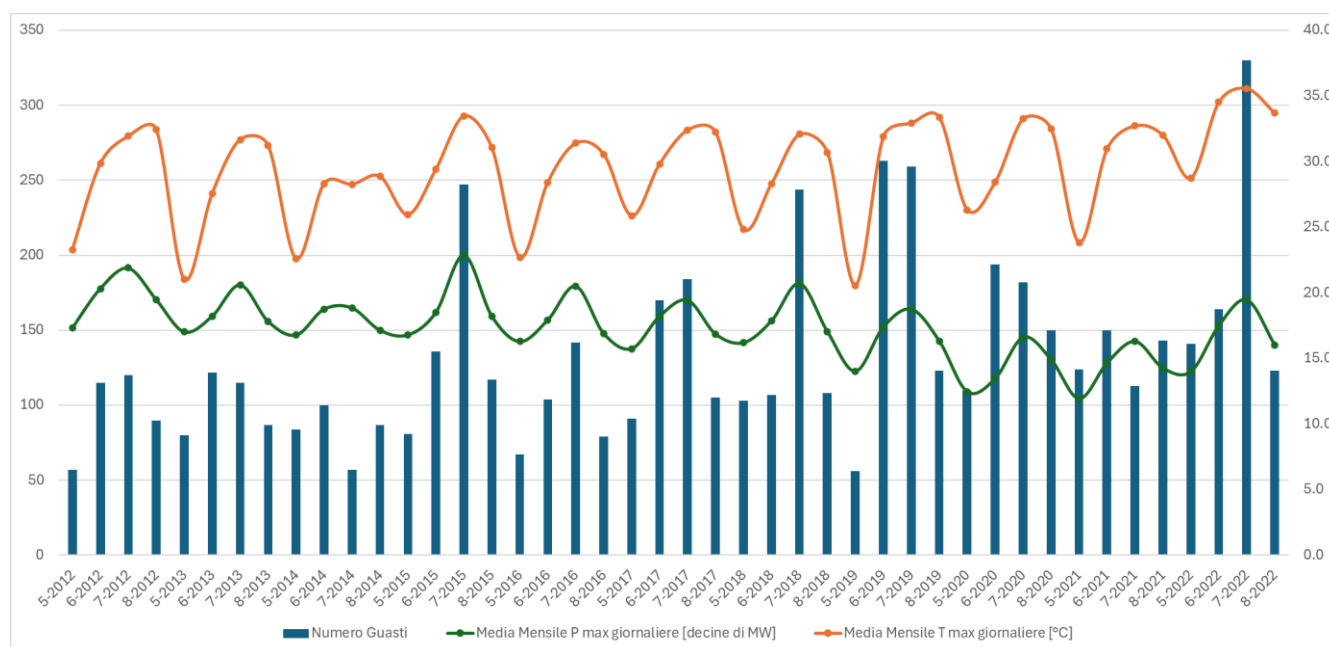


Figura 62. Numero di guasti, media delle temperature e delle potenze di picco nei periodi estivi 2012-2022.

A partire dal grafico, dunque, sono stati considerati come mesi nei quali si concentra il fenomeno delle ondate di calore, provocato dalla combinazione delle elevate richieste di potenza sulla rete e le elevate temperature, i mesi di Giugno, Luglio ed Agosto.

Il calcolo del numero annuo di guasti multipli, per ciascuna linea MT, è stato ottenuto come già indicato, moltiplicando il numero annuo di guasto previsti dal modello di tasso di guasto singolo per un coefficiente, che esprime la percentuale dei guasti nei mesi estivi sul totale dei guasti annui e per un coefficiente che esprime, su base statistica, la probabilità che avvengano ulteriori guasti su una o più delle linee contro-affacciate alla prima.

Il primo coefficiente, desunto da un'analisi storica basata sui mesi di Giugno, Luglio ed Agosto degli anni 2015÷2023, è pari al 0,42 p.u., mentre il secondo coefficiente, desunto da un'analisi sui tempi medi di riparazione dei guasti di media tensione nei mesi di Giugno, Luglio ed Agosto 2023, è pari a 0,47 p.u. Questo valore è stato ottenuto considerando un tempo medio di rimessa in servizio del tratto guasto di 70 ore, per cui si è ritenuto ragionevole, ai fini delle analisi costi-benefici, considerare due guasti come contemporanei se intercorre tra i due un intervallo temporale inferiore od uguale a 3 giorni.

Ai fini del calcolo dei benefici, negli anni cardine dell'analisi è stato utilizzato un coefficiente incrementale del tasso di guasto annuo chilometrico di tipo “forward looking”, a causa dell'evoluzione dei fenomeni meteorologici estremi e dell'incremento della vetustà della rete (nella condizione “in assenza di guasto”). Il coefficiente di crescita del tasso di guasto chilometrico annuo utilizzato ai fini della CBA è pari a $0,0061 \frac{\text{guasti}}{\text{km} \cdot \text{anno}}$, e vede dunque un rapporto tra il tasso di guasto atteso ed il tasso di guasto storico per gli anni 2030 e 2040 rispettivamente pari a 1,16 e 1,5.

BA3 - Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni ordinarie

Per la valorizzazione delle “potenza consumate interrotte medie” è stato seguito un approccio analogo a quello esposto per il calcolo del beneficio BP1, ma effettuando le medie sull'intero anno e non sui solo mesi di Giugno, Luglio ed Agosto.

La durata delle interruzioni ordinarie è calcolata per ciascuna linea MT mediante l'applicazione di un modello analitico di impatto¹⁷ che, a partire dalla tipologia di movimentazione degli organi di manovra delle cabine secondarie della rete e dai tempi caratteristici delle manovre di selezione del guasto MT, restituisce un tempo medio di selezione del guasto per ciascuna linea MT.

Il valore medio della durata delle interruzioni ordinarie sulle linee MT alimentanti almeno un utente di bassa tensione è pari a 14 minuti, con l'andamento illustrato nella seguente figura:

¹⁷ Il modello utilizzato è descritto nell'articolo “Analytical fault impact-model for the electrical grid” pubblicato sulla rivista “The european physical journal”.

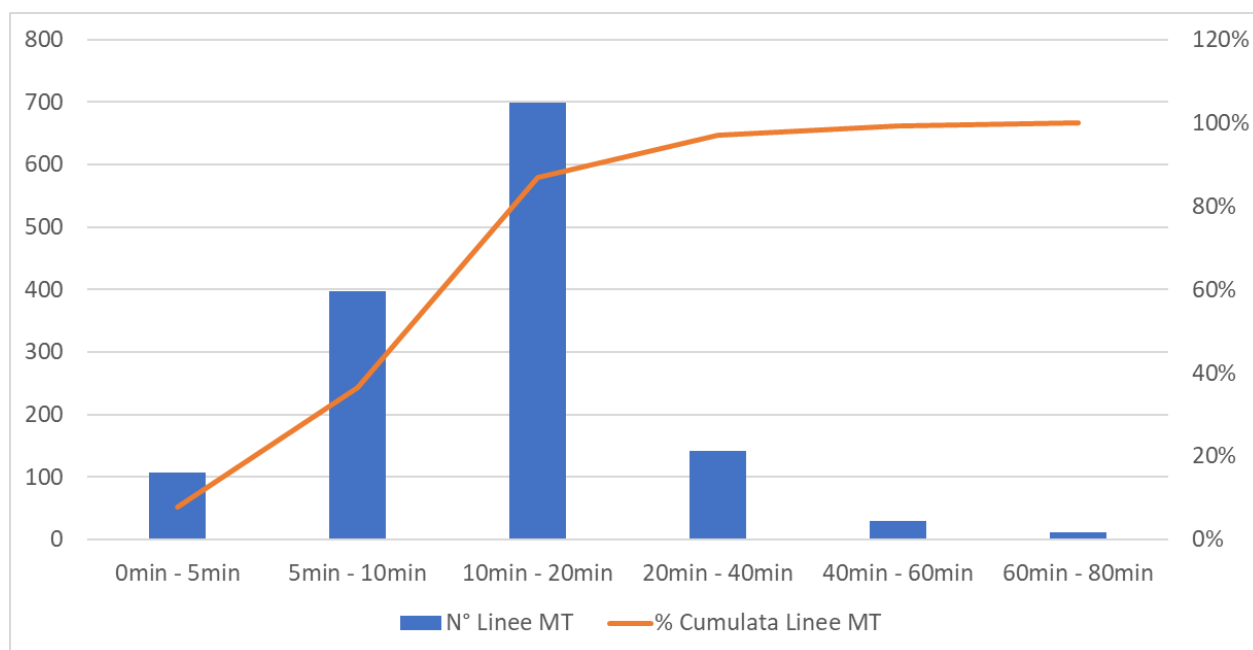


Figura 63. Durate delle interruzioni MT ordinarie come da modello di impatto areti.

L'80% delle linee MT vede gli utenti mediamente rialimentati in un tempo inferiore a 20 minuti.

Ai fini del calcolo del beneficio BA3 tutti i valori superiori a 30 minuti sono limitati a tale valore, in accordo alla Deliberazione 25 marzo 2025 112/2025/R/EEL.

BP4 - Costi evitati attesi per azioni di emergenza a seguito di interruzioni nelle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BA3

Ai fini del calcolo dei costi evitati si è ipotizzato il ricorso, nelle condizioni di ondate di calore di cui al beneficio BP1, di gruppi elettrogeni di media tensione aventi una taglia di 2MVA. Tali gruppi sono utilizzati per rialimentare gli utenti per i quali è impossibile la rialimentazione attraverso l'infrastruttura di rete di distribuzione, per una durata pari a quella di riparazione del guasto (72 ore in media).

BP5 – Riduzione della mancata produzione rinnovabile per effetto delle interruzioni

Il calcolo della "potenza prodotta interrotta media" è stato effettuato secondo modalità analoghe a quelle indicate per i benefici BP1 e BA3.

BP7 - Costi evitati di manutenzione straordinaria post-guasto per effetto dell'intervento

Il costo di manutenzione straordinaria a seguito di guasto considerato ai fini della valorizzazione del beneficio, che verrà riportato all'interno del documento ACB che verrà inviata ad ARERA entro il 30 giugno 2025, considera i costi tipici sostenuti per la realizzazione di una così detta "buca giunti".

BP10 e BA10 - Effetti della variazione attesa delle perdite di rete

Il calcolo delle perdite di rete è effettuato a partire da simulazioni di load flow che considerano gli assetti di rete ed i transiti di energia prospettici, in accordo con l'analisi degli scenari, in assenza ed in presenza di intervento.

BP12 e BP13 – Riduzione attesa della saturazione delle immissioni di energia da fonte rinnovabile e riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia

Il calcolo dell'energia "in overload" per gli anni di vita utile degli asset oggetto di intervento è stato effettuato utilizzando:

- Il massimo grado di caricabilità ritenuto accettabile in fase di pianificazione, così come riportato nel paragrafo 7.2.2 relativo ai criteri di pianificazione adottati per il driver di sviluppo della "Transizione Energetica";
- Le curve di transito di potenza sugli asset ottenute a partire dalle curve esistenti moltiplicate per gli opportuni coefficienti, così come già descritti ai fini del calcolo del beneficio BP1.

8. Le esigenze di sviluppo

All'interno del capitolo 9 "Interventi Pianificati" sono descritti gli **interventi pianificati** sulla rete nel **quinquennio 2025-2029**.

In particolare, gli interventi rientranti nel driver della "Transizione Energetica" sono conseguenti agli esiti delle analisi di adeguatezza della rete in condizioni previsionali, con particolare riferimento allo **scenario energetico previsionale atteso al 2030**. Tali interventi possono derivare o da previsioni di carico e di generazione desunti dai piani di intervento degli stakeholder (sia che quest'ultimi abbiano già formalizzato la richiesta di connessione verso areti o meno), o dagli scenari di elettrificazione dei consumi e di diffusione della generazione distribuita.

Gli interventi rientranti nella prima tipologia sono riportati in maniera puntuale, mentre quelli rientranti nella seconda tipologia sono riportati in forma aggregata.

8.1 Adeguatezza della rete nello scenario previsionale 2030

In questo paragrafo è riportata in maniera sintetica **l'analisi di adeguatezza della rete nello scenario previsionale al 2030**, riportato nel paragrafo "Esiti finali delle attività di costruzione degli scenari". La condizione considerata è quella di **massimo carico e minima generazione**, in ottica conservativa, essendo questa la condizione più prossima ai limiti delle capacità di trasporto della rete di areti.

Cabine Primarie

Il criterio di adeguatezza considerato per l'individuazione delle future potenziali congestioni di rete, come riportato in dettaglio nel paragrafo relativo ai driver di sviluppo, è quello di "N-1": la rete deve essere in grado di alimentare gli utenti anche in presenza del fuori servizio di una delle N macchine di Cabina Primaria.

Adottando tale criterio le evidenze di **potenziale congestione della rete** sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 14. Cabine Primarie con potenziale congestione di rete nello scenario previsionale al 2030

Carico stimato al 2030 [%]	N° Cabine Primarie
Carico $\geq$ 70%	1
$60\% \leq$ Carico $<$ 70%	5
$50\% \leq$ Carico $<$ 60%	9

Il massimo carico percentuale stimato dei TR AT/MT di cabina primaria è pari al 71% della potenza nominale installata in cabina primaria; il numero di cabine primarie che potenzialmente non rispetterebbero la condizione "N-1" è pari a 15. Allo stato attuale 2 di queste cabine primarie sono equipaggiate con 3 macchine di trasformazione AT/MT, mentre le altre 13 con 2 macchine.

Rete di Media Tensione

Il criterio di adeguatezza considerato per l'individuazione delle future potenziali congestioni di rete, come riportato in dettaglio nel paragrafo relativo ai driver di sviluppo, è quello massimo carico percentuale dei tronchi di rete pari al 60% della loro portata. Il criterio di pianificazione prevede inoltre che i carichi puntuali di grande entità, in linea generale superiore ai 4MW, vengano connessi tramite nuove linee dedicate e dunque non impattano sulla rete esistente.

Adottando tale criterio le evidenze di potenziale congestione della rete sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 15. Linee MT con congestione di rete nello scenario previsionale al 2030.

Carico stimato al 2030 [%]	N° Linee MT con Congestione	% Linee MT con Congestione
Carico $\geq$ 100%	3	0,2%
$90\% \leq$ Carico < 100%	6	0,4%
$60\% \leq$ Carico < 90%	46	2,9%

Le linee MT con potenziale carico al 2030 superiore al 90% della portata dei propri tronchi risultano essere tutte linee con tronchi aerei in zone rurali, aventi tensione di 8,4kV. Ciò è dovuto all'applicazione degli scenari energetici alla rete: tale operazione è avvenuta distribuendo il carico incrementale atteso sulle CS di ciascuna Zona Urbanistica, e può pertanto portare ad incongruenze di piccola entità come quella evidenziata.

Tutte le linee MT con potenziale congestione al 2030 risultano comunque avere tutte tensione pari ad 8,4kV.

Cabine Secondarie

Il criterio di adeguatezza considerato per l'individuazione delle future potenziali congestioni di rete, come riportato in dettaglio nel paragrafo relativo ai driver di sviluppo, è quello di massimo carico percentuale dei Trasformatori MT/BT pari al 70% della loro potenza nominale di trasformazione.

Adottando tale criterio le evidenze di potenziale congestione della rete sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 16. CS con congestione di rete nello scenario previsionale al 2030.

Carico stimato al 2030 [%]	N° TR con Congestione	% TR con Congestione
Carico $\geq$ 100%	360	3%
$70\% \leq$ Carico < 100%	1362	11%

Al 2030 si stima possano essere interessati da congestione circa l'11% dei trasformatori esistenti.

Rete BT

Il criterio di adeguatezza considerato per l'individuazione delle future potenziali congestioni di rete, come riportato in dettaglio nel paragrafo relativo ai driver di sviluppo, è quello massimo carico percentuale dei tronchi di rete pari al 70% della loro portata.

Adottando tale criterio le evidenze di potenziale congestione della rete sono riportate nella seguente tabella:

Tabella 17. Rete BT con congestione di rete nello scenario previsionale al 2030.

Carico stimato al 2030 [%]	N° CS con rete sottesa congestionata	% CS con rete sottesa congestionata
Carico $\geq$ 100%	415	3%
$70\% \leq$ Carico < 100%	672	5%

Al 2030 si stima possa essere interessata da congestione la rete BT sottesa al 5% delle CS attuali di trasformazione.

9. Interventi Pianificati

9.1 Overview degli interventi pianificati

Gli interventi programmati da areti, delineati nel presente documento e i cui obiettivi sono stati richiamati nel paragrafo 7.1 "I driver di sviluppo", possono essere sintetizzati nelle seguenti tipologie:

- Rinnovo e/o ampliamento di Cabine Primarie esistenti;
- Realizzazione di nuove Cabine Primarie;
- Realizzazione di nuovi Centri Satellite;
- Rinnovo e/o ampliamento della rete di Media Tensione;
- Rinnovo e/o ampliamento delle Cabine Secondarie;
- Realizzazione di nuove Cabine Secondarie;
- Rinnovo e/o ampliamento della rete di Bassa Tensione;
- Digitalizzazione delle Cabine Secondarie;
- Piano di realizzazione di una rete proprietaria in Fibra Ottica.

La suddivisione per livello di tensione degli interventi di sviluppo pianificati è di seguito riportata:

Tabella 18. Suddivisione degli interventi pianificati per livello di tensione/asset.

Livello di Tensione/Asset	N° Interventi	Investimento Pianificato [mln €]
MT	111	459
BT	12	371
CS	5	225
CP	32	112
AT	4	11
Rete Fibra Ottica	1	68

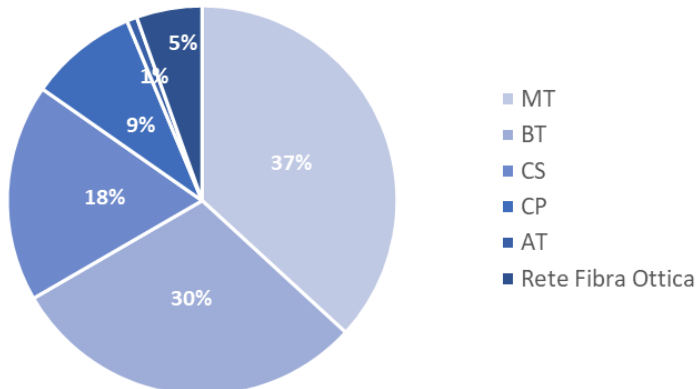


Figura 64. Suddivisione percentuale dell'investimento pianificato per livello di tensione/asset.

Gli interventi relativi alle reti di media tensione, rete di bassa tensione e cabine secondarie costituiscono circa l'85% del totale degli investimenti di sviluppo.

In Figura 65 è invece riportata la suddivisione per driver degli interventi:

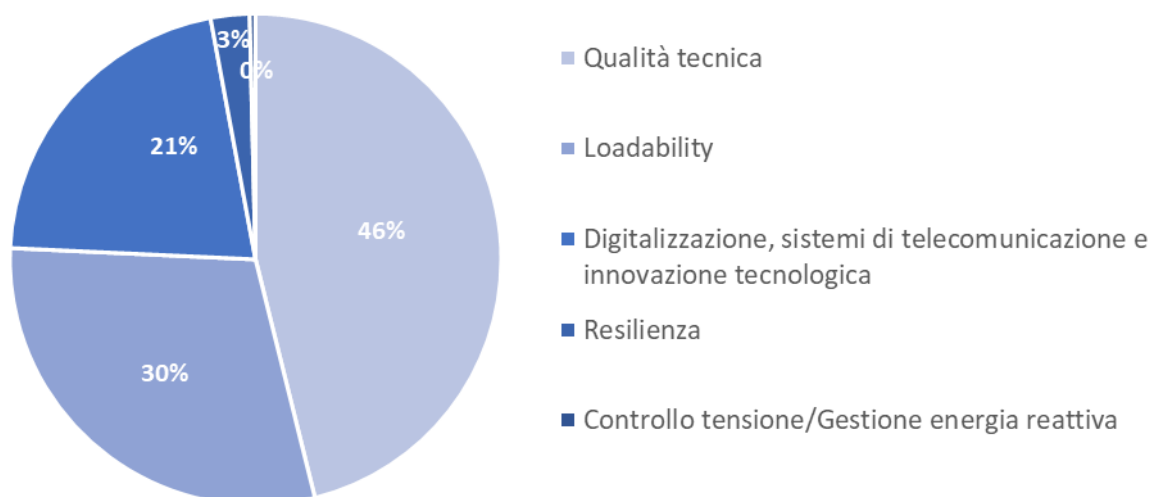


Figura 65. Suddivisione percentuale dell'investimento pianificato per driver di sviluppo.

Si ritiene opportuno sottolineare come gli interventi aggregati successivi al 2027 sulla rete di media tensione siano stati tutti, convenzionalmente, associati al driver della “Qualità tecnica”, a differenza degli interventi nominativamente individuati.

9.2 Principali nuovi interventi pianificati

Nel seguente paragrafo sono riportati tutti gli interventi pianificati da areti per il quinquennio 2025-2029 sulle infrastrutture di rete.

Per ciascun intervento sono riportate le seguenti informazioni, aggiornate al 31/12/2024:

- Codice e Nome dell'intervento;
- Driver dell'intervento;
- Livello di tensione interessato;
- Area geografica (con indicazione del Municipio interessato là dove disponibile);
- Pianificazione temporale (anno di pianificazione, anno di avvio lavori, anno di entrata in esercizio);
- Stato dell'intervento.

Per ulteriori dettagli si rimanda agli allegati al presente piano, in cui sono riportate, nella scheda relativa a ciascun intervento (nominativamente battezzati), le seguenti ulteriori informazioni aggiuntive:

- Descrizione dell'intervento;
- Motivazione delle variazioni rispetto al precedente piano;
- Costi di investimento.

All'interno del presente paragrafo sono riportati **in maniera nominativa** gli interventi “**principali**” per ciascun **livello di tensione**, mentre i **restanti** interventi sono riportati **in maniera aggregata**.

Gli interventi nominativamente individuati sono stati selezionati utilizzando una **soglia economica** convenzionale, pari a **500.000 €** di investimento: tutti gli interventi aventi costo, pianificato o consuntivato,

superiore a tale soglia sono riportati individualmente, mentre quelli aventi costo inferiore sono stati riportati in maniera aggregata.

Gli **interventi nominativamente individuati** sono **prevalentemente pianificati nei primi anni di piano**: negli anni successivi al 2026 gli interventi sono infatti per lo più riportati in forma aggregata. Tali interventi verranno progressivamente resi nominativi e dunque riportati nel Piano di Sviluppo 2027.

Gli interventi abilitanti le connessioni dei grandi utenti, mappate nel percorso di “stakeholder engagement”, introdotto da areti, sono qui riportati sulla base delle informazioni raccolte e disponibili al mese di Marzo 2025; potranno pertanto subire delle modifiche rispetto alle soluzioni tecniche preliminari di connessione ad oggi ipotizzate e rispetto alle tempistiche di allaccio stimate, nelle future edizioni del piano.

In Tabella 19 **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** sono riportati sinteticamente gli interventi pianificati.

Tabella 19. Interventi di sviluppo pianificati.

Codice intervento	Nome Intervento	Principale finalità intervento	Area geografica	Livello di Tensione	Anno di inserimento o nel Piano di Sviluppo	Data di avvio lavori	Data di entrata in esercizio	Stato dell'intervento
areti_PDS_23_MT_001	Piano d'area zona Tor Tre Teste	Qualità tecnica	Municipio V	MT	2023	2025	2025	Pianificato
areti_PDS_23_MT_002	Sostituzione cavo deteriorato tratti linea COLLATINA - PLACIDIA	Qualità tecnica	Municipio IV	MT	2023	2020	2026	In costruzione
areti_PDS_23_MT_003	Sostituzione cavo deteriorato linee TURANO e ZANIBELLI da CP COLLATINA	Qualità tecnica	Municipio VI	MT	2023	2020	2025	In costruzione
areti_PDS_23_MT_004	Sostituzione cavo deteriorato linea SAXA RUBRA ed attivazione nuove linee MT a 20kV in uscita da TEVERE NORD	Qualità tecnica	Municipio XV	MT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_MT_005	Sostituzione cavo deteriorato linee BARNABA e MERCATONE	Qualità tecnica	Municipio V	MT	2023	2020	2025	In costruzione
areti_PDS_23_MT_006	Sostituzione cavo deteriorato linea CAFFARELLA	Qualità tecnica	Municipio I	MT	2023	2020	2025	In costruzione
areti_PDS_23_MT_007	Riassetto rete linee MASCAGNI e MARCIANA	Qualità tecnica	Municipio II	MT	2023	2020	2026	In costruzione
areti_PDS_23_MT_008	Sostituzione cavo deteriorato linea NAZIONALE	Qualità tecnica	Municipio I	MT	2023	N.A.	N.A.	Annullato
areti_PDS_23_MT_009	Piano d'area zona Selva Candida	Qualità tecnica	Municipio XIV	MT	2023	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_23_MT_010	Sostituzione cavo deteriorato linea PERSICHETTI	Qualità tecnica	Municipio XII	MT	2023	2025	2025	Pianificato
areti_PDS_23_MT_014	Sostituzione cavo deteriorato linea GARGANO	Qualità tecnica	Municipio III	MT	2023	2026	2027	Pianificato

areti_PDS_23_MT_016	Sostituzione cavo deteriorato linea TORRENOVA	Qualità tecnica	Municipio VI	MT	2023	2026	2027	Pianificato
areti_PDS_23_MT_020	Sostituzione cavo deteriorato linea COMMERCIO	Qualità tecnica	Municipio XI	MT	2023	N.A.	N.A.	Annullato
areti_PDS_23_MT_021	Sostituzione cavo deteriorato linea PARETO	Qualità tecnica	Municipio XV	MT	2023	2026	2027	Pianificato
areti_PDS_23_MT_022	Progetto Centro Satellite Centocelle	Resilienza	Municipio V	MT	2023	2026	2027	Pianificato
areti_PDS_23_MT_023	Sostituzione cavo deteriorato linea ANCILLOTTO	Qualità tecnica	Municipio V	MT	2023	2023	2024	Completato
areti_PDS_23_MT_028	Sostituzione cavo deteriorato linea LOMBARDO	Qualità tecnica	Municipio VI	MT	2023	2023	2024	Completato
areti_PDS_23_MT_033	Incremento magliatura di rete linea EDILI	Qualità tecnica	Municipio II	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_MT_034	Incremento magliatura di rete linee MASACCIO e COZ PREFER	Qualità tecnica	Municipio II	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_MT_035	Sostituzione cavo deteriorato linea SAN PAOLO - NAVICELLA	Qualità tecnica	Municipio VIII	MT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_MT_036	Sostituzione cavo linea CAPOVERDE	Qualità tecnica	Municipio X	MT	2023	2024	2025	Pianificato
areti_PDS_23_MT_037	Sostituzione cavo linea EUROPARCO	Qualità tecnica	Municipio VIII	MT	2023	2024	2025	Pianificato
areti_PDS_23_MT_038	Progetto Centro Satellite Ostia	Qualità tecnica	Municipio X	MT	2023	2024	2025	Pianificato
areti_PDS_23_MT_040	Incremento magliatura di rete linee PALMAROLA e VERGINIA	Qualità tecnica	Municipio XIV	MT	2023	2024	2025	Pianificato
areti_PDS_23_MT_041	Incremento magliatura di rete linee FIUME e MEZZOCAMMINO1	Qualità tecnica	Municipio IX	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_MT_042	Apertura linee in CP QUIRINALE	Qualità tecnica	Municipio I	MT	2023	2024	2025	Pianificato
areti_PDS_23_MT_043	Incremento magliatura di rete linee TURANO e NODO	Qualità tecnica	Municipio V	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_MT_044	Incremento magliatura di rete linee M.BATTISTINI e PASQUALE2	Qualità tecnica	Municipio II	MT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_MT_045	Incremento magliatura di rete linee PISATI e ONESTI	Qualità tecnica	Municipio IX	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_MT_046	PNRR Sostituzione rami linea MILVIO	Resilienza	Municipio XV	MT	2023	2024	2025	Pianificato



areti_PDS_23_MT_047	PNRR Sostituzione rami linea MONTIERI	Resilienza	Municipio XI	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_MT_048	PNRR Sostituzione rami linea POLI3	Resilienza	Municipio II	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_MT_049	PNRR Abolizione rami e apertura linea CAMPANIA	Resilienza	Municipio I	MT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_MT_050	Incremento magliatura di rete linee EUR e SARTORIO	Qualità tecnica	Municipio VIII	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_MT_051	Incremento magliatura di rete linee MONELLI e STENONE	Qualità tecnica	Municipio III	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC001	Incremento magliatura di rete linee CAMPANIA e TERMINI	Resilienza	Municipio I	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC002	Incremento magliatura di rete linee DAMICO e INPDAP	Resilienza	Municipio VIII	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC003	Sostituzione cavo linea 2ASTALLI e REGOLA	Resilienza	Municipio I	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC004	Incremento magliatura di rete linee POMONTE-MALPASSO	Resilienza	Municipio III	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC005	Incremento magliatura di rete linee SACCONI e TIZIANO	Resilienza	Municipio VII	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC006	Incremento magliatura di rete linee PANDOLFO e CHIARINI	Resilienza	Municipio IX	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC007	Incremento magliatura di rete linee VLR12976 e RISARO	Resilienza	Municipio IX	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC008	Incremento magliatura di rete linee PUBLIO e VARO	Resilienza	Municipio VII	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC009	Incremento magliatura di rete linee UNIVERSITA' e BARZILAI	Resilienza	Municipio VII	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC010	Incremento magliatura di rete linee SALVIATI e PATINI	Resilienza	Municipio V	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC011	Incremento magliatura di rete linee SANDRI e PLACIDIA e sostituzione cavo linee SANDRI e COIN	Resilienza	Municipio IV	MT	2023	2024	2025	Pianificato
areti_024_PR.OC012	Sostituzione cavo linea ITALIMPA	Resilienza	Municipio II	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC013	Incremento magliatura di rete linee CERNAIA e VOLTURNO e sostituzione cavo linea PIAVE	Resilienza	Municipio I	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC014	Incremento magliatura di rete linee SCUOLE e ORLANDI e linee BECCAFUMI e ORLANDI	Resilienza	Municipio VI	MT	2023	2024	2024	Completato



areti_024_PR.OC015	Incremento magliatura di rete linee LABRANCA e BARBARANO	Resilienza	Municipio XV	MT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_024_PR.OC016	Incremento magliatura di rete linee FONTANILE e BARBARANO	Resilienza	Municipio XV	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC017	Incremento magliatura di rete linee CELIO e CIRCO	Resilienza	Municipio XV	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC018	Incremento magliatura di rete linee SORGENTI e SCILLA	Resilienza	Municipio XV	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC019	Incremento magliatura di rete linee GIUSTINIAN e ITALFER	Resilienza	Municipio XV	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC020	Incremento magliatura di rete linee TAVULLIA e LENTELLA	Resilienza	Municipio VI	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC021	Incremento magliatura di rete linee EUROPA e PRIMULA	Resilienza	Municipio VI	MT	2023	2024	2025	Pianificato
areti_024_PR.OC022	Incremento magliatura di rete linee RIME e ALITALIA2	Resilienza	Municipio XI	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC023	Incremento magliatura di rete linee PONTINA e RISARO	Resilienza	Municipio IX	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC024	Incremento magliatura di rete linee TRIONFALE e FILIPPONI e sostituzione cavo linee LAZZARO e TRIONFALE	Resilienza	Municipio I	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC025	Incremento magliatura di rete linee OLIVIERO e CASEIFICIO	Resilienza	Municipio II	MT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_024_PR.OC026	Sostituzione cavo linea CAPACCINI	Resilienza	Municipio XIII	MT	2023	2024	2025	Pianificato
areti_024_PR.OC027	Incremento magliatura di rete linee TRASTEVERE e V.MARCONI e sostituzione cavo linea GALVANI	Resilienza	Municipio XII	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC028	Incremento magliatura di rete linee BICCI e MOLINARO	Resilienza	Municipio I	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC029	Incremento magliatura di rete linee ACQUACETOSA e AMIATA	Resilienza	Municipio III	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC030	Incremento magliatura di rete linee REGIL e SAMUGHEO	Resilienza	Municipio XII	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC031	Incremento magliatura di rete linee BUSCAINI e BAROLO	Resilienza	Municipio XIII	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC032	Incremento magliatura di rete linee QUIRINALE e VERSILIA - VALENZIA	Resilienza	Municipio I	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC033	Incremento magliatura di rete linee MIN.INTERNI e AGOSTINELLI	Resilienza	Municipio XII	MT	2023	2024	2025	In costruzione

areti_024_PR.OC034	Sostituzione cavo linee OSPEDALE e DUNANT	Resilienza	Municipio XII	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC035	Incremento magliatura di rete linee FAUSTIANA e AMIATA	Resilienza	Municipio III	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC036	Incremento magliatura di rete linee TALLI e IACP	Resilienza	Municipio II	MT	2023	2024	2024	Completato
areti_024_PR.OC037	Sostituzione cavo linea CENTRO RAI	Resilienza	Municipio XV	MT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_PNRR_BT_001	Potenziamento Rete BT VI Municipio	Loadability	Municipio VI	BT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_PNRR_BT_002	Potenziamento Rete BT VII Municipio	Loadability	Municipio VII	BT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_PNRR_BT_003	Potenziamento Rete BT VIII Municipio	Loadability	Municipio VII	BT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_PNRR_BT_004	Potenziamento Rete BT IX Municipio	Loadability	Municipio IX	BT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_PNRR_BT_005	Potenziamento Rete BT X Municipio	Loadability	Municipio X	BT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_PNRR_BT_006	Potenziamento Rete BT XI Municipio	Loadability	Municipio XI	BT	2023	2024	2025	Pianificato
areti_PDS_23_PNRR_BT_007	Potenziamento Rete BT XII Municipio	Loadability	Municipio XII	BT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_PNRR_BT_008	Potenziamento Rete BT XIV Municipio	Loadability	Municipio XIV	BT	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_PNRR_BT_009	Potenziamento Rete BT XV Municipio	Loadability	Municipio XV	BT	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_BT_Ampliamento	Ampliamento Rete BT	Loadability	Comune di Roma	BT	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_CS_Digitalizzazione_PNRR	PNRR Smart Grid - Ricostruzioni CS per Digitalizzazione	Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazioni e innovazione tecnologica	Comune di Roma	CS	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_CS_TR_PNRR	PNRR Smart Grid - Incremento Potenza Trasformatrice CS	Loadability	Comune di Roma	CS	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_TLC_Digitalizzazione_PNRR	PNRR Smart Grid - Installazione dispositivi TLC per Digitalizzazione CS	Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazioni e innovazione tecnologica	Comune di Roma	CS	2023	2024	2024	Completato
areti_PDS_23_CP_001	Cabina Primaria ARDEATINO: Rifacimento del QMT di CP e Adeguamento Sistema Petersen	Qualità tecnica	Municipio VIII	CP	2023	2027	2027	Pianificato
areti_PDS_23_CP_002	Cabina Primaria COLLATINO: Rifacimento del QMT e Ampliamento del Sistema Petersen	Qualità tecnica	Municipio IV	CP	2023	2022	2025	In costruzione



areti_PDS_23_CP_003	Cabina Primaria COLLATINO: Installazione Reattore di Compensazione AT	Controllo tensione/Gestione energia reattiva	Municipio IV	CP	2023	2026	2026	Pianificato
areti_PDS_23_CP_004	Cabina Primaria FIERA DI ROMA: Potenziamento della sezione trasformatrice dell'impianto	Loadability	Municipio XI	CP	2023	2025	2025	Pianificato
areti_PDS_23_CP_005	Cabina Primaria FLAMINIA/O: Installazione Reattore di Compensazione AT	Controllo tensione/Gestione energia reattiva	Municipio XV	CP	2023	2026	2026	Pianificato
areti_PDS_23_CP_006	Cabina Primaria GROTTAROSSA: Trasformazione da Centro Satellite a Cabina Primaria	Loadability	Municipio XV	CP	2023	2024	2026	In costruzione
areti_PDS_23_CP_007	Cabina Primaria LAURENTINA: Rifacimento del QMT	Qualità tecnica	Municipio IX	CP	2023	2022	2026	In costruzione
areti_PDS_23_CP_008	Cabina Primaria MONTE MARIO F: Potenziamento della sezione trasformatrice dell'impianto	Loadability	Municipio XIII	CP	2023	2023	2025	In costruzione
areti_PDS_23_CP_009	Cabina Primaria OSTIENSE: Rifacimento del QAT	Qualità tecnica	Municipio VIII	CP	2023	2020	2025	In costruzione
areti_PDS_23_CP_010	Cabina Primaria OSTIENSE: Rifacimento del QMT	Qualità tecnica	Municipio VIII	CP	2023	2027	2028	Pianificato
areti_PDS_23_CP_011	Cabina Primaria OTTAVIA: Rifacimento del QAT	Qualità tecnica	Municipio XIV	CP	2023	2020	2025	In costruzione
areti_PDS_23_CP_012	Cabina Primaria PONTE GALERIA: Ampliamento della sezione MT	Loadability	Municipio XI	CP	2023	2027	2027	Pianificato
areti_PDS_23_CP_013	Cabina Primaria PRIMAVALLE: Potenziamento della sezione trasformatrice dell'impianto	Loadability	Municipio XIV	CP	2023	2026	2026	Pianificato
areti_PDS_23_CP_014	Cabina Primaria SELVOTTA: Potenziamento della sezione trasformatrice dell'impianto	Loadability	Municipio IX	CP	2023	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_23_CP_015	Cabina Primaria SMISTAMENTO EST: Ampliamento Cabina primaria	Loadability	Municipio IV	CP	2023	2027	2028	Pianificato
areti_PDS_23_CP_016	Cabina Primaria TORREVECCHIA: Sostituzione QAT	Qualità tecnica	Municipio XIII	CP	2023	2026	2027	Pianificato
areti_PDS_23_CP_017	Cabina Primaria VALLERANELLO: Rinnovo della Cabina primaria	Loadability	Municipio IX	CP	2023	2024	2026	In costruzione
areti_PDS_23_CP_018	Cabina Primaria VIGNACCIA: Aggiunta di un Trasformatore	Loadability	Municipio XII	CP	2023	2025	2025	Pianificato
areti_PDS_23_CP_019	Cabina Primaria VILLA BORGHESE: Sostituzione del QAT esistente	Qualità tecnica	Municipio II	CP	2023	2026	2027	Pianificato
areti_PDS_23_AT_001	Linea AT CAPANNELLE- CINECITTA'/O: Sostituzione Cavo ad Olio Fluidico	Qualità tecnica	Municipio VII	AT	2023	2022	2024	Completato
areti_PDS_23_AT_002	Linea 150 kV Flaminia/O - Grottarossa (entra/esce CP Grottarossa da Flaminia/O - Monte Mario/O)	Loadability	Municipio XV	AT	2023	2025	2026	Autorizzato

areti_PDS_23_AT_003	Linea 150 kV Grottarossa - Monte Mario/O (entra/esce CP Grottarossa da Flaminia/O - Monte Mario/O)	Loadability	Municipio XV	AT	2023	2025	2026	Autorizzato
areti_PDS_23_AT_004	Linea AT ROMA NORD - SAN BASILIO: Realizzazione Linea AT a 150kV tra la Stazione Terna "RomaNord" e la CP "San Basilio"	Loadability	Municipio III - Municipio IV	AT	2023	2016	2025	In costruzione
areti_PDS_25_MT_001	Potenziamento e riassetto linea GALEFFI	Qualità Tecnica	Municipio IX	MT	2025	2026	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_002	Sostituzione cavo Casal De' Pazzi	Qualità Tecnica	Municipio VIII	MT	2025	2026	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_003	Riassetto linea ZANIBELLI	Qualità Tecnica	Municipio IV	MT	2025	2024	2025	In costruzione
areti_PDS_25_MT_004	Nuova linea STRAMPELLI da CP SELVOTTA	Qualità Tecnica	Municipio IX	MT	2025	2025	2025	Pianificato
areti_PDS_25_MT_005	Abolizione linea SONDRIO	Qualità Tecnica	Municipio V - Municipio VII	MT	2025	2025	2025	Pianificato
areti_PDS_25_MT_006	Potenziamento rete zona Piazza Zama	Qualità Tecnica	Municipio VII	MT	2025	2026	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_007	Bonifica rete zone Casal Palocco e Infernetto	Qualità Tecnica	Municipio X	MT	2025	2026	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_008	Potenziamento rete EUR	Qualità Tecnica	Municipio IX	MT	2025	2025	2025	Pianificato
areti_PDS_25_MT_009	Bonifica rete zona Tor di Quinto	Qualità Tecnica	Municipio XV	MT	2025	2025	2025	Pianificato
areti_PDS_25_MT_010	Centro Satellite Torre Maura	Resilienza	Municipio IX	MT	2025	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_011	Potenziamento rete zona Torrevecchia	Resilienza	Municipio XIV	MT	2025	2026	2027	Pianificato
areti_PDS_25_MT_012	Potenziamento rete zona Parioli	Resilienza	Municipio II	MT	2025	2024	2026	In costruzione
areti_PDS_25_MT_013	Potenziamento rete zona Sant'Eugenio	Qualità Tecnica	Municipio IX	MT	2025	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_014	Centro Satellite Tuscolano	Resilienza	Municipio VII	MT	2025	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_015	Bonifica rete zona Tor Cervara	Resilienza	Municipio IV	MT	2025	2026	2027	Pianificato
areti_PDS_25_MT_016	Potenziamento rete GEMELLI	Qualità Tecnica	Municipio XIV	MT	2025	2026	2027	Pianificato
areti_PDS_25_MT_017	Alimentazione deposito bus elettrici Tor Sapienza	Loadability	Municipio V	MT	2025	2025	2026	Pianificato

areti_PDS_25_MT_018	Alimentazione deposito bus elettrici Grottarossa	Loadability	Municipio XV - Municipio III	MT	2025	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_019	Alimentazione deposito bus elettrici mura portuensi	Loadability	Municipio I - Municipio XII - Municipio XIII	MT	2025	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_020	Alimentazione deposito bus elettrici Via Costi	Loadability	Municipio V - Municipio IV - Municipio V	MT	2025	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_021	Alimentazione deposito bus elettrici Via Montiel	Loadability	Municipio XII - Municipio XIII	MT	2025	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_022	Alimentazione SSE Tramvia Togliatti	Loadability	Municipio V - Municipio VII	MT	2025	2025	2027	Pianificato
areti_PDS_25_MT_023	Alimentazione SSE Tramvia Termini-Vaticano-Aurelio	Loadability	Municipio XIII	MT	2025	2026	2027	Pianificato
areti_PDS_25_MT_024	Alimentazione Nuova stazione Vigna Clara	Loadability	Municipio XV	MT	2025	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_025	Potenziamento alimentazione Utenza MT Zona Case Rosse	Loadability	Municipio IV	MT	2025	2027	2028	Pianificato
areti_PDS_25_MT_026	Alimentazione impianto AMA 1	Loadability	Municipio XIII	MT	2025	2026	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_027	Alimentazione impianto AMA 2	Loadability	Municipio XV	MT	2025	2026	2027	Pianificato
areti_PDS_25_MT_028	Alimentazione nuovi data Center Tecnopolo Tiburtino	Loadability	Municipio IV	MT	2025	2025	2028	Pianificato
areti_PDS_25_MT_029	Alimentazione nuovi data Center via delle Georgiche	Loadability	Municipio IV	MT	2025	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_030	Alimentazione nuovi data Center Casal Palocco	Loadability	Municipio X	MT	2025	2026	2028	Pianificato
areti_PDS_25_MT_031	Alimentazione nuovi data Center Valleranello	Loadability	Municipio IX	MT	2025	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_032	Alimentazione nuovi data Center Fiera di Roma	Loadability	Municipio XI	MT	2025	2027	2028	Pianificato
areti_PDS_25_MT_033	Alimentazione nuovo stadio ASRoma	Loadability	Municipio IV	MT	2025	2026	2028	Pianificato
areti_PDS_25_MT_034	Alimentazione utenze Vela Calatrava	Loadability	Municipio VII	MT	2025	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_035	Potenziamento alimentazione Utenza MT Zona Castel Romano	Loadability	Municipio IX	MT	2025	2025	2026	Pianificato



areti_PDS_25_MT_036	Realizzazione nuove CS zona Laurentina	Loadability	Municipio VIII	MT	2025	2025	2026	Pianificato
areti_PDS_25_MT_037	Centro Satellite Montesacro	Resilienza	Municipio IV	MT	2025	2026	2027	Pianificato
areti_PDS_25_MT_038	Ulteriore Nuova Rete MT per Loadability	Loadability	Comune di Roma	MT	2025	2025	2029	Pianificato
areti_PDS_25_MT_039	Ulteriore Rinnovo MT per Qualità Tecnica	Qualità Tecnica	Comune di Roma	MT	2025	2025	2029	Pianificato
areti_PDS_25_BT_001	Nuova Rete BT per Loadability	Loadability	Comune di Roma	BT	2025	2025	2029	Pianificato
areti_PDS_25_BT_002	Rinnovo Rete BT per Qualità Tecnica	Qualità Tecnica	Comune di Roma	BT	2025	2025	2029	Pianificato
areti_PDS_25_CS_001	Rinnovo CS per Loadability e Nuove CS	Loadability	Comune di Roma	CS	2025	2025	2029	Pianificato
areti_PDS_25_CS_002	Rinnovo CS per Digitalizzazione e Qualità Tecnica	Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazioni e innovazione tecnologica	Comune di Roma	CS	2025	2025	2029	Pianificato
areti_PDS_25_Fibra_001	Realizzazione rete in Fibra Ottica	Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazioni e innovazione tecnologica	Comune di Roma	Rete Fibra Ottica	2025	2025	2029	Pianificato
areti_PDS_25_CP_001	Cabina Primaria ARDEATINO: rifacimento del QMT ad 8,4kV	Qualità Tecnica	Municipio VII	CP	2025	2028	2029	Pianificato
areti_PDS_25_CP_002	Cabina Primaria BELSITO: rifacimento del QMT ad 8,4kV	Qualità Tecnica	Municipio I	CP	2025	2029	2029	Pianificato
areti_PDS_25_CP_003	Cabina Primaria BUFALOTTA: Potenziamento della sezione trasformatoria dell'impianto	Loadability	Municipio III	CP	2025	2028	2028	Pianificato
areti_PDS_25_CP_004	Cabina Primaria CASTEL ROMANO: Rifacimento del QMT ad 8,4kV	Qualità Tecnica	Municipio IX	CP	2025	2029	2029	Pianificato
areti_PDS_25_CP_005	Cabina Primaria CINECITTA'/O: Rifacimento del QAT	Qualità Tecnica	Municipio VII	CP	2025	2029	2029	Pianificato
areti_PDS_25_CP_006	Cabina Primaria LAURENTINA: Rifacimento del QAT	Qualità Tecnica	Municipio IX	CP	2025	2028	2029	Pianificato
areti_PDS_25_CP_007	Cabina Primaria LUNGHEZZA: Rifacimento del QMT ad 8,4kV	Qualità Tecnica	Municipio VI	CP	2025	2029	2029	Pianificato
areti_PDS_25_CP_008	Cabina Primaria NOMENATNO: Rifacimento del QAT e potenziamento della sezione trasformatoria dell'impianto	Loadability	Municipio II	CP	2025	2028	2029	Pianificato
areti_PDS_25_CP_009	Cabina Primaria PRATI FISCALI: Rinnovo CP	Qualità Tecnica	Municipio III	CP	2025	2028	2029	Pianificato
areti_PDS_25_CP_010	Cabina Primaria TIBURTINA/F: Sostituzione Portali e Sezionatori AT	Qualità Tecnica	Municipio IV	CP	2025	2025	2026	In costruzione

areti_PDS_25_CP_011	Cabina Primaria TOR DI VALLE: Rifacimento del QMT ad 8,4kV ed a 20kV	Qualità Tecnica	Municipio IX	CP	2025	2029	2029	Pianificato
areti_PDS_25_CP_012	Cabina Primaria GIUSTINIANA: Realizzazione della nuova Cabina Primaria in corrispondenza della Ricevitrice Flaminia	Qualità Tecnica	Municipio XV	CP	2025	2027	2028	Pianificato
areti_PDS_25_CP_013	Cabina Primaria CASTEL DI LEVA: Nuova CP	Loadability	Municipio IX	CP	2025	2029	2029	Pianificato

In aggiunta a tali interventi si prevede la necessità di attuare, con avvio in arco piano, la sostituzione dei cavi AT interrati in olio fluido, di seguito riportati, e la realizzazione dei raccordi a 150kV della Cabina Primaria La Storta alla linea Flaminia/Fiano Romano – Primavalle:

- Cavo Roma Ovest – Monte Mario/F: 11,5km, per un importo complessivo stimato dell'intervento pari a 21,9 mln€;
- Cavo Collatina – Appio: 6km, per un importo complessivo stimato dell'intervento pari a 11,2 mln€;
- Cavo Appio – Ardeatino: 6km, per un importo complessivo stimato dell'intervento pari a 11,3 mln€;
- Cavo Ardeatino – Laurentina: 4,5km, per un importo complessivo stimato dell'intervento pari a 8,5 mln€;
- Raccordi a 150kV CP La Storta alla linea Flaminia/Fiano Romano – Primavalle, per un importo complessivo stimato pari a 13,1 mln€.

9.3 Focus progetti rilevanti

9.3.1 PNRR “Rafforzamento Smart Grid”

Nel suo ruolo di concessionario del servizio di distribuzione, è compito di areti implementare sulla propria rete tutte quelle soluzioni che discendono dal nuovo scenario energetico internazionale. Infatti, la transizione energetica avrà un importante impatto sulle reti elettriche, soprattutto su quelle di distribuzione, che dovranno adeguarsi in poco tempo a gestire flussi di potenza significativamente superiori agli attuali e caratterizzati dalla grande variabilità discendente dalla sempre maggiore presenza di Generazione Distribuita da FER, garantendo sempre elevati livelli di qualità e di continuità del servizio.

Per tali motivi, areti ha presentato a Settembre 2022 una proposta progettuale in risposta all'Avviso Pubblico PNRR:

- Missione 2 “Rivoluzione verde e Transizione Ecologica”;
 - Componente 2 “Energie Rinnovabili, idrogeno, rete e mobilità sostenibile”;
 - Ambito di Intervento 2 “Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete”;
 - Investimento 2.1 “Rafforzamento Smart Grid”.

Tale proposta è articolata su un piano di lavoro integrato e coerente con gli obiettivi dell'Avviso, proponendo uno sviluppo dinamico di tutte le componenti della rete al fine di incrementare:

- la capacità di rete di ospitare ed integrare Generazione Distribuita da fonti energetiche rinnovabili, ossia la sua Hosting Capacity;
- la potenza che la rete è in grado di fornire in prelievo alle utenze connesse, ossia la loro Elettrificazione;
- il numero degli abitanti interessati dagli interventi di Elettrificazione.

La proposta progettuale prevede un complesso di interventi che si sviluppano su tutti i livelli della rete a garantire il raggiungimento degli obiettivi precedentemente citati, individuando una serie di misure ed azioni che possono essere classificate in due macro-tipologie:

- interventi di infrastrutturazione e potenziamento della rete:
 1. incremento della potenza trasformatorica di cabina primaria;
 2. incremento della potenza trasformatorica di cabina secondaria;
 3. potenziamento della rete BT;
 4. cambio tensione BT;
- intervento per incrementare il livello di digitalizzazione della rete:
 5. digitalizzazione delle cabine secondarie;
 6. realizzazione di sistemi evoluti di governo centrale e gestione del Demand Response (piattaforme smart).

L'insieme di dette azioni, mantenendo le normali condizioni di esercizio della rete e senza che vi siano violazioni dei suoi limiti operativi, permette di accrescere la capacità della rete di distribuzione di accogliere potenza aggiuntiva, proveniente da impianti di Generazione Distribuita da fonte energetica rinnovabile e di incrementare la potenza massima messa a disposizione degli utenti finali.

Fulcro della proposta areti è il rafforzamento della propria rete in ottica Smart Grid, attraverso la sua digitalizzazione.

Gli interventi di digitalizzazione proposti agiscono sia a livello periferico (digitalizzazione delle cabine secondarie) sia a livello di intelligenza centrale (realizzazione delle piattaforme smart) e sono realizzati con un approccio olistico allo sviluppo della rete, aumentandone le prestazioni in ottica di transizione ecologica grazie ad una interazione armoniosa e sinergica tra gli impianti ed i loro sistemi di governo.

La proposta progettuale restituisce quindi alla Città di Roma una rete "Smart", ossia flessibile e pienamente abilitata all'interazione "rete-utente", in grado di gestire i servizi di Demand Response indispensabili ad una transizione ecologica sostenibile economicamente ed efficace nei suoi risultati.

Il piano degli interventi, al fine di perseguire le tre finalità di incremento dell'Hosting Capacity, aumento dell'Elettrificazione dei consumi e digitalizzazione della rete, è articolato nelle sei tipologie di interventi di seguito riportate:

- incremento della potenza trasformatorica di cabina primaria;
- incremento della potenza trasformatorica di cabina secondaria;
- potenziamento della rete BT;
- cambio tensione BT;
- digitalizzazione delle cabine secondarie;
- realizzazione di sistemi evoluti di governo centrale e gestione del Demand Response (piattaforme smart).

Questa impostazione progettuale, oltre ad una chiarezza espositiva delle linee di intervento, garantisce la potenziale modulabilità delle attività previste (e dei relativi costi associati) consentendo al tempo stesso il raggiungimento dei target prefissati attraverso la rimodulazione delle attività da eseguire per il completamento del progetto.

I volumi fisici ed i benefici, in termini di incremento dell'Hosting Capacity, di incremento dell'Elettrificazione e del numero abitanti impattati, di tali interventi sono riportati nella seguente tabella:

Tabella 20. Volumi fisici e benefici associati ai tipologici d'intervento

Tipologia intervento	Asset - Unità di misura	Volumi di intervento	Abitanti impattati	MW Elettificazione	MW Hosting Capacity
Incremento potenza trasformatorica in cabina primaria	TR AT/MT – N°	10	-	-	311
Incremento potenza trasformatorica in cabina secondaria	TR MT/BT – N°	530	258.129	144	144
Potenziamento Rete BT	Rete BT - km	35	28.344	17	-
Cambio Tensione BT	POD BT – N°	68.563	141.240	106	49
Digitalizzazione delle cabine secondarie	Cabine Digitalizzate con QBT TLC – N°	1426*	330.609***	252***	281***
Realizzazione di sistemi evoluti di governo centrale e gestione del Demand Response (piattaforme smart)**	ADMS/GIS/GECA/IoT – N°	1			

*Numero di cabine secondarie che saranno digitalizzate con installazione di Quadro BT telecontrollato (QBT TLC) nel corso del progetto (1.426).

**Rappresenta la realizzazione delle piattaforme smart, il cui beneficio agisce sul totale delle cabine secondarie digitalizzate con QBT TLC in esercizio sulla rete a fine progetto.

***Valori rappresentanti il contributo all'incremento dell'Hosting Capacity, dell'Elettrificazione, degli abitanti interessati generato dalla realizzazione delle piattaforme smart sul totale delle cabine secondarie digitalizzate con QBT TLC in esercizio sulla rete a fine progetto.

Incremento della potenza trasformatorica di cabina primaria

L'identificazione degli asset su cui eseguire gli interventi di incremento della potenza trasformatorica è stata eseguita tenendo conto dei seguenti criteri in ordine di priorità:

1. Individuazione delle cabine primarie sulle quali è possibile effettuare un incremento della potenza di trasformazione AT/MT, in relazione alla disponibilità di spazio e all'adeguatezza delle infrastrutture civili esistenti, tramite:
 - ampliamento delle stesse con aggiunta di nuovi trasformatori AT/MT;
 - sostituzione dei trasformatori esistenti con apparecchiature di taglia maggiore.
2. Identificazione delle cabine primarie che necessitano di interventi di adeguamento e rinnovo per soddisfare la nuova Hosting Capacity della rete di distribuzione a valle, discendente dagli interventi di potenziamento delle cabine secondarie previste nel progetto e ad esse afferenti;

Gli interventi di incremento della potenza trasformatorica di cabina primaria possono appartenere ad una delle seguenti tre tipologie:

1. Sostituzione con potenziamento di TR AT/MT esistenti;
2. Aggiunta di trasformatori AT/MT in cabine primarie esistenti;
3. Ampliamento della cabina primaria con incremento della potenza trasformatorica AT/MT.

Incremento della potenza trasformatorica di cabina secondaria

Gli interventi di incremento della potenza trasformatorica di cabina secondaria consistono nelle due tipologie seguenti:

1. Sostituzione con potenziamento di TR MT/BT esistenti (ricostruzione cabine secondarie).
2. Aggiunta di trasformatori MT/BT in cabine secondarie esistenti (ampliamento cabine secondarie).

Potenziamento della rete di bassa tensione

Tali interventi consistono nella sostituzione di linee di bassa tensione (o loro porzioni) con nuovi cavi di maggiore sezione e quindi di maggiore portata in corrente, con il fine di incrementare l'Elettrificazione e l'affidabilità della rete. Essi si contestualizzano anche in risposta all'aumento delle correnti di esercizio, all'avanzamento nell'attuazione dei piani regolatori e al generale incremento della resilienza dell'infrastruttura di bassa tensione, con riferimento ai driver di sviluppo di adeguatezza, sicurezza e transizione energetica.

L'identificazione degli asset di rete su cui indirizzare gli interventi descritti e programmati è avvenuta selezionando rami di bassa tensione con sezioni ridotte (inferiori a 150 mm²) per i quali è anche necessario incrementare il livello di affidabilità e qualità tecnica.

Cambio tensione della rete di bassa tensione

L'attuale rete elettriche di bassa tensione in esercizio sul territorio del Comune di Roma è costituita da sistemi trifase a tre conduttori, eserciti a tensione nominale di 230 V fase – fase, e sistemi trifase a quattro conduttori, eserciti a tensione nominale di 230 V fase – neutro e 400 V fase – fase. Tale configurazione impiantistica deriva da criteri di progettazione adottati in passato non sempre uniformi a causa della realizzazione in diverse epoche e con differenti standard di riferimento.

Lo standard adottato, da oltre venti anni, per la costruzione delle nuove porzioni di rete di bassa tensione prevede sistemi di distribuzione trifase a quattro conduttori da cui deriva l'attività svolta nel tempo, contestualmente alle ordinarie attività di investimento e manutenzione, di progressiva trasformazione dei precedenti sistemi a tre conduttori. Uno degli aspetti critici di tale trasformazione risiede nella coniugazione delle modifiche impiantistiche da effettuare contestualmente sulla rete di distribuzione, in parte posata all'interno delle proprietà private, e sugli impianti d'utenza.

In relazione a quanto sopra, l'identificazione delle aree geografiche del Comune di Roma su cui proseguire con le attività di "cambio tensione" è avvenuta dando priorità alle porzioni di rete, che alimentano il maggior numero di utenti e ritenute idonee per la trasformazione suddetta.

Digitalizzazione delle cabine secondarie

L'intervento di digitalizzazione delle cabine secondarie, finalizzato all'incremento di Hosting Capacity e all'elettrificazione della rete sottesa, è declinato secondo diverse linee di attività:

1. Sostituzione di quadri di bassa tensione esistenti con quadri di bassa tensione telecontrollati di nuova generazione.
2. Aggiunta di quadri di bassa tensione telecontrollati di nuova generazione in cabina secondaria.
3. Attività di telecontrollo e/o automazione su cabine secondarie, ovvero installazione in cabina secondaria di tutte le apparecchiature utili all'osservabilità ed alla controllabilità della cabina secondarie e delle relative porzioni di rete MT e BT.
4. Realizzazione di sistemi evoluti di governo centrale e gestione del Demand Response: tale attività è descritta sinteticamente nella seguente tabella.

Tabella 21. Interventi Piattaforme Integrate

Intervento			Descrizione
Sviluppo	ADMS	(Advanced Distribution Management System)	La piattaforma consentirà una gestione "smart" della rete attraverso le seguenti funzionalità:

	• Interfaccia integrata coi principali sistemi della mappa architettuale di areti (SCADA, GIS, CRM, SAP, WFM, ecc...) • funzionalità dispositive verso i sistemi transazionali (ad esempio creazione richieste di intervento) e verso gli SCADA (ad esempio invio comandi) • Simulazioni e analisi di tipo “What IF” come supporto alla programmazione degli interventi sulla rete • Analisi predittive sulla tutela della risorsa elettrica e sulla manutenzione degli asset, attraverso tecniche avanzate (ad esempio intelligenza artificiale) • Monitoraggio e analisi dei flussi di energia (Power Flow Analysis) • Calcolo, monitoraggio e ottimizzazione delle perdite (Volt-VAR Optimization) • Previsioni di carico e generazione distribuita • Supporto alla pianificazione e progettazione della rete attraverso simulazioni di scenari di tipo “What IF” • Supporto al pronto intervento su guasto • Supporto alla manutenzione della rete • Supporto alla rendicontazione della qualità del servizio • Interfaccia con i registri contenenti i dati delle Risorse Distribuite • Gestione di dati e misure ai fini dell’osservabilità della rete • Gestione dei processi relativi all’approvvigionamento dei servizi di flessibilità locale e delle relative interfacce verso i soggetti e sistemi esterni
Evoluzione del sistema per la gestione delle richieste di connessione attiva	Le evoluzioni previste impatteranno le seguenti funzionalità: • Censimento delle anagrafiche • Tracciamento dello stato di avanzamento delle richieste e visibilità verso gli utenti finali • Integrazioni con i sistemi areti coinvolti nei processi
Evoluzione del sistema GIS (evoluzioni per applicativo Mobile e per il Backend)	Le evoluzioni previste impatteranno: • App Mobile: utilizzata dagli operativi in campo per aggiornare online la configurazione topografica della rete e le relative caratteristiche • Aggiornamento del backend/frontend dell’applicativo web
Piattaforma IoT per la gestione della smart grid	Sviluppo della piattaforma IoT per la gestione degli asset di campo. La piattaforma sarà in grado di inviare comandi dispositivi e fornirà agli utenti strumenti di monitoraggio applicativo e infrastrutturale a supporto della conduzione rete e la gestione del Demand Response

9.3.1.1 Avanzamento del progetto al 31/12/2024

Nel presente paragrafo si presenta lo stato avanzamento fisico delle attività progettuali per ciascuna delle linee di azione di cui al paragrafo precedente.

Incremento della potenza trasformatorica di cabina primaria

Relativamente agli interventi di incremento della potenza trasformatorica di cabina primaria sono in corso, o concluse, le attività di progettazione finalizzate all'ottenimento delle autorizzazioni, e le attività di progettazione esecutiva finalizzate alla realizzazione dei lavori.

Nello specifico, per la Cabina Primaria Valleranello il progetto prevede l'installazione di tre nuovi TR 150/20kV da 40/50 MVA, a sostituzione dell'esistente TR 150/20kV da 33 MVA. La realizzazione dell'opera è soggetta all'ottenimento dell'autorizzazione ai sensi della L. R. 42/90. L'iter autorizzativo si è concluso con esito positivo ed è stato ottenuto il Decreto di Esproprio per l'acquisizione e l'asservimento delle aree interessate dal progetto di ampliamento. Dette aree sono al momento nella piena disponibilità di areti. È stata espletata la gara per la realizzazione delle opere infrastrutturali e si è conclusa la procedura di aggiudicazione. È in fase di perfezionamento l'iter di approvvigionamento per l'acquisto dei materiali necessari all'intervento; attualmente sono in corso i lavori di realizzazione dell'edificio "sala MT" come da progetto, dei basamenti e dei muri paraflamma degli stalli TR AT/MT. Sono iniziati i lavori di scavo e di getto delle fondazioni dei nuovi pali per il collegamento della C.P. alla linea aerea AT 150 KV di proprietà di Terna.

Per la Cabina Primaria Prati Fiscali l'intervento di sostituzione del preesistente TR verde 150/20kV da 25 MVA con un nuovo TR 150/20kV da 40/50 MVA è stato concluso nel mese di Aprile 2024.

Nel mese di ottobre 2024 è stato concluso l'intervento presso C.P. MONTE MARIO/F di sostituzione del TR 4 150/20 kV da 25 MVA, con il nuovo TR 150/20 kV da 40/50 MVA.

Incremento della potenza trasformatorica di cabina secondaria

L'attività prevista nell'ambito di questa tipologia di intervento consiste nella sostituzione di trasformatori di potenza con apparecchiature di potenza maggiore o nella aggiunta di nuovi trasformatori di potenza.

Nello specifico, le attività svolte fino alla data di emissione della presente relazione hanno coinvolto la sola attività riferibile alla sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine secondarie con apparati di potenza maggiore.

Le attività svolte fino al 31/12/2024 hanno visto l'intervento di incremento della potenza trasformatorica di cabina secondaria in 185 cabine secondarie.

Potenziamento della rete BT

L'attività prevista nell'ambito del potenziamento della rete BT consiste nella sostituzione di linee di bassa tensione, e loro porzioni, con cavi di sezione maggiore, al fine di incrementare l'elettrificazione della rete.

Le attività svolte fino al 31/12/2024 hanno visto la sostituzione di 8,5 km di cavo BT.

Cambio tensione BT

Al 31/12/2024 lo stato di avanzamento delle attività relative alla linea di intervento cambio tensione BT è di circa 26.272 POD. L'attuazione del programma di ammodernamento ha dovuto considerare da un lato la complessità di effettuare modifiche impiantistiche sulla rete di distribuzione (in parte posata all'interno delle proprietà private e sugli impianti d'utenza), dall'altro la necessità di far svolgere al cliente le opportune verifiche da parte del personale incaricato per l'adeguatezza del proprio impianto.

L'attuazione del cambio tensione si compone di 3 "macro-fasi":

- Verifica ispettiva, volta a valutare l'idoneità tecnica degli apparati impiantistici all'esercizio sul nuovo livello di tensione previsto (trasformatore MT/BT, quadro di bassa tensione in cabina secondaria, nodi stradali, cavi di bassa tensione, eventuali linee aeree, quadri centralizzati per misuratori di energia, colonne montanti).
- Fase Informativa con inoltro di raccomandate/PEC atta a comunicare al cliente il cambio tensione di esercizio della rete di distribuzione elettrica e l'eventuale adeguamento da parte dello stesso per l'attuazione dell'intervento.
- Fase realizzativa, che prevede gli step descritti nel progetto presentato (interventi di adeguamento in Cabina Secondaria su trasformatori MT/BT e/o su quadri di bassa tensione, interventi su porzioni di linee BT, sui nodi stradali, sulle colonne montanti ed infine il riclassamento dell'arco di fornitura).

Digitalizzazione delle cabine secondarie

Le attività svolte nell'ambito della digitalizzazione delle cabine secondarie sono suddivise in due differenti filoni:

- Attività di installazione di apparecchiature elettromeccaniche in cabine secondaria ("ricostruzione CS").

L'attività svolta in questo ambito è consistita nella sostituzione di quadri BT esistenti non telecomandati con quadri telecomandati o nella aggiunta in cabina secondaria di nuovi quadri BT telecomandati.

Le attività svolte fino alla data di emissione della presente relazione hanno coinvolto la sola sostituzione dei quadri BT esistenti non telecomandati, ed è stata inoltre eseguita a valore aggiunto l'installazione di quadri MT, ossia scomparti di linea motorizzati e/o recloser, a beneficio dell'osservabilità e controllabilità della rete di media tensione. Il numero complessivo di interventi di digitalizzazione di cabina secondaria al 31/12/2024 con installazione del quadro BT telecomandato è pari a 561.

- Attività funzionali al telecomando e/o automazione delle cabine secondarie:
Tali attività sono articolate nelle seguenti sotto attività:

- Installazione e messa in servizio in cabina di dispositivi quali ACS, RTU e Router, ai fini di garantire osservabilità e controllabilità della cabina secondaria delle porzioni di rete MT e BT ad essa afferenti.
- Attivazione delle protezioni con logiche di automazione per permettere l'individuazione del tratto guasto.
- Programmazione degli interruttori BT per l'automazione della richiusura.

Realizzazione di sistemi evoluti di governo centrale e gestione del Demand Response (piattaforme smart).

Ai fini di abilitare i contributi di incremento di Elettificazione ed Hosting Capacity della rete, il progetto prevede l'implementazione di piattaforme evolute di governo centrale e gestione del Demand Response.

A tal riguardo si riporta di seguito lo stato delle attività al 31/12/2024:

- **Piattaforma ADMS (DANTE).**

La proposta progettuale di areti, nell'ambito degli interventi per incrementare il livello di digitalizzazione della rete, prevede azioni sull'intera catena di Business con attività progettuali sia a livello periferico, con la digitalizzazione e innovazione delle cabine secondarie e degli asset di rete, sia a livello di intelligenza centrale con la realizzazione di Sistemi evoluti di «Smart Grid», che siano abilitatori di efficienza nella gestione della rete di distribuzione e che contribuiscano a garantire la continuità e la qualità del servizio, la gestione dei servizi di Demand Response e la progettazione ottimale della Rete.

In tale contesto, areti sta sviluppando una piattaforma ADMS evoluta – DANTE (Dynamic and Advanced NeTwork Efficiency) – che consente di ottimizzare i processi «core» di areti, facilitando una gestione più efficiente delle interruzioni e del ripristino del servizio, integrando le attività legate alla flessibilità locale e alla generazione distribuita, e migliorando le capacità di analisi, simulazione e di pianificazione interventi di rete.

La piattaforma DANTE presenta funzionalità che possono essere raggruppate in tre macroaree: 1) Esercizio evoluto della Rete; 2) Analisi, progettazione e pianificazione avanzata; 3) Customer relationship care.

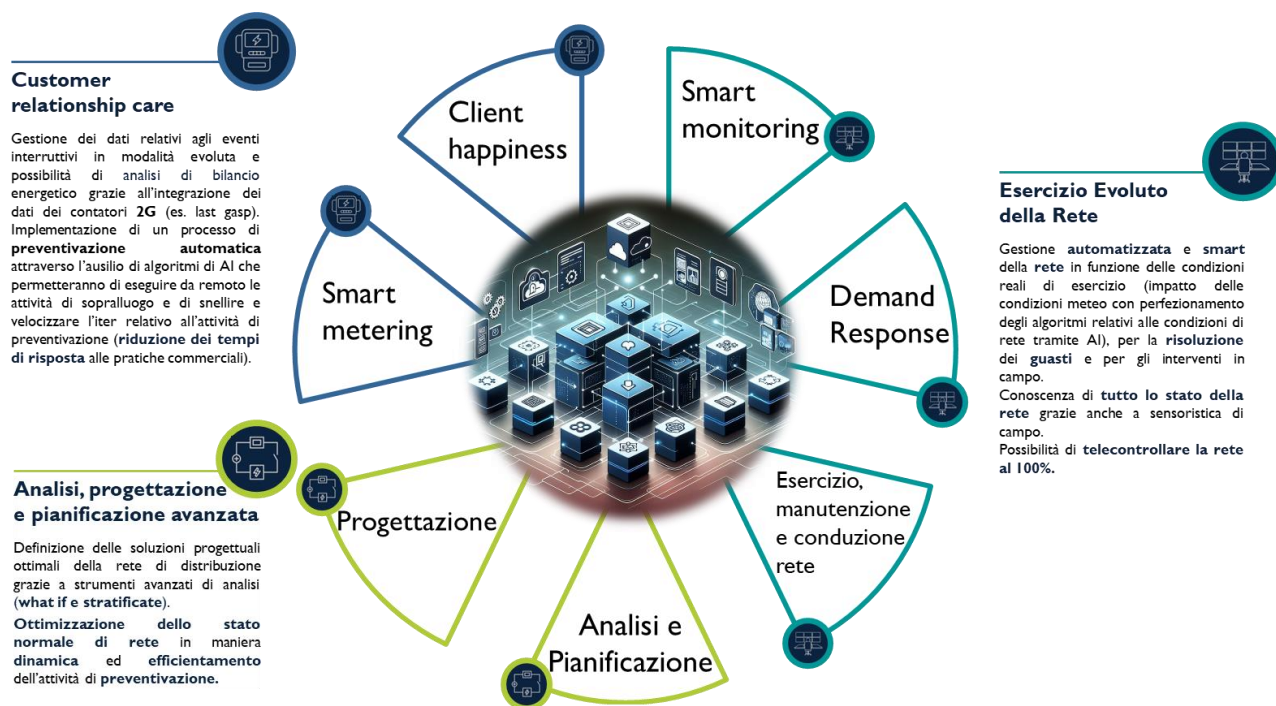


Figura 66. DANTE (Dynamic and Advanced NeTwork Efficiency).

Nell'ambito dell'esercizio evoluto della rete, rientrano tutte le features abilitanti l'osservabilità, l'automazione, la protezione e il comando della rete al fine di migliorare la qualità del servizio ed incrementare l'efficienza operativa. In particolare, l'obiettivo di areti è quello di automatizzare e innovare le operazioni di gestione della rete, introducendo strumenti per analisi e algoritmi predittivi e di AI che consentono di adattare lo stato della rete dinamicamente in funzione delle condizioni di esercizio. L'obiettivo è quello di individuare tempestivamente scenari di guasto, prevenirli ove possibile, e di ripristinare il servizio in minor tempo possibile. La maggior osservabilità della rete è garantita sia da nuovi elementi e sensori distribuiti principalmente a livello di cabina secondaria, sia dai meter di seconda generazione che consentono di verificare il servizio per singolo cliente/POD.

Nell'ambito della progettazione avanzata della rete, rientrano tutti quegli automatismi che supportano l'analisi e la pianificazione degli interventi sulla rete MT e BT al fine di realizzare i futuri piani di investimento, ricorrendo a un sistema unico in grado di elaborare diverse fonti dati con l'ausilio di algoritmi di intelligenza artificiale che garantiscono una maggior efficienza ed efficacia rispetto agli strumenti ad oggi in essere. Le funzionalità oggetto della soluzione permetteranno di editare e simulare interventi sulla rete in esercizio – in assetto reale - e di effettuare analisi stratificate e prospettiche. Il progettista avrà a disposizione uno strumento che consentirà di sviluppare progetti che tengano conto, dinamicamente, di quanto già pianificato ma non ancora eseguito, dei nuovi piani di sviluppo, e di eventuali modifiche di esercizio operate nella normale gestione della rete di distribuzione. Lo strumento offrirà, altresì, modelli matematici e algoritmi rivolti a individuare scenari di rete critici – attuali e futuri dettati dalle condizioni al contorno - o da attenzionare; suggerirà i

relativi interventi risolutivi, che si tradurranno in modifiche di assetto rete, basati su criteri di load balancing e/o client balancing, o in nuovi progetti implementativi che verranno presentati considerando le diverse fattibilità tecnico-economico.

Nell'ambito della Customer Relationship Care, rientrano tutte quelle funzionalità che, in modalità evoluta, permettono di avere una sempre più puntuale osservabilità della rete evidenziando situazioni di guasto, per le quali intervenire in maniera più rapida ed efficace per garantire la continuità del servizio al cliente, e di eseguire analisi di bilancio energetico al fine di evidenziare situazioni fraudolente di furti di energia. Inoltre, l'obiettivo di areti è quello di automatizzare il processo di preventivazione attraverso l'ausilio di algoritmi di AI andando a snellire e ad efficientare tutto l'iter processuale a vantaggio sia degli operativi areti che dei clienti, riducendo i tempi di risposta alle pratiche commerciali.

- GECA

Per migliorare l'esperienza sia del cliente sia degli operatori areti nei processi per la gestione delle Connessioni Attive è stato avviato un progetto per il rifacimento del Portale GeCA. Il nuovo portale è stato realizzato con tecnologia salesforce. Gli sviluppi della prima fase di progetto hanno riguardato le maschere per consentire la registrazione alla nuova area riservata, le maschere di inserimento e gestione di alcuni dei servizi richiedibili dai clienti per le connessioni attive, parte degli automatismi necessari per la gestione dei preventivi messi a disposizione dei clienti.

Nel loro insieme le attività relative al progetto "Interventi di rafforzamento della Smart Grid nel Comune di Roma" svolte sino al 31/12/2024 hanno comportato il raggiungimento dei seguenti KPI complessivi:

- 346.269 abitanti beneficiari dell'incremento di elettrificazione;
- 183,4 MW di incremento dell'Hosting Capacity.

9.3.2 PNRR "Interventi su resilienza climatica delle reti"

Il cambiamento climatico, divenuto significativo negli ultimi decenni, ha incrementato la frequenza e l'intensità dei fenomeni meteorologici estremi come, ad esempio, piogge, alluvioni e ondate di calore. Questi eventi impattano direttamente la rete elettrica di distribuzione in media e bassa tensione, e rendono necessari interventi di adeguamento e potenziamento della rete al fine di garantire la sicurezza della fornitura elettrica e un'elevata qualità del servizio offerto agli utenti.

Nel presente paragrafo è descritta la proposta progettuale che areti ha presentato a Settembre 2022 in risposta all'Avviso Pubblico del PNRR Investimento 2.2, Missione 2, Componente 2 "Interventi su resilienza climatica delle reti" per incrementare la resilienza della rete elettrica di media tensione in riferimento al fattore critico di rischio, rappresentato dalle ondate di calore e da prolungati periodi di siccità.

Per l'identificazione delle porzioni di rete su cui intervenire, è stata utilizzata la stessa metodologia consolidata da areti, per la predisposizione del piano di resilienza, che annualmente viene inoltrato all'Autorità, avendo cura, nel rispetto delle prescrizioni del bando, di pianificare gli interventi su porzioni di rete che non sono state e non saranno interessate da provvedimenti e/o misure beneficiarie di ulteriori meccanismi incentivanti, con particolare riferimento a quanto previsto nell'Allegato A alla deliberazione ARERA 566/2019/r/eel. Inoltre, non hanno ricevuto e non riceveranno, per i medesimi costi, il sostegno di altri programmi e strumenti dell'Unione Europea o nazionali conformemente a quanto disposto dall'articolo 9 del Regolamento (UE) 2021/241 del 12 febbraio 2021 ed in coerenza con quanto previsto dalla circolare MEF-RGS n. 33/2021.

Il progetto consiste in una serie di interventi di sostituzione di rami critici sulla rete di media tensione, per un volume complessivo di circa 40 km, corrispondenti ad un valore economico pari a 16.735k€, da effettuarsi nell'arco temporale Gennaio 2024-Giugno 2026.

La sostituzione di rami sulla rete di media tensione, ritenuti maggiormente vulnerabili al fenomeno climatico delle ondate di calore, è finalizzata alla riduzione dei tassi di guasto e dunque del rischio di accadimento di un disservizio elettrico. Nella fase di identificazione degli interventi è stato tenuto in considerazione anche il livello di complessità degli iter autorizzativi.

Tali interventi interesseranno rami vetusti, per lo più caratterizzati dalla presenza di un elevato numero di giunti, impiegando nel rifacimento pezzature di cavo più lunghe che consentono di minimizzare il numero dei giunti.

9.3.2.1 Avanzamento del progetto al 31/12/2024

L'attività prevista nell'ambito del progetto consiste nella sostituzione di rami della rete di media tensione ritenuti maggiormente vulnerabili al fenomeno climatico delle ondate di calore, finalizzata alla riduzione dei tassi di guasto e dunque del rischio di accadimento di un disservizio elettrico.

Le attività svolte al 31/12/2024 hanno visto la posa di 4,6 km di cavo di media tensione. Tale posa ha permesso la conclusione di uno degli interventi pianificati all'interno del progetto, consentendo di ridurre il rischio di disservizio per ondate di calore a beneficio di 5,7km di rete di Media Tensione complessivi.

Sono inoltre in corso, o concluse, le attività di approvvigionamento dei materiali e di progettazione esecutiva per gli interventi.

9.3.3 RomeFlex

RomeFlex (<https://www.aret i .it/conoscere-aret i /innovazione/progetto-romeflex>) è il progetto di areti approvato con la Delibera 372/2023/R/EEL e successive, che realizza un Mercato della flessibilità locale a termine ed a pronti tramite il GME nel territorio di Roma attivato nella sua interezza già dal luglio 2024.

Gli utenti che ricadono nelle aree interessate dalle richieste di flessibilità e che aderiscono all'iniziativa, modulando opportunamente i propri consumi/produzioni, possono supportare areti nella risoluzione delle criticità di rete. I clienti possono variare il proprio profilo di immissione o di consumo facendo leva su diverse tecnologie o processi nella propria disponibilità, quali: batterie, impianti di generazione, auto elettriche, sistemi di gestione energia atti al coordinamento dei carichi (es. pompe di calore, cicli frigorifero, sistemi di sollevamento, etc.). Con RomeFlex, come previsto nella Direttiva Mercati Elettrici, i clienti diventano fornitori di servizi ancillari non legati alla frequenza e partecipano attivamente alla gestione del sistema elettrico, configurandosi come fornitori di servizi flessibili in forma singola o aggregata.

Le modulazioni sono remunerate con un corrispettivo economico, che prevede una remunerazione per la quantità di energia effettivamente movimentata ed una per la disponibilità.

Nello specifico, il servizio ancillare è una richiesta di variazione "a salire" o "a scendere" della potenza scambiata dal cliente con la rete di distribuzione. Il servizio "a salire" consiste nell'aumentare la potenza immessa o ridurre la potenza prelevata dalla rete del quantitativo offerto al gestore di rete e nel mantenere tale variazione per un tempo definito. Il servizio "a scendere" consiste nel diminuire la potenza immessa o aumentare la potenza prelevata dalla rete e mantenere tale variazione per un tempo definito.

I risultati ottenuti fino al 31 dicembre 2024 sono incoraggianti in merito alla possibilità di:

- **Incrementare la sicurezza e l'affidabilità della rete di distribuzione:** Attraverso l'uso di risorse flessibili sono emerse le prime evidenze concrete di come il progetto sia efficace nel risolvere le criticità della rete e a migliorare la sua resilienza.
- **Promuovere l'efficienza del Sistema Elettrico:** La condivisione coordinata delle risorse tra TSO e DSO porterebbe a significative economie di scala e riduzione dei costi.
- **Favorire l'innovazione tecnologica:** Il progetto ha stimolato lo sviluppo di tecnologie e apparati "flexibility ready", accelerando l'adozione di soluzioni innovative nel settore energetico.
- **Aumentare la consapevolezza e la partecipazione degli operatori di mercato:** La positiva risposta dei BSP e il loro feedback costante sono stati cruciali per migliorare la liquidità e l'efficacia del Mercato Locale della Flessibilità.
- **Supportare la transizione energetica:** RomeFlex rappresenta un passo importante verso un sistema energetico più sostenibile e integrato, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione e transizione energetica.

Un intenso lavoro è stato necessario per definire correttamente le specifiche funzionali delle piattaforme software su cui si basa il progetto e che consentono l'interazione automatica, trasparente e certificata tra BSP, areti e GME gestendo sia le grandezze elettriche (misure, comandi e *Set Point*, *BaseLine*...) che quelle commerciali (prezzi, offerte, *settlement*, ...). L'esito di detto lavoro ha portato alla data odierna a disporre di un ambiente di applicativi informatici tra loro perfettamente interoperanti ed ampiamente testati, che

stanno garantendo l'esercizio del mercato locale della flessibilità non solo su Roma ma anche sul territorio di Unareti (che sta conducendo una sperimentazione 352/2021 gemella a quella di areti denominata MindFlex), sia per i Mercati a Termine che per i Mercati a Pronti. L'attuale configurazione modulare dei sistemi consente, in analogia a quanto già fatto con Unareti, di espletare il servizio di gestione di mercato anche per qualsivoglia altro DSO a costi marginali decisamente inferiori a quelli che verrebbero da questi sostenuti in caso di sviluppo in proprio dei progetti pilota.

In particolare ci si è concentrati sugli sviluppi delle interfacce con il Gestore dei Mercati Energetici, sulla piattaforma di accesso per i BSP attraverso la quale vengono controllate ed inserite tutte le informazioni relative alle risorse che partecipano al mercato locale della flessibilità per poi essere registrate all'interno del Flexibility Register, l'applicazione che gestisce le anagrafiche, le BaseLine e le misure relative ai servizi offerti di tutte le risorse flessibili partecipanti al Progetto.

Oltre alla componente software, merita un approfondimento anche la componente hardware, identificata nel Power Grid User Interface (PGUI). Tale dispositivo, installato presso le risorse in corrispondenza elettrica uno ad uno con l'apparato di misura del distributore al PoD, garantisce informazioni puntuali e certificate sull'eventuale risposta di una risorsa alla richiesta di flessibilità nonché del comando ad essa inviato, abbattendo drasticamente qualsivoglia contestazione o disputa sul settlement (a conferma di ciò si segnala che non si è registrata alcuna contestazione o reclamo da parte dei BSP sulla fatturazione dei servizi erogati). In Figura 67 è riportato l'ultimo modello attualmente in esercizio del Power Grid User Interface.



Figura 67. PGUI sviluppato da areti.

Numerosi feedback pervenuti dai BSP hanno permesso ad areti di implementare un processo di miglioramento continuo delle operazioni. Le continue interlocuzioni, i chiarimenti dei dubbi e i suggerimenti proposti sono stati tutti recepiti da areti, che è riuscita a sviluppare un'interfaccia in tecnologia Broker MQTT tra la BSP Platform (la piattaforma di interfaccia tra i BSP e i sistemi di RomeFlex), per abilitare uno scambio

di informazioni semplice e chiaro tra i sistemi dei DSO aderenti a RomeFlex (e i progetti gemelli come quello di Unareti) e quelli proprietari dei BSP.

Grazie a questo lavoro, oggi i BSP italiani dispongono di un'interfaccia unica, potenzialmente uniforme su tutto il territorio nazionale ed utilizzabile per offrire servizi a qualunque DSO. Questa interfaccia semplifica l'accesso di qualsiasi operatore ai mercati locali della flessibilità e registra tutte le informazioni in un database unico, il Flexibility Register, disegnato anche per dialogare bidirezionalmente con il TSO per la condivisione di tutte le informazioni sugli asset flessibili italiani, perfettamente in linea con quanto previsto nei Codici di Rete Europei per il Demand Response, in fase di consolidamento da parte dell'ACER.

A tal riguardo si segnala che areti sta mettendo a servizio degli altri due partner italiani del progetto finanziato EU *BeFlexible*, *e-distribuzione* e *Terna*, l'intera architettura di RomeFlex, adattandola continuamente anche ai fabbisogni del più grande distributore italiano e del TSO nazionale, al fine di mettere a disposizione del sistema elettrico italiano un ecosistema il più possibile pronto a garantire su tutto il territorio nazionale l'erogazione di servizi ancillari alle reti elettriche sia per i DSO che per il TSO, in modo coordinato, sicuro ed efficiente.

Preme qui sottolineare l'essenziale ruolo svolto dal Gestore dei Mercati Energetici, sia in termini operativi che in termini divulgativi e progettuali, in un clima positivo, collaborativo e di reciproco supporto: areti è estremamente soddisfatta della collaborazione col GME che le ha consentito di avere a disposizione tutte quelle competenze di mercato senza le quali non le sarebbe stato possibile svolgere la propria sperimentazione 352/2021 in termini temporali così brevi e con risultati così positivi.

La considerazione che areti ne ha tratto è che il GME ha rappresentato la più concreta ed efficace soluzione per l'implementazione dei mercati locali della flessibilità dei DSO aderenti al Progetto RomeFlex, sia dal punto di vista del necessario coordinamento DSO-TSO sia dal punto di vista dell'efficienza economica che l'Ente garantisce ai DSO stessi, dal momento che il servizio svolto per i distributori è erogato dal GME a costi marginali e quindi estremamente più bassi rispetto ad altre soluzioni esplorate in fase di impostazione del progetto.

Come più volte sottolineato, areti sta lavorando in RomeFlex soprattutto in ottica di sviluppi futuri, dal momento che il fabbisogno di flessibilità su Roma è di tale magnitudo da necessitare una crescita veloce del mercato e sostenibile in termini operativi e di liquidità. Per tale ragione numerose sono state le interlocuzioni con possibili futuri attori del mercato della flessibilità. I grandi nomi della domotica, degli elettrodomestici, dei costruttori di pompe di calore, di inverter, di sistemi di storage, di ogni dimensione e di ogni nazionalità, oltre ovviamente i grandi trader energetici, hanno espresso vivo interesse per il progetto, cercando risposte e proponendo idee per implementare business per loro nuovi. A tal fine hanno approfondito con areti la dimensione del mercato, la sua crescita nei prossimi anni, le soluzioni tecnologiche adottate e la possibilità di interfacciarsi con le tecnologie in esercizio in RomeFlex per realizzare sistemi "nativamente flessibili",

affidabili nel servizio e che minimizzino l'intervento umano a seguito delle richieste di flessibilità, riscontrando un terreno estremamente favorevole nell'architettura di RomeFlex caratterizzata da interfacce standard ed automatizzate del progetto.

La tecnologia ha infatti svolto un ruolo fondamentale nella così favorevole accettazione del progetto da parte dei BSP: areti è stata più che disponibile nel supportare tali interlocutori, fornendo più di una soluzione ai tanti temi dell'esercizio giornaliero del mercato, ottenendo in cambio grande disponibilità a collaborare da parte degli operatori economici.

L'immagine che segue (Figura 68) è utile per dare evidenza visiva e oggettiva di come la flessibilità sia utile nel ridurre i carichi su porzioni di rete. A titolo esemplificativo è riportata la differenza di carico su una linea di Media Tensione tra i giorni 16 (linea viola) e 17 (linea rossa) settembre 2024, dovuta all'erogazione del servizio ancillare a salire da parte di una risorsa MT per una potenza pari a 1 MW.

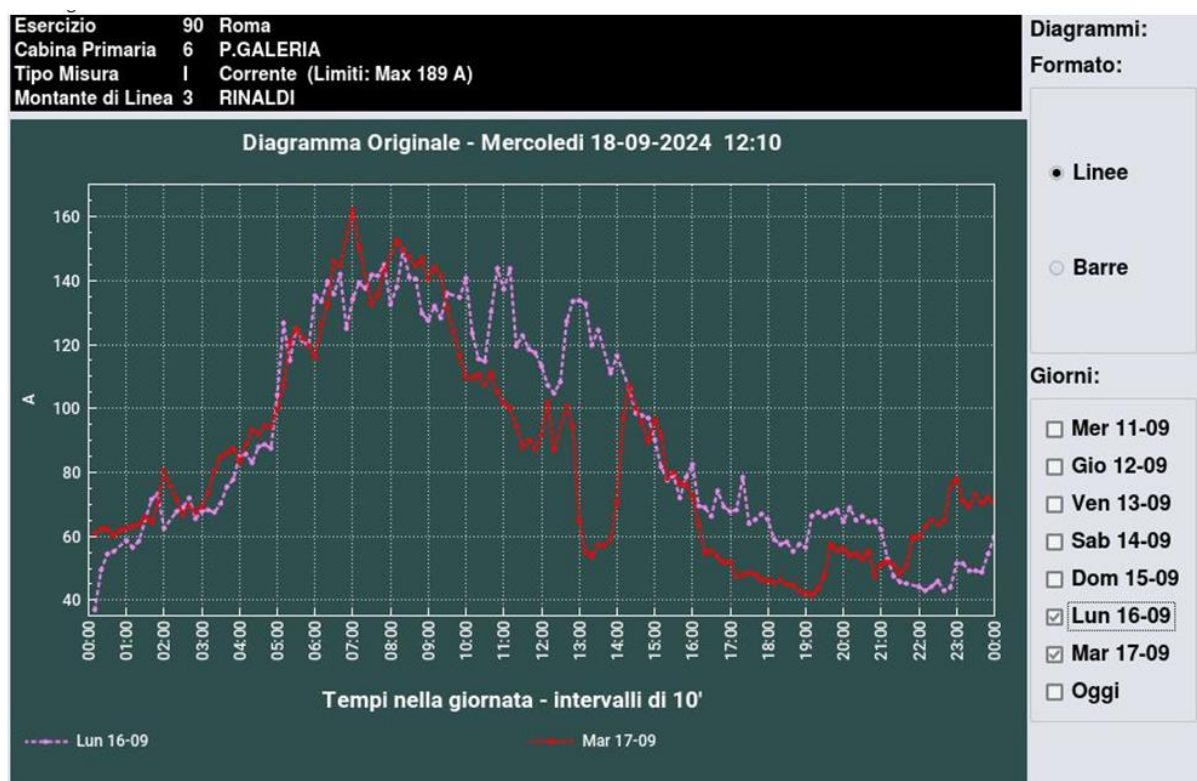


Figura 68. Esempio di differenza di carico su una linea MT tramite ricorso alla flessibilità.

Tutte le sopra citate esperienze maturate hanno condotto ad una serie di considerazioni sugli aspetti di mercato, sia dal punto di vista di risposta alla remunerazione sia, soprattutto, sulla liquidità potenziale del mercato con riferimento alla disponibilità attuale e prospettica di risorse flessibili, che si riporteranno nella parte finale del documento.

La Cronistoria delle Attività Svolte

A partire dal 1° luglio 2024, è stato avviato il mercato locale a pronti della flessibilità. Durante le sessioni di questo mercato, si è previsto di effettuare tutte le richieste di attivazione di flessibilità, iniziando da quelle derivanti dai risultati delle sessioni di asta a termine svolte nel mese di giugno 2024 e successivamente continuando ad operare riferendosi ai risultati delle sessioni di asta a termine svolte nel mese di ottobre 2024.

Scopo delle sessioni di Asta è stato quello di:

- Testare la risposta dei BSP in termini di adesione a RomeFlex a fronte della nuova modulazione della remunerazione tra capacità e servizio;
- Valutare i processi di offerta, attivazione e settlement di areti e GME su numeriche di risorse molto maggiori;
- Verificare l'effettiva potenzialità delle diverse tipologie tecnologiche di asset;
- Mettere in esercizio e iniziare l'utilizzo del Mercato a Pronti;
- Avviare il monitoraggio dei KPI di progetto.

Le Aste a Termine

Sono state svolte quattro differenti Aste a Termine, nel seguito dettagliate.

1. La sessione d'asta del mercato a termine, svoltasi il 18 giugno 2024 con periodo di attivazione 1° luglio 2024 – 31 ottobre 2024, dedicata ai BSP aventi risorse non partecipanti a nessun'altra tipologia di mercato per la fornitura di servizi ancillari alla rete elettrica, ha visto il coinvolgimento di 13 BSP concorrendo per una potenza a base d'asta pari a 7 MW con la possibilità per il DSO di approvvigionarsi un ulteriore 50% di potenza. L'asta ha portato all'approvvigionamento di circa 9 MW di potenza attiva flessibile, fornita attraverso le oltre 150 risorse registrate.
2. La sessione d'asta del mercato a termine, svoltasi il 19 giugno 2024 con periodo di attivazione 1° luglio 2024 – 31 ottobre 2024, dedicata ai BSP aventi risorse già partecipanti ad altri mercati per la fornitura di servizi ancillari alla rete elettrica, ha visto il coinvolgimento di 2 BSP concorrendo per una potenza a base d'asta pari a 1 MW con la possibilità per il DSO di approvvigionarsi un ulteriore 50% di potenza. L'asta ha portato all'approvvigionamento di circa 1,15 MW di potenza attiva flessibile, fornita attraverso 2 risorse registrate.
3. La sessione d'asta del mercato a termine svoltasi il 29 ottobre 2024 con periodo di attivazione 1° novembre 2024 – 31 dicembre 2024, dedicata ai BSP aventi risorse non partecipanti a nessun'altra tipologia di mercato per la fornitura di servizi ancillari alla rete elettrica, ha visto il coinvolgimento di 11 BSP concorrendo per una potenza a base d'asta pari a 7 MW con la possibilità per il DSO di approvvigionarsi un ulteriore 50% di potenza. L'asta ha portato all'approvvigionamento di più di 8

MW di potenza attiva flessibile, fornita attraverso le oltre 170 risorse preventivamente registrate sul Flexibility Register.

4. La sessione d'asta del mercato a termine, svoltasi il 30 ottobre 2024 con periodo di attivazione 1° novembre 2024 – 31 dicembre 2024, dedicata ai BSP aventi risorse già partecipanti ad altri mercati per la fornitura di servizi ancillari alla rete elettrica, ha visto il coinvolgimento di 2 BSP concorrendo per una potenza a base d'asta pari a 1 MW con la possibilità per il DSO di approvvigionarsi un ulteriore 50% di potenza. L'asta ha portato all'approvvigionamento di circa 1,15 MW di potenza attiva flessibile, fornita attraverso 2 risorse preventivamente registrate sul Flexibility Register.

Si evidenzia che le risorse che già offrono servizi a Terna, per vie delle sinergie che possono realizzare, hanno offerto prezzi di disponibilità inferiori di oltre il 30% a quelli a base d'asta per le risorse che servono un solo Operatore di Sistema, a chiara conferma di come la condivisione coordinata delle risorse tra TSO e DSO porti ad efficienze di sistema significative.

Relativamente alle tecnologie degli asset contrattualizzati, sulla Media Tensione si riscontrano sistemi di cogenerazione e gruppi elettrogeni, mentre sulla Bassa Tensione sistemi di storage, impianti di ricarica di veicoli elettrici, pompe di calore e soggetti industriali che operano modulazione dei cicli produttivi per rispondere al servizio richiesto.

Le Aste a Pronti

Il 1° luglio 2024 è stato attivato il Mercato Locale a Pronti della Flessibilità presso il Gestore dei Mercati Energetici (GME). Questo mercato è stato istituito con l'obiettivo di migliorare la gestione della flessibilità energetica, consentendo una risposta più rapida e mirata alle variazioni della domanda e dell'offerta di energia nonché alle quotidianamente mutevoli condizioni di esercizio della rete.

Durante il periodo di riferimento, areti ha acquisito le prime fondamentali esperienze nella gestione delle richieste di attivazione dei servizi di flessibilità a pronti, con test sempre diversi su diverse aree di rete e diverse risorse per comprendere non solo i meccanismi del mercato *spot*, ma anche il tipo di risposta delle risorse e la sua efficacia nella soluzione delle criticità di rete.

Le attività si sono svolte in numerose sessioni, ciascuna delle quali ha richiesto l'attivazione servizi di modulazione di energia attiva in specifici intervalli temporali di 15 minuti ciascuno. Di seguito sono riportate le sessioni svolte, il numero di intervalli richiesti e la percentuale complessiva di attivazioni riuscite, ovvero quelle in cui è stato fornito almeno il 60% della potenza richiesta:

Tabella 22. Sessioni di mercato svoltesi nel 2024

	Luglio 2024	Agosto 2024	Settembre 2024	Ottobre 2024	Novembre 2024	Dicembre 2024
Sessioni a pronti eseguite	34	19	56	54	28	35

Intervalli interessati	136	76	224	216	112	140
% Attivazioni Riuscite	80%	90%	80%	80%	85%	80%

Le sessioni di attivazione si sono svolte in modo regolare e hanno coinvolto i più diversi operatori; ogni sessione è stata attentamente monitorata per garantire il rispetto degli standard di qualità e la soddisfazione delle richieste di flessibilità.

In conclusione, la percentuale complessiva di attivazioni riuscite è stata significativa, dimostrando l'efficacia e l'efficienza del Mercato Locale a Pronti, che rappresenta un importante passo avanti nella gestione della flessibilità sulle reti di distribuzione, anche grazie al ruolo svolto e all'esperienza apportata ad areti dal GME.

Prime evidenze emerse: Efficienza, Opportunità e Criticità di Mercato

Il bilancio complessivo del progetto RomeFlex nel 2024 ha fatto certamente registrare una serie di importanti aspetti positivi, quali tra tutti:

- **Funzionamento del Mercato Locale della Flessibilità:** la co-gestione da parte di areti e GME, insieme all'esperienza di Unareti, ha dimostrato la possibilità di avere un mercato unico nazionale per i DSO.
- **Piattaforme Tecnologiche:** tutte le piattaforme, sia software che hardware, ereditate dal Progetto Platone e industrializzate per RomeFlex e MindFlex, hanno funzionato pienamente. L'architettura alla base del progetto si è rivelata efficace nel supportare le peculiarità e complessità di RomeFlex e dei progetti ad esso collegati o collegabili.

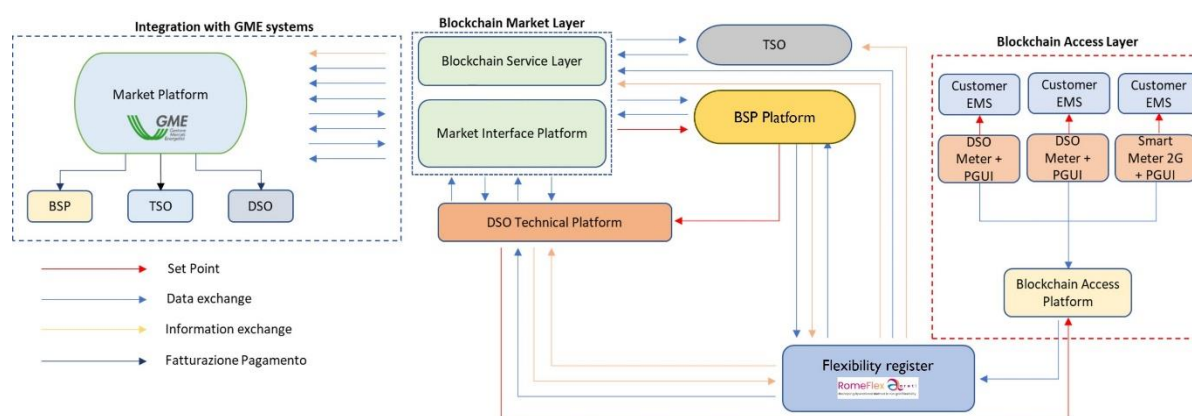


Figura 69. Architettura del progetto RomeFlex.

- **Il Flexibility Register:** questa piattaforma ha confermato la sua importanza (evidenziata anche nei Codici di Rete Europei del Demand Response) come possibile ed efficace *entry-point* dei diversi operatori economici ai mercati dei servizi ancillari (potenzialmente sia dei DSO che del TSO) per la registrazione delle risorse flessibili, delle loro caratteristiche e delle loro potenzialità (oltre che, nell'implementazione data da areti, anche di tutte le *BaseLine* e le misure dei servizi richiesti e erogati).

A titolo illustrativo, nel seguito si riporta una schermata esemplificativa delle pagine di gestione del Flexibility Register:

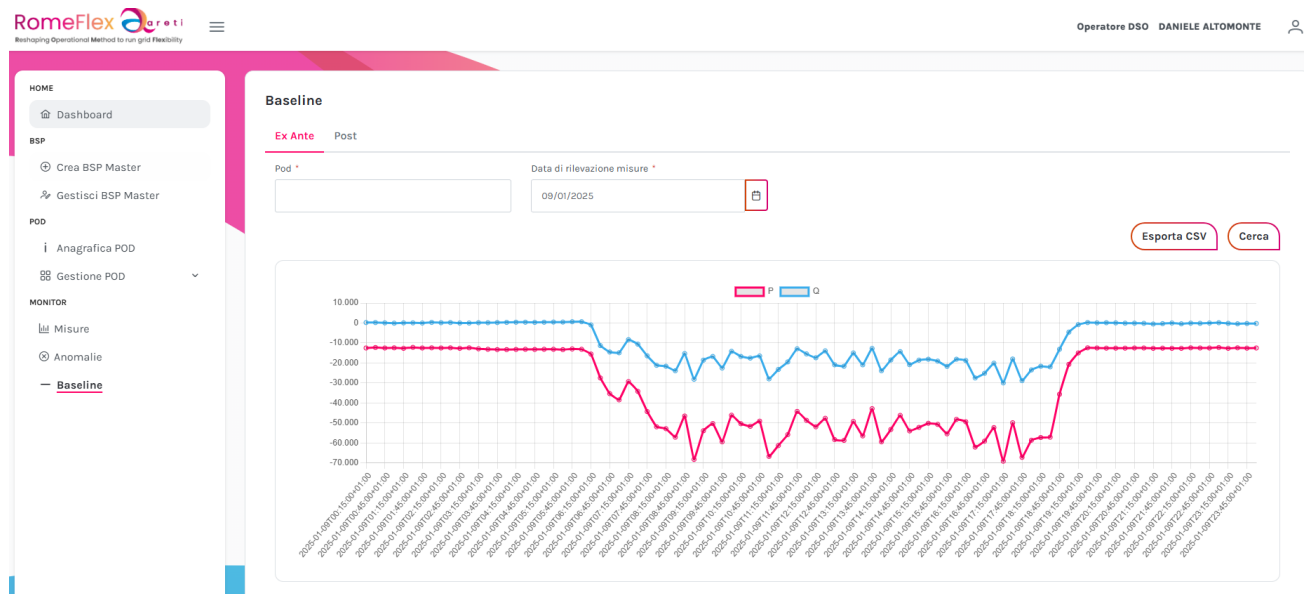


Figura 70. Esempio di schermata di gestione del flexibility register.

- **Efficienza Economica e Operativa:** il riuso delle tecnologie di Platone e del Market Place del GME ha dimostrato efficienza economica e operativa.
- **Feedback dei BSP:** La positiva risposta dei BSP e il loro costante feedback hanno contribuito al miglioramento del Mercato Locale della Flessibilità e della sua liquidità.
- **Risposta ai SetPoint:** l'efficienza nella risposta alle richieste di attivazione dei servizi da parte del DSO è stata notevole.
- **Interesse dei Provider di Tecnologie:** l'interesse manifestato dai provider di tecnologie e asset flessibili, in particolare per gli standard di interfacciamento tra rete e risorsa flessibile tramite il PGUI, suggerisce un'accelerazione nello sviluppo di apparati "flexibility ready".
- **Consapevolezza degli Operatori di Mercato:** la crescente consapevolezza delle potenzialità economiche dei mercati locali della flessibilità tra gli operatori di mercato ne fa prospettare una crescita nel tempo della liquidità.
- **Sinergie tra DSO e TSO:** la conferma delle possibili sinergie ed economie nella condivisione coordinata delle risorse tra DSO e TSO, coinvolgendo risorse che già forniscono servizi globali al TSO, che rappresenta elemento di efficienza economica per il sistema elettrico nel suo insieme.
- **Benefici per la Rete di Distribuzione:** la conferma che la rete di distribuzione, una volta raggiunta una adeguata liquidità del mercato, potrebbe beneficiare in termini di risoluzione delle criticità e incremento della sicurezza.

- **Mercato a Pronti della Flessibilità:** la conferma che un mercato a pronti della flessibilità è possibile, mantenendo un elevato livello di risposta da parte dei BSP partecipanti e garantendo una totale trasparenza di tutti i servizi di flessibilità assegnati.
- **Efficienza Economica:** L'efficienza economica dei servizi approvvigionati in RomeFlex è **risultata decisamente superiore al valore ipotizzato ad inizio sperimentazione**, principalmente grazie all'implementazione degli *Aggregati Dinamici*: questa soluzione ha permesso ad areti (ed ai DSO che aderiscono o aderiranno alla sperimentazione) di attivare servizi su perimetri estremamente mirati alle sole zone di rete interessate da potenziali congestioni, e non a tutte le risorse appartenenti ad un aggregato definito staticamente nel quale tutte le risorse vengono attivate indipendentemente dal fatto che concorrano alla soluzione della specifica criticità di rete o meno.

Si sottolinea come l'implementazione del mercato a pronti, gestito dal GME, non ha presentato alcuna criticità né lato Gestore del Mercato né lato BSP, e dopo un periodo di rodaggio di sole due settimane tutte le sessioni si sono svolte con grande semplicità ed efficacia.

Per quanto attiene invece alle criticità emerse ed agli aspetti da migliorare nel corso del 2025, si segnala:

- **Il coinvolgimento delle Risorse Registrate sul Mercato Globale:** Le sessioni di asta a termine di giugno e ottobre 2024 hanno evidenziato una limitazione nella partecipazione delle risorse già registrate sul mercato globale. Questo è dovuto a carenze contrattuali e regolamentari nella relazione tra TSO, DSO e BSP, che hanno disincentivato i BSP e i titolari di risorse interrompibili dal mettere a disposizione le risorse anche per il DSO.
- **La necessità di aumentare la liquidità del MLF:** Sebbene il numero di risorse coinvolte sia in aumento, non sta crescendo con la rapidità necessaria per una diffusione capillare all'interno della rete di distribuzione. I BSP stanno trovando difficoltà nell'elaborare *business plan* certi, pertanto si sta valutando di ricalibrare il rapporto tra disponibilità e utilizzo nel rispetto del budget annuale stanziato nonché strumenti per assicurare una remunerazione in capacità per un periodo medio lungo, tale da incentivare i service providers ad investire nelle tecnologie necessarie ad offrire servizi ancillari alla rete di distribuzione e di lanciare programmi di incentivazione di lungo termine per la realizzazione di storage distribuito.

9.3.4 Altri progetti finanziati

Areti svolge una intensa attività di innovazione sulle reti di distribuzione nell'ambito di progetti finanziati europei con una doppia finalità:

- Garantire il **costante monitoraggio e rapida implementazione delle più evolute tecnologie e metodologie** di adeguamento ed efficientamento delle reti;

- **Abbattere i costi gravanti sul sistema elettrico italiano dallo sviluppo dei progetti eseguiti ai sensi della Delibera 352/2021, ed in particolare del Progetto RomeFlex**, che costantemente adegua i suoi sistemi a costo marginale grazie ai risultati ed agli sviluppi elaborati nei progetti finanziati EU

Le azioni volte alla promozione della transizione ecologica, riportate nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) aggiornato a Giugno 2024, gli orientamenti definiti dalla Commissione Europea nel pacchetto “Fit for 55” e nel piano REPowerEU, il Regolamento AFIR per la diffusione delle infrastrutture relative ai combustibili alternativi e l’entrata in vigore delle prime disposizioni del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), pongono obiettivi molto sfidanti per le reti di distribuzione, che devono accogliere quote crescenti di energia da fonti rinnovabili e supportare incrementi dei consumi elettrici dovuti alla diffusione di nuove tecnologie, quali pompe di calore, piastre ad induzione e veicoli elettrici.

In questo contesto, areti, in qualità di gestore della rete di distribuzione (DSO – *Distribution System Operator*), viene chiamata a ricoprire il ruolo di abilitatore e facilitatore della transizione energetica, in accordo a quanto definito nella normativa energetica europea del *Clean Energy Package (CEP)*. Il CEP consente al DSO di abilitare le utenze allacciate alla rete di distribuzione alla fornitura di servizi ancillari di sistema, nonché di approvvigionarsi direttamente di servizi di flessibilità locali attraverso procedure di mercato, trasparenti e non discriminatorie, per fronteggiare le criticità di rete.

Per garantire gli elevati standard di affidabilità del sistema elettrico, è quindi necessario implementare nuove forme di gestione della rete di distribuzione, nelle quali la partecipazione delle utenze connesse in media e soprattutto in bassa tensione, rappresenta un importante elemento per l’esercizio di rete. Al fine di testare e sperimentare nuove soluzioni in questo ambito, areti partecipa a progetti finanziati nazionali ed europei, illustrati sinteticamente nei seguenti paragrafi.

9.3.4.1 Progetto BeFlexible

BeFlexible (<https://beflexible.eu/>) è un progetto europeo, aggiudicatario della *call* : HORIZON-CL5-2021-D3-02-06 “Increasing energy system flexibility based on sector-integration services to consumer (that benefits system management by DSOs and TSOs)”, del programma europeo di finanziamenti Horizon EUROPE.

L’obiettivo dell’iniziativa è testare i meccanismi di coordinamento TSO-DSO per i mercati della flessibilità, nonché indagare le possibili sinergie tra il sistema elettrico e gli altri settori a rete (*cross-sector*) per incrementare la stabilità e la sicurezza del sistema elettrico. Inoltre, per favorire la partecipazione massiva ai mercati della flessibilità elettrica, BeFlexible ambisce alla standardizzazione di un catalogo di servizi di flessibilità condiviso con tutti gli *stakeholders* (gestori di rete, utenti del dispacciamento, aggregatori, *prosumers*, fornitori di tecnologia) ed alla sperimentazione di un modello di mercato comune per l’approvvigionamento di tali servizi.

Il progetto, avviato a settembre 2022, ha una durata di quattro anni (la conclusione è prevista per il mese di agosto 2026) e coinvolge diverse organizzazioni europee, coordinate dalla Spagnola Zabala. La compagine italiana vede la partecipazione del Gruppo Enel, Engineering, Terna e RSE.

Areti partecipa all'iniziativa, valorizzando l'architettura del progetto RomeFlex. A tal proposito utilizza il dispositivo di interfaccia (Power Grid User Interface) al punto di connessione tra la rete e l'utente, capace di ricevere e registrare i segnali di attivazione, nonché di acquisire i consumi in tempo quasi-reale dal contatore 2G.

Coerentemente con le tempistiche pianificate, nel primo trimestre 2025 areti:

- collaborerà con i gruppi di lavoro WP1, WP2, WP3, fornendo i contributi necessari per definire gli aspetti regolatori, normativi, tecnici che caratterizzano il contesto italiano;
- parteciperà alle attività previste nel task 4.3 del WP4, procedendo alla implementazione dei casi d'uso definiti nelle precedenti fasi del progetto, focalizzandosi sul coordinamento TSO-DSO con Terna ed Enel per i mercati della flessibilità;
- porterà avanti, anche mediante pubblicazione scientifica delle prime risultanze, il caso d'uso definito con Acea Acqua per valutare il potenziale di flessibilità che il Sistema Idrico Integrato può offrire alla rete elettrica;
- esprimerà, mediante la collaborazione col centro di ricerca di Aachen, i dispositivi sincro-fasoriali detti "PMU", per incrementare il livello di osservabilità della rete;
- Collaborerà con i gruppi di lavoro WP7 e WP8 per le analisi di scalabilità e replicabilità delle soluzioni adottate e per le azioni di disseminazione previste dal progetto.

9.3.4.2 Progetto Flow

Flow (<https://www.theflowproject.eu/>) è un progetto europeo, aggiudicatario della call : HORIZON-CL5-2021-D5-01-03 "System approach to achieve optimised Smart EV Charging and V2G flexibility in mass-deployment conditions (2ZERO)" del programma europeo di finanziamenti Horizon EUROPE.

L'obiettivo dell'iniziativa è sperimentare i benefici legati all'integrazione e all'interazione dei veicoli elettrici con la rete di distribuzione, sia per il cliente finale (mediante tecnologie quali *Vehicle to home*, *Vehicle to building*), sia per il sistema elettrico (con tecnologie come V1G e V2G).

Il progetto, avviato a luglio 2022, ha una durata di quattro anni (la conclusione è prevista per il mese di giugno 2026) e coinvolge diverse organizzazioni europee, coordinate dalla spagnola IREC. La compagine italiana vede la partecipazione del Gruppo Enel, Terna, Engineering SPA e RSE.

Areti partecipa al progetto per valorizzare parte dei componenti dell'architettura sviluppata nel progetto RomeFlex. A tal proposito utilizza il dispositivo di interfaccia, detto Power Grid User Interface (PGUI), al punto

di connessione con la rete per rilevare e registrare i comandi di attivazione nonché per acquisire i consumi dal contatore 2G.

Coerentemente con le tempistiche pianificate, nel primo trimestre 2025 areti:

- collaborerà con i gruppi di lavoro WP1, WP4, WP5, fornendo i contributi necessari per definire i requisiti del demo italiano;
- Avvierà la sperimentazione dei *Flexibility Contract Agreements* (FCAs), per analizzare i potenziali benefici che questi contratti possono avere sulle connessioni delle nuove infrastrutture di ricarica e le integrazioni da apportare alla contrattualistica tra gestori di rete e CPO;
- Verificherà la possibilità di interfacciare mediante protocollo OCPP il PGUI con le colonnine di ricarica, al fine di valutare una possibile controllabilità diretta della colonnina;
- Procederà, con il support del partner IREC, alla simulazione di una porzione di rete di bassa tensione per verificare l'impatto dovuto all'elettrificazione della mobilità;
- definirà insieme con i partner di WP7, i meccanismi e la componentistica che caratterizzano il demo italiano.

9.3.4.3. Progetto HEDGE-IoT

Hedge-IoT è un progetto europeo, aggiudicatario della *call* : HORIZON-CL5-2023-D3-01-15 "Supporting the green and digital transformation of the energy ecosystem and enhancing its resilience through the development and piloting of AI-IoT Edge-cloud and platform solutions" del programma europeo di finanziamenti Horizon EUROPE.

L'obiettivo dell'iniziativa è sperimentare i benefici che l'utilizzo dei dispositivi IoT può portare a diversi livelli del sistema elettrico, partendo dalle applicazioni lato utente fino alla rete di trasmissione. I dati generati da tali dispositivi alimentano gli algoritmi di intelligenza artificiale implementati presso gli Edge Device installati nei nodi di rete (cabine primarie, cabine secondarie, sportelli...) o in cloud, al fine di incrementare la Hosting Capacity della rete, abilitare la flessibilità dei clienti finali, favorire la creazione di comunità energetiche, aumentare la resilienza della rete elettrica.

La proposta, che è stata dichiarata eleggibile al finanziamento nel Luglio 2023, coinvolge diverse organizzazioni europee coordinate dall'organizzazione lussemburghese European Dynamics. La compagine italiana vede la partecipazione di DE Tech, Apio, Acea Energia.

Il Demo italiano, coordinato da areti, svilupperà una soluzione tecnologica per interfacciare le risorse di flessibilità post contatore (*Behind the Meter*) con la rete di distribuzione, sia in forma singola che aggregata, con particolare focus sulle Comunità Energetiche: Roma Capitale è partner esterno di Hedge IoT e metterà a disposizione una Comunità Energetica creata dall'Università di Roma Tre.

Coerentemente con le tempistiche pianificate, nel primo trimestre 2025 areti:

- definirà delle specifiche tecniche e funzionali dei componenti previsti nell'architettura dei casi d'uso;
- identificherà il perimetro di rete della sperimentazione;
- approvvigionerà i dispositivi indicati nel contratto (batteria e stazioni meteo);
- proseguirà le interlocuzioni con il Comune di Roma e l'Università di Roma Tre per il coinvolgimento della Comunità Energetica.

9.3.4.4 Progetto Twin EU

Twin EU è un progetto europeo, aggiudicatario della *call* : HORIZON-CL5-2023-D3-01-10 "Supporting the development of a digital twin to improve management, operations and resilience of the EU Electricity System in support toREPowerEU" del programma europeo di finanziamenti Horizon EUROPE.

L'obiettivo dell'iniziativa è sviluppare nuove soluzioni per un modello avanzato di Digital Twin applicato alle reti elettriche, determinando gli standard di interoperabilità e scambio di dati attraverso interfacce *open*. La soluzione costituirà il riferimento europeo integrandosi con gli Energy Data Spaces comunitari ad oggi in fase di sviluppo.

La proposta, che è stata dichiarata eleggibile al finanziamento nel Luglio 2023, coinvolge diverse organizzazioni europee coordinate dall'Università tedesca di Aachen. La compagine italiana vede la partecipazione di Engineering SPA, Enel, Terna e RSE.

Il Demo italiano, coordinato da Enel Grids, sintetizzerà un modello digitale delle reti elettriche italiane abilitante servizi di flessibilità e sperimenterà diversi modelli di coordinamento TSO-DSO. Areti partecipa alla sperimentazione con lo scopo di garantire la *compliance* al modello dati Europeo dell'ADMS Open Source che sta implementando, affinché questo sia armonizzato con le architetture standard comunitarie e possa interagire correttamente con tutte le piattaforme del Sistema Elettrico Italiano ed Europeo.

Coerentemente con le tempistiche pianificate, nel primo trimestre 2025 areti:

- collaborerà alla definizione del caso d'uso sul Defence System coordinato da Terna;
- parteciperà con Enel alla definizione dei casi d'uso per l'applicazione del BIM sulla rete di Roma;
- Individuerà la porzione di rete e gli asset da coinvolgere nella sperimentazione;
- Definirà con il partner RSE una metodologia per confrontare le esperienze di Digital Twin presenti nel progetto.

9.3.4.5 Progetto INSIEME

INSIEME è un progetto europeo, aggiudicatario della *call* DIGITAL-2024-CLOUD-AI-06-ENERSPACE "Cloud, data and artificial intelligence" nell'ambito del programma europeo di finanziamenti *EnerSpace* dedicato ai dati energetici.

L'obiettivo dell'iniziativa è: realizzare uno spazio Comune Europeo dei dati per l'energia (Energy Dataspace), coerentemente con quanto indicato nell'European Strategy for Data e l'EU Action Plan sulla digitalizzazione del sistema energetico.

Le sperimentazioni condotte nel progetto saranno orientate alla transizione ecologica, con un focus sull'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, l'interazione della rete con gli smart building e le soluzioni di domotica, la resilienza delle reti e la sicurezza degli approvvigionamenti energetici. L'accesso sicuro alle informazioni contenute nell'Energy Dataspace consentirà:

- lo sviluppo di nuovi servizi energetici per i clienti finali, quali quelli basati sull'efficienza energetica;
- la diffusione di tecnologie avanzate, come IA, Edge Computing, Digital Twins.
- lo sviluppi di algoritmi per la gestione della rete elettrica;
- la definizione di nuovi modelli di business basati sull'empowerment degli utenti.

L'Energy Dataspace sarà collegato ad altri dataspace di settore (ad esempio mobilità e comunità intelligenti), consentendo agli stakeholders di accedere alle informazioni necessarie per svolgere un ruolo attivo nel mercato elettrico, fornendo servizi ancillari, nonché l'integrazione cross-settoriale (elettricità, calore, freddo, gas).

La proposta, che è stata dichiarata eleggibile al finanziamento in Agosto 2024, coinvolge diverse organizzazioni europee coordinate dal centro di ricerca austriaco FHOOE.

Areti partecipa al progetto, valorizzando l'esperienza ad oggi maturata nel progetto RomeFlex. Nello specifico, mediante il supporto dei partner di progetto, si cercherà di standardizzare le componenti utilizzate nell'architettura RomeFlex, al fine di crearne un prodotto "pluggibile" facilmente replicabile e scalabile sulle reti dei DSO Europei, interessati ad approvvigionarsi dei servizi di flessibilità mediante approccio a mercato

Nel primo trimestre 2025 areti procederà insieme con gli altri partner, agli adempimenti necessari per la sottoscrizione del contratto di finanziamento ed alla pianificazione della *General Assembly* di avvio progetto.

9.3.5 Sistemi di misura di seconda generazione

Il progetto "Smart Metering 2G" in conformità alla Delibera 306/2019/R/eel dell'Autorità, prevede la sostituzione dell'attuale sistema di misura, secondo il piano approvato dall'Autorità con delibera 293/20.

La nuova tecnologia abilita una serie di servizi e comporterà notevoli benefici a favore dell'utenza finale, dei venditori e di areti stessa, quali per esempio una maggiore consapevolezza delle proprie abitudini di consumo, un miglioramento performance del processo di fatturazione delle società di vendita grazie all'utilizzo di dati effettivi piuttosto che una riduzione dei costi di approvvigionamento della materia prima grazie ad una migliore conoscenza del profilo di consumo dei propri clienti.

Il piano di messa in servizio si sviluppa su un orizzonte temporale di 15 anni come previsto dall’Autorità e prevede il completamento della fase massiva nel periodo 2020 – 2025, mentre per gli anni dal 2026 al 2034 è prevista una fase di gestione utenza.

Le caratteristiche del meter 2G rendono maggiormente efficiente l’esercizio della rete, riducendo o rendendo più agevoli e rapide alcune attività oggi svolte manualmente da personale tecnico operativo.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Contatori 2G (cumulata)	47.959	367.511	717.064	1.081.616	1.446.168	1.810.720	1.852.195	1.893.890

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Contatori 2G (cumulata)	1.935.805	1.977.942	2.020.298	2.061.514	2.102.930	2.144.546	2.186.363

Figura 71. Piano 2020-2034 N° cumulato progressivo contatori installati

In coerenza con il Piano approvato da Arera, a partire dal secondo semestre 2020 sono state avviate le attività installative per i concentratori e per i misuratori.

Nel medesimo semestre è stato effettuato anche il rilascio in esercizio del sistema informativo di telegestione 2G (Two beat).

Al 31 dicembre 2024 l’avanzamento è stato 1.432.642 misuratori sostituiti, avendo già completato nel 2022 le attività massive di installazione dei concentratori.

9.3.6 Sandbox Storage BT

La sperimentazione sullo “Storage Distribuito” ha l’obiettivo di individuare un modello metodologico di approccio all’utilizzo di storage distribuiti lato utenti connessi alla rete di distribuzione e fornire una stima dell’investimento potenziale e dei benefici conseguenti.

In perfetta analogia e con congruenza di risultati con quanto eseguito da Terna con il progetto MACSE, gli studi eseguiti da areti hanno indicato che l’introduzione dello storage distribuito sulla rete di distribuzione potrebbe consentire di:

- contenere gli investimenti in potenziamento e rifacimento della rete su tutto un insieme di linee, sia in media che in bassa tensione, dove questi non risultano efficienti in termini di specifica CBA a fronte di un decisamente limitato potenziale incremento dell’*uplift*;
- velocizzare l’adeguamento della rete rispetto ai fisiologicamente non brevi tempi di rifacimento, specialmente nelle aree di maggiori criticità operative;
- integrarsi facilmente con lo sviluppo della rete e fornendo una leva ulteriore di ottimizzazione del livello di servizio

- generare forti efficienze e benefici lato utenza grazie alla caratteristica peculiare degli storage in bassa ed in media tensione di consentire, oltre all'erogazione dei servizi ancillari, di massimizzare l'autoconsumo della generazione rinnovabile prodotta in loco, garantire continuità di servizio elettrico anche in momenti di assenza di rete per guasto, abilitare i diversi meccanismi incentivanti previsti dal GSE sia per i singoli *prosumer* che per le Comunità Energetiche.

Areti ha predisposto un approfondito studio analitico che presenterà ad ARERA già nel mese di Marzo 2025, al quale si rimanda per ogni approfondimento.

9.3.7 Manutenzione predittiva

Areti ha adottato un programma di manutenzione predittiva utilizzando un approccio di tipo *risk based*.

La manutenzione predittiva si pone l'obiettivo di incrementare l'affidabilità e la sorveglianza delle infrastrutture e degli impianti: grazie all'utilizzo di sensoristica avanzata e delle misure che ne derivano è possibile identificare in anticipo eventuali anomalie, permettendo così di intervenire mitigandone gli effetti. Si tratta di una strategia avanzata di manutenzione che unitamente all'esperienza dei tecnici focalizza l'attenzione dell'organizzazione con adeguato anticipo.

Al fine di identificare gli asset principali e le modalità di guasto critiche, è stata adottata una metodologia di analisi basata sui modi di guasto (Standard IEC 61025 - Fault Tree Analysis). Gli impatti valutati sono principalmente inerenti alla Sicurezza, all'Ambiente e alla Continuità del Servizio.

Tale fase di analisi ha coinvolto i tecnici dell'asset management e del territorio ed ha portato all'individuazione di 82 modi di guasto, tra i quali 22 sono stati perimetrati come prioritari, sulla base del rischio ad essi associato, e sono dunque quelli su cui focalizzare la manutenzione predittiva. Successivamente, per le modalità di guasto priorizzate in base al rischio, attraverso un processo standardizzato ed un gruppo interno di Data Scientist, vengono implementati modelli di machine learning e statistici avanzati capaci di restituire indicatori di stato di salute degli asset in relazione all'esercizio, per attivare e monitorare eventuali guasti incipienti.

Tali modelli considerano sia la storia propria dell'asset attraverso le misure, imparando dunque dal passato, che le condizioni locali e precipue (e.g. dati meteorologici, condizioni di funzionamento, etc).

I principali asset monitorati attraverso la manutenzione predittiva sono:

- Le Cabine Primarie, in particolare trasformatori di potenza e stalli;
- Le linee media tensione;
- Le cabine secondarie;
- Le linee bassa tensione ed i nodi stradali da esse alimentati.

L'attuazione di questa strategia prevede anche l'applicazione sperimentale in campo di nuove tecnologie e strumentazione dedicata, in particolare sulle reti di media e bassa tensione.

9.4 Principali elementi di sostenibilità

L'implementazione del Piano di Sviluppo costituisce un passaggio fondamentale per accelerare il processo di transizione energetica, potenziare la resilienza della rete e promuovere un sistema elettrico sempre più digitale e sostenibile. Gli interventi pianificati, definiti nell'ambito dei driver di sviluppo, sono pienamente coerenti con i principi dall'Accordo di Parigi (COP21) e dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite contribuendo in modo significativo al raggiungimento di diversi Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs), tra i quali i più rilevanti sono: SDG 7 – Energia pulita e accessibile, SDG 9 – Industria, innovazione e infrastrutture, SDG 11 – Città e comunità sostenibili, SDG 12 – Consumo e produzione responsabili e SDG 13 – Azione per il clima. L'intero impianto del Piano è, inoltre, interconnesso con le strategie climatiche nazionali ed europee in linea con le direttive stabilite dal Green Deal Europeo, dal Pacchetto “Fit for 55” e dal PNIEC 2024 e avrà un impatto diretto sulla sostenibilità ambientale, sociale ed economica, promuovendo:

- **L'integrazione con fonti rinnovabili** attraverso l'aumento della hosting capacity della rete per accogliere la crescita della generazione distribuita e delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER);
- **L'incremento della decarbonizzazione** attraverso interventi di abilitazione dell'elettrificazione dei consumi, di contenimento delle perdite tecniche (sostituzione di trasformatori MT/BT con trasformatori a perdite ridotte e tramite la messa in campo di progetti di unificazione dei livelli di tensione MT), di ottimizzazione della rete e abilitazione della mobilità elettrica;
- **L'incremento della qualità e continuità del servizio** attraverso l'implementazione di strumenti avanzati di monitoraggio e manutenzione predittiva che consentiranno di ridurre le interruzioni e ottimizzare la gestione operativa;
- **L'incremento della resilienza climatica** per mezzo di interventi infrastrutturali mirati (l'incremento della magliatura della rete MT, la sostituzione di componenti critici per minimizzare il numero di giunti e progetti di riconfigurazione della rete) che permettono di far fronte a eventi esogeni naturali mitigando il rischio di disalimentazione a fronte di ondate di calore e prolungati periodi di siccità;
- **L'incremento dell'automazione e digitalizzazione** nella gestione della rete rendendo il sistema elettrico più maggiormente interconnesso con e con un maggiore controllo dinamico della domanda e dell'offerta nonché più reattivo alle variazioni di carico e generazione.

Tali interventi consentiranno ad areti di abilitare un sistema elettrico più evoluto e capace di integrare sempre più efficacemente le fonti rinnovabili, di incrementare l'efficienza operative e la controllabilità della rete, di fornire un servizio sempre più affidabile e di rispondere alle esigenze di un settore in continua trasformazione.

10. Allegati

- Allegato 1a – Schede dei Principali Interventi Pianificati AT
- Allegato 1b - Schede dei Principali Interventi Pianificati CP

- Allegato 1c - Schede dei Principali Interventi Pianificati MT e BT
- Allegato 2 – Principali Interventi Pianificati
- Allegato 3 - Criteri comuni per la definizione delle ipotesi locali di scenario
- Allegato 4 -Riepilogo Nuove Elettrificazioni

Indice delle figure

Figura 1. Municipi e Zone Urbanistiche di Roma Capitale	10
Figura 2. Incidenza percentuale di linee aeree e cavo per tipologia d’impianto	12
Figura 3. Ripartizione in potenza della generazione distribuita sul territorio di Roma.....	13
Figura 4. Ripartizione degli impianti fotovoltaici per classi di potenza – Numero (sinistra) e potenza in MW (destra).	13
Figura 5. Impianti fotovoltaici di taglia superiore ai 500 kW (blu) e ai 2 MW (rosso) nel comune di Roma Capitale.....	13
Figura 6. Trend storico delle nuove connessioni della generazione distribuita sul territorio di Roma.	14
Figura 7. Numero annuo di nuove connessioni fotovoltaiche suddivise per taglia di impianto.	15
Figura 8. Potenza installata annua da fonte fotovoltaica suddivisa per taglia di impianto.	15
Figura 9. Potenza FV installata per unità di superficie, considerando tutti gli impianti (a sinistra) e i soli impianti < 100 kW (a destra)	16
Figura 10. Trend storico delle nuove connessioni di sistemi di accumulo sul territorio di Roma – Potenza annua installata (MW)	17
Figura 11. Trend Storico della potenza annua di picco di carico	17
Figura 12. Distribuzione delle potenze di carico negli anni 2022-2024	18
Figura 13. D1 annuale in Alta Concentrazione.....	21
Figura 14. N1 annuale in Alta Concentrazione	22
Figura 15. D1 annuale in Media Concentrazione.....	22
Figura 16. N1 annuale in Media Concentrazione	23
Figura 17. D1 annuale in Bassa Concentrazione	23
Figura 18. N1 annuale in Bassa Concentrazione.....	24
Figura 19. Valori percentuali di cabine secondarie telecontrollate MT.....	26
Figura 20. Valori percentuali di linee MT automatizzate	26
Figura 21. Valori percentuali di cabine secondarie telecontrollate BT	27
Figura 22. Distribuzione per taglia delle richieste di connessione ricevute da areti.....	33
Figura 23. Distribuzione sul territorio delle nuove richieste di connessione per impianti di generazione distribuita: ≤ 1 MW (a sinistra) e > 1 MW (a destra). Fondo scala dei grafici fissato rispettivamente a 1 MW e 38 MW.	33
Figura 24. Scenari di penetrazione della fonte FV al 2030, 2035 e 2040.	35

Figura 25. Potenza FV aggiuntiva, al netto delle richieste di connessione già ricevute da areti, negli scenari “lento” (sinistra) e “rapido” (destra).	36
Figura 26. Trend storico delle connessioni di sistemi di accumulo sul territorio di Roma – Potenza annua installata (MW).	37
Figura 27. Distribuzione sul territorio della potenza installata da sistemi di accumulo elettrolitici (batterie). Fondo scala a 3,8MW.	37
Figura 28. Profili di potenza della ricarica dei veicoli elettrici (mobilità privata e autobus elettrici) per un giorno feriale.....	40
Figura 29. Approccio adottato per la localizzazione geografica delle ricariche dei veicoli elettrici privati.	41
Figura 30. Distribuzione geografica al 2030 delle ricariche elettriche tramite colonnine private (sinistra) e pubbliche (destra).	42
Figura 31 – Rappresentazione geografica del numero attuale di POD relativi ad utenze domestiche per sezione di censimento Istat nel comune di Roma	43
Figura 32 – Rappresentazione geografica del numero attuale di POD relativi ad utenze del settore terziario per sezione di censimento Istat nel comune di Roma.....	43
Figura 33 – Rappresentazione oraria lungo l’anno del carico elettrico aggiuntiva dovuto a nuovi impianti di riscaldamento al 2030 nello scenario “rapido”	45
Figura 34. Rappresentazione oraria lungo l’anno del carico elettrico aggiuntiva dovuto a nuovi impianti di raffreddamento in uno scenario al 2030.	47
Figura 35. Rappresentazione oraria lungo l’anno della sola quota di carico elettrico aggiuntiva legata all’elettificazione di una parte della domanda di riscaldamento e di raffreddamento degli edifici e della introduzione di nuovi piani cottura a induzione – Scenario ad elettificazione accelerata.	48
Figura 36. Rappresentazione oraria lungo l’anno del carico elettrico complessivo, comprensivo della quota parte storica e di quella aggiuntiva legata all’elettificazione di una parte della domanda di riscaldamento, di raffreddamento degli edifici e della introduzione di nuovi piani cottura a induzione – Scenario ad elettificazione accelerata.	48
Figura 37. Possibile ricostruzione del profilo di carico elettrico in una giornata di picco estivo; al contributo del carico base (storico attuale) vengono sommati i tre contributi dovuti a riscaldamento, raffreddamento e per piani cottura a induzione – Scenario ad alta elettificazione.....	49
Figura 38. Possibile ricostruzione del profilo di carico elettrico in una giornata di picco invernale; al contributo del carico base (storico attuale) vengono sommati i tre contributi dovuti a riscaldamento, raffreddamento e per piani cottura a induzione – Scenario ad elettificazione accelerata.	50
Figura 39. Fabbisogno attuale e stimato al 2030 nello scenario di decarbonizzazione “rapido”.	52

Figura 40. Carico aggiuntivo stimato al 2030 nello scenario di decarbonizzazione e "rapido"	52
Figura 41. Fabbisogno attuale e stimato al 2030 nelle settimane di picco invernale (sinistra) ed estivo (destra) nello scenario di decarbonizzazione "rapido"	53
Figura 42. Carico aggiuntivo stimato al 2030 nelle settimane di picco invernale (sinistra) ed estivo (destra) nello scenario di decarbonizzazione "rapido"	53
Figura 43. Fabbisogno attuale e stimato al 2035 nello scenario di decarbonizzazione "rapido"	54
Figura 44. Carico aggiuntivo stimato al 2035 nello scenario di decarbonizzazione "rapido"	54
Figura 45. Fabbisogno attuale e stimato al 2035 nelle settimane di picco invernale (sinistra) ed estivo (destra) nello scenario di decarbonizzazione "rapido"	55
Figura 46. Carico aggiuntivo stimato al 2035 nelle settimane di picco invernale (sinistra) ed estivo (destra) nello scenario di decarbonizzazione "rapido"	55
Figura 47. Confronto tra il profilo giornaliero di ricarica "base" e "con flessibilità" per le autovetture private.	57
Figura 48. Stato di carica atteso dei sistemi di accumulo di un prosumer per una giornata soleggiata (in alto) e in una giornata molto nuvolosa (in basso).	58
Figura 49. Possibile strategia di controllo dei sistemi di accumulo in ottica di massimizzazione dell'autoconsumo.....	59
Figura 50. Load Duration Curve stimata al 2030.....	61
Figura 51. Load Duration Curve stimata al 2035.....	61
Figura 52. Confronto tra il potenziale di flessibilità invernale e la stima di fabbisogno di areti dal 2025 al 2030.	63
Figura 53. Le fasi del processo di pianificazione seguendo il "risk based approach".....	69
Figura 54. Distribuzione delle Linee MT per Rischio Equivalente.	72
Figura 55. Distribuzione delle Linee MT per Rischio Equivalente con indicazione delle iperboli di iso-rischio.	73
Figura 56. Distribuzione della rete BT per Rischio (SAIDI).....	74
Figura 57. Distribuzione della rete BT per Rischio (SAIDI) con indicazione dell'iperbole di iso-rischio target.	75
Figura 58. Interventi di asset management.....	77
Figura 59. Correlazione tra il numero di guasti settimanali e le medie settimanali di temperatura massima giornaliera e potenza massima giornaliera.	78
Figura 60. Distribuzione delle Linee MT per indice di rischio di Ondate di Calore.	80
Figura 61. Architettura della rete areti in Fibra Ottica.	81

Figura 62. Numero di guasti, media delle temperature e delle potenze di picco nei periodi estivi 2012-2022.	88
Figura 63. Durate delle interruzioni MT ordinarie come da modello di impatto areti.	90
Figura 64. Suddivisione percentuale dell'investimento pianificato per livello di tensione/asset.	95
Figura 65. Suddivisione percentuale dell'investimento pianificato per driver di sviluppo.	96
Figura 66. DANTE (Dynamic and Advanced NeTwork Efficiency).	115
Figura 67. PGUI sviluppato da areti.	119
Figura 68. Esempio di differenza di carico su una linea MT tramite ricorso alla flessibilità.	121
Figura 69. Architettura del progetto RomeFlex.	124
Figura 70. Esempio di schermata di gestione del flexibility register.	125
Figura 71. <i>Piano 2020-2034 N° cumulato progressivo contatori installati</i>	132

Indice delle tabelle

Tabella 1. Consistenze di rete dal 31/12/2018 al 31/12/2024	11
Tabella 2. Diffusione attesa della fonte FV nell'area Centro-Sud da DDS Terna-Snam 2024.	34
Tabella 3. Potenza installata da fonte FV da dati storici e in accordo agli scenari evolutivi adottati [MW].	35
Tabella 4. Incremento della fonte FV rispetto al 2024 [MW].	35
Tabella 5. Capacità di accumulo installata nel comune di Roma al 2024 [MW].	37
Tabella 6. Incremento della capacità utile [MWh] e potenza [MW] installata di sistemi di accumulo rispetto al 2024.	38
Tabella 7. Incremento del numero e del fabbisogno energetico de veicoli elettrici privati al 2024 [MWh]. .	40
Tabella 8. Stime sull'evoluzione del carico elettrico nelle giornate di massima richiesta alla rete per il periodo estivo ed il periodo invernale per gli orizzonti temporali al 2035 e 2040; (*) i valori sono da riferirsi alla somma del carico base (dato storico) a cui vengono aggiunti i soli contributi di carico addizionale legato al riscaldamento, raffrescamento degli edifici e all'elettrificazione della cottura.....	50
Tabella 9. Sintesi dei contributi di domanda, generazione e accumulo nelle condizioni di picco di carico invernale ed estivo – Scenario “rapido” al 2030.....	53
Tabella 10. Potenziale di flessibilità nel periodo di picco invernale al 2030.	59
Tabella 11. Potenziale di flessibilità nel periodo di picco estivo al 2030.	59
Tabella 12. Stima del Costo di Acquisto dei Servizi Ancillari.	63
Tabella 13. Costi unitari medi di investimento per asset.....	85
Tabella 14. Cabine Primarie con potenziale congestione di rete nello scenario previsionale al 2030	92
Tabella 15. Linee MT con congestione di rete nello scenario previsionale al 2030.	93
Tabella 16. CS con congestione di rete nello scenario previsionale al 2030.	93
Tabella 17. Rete BT con congestione di rete nello scenario previsionale al 2030.....	94
Tabella 18. Suddivisione degli interventi pianificati per livello di tensione/asset.....	95
Tabella 19. Interventi di sviluppo pianificati.....	97
Tabella 20. Volumi fisici e benefici associati ai tipologici d'intervento.....	108
Tabella 21. Interventi Piattaforme Integrate	110
Tabella 22. Sessioni di mercato svoltesi nel 2024	123