



Piano di Sviluppo 2023



Roma, Novembre 2023



1. Introduzione	3
2. Contesto di riferimento	5
2.1 Contesto areti	5
2.2 Struttura di rete.....	6
2.3 Contesto Regolatorio.....	8
2.4 Qualità del servizio e esperimento Regolatorio.....	13
3. Evoluzione del fabbisogno elettrico in energia e potenza.....	15
3.1 Scenari nazionali	15
3.2 Scenari locali.....	17
4. Driver di Sviluppo.....	19
4.1 Adeguatezza e Sicurezza	21
4.2 Qualità Tecnica degli asset.....	24
4.3 Resilienza.....	26
4.4 Innovazione e Digitalizzazione	28
4.5 Transizione Energetica	33
4.6 Evoluzione dei sistemi di bilancio	34
5. Principali Interventi.....	36
5.1 Interventi di Sviluppo della Rete AT.....	36
5.2 Interventi di Sviluppo della Rete MT.....	41
5.3 Interventi di Sviluppo sulla Rete BT.....	47
5.4 Principali progetti di Innovazione e Digitalizzazione.....	51
5.5 Principali Progetti e Iniziative avviate nell’ambito della Transizione Energetica.....	63
5.6 Sistemi di Misura di seconda generazione.....	69
6. Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza	70
6.1 PNRR “Rafforzamento Smart Grid”	70
6.2 PNRR “Interventi su resilienza climatica delle reti”	76
7. Stima dei Costi	77



7.1 Costi di Investimento in fase di progettazione preliminare.....	77
7.2 Costi di “intervento standard”	77
7.3 Elementi di variabilità del costo pianificato	79
7.4 Personale capitalizzato	79
8. La Flessibilità e l’Acquisto di Servizi Ancillari per la Risoluzione delle Congestioni sulla rete di distribuzione di Roma	80
8.1 I Razionali della Flessibilità delle Reti e la Filosofia di Dimensionamento Economico - Operativo.....	80
8.2. Il Piano della Flessibilità 2024 – 2028	86
9. Conclusioni	91
10. Allegati	91



1. Introduzione

Il presente Piano di Sviluppo descrive gli interventi infrastrutturali, di innovazione tecnologica, di adeguamento normativo e di evoluzione funzionale previsti da areti su un orizzonte temporale quinquennale 2023-2027 sulla rete di distribuzione ad essa in concessione. Le decisioni afferenti allo sviluppo della rete sono state prese in conformità alle direttrici di intervento stabilite nella Concessione Ministeriale rilasciata ad areti ai sensi del Decreto Legislativo n. 79/99 e coerentemente con la strategia aziendale.

Il Piano per lo sviluppo delle infrastrutture di areti è redatto in attuazione della Delibera 296/2023/R/EEL “Disposizioni in materia di sviluppo delle reti di distribuzione e relativi piani” che prevede per l’anno 2023 “[...] che ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali presenti lo schema del proprio piano di sviluppo all’Autorità entro il 30 settembre 2023; b) ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali avvii contestualmente o successivamente una consultazione pubblica sullo schema del proprio piano di sviluppo, della durata di almeno 30 giorni”; c) in esito alla consultazione, ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali presenti il proprio piano di sviluppo all’Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso dalla consultazione, entro il 30 novembre 2023, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie contro-osservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate; la stessa Delibera prevede che ciascun piano di sviluppo delle reti di distribuzione: a) sia predisposto in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione ed in coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale; b) tenga conto dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica e della domanda, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici; c) in relazione alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico, individui le possibili congestioni di rete di distribuzione previste e il potenziale fabbisogno di servizi di flessibilità per farvi fronte; d) indichi gli investimenti programmati, con un orizzonte temporale almeno quinquennale ed, in particolare, i piani di realizzazione o potenziamento di linee in alta tensione e cabine primarie di trasformazione AT/MT, oltre ai piani di intervento più significativi relativi alle reti in media tensione e alle reti in bassa tensione; e) fornisca una spiegazione della metodologia utilizzata per identificare gli investimenti di sviluppo e una spiegazione della granularità scelta per presentare gli investimenti di sviluppo; f) descriva, eventualmente in un documento di accompagnamento al piano di sviluppo, le modalità di stima dei costi, sia con riferimento ai costi operativi attesi sia con riferimento al costo di investimento

I criteri e gli strumenti di pianificazione adottati da areti negli ultimi anni sono stati caratterizzati principalmente dall’utilizzo dei Piani Regolatori come linee guida nella definizione degli interventi con l’obiettivo di mantenere adeguata la rete e unificare i livelli di tensione. Sulla base di tale approccio, il volume degli interventi infrastrutturali realizzati negli ultimi anni, ha permesso di ottenere importanti risultati soprattutto in termini di: ampliamento delle reti per garantire la connessione ai nuovi clienti in coerenza all’aumento delle correnti di esercizio, avanzamento nell’attuazione dei Piani Regolatori e generale



incremento della resilienza dell'infrastruttura per effetto degli interventi specificatamente realizzati a tale scopo.

Le sfide poste dall'evoluzione del settore e dalle politiche energetiche europee e nazionali, comportano la necessità di adottare logiche e criteri di pianificazione in linea con i principi della regolazione *Output-Based*.

Inoltre è opportuno considerare le criticità legate ai seguenti fattori: la frequenza con cui si sono manifestati fenomeni metereologici estremi in un contesto territoriale spesso associato ad un elevato rischio idrogeologico e il contesto urbano complesso, caratterizzato da molteplici difficoltà operative derivanti principalmente dalla difficoltà di accesso al centro storico con mezzi di grandi dimensioni, dai vincoli architettonici e archeologici, dalle numerose zone a traffico limitato e dai complessi iter burocratici da seguire in caso di lavori da effettuare sul territorio.

In questo contesto, i criteri di pianificazione e di selezione degli interventi definiti da *areti*, collocano al centro della sua azione le esigenze effettive della rete classificate per *driver di sviluppo* e per *comparto di rete*. Tali esigenze, puntualmente identificate, vengono risolte attraverso un approccio di pianificazione ottima che considera come elementi chiave i fattori di rischio e successivamente il rapporto costo beneficio nel rispetto dei vincoli economico finanziari e operativi.

L'attività di pianificazione degli sviluppi della rete si fonda sull'identificazione di sei driver di sviluppo di seguito riportati:

- Adeguatezza e Sicurezza;
- Qualità Tecnica degli Asset;
- Resilienza;
- Innovazione e Digitalizzazione;
- Transizione Energetica;
- Evoluzione dei Sistemi di Bilancio.

Tali driver sono stati selezionati da *areti* sulla base dell'analisi del contesto regolatorio e dell'analisi degli scenari energetici nazionali che hanno consentito di stimare, tramite un approccio *top down*, il fabbisogno di energia e di potenza che interesserà il territorio di Roma Capitale nel prossimo futuro.

Per ogni driver sono stati definiti i requisiti e gli standard che l'infrastruttura di distribuzione deve garantire identificando le relative *esigenze*, associandole al *comparto di rete* su cui sono state riscontrate. Le esigenze di rete così individuate sono state in seguito declinate sul perimetro territoriale di concessione di *areti*, in funzione dei singoli driver definiti.

Individuate le esigenze di rete per singolo Municipio, sono stati definiti gli scenari d'intervento, identificati in modo nominativo sulla base dei seguenti principi: trasversalità rispetto ai driver di sviluppo ed obiettivi strategici prefissati, rapporto costo/beneficio anche in termini di qualità/affidabilità' del sistema, valutazione del rischio, vincoli ambientali, territoriali e impiantistici relativi alle soluzioni di sviluppo.

Gli interventi di sviluppo delle reti sono stati pianificati negli anni secondo criteri di priorità che si fondano su logiche *Risk Based*, delineate in modo approfondito nel seguito del documento, nel quale saranno anche rappresentati e descritti puntualmente gli interventi più significativi sulla rete di alta e media tensione e bassa tensione.

2. Contesto di riferimento

La decarbonizzazione del settore energetico al 2030 è uno dei principali obiettivi stabiliti dalla Commissione Europea nel “Clean Energy Package 2030” e nel “Green New Deal” per ridurre del 50% le emissioni di CO₂ entro il 2030 e tragguardare la “Carbon neutrality” al 2050.

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 oltre che la generazione distribuita anche l'incremento dei carichi generato dai nuovi usi di energia elettrica e dalle 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 coesisteranno 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.

I trend di settore che emergono dall'evoluzione del contesto energetico e che meritano particolare attenzione nella pianificazione degli interventi infrastrutturali delle reti elettriche riguardano:

- l'elettificazione di consumi finali;
- la crescita delle FER;
- la penetrazione sempre crescente della Mobilità Elettrica;
- l'utilizzo sempre maggiore del vettore elettrico per il riscaldamento e la climatizzazione degli edifici;
- lo sviluppo dei sistemi di accumulo e delle nuove tecnologie in ambito *demand response*;
- la nascita delle comunità energetiche locali e dei *prosumer*;
- il conseguente fabbisogno di incrementare l'osservabilità, la controllabilità e la “flessibilità” della rete di distribuzione.

Lo scenario evolutivo delineato rappresenta una vera e propria rivoluzione del settore elettrico, aprendo nuove sfide in termini di pianificazione, manutenzione ed esercizio della rete.

2.1 Contesto areti

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.

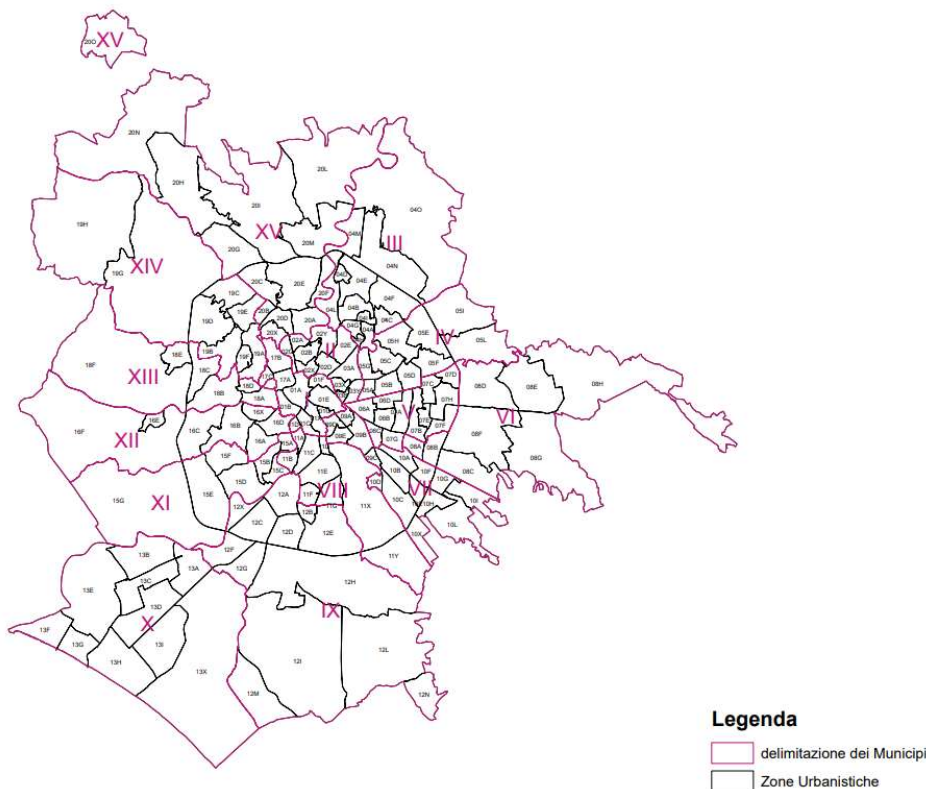


Figura 1 – Municipi e Zone Urbanistiche di Roma Capitale

La rete di distribuzione di energia elettrica si estende sulla città metropolitana di Roma, per circa 31.000 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 2022 ammonta a 10,02 TWh, corrispondente a 2.091 MW di picco di potenza annuale erogata (registrato il 25 Luglio 2022 alle ore 15:00).

2.2 Struttura di rete

areti 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 comunque una consistenza complessiva rilevante, pari a 487,4 km (linee a 150kV e 60kV), di cui 247 km in conduttori aerei e 240,4 km in cavi sotterranei. 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 10.777 km, costituite per il 96% da linee in cavi interrati. Tale rete alimenta 13.347 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 20.991 km, costituita per il 92,4% 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 31/12/2022

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
Linee AT	km	526	526	526	518	487
aereo	km	282	282	282	275,0	247
cavo interrato	km	243	243	243	243,0	240
Cabine Primarie / Ricevitrici	#	70	70	70	70	70
Linee MT	km	10.590	10.568	10.632	10.690	10.777
aereo (conduttori nudi)	km	424	422	421	420,0	420
cavo (aereo o interrato)	km	10.166	10.147	10.211	10.269,0	10.357
Linee BT	km	19.947	20.059	20.153	20.471	20.991
aereo (conduttori nudi)	km	1.641	1.642	1.642	1.628,0	1.595
cavo (precordato o interrato)	km	18.306	18.417	18.511	18.842,0	19.396
Cabine MT/BT	#	13.211	13.238	13.292	13.309	13.347

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 del 31/12/2022.

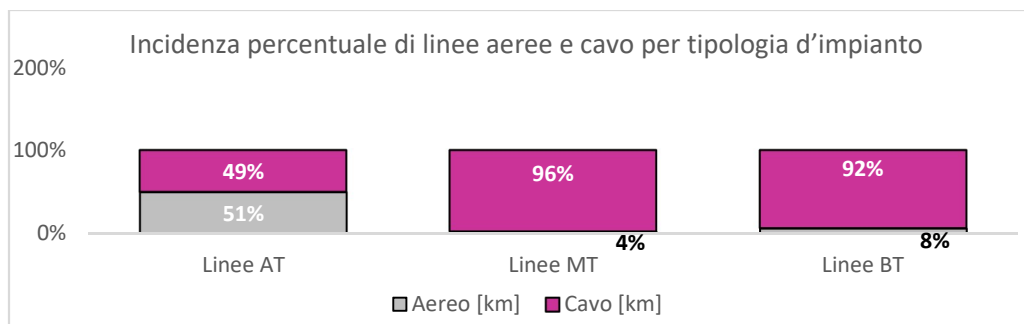


Figura 2 - Incidenza percentuale di linee aeree e cavo per tipologia d'impianto

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.

2.3 Contesto Regolatorio

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 oltre che la generazione distribuita anche l'incremento dei carichi generato dai nuovi usi di energia elettrica e dalle nuove modalità di partecipazione degli utenti finali al mercato dell'energia.

Gli obiettivi stabiliti dalle attuali politiche e strategie ambientali europee e nazionali evidenziano come l'interdipendenza tra i settori Energia ed Ambiente rappresenti l'elemento caratterizzante l'attuale contesto regolatorio. La rapida evoluzione del contesto energetico ha richiesto alle Autorità di regolazione la revisione dei propri modelli tariffari, superando l'attuale modello di riconoscimento dei costi basato sulla remunerazione del capitale investito ("RAB-based") e adottando modelli basati sul valore del servizio reso ("Output based") ovvero di modelli integrati che combinano valutazioni ex-ante e verifiche ex-post (con focus sull'output in termini di efficienza e servizio reso), combinando gli strumenti tipici di regolazione tariffaria con quelli propri della regolazione della qualità del servizio.

Tale approccio è caratterizzato dal rispetto dei principi di selettività degli investimenti e di efficientamento nell'utilizzo delle infrastrutture energetiche, con l'obiettivo di assicurare l'equilibrio economico-finanziario dei soggetti regolati e di migliorare le performance del servizio erogato agli utenti finali riducendo a carico degli stessi i costi ribaltati in tariffa.

Con la delibera 614/2021/R/com, l'Autorità ha aggiornato i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027, fissandolo per la distribuzione e misura energia elettrica al 5,2%.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 163/2023/R/com di approvazione del Testo integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031). Con la presente delibera l'Autorità approva la parte I, recante le disposizioni comuni, e la parte II,

dedicata al ROSS-base. Il TIROSS entra in vigore dal 2024, le tempistiche di applicazione nei diversi settori sono lasciati a delibere specifiche settoriali.

L’Autorità ha pubblicato la delibera 165/2023/R/eel con la quale ARERA avvia il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027.

L’ARERA ha pubblicato il documento per la consultazione 381/2023/R/com che espone gli orientamenti dell’Autorità in materia di modalità applicative dei criteri ROSS-base, per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, applicabili a decorrere dal 2024.

Con riferimento al Progetto “Contatori Digitali 2G” di areti, approvato con delibera 293/2020/R/eel, il recente contesto mondiale che riflette le criticità legate all’emergenza pandemica nonché alla guerra in Ucraina, è tale da non garantire continuità nelle forniture necessarie al rispetto delle previsioni di piano. Per tale motivo, con PEC del 15 giugno 2022 areti ha evidenziato all’Autorità alcune criticità derivanti dallo shortage dei misuratori 2G che determina un rallentamento nell’esecuzione del piano di sostituzione massiva e l’assenza di una prospettiva chiara circa il numero di misuratori 2G che il fornitore è in grado di garantire nonché di un set informativo utile alla revisione del PMS2 ai sensi all’art. 6.2 della delibera 306/2019.

Con la delibera 601/2022/R/eel l’Autorità introduce modifiche transitorie alle disposizioni in materia di messa in servizio dei misuratori 2G di energia elettrica in BT definite con la delibera 306/2019/R/EEL nonché alcune disposizioni in materia di informazione ai clienti finali previste dalla deliberazione 105/2021/R/EEL. Gli aspetti più rilevanti di tale provvedimento sono la sospensione per l’anno 2022 delle penalità per ritardi rispetto alle previsioni di messa in servizio e per mancato rispetto dei livelli attesi di performance e la sterilizzazione degli effetti derivanti dalle quantità di misuratori 2G dell’anno 2022 previste ed effettive, dal calcolo della percentuale di avanzamento del piano, ai fini delle verifiche di avanzamento cumulato previsto dal PMS2 negli anni successivi.

L’Autorità ha pubblicato infine la delibera 724/22 che aggiorna le Direttive 2G per il triennio 2023-2025 prevedendo, in particolare, l’estensione a 4 anni del periodo di monitoraggio delle performance dei sistemi di smart metering 2G, con l’attivazione delle penalizzazioni solo a partire dal 1° gennaio del quinto anno di PMS2. Il medesimo provvedimento introduce inoltre un meccanismo premiante in caso di superamento del 105% del numero cumulato di misuratori 2G in sostituzione di misuratori 1G o elettromeccanici, da applicare qualora tale accelerazione sia realizzata in presenza di contributi pubblici di qualunque natura.

Nel mese di marzo 2023 Areti ha ricevuto la Comunicazione delle risultanze istruttorie da parte dell’Autorità che riguarda la consuntivazione della spesa di capitale sostenuta nell’anno 2021 per investimenti in sistemi di smart metering 2G (sistemi centrali e concentratori e misuratori). Tali importi concorrono alla determinazione della tariffa di riferimento di misura definitiva per l’anno 2022.



L’Autorità ha pubblicato la delibera 117/2022/R/eel con la quale perfeziona la disciplina inerente la regolazione delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione per il biennio 2022-2023, confermando la volontà anticipata nel DCO 602/2021/eel di prevedere un percorso di efficientamento delle perdite commerciali rendendolo però più cautelativo, con una riduzione del 4% sia per il 2022 che per il 2023.

L’Autorità estende inoltre il meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti “non recuperabili” anche agli anni 2022 e 2023. Il fattore percentuale convenzionale di perdita standard da applicare all’energia elettrica prelevata nei punti di prelievo sulle reti di bassa tensione è infine fissato, a decorrere dal 1-gen-2023, pari al 10%.

Con il Testo Integrato della regolazione output-based in vigore dal 1° gennaio 2020, l’Autorità ha introdotto la possibilità per i DSO di presentare esperimenti regolatori per il miglioramento della qualità del servizio in ambiti particolarmente critici. Peculiarità di tali esperimenti è la sospensione delle penali per il periodo di sperimentazione e la loro mancata applicazione retroattiva in caso di raggiungimento dei livelli obiettivo degli indicatori di numero e di durata delle interruzioni senza preavviso, fissati dalla normativa vigente.

In tale contesto, areti ha presentato la propria proposta, declinando un percorso di miglioramento degli indicatori di qualità tecnica differente da quello definito dalla regolazione ordinaria. Tale proposta è stata approvata dall’Autorità con determina 20/2020 del 20 novembre u.s..

In estrema sintesi, il provvedimento rimanda al 2024 il calcolo dei premi e delle penali per l’intero quadriennio 2020-2023 e prevede l’attivazione di un meccanismo di premialità aggiuntivo in caso di raggiungimento del target proposto al 2023 e di conseguimento di livelli annuali effettivi migliori rispetto a quelli proposti nella sperimentazione.

L’Autorità ha pubblicato la delibera 121/2022/R/eel che prevede un nuovo processo per la predisposizione dei piani di sviluppo. In particolare sospende, per l’anno 2022, la scadenza del 30 giugno prevista per la predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione, nelle more della successiva definizione delle tempistiche più opportune, per tenere conto delle nuove disposizioni introdotte dall’articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21 .

Dopo la sospensione di tale adempimento per l’anno 2022, l’Autorità ha maturato l’idea di una evoluzione dei contenuti dei PdS, anche in recepimento degli orientamenti comunitari in materia di promozione dell’energia da fonti rinnovabili, pertanto, ha pubblicato la delibera 296/2023 con cui l’Autorità definisce le tempistiche per l’elaborazione e la consultazione pubblica dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione e introduce alcuni primi requisiti per la loro preparazione, nelle more di ulteriori disposizioni.

Con la delibera 352/2021/R/eel l’Autorità ha avviato 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 568/2019, l'Autorità ha introdotto con decorrenza 2022 una regolazione tariffaria delle immissioni di energia reattiva da parte dei clienti finali e delle imprese distributrici per tutti i livelli di tensione.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 232/2022/R/eel con la quale stabilisce l'avvio dei flussi delle misure di reattiva dai DSO verso il SII con decorrenza luglio 2022, ma posticipa ad aprile 2023 l'applicazione dei corrispettivi di reattiva immessa in fascia F3 per i clienti non domestici in MT e in BT con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, rimandando a successivo provvedimento la gestione della reattiva sulle reti AT/AAT.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 712/22 con cui prosegue il percorso di aggiornamento della regolazione tariffaria dell'energia reattiva. L'Autorità ha pubblicato la delibera 124/2023 con la quale adotta l'elenco dei nodi elettrici della rete rilevante per cui si applica il corrispettivo maggiorato per le immissioni di energia reattiva e conferma l'applicazione dei corrispettivi per l'energia reattiva immessa con decorrenza 1° aprile 2023.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 109/2021/R/eel - che fa seguito al documento di consultazione 345/2019 - con la quale definisce le modalità di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento nel caso dell'energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione e nel caso dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo. L'obiettivo prioritario del provvedimento è quello di uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete ed estendere la predetta regolazione ai casi, più complessi, in cui i prelievi di energia elettrica per il tramite del medesimo punto di connessione non siano destinati solo ai sistemi di accumulo e/o ai servizi ausiliari di generazione, ma anche a ulteriori carichi distinti da essi. L'Autorità ha stabilito che dal 1° gennaio 2023, su istanza del produttore, l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete sia trattata come energia elettrica immessa negativa ai fini dell'accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 472/22 con cui integra la regolazione introdotta dalla delibera 109/21 in materia di servizi ausiliari e sistemi di accumulo, definendo i propri orientamenti in materia di:

- determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza dichiarata nella perizia asseverata per i servizi ausiliari e/o per i sistemi di accumulo;
- rideterminazione della durata dell'intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete attraverso un coefficiente di partizione;
- definizione della procedura per la sostituzione delle apparecchiature di misura ai fini della rilevazione oraria dei dati di misura dell'energia elettrica.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 142/2023/R/eel che aggiorna il TIS e il TIME affinché i venditori, da un lato, e le imprese distributrici e Terna, dall'altro, possano correttamente valorizzare l'energia elettrica prelevata dalle configurazioni impiantistiche che accedono alla nuova disciplina introdotta con la deliberazione 109/2021/R/eel.

In questo contesto di efficientamento e di selettività degli investimenti, la flessibilità delle reti di distribuzione e la mobilità elettrica ricoprono un ruolo strategico per il perseguimento di tali obiettivi. Affinché le reti di distribuzione siano in grado di far fronte alla diffusione della generazione distribuita e all'elettrificazione dei consumi, si stanno delineando approcci di gestione innovativi con l'obiettivo principale di superare gli approcci tradizionali che comporterebbero ingenti interventi infrastrutturali e lunghi tempi di realizzazione con conseguente aumento dei costi di servizio a carico degli utenti finali.

La recente evoluzione normativa europea (i.e. *System Operation Guidelines* - SO GL e la nuova direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica UE 2019/944) è orientata ad attribuire ai DSO un ruolo sempre più attivo nella gestione delle reti introducendo due ulteriori ruoli rispetto a quello tradizionale: facilitatore neutrale del mercato e acquirente di risorse per i servizi ancillari locali.

La vera svolta normativa e regolatoria italiana riguardo il ruolo del DSO verso la direzione del soggetto acquirente di servizi ancillari per la rete di distribuzione è venuta dal recepimento italiano della Direttiva 944/2019, ossia il Dlgs 210/2021, che ha esplicitamente previsto detta nuova funzione per i distributori italiani, accompagnato dall'altrettanto importante Delibera ARERA 352/2021, che richiede ai DSO italiani di presentare progetti pilota per l'implementazione di un mercato dei servizi ancillari alla rete di distribuzione. areti ha colto prontamente l'opportunità di rendersi parte attiva in tale contesto presentando ad Arera nel corso del 2022, congiuntamente con il GME, un progetto pilota che sperimenti un completo, inclusivo, concorrenziale e trasparente mercato locale della flessibilità locale volto alla gestione completa ed efficiente della flessibilità sulla rete di distribuzione di Roma, includendo tutte le utenze a partire da una potenza contrattuale di soli 3 kW e tutte le tipologie di carichi flessibili, a partire dalle stazioni di ricarica dei veicoli elettrici sia su suolo pubblico che privato, per arrivare agli storage, ai cogeneratori ed ai gruppi elettrogeni, alle pompe di calore per la climatizzazione privata, terziaria ed industriale. Il progetto pilota areti-GME, denominato RomeFlex, è inoltre aperto a tutti i distributori italiani che vorranno aderire, con il GME che metterà a disposizione la propria piattaforma di mercato svolgendo il ruolo di Controparte Unica dei DSO verso gli operatori di mercato ed areti che metterà a disposizione di tutti i DSO le piattaforme di gestione del mercato stesso e di accesso/monitoraggio/settlement delle risorse flessibili, discendenti dall'evoluzione delle tecnologie sviluppate nell'ambito del progetto finanziato EU Platone di cui si parlerà nel seguito.

In data 3 agosto 2023, con la Delibera 372/2023/R/eel, ARERA ha approvato il Progetto RomeFlex ed il riconoscimento ad areti e GME dei costi per l'anno 2024: con successiva Convenzione siglata tra il GME ed areti in data 10/08/2023, le due aziende hanno definito le modalità e gli impegni di collaborazione nella gestione del progetto RomeFlex, i cui dettagli saranno illustrati nel seguito del documento.

Per quanto attiene al coordinamento TSO-DSO sui mercati ancillari, il nuovo TIDE ha rimandato la definizione della materia a data successiva alla conclusione dei progetti pilota ex 352/2021: areti, insieme ad e-distribuzione e Terna, stanno nel frattempo sperimentando diversi modelli di coordinamento nell'ambito del progetto finanziato EU BeFlexible, che si concluderà nel 2026.

2.4 Qualità del servizio e esperimento Regolatorio

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 dalla regolazione ordinaria.

In tale contesto, areti ha presentato un percorso quadriennale di miglioramento degli indicatori di durata e numero delle interruzioni senza preavviso durante il quale sono stati sospesi i premi e le penalità previsti dalla regolazione vigente e attivati specifici meccanismi incentivanti definiti sulla base dello scostamento annuale tra il livello effettivo di ciascun KPI e quello proposto nell'ambito del progetto: in caso di mancato raggiungimento del target al 2023, areti sarà soggetta al ricalcolo dei premi/penali a partire dal 2020, secondo quanto previsto dalla regolazione ordinaria.

In questo paragrafo si riporta una sintesi dei risultati raggiunti nel triennio 2020-2022 e si descrivono brevemente le tipologie di intervento che hanno portato maggior beneficio al raggiungimento degli obiettivi raggiunti al 2022.

2.4.1 Risultati conseguiti al 2022

Si riepilogano di seguito i risultati raggiunti da areti con riferimento alla regolazione sperimentale della continuità del servizio nel triennio 2020 – 2022 per ambito di concentrazione.

Gli indicatori di continuità del servizio elettrico oggetto dell'esperimento sono denominati D1 ed N1 dove:

- l'indicatore D1 rappresenta la durata complessiva annua delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente BT, riferita alle interruzioni con origine sulle reti MT e BT e attribuite ad altre cause, al netto della durata di interruzioni per utente disalimentato per più di 8 ore.
- l'indicatore N1 rappresenta il numero complessivo annuo delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente BT, riferite alle interruzioni con origine sulle reti MT e BT e attribuite ad altre cause.

Gli indicatori D1 e N1 vengono valorizzati in considerazione di tre differenti ambiti territoriali riferiti al grado di concentrazione della popolazione. Nello specifico, gli ambiti si suddividono in Alta, Media e Bassa Concentrazione.



Alta Concentrazione

Con riferimento all'indicatore annuale D1 si registra – in ambito alta concentrazione - una riduzione di 13,9 minuti rispetto al valore di partenza, consuntivato nell'anno 2019: la durata complessiva delle interruzioni lunghe senza preavviso passa, infatti, da 43,8 a 29,9 minuti per cliente BT.

Il valore registrato per l'anno 2022 è inferiore di circa 7 minuti rispetto al livello tendenziale proposto da areti nell'ambito dell'esperimento regolatorio.

Con riferimento al medesimo ambito di concentrazione, si evidenzia come anche l'indicatore N1 abbia registrato un'importante riduzione, attestandosi nel 2022 a 1,37 interruzioni per cliente. Tale valore è anch'esso inferiore rispetto al tendenziale proposto dalla società nell'ambito della regolazione sperimentale.

Media Concentrazione

In media concentrazione si registra un miglioramento di entrambi gli indicatori nel triennio considerato. Il valore annuale del KPI di durata si attesta infatti a 38,1 minuti per cliente, ben 22 minuti in meno rispetto a quanto consuntivato nel 2019. Anche per questa combinazione indicatore/ambito si conferma il raggiungimento del tendenziale proposto nell'esperimento per tutti e tre gli anni oggetto di osservazione come riepilogato di seguito.

Quanto al KPI relativo al numero delle interruzioni brevi e lunghe senza preavviso, si registra una riduzione di 0,6 interruzioni per cliente BT rispetto al 2019 (il valore dell'indicatore da 2,5 interruzioni si attesta infatti a 1,9).

Bassa Concentrazione

Si confermano buoni risultati anche nell'ambito della bassa concentrazione.

L'indicatore di durata passa da 47,6 minuti consuntivati nel 2019 a 44,6 minuti nel 2022.

L'indicatore di numero delle interruzioni brevi e lunghe senza preavviso passa da 3,6 interruzioni per cliente BT nel 2019 a 2,46 interruzioni per cliente BT nel 2022.

2.4.2 Interventi introdotti dal 2020

A seguire, si descrivono brevemente le misure adottate da areti per migliorare la qualità del servizio offerto ai propri clienti a partire dal 2020, che hanno contribuito al raggiungimento dei valori di target degli indicatori di continuità riportati nel paragrafo precedente:

- *Interventi di potenziamento e di riconfigurazione della rete di media tensione:* sviluppo di nuovi rami di collegamento tra diversi nodi MT e realizzazione di nuove linee MT uscenti dalle cabine primarie. Ciò ha consentito l'ottimizzazione degli assetti di rete sia dal punto di vista del carico elettrico sia dal punto di vista della distribuzione dei POD sottesi a ciascuna linea di media tensione.
- *Interventi di potenziamento della rete di media tensione:* sostituzione selettiva di rami su porzioni di rete dove vi era necessità di potenziare la capacità di trasporto per ragioni legate all'incremento

dell'elettrificazione dei consumi o per risolvere problematiche correlate al deterioramento dell'isolamento dei cavi.

- *Predisposizione e attivazione del telecontrollo e dell'automazione lato media e bassa tensione;*
- *Implementazione di un modello di Asset Management:* talo modello 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" anche in relazione a fenomeni meteo avversi (i.e. onde di calore, allagamenti).

Tali misure introdotte hanno senza dubbio guidato areti verso un significativo miglioramento delle performance di continuità del servizio. Il buon esito delle deroghe concesse dal Regolatore tiene conto non solo del pieno raggiungimento da parte della Società degli obiettivi proposti nel triennio 2020-2022, ma anche del generale miglioramento degli indicatori di qualità raggiunto rispetto ai livelli di partenza.

Infatti, in ogni anno del periodo in questione, si è registrato uno scostamento positivo tra i livelli conseguiti degli indicatori di durata e numero delle interruzioni senza preavviso e quelli proposti nell'ambito del progetto sperimentale.

3. Evoluzione del fabbisogno elettrico in energia e potenza

3.1 Scenari nazionali

Le previsioni del fabbisogno di energia elettrica sono pubblicate da Terna S.p.A. e 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. Terna insieme a Snam, il gestore della rete di trasporto gas, elabora ogni due anni il "Documento di Descrizione degli Scenari" (DDS), propedeutico ai piani di sviluppo delle reti di entrambi i settori. L'edizione 2022 del DDS è stata pubblicata a inizio agosto 2022 e considera una serie di requisiti normativi e regolatori. In particolare, gli scenari del DDS tengono in considerazione i Decreti attuativi delle Direttive UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili - Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n.199 - e sul mercato interno dell'energia elettrica - Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n.210.

Gli scenari elaborati e descritti nel documento sono:

- uno scenario di policy al 2030 (cd. Fit-For-55 **FF55**); della legge europea sul Clima per **ridurre le emissioni** di gas a effetto serra (GHG) **di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990**

- due scenari di policy al 2040 Distributed Energy (**DE-IT**) e Global Ambition (**GA-IT**) il cui punto di partenza è il Fit-For-55;
- uno scenario contrastante a quello di policy (**Late Transition**) sia al 2030 che al 2040, che fa riferimento agli obiettivi del Piano Nazionale Energia e Clima di dicembre 2019 (raggiungere a livello europeo una riduzione delle emissioni CO2 pari a -40%.)

L'anno storico di riferimento adottato nel documento pubblicato da Terna per i confronti numerici è il 2019; l'anno 2020 è stato infatti caratterizzato da una brusca riduzione contingente del fabbisogno a seguito dell'emergenza Covid (e quindi ha una limitata rappresentatività).

Tutti gli scenari descritti si radicano all'interno dello stesso contesto macroeconomico, con una crescita costante del PIL e un calo demografico.

Tabella 2-Andamento delle Variabili economiche e demografiche anni 2019-2040 Fonte Terna

	2019-25	2026-30	2031-40
PIL (CAGR)²	1.1%	0.8%	0.3%
Popolazione (mln)³	60,3	60,1	59,7

Domanda elettrica in energia (previsione)

Tabella 3-Evoluzione del fabbisogno elettrico per gli scenari FF5 2030, LT, Distributed Energy 2040 e Global Ambition 2040 (TWh) Fonte Terna

(TWh)	2019	2030		2040		
	Storico	FF55	LT	DE IT	GA IT	LT
Consumi elettrici finali	292	330	306	371	352	353
Industria	119	120	118	125	122	120
Civile	161	177	167	182	179	178
Trasporti	12	34	21	64	51	55
Consumi del settore energetico	10	16	7	25	23	16
Di cui tradizionali (es. raffinerie)	10	7	7	7	7	7
Di cui produzione H2 (elettrolisi)		9	0	18	16	9
Consumi elettrici	302	346	313	396	375	369
Perdite di rete	18	20	19	22	21	21
Fabbisogno elettrico	320	366	331	418	396	389

L'incremento del fabbisogno elettrico nello scenario FF55 al 2030 è dovuto prevalentemente alla penetrazione di tale vettore nel settore dei trasporti. Come si evince dalla Tabella ci si aspetta un sostanziale



aumento dei veicoli elettrici “puri”, sia rispetto ad oggi sia rispetto allo scenario Late Transition 2030. Il settore civile vede l’aumento delle installazioni di pompe di calore elettriche (PDC) sia nel settore residenziale che in quello dei servizi.

L’incremento del fabbisogno elettrico nello scenario Distributed Energy 2040 si differenzia rispetto al Global Ambition 2040 per una maggiore penetrazione del vettore elettrico principalmente nel settore dei trasporti, ma anche nel settore civile. Al 2040 l’impatto sul fabbisogno elettrico tradizionale è di +80 TWh rispetto ai consumi registrati nel 2019 per lo scenario Distributed Energy e di +60 TWh per il Global Ambition.

Il processo di elettrificazione iniziato nel decennio 2020-30 continua a passo spedito anche nel decennio 2030-40 nello scenario Distributed Energy, mentre si ipotizza un rallentamento della crescita del vettore elettrico per il Global Ambition. La produzione di idrogeno da elettrolizzatori è maggiore nello scenario Distributed Energy per sfruttare al meglio il maggiore installato della generazione rinnovabile, mentre nello scenario GA-IT si ha una maggior necessità di importazione di idrogeno.

3.2 Scenari locali

3.2.1 Stima dell’incremento medio annuo dell’energia immessa nella rete di areti

Sia a livello locale che nazionale si è osservato una considerevole diminuzione dei consumi a partire dalla fine del 2022 con un calo particolarmente significativo nel I semestre 2023. Questa tendenza si è affermata in misura progressivamente maggiore rispetto alla dinamica di fattori determinanti come l’andamento del PIL, produzione industriale, mobilità e clima, nonostante i prezzi delle materie prime energetiche e dell’elettricità siano scesi rispetto ai picchi dello scorso anno. Un trend simile si è stato registrato in tutta Europa con un calo della domanda dello 0,7% nei primi nove mesi dell’anno.

Di conseguenza, la crescita della domanda di elettricità dovrebbe viaggiare su ritmi molto più bassi nel 2023, per poi però riprendersi a pieno nel 2024 anche sotto la leva dell’elettrificazione dei consumi (come rappresentato nel seguente grafico).

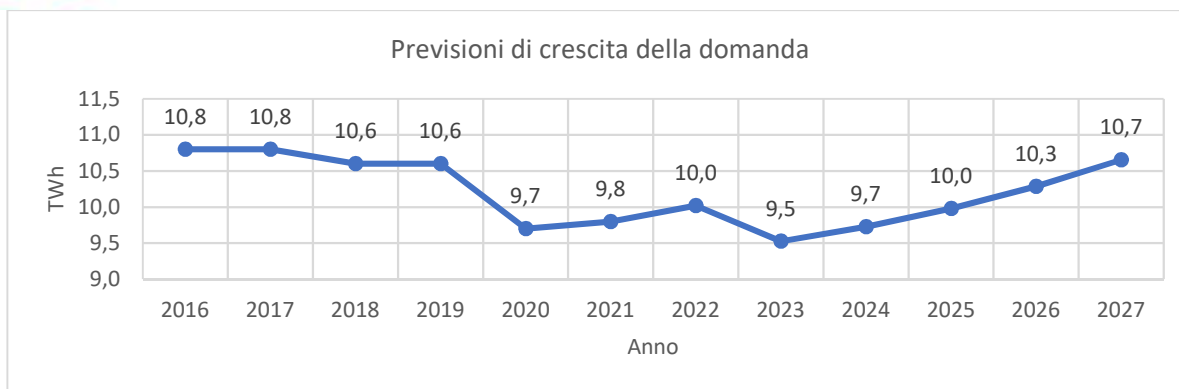


Figura 3-Previsioni di crescita della domanda

3.2.2 Potenza distribuita e impianti di produzione connessi

La potenza massima richiesta sulla rete di areti nell'anno 2022 è stata pari a 2.091 MW ed è stata registrata alle ore 15.00 del 25 luglio 2022. Tale valore è stato superiore di circa 164 MW (+8,49%) rispetto al corrispondente dato dell'anno 2021, attestato su 1.927 MW e rilevato il 30 luglio 2021, alle ore 15.00.

L'anno 2022 è stato caratterizzato da un tasso di attivazione degli impianti di produzione pari al 14% (un incremento quasi raddoppiato rispetto a quello registrato l'anno precedente); complessivamente il numero degli impianti rilevanti e non rilevanti attivi al 31/12/2022 è risultato pari a 18.240, in rapporto a 16.036 alla fine del 2021. In particolare, come dettagliato nella seguente tabella, la potenza nominale installata per i soli impianti non rilevanti risulta pari a 288,8 MW, ed è aumentata del 14% rispetto all'anno precedente (253,2 MW nel 2021).

Tabella 4-Impianti rilevanti e non rilevanti al 31/12/2022

Fonte	N° Impianti [n°]	Potenza [kW]
Eolico	3	8
Fotovoltaico	18.146	236.920
Idroelettrico	2	890
Termoelettrico	89	145.339
Totale	18.240	383.157
di cui non rilevanti	18.238	288.837

Nel grafico seguente si riporta l'andamento storico delle attivazioni degli impianti di produzione.

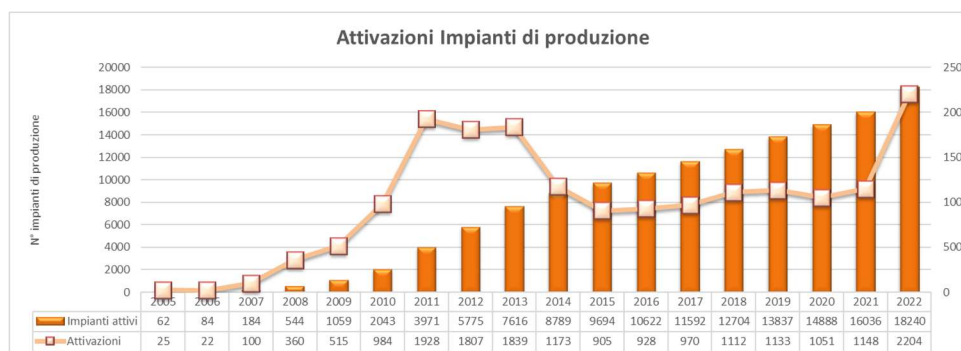


Figura 4-Attivazioni Impianti di Produzione



4. Driver di Sviluppo

Le infrastrutture gestite da areti sono in continua evoluzione per rispondere alle richieste di nuove connessioni e per soddisfare le esigenze di maggiore potenza, tramite azioni in grado di rendere la rete sempre più efficiente, resiliente, sicura e digitalizzata.

Per definire ed indirizzare gli interventi di sviluppo da realizzare sulla rete, areti si ispira a sei *driver di sviluppo* che rappresentano un aspetto fondamentale nel processo di pianificazione strategica:

1. *Adeguatezza e Sicurezza*: capacità della rete di resistere a modifiche dello stato di funzionamento senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento e di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto dei requisiti di sicurezza e qualità del servizio. Le condizioni di sicurezza possono essere assicurate, oltre che mediante la normale attività di esercizio e mantenimento della rete, attraverso un efficace potenziamento degli asset esistenti e la realizzazione di nuovi. In questo contesto, si collocano gli interventi di ampliamento e potenziamento delle reti di media e bassa tensione funzionali alla connessione di impianti passivi e attivi e di stazioni di ricarica di veicoli elettrici, nonché gli interventi per l'unificazione del valore di tensione della rete di bassa tensione a 400 V.
2. *Qualità Tecnica degli Asset*: capacità di garantire il livello di affidabilità della rete e degli impianti nel rispetto dei requisiti tecnici stabiliti per assicurare il corretto esercizio della rete, l'adeguatezza e la sicurezza. Migliorando la qualità tecnica degli asset si ottengono benefici anche in termini di qualità del servizio ovvero di continuità e regolarità nel tempo dei valori della tensione e della frequenza dell'energia elettrica fornita. A titolo di esempio, in questo contesto, si collocano 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, l'attuazione dei piani regolatori MT/BT che prevedono il superamento dei livelli di tensione rispettivamente di 8,4 kV e 230 V verso i livelli di tensione unificata 20 kV e 400 V.
3. *Resilienza*: 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. *Innovazione e Digitalizzazione*: gli obiettivi che afferiscono a tale ambito sono rappresentati dal miglioramento e dall'implementazione dei processi di sviluppo, gestione ed esercizio della rete mediante:

- l'evoluzione e l'applicazione di tecnologie avanzate che garantiscono prestazioni sempre più elevate in termini di osservabilità, automazione, protezione e comando della rete finalizzata al miglioramento della qualità del servizio e all'incremento dell'efficienza operativa;
- Implementazione di sistemi e soluzioni per la diagnostica e il monitoraggio della rete.

Le principali linee di azione riguardano:

- 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 backbone 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.
- i *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. *Transizione Energetica*: in linea con le previsioni e gli scenari delineati dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) nonché dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), gli obiettivi di decarbonizzazione e sostenibilità implicano una crescente decentralizzazione, peraltro già in atto, delle risorse di generazione distribuita collegate alla rete, con una crescente interazione rete-utente in modalità Demand Response.

6. *Evoluzione dei sistemi di bilancio*: garantire l'evoluzione dei sistemi di bilancio a supporto di una gestione più efficiente ed evoluta della rete di distribuzione nell'ottica di fornire un complesso di servizi innovativi e coerenti alle esigenze del mercato e degli utenti.



Figura 5 – Driver di Sviluppo

Nei paragrafi seguenti sono rappresentati gli obiettivi e i requisiti che la rete deve soddisfare in relazione a ciascun driver di sviluppo.

4.1 Adeguatezza e Sicurezza

4.1.1 Obiettivi e requisiti di rete

L'adeguatezza rappresenta uno dei requisiti fondamentali che la rete di distribuzione deve garantire. I livelli di capacità di distribuzione della rete, sia in condizioni di rete integra che in condizioni "n-1", devono essere adeguati non solo con riferimento ai carichi attuali, ma anche rispetto ai carichi presunti, stimati nella definizione dello scenario di medio termine.

I requisiti tecnici che la rete deve garantire in termini di Adeguatezza e Sicurezza sono:

Adeguatezza

Il concetto di adeguatezza è strettamente associato alle condizioni operative standard della rete, nelle quali si presume ragionevolmente che, per la maggior parte del tempo di funzionamento, la rete si trovi in uno stato integro ("condizione n"), caratterizzato dalla completa assenza di malfunzionamenti. In questo contesto, tutti i componenti della rete devono soddisfare i parametri definiti come limiti operativi e, allo stesso tempo, devono avere un margine di sicurezza adeguato rispetto alla condizione operativa limite accettabile. Questo margine di sicurezza ha una duplice finalità: da un lato, assicura che la rete sia in grado di gestire aumenti di carico con il minimo necessario di interventi; dall'altro, garantisce che una determinata porzione della rete sia in grado, entro determinati limiti, di fornire assistenza a una porzione adiacente della rete.

I limiti operativi dei componenti sono influenzati non solo dalle loro specifiche nominali, ma anche da un fattore chiamato "derating", che dipende dall'età calendariale del componente e da valutazioni sulle sue reali

capacità di trasporto. La determinazione del massimo flusso di corrente consentito in ciascuna linea e il tempo massimo permesso per tale flusso sono stabiliti nell'ambito delle attività di Asset Management sulla base dei risultati ottenuti tramite test di diagnostica, condotti sui cavi di media tensione. Se i test indicano che il cavo è integro, il limite massimo di corrente per quella connessione specifica viene impostato al valore nominale calcolato in base al tipo di cavo, al materiale isolante e alle modalità di installazione. Se i test mostrano che il cavo è fortemente invecchiato, il limite massimo di corrente per quella connessione viene impostato a un valore inferiore rispetto a quello calcolato precedentemente. Questo viene fatto introducendo un fattore di "derating" per tenere conto del grado di degrado dell'isolante. Questo fattore è calcolato principalmente in base ai valori di "tan delta", alla tensione operativa e di isolamento del cavo, al tipo di isolante e ad altri parametri specifici. Se i dati diagnostici non sono disponibili, viene utilizzata una soglia per la massima corrente sostenibile, calcolata statisticamente in base ai dati di diagnostica disponibili per cavi simili e per classi di età calendariale analoghe. La verifica dell'adeguatezza dei componenti consiste quindi in una valutazione rivolta verso tutti i componenti della rete per assicurare che abbiano un margine di sicurezza sufficiente rispetto alle loro effettive capacità di trasporto.

Sicurezza

Il concetto di sicurezza in questo contesto si riferisce alla capacità della rete di mantenere invariata la continuità e la qualità dell'energia fornita anche se alcuni dei suoi componenti non sono disponibili, ad esempio a causa di guasti. Comunemente ci si riferisce alla condizione "n-1", che indica la capacità della rete di operare normalmente anche se uno dei suoi componenti non è operativo.

Tanto le verifiche di adeguatezza quanto quelle di sicurezza vengono eseguite considerando che ogni componente della rete deve essere in grado di gestire un flusso di potenza equivalente a quello registrato durante le condizioni di picco.

Gli interventi mirati all' "Adeguatezza e Sicurezza" della rete sono finalizzati a garantire standard di qualità tecnica e migliorare la qualità del servizio elettrico offerto agli utenti. La priorità nell'affrontare questi interventi nelle reti di Media e Bassa Tensione viene stabilita in base al rischio di interruzione dell'alimentazione e all'impatto potenziale di un eventuale disservizio associato a ciascun componente.

4.1.2 Principali Evidenze

Le analisi sulla rete di distribuzione vengono condotte per valutare il grado di conformità rispetto ai requisiti di adeguatezza e sicurezza e sono suddivise in base ai segmenti di rete, ovvero l'alta tensione (AT), la media tensione (MT) e la bassa tensione (BT). Per quanto riguarda la rete AT, le analisi di adeguatezza e sicurezza sono effettuate tramite analisi dettagliate di flusso di carico in due condizioni principali: una in cui la rete è integra ("n") e una in cui è considerata la condizione "n-1". La rete AT si distingue per la sua elevata capacità

di distribuzione, la consistenza delle componenti e la struttura relativamente semplice delle sue schematizzazioni. Queste simulazioni permettono di rappresentare in modo adeguato le performance della rete che presenta un rischio praticamente trascurabile di inadeguatezza.

La rete di distribuzione a media tensione (MT), che occupa una posizione intermedia nella gerarchia delle reti e presenta prestazioni nominali e carichi sottostanti confrontabili, è il segmento più suscettibile a rischi di inadeguatezza. Per ciascuna tipologia di cavo viene definita una "portata nominale", che si riferisce alla massima intensità di corrente che un cavo elettrico può trasportare in modo stabile e permanente, senza superare la temperatura massima consentita per il materiale isolante, garantendo la durata di vita prevista. La portata teorica di un cavo è calcolata in base alle condizioni ambientali standard e alle modalità di posa, mentre le norme tecniche stabiliscono i fattori di riduzione da applicare a questa portata in base alle condizioni reali di posa e ambiente (ad esempio, posa in tubi interrati, fasci di cavi, cunicoli, ecc.).

Data la complessità e l'ampiezza della rete di distribuzione a media tensione di Roma, nonché il gran numero di variabili coinvolte, sono state sviluppate metodologie specifiche di analisi, tra cui:

1. Analisi delle correnti di linea in media tensione in condizioni di rete integra attuale e previsionale (medio termine).
2. Analisi delle correnti di linea in media tensione su un orizzonte temporale esteso in condizione "n-1" attuale e previsionale (medio termine).
3. Simulazioni di flusso di carico (load flow) per analizzare scenari specifici.
4. Analisi di rischio per associare a ciascuna linea in media tensione il rischio di interruzione dell'alimentazione degli utenti sottostanti.

Le analisi condotte hanno consentito di individuare i seguenti risultati:

1. Le linee di media tensione (MT) che superano i limiti di corrente predefiniti in diverse configurazioni di rete, sia in condizioni di integrità della rete ("n") che in situazioni di guasto ("n-1").
2. Le linee di media tensione (MT) che non riescono a garantire una rialimentazione completa al 100% durante il picco di carico e in condizioni di guasto.
3. Le linee di media tensione (MT) caratterizzate dal più alto livello di rischio di interruzione dell'alimentazione, e che quindi richiedono interventi mirati per la prevenzione o la mitigazione di tali rischi.



4.2 Qualità Tecnica degli asset

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.

Sono rappresentate nel seguito le sole azioni manutentive, condotte sulla rete di media e bassa tensione e sulle cabine secondarie nel corso del triennio 2020-2022, che hanno contribuito principalmente alla riduzione dell'indicatore di numero N1 (e di conseguenza dell'indicatore di durata D1) mediante la riduzione del tasso di guasto dei componenti di rete.

ASSET MANAGEMENT			
			
	Rete media tensione	Rete bassa tensione	Cabine secondarie
ANALISI	<ul style="list-style-type: none"> - misura del $\tan \delta$ - misura delle scariche parziali 	<ul style="list-style-type: none"> - verifica assetto rete - stato dei nodi di sezionamento - verifica rami in basso isolamento 	<ul style="list-style-type: none"> - ispezione - misura delle scariche parziali - termografia
AZIONI	<ul style="list-style-type: none"> Rifacimento giunti e/o terminali Bonifica rami/tratti di rami Monitoraggio periodico 	<ul style="list-style-type: none"> Rifacimento nodi di sezionamento Bonifica/sostituzione rami Messa a schema rete 	<ul style="list-style-type: none"> Interventi di impermeabilizzazione sigillatura ingresso cavi Ammodernamento apparecchiature

Figura 6-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 sottesa ad oltre 4000 cabine secondarie, ritenuta particolarmente vulnerabile al fenomeno dei guasti, 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.

A seguito delle ispezioni su rappresentate sono stati portati a completamento tra il 2020 e il 2023 oltre 6000 interventi di bonifica riguardanti ad esempio quadri BT di cabina secondaria, cavi BT e morsettiere.

Infine sono state ispezionate oltre 2600 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. In seguito alle ispezioni sono stati effettuati 2300 interventi di manutenzione straordinaria riguardanti la sostituzione di componenti elettromeccanici (scomparti di media tensione, trasformatori) e la parte edile del manufatto di cabina secondaria (porte, chiusura fori, ecc).

Le attività suddette proseguiranno in continuità negli anni 2023-2027.

4.3 Resilienza

4.3.1 Obiettivi e requisiti di rete

Il Piano Resilienza redatto da areti S.p.A., in conformità con quanto previsto dall'articolo 77 del Testo Integrato della Qualità Elettrica (TIQE - Allegato A alla Delibera 646/2015/R/eel), include gli interventi mirati a contenere la probabilità di disalimentazione a fronte dei principali fattori di rischio incidenti sulla propria rete. In esso sono descritti gli elementi di calcolo utilizzati per la valutazione dell'indice di resilienza e i relativi interventi finalizzati ad un suo incremento con riferimento alla rete elettrica di media e bassa tensione della città metropolitana di Roma Capitale, ovvero la rete a servizio del comune di Roma e Formello di competenza di areti S.p.A.

I principali fattori critici di rischio esaminati nel Piano riguardano:

- allagamenti dovuti a piogge particolarmente intense o frane e alluvioni provocate da dissesto idrogeologico (di seguito allagamenti);
- ondate di calore legate a prolungati periodi di siccità (di seguito ondate di calore).

4.3.2 Principali Evidenze

La metodologia per la valutazione della resilienza relativamente ai potenziali allagamenti è stata sviluppata da areti S.p.a. sulla base delle analisi relative alle precipitazioni verificatesi nel periodo di riferimento 2008-2017, e alle interruzioni registrate nel medesimo periodo.

Riguardo al fenomeno “ondate di calore”, è stata elaborata una metodologia che in base all’analisi delle temperature massime giornaliere registrate nel periodo 2012-2018, dei livelli di potenza richiesta dalla rete e delle interruzioni registrate nel medesimo periodo di osservazione, permette di determinare le soglie di sollecitazione (livello della temperatura ambientale e potenza richiesta dalla rete) oltre le quali si riscontrano un numero molto elevato di interruzioni per guasto sulla rete MT.

Individuata la presenza delle ondate di calore, areti S.p.A. ha avviato una collaborazione con il Politecnico di Milano per definire la metodologia di classificazione ed identificazione delle porzioni di rete critiche relativamente al fattore di rischio identificato. Si è optato per un approccio che prevede l’applicazione di un modello termico che alimenta un modello d’invecchiamento che a sua volta alimenta un modello affidabilistico.

Per l’individuazione ottimale degli interventi in collaborazione con il Politecnico di Milano è stata sviluppata una procedura di analisi finalizzata all’identificazione degli interventi da eseguire sulla rete tra i diversi e molteplici scenari individuando quelli con i maggiori benefici per il sistema. In particolare, per ogni festone critico si analizzano gli interventi da adottare con riferimento alle soluzioni tecniche tipologiche identificate, prendendole singolarmente o in combinazione tra loro.

Gli interventi individuati per incrementare la resilienza della rete rispetto ai fattori di rischio identificati sono di tipo puntuale in Cabina Secondaria per quanto riguarda gli allagamenti e di tipo esteso su tratti di dorsale MT per quanto riguarda le ondate di calore, nello specifico i seguenti:

- Allagamenti
 - delocalizzazione delle Cabine Secondarie interrato;
 - ricostruzione delle Cabine Secondarie con specifici nuovi criteri progettuali per il contrasto del fenomeno.
- Ondate di calore
 - incremento magliatura della rete MT;
 - sostituzione rami critici con minimizzazione del numero di giunti;
 - sostituzione rami e riconfigurazione schema di rete MT;
 - raddoppio dei primi rami di linea in uscita dalla Cabina Primaria.



I citati interventi elementari individuati nell'ambito dell'ondata di calore possono essere realizzati singolarmente o combinandoli nell'ambito del medesimo fattore critico. La valutazione del beneficio atteso successivamente alla realizzazione degli interventi di mitigazione del rischio è ottenuta dalla differenza tra le condizioni di rischio ante e post-intervento.

Nella sezione dedicata ai principali interventi di sviluppo sulla rete di media tensione (MT), sono presentati i dati quantitativi relativi agli interventi finalizzati ad aumentare la resilienza della rete di media tensione in risposta alle ondate di calore. Questi dati coprono il periodo triennale 2020-2022 e includono proiezioni per l'anno 2023.

È importante sottolineare che non sono inclusi in questa esposizione gli interventi previsti per il 2024, mentre i dati relativi al 2023 sono da considerarsi preliminari. Quanto sopra in relazione a quanto previsto dall'Autorità nella delibera 296/2023/R/eel, che ha prorogato il termine per la presentazione del piano 2023-2024 al 31 gennaio 2024.

4.4 Innovazione e Digitalizzazione

4.4.1 Obiettivi e Requisiti di rete

Gli obiettivi che afferiscono a tale ambito sono finalizzati al miglioramento dei processi di governo della Rete, in termini di controllabilità, osservabilità e sostenibilità, ottenuta mediante l'impiego e l'integrazione delle nuove tecnologie disponibili sul mercato.

Gli interventi di innovazione e digitalizzazione in corso si articolano su quattro livelli funzionali:

- realizzazione e potenziamento delle *infrastrutture* tecnologiche in ambito elettronico e di telecomunicazioni;
- implementazione di *piattaforme* applicative in grado di supportare l'integrazione di nuove soluzioni e servizi per la Rete;
- sviluppo di *soluzioni* integrate per l'erogazione di servizi a supporto dei processi di Rete;
- digitalizzazione e ottimizzazione dei *processi* di back office (governo della Rete) e front office (customer care).



Figura 7- Architettura interventi di innovazione e digitalizzazione

Si riportano per i livelli funzionali identificati, le *linee di azione* e i *driver* che guidano lo sviluppo dei diversi progetti di innovazione e digitalizzazione.

A. Processi – Linee Azione & Driver:

Linee d'azione

Le principali linee di azione su cui si articola l'innovazione e la digitalizzazione dei *processi* per il governo della rete sono di seguito sintetizzate:

- *Tecnologizzazione, Digitalizzazione e semplificazione processi*, finalizzata ad integrare le nuove soluzioni tecnologiche sviluppate all'interno degli attuali processi di back office per lo sviluppo, l'esercizio e l'asset management della rete ed agevolare gli scambi e le relazioni con i clienti finali.
- *Evoluzione dei processi di pianificazione ottima e monitoraggio evoluto*, finalizzata a migliorare e standardizzare i processi di pianificazione degli interventi sulla rete in ottica risk based ed evolvere (armonizzandoli) gli strumenti ed i modelli di pianificazione e monitoraggio già disponibili.

Driver

I principali driver che guidano la tecnologizzazione dei processi operativi e l'evoluzione dei processi di pianificazione sono di seguito elencati:

- *Digitalizzazione processi*: il che si traduce nella mappatura strutturata dei processi operativi con identificazione univoca delle fasi di processo; delle ownership e delle logiche di avanzamento tra gli stati, e successiva integrazione del processo su strumenti transazionali flessibili.
- *Controllo strutturato di processo*: il che si traduce nel disegno strutturato delle catene di controllo dei processi operativi, finalizzata ad una gestione organizzata e digitalizzata degli scarti sulle diverse fasi di processo, misurati mediante metriche univocamente definite.

- *Flessibilità nell'evoluzione e implementazione dei processi*: il che si traduce in un approccio agile e di codesign per la digitalizzazione dei nuovi processi e delle catene di controllo e nella ricerca di strumenti low-code che ne permettano l'evoluzione in autonomia.
- *Customer Centricity*: trasparenza verso il cliente, omnicanalità nella gestione dei servizi, proattività nell'anticipare le esigenze del cliente, semplicità di processi e strumenti per semplificare l'esperienza del cliente.

B. Soluzioni – Linee Azione & Driver

Linee d'azione

Le principali *linee di azione* su cui si articola lo scouting, la sperimentazione e l'integrazione delle tecnologie disponibili sul mercato per lo sviluppo di nuove soluzioni al servizio dei processi di governo della rete sono:

- *Automazione e Telecontrollo* delle manovre di rete per la remotizzazione e automazione dell'operatività di campo, finalizzate a velocizzare e disintermediare l'operatività umana, dalle funzioni di comando e controllo operate durante i processi di governo della rete.
- *Diagnostica e Monitoraggio* degli elementi di rete per la remotizzazione e l'automazione delle funzionalità di raccolta informazioni dal campo, a supporto di azioni preventive e correttive attuabili mediante i processi di esercizio, manutenzione o sviluppo Rete.

Driver

I principali *driver* che guidano lo scouting e la sperimentazione delle nuove soluzioni sono:

- *Allocazione ragionata dell'intelligenza tra Edge e cloud computing*: il che si traduce da un lato nella centralizzazione delle sole funzioni che necessitano di correlazioni di molteplici fonti dati e velocità di risposta basse (tipicamente funzioni di analisi e monitoraggi lenti); dall'altro lato nella delocalizzazione in periferia delle funzioni in cui viene richiesta un'alta velocità di risposta e per cui le informazioni necessarie all'attuazione della scelta sono già presenti in loco, o eventualmente reperibili mediante coordinamento orizzontale tra nodi adiacenti della rete (esigenze tipiche delle funzioni di attuazione).
- *Alta integrabilità delle soluzioni sviluppate*: il che si traduce da un lato nello sviluppo di soluzioni retrocompatibili e integrabili con le soluzioni già in essere (driver necessario per garantire un revamping graduale delle vecchie soluzioni attualmente operative), e dall'altro nell'impiego di architetture scalabili e protocolli standard di comunicazione finalizzati a garantire alle soluzioni sviluppate la flessibilità e la compatibilità futura non presente nelle attuali architetture.

I principali *driver* con cui vengono diffuse in campo le diverse soluzioni sviluppate sono:

- *Soglia critica d'Impatto*: il cui superamento rappresenta il fattore che abilita l'intervento tecnologico per una porzione di rete. Tali soglie sono calcolate come il valore massimo dell'impatto ammissibile

per una porzione di rete in relazione ad un singolo guasto, e definite sulla base del numero degli utenti, dei dispositivi di automazione e telecontrollo già installati e dalla presenza di utenze strategiche;

- *Soglia critica di tasso di guasto*: una porzione di rete può essere considerata eleggibile all'intervento tecnologico, indipendentemente dal superamento della soglia critica di impatto, qualora il tasso di guasto sia fortemente superiore al valore atteso;
- *Percentuale di saturazione tecnologica*: sebbene una porzione di rete possa risultare eleggibile all'intervento perché superi le soglie critiche d'Impatto (o di Rischio), l'applicazione di un intervento tecnologico viene valutato sulla base della percentuale di saturazione di tecnologia già presente sui propri nodi, che determina di fatto l'effettiva diminuzione dell'impatto e del rischio realmente ottenibile dall'intervento stesso. In tal senso, si è valutato ad esempio poco efficiente l'eccessivo incremento di automazioni sul una dorsale, in quanto il beneficio progressivo al crescere del numero di automazioni sulla linea presenta un incremento logaritmico.
- *Osservabilità*: una porzione di rete può essere considerata eleggibile all'intervento in relazione al livello di osservabilità che la contraddistingue. In particolare, l'osservabilità nel tempo di una porzione di rete deve essere tale da garantirne il corretto esercizio in termini di Adeguatezza e Sicurezza.

C. Piattaforme – Linee Azione & Driver

Linee d'azione

Le *linee di azione* per lo sviluppo delle piattaforme tecnologiche centrali sono le seguenti:

- *Telecontrollo*. Evoluzione dei sistemi centrali di telecontrollo per consentire una completa conduzione della rete, negli scenari di automazione avanzata MT e BT.
- *Remote Device Management*. Sviluppo e potenziamento di un sistema di gestione remota delle unità periferiche di telecontrollo, che permette di effettuare monitoraggio, diagnostica, riavvio e aggiornamento firmware, riducendo gli interventi in impianto.
- *Piattaforma IoT*. Implementazione di prototipi IoT, orientati alla valorizzazione dei dati di campo per il miglioramento dei processi.
- *Analytics*. Potenziamento del sistema di analisi dei dati per abilitare il trattamento, l'esposizione e l'applicazione di logiche di elaborazione in tempo reale ("streaming").

Driver

I principali *driver* che presiedono all'implementazione delle piattaforme tecnologiche sono:

- *Standardizzazione.* Definizione di un formato unico dei dati messi a disposizione dal campo. Tale approccio consente di avere un “dizionario comune”, con caratteristiche omogenee a livello aziendale, utilizzabile per molteplici applicazioni verticali.
- *Disaccoppiamento e trasversalità.* Introduzione di uno “strato” informativo trasversale, che abilita la costruzione di servizi utilizzabili da diverse linee di business, e disaccoppia i sorgenti dai consumatori dei dati, astruendo la complessità e l’eterogeneità della raccolta in campo (protocolli, connettività ecc.) rispetto ai sistemi a valle. In tal modo, si assicura un unico punto di raccolta dei dati, permettendo di “democratizzarne” l’accesso e il consumo.
- *Data streaming.* Le piattaforme sono pensate e costruite per garantire tutte le caratteristiche necessarie ad un uso sicuro dei dati in tempo reale (“streaming”): alta disponibilità, elevata portata, bassa latenza, sicurezza informatica.
- *Modularità e Integrabilità.* Utilizzo di componenti basati sui più recenti standard tecnologici, aperti ad interfacce secondo protocolli di mercato, che consentono di aggiornare il paradigma di integrazione con il sistema di telecontrollo.

D. Infrastrutture – Linee Azione & Driver

Linee d’azione

Le principali linee di azione su cui si articola lo sviluppo infrastrutture tecnologiche a servizio della rete elettrica sono:

- *Standardizzazione della componentistica per la realizzazione delle infrastrutture:* fondamentale per rendere la soluzione di facile diffusione e gestione sul territorio.
- *Scalabilità e Modularità delle soluzioni di infrastrutturazione sviluppate:* fondamentale per rendere l’infrastruttura durevole nel tempo e facilmente adattabile ai diversi livelli di servizio richiesti sulle diverse porzioni di rete.
- *Resilienza e ridondanza nell’architettura dell’infrastruttura:* fondamentale per garantire la continuità del servizio da erogare mediante l’infrastruttura sviluppata.

Driver

I principali *driver* con cui vengono diffuse in campo le diverse soluzioni sviluppate sono:

- *Connettività completa su tutti i nodi della rete:* realizzazione di una rete in fibra ottica che colleghi principalmente tutte le cabine primarie rendendo più robusto, resiliente e veloce il vettore di comunicazione, e che connetta anche le cabine secondarie nelle aree più critiche per la continuità del servizio favorendo la realizzazione dell’automazione evoluta.
- *Rinnovo progressivo del parco apparati con dispositivi di ultima generazione:* l’installazione di apparati di telecomunicazione in CP e nelle CS e l’installazione di nuova componentistica per la Rete

elettrica nella Cabina Secondaria secondo i nuovi standard costruttivi predisposti, permetterà di implementare in modo evoluto ed affidabile il telecontrollo, l'automazione e i servizi di monitoraggio presso le CS. Lo sfruttamento della tecnologia 4G permetterà di velocizzare la penetrazione della tecnologia nella rete elettrica che consentiranno di ridurre tempi di intervento e costi.

Con riferimento ai quattro livelli funzionali (processi, soluzioni, piattaforme, infrastrutture), nel capitolo 5 sono rappresentati i principali progetti in corso.

4.5 Transizione Energetica

4.5.1 Obiettivi e requisiti di rete

areti contribuisce attivamente alle principali iniziative comunitarie e nazionali di redazione, sviluppo ed attuazione delle linee guida, degli studi di indirizzo e del framework tecnico – regolatorio in tema di decarbonizzazione e sostenibilità, inerenti la gestione e lo sviluppo delle reti elettriche, la loro evoluzione tecnologica e la formazione di mercati di servizi energetici volti all'utilizzo ottimale dell'energia ed all'awareness degli utenti.

areti svolge detta azione in campo europeo attraverso le associazioni comunitarie dei DSO (CEDEC, Eurelectric, E.DSO) e, soprattutto, attraverso EU DSO Entity, organismo ufficiale di rappresentanza presso la Commissione Europea dei distributori, istituita dalla Direttiva 944/2019 e della cui Assemblea è membro attraverso il proprio AD; in particolare nelle attività statutarie EU DSO Entity areti partecipa ai due principali Expert Groups: quello per la redazione dei Codici di Rete Europei per la Flessibilità ed il *Demand Response* (la cui Consultazione Pubblica avverrà nel corso del quarto trimestre 2023) e quello Per la Digitalizzazione del Sistema Elettrico Europeo, il cui scopo è quello di definire il *Digital Twin* delle reti elettriche e definire la metodologia degli Smart Grid Indicators. areti è poi presente nei principali tavoli di lavoro istituiti da ARERA e di normazione tecnica del CEI, sempre con una visione fortemente orientata allo sviluppo sostenibile del settore energetico e con la finalità di decarbonizzazione dei consumi: la visione di areti è dunque non solo in linea con la visione comunitaria e nazionale del tema, ma in una certa percentuale contribuisce alla sua formazione ed evoluzione.

Dette attività tecnico – regolatorie sono poi accompagnate da una intensa attività di sperimentazioni pilota con i più importanti attori della filiera europea e centri di ricerca d'eccellenza: dette attività hanno condotto areti a vedersi finanziati importanti progetti di ricerca dalla Commissione Europea, ed i principali di questi (EU Platone, EU FLOW ed EU BeFlexible) saranno descritti nel proseguo del documento.

Per areti è inoltre fondamentale la digitalizzazione dei processi per il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale, portando avanti sia l'evoluzione funzionale dei propri apparati e delle proprie reti, ma anche investendo in innovazione e sviluppo di nuove piattaforme ed apparati quali sistemi di metering evoluto (per l'osservabilità della rete ed il settlement di servizi di flessibilità della rete), di conduzione evoluta



della rete (Distribution Management Systems), di inclusione attiva dei clienti nella gestione ottimizzata della rete (*Demand Side Response* attraverso lo sviluppo di equipment in ottica “Internet of Energy”).

L’insieme di tutte queste azioni si possono ricondurre ad un complesso di obiettivi molto ben definiti, riassumibili nei seguenti:

- abilitazione massiva delle utenze di qualunque genere ai servizi ancillari alla rete elettrica;
- flessibilità dei consumi finalizzata al “peak shaving”, alla soluzione delle congestioni di rete ed alla stabilizzazione dei consumi;
- ottimizzazione degli investimenti infrastrutturali attraverso l’impiego della flessibilità per contribuire alla sostenibilità economica ed operativa della transizione energetica;
- massimizzazione dell’inclusione e dell’uso locale delle produzioni di energia da fonti rinnovabili;
- promozione delle Comunità Energetiche e dell’autoconsumo in ottica di gestione ottimale della rete

I progetti e le iniziative avviate saranno descritte in modo approfondito nel capitolo 5.

4.6 Evoluzione dei sistemi di bilancio

4.6.1 Obiettivi e requisiti di rete

Il contesto regolatorio di riferimento e la necessità di evolvere i processi al fine di avere un sempre maggior presidio delle risultanze del bilancio, essere tempestivi nella risoluzione di eventuali problematiche ed inoltre avere un miglioramento delle performance di raggiungibilità dei misuratori hanno portato areti a proseguire piuttosto che avviare alcune iniziative specifiche, che sono descritte nei paragrafi successivi.

Imnesso

L’evoluzione dei sistemi di bilancio ha previsto dal 2021 la realizzazione di una serie di interventi finalizzati a consolidare le informazioni relative al parco di misuratori installati nei punti di interconnessione con la RTN e con altri distributori e l’avvio di un’iniziativa ad hoc che ha come obiettivo l’evoluzione di strumenti, logiche e processi a supporto della determinazione del bilancio energetico.

In particolare gli interventi previsti per il consolidamento dei dati relativi ai punti di interconnessione prevedono la realizzazione di un sistema di misura attraverso l’installazione di nuovi misuratori sulla rete AT piuttosto che la verifica di quelli già esistenti allo scopo di monitorare i flussi di energia, affinare il calcolo delle perdite di rete e certificare i dati di misura sui punti di confine con la RTN e gli altri distributori.

Evoluzione bilancio energetico

L’evoluzione del bilancio energetico coinvolge non solo l’ambito relativo all’energia immessa nella rete ma anche l’individuazione delle azioni necessarie allo scopo di effettuare un monitoraggio sui valori di distribuito con successiva verifica di quadratura a livello di singole isole tra immesso e distribuito. La disponibilità di



strumenti che permettano di effettuare tempestivamente ed in corso di mese le analisi necessarie e gli interventi in campo descritti al paragrafo precedente risultano essere determinanti per l'esecuzione del bilancio di area, il monitoraggio costante delle perdite di rete e la rilevazione di eventuali anomalie in caso di variazioni nel tempo dell'andamento dei delta per le singole isole. Questa azione ovviamente si inserisce in un contesto di review complessiva del processo di bilancio.

Nuovi sistemi di misura di seconda generazione

L'evoluzione dei sistemi di misura di seconda generazione prevede la sostituzione dell'attuale sistema di misura dei consumi in BT con l'obiettivo di migliorare il servizio, in termini di robustezza, semplicità, trasparenza ed efficacia, e abilitare una serie di funzionalità innovative.

In particolare sono stati ottenuti benefici in termini di miglioramento delle performance di raggiungibilità e telegestione con possibilità di localizzare in modo più preciso i guasti, disponibilità di nuovi dati di misura e diagnostica (picchi di potenza istantanea, mediata e registro degli eventi metrologici e non metrologici, storico interventi del limitatore, antitamper, ecc.) oltre a benefici su standardizzazione delle architetture e garanzia di protezione e sicurezza degli impianti in caso di sovratensione.

Tra i principali requisiti previsti per la telelettura e la telegestione di seconda generazione (definiti nell'Allegato B Del. 87/2016/R/eel) vi sono:

- messa a disposizione giornaliera al SII delle curve quartorarie di energia (attiva, reattiva induttiva e capacitiva, prelevata e per clienti prosumer immessa) e delle misure di tensione validate, per il 95% dei punti di prelievo entro 24 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo (30 ore nel primo anno), e per il 97% dei punti di prelievo entro 96 ore dalla mezzanotte del giorno di consumo;
- esecuzione delle operazioni di telegestione (escluse le operazioni "su larga scala"), anche su richiesta del venditore o di una terza parte designata, con un tasso di successo non inferiore al 94% entro 4 ore, e non inferiore al 97% entro 24 ore.

4.6.2 Principali Evidenze

Imnesso

Iniziativa evoluzione bilancio energetico

L'iniziativa in oggetto è stata avviata nel 2021 ed è caratterizzata da due differenti tipologie di azioni.

La prima a breve termine finalizzata al consolidamento delle informazioni presenti sui punti di interconnessione con la RTN ed altri distributori, tramite l'esecuzione dei seguenti step:

- verifiche sull'energia immessa e individuazione di nuovi punti di misura nella rete AT/MT per l'analisi dei flussi di energia;
- verifica dell'andamento dei consumi storici;

- Analisi dei flussi in entrata ed uscita dalle isole dello schema della Rete AT per verificare la coerenza dei flussi e successivi approfondimenti;
- Review dell'assetto di rete con interventi mirati sulle linee;
- Interventi di bonifica anagrafica;
- Realizzazione di un bilancio di II livello che permetta di monitorare le perdite all'interno delle singole aree;

La seconda a medio-lungo termine finalizzata all'evoluzione delle logiche e degli strumenti di determinazione del bilancio fisico dell'energia elettrica grazie alla focalizzazione sui seguenti aspetti:

- definizione di nuove logiche per il calcolo del bilancio energetico anche in corso di mese;
- individuazione di azioni per monitorare la qualità del dato;
- evoluzione reportistica;
- automazione bilancio.

Distribuito

Evoluzione bilancio energetico

L'evoluzione del bilancio energetico pone particolare focus anche alla componente relativa al distribuito sia in termini di analisi sugli andamenti anomali che di raffronto con la componente di energia immessa ai fini del calcolo del bilancio di area. L'iniziativa avviata nel 2021 ed ancora in corso si è focalizzata sulla messa a disposizione di strumenti che diano la possibilità di monitorare la qualità dei dati, le variazioni nel tempo, effettuare analisi on line che possano dunque permettere di intervenire tempestivamente in caso di problematiche rilevate e permettano inoltre di effettuare il bilancio di area in modo automatico.

Nuovi sistemi di misura di seconda generazione

Di seguito vengono riportate le iniziative progettuali avviate da areti, relative ai sistemi di misura di seconda generazione.

5. Principali Interventi

5.1 Interventi di Sviluppo della Rete AT

5.1.1 Principali Interventi sulle cabine primarie sulle linee AT

Gli interventi pianificati negli anni 2023-2027/28 riguardanti la rete di alta tensione ed in particolare le cabine primarie sono finalizzati principalmente:

-alla realizzazione di Cabine Primarie necessarie per adeguare la rete di distribuzione all'evoluzione del carico previsto nelle diverse aree territoriali, in modo da predisporre la rete alle richieste di connessione di clienti finali e produttori;



- al potenziamento e/o ampliamento, per le medesime finalità, di cabine primarie esistenti;
- al rinnovo/ adeguamento impianti, che consistono nella ricostruzione, completa o parziale (sostituzione di componenti o apparecchiature o parti di impianto, alla fine della vita utile o tecnologicamente non più adeguate) di Cabine Primarie esistenti;
- al miglioramento della qualità del servizio: costruzione di nuove Cabine Primarie finalizzate alla riduzione della lunghezza media delle linee MT e all'aumento del grado di controalimentazione della rete MT;
- al riassetto e allo sviluppo delle sezioni di media tensione in correlazione con attività progettuali sulla rete di media tensione.

Di seguito si fornisce un quadro sintetico degli interventi pianificati nelle *cabine primarie* e linee elettriche di alta tensione, per il quinquennio 2023-2027.

Il quadro degli interventi pianificati sulla rete di alta tensione è stato oggetto di condivisione e coordinamento con Terna, al fine di garantire lo sviluppo organico del sistema elettrico primario di alimentazione della città di Roma.

Per dettagli specifici, si rimanda all'Allegato 1 denominato "Schede d'Intervento delle Cabine Primarie", dove sono descritti i principali interventi previsti, caratterizzati da un importo stimato superiore a 500 k€. Queste schede includono anche informazioni sullo stato attuale dell'opera, la finalità dell'intervento e una stima dei costi complessivi previsti per gli anni indicati.

Tabella 5-Quadro di sintesi dei principali Interventi nelle Cabine Primarie

Nome CP	Descrizione Intervento
ARDEATINO	Rifacimento del QMT
COLLATINA	Rifacimento QMT, Installazione Reattore di compensazione AT ed ampliamento del Sistema Petersen
FIERA DI ROMA	Incremento potenza trasformatorica
FLAMINIA/O	Installazione Reattore di compensazione AT
GROTTAROSSA	Trasformazione da Centro Satellite a Cabina Primaria
LAURENTINA	Rifacimento del QMT
MONTE MARIO F	Incremento potenza trasformatorica
OSTIENSE	Rifacimento del QAT e del QMT
OTTAVIA	Rifacimento del QAT
PONTE GALERIA	Ampliamento della sezione MT
PRIMAVALLE	Incremento potenza trasformatorica
SELVOTTA	Incremento potenza trasformatorica
SMISTAMENTO EST	Ampliamento Cabina Primaria per connessione utenti MT
TOR DI VALLE	Installazione del Reattore di compensazione AT
TORREVECCHIA	Rifacimento del QAT
VALLERANELLO	Ricostruzione ed ampliamento della Cabina Primaria
VIGNACCIA	Ampliamento sezione trasformatorica
VILLA BORGHESE	Rifacimento del QAT



Tra gli interventi di sviluppo della rete ad alta tensione (AT), sono inclusi anche *interventi di razionalizzazione e dismissione delle linee aeree e cavi in olio fluido*. Questi interventi, in linea con il Protocollo d'intesa, non solo mirano al miglioramento del servizio elettrico, ma genereranno anche significativi benefici ambientali in termini di:

Riduzione delle Emissioni di CO₂: l'ottimizzazione della rete può contribuire a ridurre la necessità di produzione eccessiva di energia elettrica, contribuendo così a ridurre le emissioni di gas a effetto serra associate alla generazione di energia.

Minore Impatto Ambientale: la sostituzione di componenti obsoleti o inquinanti con tecnologie più moderne e sostenibili può contribuire a ridurre l'impatto ambientale complessivo della rete di trasmissione e distribuzione. Tali linee elettriche, infatti transitano su aree protette quali: la Riserva Naturale della Marcigliana, il Parco di Veio, la Riserva Naturale Regionale Decima-Malafede, la Riserva Naturale Speciale Tenuta di Castelporziano, la Riserva Naturale Regionale Laurentino-Acqua Acetosa e la Riserva Naturale Speciale Litorale Romano; Relativamente al piano di sostituzione dei cavi di alta tensione ad olio fluido, è stato elaborato uno specifico piano di interventi finalizzati all'ammodernamento ed al potenziamento di alcuni elettrodotti realizzati in cavi interrati con isolamento in olio fluido (di seguito OF), che necessitano di sostituzione a beneficio e salvaguardia dell'ambiente.

Le linee AT interessate dal piano e la relativa estensione sono rappresentate nelle tabelle di seguito riportate:

Tabella 6-Interventi Quadrante Nord

Interventi quadrante Nord	Estensione [km]	Posati [km]
Cavo Belsito – Tor di Quinto (3,6 km)	3,6	3,6
Cavo Monte Mario - Belsito (3,6 km)	3,6	3,6
Cavo Roma Ovest - Monte Mario (11,5 km)	11,5	0
TOTALE	18,7	7,2

Tabella 7-Interventi Quadrante Sud

Interventi quadrante Sud	Estensione [km]	Posati [km]
Cavo Capannelle - Cinecittà/O (1,35 km)	1,35	1,35
TOTALE	1,35	1,35

In relazione allo stato di avanzamento di tali interventi si comunica che il progetto relativo alla linea "Capannelle - Cinecittà/O" è stato autorizzato ed in corso di realizzazione e si prevede la conclusione nel 2024. Per quanto riguarda l'intervento di sostituzione del cavo olio fluido Roma Ovest – Monte Mario, è in

corso di elaborazione la progettazione autorizzativa con previsione di ottenimento dell'autorizzazione per il 2026.

Tra i principali interventi pianificati sulle linee ad alta tensione (AT) con un costo previsto superiore a 500 k€, sono inclusi i seguenti:

1. Realizzazione del raccordo AT verso la CP Grottarossa: questo intervento prevede la creazione di un collegamento ad alta tensione dalla linea esistente a 150 kV Flaminia/O - Monte Mario/O alla Cabina Primaria Grottarossa.
2. Variante in cavi interrati della Linea 150 kV Roma Nord - San Basilio: questa modifica comporterà la sostituzione della configurazione aerea con cavi interrati per la Linea 150 kV Roma Nord - San Basilio, dalla via Nomentana fino alla Centrale del Latte.
3. Realizzazione dei raccordi a 150 kV verso la CP La Storta: questo intervento, attualmente in iter autorizzativo, permetterà la connessione a 150 kV della Cabina Primaria La Storta, già predisposta per questo livello di tensione e consentirà l'eliminazione dell'ultima porzione di impianti a 60 kV di pertinenza areti nel quadrante Nord – Ovest di Roma Capitale.

Per ulteriori dettagli specifici relativi a tali interventi sulle linee AT, si rimanda alla consultazione dell'Allegato 2 intitolato "Schede d'Intervento Linee AT", dove sono riportate informazioni dettagliate sugli obiettivi, lo stato attuale dei progetti e le stime dei costi previsti per questi interventi.

5.1.2 Interventi per la mitigazione degli effetti dell'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.

In relazione alle simulazioni di rete condotte da Terna, come documentato nella relazione congiunta trasmessa nell'ottobre 2021, è emerso che l'installazione di un limitato numero di reattori presso i nodi AT degli impianti, con potenza nominale compresa tra 60 e 80 MVar, possa risolvere in modo definitivo le criticità concernenti la regolazione della tensione sulla rete AT nell'area romana. Questa soluzione ha il vantaggio di produrre effetti positivi anche sulle porzioni di rete al di fuori dell'area menzionata, nonché sulle reti ad essa connesse.

Al fine di attuare la suddetta soluzione, sono state condotte analisi progettuali preliminari mirate a valutare la fattibilità degli interventi necessari. Nel corso del confronto tecnico con Terna, sono stati condivisi gli standard relativi agli impianti e ai componenti, che costituiscono la base per la progettazione degli interventi. Questo processo è stato fondamentale non solo dal punto di vista progettuale ma anche per avviare il complesso iter autorizzativo, che allo stato attuale è stato concluso.

Per quanto concerne la pianificazione delle attività volte a compensare l'energia reattiva, in particolare riguardo all'installazione dei quattro reattori nelle cabine primarie di proprietà areti (di cui 3 a cura areti presso Collatina, Flaminia/O, Tor di Valle e 1 a cura Terna presso la CP Tiburtina/F), si rappresenta che, nel corso del 2023, Terna ha comunicato che, l'installazione del reattore nella cabina primaria Tiburtina/F non è più necessaria, tenuto anche conto delle criticità rilevate durante lo studio di fattibilità e dell'installazione di originariamente non previsto, presso la Stazione Roma Nord.

Si evidenzia che la valutazione condotta da Terna, tenuto conto dell'elevato grado di magliatura della rete AT e dell'effettive ricadute positive derivanti dall'installazione dei reattori, riguarda la totalità delle 4 aree omogenee pur essendo l'area di Roma Nord e l'area di Roma Est non strettamente interessate dall'installazione di reattori, nelle cabine primarie di areti appartenenti alle citate aree.

In seguito all'incontro del 25 Ottobre 2023, nel quale sono stati esposti da Terna i criteri di analisi delle proposte di compensazione sviluppate dai DSO e sono stati illustrati i risultati riportati nel "report volumi", pubblicato da Terna, il 02-08-2023 ai sensi della Delibera 712/22, sono stati effettuati ulteriori incontri di approfondimento con Terna, con l'obiettivo di consolidare il fabbisogno di reattori necessario per la compensazione dell'energia reattiva relativa alle aree omogenee associate ad Areti.

In seguito agli studi eseguiti in relazione alla riformulazione del target di compensazione, impostato sul 50° percentile di energia reattiva in fascia F3 (complessivamente pari a circa 140MVar), è stata avviata un'attività di riesame della soluzione progettuale precedentemente identificata, tenendo anche conto del fatto che

Terna ha già provveduto all'installazione di un reattore a Roma Nord (inizialmente non previsto) e che provvederà all'installazione di un secondo reattore a Roma Est (già pianificato). Dalle valutazioni preliminari emerge che per risolvere in modo definitivo le criticità concernenti la regolazione della tensione sulla rete AT nell'area romana, potrebbe essere sufficiente da parte di areti, l'installazione di due reattori da 80MVAR ciascuno, da installare nelle cabine primarie areti. In esito al consolidamento del riesame, congiunto con Terna, della soluzione progettuale e considerando i tempi stimati per l'approvvigionamento dei componenti necessari, si ritiene possibile avviare i lavori entro la fine del 2024, prevedendo il completamento delle installazioni entro il 2026.

5.2 Interventi di Sviluppo della Rete MT

Gli interventi di sviluppo della rete di media tensione sono orientati principalmente:

- alla connessione di nuovi clienti passivi e clienti produttori oltre che al soddisfacimento delle le variazioni contrattuali di potenza richieste dalle utenze esistenti;
- al rinnovamento della rete e all' adeguamento al carico;
- al miglioramento della qualità del servizio;

Gli interventi di sviluppo della rete MT di maggior rilevanza, correlati all'adeguamento al carico, afferiscono prevalentemente alla realizzazione delle uscenti da nuove Cabine Primarie, al potenziamento di tratti di linea esistente, alla realizzazione di raccordi tra linee adiacenti ai fini della redistribuzione del carico, oppure alla realizzazione di nuove uscenti da cabine primarie esistenti.

Gli interventi di sviluppo della rete MT di maggior rilevanza, correlati al miglioramento della qualità del servizio, sono orientati principalmente alla prevenzione/mitigazione del rischio associato a ciascuna linea MT in occasione di un eventuale guasto attraverso la sostituzione selettiva di rami vetusti, l'ottimizzazione del tracciato dei cavi con conseguente riduzione della lunghezza di alcuni rami ritenuti critici, l'apertura di linee MT verso cabine primarie nuove o già esistenti o verso Centri Satelliti, l'incremento della magliatura di rete, l'attivazione di nuove linee MT o riconfigurazioni complesse di rete.

Nei paragrafi successivi, vengono dettagliatamente delineati i parametri e i principi direttivi utilizzati per la pianificazione e la classificazione delle attività di intervento menzionate. In aggiunta, vengono esposti in modo esaustivo i benefici derivanti dagli interventi eseguiti volti a rafforzare la resilienza della rete in risposta al fattore di rischio rappresentato dalle ondate di calore. Si invita a fare riferimento all'allegato 3, intitolato "Principali Interventi sulla Rete MT," per ottenere dettagli più approfonditi riguardo agli obiettivi, alla situazione attuale dei progetti e alle previsioni di costo. Va sottolineato che la pianificazione dei progetti per gli anni 2023/2024 beneficia di un maggior livello di definizione degli interventi rispetto alle iniziative programmate per gli anni 2025-2027, che potrebbero subire revisioni e adattamenti in risposta anche a eventuali criticità emergenti o modifiche di varia natura non prevedibili allo stato attuale.

5.2.1 Mappature del rischio della rete MT

La pianificazione degli interventi, basata sul principio del *risk-based approach* (approccio basato sul rischio), 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. Il modello analitico utilizzato per calcolare il tasso di guasto nella rete MT si basa su una distribuzione della frequenza dei guasti, utilizzando una regressione binomiale negativa. Questa analisi considera le caratteristiche costruttive dei rami della rete, come la lunghezza, il materiale, il livello topologico (se è il primo, secondo, ecc.), la sezione del conduttore e il livello di tensione.
2. *Impatto associato al componente in caso di guasto*: Questo valore rappresenta l'effetto negativo provocato dal guasto sul ramo ed è espresso attraverso indicatori di continuità, che includono il numero e la durata delle interruzioni del servizio. Il modello di impatto utilizzato per la rete MT è implementato tramite il software di simulazione delle reti attualmente in uso e simula il processo di selezione del tronco guasto per ciascun ramo della rete MT. I tempi di manovra (interventi manuali sul campo o da remoto o gli interventi automatici tramite automatismi) sono stati calibrati utilizzando dati storici per garantire che le previsioni siano il più possibile realistiche.

Moltiplicando il tasso di guasto per l'impatto del guasto, si ottiene l'indice di rischio associato a ciascun ramo della rete MT, che rappresenta quanto un componente sia a rischio di causare interruzioni o disservizi.

Mediante l'applicazione del modello di analisi descritto, 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 precedente all'intervento e l'indice di rischio successivo all'intervento, offrendo una valutazione precisa degli impatti positivi del provvedimento adottato.

Risk-Based Optimal Planning Tools

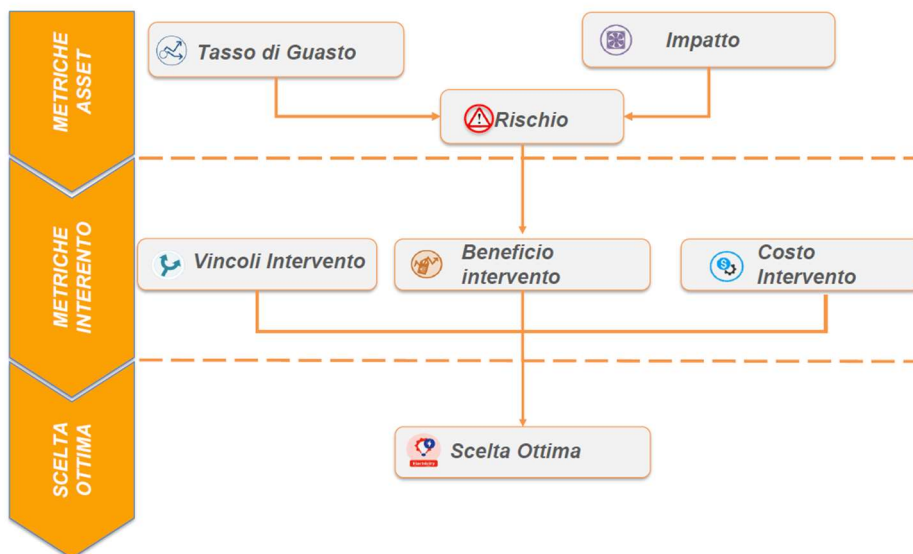


Figura 8-Pianificazione "Risk Based"

5.2.2 Criteri di selezione degli interventi sulla rete MT

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, denominato N1. Questo indicatore è strettamente legato alla configurazione topologica della rete e al suo tasso di guasto, quindi è particolarmente influenzato dalla realizzazione di interventi infrastrutturali. 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 con la media dell'impatto al guasto dei singoli rami della linea). In base all'indice di *rischio equivalente*, le linee MT vengono suddivise in quattro diversi quadranti, come illustrato nell'immagine sottostante:

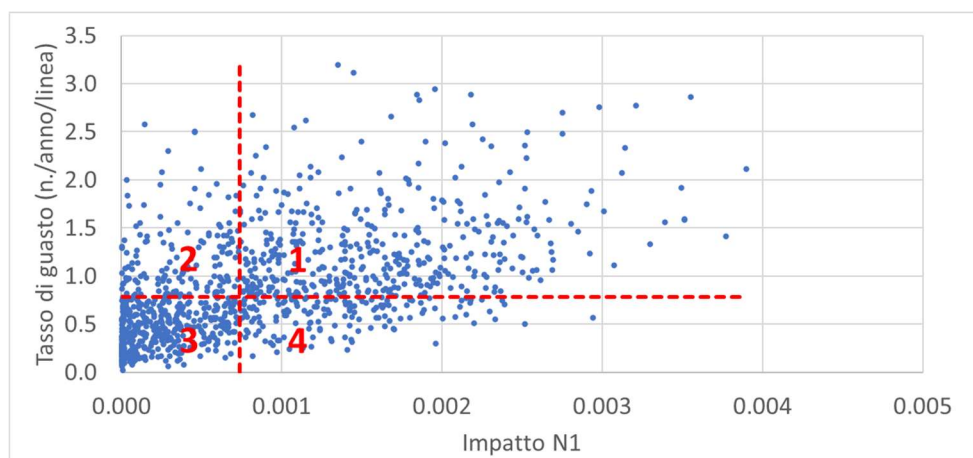


Figura 9-Distribuzione delle Linee MT per Rischio Equivalente



1. 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).
2. 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).
3. 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).
4. 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 "impatto soglia" che rappresenta il numero massimo di utenti BT alimentati da ciascuna linea di media tensione. Questo limite è stabilito al fine di limitare l'area di utenti che potrebbero rimanere senza alimentazione in caso di un eventuale disservizio sulla linea di media tensione. Il perimetro delle linee "eleggibili" ad intervento è dunque delimitato da:

1. un'iperbole di iso-rischio "target": tutte le linee aventi rischio superiore a tale rischio sono eleggibili ad intervento.
2. una retta verticale di "impatto soglia": tutte le linee aventi impatto superiore all'impatto soglia sono eleggibili ad intervento.

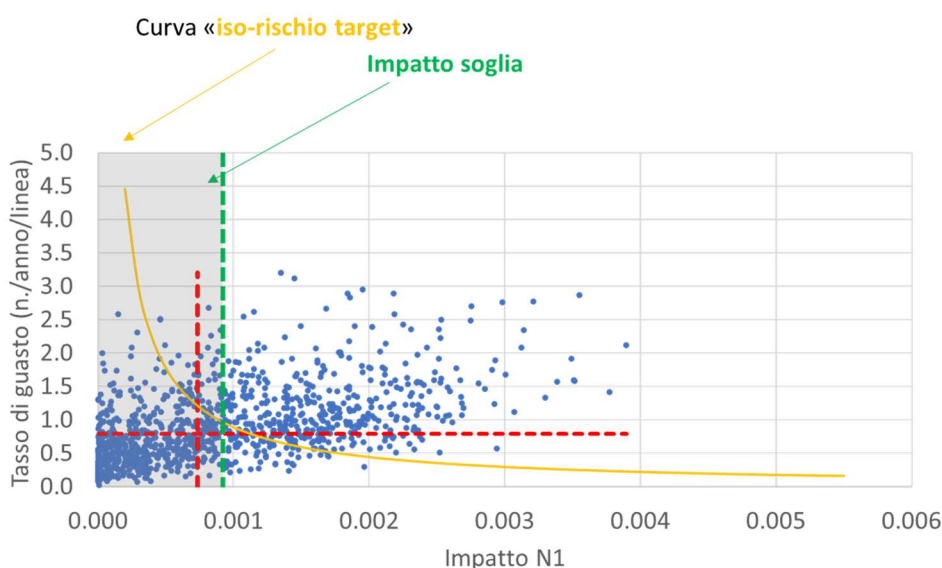


Figura 10-Criteri di eleggibilità ad intervento delle linee MT

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.

5.2.3 Interventi per l'incremento della resilienza della rete al fenomeno delle ondate di calore

Gli interventi di incremento della resilienza della rete, al fenomeno delle ondate di calore hanno determinato degli importanti benefici sulla continuità del servizio elettrico, non solo nelle condizioni di rischio tipicamente individuate per la resilienza, ovvero in caso di doppio guasto in una porzione di rete, ma anche in caso di guasto singolo contribuendo alla riduzione degli indicatori di continuità di numero e durata.

L'individuazione delle porzioni di rete su cui sono state eseguite specifiche tipologie di intervento è avvenuta attraverso un processo di analisi che può essere articolato in tre macro fasi:

1. *Risk Analysis*: è stato eseguito il calcolo per ciascun componente di rete, in particolare per ciascun "festone", degli indici di rischio e dei costi associati all'evento di danno considerato (nella forma di costi dell'energia non servita a causa di eventi di doppio guasto);
2. *What-If analysis*: è stato generato un elevato numero di scenari di intervento per ciascun festone "eleggibile" (ovvero con un tempo di ritorno dell'evento di danno inferiore a 50 anni). A ciascuno scenario sono associati i costi ed i benefici, sotto forma di differenza tra i costi dell'energia non servita pre intervento e post intervento.
3. *Scelta ottima degli interventi*: in questa fase è avvenuta la selezione ottima degli interventi massimizzando il beneficio nel rispetto dei vincoli tecnici ed economici.

Gli interventi adottati da areti nell'ultimo triennio sono riconducibili a due categorie:

- la sostituzione di rami MT, appartenenti allo stesso festone di rete o a festoni differenti ma situati su una medesima linea MT o su coppie di linee MT contraffacciate;
- l'incremento della magliatura di rete attraverso la realizzazione di collegamenti tra due linee MT in configurazione "a 3 vie" o "a 4 vie".

Con riferimento al periodo estivo del 2022 è stata condotta un'analisi sui benefici apportati da queste due tipologie di intervento sulla qualità del servizio in caso di guasto singolo. In particolare si è riscontrato come gli interventi di sostituzione dei rami abbiano determinato una riduzione del tasso di guasto degli stessi. Il tasso di guasto ante intervento, calcolato come rapporto tra il numero di guasti avvenuti nel periodo estivo sui rami oggetto di intervento nelle estati degli anni precedenti 2019, 2020 e 2021 ed il numero di rami sostituiti, è risultato pari al 7%. Il tasso di guasto post intervento, calcolato come rapporto tra il numero di

guasti avvenuti nel periodo estivo del 2022 (o anche nell'estate del 2021 con riferimento ai progetti conclusi entro il primo semestre del 2021) per i rami oggetto di intervento ed il numero di rami sostituiti, è pari al 3% e dunque la metà di quello ante intervento.

Anche il tasso di guasto per unità di lunghezza dei rami oggetto di intervento diminuisce nel post intervento: passa infatti da un valore di $0,18 \frac{\text{guasti}}{\text{estate} \times \text{km}}$ ad un valore di $0,07 \frac{\text{guasti}}{\text{estate} \times \text{km}}$.

L'indice di rischio post intervento, come rappresentato anche all'interno dei modelli di calcolo utilizzati per le procedure di resilienza (sebbene queste facciano riferimento all'evento di doppio guasto e non di guasto singolo, che è caratterizzato da un tempo di ritorno ben inferiore), è minore di quello ante intervento, per via della diminuzione della frequenza dell'evento di guasto, ma non nullo; la probabilità di verificarsi del guasto infatti non può essere annullata da tale tipologia di intervento.

Anche gli interventi di incremento della magliatura della rete hanno determinato un miglioramento della qualità del servizio che si riflette negli indicatori di continuità del servizio, agendo sulla riduzione del danno associato all'evento di guasto.

Analizzando le movimentazioni di chiusura degli organi di manovra normalmente aperti in corrispondenza delle cabine secondarie "estreme" dei collegamenti tra due linee MT (detti anche "collegamenti ad H") si è osservato come queste possano avvenire per tre motivi:

1. ottimizzazione dell'assetto della rete al fine di minimizzare le sollecitazioni dei componenti di rete e/o l'eventuale danno associato all'evento di guasto: in particolare l'incremento della magliatura di rete consente maggiori possibilità di riconfigurazione della topologia di rete e quindi un'equa distribuzione degli indicatori di rischio;
2. prima ri-alimentazione della linea affetta da guasto: in questo caso l'organo di manovra normalmente aperto, avente come estremo la cabina oggetto del collegamento ad H, viene chiuso per consentire di rialimentare le cabine secondarie a valle del punto guasto;
3. ottimizzazione dell'assetto di rete a valle del guasto: in questo caso l'organo di manovra normalmente aperto, avente come estremo la cabina oggetto del collegamento ad H, viene chiuso per ridistribuire l'indice di rischio nell'assetto temporaneo che si viene a creare a valle di un primo guasto su una delle linee estreme del collegamento ad H o su una delle loro linee contraffacciate.

Il 30% delle linee MT, oggetto di interventi di incremento della magliatura di rete nel triennio 2019-2021 sono state interessate da almeno un guasto nel periodo estivo del 2022. In occasione di tali disservizi, nel 43% dei casi il collegamento ad H è stato movimentato da remoto per ri-alimentare la linea affetta da guasto o per migliorare l'assetto della rete in ri-alimentazione, attraverso una più equa distribuzione dei carichi finalizzata a scongiurare il rischio di doppio guasto.

Nel seguito, si riportano i volumi fisici degli interventi di incremento della resilienza della rete di media tensione al fenomeno delle ondate di calore, eseguiti nel corso del triennio 2020-2022 e pianificati per l'anno 2023:

Tabella 8-Volumi Fisici associati agli interventi di incremento della Resilienza della rete negli anni 2020-2023

Tipologia Intervento	Comparto di Rete	FISICO				
		Consuntivo 2020	Consuntivo 2021	Consuntivo 2022	Pianificazione 2023	TOTALE 2020-2023
Ondate di calore - Raddoppio primi rami	Rete MT [km]					
Ondate di calore - Sostituzione Selettiva per Vetustà	Rete MT [km]	106	122	58	34	320
Ondate di calore - Incremento magliatura rete MT	Rete MT [km]					
Ondate di calore - Incremento magliatura rete MT e Raddoppio Primi Rami	CS [#]	79	98	53	50	280

5.3 Interventi di Sviluppo sulla Rete BT

Oltre alle operazioni fondamentali di connessione di nuovi clienti e alle imprescindibili modifiche alla rete di bassa tensione per adeguarla alle variazioni contrattuali richieste dalle connessioni preesistenti, è previsto un proseguimento nell'intervallo temporale compreso tra il 2023 e il 2027 di un programma di rinnovamento e adeguamento della rete elettrica di bassa tensione. All'interno di questo programma si inserisce il piano di trasformazione del sistema di distribuzione trifase, i cui dettagli specifici saranno ampiamente esposti nel successivo paragrafo. Parallelamente, saranno elettrificate le aree destinate a nuova urbanizzazione in completa sintonia con le disposizioni dei piani urbanistici comunali. Con l'obiettivo di elevare gli standard di qualità del servizio erogato ai clienti, verranno attuati specifici interventi volti ad affrontare le criticità individuate nella rete di bassa tensione, tra cui:

- 1 La rimozione dei punti di connessione rigidi in cui sono congiunti più di due tronchi di cavo interrato.
- 2 L'ottimizzazione della capacità di rialimentazione delle singole linee di bassa tensione.
- 3 La sostituzione dei conduttori aerei nudi con cavi precordati.

4 La razionalizzazione delle configurazioni di rete.

Simultaneamente, saranno proseguite le azioni di riqualificazione delle "colonne montanti" e le iniziative di ampliamento della rete necessarie per supportare la crescente domanda di infrastrutture di ricarica elettrica sia in ambito pubblico che privato.

Nei prossimi paragrafi, saranno forniti dettagli più specifici sul piano di trasformazione della rete di distribuzione trifase BT, sugli interventi di ampliamento della rete necessari per sostenere lo sviluppo della mobilità elettrica e sulle nuove urbanizzazioni (piani di zona e comprensori).

5.3.1 Piano di trasformazione della rete di distribuzione trifase BT

Le attuali reti elettriche BT in esercizio sul territorio dei Comuni di Roma e Formello sono costituite 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, la 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 significata posata all'interno delle proprietà private, e sugli impianti d'utenza.

In relazione a quanto sopra nell'ambito degli interventi di adeguatezza e sicurezza della rete di bassa tensione si inserisce lo specifico piano massivo di trasformazione del sistema di distribuzione trifase, delle porzioni di rete esistente.

Per gli anni dal 2023 al 2026, l'attività pianificata è stata inclusa nei progetti da eseguire nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e continuerà senza interruzioni anche nei successivi anni 2027-2028. I benefici associati alla trasformazione del sistema di distribuzione trifase BT, possono essere riassunti come segue:

- 1) diminuzione delle correnti di impiego sui componenti di rete con benefici associati in termini di riduzioni delle perdite per effetto joule;
- 2) aumento della capacità di trasporto delle linee BT;
- 3) Incremento della riserva di potenza per l'esercizio in condizioni "n-1".



5.3.2 Impatto della Mobilità Elettrica sull'Adeguatezza e Sicurezza della rete di distribuzione

In esito alla pubblicazione del Piano Capitolino per la Mobilità Elettrica 2017-2020, elaborato da Roma Capitale, inerente alla realizzazione di un complesso di stazioni di ricarica su suolo pubblico a servizio della città, si è assistito ad un incremento progressivo delle richieste di connessione alla rete, con un trend in forte crescita registrato negli ultimi tre anni. In considerazione della potenza di connessione richiesta tipicamente compresa tra i 50 e i 100 kW per sito di ricarica, sono stati realizzati significativi interventi di ampliamento della rete di bassa tensione e delle cabine di trasformazione MT/BT. Relativamente alla previsione delle nuove connessioni alla luce delle conferenze dei servizi indette dall'Amministrazione, in esito alle richieste dei CPO, nonché ai piani futuri resi pubblici, da parte di alcuni di essi operanti sul territorio romano, si ritiene che il trend attuale possa essere confermato anche per il prossimo futuro. Per tale motivo ed in considerazione della specificità delle connessioni in questione nel piano di sviluppo 2023-2027 si delinea un trend fisico ed economico in crescita per questa linea d'azione, superiore ai volumi previsti nel corrente anno.

In questo contesto al fine di anticipare i potenziali fabbisogni di potenza ed abilitare nei tempi necessari lo sviluppo della mobilità elettrica, areti ha elaborato uno studio degli scenari sull'incremento del parco elettrico circolante e dei relativi impatti previsti sulla rete di distribuzione al fine di individuare le azioni di intervento prioritarie sull'infrastruttura di rete.

In particolare in esito ad un processo di analisi articolato in quattro fasi (Definizione dello scenario di riferimento, quantificazione e distribuzione geografica del carico da mobilità elettrica pubblica e privata, associazione del carico sugli elementi di rete, stima degli impatti sulle infrastrutture di rete) è stata effettuata la stima delle infrastrutture di ricarica con relativi fabbisogni di potenza, che saranno presenti sul territorio di Roma Capitale al 2032, nonché degli interventi di ampliamento e potenziamento rete necessari.

Le infrastrutture di ricarica a loro volta sono suddivise in ambito pubblico e privato, rispecchiandone i diversi tipi di utilizzo previsti, ed hanno associati differenti profili di utilizzazione e carico.

La potenza di picco complessiva è stata derivata da scenari di livello nazionale riparametrati sul contesto di Roma Capitale. In particolare si fa riferimento a:

1. Scenari Terna: stima del numero di autoveicoli
2. Studio «Electrify 2030» (The European House – Ambrosetti per Enel Foundation ed Enel X): composizione del parco veicoli per diverse categorie
3. Studio Ambrosetti: numero di Infrastrutture di ricarica e Punti di ricarica necessari, ipotizzando dei coefficienti di copertura differenti per le diverse categorie di veicoli elettrici analizzati

La potenza di connessione complessivamente stimata al 2032 ammonta a circa 1.8 GW che al netto dei coefficienti di utilizzazione e contemporaneità si riduce a circa 0,7 GW. Si ritiene che tale incremento, se confermato, dovrà essere gestito attraverso l'infrastrutturazione delle reti su tutti i livelli di tensione, dall'alta



alla bassa tensione, coniugata con il contributo dei meccanismi di flessibilità e di *Demand Response*. Nel capitolo dedicato alla flessibilità è riportata una sintesi dello studio effettuato da areti, finalizzato alla definizione di un modello parametrico per la ricerca del punto di ottimo in ottica costo/beneficio per il sistema, tra infrastrutturazione e flessibilità.

Nella seguente figura è rappresentata la stima dei volumi sul territorio urbano dei sistemi di ricarica domestica.

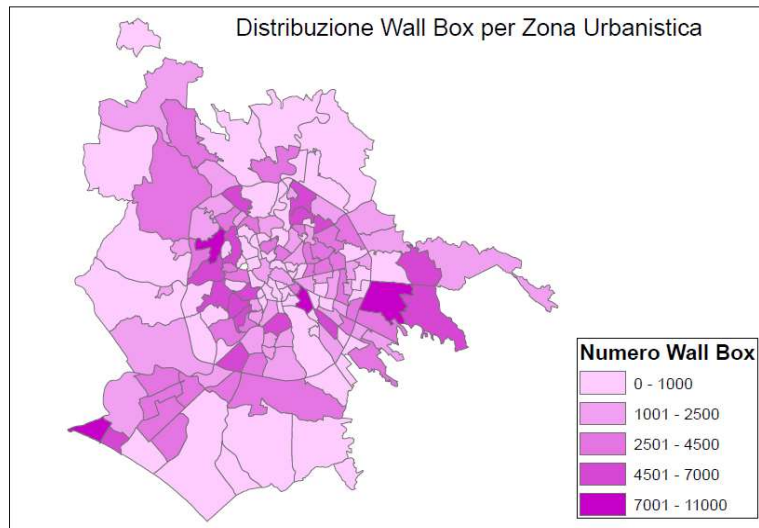


Figura 11- Stima al 2032 della distribuzione di wall-box per Zona Urbanistica

5.3.3 Nuove urbanizzazioni

Di seguito viene riportata in forma sintetica la previsione, articolata per municipio, in termini di fabbisogno di potenza degli sviluppi urbanistici previsti sul territorio di Roma con un orizzonte temporale di cinque anni, dal 2023 al 2027;

Tale ipotesi di sviluppo è stata elaborata tenuto conto delle richieste di allaccio che sono pervenute negli ultimi anni ad areti SpA, sia da Roma Capitale sia dagli urbanizzatori per l'elettrificazione rispettivamente di nuove urbanizzazioni pubbliche e private (piano di zona o comprensori).

Tabella 9-Nuove Urbanizzazioni 2023-2027

MUNICIPIO	NUMERO INTERVENTI URBANISTICI	NUMERO CS PREVISTE	SVILUPPO RETE MT PREVISTO	POTENZA DI CONNESSIONE
			[Km]	[kW]
3	1	4	2	3.506
4	2	12	4	5.150
5	1	2	0	1.195
6	3	32	26	19.400
7	2	14	4	9.300
8	2	15	3	10.634



9	8	61	16	61.897
10	1	3	0	920
11	2	13	3	11.828
12	3	14	3	9.506
13	2	7	2	5.421
14	4	18	3	15.482
15	3	4	2	2.214
TOTALI	34	199	68	156.453

Nella figura di seguito riportata si rappresenta la stima del fabbisogno di potenza delle urbanizzazioni previste sul territorio di Roma Capitale.

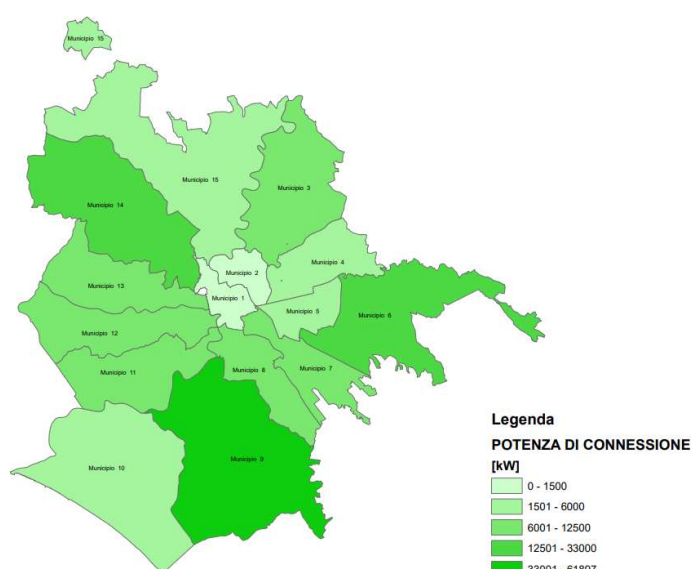


Figura 12-Suddivisione per municipio della stima del fabbisogno di potenza per le nuove urbanizzazioni

Nel prospetto di dettaglio allegato al Piano di Sviluppo (Allegato 4 “Riepilogo nuove elettrificazioni 2023 - 2027”), per ciascun Municipio sono identificati i progetti nominativi di elettrificazione di Piani di Zona e Compensori con l’identificazione del numero di cabine secondarie necessarie, lo sviluppo di rete di media tensione previsto in termini di chilometri, la potenza di connessione richiesta, la tipologia di urbanizzazione (compensori e/o piani zona) e l’anno di completamento dell’elettrificazione.

5.4 Principali progetti di Innovazione e Digitalizzazione

Si rappresentano nel seguito, per i quattro livelli funzionali (processi, soluzioni, piattaforme, infrastrutture), i principali progetti in corso, strutturati sulla base delle linee di azione individuate e descritte in precedenza e guidati secondo i driver consolidati.

A. Processi - Progetti

Sotto il profilo dei processi, areti si è prefissa il compito di ottimizzare la digitalizzazione e la gestione sistematica degli scarti nei processi operativi, avanzando ulteriormente nell'approccio centrato sul cliente per le operazioni front-office già digitalizzate. Al contempo, si impegna nella creazione di strumenti avanzati di modellazione e monitoraggio per agevolare il controllo e la gestione progressiva dei processi.

Digitalizzazione e semplificazione processi

1. Progetto Digitalizzazione Processi di gestione della Tecnologia

Il progetto prevede la digitalizzazione dei processi di sviluppo; esercizio e asset management per la nuova Tecnologia di Automazione e Telecontrollo rilasciata sia per la Media che per la Bassa Tensione. Oltre all'organizzazione del processo in catena diretta mediante la digitalizzazione delle transazioni di stato, la digitalizzazione del processo prevede anche l'organizzazione della catena di controllo con una gestione strutturata degli scarti. Il design, la prototipazione e la messa in esercizio dei nuovi processi è fatta in codesign con il business e gestita in modalità agile con rilasci progressivi e miglioramento continuo degli stessi. Le piattaforme su cui vengono implementati i nuovi processi sono piattaforme low-code che possano permettere al business autonomia nella riconfigurazione ed evoluzione dei processi stessi.

2. Progetto Customer Centricity

Il progetto si pone l'obiettivo di trasformare il ruolo di areti nella relazione con il cliente, per migliorare l'esperienza del cliente, andando a sviluppare ed introdurre soluzioni innovative in tutti i processi aziendali per rendere la clientela partecipe degli stessi ed instaurare un rapporto di trasparenza e fiducia. L'iniziativa prevede una revisione dei processi e del modello organizzativo aziendale in ottica di una maggiore efficienza, di una migliore valorizzazione delle attività lavorative e di un miglioramento continuo della qualità dei servizi erogati ai clienti.

Le principali iniziative sono relative a:

-Appuntamenti: mettere a disposizione del cliente strumenti per poter gestire in maniera flessibile gli appuntamenti, ricevere reminder a ridosso della data concordata, essere sempre informato sull'arrivo del tecnico, poter avvisare in caso di imprevisto, poter ripianificare in autonomia appuntamento

-Segnalazioni: abilitare il cliente finale nell'invio di richieste e segnalazioni in autonomia, definire algoritmi ed implementare strumenti per poter anticipare le esigenze dei clienti e poter prevenire segnalazioni e reclami, mettere a disposizione del cliente strumenti per monitorare facilmente le sue richieste, lo stato di avanzamento delle sue pratiche, lo stato della sua fornitura

-Interventi: ottimizzare e snellire i processi per efficientare gli interventi presso i clienti, dialogare in maniera più efficace con i clienti per offrire un servizio di maggior qualità, tenere sempre informato il cliente sulle

azioni da intraprendere per poter affrontare al meglio le opere a suo carico, informare i clienti sulle iniziative in corso o programmate.

3. *Strumenti di pianificazione Ottima*

Il progetto prevede lo sviluppo e l'armonizzazione dei modelli di processo già presenti finalizzati alla definizione e standardizzazione di un processo di pianificazione ottima degli interventi Risk Based.

Le macro aree in cui si articola il processo in corso di costruzione sono:

1. *Metriche di Asset*: che presiede alla preventiva definizione e modellazione univoca di metriche di *tasso di guasto* e di *impatto* sia per elementi di rete MT che per elementi di rete BT;
2. *Metriche di Intervento*: che presiede la successiva modellazione dei *benefici* derivanti da ciascun intervento su un determinato elemento di rete in termini di riduzione del tasso di guasto e / o impatto sull'elemento;
3. *Selezione Ottima*: che presiede la classificazione e selezione finale degli interventi di pianificazione in termini di ricerca ottima vincolata, che tenga conto della massima riduzione di rischio totale sulla rete a parità di costi.

I modelli matematici sviluppati e in corso di evoluzione per le tre fasi indicate utilizzano sia approcci analitici, molto versatili per supportare le fasi di pianificazione strategica, sia numerici ed euristici per la selezione puntuale finale e nominativa degli interventi.

4. *Strumenti di monitoraggio per la Tecnologia (PASO)*

Il progetto, nato nel contesto della manifestazione Open Italy, ha previsto lo sviluppo di una piattaforma di monitoraggio dell'esercizio e gestione dell'asset management per la tecnologia sulla rete, che attraverso l'analisi del protocollo di esercizio dello SCADA è in grado di misurare efficienza ed efficacia del sistema di Telecontrollo, delle manovre di Selezione del guasto e permette di gestire e verificare l'efficacia degli interventi di manutenzione operati sulla tecnologia in campo.

5. *Strumenti evoluti di analisi della rete*

Con il progredire della digitalizzazione degli asset, della molteplicità degli obiettivi connessi allo sviluppo e all'esercizio delle reti ed in prospettiva dell'evoluzione nella gestione delle stesse, si è reso necessario un radicale cambio di paradigma nell'inquadramento dell'attività di modellistica e analisi, sviluppando una visione integrata e multidisciplinare dei dati.

Questo è reso possibile tra l'altro dalla creazione di una base dati integrata e unica per le Unità di business della Società.

Un'intensa attività di data management e data quality, oltre a conferire maggiore affidabilità e valore ai dati provenienti dai sistemi informativi centrali di governo ed esercizio della rete, ne rende possibile l'utilizzo per lo sviluppo di appositi strumenti analitici, finalizzati al continuo miglioramento dei processi di gestione ed



esercizio della rete, in coordinamento con le diverse Unità di business della Società. Questi supporti analitici favoriscono le diverse iniziative di innovazione e digitalizzazione, consentendo di:

- valutare la qualità e la continuità del servizio, in termini di probabilità di guasto e di impatto sugli utenti, identificando eventuali criticità e supportando logiche di manutenzione preventiva;
- analizzare gli impatti che fattori critici esterni come precipitazioni e temperature elevate hanno sulla rete, grazie all'arricchimento informativo derivante dall'integrazione delle diverse basi dati aziendali;
- sviluppare previsioni sulla continuità del servizio a breve termine (entro una settimana) in modo da orientare preventivamente gli interventi sul campo;
- orientare le sostituzioni di apparecchiature a fine vita utile di esercizio o che si dimostrino critiche sulla base di altri aspetti come vetustà, obsolescenza e impatto sulle perdite fisiche di energia;
- monitorare l'avanzamento e l'efficacia degli interventi di sviluppo sulla rete;
- sostenere la pianificazione strategica mediante analisi di diagnostica atte all'individuazione di eventuali criticità puntuali e distribuite sulla rete;
- supportare i servizi commerciali in attività come il bilancio energetico ed eventuali evolutive sugli algoritmi di stima.

B. Soluzioni - Progetti

Il piano di sviluppo, in termini di soluzioni, contempla una graduale riduzione dell'intervento umano tramite l'automazione e la 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.

6. Automazione e Telecontrollo MT-BT

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:

4. Risk Analysis: è stato calcolato 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.
5. 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.

6. Scelta ottima degli interventi: è stata effettuata la selezione ottima degli interventi massimizzando il beneficio nel rispetto dei vincoli tecnici ed economici.

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 dimostrano come le percentuali di diffusione di tali tecnologie siano aumentate negli ultimi anni.

In particolare l'istogramma che segue mostra la percentuale di cabine secondarie telecontrollate lato media tensione al termine di ciascun anno dal 2019 al 2022 e l'obiettivo che si prevede di raggiungere entro la fine del 2023; il 100% delle cabine secondarie sarà telecontrollato entro il 2028.

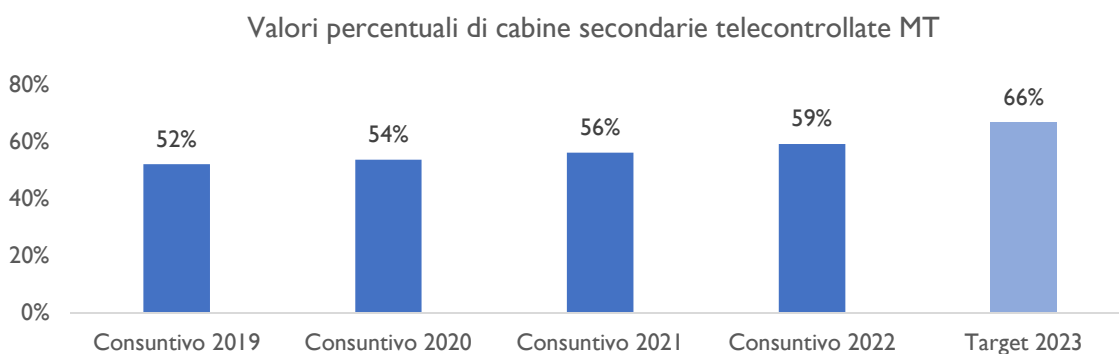


Figura 13-Valori percentuali di cabine secondarie telecontrollate MT

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 l'obiettivo che si prevede di raggiungere entro fine 2023. Il 100% delle linee MT sarà automatizzato entro il 2026.

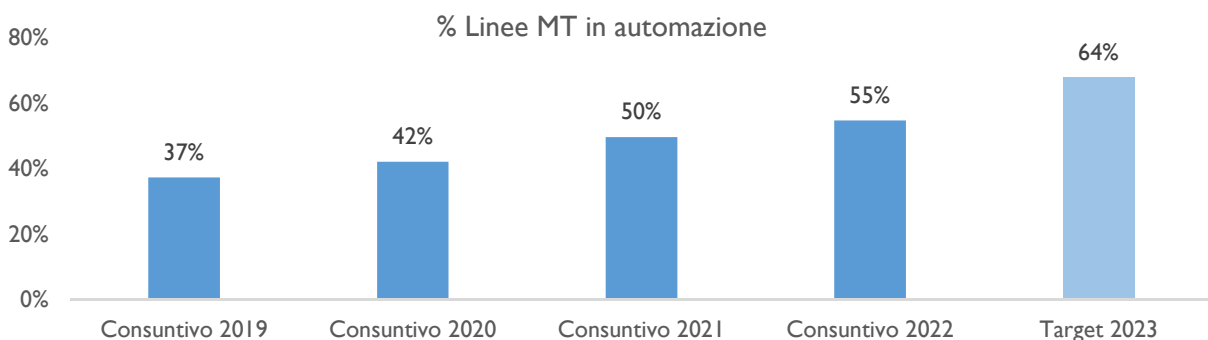


Figura 14-Valori percentuali di linee MT automatizzate



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, descritte a seguire. 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 e logica con raddoppio primi rami). Essendo entrambe di onerosa implementazione sono state pensate ed installate su poche linee MT estremamente impattanti. A fine 2022 il volume di cabine secondarie coinvolte da automazioni in FO afferiva a circa 40.

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 più facile diffusione in campo a fronte di una contenuta riduzione delle performance (che la porta a rialimentare l’utenza in qualche secondo a differenza delle logiche in FO che funzionano in tempi inferiori al secondo). L’attuale soluzione a fine 2022 insisteva su circa 175 cabine secondarie con una diffusione ridotta rispetto ai volumi inizialmente pianificati dovuta essenzialmente alle seguenti cause:

- ritardi nell’approvvigionamento dei materiali legati agli effetti della pandemia Covid 19 e blocco delle forniture di componentistica elettronica dall’Est;
- necessità di consolidare ed ottimizzare le prime soluzioni rilasciate, sulla base delle evidenze riscontrate in campo;
- necessità di riesaminare e consolidare i processi di installazione/attivazione ed i processi di asset management delle nuove soluzioni che prevedono una gestione nominale ed indirizzata di ciascun apparato a fronte di una gestione a volumi delle precedenti soluzioni.

Ciò ha portato a prediligere in questa prima fase la diffusione in campo delle soluzioni già consolidate (FRG veloci) che potranno poi essere facilmente upgrate alle nuove logiche una volta completamente consolidate, senza esigenze di intervento in campo.

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 al target per il 2023); il 100% delle cabine secondarie sarà telecontrollato lato bassa tensione entro il 2034.

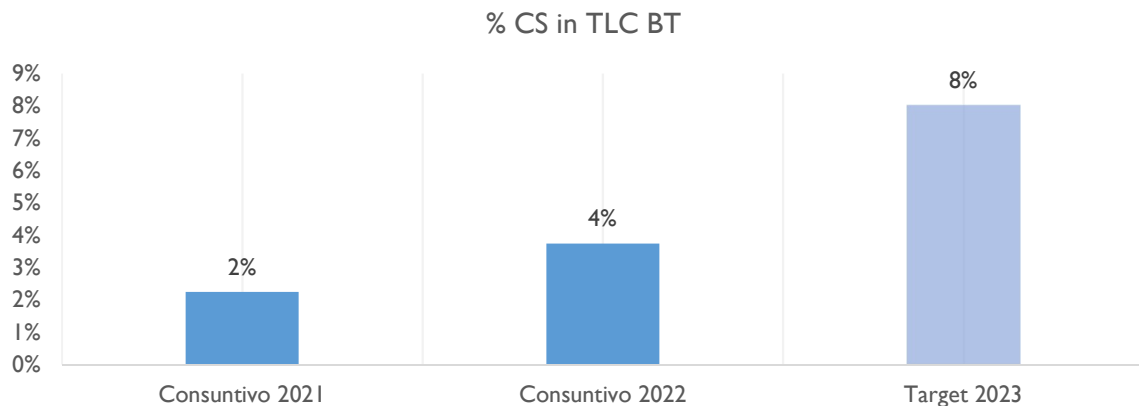


Figura 15-Valori percentuali di cabine secondarie telecontrollate BT

La presente soluzione è stata sviluppata e ne è stata avviata l'installazione in campo secondo i volumi su indicati. Tuttavia la sperimentazione avviata con la messa in esercizio del Telecontrollo e Automazione BT già sulle prime cabine secondarie ha evidenziato la necessità di rivedere profondamente i processi di esercizio, supportare gradualmente il change management e ottimizzare la gestione delle segnalazioni provenienti dal campo rispetto al processo manuale precedentemente gestito, al fine di poter rendere la soluzione tecnologica già operante efficace per generare un effettivo beneficio sulla qualità del servizio

7. Progetto Automazione centrale MT

Il progetto Automazione Centrale MT prevede l'implementazione di un Automa Centrale per la Selezione del Guasto in grado di automatizzare le manovre in telecontrollo agite dall'operatore umano durante la selezione del tronco guasto. La prima fase di sperimentazione ha comportato tra l'altro l'implementazione effettiva delle logiche sintetiche e di un simulatore di campo su ambiente matlab, che ha anche permesso di verificare il beneficio apportabile dall'approccio in oggetto mediante analisi scenariate. L'integrazione con lo SCADA è avvenuta mediante innovative tecniche di Robotic Process Automation. Nel Primo Trimestre 2021 è stato realizzato un evento dimostrativo aperto alle diverse società del gruppo e si sono avviati i tavoli con il fornitore SCADA per agevolare le modalità di integrazione di logiche esterne sul sistema. La soluzione finale verrà implementata nell'ambito della realizzazione dell'ADMS.

7. Diagnostica e Monitoraggio

Il piano di sviluppo delle soluzioni di diagnostica e monitoraggio evoluto prevede il coordinamento di diversi progetti finalizzati a remotizzare ed automatizzare i processi di monitoraggio e ispezione per le diverse sezioni della rete: dai nodi di trasformazione ai rami AT e MT della rete.

8. Progetto Ispezioni Massive e Mirate delle Infrastrutture – G.I.M.M.I.

Il progetto G.I.M.M.I. combina tre tecnologie innovative: satelliti, droni e Intelligenza Artificiale, per ridisegnare in ottica sostenibile il processo di ispezione delle linee. Nello specifico di compone di una fase di analisi periodica delle immagini da satellite mediante algoritmi di intelligenza artificiale (atte ad individuare interferente antropiche e/o vegetative) ed una successiva fase di ispezione mirata con droni, guidata dagli alert generati dal monitoraggio satellitare, al fine di abilitare un processo di monitoraggio continuo della Rete aerea.

Il progetto ha previsto lo sviluppo di una piattaforma di gestione del processo end to end ed integrata con l'ERP aziendale ed una piattaforma di Media Datga Storage per l'archiviazione e la consultazione evoluta e georeferenziata del materiale video-fotografico prodotto. Il progetto E' stato riscontrato come di alto valore innovativo sia dall'osservatorio Droni e che dall'osservatorio Space Economy del Politecnico di Milano. Dal 2021-2022 il nuovo processo di gestione delle ispezioni è operativo a regime e non vengono più effettuate ispezioni mediante elicotteri

Il processo di monitoraggio e ispezione è attualmente operativo e sono in corso ulteriori sviluppi per il miglioramento e l'integrazione dello stesso con gli altri processi aziendali. Nell'immagine seguente è rappresentata l'ispezione eseguita con il drone multicottero su una linea di AT.

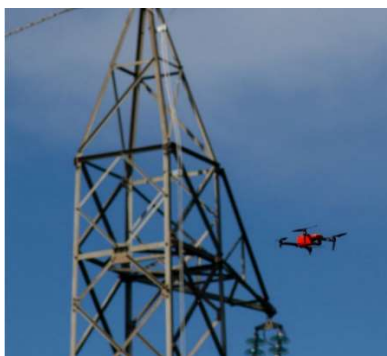


Figura 16-Drone Multicottero

9. Progetto Ispezioni autonome su line AT – BVLOS

Il progetto Ispezioni autonome su linee AT - BVLOS è finalizzato a sperimentare ed acquisire conoscenza su scenari futuri di ispezione autonoma delle Linee Aeree mediante droni controllati da remoto. Nello specifico sono stati effettuati, in collaborazione con ENAC ed ENAV, ispezioni delle linee AT mediante volo contemporaneo di più droni che si muovono in automatico tra due cabine primarie controllati da una sala di controllo remota. La prima sperimentazione ha permesso ad areti di ricevere l'abilitazione ad effettuare in autonomia altre sperimentazioni dello stesso tipo su scenari analoghi.

10. Progetto Ispezioni autonome su nodi Cabine Primarie – AUTONOMUS

Il progetto Autonomus ha previsto lo sviluppo di un prototipo di drone terrestre UGV (Unmanned Ground Vehicle) per l'ispezione autonoma o pilotata da remoto della Cabina Primaria. Il drone UGV AUTONOMUS dispone di sensori per la rilevazione di parametri ambientali (sensori di temperatura; di scariche parziali, videocamere) e di sensori per muoversi autonomamente nell'ambiente (lidar, GPS e fotocamere).

Esegue in autonomia piani di ispezione e può essere controllato da remoto per verifiche e operazioni di security mirate mediante radiocomando. Il sistema può trasmettere le informazioni di ispezione anche ad un operatore posto in una località diversa dal luogo delle operazioni. Nell'immagine seguente è rappresentata l'ispezione eseguita dal drone Autonomus su un trasformatore AT/MT di Cabina Primaria



Figura 17-Drone Terrestre Autonomus

C. Piattaforme - Progetti

11. Advanced Distribution Management System (ADMS)

Nell'ambito della più ampia strategia di evoluzione dei propri sistemi di Operation Technology, areti ha avviato un progetto per disegnare e sviluppare la propria piattaforma di Advanced Distribution Management System (ADMS). La piattaforma ha lo scopo principale di supportare le aree di business areti nelle attività di analisi, gestione e governo della rete di distribuzione elettrica, fornendo in un unico sistema gli strumenti di Smart Grid necessari per poter agire in modo automatizzato e flessibile e partecipare attivamente al processo di transizione energetica.

Le principali funzionalità e caratteristiche del futuro sistema ADMS:

- Supporto all'esercizio e alle *operations*:
 1. monitoraggio e ausilio alla conduzione della rete in tempo reale, fornendo un sistema di Telecontrollo integrato per gestire la rete di distribuzione privata e pubblica
 2. supporto alla categorizzazione e selezione dei guasti

3. prioritizzazione degli interventi
 4. manutenzione predittiva degli asset di rete
 5. previsioni d'impatto
- Supporto al dispacciamento:
 - calcoli e simulazioni dei carichi sulla rete
 - previsione e gestione fonti rinnovabili ed integrazione con il mercato della flessibilità nella gestione della rete di distribuzione
 - risposta automatizzata a condizioni di carico o ambientali eccezionali, con riassetto della rete e per prevenire il verificarsi di un guasto
 - bilanci di zona e di area per individuare prelievi anomali e ridurre le perdite di rete
 - Data Driven: KPI volti ad ottimizzare la rete, aggregazione e storicizzazione coerente dei dati, monitoraggio e analisi delle soluzioni adottate.

Durante il primo anno di progetto, areti ha eseguito le attività per la creazione della piattaforma ADMS, tra cui la predisposizione e il setup degli ambienti di collaudo e produzione, e ha rilasciato le seguenti funzionalità:

- visualizzazione della topologia normale e reale della rete di media tensione (MT)
- integrazione della piattaforma con i sistemi al contorno per raccogliere e rappresentare dati provenienti dal sistema SCADA (correnti di inizio linea e corrente di soglia) e dal GIS (utenti alimentati)
- visualizzazione georeferenziata delle cabine secondarie e primarie sul territorio
- monitoraggio dei fuori schema di rete MT e delle correnti di inizio linea e introduzione di soglie di allarme su linee critiche, a supporto della conduzione di rete
- creazione di un ambiente simulativo attraverso il quale sarà possibile avviare algoritmi su porzioni di rete selezionate.

12.Sviluppo Piattaforma IoT (Centrale e Periferica)

areti sta avviando una sperimentazione relativa all'utilizzo della piattaforma IoT su impianti in esercizio. Lo scopo della sperimentazione è quello di definire gli aspetti architetturali principali e la metodologia implementativa, il caso d'uso scelto prevede l'acquisizione, in tempo reale e con campionamento ad alta frequenza, di misure di grandezze elettriche acquisite tramite gli organi di manovra MT e BT, e di parametri ambientali rilevati grazie ad appositi sensori, con l'obiettivo di configurare nuovi modelli analitici che aumentino l'efficacia dei seguenti processi:

L'architettura della soluzione sfrutta l'unità periferica RTU (Remote Terminal Unit) di nuova generazione, specificata da areti per il rinnovamento e il potenziamento del telecontrollo. Il dispositivo è infatti in grado

di interfacciarsi con gli organi di manovra e i sensori e di svolgere le funzioni di *edge gateway*, garantendo la *retention* dei dati in caso di interruzioni delle comunicazioni.

I dati saranno raccolti centralmente dal sistema di Device Management, preposto al monitoraggio e alla gestione remota delle RTU, che li pubblicherà su canali dedicati: appositi servizi consentiranno di metterli a disposizione della piattaforma IoT-e quindi delle applicazioni verticali.

L'architettura modulare è in grado di sostenere la scalabilità della soluzione ad altri casi d'uso o servizi, soddisfa pienamente gli stringenti requisiti di *cyber security* previsti dalla normativa vigente e valorizza, in ottica di efficienza, componenti *hardware* e *software* già implementati per il telecontrollo di nuova generazione.

D. Infrastrutture - Progetti

13. Rete telecomunicazione

Il progetto Nuova Rete TLC prevede la realizzazione, nel corso di piano 2020-2027 di una rete di telecomunicazioni ad alta velocità ed affidabilità, costituita da un back bone in fibra ottica (che rilegherà tutte le CP ad una parte di CS) e da una rete di accesso realizzata attraverso connettività mista in fibra ottica e Rete Radio Mobile 4G/5G (per garantire le soglie stabilite di disponibilità e raggiungibilità). In particolare:

- Fibra Ottica: realizzazione di una rete di backbone (rete di trasporto dati strutturata in 2 livelli gerarchici ad anello - Core, aggregazione) e di accesso (CS) utilizzando uno strato ottico (DWDM) e uno strato IP/MPLS;
- Radio Mobile di Accesso 4G (APN privati dedicati): realizzazione di tre punti di accesso alla rete OT distinti per operatore mobile (1 APN dedicato per operatore mobile) completamente ridondati in termini di raccolta traffico (linee e Router) e sistemi di autenticazione AAA (Radius) per le CS di accesso non raggiunte in FO, come ulteriore canale di backup delle stesse.

Il progetto prevede la realizzazione di tre anelli di core, i cui nodi sono costituiti da 19 CP, a cui si agganciano altri anelli di primo livello di aggregazione che collegano le restanti 50 CP e circa 15 CS. Le fasi realizzative della rete hanno visto nel periodo compreso tra il 2020 ed il 2023:

- Il completamento dei collegamenti in FO dei tre anelli di core con la relativa installazione degli apparati e successiva migrazione dei servizi di cabina primaria;
- Il collegamento in FO degli anelli di aggregazione con la relativa installazione degli apparati in circa 47 cabine primarie in cui sono stati anche migrati i servizi.
- La posa della fibra ottica per il collegamento delle CS nei quartieri di Tuscolana, Grotta Perfetta, Marconi, Magliana e Trullo e Aurelio
- Il collegamento in FO di circa 400 cabine secondarie e l'installazione e l'attivazione di circa 300 router in FO.

- L'installazione e l'attivazione di circa 6000 router 4G in altrettante cabine secondarie, in cui è stato attivato anche il telecontrollo.

Entro il 2027 saranno installate nelle restanti cabine secondarie altrettanti apparati di telecomunicazioni sia 4G che FO; per quanto riguarda la posa della Fibra Ottica, nel corso dei prossimi anni saranno posati circa 60 km di fibra interessando le aree di Centocelle, Prati, Torre Vecchia San Saba e Testaccio.

14. Rete Elettrica: Nuovi standard Costruttivi e Tecnologici

Nel contesto delle attività di costruzione e rinnovamento delle Cabine Secondarie sono state introdotte nuove soluzioni progettuali e impiantistiche con l'obiettivo di migliorare la qualità e continuità del servizio, in termini di unificazione, osservabilità, controllabilità, sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete elettrica MT/BT.

I nuovi standard costruttivi e tecnologici sono caratterizzati dalle seguenti soluzioni:

- quadro MT in configurazione "automazione distribuita", costituito da elementi componibili prefabbricati a tenuta d'arco interno ed equipaggiato, nella soluzione generale, da n.1 scomparto telecontrollato isolato in SF6 per la linea di alimentazione e n.1 scomparto tipo Y "recloser" con interruttore in vuoto e auto richiusura, per la linea in uscita;
- quadri BT con interruttori automatici motorizzati e telecontrollati, disponibili nelle versioni alto e basso, accessoriati con dispositivi di ultima generazione atti alla misura delle principali grandezze elettriche di linea BT, in locale e da remoto, tramite interfaccia di telecontrollo;
- quadro "ACS", destinato all'alloggiamento delle apparecchiature di comunicazione, energia e continuità assoluta (UPS e batterie) per il telecontrollo e l'automazione di CS;
- unità periferica "RTU" con protocollo standard aperto per il telecontrollo e l'automazione di CS, che permetterà di attuare, anche tramite il protocollo IEC 61850, la selezione automatica del tronco guasto, l'acquisizione degli stati, la diagnostica e le principali misure degli organi di manovra e dei sensori presenti in CS, rendendoli disponibili al Centro di Telecontrollo e alla piattaforma DMS;
- armadio concentratore "kit LVM" per la telegestione tramite segnale PLC dei contatori elettronici "Smart Metering 2G", incluso di modem e antenne, che permette di abilitare nuove funzionalità e garantire migliori performance per il servizio di misura, in ottemperanza al quadro regolatorio europeo e nazionale;
- router/switch di rete con tecnologia 4G/LTE per l'incremento delle prestazioni di connessione della CS, con particolare riferimento al coordinamento delle protezioni MT;
- connettività a banda larga in fibra ottica, alternativa al suddetto router/switch, costituente la rete di accesso delle CS descritta in precedenza.

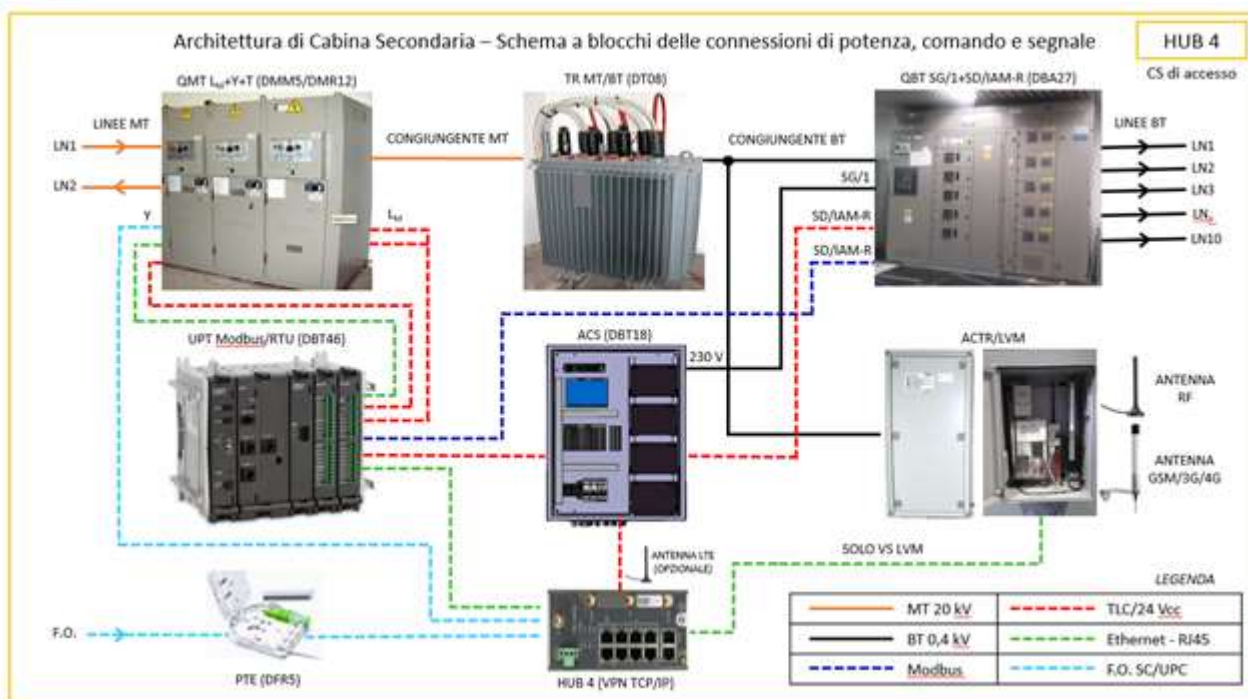


Figura 18-Architettura di cabina secondaria

5.5 Principali Progetti e Iniziative avviate nell'ambito della Transizione Energetica

I progetti e le iniziative, avviate nell'ambito della transizione energetica rappresentano gli strumenti attraverso i quali areti, in linea con gli indirizzi europei e nazionali, persegue gli obiettivi in tema di decarbonizzazione e sostenibilità.

5.5.1 Il Progetto Finanziato EU Platone

Il progetto finanziato UE "PlatOne", avviato nel settembre 2019 e concluso nell'agosto 2023, ha avuto l'obiettivo di sviluppare e testare una soluzione tecnologica d'avanguardia in grado di abilitare i meccanismi di flessibilità energetica all'interno di un mercato aperto e inclusivo. Il progetto raccoglie un'ambiziosa sfida lanciata dall'Unione Europea: rispondere alla crescente esigenza di mitigare nel breve e lungo periodo le congestioni di rete, dovute alla sempre maggiore penetrazione di energia elettrica da fonti rinnovabili a generazione variabile e di sistemi di riscaldamento, raffreddamento e mobilità elettrica. Il suo partenariato transnazionale è stato composto da dodici partner pubblico-privati – areti, ACEA Energia, Apio, Avacon, BAUM, Engineering, E.DSO, Hedno, Politecnico di Atene, NTUA, RSE, Siemens – provenienti da Italia, Grecia, Belgio e Germania, e coordinati dall'Università tedesca di Aachen (RWTH Aachen University).

Il pilota italiano, coordinato da areti, mediante lo sviluppo di un'architettura tecnologica innovativa, basata sull'applicazione della tecnologia *blockchain*, ha sviluppato un nuovo modello di gestione delle reti basato sulla flessibilità nell'area urbana della Capitale. Questa soluzione consente agli utenti di partecipare attivamente alla gestione ottimizzata della rete stessa diventando dei veri e propri «partner» che offrono

servizi di flessibilità e contribuiscono a garantire l'equilibrio tra domanda e offerta. Cambia quindi il ruolo del cliente finale, che da semplice consumatore diventa anche produttore e attore attivo sulla rete, il cosiddetto *prosumer*. Come anticipato, il termine indica un utente che produce energia grazie a impianti fotovoltaici o di microgenerazione, accumula l'elettricità in *storage* e nelle batterie dell'auto elettrica, autoconsuma parte dell'energia prodotta e rivende la quota in eccesso: un utente che grazie alle nuove tecnologie può e vuole svolgere un ruolo attivo e cogliere le opportunità economiche di questo nuovo contesto. In questa trasformazione del sistema elettrico e dei soggetti attivi sulla rete, si rafforza l'esigenza di risorse che offrano flessibilità nei consumi e nella produzione per evitare congestioni e garantire il bilanciamento della rete elettrica nel suo complesso sia a livello locale sulla bassa e media tensione che sulle linee di alta tensione. La prospettiva finale è rappresentata quindi da moltissimi partecipanti attivi al sistema elettrico che forniranno risposte in tempi rapidissimi alle criticità e congestioni che emergeranno sulla rete elettrica e alle esigenze di gestione dei picchi di domanda.

Il progetto *PlatOne* adotta una soluzione multi-piattaforma che consentirà a tutti gli attori – TSO, DSO, Aggregatori e *prosumer* – di operare in modo coordinato ed efficiente adeguando i propri consumi o la propria produzione alle richieste dei gestori della rete elettrica. I *prosumer* e gli Aggregatori ricevono una remunerazione proporzionale alla flessibilità erogata. L'Aggregatore agisce da intermediario, aggregando, per l'appunto, le offerte degli utenti e proponendole sulla piattaforma di mercato dove si incontrano domanda e offerta.

La figura sottostante mostra l'architettura modulare di *PlatOne*, strutturata in sottosistemi «plug-in», in cui ogni operatore può scegliere quali parti del sistema utilizzare e connettere ai propri sistemi già in esercizio. Prevede principalmente due *layer*, entrambi basati su tecnologia *blockchain*:

(1) Il *Layer di Mercato*, in cui avvengono gli scambi di mercato per la compravendita dei servizi di flessibilità dietro prevalidazione tecnica del DSO;

(2) Il *Layer di Accesso al Cliente*, completamente gestito da areti, in cui il DSO analizza la sua rete in tempo reale (tramite il DMS), individua eventuali criticità e, sulla base di queste, da un lato, limita le movimentazioni di risorse sulla propria rete da parte del TSO (*Traffic Light*) e, dall'altro, sottopone al mercato le proprie richieste di flessibilità per risolvere le criticità individuate. Una volta individuate e contrattualizzate le azioni di flessibilità con gli aggregatori, la *DSO Platform* provvede a inviare i *Set Point* su cui si devono attestare i clienti ai *Light Node*, che dialogano con la domotica di utenza e misurano gli esiti delle azioni, trasmettendo il tutto in modo certificato allo *Shared Customer DataBase* (o *Flexibility Register*, secondo la terminologia attualmente in uso), che provvede a pubblicare i dati di *settlement* per tutti gli attori del mercato.

Come detto, il *layer* gestito dal DSO fa leva sulla tecnologia *blockchain* per tracciare in modo univoco e immutabile tutte le misure e i dati scambiati tra le parti. Gli *Smart Meter 2G* dei *prosumer* saranno connessi tramite il canale *Chain 2* (in *Power Line Carrier*) a un apparato *blockchain* in modo tale che le misure rilevate

all'utenza saranno inconfutabili e potranno essere utilizzate dagli *smart contract* per il calcolo di tutte le condizioni contrattuali sino alla remunerazione degli utenti e degli Aggregatori.

Altro aspetto di rilievo è che la certificazione del dato all'origine, al *meter* dell'utente, rende il mercato trasparente ed efficiente, annullando le controversie e riducendo i costi di tutta la filiera, rispondendo così anche a tutte le necessità di Osservabilità previste da ARERA per i DSO ed evitando la duplicazione di apparati di misura tra clienti, Aggregatori, DSO, TSO, abbattendo in questo modo i costi generali di sistema per i servizi di flessibilità.

Oltre al mercato della flessibilità locale, il fatto che il *meter* dell'utente e l'infrastruttura *blockchain* ad esso collegata siano in grado di registrare e attestare tutti i passaggi di energia tra i *prosumer* consente anche la creazione di un mercato *peer to peer* nel quale l'energia può essere prodotta o venduta ed essere utilizzata o acquistata a livello locale, facendo un uso minimo delle rete del distributore, riducendo la congestione del sistema distribuzione e rendendo quindi realizzabile il concetto di comunità energetiche e di autoconsumo collettivo.

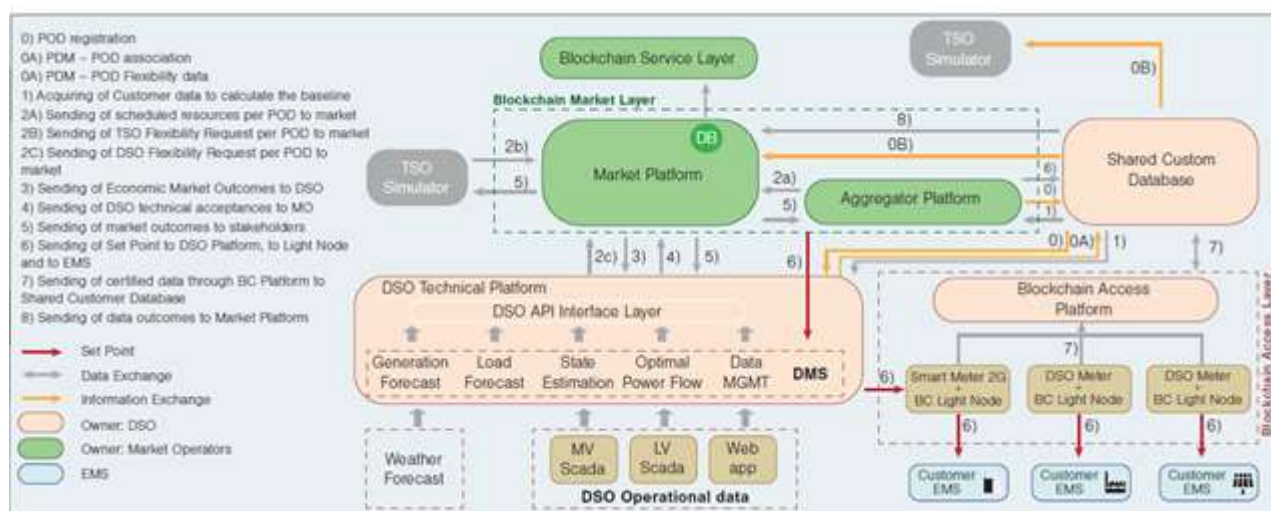


Figura 19-Architettura e Data Flow del Progetto Platone

Sotto l'aspetto finanziario, il progetto PlatONE nel suo complesso ha previsto investimenti per ricerca e interventi innovativi sulle reti elettriche, sulle piattaforme di mercato e sugli strumenti di interfaccia per un valore di 9,5 milioni di Euro, di cui 7,5 milioni finanziati dalla Commissione Europea. Il Gruppo ACEA ha investito in totale nel progetto circa 1,4 milioni di Euro, di cui 1,1 mln da parte di areti e 0,3 mln da parte di Acea Energia: di questi 1,4 mln complessivi, la UE ha riconosciuto al gruppo Acea circa 1,1 mln di Euro.

Il Progetto Platone rappresenta una vera e propria *MileStone* dell'evoluzione del sistema elettrico europeo e nazionale: non solo si è imposto come uno dei più importanti ed efficaci progetti svolti in ambito Horizon Europe per l'impatto avuto sulla formazione tecnico – regolatoria dei servizi di flessibilità Comunitari, ma le sue piattaforme, tecnologie e processi di mercato sono alla base del progetto pilota ai sensi della Delibera ARERA 352/2021 *RomeFlex*, di cui se ne illustreranno le caratteristiche nel seguito del documento.



5.5.2 Il Progetto Finanziato EU BeFlexible

Nel 2022 areti ha ottenuto il finanziamento del progetto Europeo EU BeFlexible, di durata quadriennale (settembre 2022-ottobre 2026), chiamato a rispondere ad uno scenario in cui la diffusione territoriale e la produzione non programmabile degli impianti a fonte rinnovabile introduce una nuova complessità nella gestione della rete elettrica e nei servizi di bilanciamento.

A questa complessità si aggiunge il tema della transizione al vettore elettrico dei consumi, spinta dalle direttive sulla decarbonizzazione e dalla necessità di rispettare gli accordi sul clima sottoscritti dal nostro paese.

La soluzione a questo scenario richiede un approccio innovativo nella gestione e nella pianificazione delle reti, che si basi non solo sul potenziamento dell'infrastruttura, ma anche e soprattutto su meccanismi di flessibilità.

BeFlexible vede coinvolto un vasto partenariato di aziende nazionali ed europee di primaria importanza nel settore energetico e nel mondo dei *technology providers*: la soluzione proposta implementa un Market Design condiviso areti, Enel e Terna per l'approvvigionamento dei servizi di flessibilità, riprendendo in ampia parte quanto sviluppato da areti nel progetto Platone.

L'obiettivo del progetto è quello di sviluppare un mercato comune e coordinato tra TSO e DSO per abilitare le utenze distribuite alla fornitura di servizi di flessibilità sia alla rete di distribuzione che a quella di trasmissione al fine di ottimizzare economicamente ed operativamente l'approvvigionamento dei servizi alle reti elettriche.

5.5.3 RomeFlex: Il Progetto ai sensi della Delibera ARERA 352/2021 sui servizi ancillari dei DSO

ARERA è da sempre una delle Authority più attive nell'innovazione del quadro europeo, garantendo all'Italia un'infrastrutturazione tecnologica per la gestione delle reti e una strutturazione dei mercati e dei servizi energetici di rilievo assoluto grazie alla predisposizione di un framework regolatorio che consente agli operatori di rete di sviluppare al meglio iniziative di evoluzione e processi gestionali di esercizio delle reti e dei relativi impianti.

Con la deliberazione ARERA 372/2023 l'Autorità ha deliberato l'approvazione del progetto "*RomeFlex*" (Reshaping Operational MEthods to run grid FLEXibility), iniziativa congiunta di areti e del GME, che consente di realizzare un completo, evoluto e inclusivo **Mercato della flessibilità locale** a servizio di tutte le utenze della Città di Roma gestite da areti.

La genesi di RomeFlex è la Delibera 352/2021 ARERA, in accordo al Dlgs 210/2021 (recepimento italiano della Direttiva europea 944/2019), che ha dato la possibilità ai distributori italiani di realizzare progetti pilota per l'implementazione di mercati locali per l'acquisizione di servizi ancillari alla rete di distribuzione. areti ha

colto questa opportunità proponendo il progetto *RomeFlex* che industrializza tutte le soluzioni tecnologiche, piattaforme informatiche e processi di mercato sviluppati nel progetto *PlatOne*; nella figura alla pagina seguente è illustrata l'architettura di *RomeFlex*.

Grazie alla sua architettura aperta e modulare, che fa completo riuso delle tecnologie, delle piattaforme e dei processi sviluppati nel progetto europeo *Platone*, il mercato sviluppato in *RomeFlex* è replicabile su tutti i territori italiani gestiti dai DSO (Distribution System Operators) che vorranno aderirvi. Tutti i clienti, i cui impianti in bassa o media tensione sono nelle aree servite, saranno in grado di modulare i propri consumi e la propria produzione di energia e potranno prendere parte al progetto, offrendo i propri servizi di flessibilità ad *areti* e agli altri DSO aderenti.

Grazie poi al Gestore del Mercato Elettrico (GME), che ha accettato l'invito di *areti* di gestire il mercato della flessibilità locale per la stessa *areti* e per tutti i DSO italiani che vogliono aderire al progetto, il mercato di *RomeFlex* è immediatamente agibile per tutti gli attuali BSP (*Balancing Service Provider*) che continueranno ad avere il GME come interfaccia unica, facilitando così enormemente tutte le procedure amministrative per la compravendita di servizi ancillari per la rete di distribuzione.

La struttura di mercato del GME e l'infrastruttura tecnologica di *PlatOne* sono quindi a servizio degli utenti di *areti* in *RomeFlex* in primo luogo su Roma, ma aperti e immediatamente utilizzabili dagli altri distributori italiani che ne vorranno fruire. Diversi DSO stanno aderendo al progetto *RomeFlex* (in primis *Unareti*, che ha già posto in consultazione pubblica il suo progetto gemello denominato *MindFlex*), generando così un «modello nazionale» di mercati locali della flessibilità che accelererà sensibilmente l'evoluzione dei mercati dei servizi energetici in Italia in favore della transizione ecologica nel nostro Paese.

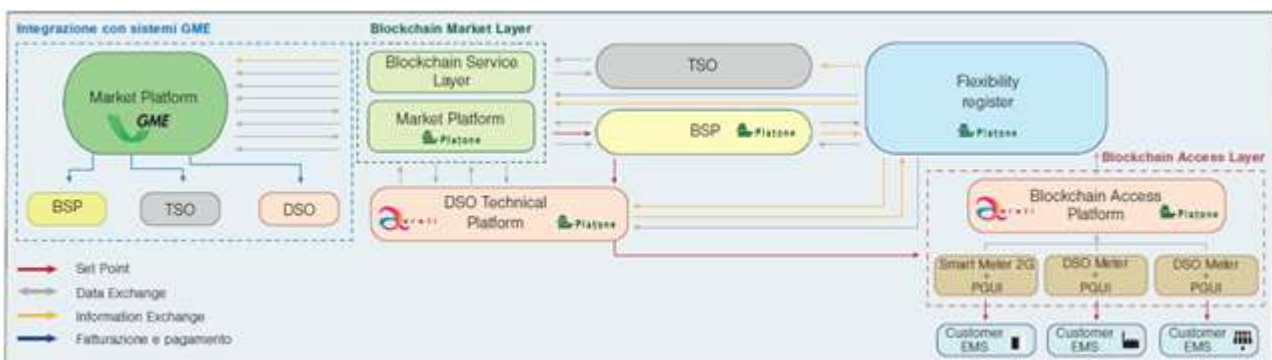


Figura 20-Architettura di sistema del Progetto Romeflex

5.5.4 Le Comunità Energetiche

Sin dal 2018 *areti* è attiva sia nella definizione tecnico-regolatoria europea e nazionale sia in progetti sperimentali sul tema delle Comunità Energetiche (formalmente definite *Citizen Energy Community* dal Clean Energy Package dell'Unione Europea).

La motivazione dell'impegno di areti sul tema nasce sia dall'opportunità che queste rappresentano nel poter offrire alla rete servizi ancillari in modalità "aggregata" (generando così una massa critica di volumi significativi ai fini del decongestionamento della rete), sia dalla necessità di trovare un equilibrio tra il ruolo del DSO e quello delle Comunità Energetiche stesse.

Infatti la definizione data dal *Clean Energy Package* alle CE prevede potenzialmente anche la possibilità che queste possano prendere in gestione parte delle reti di distribuzione, nonostante che detta opzione sia pressoché unanimemente riconosciuta come inefficiente per il sistema e possa mettere al rischio la sicurezza dell'esercizio delle reti ed il loro omogeneo sviluppo in termini tecnico-funzionali sul territorio del Paese.

La posizione di areti quindi, in armonia con le associazioni nazionali ed europee dei DSO, postula il distributore come "abilitatore" delle CE, ossia con la missione di abilitare tutte quelle tecnologie di rete e di mercato che consentano alle Comunità di sviluppare i loro servizi di mercato "on top" alla rete stessa, creando così una sinergia operativa ed economica tra gestore di rete e CE. ARERA ha sposato questa definizione definendola in un "modello virtuale" che prevede, in aggiunta a quanto detto, che le CE possano crearsi tra soggetti appartenenti ad una porzione di rete sottesa ad una stessa cabina secondaria.

Le attività di areti sul tema, in linea con l'indirizzo sopra descritto, si sviluppano quindi secondo tre principali direttive:

- la contribuzione alla formazione tecnico-regolatoria e normativa delle regole di funzionamento ed interazione con la rete di distribuzione delle Comunità Energetiche;
- lo sviluppo di progetti sperimentali in collaborazione con le nascenti CE finalizzato all'implementazione del "modello virtuale" ed alla realizzazione di servizi di flessibilità ed autoconsumo. Di particolare rilevanza è la collaborazione di areti con ENEA, attiva dal 2018, che ha portato a sviluppare e sta continuando a far scaturire sperimentazioni congiunte sulle CE (ENEA è promotrice di una CE nella zona romana di Centocelle, e questa è tra l'altro uno degli *Use Case* del Progetto Platone). L'ultima iniziativa messa in campo in ordine cronologico è quella che prevede, nel mese di luglio 2021, l'avvio delle attività di formazione di una nuova CE nel quartiere di Testaccio, con una serie di incontri programmati con la Comunità locale per costruire insieme l'iniziativa;
- lo sviluppo di tecnologie e sistemi, insieme a partner tecnologici specializzati, per l'implementazione, la gestione e l'esercizio di servizi di flessibilità da parte delle CE funzionali al soddisfacimento delle necessità della rete di distribuzione ed abilitanti ai mercati del dispacciamento locale. Per dette tecnologie se ne sta valutando l'immissione a mercato, dato il grande interesse che queste stanno suscitando da parte di soggetti industriali (Aggregatori) che si stanno proponendo come "incubatori" di Comunità Energetiche e per detto modello di business è centrale la disponibilità di tecnologie abilitanti.



5.6 Sistemi di Misura di seconda generazione

Di seguito vengono riportate le iniziative progettuali avviate da areti, relative ai sistemi di misura di seconda generazione.

Progetto advanced Smart Energy Recovery

Il progetto interfunzionale a-SER (advanced Smart Energy Recovery) rappresenta la seconda fase del progetto SER avviato a inizio 2020 con lo scopo di ridurre le perdite commerciali attraverso l'identificazione di soluzioni ottimali per la prevenzione, l'identificazione e il recupero delle stesse.

La declinazione di questo obiettivo include tra l'altro l'identificazione di soluzioni tecniche su asset e sistemi per l'identificazione e la prevenzione delle perdite di energia, quali, ad esempio il monitoraggio delle perdite attraverso il bilancio di area, revisione degli algoritmi di stima e validazione.

Molti degli interventi sopra indicati sono stati effettuati nel 2020 che è stato dedicato al recupero delle perdite ed alla messa in campo dei primi sviluppi per evoluzione dei processi. Nel 2021 e 2022 il percorso è stato completato con una serie di iniziative volte al miglioramento dei processi operativi piuttosto che con focus sul mondo delle perdite tecniche ed evoluzione di strumenti e processi per la gestione del bilancio energetico.

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.

Tabella 10-Piano 2020-2034 N° Cumulato Progressivo Contatori Installati

	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

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 2023 l'avanzamento è stato 642.206 misuratori sostituiti, avendo già completato nel 2022 le attività massive di installazione dei concentratori.

6. Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

6.1 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 11- 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*			
Realizzazione di sistemi evoluti di governo centrale e gestione del Demand Response (piattaforme smart)**	ADMS/GIS/GECA/IoT – N°	1	330.609***	252***	281***

*Numero di cabine secondarie che saranno digitalizzate con installazione di Quadro BT telecomandato (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.

6.1.1 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.

6.1.2 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).

6.1.3 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.

6.1.4 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.

6.1.5 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 12-Interventi Piattaforme Integrate

Intervento	Descrizione
<p>Sviluppo ADMS (Advanced Distribution Management System)</p>	<p>La piattaforma consentirà una gestione "smart" della rete attraverso le seguenti funzionalità:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Interfaccia integrata coi principali sistemi della mappa architeturale 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	<p>Le evoluzioni previste impatteranno le seguenti funzionalità:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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)	<p>Le evoluzioni previste impatteranno:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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	<p>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</p>

6.2 PNRR “Interventi su resilienza climatica delle reti”

Il cambiamento climatico, divenuto significativo negli ultimi decenni, ha incrementato la frequenza e l'intensità dei fenomeni metereologici 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.

Tale 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.

7. Stima dei Costi

Il presente paragrafo espone la metodologia utilizzata per la stima dei costi di investimento degli interventi inseriti nel presente piano di sviluppo. In particolare a partire dalla stima dei costi in fase di progettazione preliminare, la previsione di spesa viene aggiornata all'evolvere dello stadio di progettazione ed esecuzione (iter autorizzativo, progettazione esecutiva, installazione e messa in esercizio).

7.1 Costi di Investimento in fase di progettazione preliminare

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 1 km 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 integrato con il costo del personale capitalizzato, consente di determinare il costo di investimento complessivo dell'intervento.

7.2 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, per le quali si considera il costo storico (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.);
- Costi connessi all'ottenimento delle licenze Comunali di scavo;
- 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*.La 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 civili, 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, 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:
- a. La tipologia di intervento (nuova cabina secondaria o di ricostruzione di cabina secondaria esistente);
 - b. La configurazione impiantistica della cabina secondaria (con particolare riferimento alla sezione MT 2L+T, 3L+T, BT, ecc.);
 - c. Tipo, numero e potenza dei trasformatori MT/BT;
 - d. Installazione o meno delle apparecchiature necessarie al telecontrollo.

7.3 Elementi di variabilità del costo pianificato

I costi esterni stimati in fase di progettazione preliminare di un intervento si possono discostare, in linea generale, dai costi effettivi sostenuti fino al momento della messa in servizio. Le principali cause di variazione dei costi nelle fasi successive a quella di progettazione preliminare (iter autorizzativo, progettazione esecutiva, installazione e messa in esercizio), sono:

- *Ubicazione territoriale dell'intervento*: La voce di costo che maggiormente è influenzata dall'ubicazione territoriale è quella relativi agli oneri comunali per il rilascio delle licenze di scavo ed alla tipologia di pavimentazione stradale da ripristinare.
- *Aspetti di natura autorizzativa*: Le voci di costo maggiormente influenzate da tali aspetti sono quelle relative al costo dei lavori di scavo e posa cavo, qualora dovessero esservi prescrizioni che comportino un tracciato differente da quello inizialmente ipotizzato, (e dunque anche gli altri costi ad esso correlati, come il costo del materiale, dei ripristini e delle licenze) ed i lavori di ripristino del manto stradale.
- *Aspetti di natura tecnica* prevalentemente connessi a varianti o integrazioni progettuali per sopravvenute esigenze o opportunità.
- *Incremento dei costi esterni*, rispetto ai valori storici, di apparecchiature, materiali e prestazioni.

7.4 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, a partire dai valori storici per ciascuna tipologia di intervento, sulla base dei costi esterni previsti.



8. La Flessibilità e l'Acquisto di Servizi Ancillari per la Risoluzione delle Congestioni sulla rete di distribuzione di Roma

8.1 I Razionali della Flessibilità delle Reti e la Filosofia di Dimensionamento Economico - Operativo

Con la delibera ARERA 372/2023 del 3 agosto 2023 e la successiva convenzione per la gestione del mercato locale della flessibilità siglata con il GME in data 10/08/2023, areti a partire dal 2024 possiede un'ulteriore leva operativa per la risoluzione delle criticità di rete: quella dell'uso della flessibilità e del Demand Response, elemento essenziale in ottica di gestione dell'impatto della transizione ecologica sulle reti di Roma.

La necessità di gestire la transizione ecologica, che impatterà pesantemente nei prossimi anni il sistema elettrico, unita 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.

Il potenziamento delle infrastrutture e degli *asset* di rete da solo non è infatti sufficiente a coprire il grande fabbisogno di potenza che nei prossimi anni sarà richiesto alla rete, soprattutto in bassa tensione.

Il tale contesto è stata svolta una specifica analisi finalizzata alla realizzazione di un modello parametrico in grado di definire 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, e che sarà illustrato nel seguito del documento.

In questa sezione del Piano di Sviluppo saranno quindi prima evidenziati i razionali tecnico – economici del ricorso alla flessibilità che areti intende perseguire negli anni, per poi identificare gli strumenti di approvvigionamento dei servizi ancillari con particolare riferimento alle tipologie di asset flessibili disponibili su Roma nell'arco temporale del piano stesso.

Detti elementi devono essere quindi intesi come un primo dimensionamento di massima, da aggiornare anno per anno nell'ambito delle strategie operative di conduzione della rete, del nuovo strumento di esercizio efficiente ed efficace della rete stessa rappresentato dalla flessibilità ed il *Demand Response*.

Il Modello di Previsione dell'Evoluzione dei Consumi e della Produzione Distribuita

Studiando la topologia della rete di Roma, i suoi attuali consumi e la loro evoluzione attesa, è stato realizzato un modello per la valutazione dei fabbisogni di infrastrutturazione al 2032 e della loro ottimizzazione attraverso l'uso della flessibilità, finalizzato a rendere la rete adatta a gestire l'impatto della transizione al vettore elettrico degli usi finali dell'energia nella Città di Roma.

Le curve di carico al 2032, sotto riportate, sono la combinazione di quelle attuali con i risultati dei modelli di previsione dei carichi legati agli scenari di elettrificazione e penetrazione delle tre tipologie di carico che maggiormente manifesteranno incrementi, ossia quelle della **mobilità elettrica**, dei **sistemi di riscaldamento e raffrescamento (pompe di calore)**, dei **piani di cottura ad induzione** domestici.

Altro elemento fondamentale che contribuisce alla morfologia delle curve di carico attese, e quindi al picco di potenza che la rete sarà chiamata a fronteggiare, è quello dei **trend di crescita della generazione distribuita** (per gran parte prevista connessa in bassa tensione), il cui effetto per singola porzione di rete si sottrae ai carichi nelle ore di produzione: detto effetto potenzialmente benefico sul picco di potenza purtroppo è attenuato dalla imprevedibilità della generazione distribuita (legata principalmente a fattori meteorologici) e, soprattutto, dal fatto che le ore di massima produzione di energia rinnovabile (principalmente fotovoltaica) ossia quelle centrali del giorno, non coincidono con gli orari di massimo assorbimento dei carichi previsti al 2032 su Roma, ossia le ore serali ed in particolare quelle nei periodi invernali, nelle quali si manifesterà il massimo utilizzo delle pompe di calore per il riscaldamento domestico, la massima contemporaneità di ricarica delle auto elettriche (principalmente residenziali private), il massimo utilizzo dei piani di cottura elettrici ed a induzione.

Da questi elementi appare chiaro **il ruolo centrale che gli storage potranno giocare nella stabilità della rete elettrica**: da un lato garantiranno la stabilità temporale delle produzioni rinnovabili rispetto alle oscillazioni generate dai mutamenti meteorologici in corso di giornata, dall'altra consentiranno (laddove opportunamente controllati e orchestrati da sistemi di flessibilità del distributore) l'accumulo di energia nelle ore centrali della giornata per il successivo rilascio nelle ore serali.

Analizzando l'involuppo dei trend di crescita degli utilizzatori elettrici e della diffusione della generazione distribuita, si è ipotizzato il trend del carico netto percepito dalla rete dal 2023 al 2032, identificando le due curve di carico tipiche (invernale ed estiva) a 10 anni.

Nel seguito si riassumono le ipotesi e le conclusioni sviluppate nello studio di ottimo infrastrutturazione *versus* flessibilità condotto da *areti*, partendo dalle tre tipologie di carico sopra evidenziate, ossia la mobilità elettrica, le pompe di calore ed i piani di cottura ad induzione.

La Mobilità Elettrica

Per stimare la potenza installata e il numero delle Infrastrutture di Ricarica (IdR) posate al 2032 ci si è basati sul Piano Regolatore della Mobilità Elettrica (PRME) recentemente elaborato da *areti*. In particolare, attraverso un doppio approccio Bottom-UP e Top-Down, è stata stimata sia la potenza che la posizione delle IdR sul suolo cittadino in base alle richieste di connessione e alla proiezione tecno-economica prevista per la tecnologia.

La potenza installata è stata suddivisa in due macrocategorie: pubblica e domestica, dove per "domestiche" si intendono le IdR ad accesso privato mentre per "pubbliche" le IdR aperte al pubblico.

L'output principale ottenuto dal modello stima circa 1 GW di potenza installata per la categoria domestica (WallBox residenziali) e circa 800 di MW per quella pubblica al 2032.

Per le due categorie è stata inoltre assunta la caratteristica giornaliera di contemporaneità sotto riportata:

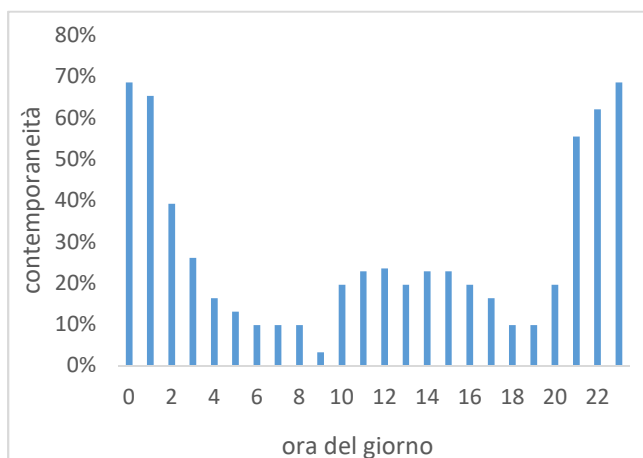


Figura 22-Caratteristica IdR Domestiche

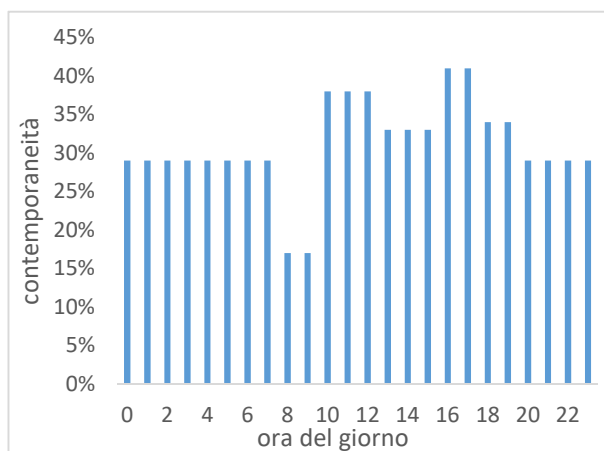


Figura 21-Caratteristica IdR Pubbliche

La potenza di connessione complessivamente stimata al 2032 di stazioni di ricarica di veicoli elettrici, ossia 1.8 GW, ponderata con le curve di utilizzazione ed i coefficienti di utilizzazione tipici di questi apparati, conduce ad **una contribuzione al picco di potenza per circa 0,6 GW.**

Il Riscaldamento ed il Condizionamento Domestico

Per stimare i consumi legati alla transizione al vettore elettrico si è utilizzato un approccio statistico. Tra le principali ipotesi assunte, insieme alle stime sulle nuove installazioni previste al 2032, è l'entrata in vigore della Direttiva Europea sulla prestazione energetica nell'edilizia (Energy Performance of Buildings Directive, **EPBD**), che indica nella sostituzione delle caldaie a gas con sistemi di riscaldamento a pompe di calore (oltre all'installazione massiva di sistemi di generazione fotovoltaica) uno degli interventi principali per il raggiungimento dei nuovi obiettivi di efficienza degli edifici .

Combinando i dati ISTAT di presenza sul territorio della tecnologia insieme alle proiezioni stimate dal "Libro Bianco delle Pompe di Calore", al 2032 si stima una loro presenza nel 55% delle unità immobiliari presenti sul territorio cittadino.

Anche per questa categoria di carico vengono utilizzate delle curve caratteristiche di contemporaneità giornaliera per il periodo invernale ed estivo (riscaldamento e raffrescamento).

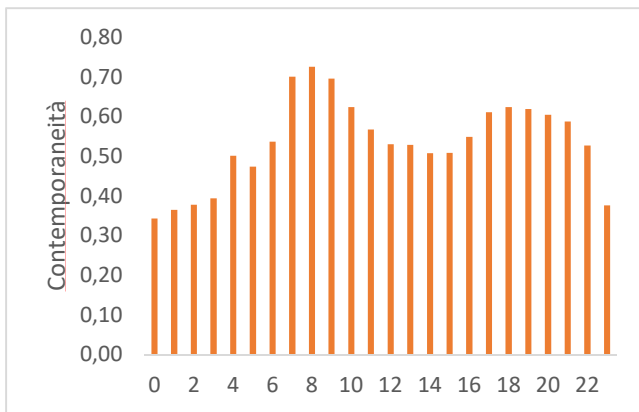


Figura 24-Curva Caratteristica Pompa di Calore

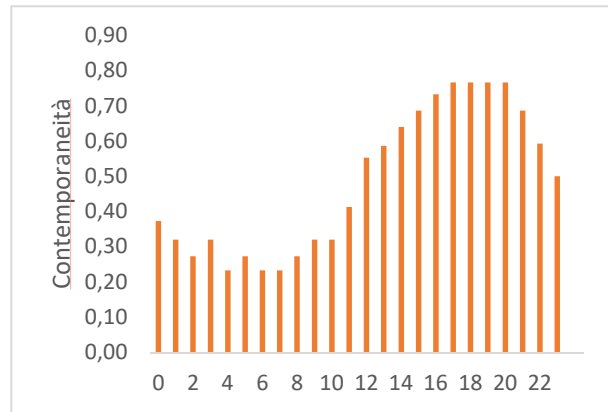


Figura 23-Curva Caratteristica Condizionatore

L’inviluppo degli elementi sopra riportati, conduce ad una **contribuzione delle pompe di calore al picco di potenza di circa 0,4 GW.**

I Piani di Cottura ad Induzione

Questa tecnologia di piani di cottura è caratterizzata da una alta efficienza energetica ma, al contempo, da un’alta potenza necessaria per il funzionamento. Sebbene le numeriche di detti apparecchi non risultano elevatissime al 2032, la loro caratteristica di essere utilizzate in maniera fortemente contemporanea (negli orari tipici di pranzo e di cena delle famiglie) ed il loro alto fabbisogno unitario di potenza, le rende un elemento che **contribuisce significativamente al picco di potenza previsto al 2032, con un valore stimato di circa 0,2 GW.**

La Generazione Distribuita

Il combinato disposto della sopra citata Direttiva sull’efficienza energetica degli edifici, l’aumento dei costi dell’energia dovuti a fattori geopolitici e del trend di crescita delle connessioni attive osservato negli ultimi due anni (principalmente dovuto alle incentivazioni edilizie avutesi), porta ad ipotizzare una crescita della generazione distribuita (soprattutto fotovoltaica e connessa in bassa tensione) che nei prossimi dieci anni passerà su Roma dagli attuali circa 250 MW a circa 590 MW al 2032.

È importante affiancare a questo dato assoluto sulla potenza di picco di generazione, il fatto che le installazioni su Roma di impianti fotovoltaici vedono una percentuale di impianti dotati anche di *storage* pari ad oltre il 60%: questo dato risulta essere essenziale per i successivi calcoli di disponibilità di flessibilità sulla città, in quanto un impianto di produzione dotato di *storage* rappresenta per definizione una risorsa potenzialmente flessibile.



Le Curve di Carico Invernale ed Estiva al 2032

La risultante degli effetti delle generazioni e dei carichi previsti al 2032 dello studio condotto da *areti*, porta alle ipotesi di curve di carico rappresentate nelle figure sottostanti (per diversi scenari di riferimento PNIEC-Terna-Snam):

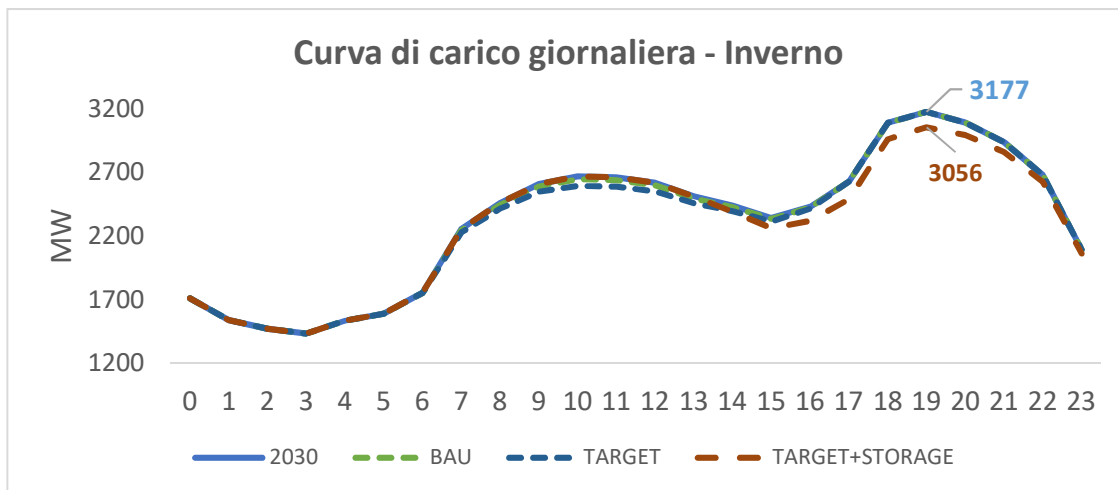


Figura 25-Curva di Carico Giornaliera-Inverno

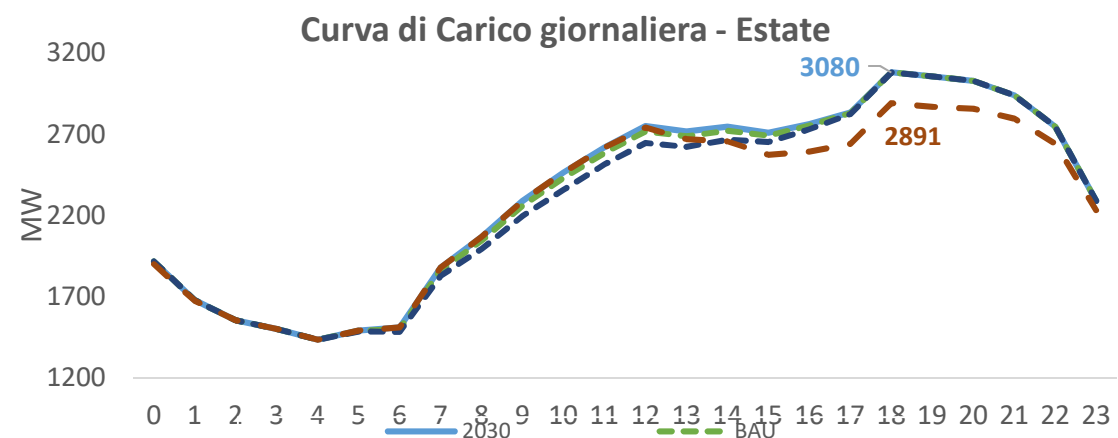


Figura 26-Curva di Carico Giornaliera-Estate

Dette curve indicano l'incremento del picco di carico atteso al 2032 sulla città di Roma (circa 1170 MW in più rispetto al 2018) e, in particolare, i fabbisogni di investimento in potenziamento della rete rispetto all'infrastrutturazione attuale, risultati essere di circa 1,1 Mld €.

Lo studio *areti* ha quindi implementato una ricerca di ottimo tra la spesa in investimenti infrastrutturali, sostenibili dal punto di vista finanziario ed operativo, ed il costo di utilizzo di servizi di flessibilità necessari a

coprire il fabbisogno di capacità di Roma, per individuare il punto di efficienza di sistema ottimo tra ricorso agli investimenti infrastrutturali e ricorso ai servizi di flessibilità.

Ipotizzando uno scenario “sostenibile” di investimenti infrastrutturali, ossia dimensionando l’investimento annuo di potenziamento della rete ad un valore medio di circa 50 Mln €, è stato valutato il gap che, rispetto al livello di infrastrutturazione raggiunto, è necessario colmare mediante il ricorso alla flessibilità. Al 2032, il gap gestito attraverso potenziamenti infrastrutturali di rete è risultato dunque pari a 462 MW, mentre il fabbisogno di flessibilità residuo risulta di circa 720 MW (in particolari orari dell’anno e per durate molto brevi). In tal modo, si è stimato che, dal 2023 al 2032, si potrebbe sostenere un costo totale cumulato di circa 620 Mln €, di cui 420 Mln € per potenziamenti di rete (assumendo un costo unitario medio di 1 Mln € / MW di potenziamento di rete) e circa 200 Mln € per l’approvvigionamento di flessibilità, a fronte di circa 1.075 Mln € di costo totale prospettato nel caso in cui non si ricorra alla flessibilità (soluzione di pura infrastrutturazione), e quindi un risparmio complessivo quantificabile in circa 450 mln € sui dieci anni.

Dette valutazioni, oltre che da una ricerca di ottimo economico tra investimenti in infrastrutturazione e ricorso a servizi ancillari, tengono conto dei limiti operativi imposti dalla necessità di non creare incrementi troppo elevati della tariffa e delle oggettive complessità e gli inevitabili impatti sulla viabilità cittadina legati all’apertura di un gran numero di cantieri, nonché delle specificità della Città di Roma spesso oggetto di eventi internazionali (vedasi in primis il Giubileo del 2025 e la candidatura di Roma ad Expo 2030).

La conclusione dello studio, sotto le ipotesi riportate, è quella di uno sviluppo di rete basato su infrastrutturazioni di aumento della capacità di picco per circa 500 MW al 2032 (rispetto agli attuali circa 2 GW) ed un ricorso alla flessibilità per i rimanenti circa 700 MW al 2032, come indicato nella figura sottostante, che indica l’ipotetico utilizzo ottimale dei servizi ancillari qualora gli strumenti di approvvigionamento di mercato fossero stati disponibili già dal 2023 e la liquidità del mercato (disponibilità di risorse flessibili) supposta non limitata:

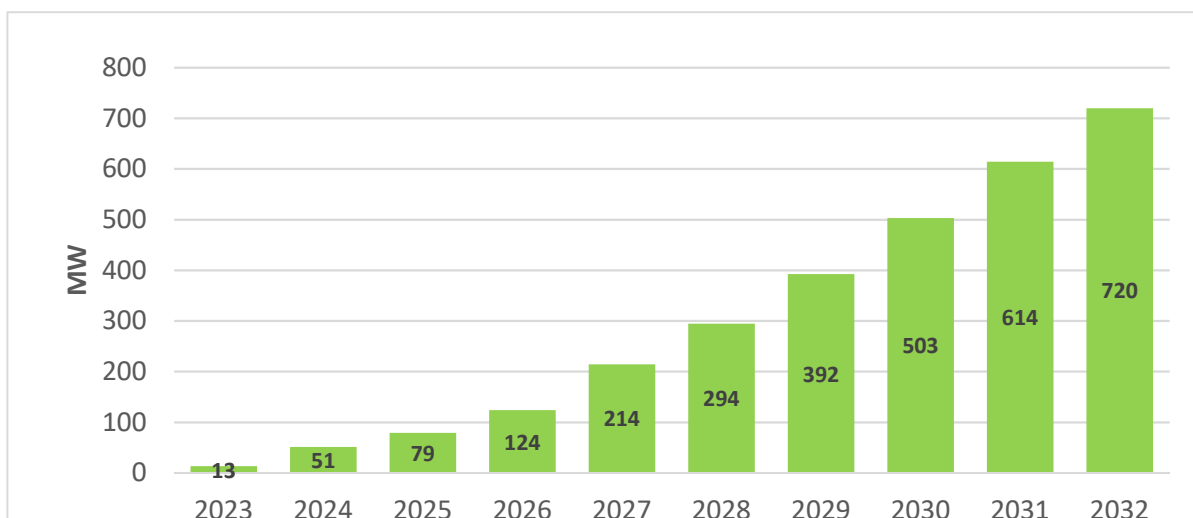


Figura 27-Ricorso alla Flessibilità



Altro elemento che ha guidato lo studio areti è stato il grado di utilizzo in energia in funzione della capacità di rete al 2032 (*Load Duration Curve*), riportato nella figura sottostante:

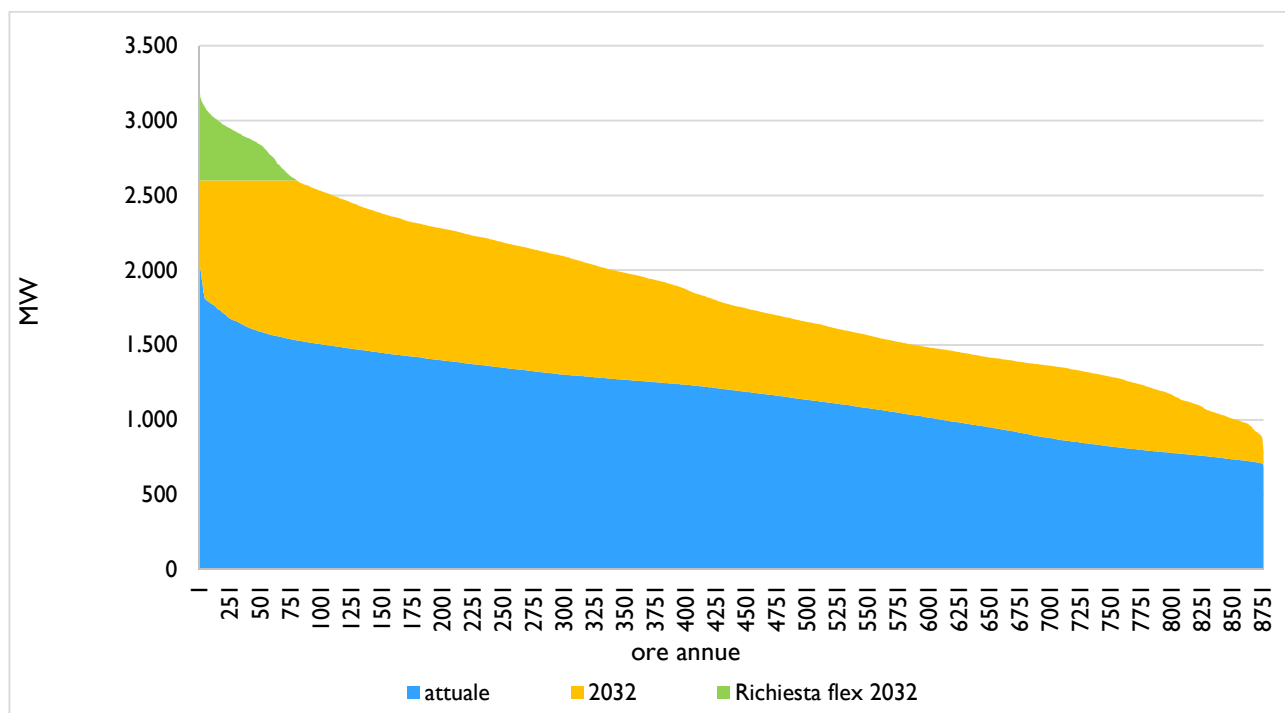


Figura 28-Load Duration Curve

Risulta evidente come capacità di rete superiori a 2,5 GW vengano utilizzate per un tempo limitatissimo (circa 1.000 ore annue, trasportando quindi quantitativi di energia molto bassi, area verde nel grafico), ossia genererebbero una alta inefficienza in termini di utilizzo in energia dell’investimento realizzato.

8.2. Il Piano della Flessibilità 2024 – 2028

Alla luce dell’inquadramento generale della flessibilità riportato nel capitolo precedente, dell’effettivo stato di implementazione del mercato della flessibilità in Italia e della disponibilità attuale di risorse flessibili e della sua evoluzione nei prossimi anni, in questa sezione del Piano di Sviluppo si riporta la previsione del ricorso all’acquisto di servizi ancillari che *areti* potrebbe effettuare al 2028 nelle ipotesi di crescita del picco di potenza atteso e di volumi di investimento in potenziamenti di rete precedentemente esposti.

Occorre precisare che **quanto nel seguito riportato dipende dal mix infrastrutturazione / flessibilità che si intende perseguire per gestire l’evoluzione del picco di capacità atteso sulla rete di Roma, che a sua volta è dipendente dallo scenario generale socio-economico e geopolitico che influenza fortemente i consumi energetici.** Al variare di questi fattori, varieranno i volumi di flessibilità effettivamente richiesti ed ovviamente i relativi costi.



8.2.1 Lo Stato e le Prospettive dei Mercati Locali della Flessibilità

Come già accennato, 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 capitolo precedente, che prevedeva un ricorso a servizi ancillari già nel 2023 per circa 13 MW e nel 2024 per circa 50 MW.

Detta variazione del ricorso alla flessibilità tiene conto, oltre che al 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.

Detta 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.

8.2.2 Le ipotesi di disponibilità di risorse flessibilità su Roma

Partendo dallo studio *areti* descritto nei paragrafi precedenti, su Roma al 2032 si stimano le seguenti potenze installate per carichi e produzioni (è stata ipotizzata una percentuale di potenza fotovoltaica dotata di *storage* cautelativamente pari al 40% ed una potenza di cogenerazione/gruppi elettrogeni pari al 10% delle potenze contrattuali complessive degli utenti attuali in media tensione superiori a 300 kW, costante nei 10 anni):

Tabella 13-Potenza Installata per Tipologia di carico al 2032

Potenza Installata per Tipologia di Carico / Produzione (MW) al 2032	
Stazioni di Ricarica Veicoli Elettrici	1.800
Pompe di Calore	1.200
Cogeneratori / Gruppi Elettrogeni	150
Fotovoltaico	589
Storage	236
Totale	3.975

Ipotizzando una linearità di crescita delle suddette potenze installate degli *asset* considerati dai valori attuali a quelli al 2032 (ad eccezione dei cogeneratori / gruppi elettrogeni che si suppongono rimanere costanti rispetto ai valori odierni, e degli *storage* supposti crescenti del 10% l’anno come da media rilevata negli ultimi



anni per le connessioni fotovoltaiche), si ottiene il trend delle potenze installate negli anni riportato nella tabella seguente:

Tabella 14-Potenza Installata per Tipologia di Carico/ Produzione

Potenza Installata per Tipologia di Carico / Produzione (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Stazioni di Ricarica Veicoli Elettrici	200	360	520	680	840	1.000	1.160	1.320	1.480	1.800
Pompe di Calore	400	480	560	640	720	800	880	960	1.040	1.200
Cogeneratori / Gruppi Elettrogeni	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Fotovoltaico	250	275	303	333	366	403	443	487	536	589
Storage	100	110	121	133	146	161	177	195	214	236

Assumendo cautelativamente che soltanto il 50% della potenza installata sia potenzialmente flessibile, ossia tecnicamente modulabile per offrire servizi ancillari, si ottiene il seguente profilo di flessibilità potenziale nei dieci anni considerati:

Tabella 15-Potenzialità Flessibile per Tipologia di Carico/Produzione

Potenzialità Flessibile per Tipologia di Carico / Produzione (MW)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Stazioni di Ricarica Veicoli Elettrici	100	180	260	340	420	500	580	660	740	900
Pompe di Calore	200	240	280	320	360	400	440	480	520	600
Cogeneratori / Gruppi Elettrogeni	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Storage	50	55	61	67	73	81	89	97	107	118
Totale	425	550	676	802	928	1.056	1.184	1.312	1.442	1.693

Detti valori vanno considerati come la massima disponibilità in potenza che Roma potrebbe offrire al mercato della flessibilità locale, che differisce quindi dalla flessibilità effettivamente utilizzabile da areti (liquidità del mercato) di una percentuale pari al **fattore di penetrazione dei servizi ancillari** rispetto al mercato complessivo delle risorse flessibili.

Chiaramente detto fattore è influenzato, oltre che dalla leva dei prezzi, anche dal naturale trend di crescita di tutti i mercati in oligopolio (unici acquirenti possibili areti e Terna), basso negli anni iniziali e tendente a crescere nel tempo fino a raggiungere un valore asintotico stabile: nel caso dei servizi ancillari, è ragionevole ipotizzare una penetrazione iniziale del 10% (da garantirsi attraverso il riconoscimento oltre che del servizio in energia anche una componente di ricavo in capacità almeno per il 2024), per giungere ad un valore a regime del 50% nel 2030, ottenendo una proiezione della liquidità del mercato romano della flessibilità così rappresentabile:

Tabella 16-Fattore di Penetrazione Servizi Ancillari

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Fattore di Penetrazione dei Servizi Ancillari	10%	20%	30%	35%	40%	45%	50%	50%	50%
Liquidità Mercato Flessibilità [MW]	55	135	240	325	422	533	656	721	846

ossia **una disponibilità effettiva di flessibilità su Roma che potrebbe partire da circa 50 MW nel 2024 per giungere a circa 850 MW nel 2032.**

8.2.3 Il Piano di Acquisizione di Servizi Ancillari

Partendo dalla disponibilità ipotizzabile di flessibilità su Roma sopra riportata, il valore iniziale al 2024 del piano di flessibilità di areti, ossia del primo anno di avvio del mercato dei servizi ancillari su Roma, non può che adeguarsi a questa disponibilità (circa 50 MW) scalandola in riduzione di un fattore che inizialmente sarà cautelativamente elevato (ossia di due terzi, da 55 a 20 MW, in linea con quanto fissato nella delibera ARERA 372/2023 per l'anno 2024), e che va gradualmente a ridursi nel corso degli anni fino a garantire i 720 MW al 2032, ossia:

Tabella 17-Fabbisogno di Flessibilità 2023-2032

Fabbisogno Flessibilità [MW]	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Rapporto Fabbisogno/ Disponibilità	36%	58%	52%	66%	70%	74%	77%	85%	85%
Piano Acquisizione Flessibilità	20	79	124	214	294	392	503	614	720

e quindi, relativamente agli anni di piano 2024-2028:

Tabella 18-Fabbisogno di Flessibilità 2024-2028

Fabbisogno Flessibilità [MW]	2024	2025	2026	2027	2028
Rapporto Fabbisogno/ Disponibilità	36%	58%	52%	66%	70%
Piano Acquisizione Flessibilità	20	79	124	214	294

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).

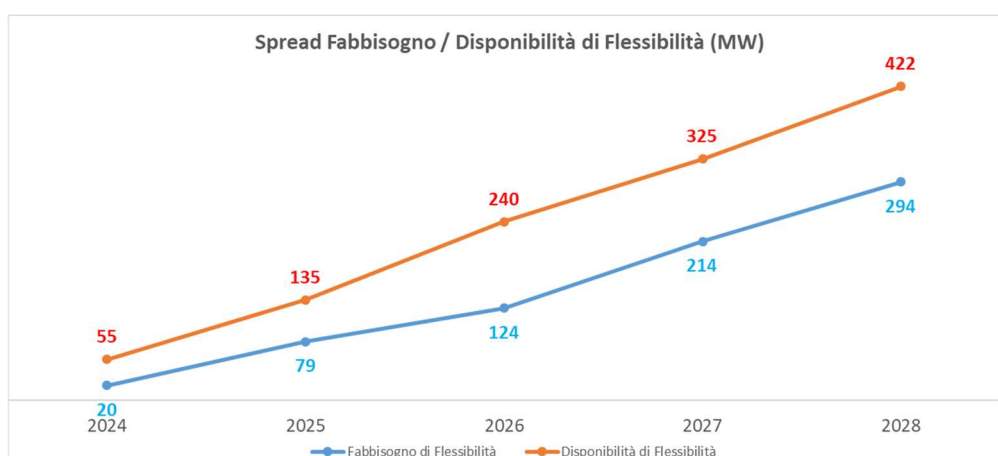


Figura 29-Spread Fabbisogno/Disponibilità di Flessibilità [MW]



8.2.4 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 macro-categorie:

- 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 l’anno 2024 e di 100k€ al MW per gli anni di piano successivi (ovviamente da rivedersi sulla base dell’effettivo andamento dei prezzi energetici in arco-piano).

Sulla base di queste ipotesi, i costi operativi per acquisto sul mercato di servizi ancillari ipotizzati in arco-piano risultano i seguenti:

Tabella 19-Stima del Costo di Acquisto dei Servizi Ancillari.

	2024	2025	2026	2027	2028
Costo Acquisto a Mercato Flessibilità (M€)	4	8	12	21	29



9. Conclusioni

Areti, tramite la formulazione del Piano di Sviluppo 2023-2027, si prefigge l'ambizioso obiettivo di promuovere il progresso e la modernizzazione dell'infrastruttura di rete destinata a servire il territorio di Roma Capitale, ponendo particolare enfasi alla qualità del servizio che viene offerto ai clienti. Attraverso l'attuazione di tale Piano, mira infatti a:

1. soddisfare l'obbligo di connessione alle reti di tutti i nuovi clienti che ne fanno richiesta;
2. garantire una risposta adeguata alle eventuali ulteriori necessità che potrebbero sorgere in seguito alle richieste di aziende, servizi o utenti domestici preesistenti, a seguito dell'ampliamento delle loro attività;
3. assicurare l'efficace integrazione delle fonti di energia rinnovabile attraverso la connessione di impianti di produzione alle reti elettriche;
4. garantire il periodico ammodernamento degli asset di rete;

Gli obiettivi attesi in termini di prestazioni della rete elettrica a medio e lungo termine, si concentrano principalmente su:

1. risoluzione di eventuali criticità esistenti nella rete;
2. miglioramento della qualità del servizio;
3. accrescimento della resilienza della rete elettrica;
4. ottimizzazione dell'efficienza energetica;
5. incremento della Digitalizzazione della rete;
6. riduzione delle perdite di rete;
7. agevolazione della Transizione Energetica.

10. Allegati

1. Schede d'Intervento Cabine Primarie;
2. Schede d'Intervento Linee AT;
3. Principali Interventi sulla Rete MT;
4. Riepilogo nuove elettrificazioni 2023 – 2027.