



unareti

PIANO DI SVILUPPO

2025

Sommario

Pubblicazione e consultazione pubblica	9
1. Gli obiettivi del Piano di Sviluppo	10
2. Il contesto normativo e regolatorio.....	12
2.1 Indirizzi normativi comunitari	12
2.2 Indirizzi normativi nazionali	13
2.3 Indirizzi normativi locali	14
2.3.1 PREAC della Regione Lombardia	14
2.3.2 PAC del Comune di Milano	18
2.4 Indirizzi normativi settoriali	21
2.4.1 Approccio ROSS	21
2.4.2 Energia reattiva.....	24
2.4.3 Nuovo Piano di Sviluppo delle Reti Elettriche – Quadro Regolatorio.....	25
3. Presentazione dell'azienda e della realtà servita	27
3.1 Interazione con gli stakeholders	27
3.1.1 Terna.....	29
3.1.2 Interazione con i CPO	30
3.1.3 Interazione con gli operatori di TPL	33
3.1.4 Interazione con altri operatori di infrastrutture	33
4. Consistenza della rete di distribuzione.....	34
4.1 Cabine Primarie e sottostazioni.....	34
4.1.1 Area Milano	34
4.1.2 Area Brescia	35
4.2 Rete di Alta, Media e Bassa Tensione	37
4.3 Cabine secondarie	38
5. Continuità del servizio e Qualità della tensione	39
5.1 Continuità del Servizio	39
5.1.1 Provincia di Milano.....	44
5.1.2 Provincia di Brescia.....	46
5.1.3 Regolazione speciale	48
5.2 Congestioni di rete e mercato dei servizi ancillari locali	50
5.3 Qualità del servizio e problemi di tensione.....	51
5.4 Stato di implementazione smart grid	52
5.4.1 Telecontrollo MT	52
5.4.2 Automazione di rete MT.....	52

5.4.3	Telecontrollo BT	53
5.4.4	Osservabilità	53
6.	Scenari di evoluzione del sistema energetico	55
6.1	Utenza della rete di distribuzione	55
6.1.1	Richieste di connessione impianti di generazione BT-MT.....	58
6.2	Carichi della rete di distribuzione	59
6.2.1	Area Milano	59
6.2.2	Area Brescia	61
6.3	Modellazione scenari.....	62
6.4	Scenari di sviluppo per l'area Milano	64
6.5	Scenari di sviluppo per l'area Brescia	65
6.6	Sviluppo delle FER elettriche.....	66
6.7	Sviluppo delle FER termiche	75
6.8	Sviluppo della mobilità elettrica	79
7.	Metodologia di scelta e rappresentazione degli interventi	83
7.1	Driver	84
7.2	Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	86
7.3	Metodologie adottate per l'elaborazione dei dati alla base del processo di pianificazione..	87
7.3.1	Descrizione metodologia stime curve di carico Cabine Secondarie	87
7.3.2	Descrizione metodologia analisi stato di salute Cabine Secondarie.....	88
7.3.3	Descrizione metodologia analisi stato di salute rete MT.....	89
7.3.4	Descrizione metodologia analisi stato di salute rete BT	90
7.3.5	Descrizione metodologia analisi stato di salute Cabine Primarie	91
7.4	Criteri di pianificazione	94
7.5	Metodologie utilizzate per l'analisi costi benefici.....	95
7.5.1	Stima dei costi degli interventi.....	95
7.5.2	Costi unitari delle categorie elementari di investimento	98
7.5.3	I benefici degli interventi	100
8.	Le esigenze di sviluppo.....	105
8.1	Impianti primari.....	105
8.1.1	C.P. Comasina	105
8.1.2	C.P. Mugello	106
8.1.3	C.P. Caracciolo	107
8.1.4	C.P. Sarca.....	107
8.1.5	C.P. Po.....	108
8.1.6	C.P. Baggio	109

8.1.7	C.P. MiCo.....	110
8.1.8	C.P. Mind	111
8.1.9	Rifacimento C.P. Porta Volta	111
8.1.10	Rifacimento S.S. San Dionigi	112
8.1.11	Rifacimento CP Venezia	112
8.1.12	C.P. S. Siro	113
8.1.13	C.P. Tremosine	113
8.1.14	C.P. Bagolino	113
8.1.15	C.P. Chiesanuova.....	114
8.1.16	C.P. Bione	114
8.1.17	Rifacimento C.P. Nozza	114
8.1.18	Rifacimento C.P. Odolo	115
8.1.19	Rifacimento C.P. Salò.....	115
8.1.20	Ampliamento CP Mazzano	115
8.1.21	Interventi di rifacimento o ampliamento sezione MT	116
8.1.22	Interventi di sostituzione trasformatori AT/MT – MT/MT.....	117
8.1.23	Installazione Bobine di Petersen	118
8.1.24	Sistemi di protezione.....	119
8.1.25	Compensatori di energia reattiva – STATCOM	120
8.1.26	Rete MT	121
8.1.27	Cabine secondarie.....	122
8.1.28	Rete BT	126
9.	Allegati al PdS	129

Figure

Figura 1 - Principali obiettivi alla base del Piano di Sviluppo	11
Figura 2 - Suddivisione dei consumi finali di energia della Lombardia nel 2020 suddivisi per settore e per vettore energetico	15
Figura 3 – Emissioni di CO ₂ eq nel 2005 e nel 2019 ed emissioni dei diversi scenari PREAC	17
Figura 4 – Curva del costo totale del sistema energetico lombardo in funzione del vincolo emissivo ..	17
Figura 5 – Trend delle macro-tipologie di FER (Elaborazione Politecnico di Milano e ARIA SpA).....	18
Figura 6 - Scenario di Piano 2050 - Andamento emissioni, dimensione locale.....	21
Figura 7 - Scenario di Piano 2050 - Andamento emissioni, dimensione sovralocale.....	21
Figura 8 – Schema generale di riconoscimento dei costi	22
Figura 9 – Gestione delle in(efficienze) tramite menù regulation nel metodo ROSS.....	23
Figura 10 – Tempistiche di entrata in vigore del metodo ROSS	24
Figura 11 - date principali per la definizione del nuovo Piano di Sviluppo	26
Figura 12 - Esito del tool per una porzione del Comune di Milano, aree verdi le più idonee – aree arancioni fattibili ma con lavori di potenziamento complessi	31
Figura 13 - Esito del tool per l'indirizzo indicato in figura tramite pallino rosso, in cui viene espresso il grado di fattibilità dell'intervento	32
Figura 14 – Piano ATM full electric	33
Figura 15 - Valori degli indicatori N1 (a sinistra) e D1 (a destra) per origine di guasti e per ambito di concentrazione gestito da Unareti	41
Figura 16 - Andamento mensile di N1 (in alto) e D1 (in basso) da Gennaio 2022 a Dicembre 2023 per gli ambiti gestiti da Unareti	43
Figura 17 - Andamento di N1 (sopra) e D1 (sotto) nell'ultimo periodo di regolazione (2016-2023) per gli ambiti del territorio di Milano.....	45
Figura 18 - Andamento di N1 (sopra) e D1 (sotto) nell'ultimo periodo di regolazione (2016-2023) per gli ambiti del territorio di Brescia.....	46
Figura 19 - Previsione al 2027 dell'indicatore N1 e D1 per l'ambito 700A.....	49
Figura 20 - Aumenti di potenza registrata, perimetro Unareti. Aumenti in termini di POD richiedenti (sopra) e di estensioni di potenza in MW (sotto).	57
Figura 21 - Numero di richieste di connessione attive di impianti fotovoltaici e potenza complessiva richiesta, perimetro Unareti.....	58
Figura 22 - Composizione percentuale delle tipologie di impianto relative alle richieste di connessione 2016-2024, perimetro Unareti.....	59
Figura 23 - Grado di saturazione della trasformazione AT/MT in condizioni N per area Milano, anno 2023	59
Figura 24 - Massimo carico elettrico 2023, suddivisione del territorio per NIL (sinistra) e con diagramma di Voronoi (destra).....	60
Figura 25 - Grado di saturazione della trasformazione AT/MT in condizioni N per Brescia e provincia, anno 2023, Dati in MW.....	61
Figura 26 - Massimo carico elettrico 2023, Comune di Brescia a sinistra, provincia a destra.....	62
- Figura 27 – Driver di transizione considerati per lo sviluppo del modello previsionale	63
Figura 28 - Scenario energetico AS-IS e previsionale al 2050 – Comune di Milano	64
Figura 29 - Previsione al 2050 del picco annuale di rete, dati in MW, scenario con e senza produzione da fotovoltaico	65
Figura 30 - Scenario energetico AS-IS e previsionale al 2050 – Comune di Brescia	65
Figura 31 - Previsione al 2050 del picco annuale di rete Comune di Brescia, dati in MW, scenario con e senza produzione da fotovoltaico	66

Figura 32 - Potenza installata in MW (sinistra) e numero di impianti FTV (destra) al 31/12/24 nell'area di Brescia	68
Figura 33 - Potenza installata in MW (sinistra) e numero di impianti FTV (destra) al 31/12/24 nell'area di Milano	68
Figura 34 - Previsione di potenza impianti FV (MW) al 2050 per le aree di Milano e Brescia.....	69
Figura 35 - Consumo di potenza (kW) netto quart'orario per un utente passivo residenziale in un giorno estivo nei territori gestiti da Unareti.....	70
Figura 36 - Consumo di potenza (kW) netto quart'orario per un utente attivo residenziale con impianto FV in un giorno estivo nei territori gestiti da Unareti.....	71
Figura 37 - Consumo di potenza (kW) netto quart'orario per un utente attivo residenziale con impianto FV e accumulo in un giorno estivo nei territori gestiti da Unareti	71
Figura 38 - Andamento e Previsione di capacità accumuli (MWh) al 2030 per le aree di Milano e Brescia	72
Figura 39 - Previsione curve di consumo (kW) totale per utenti domestici al 2030 in una giornata estiva	73
Figura 40 - Previsione curve di consumo totale (kW) per utenti domestici al 2030 in una giornata soleggiata invernale (grafico in alto) e in una giornata primaverile piovosa (grafico in basso)	74
Figura 41 - Picco di potenza distribuita in area Milano e Brescia. In rosso i casi in cui il picco è stato registrato nel periodo estivo ed in blu quando registrati nel periodo invernale (dati in MW)	76
Figura 42 - POD alimentati da ogni tecnologia per il riscaldamento, Milano, fino al 2050. Sx: Uso domestico. Dx. Uso non domestico	76
Figura 43 - Previsione di consumi termici (GWh) per risorsa utilizzata, Milano, fino al 2050.....	77
Figura 44 - POD alimentati da ogni tecnologia per il riscaldamento, Brescia, fino al 2050. Sx: Uso domestico. Dx. Uso non domestico	78
Figura 45 - Previsione di consumi termici (GWh) per risorsa utilizzata, Brescia, fino al 2050. Sx: Uso domestico. Dx. Uso non domestico	78
Figura 46 - Andamento Veicoli a motore alimentati da diverse fonti primarie sul parco circolante di Milano	80
Figura 47 - Totale cumulato a oggi di stazioni di ricarica pubblica a Milano, suddivise per potenza di ricarica.....	81
Figura 48 - Andamento Veicoli a motore alimentati da diverse fonti primarie sul parco circolante di Brescia	81
Figura 49 - Totale cumulato a oggi di stazioni di ricarica pubblica a Brescia, suddivise per potenza di ricarica	82
Figura 50 - Flusso di processo descrittivo della realizzazione degli investimenti	84
Figura 51 - Andamento riparazioni eseguite a seguito di diagnostica.....	90
Figura 52 - Matrice di rischio utilizzata per la definizione della manutenzione degli asset	92
Figura 53 - Andamento dei costi da sostenere in termini di Capex e di Opex per l'intero ciclo di vita di un asset	95
Figura 54 - Mappa cabine secondarie allagate nel periodo 2020-2024	123
Figura 55 - Distribuzione delle metriche risultanti dall'analisi del Piano sostituzione BT - Tratte Critiche in intercapedine.....	127

Tabella

Tabella 1 - Obiettivi Italiani PNIEC 2024 (pag. 18).....	14
Tabella 2 – Obiettivi di riduzione delle emissioni fissati dal piano.....	15
Tabella 3 – Obiettivi in termine di riduzione dei consumi ed incremento delle rinnovabili	16
Tabella 4 - Caratteristiche evolutive delle RES	16
Tabella 5 - Bilancio delle emissioni sul territorio del Comune di Milano, anno 2017.....	19
Tabella 6 - Cabine primarie Milano	34
Tabella 7 - Sottostazioni – Milano e Rozzano.....	35
Tabella 8 - Cabine Primarie (CP) – Brescia	36
Tabella 9 - Rete elettrica Complessiva – Linee.	37
Tabella 10 - Cabine secondarie competenza Milano	38
Tabella 11 - Cabine secondarie competenza Brescia	38
Tabella 12 - Ambiti territoriali di Unareti ai fini dell’indicatore di qualità del servizio N1	40
Tabella 13 - Ambiti territoriali di Unareti ai fini dell’indicatore di qualità del servizio D1.....	41
Tabella 14 - Programmazione messa in servizio nuove Cabine Primarie per il raggiungimento degli obiettivi relativi al numero di interruzioni.....	48
Tabella 15 - Numero di POD serviti da Unareti, consuntivo di fine anno	55
Tabella 16 - Numero di POD, potenza complessiva e potenza per POD, divisi per livello di tensione per Area Milano	56
Tabella 17 - Numero di POD, potenza complessiva e potenza per POD, divisi per livello di tensione per Area Brescia	56
Tabella 18 - Potenza installata (MW) delle fonti di produzione di energia elettrica rinnovabile secondo il PNIEC.....	66
Tabella 19 - Driver secondo Del 521/2024/R/eel e secondo i Piani di Sviluppo Unareti precedenti.....	86
Tabella 20 - Health Index – CP Area Milano	93
Tabella 21 - Health Index – CP Area Brescia	93
Tabella 22- Principali tipologie cespitali e relativi driver di costo considerati per la definizione del piano dei costi.....	97
Tabella 23 - Costi operativi.....	98
Tabella 24 - Costi Unitari - Area Milano	100
Tabella 25 - Costi Unitari - Area Brescia.....	100
Tabella 26 - Dati di sintesi nuova CP MIND	111
Tabella 27 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Volta	112
Tabella 28 - Dati di sintesi intervento rinnovo SS S. Dionigi	112
Tabella 29 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Venezia	113
Tabella 30 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Bagolino.....	114
Tabella 31 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Nozza.....	115
Tabella 32 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Odolo	115
Tabella 33 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Salò	115
Tabella 34 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Mazzano	116
Tabella 35 – Piano di rifacimento sezioni MT a Milano.....	116
Tabella 36 – Piano di rifacimento sezioni MT a Brescia.....	117
Tabella 37 – Piano di sostituzione trasformatori (Milano in rosso – Brescia in blu)	118
Tabella 38 – Piano di messa in servizio Sistemi di compensazione del Neutro (Milano in rosso e Brescia in blu)	119
Tabella 39 – Piano di sostituzione sistemi di protezione (Milano in rosso e Brescia in blu)	119
Tabella 40 - Piano di sostituzione sistemi di protezione interconnessioni Milano	120

Tabella 41 - Interventi di installazione compensatori STATCOM in CP	120
Tabella 42 - Piano di rinnovo e sviluppo rete MT [Dati in km]	121
Tabella 43 - Piano di rinnovo delle Cabine Secondarie servite da Unareti	122
Tabella 44 - Dati di sintesi interventi rinnovo CS soggette ad allagamento.....	124
Tabella 45 - Nuovi telecontrolli attivati annualmente dal 2019.....	125
Tabella 46 - Piano di rinnovo e sviluppo rete BT [Dati in km]	126

Pubblicazione e consultazione pubblica

In ottemperanza alle disposizioni della Deliberazione 296/2023 /R/eel del 28 giugno 2023, il presente piano è stato:

- Trasmesso via P.E.C. all'Autorità, in data 01/04/2025, registrato come Prot. 01/04/2025.0086778.U
- Pubblicato in versione provvisoria in data 31/03/2025 sul sito web di Unareti S.p.A. all'indirizzo <https://www.unareti.it/it/chi-siamo/informazioni-servizio/piano-sviluppo-incremento-resilienza>
- Oggetto di consultazione pubblica sul sito di Unareti, dal giorno 01/04/2025 al giorno 15/05/2025, predisponendo l'indirizzo mail dedicato pianodisviluppo@unareti.it.

Nel corso del periodo di consultazione pubblica non sono pervenute osservazioni in merito e, pertanto, si è proceduto alla pubblicazione del documento definitivo sul sito di Unareti S.p.A. in data 30/06/2025.

Il presente documento, rispetto alla versione pubblicata e inviata il 31/03/2025, riporta alcune modifiche minori, frutto di una ulteriore revisione del testo.

1. Gli obiettivi del Piano di Sviluppo

L'energia elettrica, notoriamente un vettore energetico estremamente versatile in relazione alle innumerevoli applicazioni che essa possiede negli usi finali, ha avuto una crescita costante ed in linea con l'andamento del Prodotto Interno Lordo (PIL) dagli anni '80 sino al 2005 quando la recessione economica ha portato ad una contrazione anche della domanda di energia elettrica.

Negli anni successivi si è assistito da un lato ad una sempre maggiore elettrificazione dei consumi, arrivati al 22% del totale nel 2017, valore che si mantiene costante fino ad oggi (Fonte: Analisi trimestrale del sistema energetico italiano, Anno 2023, ENEA¹) e lontana dagli obiettivi al 2030 del 27%. Dopo il brusco calo del 2022 (dovuto principalmente alla crisi idrica che ha colpito il Paese), nel 2023 si è vista una ripresa della produzione di elettricità da fonti rinnovabili che si stabilizza al 37% della domanda di energia elettrica del Paese (Fonte: Terna²).

La combinazione degli effetti sopra descritti ha portato negli ultimi anni ad un sostanziale appiattimento della curva di domanda di energia elettrica. Tuttavia, come sarà meglio dettagliato nel proseguo del documento, gli scenari futuri mostrano una tendenza di forte crescita dell'elettrificazione dei consumi trainati dallo sviluppo della mobilità elettrica e dalla transizione energetica necessaria per ridurre le emissioni di gas ad effetto serra (tra cui la CO₂) e di altri prodotti della combustione (NO_x, SO_x, PM_x, etc.) che hanno effetti negativi sulla qualità dell'aria.

A livello locale le aree servite da Unareti vedono una transizione dei consumi verso il vettore elettrico, ma con fenomeni notevolmente differenti a causa delle specificità territoriali:

- L'area milanese vede una forte crescita dei consumi, della potenza contrattuale connessa e del numero di richieste di nuove connessioni a causa della transizione verso il vettore elettrico dei consumi per il riscaldamento domestico, la cottura dei cibi e i trasporti.
- L'area bresciana vede una penetrazione maggiore del gas nei consumi industriali, "hard-to-abate", mentre una rete di teleriscaldamento più capillare (soprattutto nel comune di Brescia) ha portato ad avere un sistema di riscaldamento già a bassa intensità di CO₂. L'aspetto caratteristico dell'area bresciana è la forte crescita delle richieste di connessione di impianti di generazione da FER, richieste che nel territorio di Milano sono meno frequenti, a causa dello sviluppo verticale della città.

Come conseguenza di quanto appena descritto Unareti è chiamata a realizzare importanti interventi, per rendere la propria rete idonea a distribuire una maggiore quantità di energia, a gestire bidirezionalità e repentine variazioni dei flussi di potenza garantendo una sempre migliore continuità e qualità del servizio svolto.

Il presente documento ha lo scopo di descrivere la situazione nella quale Unareti è chiamata ad operare, descrivendone il contesto esterno, lo stato della rete, gli scenari di sviluppo attesi e come Unareti si prefigge di agire in termini di sviluppo della propria rete. Nei prossimi capitoli verranno introdotti i criteri utilizzati per prioritizzare gli investimenti, sulla base dei benefici che essi portano al sistema di distribuzione dell'energia elettrica e dei costi di investimento necessari per la realizzazione degli interventi stessi.

Il Piano di sviluppo ha lo scopo di illustrare la rete del futuro pianificando lo sviluppo delle infrastrutture e degli impianti in base ai principali obiettivi che si intende perseguire:

¹<https://www.pubblicazioni.enea.it/download.html?task=download.send&id=680:analisi-trimestrale-del-sistema-energetico-italiano-anno-2023-n-1-2024&catid=4>

²<https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/consumi-elettrici-2023>

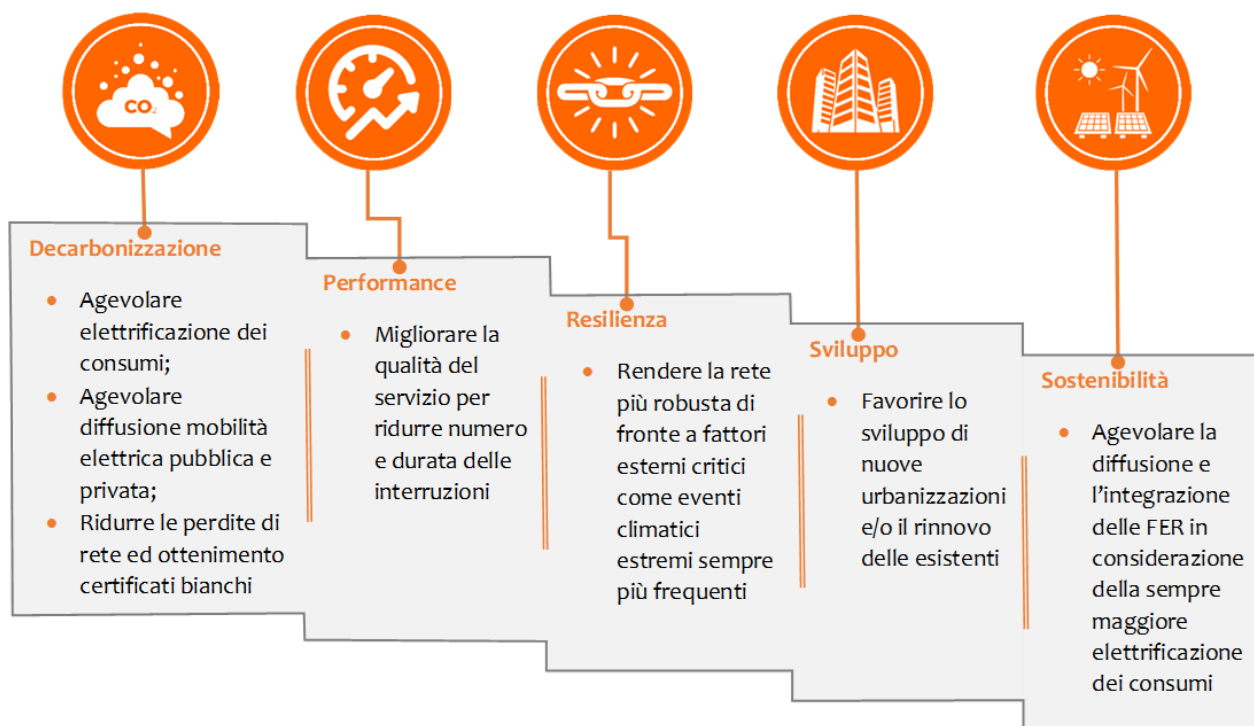


Figura 1 - Principali obiettivi alla base del Piano di Sviluppo

2. Il contesto normativo e regolatorio

Per pianificare correttamente la nuova rete di distribuzione e, di conseguenza, razionalizzare gli investimenti per la costruzione di nuovi impianti o la realizzazione di nuove linee, definendo allo stesso tempo le caratteristiche, i siti di realizzazione e le date di entrata in servizio, occorre stimare con sufficiente precisione la variazione della domanda di energia prevista per i prossimi anni. È necessario conoscere quelle che sono le direzioni che il sistema energetico sta prendendo, sia a livello europeo che, di conseguenza, a livello italiano. Conoscere quali sono gli obiettivi che il nostro Paese si prefissa e con quali misure prevede di raggiungerli, permette di individuare quali sono le aree che risentiranno maggiormente del cambiamento dettato dalle nuove politiche energetiche.

Le iniziative di trasformazione della filiera dell'energia sono state delineate nelle legislazioni comunitarie e nazionale da alcuni anni, ma solo nell'ultimo periodo si è assistito ad una decisa accelerata verso la definizione di una nuova cornice legislativa, incentrata su tecnologie e strategie legate ad obiettivi chiari: elettrificazione, digitalizzazione, riduzione delle emissioni, introduzione dei gas rinnovabili nella filiera, iniziative di efficienza energetica.

In questo capitolo si riassumono i punti salienti del quadro normativo vigente, con lo scopo di dare una vista ampia sugli indirizzi futuri del settore.

2.1 Indirizzi normativi comunitari

Il 14 Luglio del 2021 la Commissione Europea ha introdotto il nuovo pacchetto climatico “Fit for 55”, che contiene le proposte legislative per raggiungere entro il 2030 gli obiettivi del Green Deal. Gli scopi della legislazione sono la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra del 55% rispetto ai livelli del 1990, una quota del 45% di fonti rinnovabili di energia nei consumi finali (quota rialzata rispetto al 40% il target definito anteriormente alla guerra in Ucraina) e una diminuzione di energia primaria del 36% ottenuta con l'aumento dell'efficienza energetica dei consumi finali. L'obiettivo finale della legislazione è la “carbon neutrality” a livello di Unione Europea entro il 2050.

Tenendo presente gli obiettivi UE, ogni Stato Membro deve determinare e aggiornare periodicamente obiettivi nazionali nell'ambito dei propri Piani per l'Energia e il Clima.

A ulteriore dimostrazione del fatto che la sostenibilità ricoprirà un ruolo sempre più centrale nelle attività economiche del futuro, il 21 aprile 2021 la Commissione Europea ha adottato un pacchetto di provvedimenti riguardanti la finanza sostenibile che comprende, tra gli altri, l'atto delegato della tassonomia UE che rappresenta la risposta finanziaria ai cambiamenti climatici.

L'applicazione della tassonomia UE va in continuità con la decisione già presa a fine 2019 dalla Banca Europea degli Investimenti (BEI) riguardo lo stop al finanziamento di progetti basati sui combustibili fossili, gas incluso, a partire da fine 2021.

Al fine di raggiungere i target sopramenzionati e favorire la ripresa nel periodo post pandemico, l'Unione Europea ha introdotto il Next Generation EU (NGEU), che rappresenta per l'Italia una grande opportunità di Sviluppo, investimenti e riforme. Infatti, l'Italia risulta essere la prima beneficiaria, in valore assoluto, dei due principali strumenti del NGEU:

- Il Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza (RRF) della durata di sei anni (2021-2026) che prevede stanziamenti complessivi di 672,5 Mld€ di cui ben 191,5 destinati all'Italia;
- Il Pacchetto di Assistenza alla Ripresa per la Coesione e i Territori d'Europa (REACT-EU) concepito in un'ottica di breve termine (2021-2022) per aiutare i Paesi a dare rilancio alle loro economie.

2.2 Indirizzi normativi nazionali

Con la formulazione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima PNIEC nel 2019, l'Italia ha posto obiettivi stringenti per quanto riguarda il target di decarbonizzazione dei sistemi energetici ed economici in linea con le disposizioni europee. Il PNIEC fissa degli obiettivi che l'Italia deve perseguire: pone al centro la riduzione delle emissioni di GHGs, la penetrazione delle fonti rinnovabili (FER) e il ruolo attivo del consumatore. I principali ambiti e settori in cui sarà necessario agire sono quelli che ad oggi impattano maggiormente sull'ambiente e che occupano gran parte dei consumi totali nazionali. Questi settori sono quello dei trasporti e il residenziale, e a seguire quello dell'industria.

I recenti avvenimenti che hanno colpito il sistema sociale ed economico europeo, tra cui la pandemia Covid-19 e la crisi energetica con il netto aumento dei prezzi dell'energia, frutto della guerra Russo-Ucraina, ha causato un forte rallentamento riguardo ai target prefissati a livello comunitario, che amplifica ulteriormente la difficoltà nel raggiungimento degli obiettivi del PNIEC 2019. Il contesto di riferimento, nel quale era stato definito il piano nel 2019, risulta infatti completamente trasformato.

Con la proiezione delle politiche vigenti al 2030, l'Italia si trova ad una notevole distanza dal raggiungimento degli obiettivi definiti dal PNIEC nel 2019, sia considerando gli scenari sui consumi da fonti rinnovabili (27% scenario di riferimento vs 30% definito dal PNIEC nel 2019), sia per quanto riguarda i target in termini di diminuzione di emissioni (28% scenario di riferimento vs 33% definito dal PNIEC nel 2019, come emissioni nel settore non industriale). Queste difficoltà sono ricondotte anche agli ostacoli legati ai permessi autorizzativi per la costruzione di nuovi impianti rinnovabili e ai lunghi tempi di realizzazione.

Nell'aggiornare il piano PNIEC 2019 con il PNIEC 2023 (aggiornato e finalizzato nel 2024), il MASE (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) a partire dallo stato dell'arte sui principali indicatori energetici al 2022, ha definito nuovi ambiziosi obiettivi a livello nazionale ancora più sfidanti per far fronte alla crisi climatica, in linea con la traiettoria di obiettivi posti al rialzo nelle direttive europee del pacchetto FitFor55 e del programma REPowerEU. Nella stesura del seguente aggiornamento del PNIEC, vengono delineati due scenari di previsione del sistema energetico italiano al 2030:

- Uno scenario di riferimento ottenuto applicando le misure e politiche attuali
- Uno scenario di policy che quantifica gli obiettivi previsti dal piano aggiornato

In Tabella 1 sono riportati i dati aggiornati al 2021 e gli obiettivi al 2030 per L'Italia e l'UE, relativi alle emissioni, ai consumi da fonti rinnovabili e alle riduzioni di consumi ottenuti grazie agli sviluppi in termini di efficienza energetica.

Energie rinnovabili (FER)	2022	PNIEC 2024: scenario 2030 riferimento	PNIEC 2024: scenario di policy 2030	Obiettivi FF55 REPowerEU
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia	19%	26%	39,4%	38,7%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti	8%	15%	34%	29%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffrescamento	21%	24%	36%	29,6%

Energie rinnovabili (FER)	2022	PNIEC 2024: scenario 2030 riferimento	PNIEC 2024: scenario di policy 2030	Obiettivi FF55 REPowerEU
Quota di energia da FER nei consumi finali per energia elettrica	37%	53%	63%	Non previsto
Efficienza energetica				
Consumi di energia primaria	140 Mtep	133 Mtep	123 Mtep	111 Mtep
Consumi di energia finale	112 Mtep	111 Mtep	102 Mtep	93 Mtep
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-45%	-58%	-66%	-62%
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori ESR	-20%	-29,3%	-40,6%	-43,7%

Tabella 1 - Obiettivi Italiani PNIEC 2024 (pag. 18)

La Tabella 1 evidenzia le differenze tra gli obiettivi italiani per il 2030 aggiornati del PNIEC 2024 e i valori conseguibili per l'Italia con le proiezioni delle politiche e misure attuali al 2030.

Da questi risultati si nota ancora come sia necessario un'ulteriore accelerazione per far fronte a questo divario.

Con queste direttive è evidente la richiesta di uno sforzo maggiore a livello nazionale per quanto riguarda l'aumento dell'uso di energia rinnovabile sui consumi nazionali che è passato da un obiettivo del 30% per il 2030 previsto con il PNIEC19, a un target del 40% previsto dall'aggiornamento del 2023.

Il Piano punta molto sulla decarbonizzazione tramite la riduzione dei consumi energetici (favorendo ed incentivando l'efficientamento energetico) e mediante l'incremento di produzione da FER. Questo fa sì che il consumatore stia al centro del sistema e che interagisca attivamente con le reti (verrà favorito lo scambio sul posto e l'autoconsumo), comprese quelle dei distributori. L'impatto che gli scenari prevedono, e che stiamo già osservando in parte, conferisce all'energia elettrica un ruolo centrale nello sviluppo e nel raggiungimento degli obiettivi e, di conseguenza, l'elettrificazione dei consumi aumenterà dato che il vettore elettrico ha un'efficienza intrinseca molto alta rispetto agli altri. Ad oggi è al terzo posto per copertura dei consumi energetici finali (segue, infatti, i combustibili liquidi e gassosi). Sulla base di dati del 2022 si osserva come la quota FER sui consumi finali elettrici è già del 37%, mentre rimane al 19% sul totale dei consumi finali.

2.3 Indirizzi normativi locali

2.3.1 PREAC della Regione Lombardia

Il **Programma Regionale Energia Ambiente Clima (PREAC)** è il documento della Regione Lombardia inerente alla programmazione energetica futura, che descrive il percorso della transizione energetica in Lombardia fino al 2030, nell'ottica di contrastare i cambiamenti climatici.

Il percorso porta ad una transizione energetica caratterizzata dall'incremento di fonti rinnovabili rispetto all'attuale mix energetico, in modo da contrastare gli effetti sugli eventi climatici e promuovere l'autonomia energetica. La transizione viene quindi analizzata tramite quattro direttrici fondamentali:

- Riduzione dei consumi mediante incremento dell'efficienza nei settori d'uso finali
- Sviluppo delle fonti rinnovabili locali e promozione dell'autoconsumo

- Crescita del sistema produttivo, sviluppo e finanziamento della ricerca e dell'innovazione al servizio della decarbonizzazione e della green economy
- Risposta adattiva e resiliente del sistema lombardo ai cambiamenti climatici

Analizzando lo stato di fatto attuale che caratterizza il territorio lombardo, ne risulta che i consumi energetici nell'arco degli ultimi 20 anni si sono attestati al di sotto dei 25Mtep, con un trend che negli ultimi anni risulta essere al ribasso e possono essere così suddivisi:

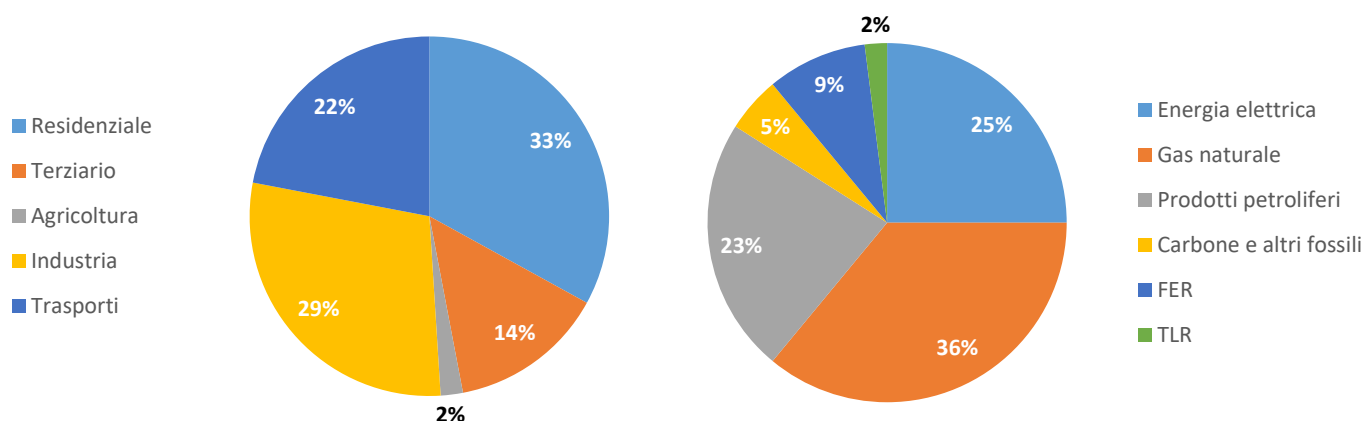


Figura 2 - Suddivisione dei consumi finali di energia della Lombardia nel 2020 suddivisi per settore e per vettore energetico

I consumi possono essere suddivisi fra le varie categorie di utenti, fra cui, in sostanziale equilibrio negli anni troviamo il comparto residenziale con circa 6,9Mtep, il terziario con 3,2 Mtep, il settore industriale a 7,2Mtep suddiviso in 38% ETS e 62% non-ETS, ed infine 4,8 Mtep per i trasporti. Importante notare come il tessuto produttivo lombardo sia composto da numerose piccole-medie imprese a cui è imputabile il 60% circa dei consumi industriali.

Parlando di vettori energetici, il gas è il principale vettore energetico con 8Mtep nel 2019, seguito dall'energia elettrica con 5,7 Mtep e dai prodotti petroliferi con 5,6 Mtep.

Ogni abitante della regione consuma mediamente 2,4 tep l'anno (-10% negli ultimi 20anni); limitatamente alla domanda di energia elettrica questo valore si riferisce a 6.463 kWh/abitante (1.150kWh/abitante per i soli consumi domestici).

Il PREAC definisce degli obiettivi prendendo come riferimento l'attuale contesto energetico regionale e la strategia europea del "Fit-for-55" e tenendo in considerazione la rapida ed imprevedibile evoluzione del sistema energetico europeo in presenza dei recenti conflitti internazionali:

Settori	Riduzione CO ₂ vs 2005	Riduzione CO ₂ vs 2019
Industria non ETS	-24,7%	-10,6%
Civile	-54,0%	-30,8%
Trasporti	-42,9%	-27,7%
Agricoltura	-28,4%	-30,0%

Tabella 2 – Obiettivi di riduzione delle emissioni fissati dal piano

Oltre alla riduzione delle emissioni climalteranti, Il PREAC si pone i seguenti due obiettivi al 2030 rispetto alla base registrata nel 2025:

- Riduzione del 35,2% degli usi finali di energia

- Produzione da RES pari al 35,8% degli usi finali

Obiettivi 2030	Atto d'indirizzo	PREAC
Riduzione gas climalteranti	40%	43,8%
Riduzione usi finali energia	28% - 32%	35,2%
Copertura usi finali con RES	31% - 33%	35,8%

Tabella 3 – Obiettivi in termine di riduzione dei consumi ed incremento delle rinnovabili

In modo da definire le dinamiche di variazione dei fenomeni presi in esame per raggiungere gli obiettivi fissati, è stato sviluppato ad hoc un modello di scenario, il MoSEL30, nel quale è possibile avere evidenza del dettaglio evolutivo per le produzioni da fonte rinnovabile:

	Atto d'indirizzo	PREAC
Fonti Tecnologiche	Previsione al 2030	Scenario 2030 vs 2019
Idroelettrico	+6% di installato al 2020, pari a 300MW	300MW di nuova potenza + maggiore produzione per revamping e rinnovo concessioni
Bioenergie	Conclusi incentivi sul biogas, +20% della potenza installata al 2022 per biomasse legnose (30MWth)	Nuove reti TLC fino a 85MWth, riduzione del 75% di produzione elettrica da biogas a favore del biometano (8,4 TWh)
Pompa di calore	Forte incremento con raddoppio rispetto al 2020 (800 MW)	Previsto il raddoppio, in aggiunta alle reti di Teleriscaldamento urbano
Fotovoltaico	Incremento fra il 150% ed il 240% rispetto al 2022 (3.440 – 5.600 MWel)	Incremento potenza di 8.000 MWel con +370% di energia prodotta
Solare termico	+40% rispetto al 2022 (100MWth)	Confermato l'incremento del 40%

Tabella 4 - Caratteristiche evolutive delle RES

In merito alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, sono stati fatti diversi scenari di valutazione che sono messi a confronto nel seguente grafico riportato in Figura 3.

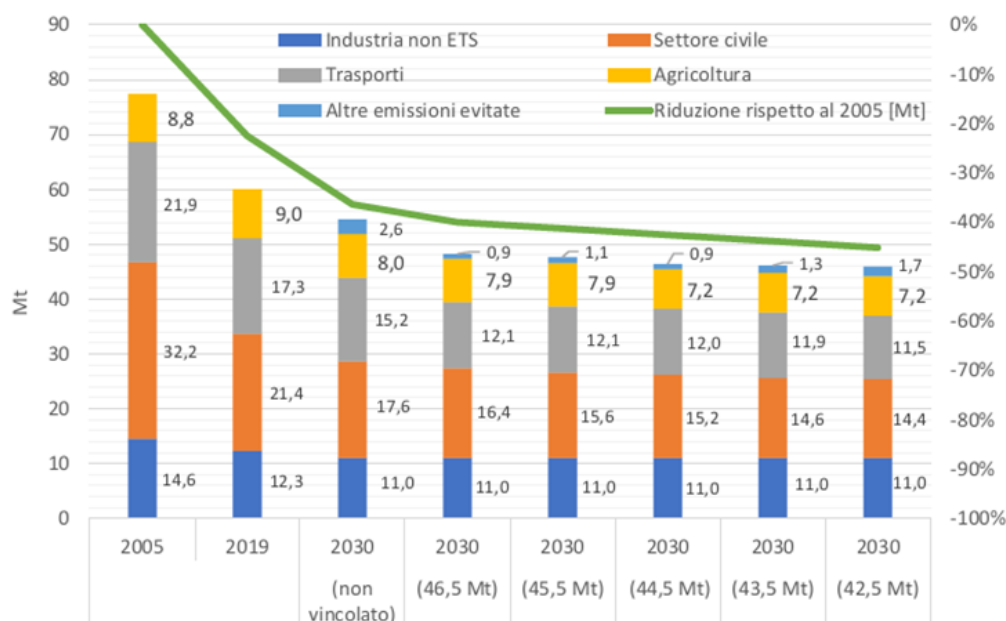


Figura 3 – Emissioni di CO₂eq nel 2005 e nel 2019 ed emissioni dei diversi scenari PREAC

Interessante da considerare è anche la sostenibilità economica dello scenario di transizione energetica, mettendo in relazione la variazione del costo totale del sistema con il concreto risparmio individuato dal modello.

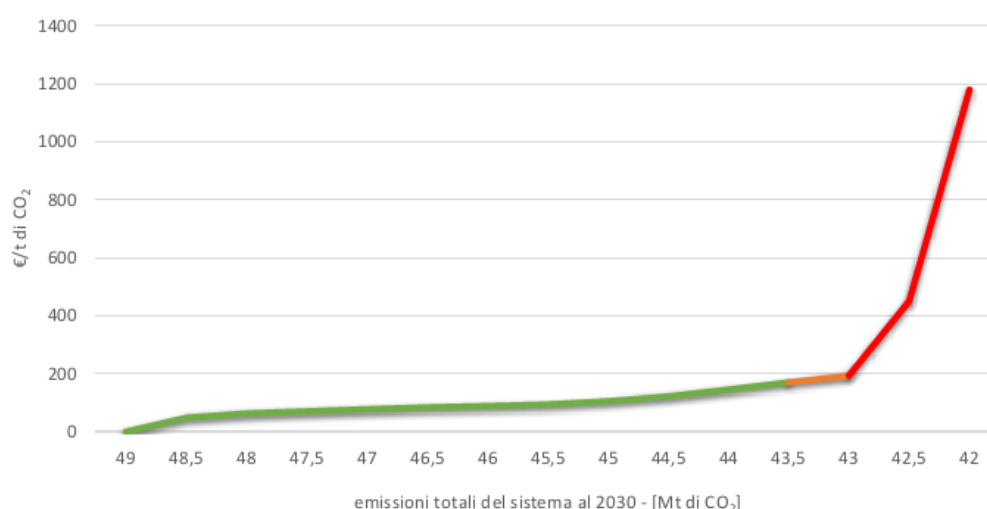


Figura 4 – Curva del costo totale del sistema energetico lombardo in funzione del vincolo emissivo

Il target economico risulta essere accettabile fino al raggiungimento della soglia di 43,5Mt di CO₂, crescendo poi in maniera marcata per ulteriori riduzioni, rendendolo inefficace dal punto di vista del beneficio paragonato al costo richiesto.

Considerando come riferimento lo scenario con l'obiettivo di riduzione a 43,5Mt di CO₂, viene di seguito analizzato l'andamento dei consumi, con l'obiettivo di ottenere una riduzione del 35% rispetto al 2005 e del 28% rispetto al 2019.

Le fonti rinnovabili termiche rappresenteranno il 56% del totale dell'energia da FER, quelle elettriche il 39% ed infine il 4% verrà rappresentato dalle rinnovabili nei trasporti. Per il fotovoltaico nello scenario vedrà una penetrazione massiva corrispondente all'installazione di impianti su circa il 10% delle

coperture disponibili in aree urbanizzate. Le pompe di calore raddoppieranno il proprio contributo, incrementando la loro efficienza proprio in accoppiata con un impianto fotovoltaico. L'idroelettrico, pur essendo molto influenzato dalle condizioni climatiche in atto, vedrà un revamping degli impianti esistenti con lieve incremento della potenza installata, come raffigurato nel grafico in Figura 5.

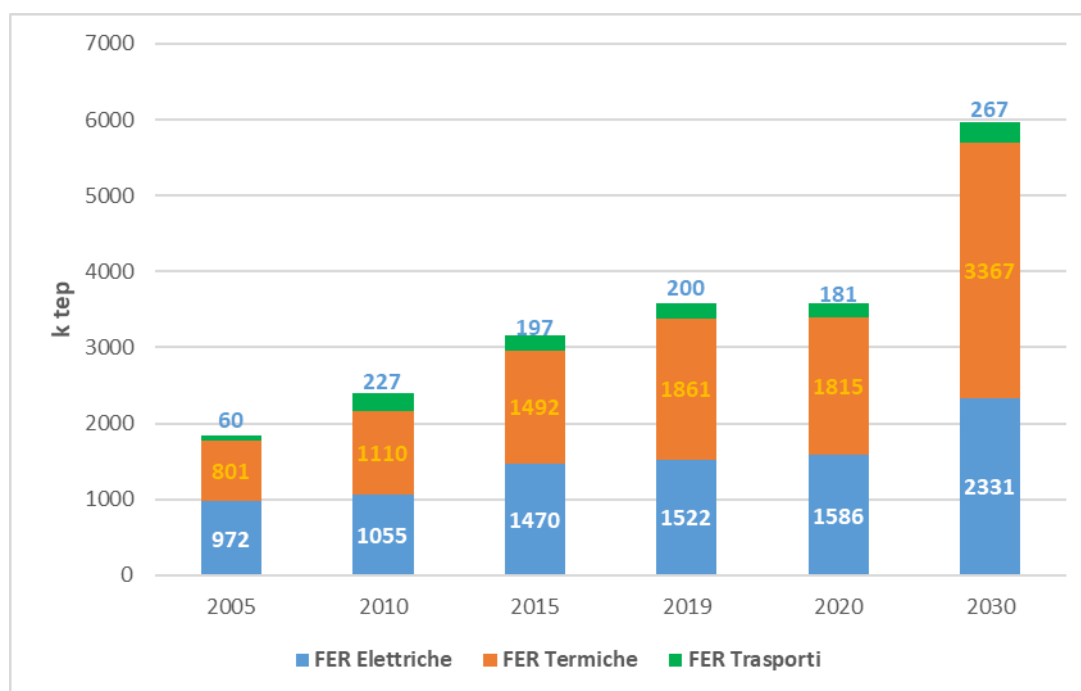


Figura 5 – Trend delle macro-tipologie di FER (Elaborazione Politecnico di Milano e ARIA SpA)

2.3.2 PAC del Comune di Milano

Il **Piano Aria e Clima (PAC)** del Comune di Milano è lo strumento, di ambito urbano, finalizzato a ridurre l'**inquinamento atmosferico**, contribuire alla prevenzione dei cambiamenti climatici e definire le strategie di adattamento per il territorio del Comune di Milano, nel rispetto dei principi di diritto alla salute, equità e giustizia e considerando i criteri prioritari dell'inclusione sociale e della tutela delle fasce deboli della popolazione.

Il Piano pone delle sfide e degli obiettivi al 2050 definite nella seguente modalità:

- Ridurre le emissioni di PM₁₀, PM_{2,5} ed NO₂ e rientrare nei limiti europei entro il 2025;
- Ridurre ulteriormente le emissioni di PM₁₀, PM_{2,5} ed NO₂, rientrando nei limiti definiti dall'Organizzazione Mondiale della Sanità entro il 2030;
- Ridurre le emissioni di CO₂ del 45% rispetto ai livelli registrati nel 2005 entro il 2030;
- Raggiungere lo status di *carbon neutrality* a livello comunale entro il 2050;
- Limitare l'aumento di temperatura a 2°C nel territorio milanese attraverso azioni di raffrescamento urbano.

Il Piano considera l'anno 2017 come riferimento per la definizione del bilancio delle emissioni (Tabella 5 sulla base del quale si definiscono gli scenari previsionali di andamento delle emissioni nell'orizzonte del 2050:

- *Scenario Business-As-Usual 2030-2050*. Questo scenario valuta le emissioni future come naturale evoluzione dei valori riscontrati nel 2017. Esso rappresenta uno scenario inerziale, ossia valutato nell'ipotesi di trascurare gli effetti di tutte le azioni di mitigazione

antecedentemente approvate in sede comunale, regionale e nazionale. Il trend finale rappresenta quindi la naturale evoluzione della situazione presente.

- **Scenario di riferimento 2030-2050.** Questo scenario prende in considerazione la situazione del 2017 e le azioni di mitigazione dei piani comunali e sovracomunali antecedenti alla definizione del piano stesso.

Il **primo scenario** ipotizza che l'evoluzione delle emissioni sia influenzando da alcuni macrotrend a livello cittadino, già definiti precedentemente alla definizione del Piano:

- Elettificazione del trasporto pubblico locale;
- Azioni di efficientamento degli edifici e dei sistemi di riscaldamento, tra cui l'avanzamento del piano di eliminazione delle caldaie alimentate a gasolio presenti sul territorio cittadino;
- Edificazione di nuovi stabili secondo le logiche nZEB (*nearly Zero Emissions Building*);
- Impiego delle pompe di calore elettriche e di fonti energetiche rinnovabili per la produzione termica ed elettrica;
- Sviluppi previsti delle reti di teleriscaldamento come formulati.

Nonostante questa serie di iniziative, lo scenario così formulato non permetterebbe di raggiungere i target sulle emissioni CO₂ al 2030 – 32% di riduzione contro il 45% di riduzione rispetto ai livelli del 2005.

Il **secondo scenario** somma ai trend illustrati nel primo scenario le azioni previste e non ancora attuate dalla pianificazione comunale e sovracomunale, in particolare il Piano di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES, 2014) ed il Piano Regionale per gli Interventi per la Qualità dell'Aria (PRIA, 2013). Le azioni andrebbero a supportare una maggiore penetrazione delle FER nell'ambito illuminazione pubblica, un contenimento del traffico veicolare privato e l'efficientamento energetico degli edifici.

Anche questo scenario, come il primo, non permetterebbe di raggiungere i target di riduzione della CO₂ al 2030 – riduzione del 41% vs. 45% rispetto al 2005 – né di raggiungere l'obiettivo di completa *carbon neutrality* al 2050 – il contenimento delle emissioni si attesterebbe al 66% rispetto ai livelli del 2005.

Settore	CO ₂ [kt]	N ₂ O [kt CO ₂ eq]	CH ₄ [kt CO ₂ eq]	Totale [kt CO ₂ eq]
Settore civile	2.699	4	6	2.709
per riscaldamento edifici	2.112	2	5	2.119
per usi domestici	587	2	1	590
Illuminazione pubblica	11	0	0	11
Settore terziario e produttivo	1.549	7	0	1.556
Trasporti	956	9	2	967
trasporto pubblico	154	1	0	155
trasporto privato	802	8	2	812
Agricoltura	0	3	9	12
Rete Gas	0	0	229	229
Rifiuti (eccetto incenerimento)	0	14	22	36
Altro	0	0	0	0
Totale	5.216	37	268	5.521

Tabella 5 - Bilancio delle emissioni sul territorio del Comune di Milano, anno 2017

Al fine di rientrare nei limiti di emissioni, il documento definisce un terzo scenario – **Scenario di Piano 2050** – dato dall'insieme delle azioni di mitigazione previste nello Scenario di riferimento 2030 e da una serie di iniziative di contenimento delle emissioni.

Le iniziative di mitigazione contenute nel PAC sono contenute in 5 ambiti diversi, spaziando dalla dimensione sociale a quella ambientale.

L'Ambito di Piano n.3 – “*Milano ad Energia Positiva*” - elenca gli obiettivi ambiziosi da raggiungere entro il 2050 sul territorio della Città:

- Carbon neutrality completa;
- Implementazione delle **comunità energetiche** sul territorio cittadino;
- **Produzione elettrica da FER** con garanzia d'origine;
- **Efficientamento dei consumi** sia per il settore terziario che per il settore produttivo.

Il PAC si prefigge di raggiungere questi goal attraverso le seguenti azioni:

- Creazione di **aree pilota** completamente *carbon neutral* come segnale di sensibilizzazioni, a cui aggiungere azioni di *carbon offsetting* nel caso in cui non sia possibile attuare questo proposito;
- Efficientamento dei consumi da applicare su tutti gli edifici di proprietà comunale, sia di natura residenziale (ERP) che non (scuole, uffici, sedi istituzionali), **completa rimozione degli impianti alimentati a gasolio**;
- Installazione di impianti fotovoltaici con eventuali accumuli in sedi comunali, da attuare attraverso *project financing*;
- Implementazione del fondo *Zero Carbon Fund*³ per la riqualificazione energetica delle grandi proprietà;
- Spinta su **teleriscaldamento di IV generazione** (da FER e/o energia di recupero), coinvolgendo gli operatori del settore;
- Piano approfondito di **manutenzione degli impianti termici civili** in situazione critiche nel contesto dell'edilizia comunale, con messa in sicurezza delle derivazioni, dei tubi di fumo e dei rubinetti di intercettazione gas.
- Copertura del 45% del fabbisogno di energia elettrica in ambito residenziale e del 10% in ambito non residenziale mediante FER (a seguito delle azioni di efficientamento energetico degli edifici).
- Sostegno ai privati per la promozione delle comunità energetiche.

Come conseguenza di tutte queste azioni, le previsioni sulle emissioni a livello cittadino sono più promettenti di quanto prospettato dei due scenari precedenti:

- Raggiungimento dei limiti europei sulle emissioni di NO₂ entro il 2025;
- Concentrazione di PM10 entro i limiti OMS entro il 2040, con zero sforamenti giornalieri del limite entro il 2050;
- Contenimento dei livelli di PM2,5 entro i limiti OMS entro il 2025.
- Riduzione del 46% delle emissioni CO₂ entro il 2030 (vs. target del -45% rispetto ai livelli del 2005) sulla dimensione locale (ossia comprendente le emissioni legate alle attività all'interno del territorio del Comune di Milano); riduzione del 70% delle emissioni di CO₂ entro il 2050;
- Riduzione dell'65% delle emissioni di CO₂ entro il 2030 nella dimensione sovralocale⁴; riduzione dell'83% delle emissioni di CO₂ entro il 2050 nella dimensione sovralocale.

³ Ex. Art. 10 del Piano di Governo del Territorio (2020), Comune di Milano.

⁴ La dimensione sovralocale include l'impatto delle politiche di contenimento e mitigazione delle emissioni climateranti emanate da altre istituzioni (Regione, Governo nazionale), i cui effetti si sommerebbero agli impatti delle azioni previste dal solo Comune di Milano.

L'ultimo punto dello scenario - la riduzione dell'83% delle emissioni CO₂ – prevederebbe delle azioni di *carbon offset* che dovrebbero, in prospettiva, compensare la restante parte delle emissioni, in modo da raggiungere l'azzeramento netto delle emissioni di anidride carbonica relative al territorio del Comune di Milano.

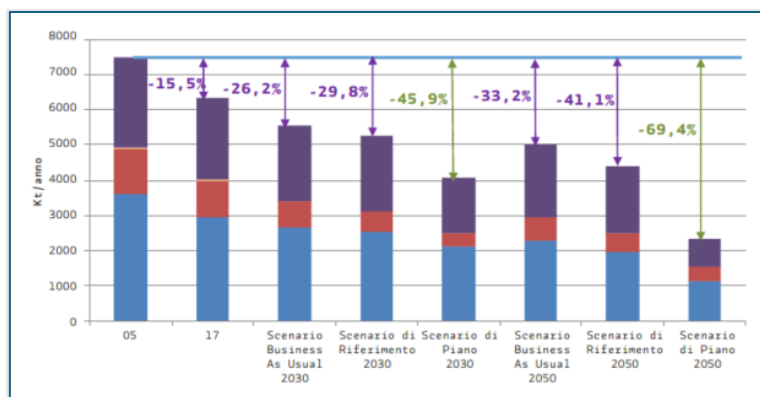


Figura 6 - Scenario di Piano 2050 - Andamento emissioni, dimensione locale.

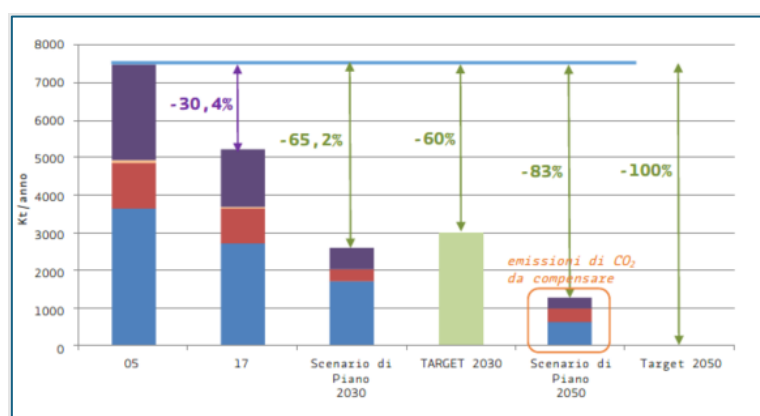


Figura 7 - Scenario di Piano 2050 - Andamento emissioni, dimensione sovralocale.

2.4 Indirizzi normativi settoriali

2.4.1 Approccio ROSS

L'Autorità ha intrapreso un percorso⁵ di ridefinizione dell'ambito tariffario per i soggetti economici che esercitano reti energetiche. Nel corso degli ultimi anni, ARERA si è impegnata a riformare il sistema di riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese di distribuzione, spostandosi dall'attuale sistema misto (riconoscimento di tipo "rate-of-return" per le spese di capitale CAPEX e "price-cap" per le spese di natura operativa OPEX) ad un sistema di riconoscimento unificato dei costi sostenuti (il cosiddetto "total expenditure") applicato mediante lo schema procedurale in Figura 8.

Tale evoluzione regolatoria si è concretizzata con il metodo tariffario ROSS (Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio). La nuova metodologia è stata approvata – nei suoi termini comuni ai settori del

⁵ Delibera 271/2021/R/Com ("Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base) per la determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas");
Per il dettaglio dei DCO sul ROSS-base, ti riporto sotto il link dove puoi vedere i DCO: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/163-23>

trasporto del gas naturale e della trasmissione dell'energia elettrica, con la delibera 163/2023/R/eel (TIROSS - Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031), successivamente meglio definita nei suoi criteri applicativi generali con la Delibera 497/2023/R/eel e infine specificamente declinato per l'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica, al fine di conto delle sue caratteristiche distintive, dalla Delibera 630/2023/R/eel di approvazione del quadro regolatorio complessivo in materia tariffaria (TIT, TIME e TIC) per il periodo 2024 – 2027.

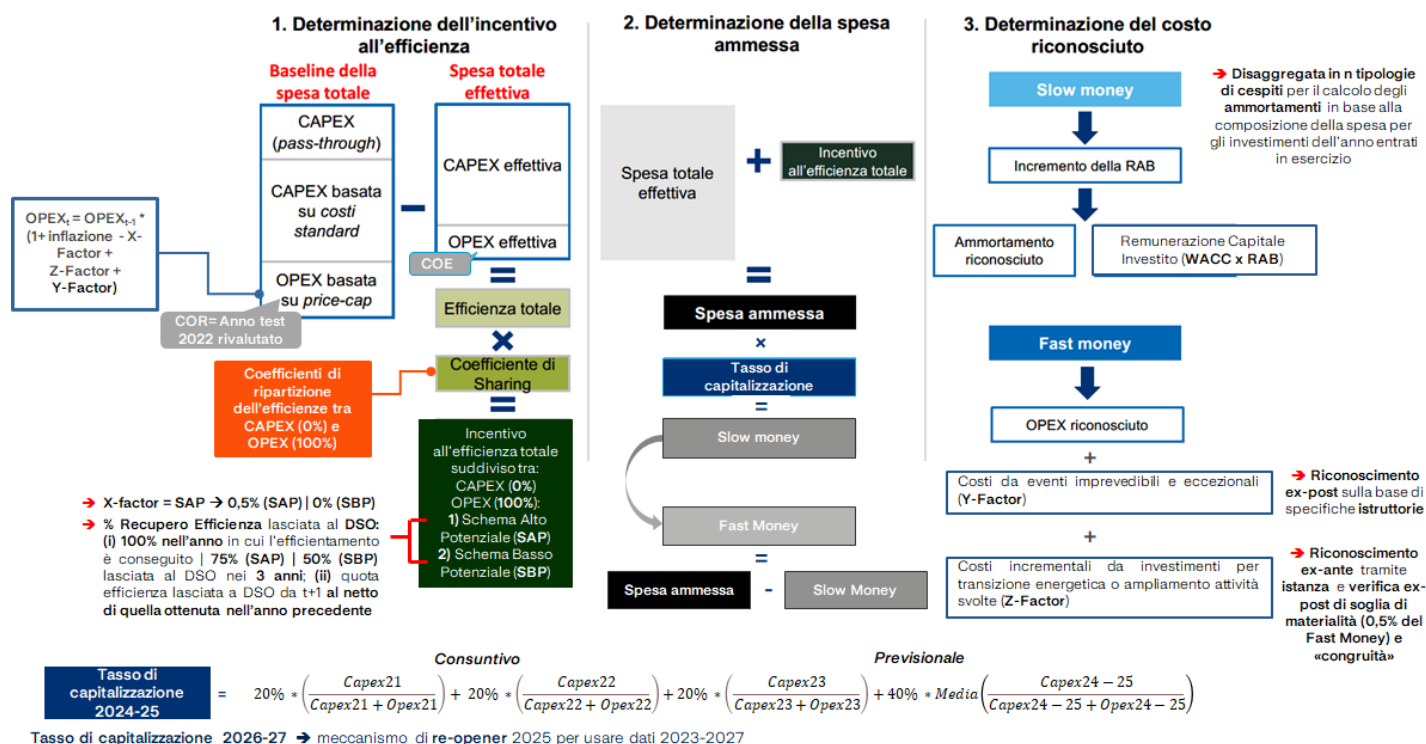


Figura 8 – Schema generale di riconoscimento dei costi

Le principali caratteristiche del nuovo metodo tariffario sono:

- (i) l'essere focalizzato sul singolo soggetto giuridico
- (ii) sulla spesa totale effettiva (costi operativi + investimenti) annua sostenuta dallo stesso,
- (iii) di considerare nuovi parametri regolatori quali:
 - a. il tasso di capitalizzazione regolatorio fissato ex-ante dall'Autorità su base biennale e soggetto a un meccanismo di re-opener considerando con specifiche ponderazioni valori di spesa totale a consuntivo (due anni) e previsionali (tre anni)
 - b. la baseline di costo operativo.

Il **tasso di capitalizzazione** regolatorio permette la suddivisione della spesa totale effettiva in *Slow Money* e in *Fast Money*.

Lo **Slow Money** rappresenta la quota di spesa totale relativa agli investimenti dell'anno considerati ai fini tariffari e che, pertanto, va ad incrementare il capitale investito regolatorio che poi, ammortizzato con le vite utili regolatorie e rivalutato con il deflatore degli investimenti lordi calcolato su base annua, genera la quota di remunerazione attraverso il WACC, definito dal TIWACC, e la quota ammortamento inclusa nei ricavi ammessi; tale quota può, potenzialmente, differire dall'importo degli investimenti

effettivamente contabilizzati nell'anno proprio in conseguenza dell'applicazione del suddetto tasso di capitalizzazione.

Il **Fast Money**, invece, rappresenta la quota parte di ricavi ammessi a copertura dei costi operativi effettivi ammissibili ai fini tariffari e risente degli effetti delle maggiori o minori efficienza realizzate dal distributore in virtù di uno specifico menu regulation scelto ad inizio del periodo regolatorio, mentre non include quelli non efficientabili (c.d. "on top"), oggetto di pieno riconoscimento e nella cui fattispecie ricadono, a titolo esemplificativo, le imposte locali e i costi operativi sostenuti nell'ambito dei progetti di servizi di flessibilità.

Al fine di incentivare l'operatore all'efficienza, il metodo ROSS prevede uno specifico sistema di c.d. **"menu regulation"** che permette al singolo operatore di accedere, ad uno schema incentivante a basso o alto potenziale (rispettivamente **SBP** e **SAP**) caratterizzato da un tasso di efficientamento annuo (X-Factor) pari rispettivamente a 0% e a 0,5% e in base al quale il distributore stesso può trattenere una quota più o meno alta (50% o 75% nei 3 anni successivi al primo, in cui il trattenimento è al 100%) dell'eventuale extra-efficienza (o, simmetricamente, sostenere una quota più o meno alta dell'eventuale extra-inefficienza) derivante tra il confronto, su base annua, tra la spesa totale effettiva e la baseline di spesa definita dal regolatore e che, attualmente, è completamente attribuita alla quota di Fast Money.

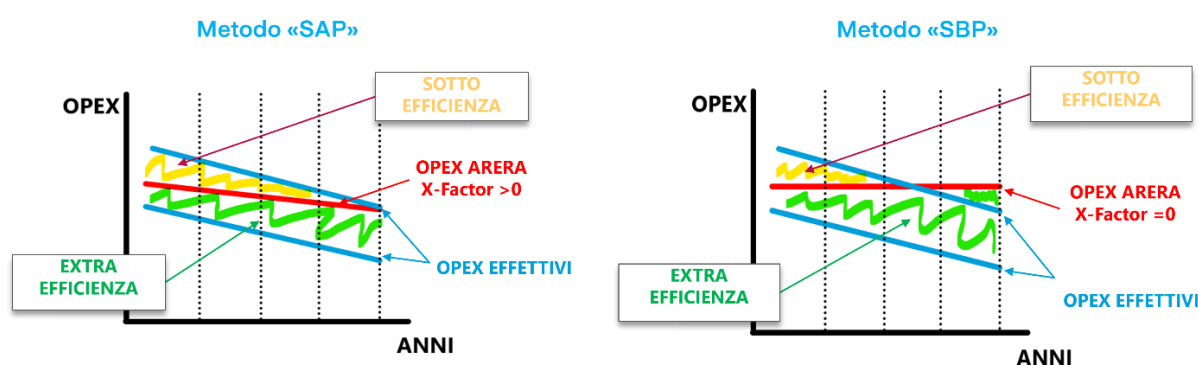


Figura 9 – Gestione delle in(efficienze) tramite menù regulation nel metodo ROSS

Per l'anno 2024 la baseline di spesa operativa è stata calcolata a partire dalla spesa effettiva sostenuta nel 2022 portata al 2024 tramite l'inflazione annua effettiva 2023 e 2024 (per quest'ultima inizialmente utilizzando le migliori stime disponibili, mentre a consuntivo verrà utilizzato il dato effettivo); successivamente tale parametro verrà aggiornato tramite l'applicazione di un meccanismo di price cap che risente delle dinamiche inflattive dell'anno tariffario t e della percentuale di efficientamento definita in conseguenza del regime alto o basso potenziale scelto.

Infine, per tener conto dei potenziali costi sorgenti non presenti nei costi operativi effettivi dell'anno $t-2$ alla base della definizione della baseline di costo operativo, è stato previsto uno specifico parametro denominato Z-Factor attivabile annualmente tramite istanza da parte dal distributore interessato e soggetta all'approvazione dell'Autorità oltre che ad una successiva rendicontazione a consuntivo di dettaglio. Unareti ha presentato tale istanza di attivazione per l'anno 2024 che è stata oggetto di approvazione ex-ante dall'Autorità con la Delibera 29/2025/R/eel.

La percentuale di Z-Factor determinata ex ante sarà soggetta a rideterminazione ex post in sede di consuntivazione in funzione:

- dell'effettiva entità a consuntivo del driver, nei limiti del valore fissato ex ante in sede di presentazione dell'istanza;

- dell'inflazione effettiva 2023 e 2024 rilevata dall'ISTAT rispetto a quella considerata ex ante nel livello della baseline (stime Banca d'Italia);
- del livello a consuntivo del costo operativo effettivo complessivo rendicontato nello specifico prospetto delle Grandezze Monetarie previsto nell'ambito dei Conti Annuali Separati.

Un'evoluzione futura del ROSS- base prevista da ARERA con la Delibera 527/2022/R/Com è il cosiddetto approccio **ROSS-integrale**. Questo approccio prevede che la spesa totale di riferimento venga valutata in base ai business-plan presentati dagli operatori più delle aggiunte effettuate dal regolatore stesso ("cost assessment"). In aggiunta l'Autorità potrà prevedere l'introduzione di possibili meccanismi specifici di gestione delle incertezze, ossia di eventi che possono impattare i piani di spesa dei soggetti regolati.

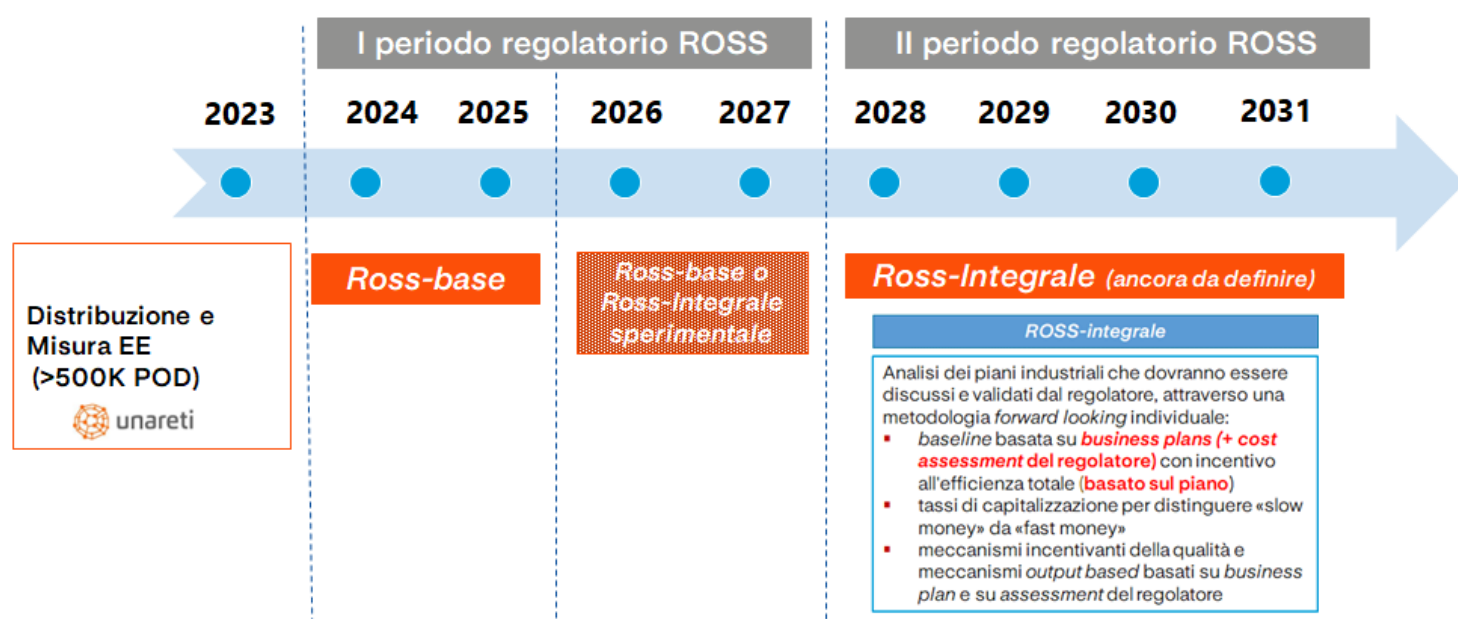


Figura 10 – Tempistiche di entrata in vigore del metodo ROSS

2.4.2 Energia reattiva

La **delibera 232/2022** stabilisce i corrispettivi che i distributori di energia elettrica devono versare per l'immissione di energia reattiva nelle reti di media e bassa tensione. L'applicazione di questi corrispettivi è diventata effettiva a partire dal **01/04/2023**.

L'Autorità prevede un corrispettivo monetario per unità di energia reattiva immessa e prelevata per clienti finali e operatori della distribuzione. Il corrispettivo relativo ai prelievi varia a seconda del limite imposto al fattore di potenza $\cos(\phi)$, pari a 0,95. L'energia reattiva immessa dai clienti finali e dal DSO è penalizzata mediante l'applicazione di un corrispettivo fisso non dipendente dal valore del fattore di potenza (ossia assumendo che il $\cos(\phi)$ limite sia unitario).

Con le **Delibere 616/2023** e **630/2023** sono stati definiti i valori di corrispettivo per il 2024, e con la **Delibera 585/2024** i valori per il 2025.

Si rimanda al § 8.1.25 per la descrizione delle azioni intraprese da Unareti per la riduzione dell'immissione di energia reattiva.

2.4.3 Nuovo Piano di Sviluppo delle Reti Elettriche – Quadro Regolatorio

Con la Delibera 617/2023/R/EEL del 27/12/2023 l'ARERA ha disposto per i distributori con più di 100.000 POD di presentare all'Autorità, in maniera congiunta, entro il 30/09/2024 la seguente documentazione:

- a) la struttura armonizzata dei contenuti del piano di sviluppo, che tenga conto di quanto previsto dalla deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL;
- b) l'identificazione puntuale dei documenti di accompagnamento, incluse le informazioni in formato scheda e in formato foglio di lavoro relative agli interventi del piano e al loro avanzamento tecnico ed economico, incluso quanto previsto al punto 3, lettera h), della deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL;
- c) un documento comune di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti, tenendo anche conto - quando è applicata un'analisi costi benefici - dei benefici attesi e dell'analisi economica dei costi e dei benefici da eseguirsi in linea con le disposizioni del punto 3, lettera g), della deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL;
- d) un documento comune di definizione delle categorie elementari di investimento, ai fini della stima dei costi unitari di investimento.

Tali documenti saranno utilizzati da ciascun DSO come linee guida per la predisposizione del Piano di Sviluppo 2025 salvo decisione dell'Autorità di introdurre eventuali modifiche e/o integrazioni motivate entro il 31/01/2025.

In termini di scadenze relative al **Piano di Sviluppo, entro il 31 marzo di ogni anno dispari** il Distributore deve predisporre il documento per la consultazione pubblica di durata pari a 42 giorni, a valle di cui entro il 30 giugno deve essere pubblicato il Piano con eventuali aggiornamenti.

Allo stesso modo, entro il 31/3 di ciascun anno pari i distributori soggetti all'obbligo di presentazione del Piano di Sviluppo dovranno presentare un **"Rapporto di monitoraggio del piano di sviluppo"** aggiornato al 31/12 dell'anno precedente.

Per la predisposizione di questi documenti, sono stati avviati tavoli di confronto (coordinati in task force tematiche da Utilitalia) tra i DSO che hanno avuto inizio a marzo e sei sono conclusi a luglio, supportati dal Politecnico di Milano.

Alle attività di coordinamento hanno partecipato:

- AcegasApsAmga
- Areti
- Deval
- Edyna
- E-distribuzione
- Inrete Distribuzione energia
- Ireti
- Set distribuzione
- V-reti

I tavoli di confronto si sono conclusi con l'invio della documentazione richiesta al 30 settembre 2024 e hanno trovato sviluppo con le delibere 472/2024 e 521/2024.

La del. 472/2024/R/eel introduce modifiche al Titolo X del TIQD, modificando e integrando alcune disposizioni relative all'analisi costi-benefici necessaria per accedere al meccanismo incentivante di cui al Titolo X del suddetto testo integrato.

La del. 521/2024/R/eel delinea le caratteristiche del nuovo Piano di sviluppo delle reti elettriche, definendone la struttura, i documenti di accompagnamento e le categorie elementari degli interventi da analizzare partendo dalla seguente documentazione inviata dalle imprese distributrici nella scadenza del 30/09/2024:

- Struttura armonizzata dei piani di sviluppo
- Documenti di accompagnamento
- Documento di definizione delle categorie elementari di investimento

All'interno della medesima delibera non viene approvato il "Documento metodologico per l'identificazione degli investimenti e l'analisi costi-benefici" proposto dai distributori. Per la redazione del suddetto documento viene istituito un tavolo tecnico che ha visto la sua chiusura alla metà del mese di febbraio 2025; il tavolo ha analizzato le diverse categorie di investimento e benefici applicabili, producendo un documento che ARERA utilizzerà come base di partenza per la scrittura di un provvedimento non ancora pubblicato alla data della scrittura del presente documento.

Di seguito un'immagine riportante le principali date che hanno segnato la definizione della struttura dell'attuale Piano di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica.

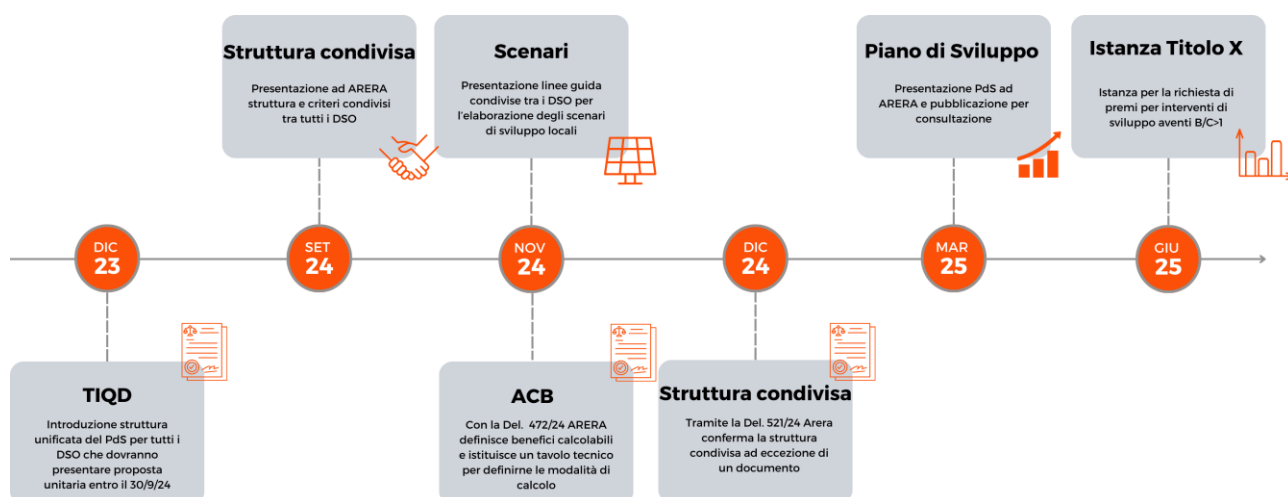


Figura 11 - date principali per la definizione del nuovo Piano di Sviluppo

3. Presentazione dell'azienda e della realtà servita

Unareti è concessionaria del servizio di distribuzione dell'energia elettrica nei comuni di Milano e Rozzano (area Milano) e di 46 comuni della provincia di Brescia incluso il capoluogo.

Le due aree presentano alcune similitudini, ma anche molte differenze sia nel tessuto urbano e sociale che nella rete di distribuzione.

L'area milanese presenta una rete di distribuzione connessa in AT per la maggior parte dei casi alla RTN 220kV (sebbene siano presenti connessioni sulla RTN 132kV), e una rete MT con tre differenti livelli di tensione (23kV e 9kV sul Comune di Milano, 15 kV sul Comune di Rozzano), per ragioni storiche. La presenza dei due livelli di tensione su Milano rende obbligatorio mantenere in esercizio un numero di sottostazioni per garantire la trasformazione della tensione e la controalimentazione dei carichi nei diversi scenari di esercizio.

Il carico della città di Milano è caratterizzato dalla forte penetrazione del settore abitativo e terziario, oltre a una ridotta presenza delle connessioni attive alimentate da fonti rinnovabili (a causa dello sviluppo verticale della città). Un carico di questa tipologia impatta fortemente sull'elettrificazione dei consumi finali, anche a causa delle politiche locali, che impongono restrizioni sempre più forti sui fattori inquinanti quali, ad esempio, veicoli alimentati da combustibili fossili, o le caldaie alimentate a gasolio. Sotto queste spinte si assiste quindi a un incremento della potenza connessa alla rete di distribuzione sia a causa degli aumenti di potenza delle utenze esistenti che delle nuove connessioni.

La rete di distribuzione dell'area Brescia è connessa alla RTN a 132kV e presenta un livello di tensione a 15kV, ad eccezione di una piccola porzione a 23kV che serve alcune sottostazioni di trasformazione 23/15kV. Il contesto economico e sociale dell'area porta con sé numerose realtà produttive di taglia anche considerevole che si connettono alla rete di media tensione di Unareti. L'area è caratterizzata anche da una forte spinta verso la produzione di energia da fonti rinnovabili, trainata negli scorsi anni dagli incentivi verso gli impianti domestici e negli ultimi anni dalla necessità di imprese e privati di abbattere i costi energetici.

Il processo di elettrificazione dei consumi in quest'area è più lento e costante rispetto alla realtà milanese, ma non per questo non ha impatto sulla rete di distribuzione: l'incremento della potenza (in immissione e prelievo) connessa alla rete rappresenta una sfida per il distributore che si ritrova a dover gestire flussi di potenza variabili per dimensioni e tempistiche, a volte con improvvisi sbalzi dovuti alla riduzione di produzione dei generatori da fonte fotovoltaica.

Ulteriore aspetto riscontrato negli ultimi anni è la variabilità dei flussi di energia reattiva: un comportamento di questo tipo è influenzato dall'installazione di impianti di produzione da fonte rinnovabile da parte degli utenti, dalla cavazzazione della rete, spesso necessaria per aumentarne la resilienza a eventi climatici estremi, e da numerosi aspetti caratteristici dell'utenza connessa. Per fronteggiare ciò il distributore deve introdurre azioni fino a pochi anni fa impreviste.

3.1 Interazione con gli stakeholders

Al fine di poter pianificare in modo corretto e sostenibile le diverse attività di sviluppo della rete è necessario instaurare un dialogo continuo con tutti gli attori che possono influenzare l'identificazione delle necessità di potenziamento delle infrastrutture.

Tale attività di ascolto è fondamentale nello scenario in cui i DSO si troveranno a dover agire nei prossimi anni che saranno contraddistinti da una sempre più spinta transizione energetica.

Tra i principali stakeholder si citano:

- **Istituzioni nazionali o internazionali:** sono gli Enti che fissano le politiche energetiche di medio o lungo periodo a livello locale, nazionale o comunitario (EU). Tra questi si possono citare a titolo di esempio:
 - ✓ **MASE:** si occupa della definizione delle politiche energetiche nazionali. In particolare, di concerto con gli altri Ministeri ha delineato, attraverso il PNIEC, le linee guida per lo sviluppo futuro delle politiche energetiche;
 - ✓ **ARERA:** svolge attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dei servizi idrici, del ciclo dei rifiuti e del telecalore ed esercita attività consultiva e di segnalazione agli organi esecutivi e legislativi nelle materie di propria competenza, anche ai fini della definizione, del recepimento e della attuazione della normativa comunitaria con l'obiettivo di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere l'efficienza, la qualità e la sostenibilità del servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
 - ✓ **Amministrazioni locali:** possono essere Regioni, Province o Comuni che possono adottare politiche locali più o meno spinte in ottemperanza alle linee guida nazionali o comunitarie. A titolo di esempio il Comune di Milano intende adottare politiche che prevedono la riduzione di emissioni CO2 del 45% entro il 2030 e di diventare una città Carbon Neutral entro il 2050;
- **Associazioni, Federazioni o organizzazioni:** rappresentano unioni di consumatori, produttori di energia elettrica, distributori, fornitori di servizi, etc. che hanno come mission una migliore integrazione ed efficienza del sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica;
- **Comunità locali:** si tratta principalmente di enti locali, di cittadini o di loro organi di rappresentanza (comitati di zona, unioni di quartiere, etc.) che vivono o lavorano nelle aree interessate dai progetti di rinnovo/sviluppo;
- **TSO:** Terna è il gestore della rete di trasmissione italiana ed è parte attiva nella pianificazione e nella realizzazione delle opere necessarie per l'esecuzione dei piani di sviluppo dei distributori. Inoltre per una efficiente gestione delle reti di competenza è necessario uno scambio continuo di informazioni legate alle modalità di esercizio delle stesse;
- **Altri stakeholder:** utenti finali, Charge Point Operator, altre aziende di servizi operanti sui territori, altri DSO, fornitori ed appaltatori che possono influenzare le decisioni prese in ambito di sviluppo, in base alle necessità in termini di potenza ed energia, e la realizzazione e la messa a terra degli investimenti.

Unareti ha instaurato tavoli di lavoro e di confronto con i differenti stakeholder al fine di poter valutare preliminarmente le necessità ed i fabbisogni di ciascuno, con l'obiettivo di facilitare e velocizzare il processo per la realizzazione degli investimenti necessari.

Tra i tavoli aperti si segnala quello in essere con il Comune di Milano che affronta le seguenti tematiche principali:

1. Individuazione delle aree dove poter realizzare le Cabine Primarie previste a piano in modo da cercare di occupar minor suolo possibile e di poter sfruttare, eventualmente, fabbricati già esistenti procedendo ad una riconversione degli stessi;
2. Velocizzare la transizione energetica verso il vettore elettrico andando ad individuare le migliori soluzioni nel breve periodo che possono essere attuate brevemente e programmando gli interventi a medio-lungo periodo;

3. Sviluppare un piano condiviso con le altre aziende di servizi operanti sul territorio in modo che le attività risultino tra loro coordinate potendo eventualmente sfruttare sinergie ed evitando interferenze;
4. Modificare o integrare i regolamenti vigenti al fine di tener conto dello sviluppo inevitabile dell'infrastruttura elettrica su suolo pubblico e privato (cabine di trasformazione, linee di media e bassa tensione, etc) che è condizione necessaria per realizzare una rete che sia sicura, affidabile e resiliente;
5. Individuazione delle aree dover poter realizzare cabine secondarie “fuori terra” in sostituzione di quelle interrate per evitare i fenomeni di allagamento a seguito di forti precipitazioni (“bombe d’acqua”).

Vista la mole di interventi previsti nel piano che richiedono una connessione con la RTN è molto importante anche il colloquio costante con Terna in modo da poter realizzare in modo coordinato le attività di rispettiva competenza per raggiungere gli obiettivi nei tempi prefissati. Allo stesso modo la collaborazione con il TSO è indispensabile per individuare gli investimenti da realizzare per ridurre le immissioni ed i prelievi di energia reattiva sulla RTN (si veda Paragrafo 6.2).

Si sottolinea come sia il PNIEC che il PNRR pongono come uno dei principali obiettivi lo snellimento delle procedure autorizzative, l’eliminazione di vincoli burocratici, l’aumento dell’efficienza e dell’efficacia dell’azione amministrativa nonché la riduzione dei tempi e dei costi per cittadini ed imprese per l’ottenimento delle autorizzazioni⁶.

Il PNRR in particolare afferma come la transizione verso il vettore elettrico stia avvenendo troppo lentamente, principalmente a causa delle **“...enormi difficoltà burocratiche ed autorizzative che riguardano in generale le infrastrutture in Italia...”**. Per tale motivo si afferma che la transizione ecologica non potrà avvenire in assenza di una altrettanto importante e complessa **“transizione burocratica”** che includerà riforme fondamentali nei processi autorizzativi nonché nella necessaria semplificazione delle **norme in materie di appalti**⁷.

L’impegno di Unareti è quello di confrontarsi con tutti gli stakeholder al fine di illustrare gli investimenti necessari per il potenziamento, il rinnovo e l’aumento dell’affidabilità della rete elettrica di distribuzione perseguendo l’obiettivo di poterli realizzare nei tempi richiesti dalla transizione energetica in atto e considerano che sono indispensabili per la riuscita della stessa. La collaborazione degli stakeholder è fondamentale per poter garantire di raggiungere i target fissati nei tempi previsti eseguendo a tutti gli effetti uno sforzo comune.

3.1.1 Terna

In considerazione degli importanti investimenti di rinnovo, potenziamento e sviluppo di impianti primari che sono previsti in arco piano, e che richiedono una nuova connessione con la RTN o il potenziamento/rifacimento di quella esistente, è stato instaurato un tavolo di lavoro permanente con Terna al fine di:

1. Identificare le soluzioni di connessione più idonee per i diversi impianti in conformità al Codice di Rete ed alle esigenze di Unareti;
2. Valutare con congruo anticipo possibili interferenze/ concomitanze nei percorsi di scavo;
3. Intercettare in anticipo possibili difficoltà autorizzative che possono ritardare le opere di connessione;

⁶ Paragrafo “Buona amministrazione” del PNRR

⁷ Paragrafo “Semplificazione in materia di contratti pubblici” del PNRR

4. Coordinare i piani di investimento e manutenzione degli impianti in modo da evitare sovrapposizioni o disallineamenti delle rispettive pianificazioni;
5. Valutare trimestralmente lo stato di avanzamento dei diversi lavori.

Il tavolo di lavoro ha permesso di pianificare in modo sinergico gli investimenti di rinnovo, potenziamento e sviluppo degli impianti primari con un orizzonte temporale decennale e ha permesso di accelerare il processo autorizzativo degli stessi.

3.1.2 Interazione con i CPO

Il distributore gioca un ruolo chiave per poter permettere la diffusione delle infrastrutture di ricarica che necessitano chiaramente della connessione alla rete elettrica. Le principali problematiche che si possono riscontrare al momento della connessione di queste infrastrutture di ricarica riguardano la scelta dell'ubicazione dei punti di ricarica da parte dei CPO (Charging Point Operator) per le quali è necessario valutare:

- vicinanza dei punti scelti all'infrastruttura della rete elettrica (cavi, cabine secondarie di trasformazione, etc) soprattutto per i punti di ricarica rapida con elevate potenze;
- saturazione della rete elettrica tale da richiedere lavori di sviluppo;
- tempistiche per l'esecuzione dei lavori necessari alla connessione;

L'esperienza maturata da Unareti, che ha gestito centinaia di richieste di connessione da parte di CPO negli ultimi anni, ha evidenziato un elevato tasso di insuccesso dei preventivi di connessione che non si tramutano poi in effettivi lavori a causa delle tempistiche necessarie per l'esecuzione degli stessi (ad esempio a causa di lavori complessi sulla rete), che scoraggiano i CPO dall'installazione portandoli a cercare una posizione "più conveniente";

A tal fine Unareti ha sviluppato un tool, di cui in Figura 12 si riporta un estratto dell'output, che permette di eseguire una rapida analisi preliminare per identificare le aree potenzialmente più idonee all'installazione di infrastrutture di ricarica.



Figura 12 - Esito del tool per una porzione del Comune di Milano, aree verdi le più idonee – aree arancioni fattibili ma con lavori di potenziamento complessi

Le aree verde chiaro risultano essere le zone dove il grado di fattibilità dell'intervento risulta essere alto, o perché situate nella vicinanza di cabine secondarie con disponibilità di potenza sui trasformatori o perché non richiedono lavori di realizzazione troppo onerosi da un punto di vista temporale. Il responso del tool aiuta ad individuare le aree che vanno ad ottimizzare l'installazione delle infrastrutture di ricarica semplificando i lavori di realizzazione e abbattendo i tempi di connessione, favorendo quindi la diffusione sul territorio delle infrastrutture di ricarica. La risposta del tool deve considerarsi indicativa, in quanto in seguito all'inserimento del preventivo formale è comunque necessaria un'analisi più approfondita seguita da un sopralluogo sul sito di installazione della nuova ricarica⁸. In Figura 13 è rappresentato un esempio prelevato direttamente dal tool che mostra il grado di fattibilità per una collocazione generica a Milano.

Il tool descritto è stato messo a disposizione dei CPO da Unareti in un'apposita sezione del proprio sito internet, per poter effettuare verifiche preliminari prima di inserire le effettive richieste di connessione, in cui il CPO può indicare a tipologia e la fascia di potenza dell'impianto di ricarica che verrà installato (<https://www.unareti.it/it/servizi/elettricit /punti-ricarica-veicoli-elettrici>).

⁸ In coerenza con quanto paventato da ARERA nel DCO 481/19, Art. C9

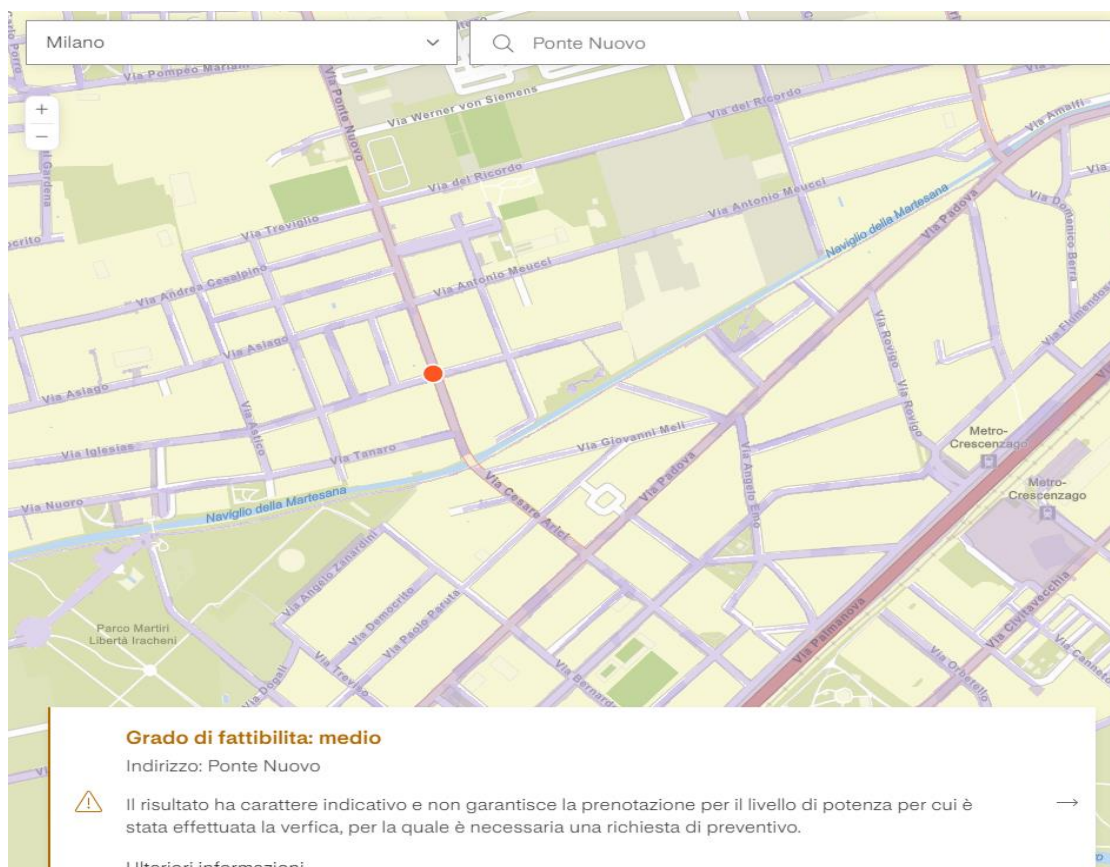


Figura 13 - Esito del tool per l'indirizzo indicato in figura tramite pallino rosso, in cui viene espresso il grado di fattibilità dell'intervento

La città di Milano si caratterizza, inoltre, per l'iniziativa riguardante la **completa elettrificazione al 2030 del trasporto pubblico su gomma**, pianificato dalla società concessionaria ATM. Questa prevede la completa conversione della flotta autobus (1.200 mezzi) entro il decennio e, già al 2020, l'utilizzo di 200 autobus elettrici e 270 ibridi⁹, sia in deposito (7 full electric) che con opportunity charger ai capolinea.

Nell'area milanese saranno quindi convertiti o realizzati ex novo dei depositi con capacità media pari a 150 autobus full-electric ciascuno (due dei quali sono entrati in servizio da poco), per un totale di circa **100 MW** di potenza aggiuntiva richiesta¹⁰.

Nell'ambito del progetto di elettrificazione della flotta di autobus di [ATM](#) è stato siglato un innovativo accordo con [Unareti](#), che prevede una connessione di tipo sperimentale per il deposito di San Donato, dove attualmente vengono ricaricati i primi 67 autobus elettrici in dotazione ad ATM. Nonostante l'elevato valore di potenza necessaria per le ricariche degli autobus, attraverso una connessione sperimentale in cui la potenza disponibile ad ATM varia durante la giornata per "seguire" il fabbisogno di ricarica degli autobus durante il servizio, è possibile infatti sfruttare le potenzialità della rete di distribuzione, facendo ricaricare gli autobus nelle fasce orarie di minor utilizzo della rete elettrica.

L'accordo sperimentale è in linea con la **Delibera ARERA 541/2020** che prevede da luglio 2021, per i soli clienti in bassa tensione (BT) e con potenza impegnata compresa tra 2 e 4,5 kW, che la potenza massima prelevabile, senza l'intervento del limitatore, possa raggiungere almeno i **6,00 kW, nelle sole fasce orarie notturne e festive per la ricarica dei veicoli elettrici** ¹¹.

⁹ <https://www.atm.it/it/AtmNews/Comunicati/Pagine/ATMDAL2030FULLELECTRIC.aspx>

¹⁰ https://emob-italia.it/wp-content/uploads/2019/10/27_Zorzan.pdf

¹¹ La funzionalità è gratuita per il cliente finale che deve inoltrare apposita richiesta secondo quanto stabilito dalla 541/2020

3.1.3 Interazione con gli operatori di TPL

L'elettrificazione del TPL è un fenomeno principalmente legato all'area milanese, dove il principale operatore ha previsto un piano di completa elettrificazione della flotta di autobus, oltre allo sviluppo del trasporto su ferro che prevede tra l'altro:

- Messa in servizio della nuova linea metropolitana M4 (conclusa in ottobre 2024)
- Prolungamento M1
- Prolungamento M5
- Realizzazione di nuove linee metro-tranviarie

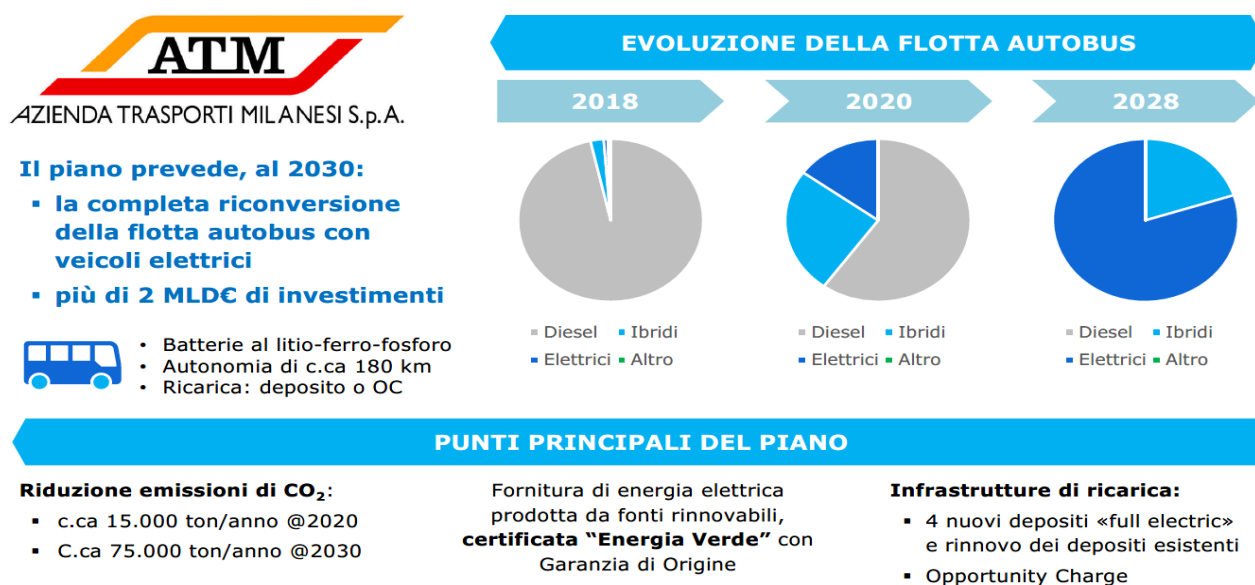


Figura 14 – Piano ATM full electric

La valutazione numerica della potenza necessaria all'elettrificazione della flotta di bus del principale operatore di TPL su gomma è descritta nel capitolo 6 del presente Documento.

3.1.4 Interazione con altri operatori di infrastrutture

Per l'area di Milano, nel corso degli ultimi anni è stato aperto un tavolo di lavoro con diversi enti per effettuare un coordinamento sui lavori stradali. In particolare, Unareti ed MM collaborano per portare a termine lavori sfruttando le concomitanze: così facendo, in accordo con il Comune di Milano, il disagio per la popolazione milanese viene ridotto e i tempi di lavorazione ottimizzati.

4. Consistenza della rete di distribuzione

4.1 Cabine Primarie e sottostazioni

Come noto, le cabine primarie rappresentano il principale punto di immissione dell'energia elettrica all'interno della rete del distributore da parte della rete di trasmissione Nazionale. Le aree servite da Unareti sono caratterizzate da una evoluzione differente, ragione per cui sono connesse alla RTN a livelli di tensione differenti:

- l'area milanese è connessa principalmente alla RTN a 220kV, con l'eccezione di 3 cabine primarie connesse a 132kV
- l'area bresciana è connessa alla RTN a 132 kV, senza alcuna eccezione

4.1.1 Area Milano

Le alimentazioni dei Comuni di Milano e Rozzano sono garantite dalla connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale ai livelli di tensione 132 kV o a 220kV.

Impianto	Livello di tensione [kV]	Numero di trasformatori AT/MT	Potenza installata [MVA]
Ric. Nord	220	5	419
Ric. Sud	220	4	376
Ric. Ovest	220	3	282
Lambrate	220	5*	350
B. Marcello	220	2	200
Gadio	220	3	209
Porta Volta	220	4	400
Porta Venezia	220	2	200
Vigentina	132	3	225
Rogoredo	132	2	122
Musocco	132	5*	264
Rozzano	220	3	189
San Cristoforo	220	3	189

*2 TR dedicati ad alimentazione punti interconnessione con altri DSO

Tabella 6 - Cabine primarie Milano

Le Cabine primarie Musocco, Vigentina e Rogoredo sono collegate alla rete di alta tensione a 132 kV, mentre le restanti Cabine Primarie sono inserite nella Rete di Trasmissione Nazionale a 220 kV. La CP Vigentina risulta collegata, tramite due linee a 132kV di proprietà Unareti, alla CP Vaiano-Valle. Al momento della stesura del presente documento, è in corso il tavolo tecnico finalizzato alla cessione delle linee Vigentina-Vaiano Valle a Terna, ai sensi della del. 616/2023.

Come noto, la rete elettrica di Unareti nei Comuni di Milano e Rozzano deriva dall'aggregazione, a seguito dell'attuazione del D.Lgs 79/99, di reti in gestione in precedenza ad Azienda Elettrica Municipale (AEM) ed E-Distribuzione, ciò ha comportato l'unione di porzioni di rete con diverse caratteristiche tecniche e per questo motivo vi è oggi la presenza di più livelli di tensione MT con la conseguente necessità di mantenere in servizio sottostazioni di trasformazione MT/MT. Nella tabella 10 le principali caratteristiche delle sottostazioni di trasformazione ancora in servizio sul territorio milanese.

Impianto	Livello di Tensione (kV)	Trasformatori MT/MT (#)	Potenza installata (MVA)
Loreto	23/9	2	31,4
Ponzio	23/9	2	31,4
Bassi	23	-	-
Suzzani	23/9	3	47,5
Comasina	23/9	2	31,4
Caracciolo	23	-	-
Mugello	23	-	-
Trento	23/9	3	47,1
Brunelleschi	23/9	3	45
S.Dionigi	23/9	2	31,4
Po	23/9	2	31,4

Tabella 7 - Sottostazioni – Milano e Rozzano

Ad oggi la tendenza è quella di uniformare il livello di tensione al valore di 23kV, ma l'abbandono della rete a 9kV presenta numerosi ostacoli che non permettono un rapido trasferimento dell'utenza sulla rete a 23kV, certamente caratterizzata da una migliore magliatura, affidabilità e capillarità all'interno della città.

4.1.2 Area Brescia

L'alimentazione dei Comuni di Brescia e della relativa Provincia è garantita dalla connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale ai livelli di tensione 132 kV ad eccezione della sola CP Tremosine che è interconnessa alla CP Toscolano mediante una linea AT a 40kV di proprietà Unareti.

Impianto	Livello di Tensione (kV)	Trasformatori AT/MT o MT/MT (#)	Potenza installata (MVA)
Ric. Nord	132/15	3	110
Ric. Est	132/23/15	4	135 (15 a 23 kV)
Ric. Ovest	132/23/15	3	100 (30 a 23 kV)
Ziziola	132/23/15	5	250 (40 a 23 kV)
XXV Aprile	132/15	2	65
Donegani*	132/15	3	105
Nodo Sud	132/15	1	25
S.Eufemia	132/15	2	100
Mazzano	132/15	2	65
Nuvolento	132/15	2	100
Polpenazze	132/15	2	50
Gavardo	132/15	2	56,25
Salò	132/15	2	90

Impianto	Livello di Tensione (kV)	Trasformatori AT/MT o MT/MT (#)	Potenza installata (MVA)
Odolo	132/15	2	56,25
Vobarno	132/15	2	80
Nozza	132/15	2	65
Toscolano**	132/15	2	50
Tremosine	40/15	1	15
Bagolino	132/15	1	10

*Presente anche Smistamento 23kV e trasformazione 15/40kV (12,7 MVA) e 23/40kV (15 MVA)

**Presente anche Trasformazione 15/40kV (12 MVA)

***Presente solo trasformazione 40/15kV

Tabella 8 - Cabine Primarie (CP) – Brescia

Alle cabine primarie elencate nella tabella precedente si aggiungerà, entro il Q2 2025, la CP “Violino”, di recente realizzazione e in fase di collaudo (al momento della scrittura del presente documento). La suddetta cabina primaria, realizzata al confine tra il comune di Brescia e il comune di Roncadelle, contribuirà alla magliatura della rete MT di Brescia e all’abbandono della rete a 23kV attualmente in esercizio. La CP Violino sarà dotata di 2 trasformatori 132/15kV di taglia 40MVA ciascuno, al fine di supportare il processo di elettrificazione dei consumi in atto.

4.2 Rete di Alta, Media e Bassa Tensione

La Tabella 9 riporta le consistenze della rete di distribuzione con aggiornamento al 31/12/2024.

Tensione	Area	Linee aeree [km]	Linee aeree in cavo [km]	Cavo interrato [km]	Totale [km]
132 kV		4,7	-	-	4,7
	Milano e Rozzano	4,7	-	-	4,7
	Brescia	-	-	-	-
40 kV		17,6	-	2,7	20,2
	Milano e Rozzano	-	-	-	-
	Brescia	17,6	-	2,7	20,2
23 kV		10,1	1,6	3.133,2	3.144,9
	Milano e Rozzano	8,0	1,6	3.076,4	3.086,0
	Brescia	2,1	-	56,8	58,9
15 kV		450,8		1.410,5	1927,1
	Milano e Rozzano	3,6	-	53,6	57,2
	Brescia	447,2	65,8	1.356,8	1.869,8
9 kV		-	-	605,8	605,8
	Milano e Rozzano	-	-	605,8	605,8
	Brescia	-	-	-	-
400V		15,6	1.278,6	7.516,2	8.810,4
	Milano e Rozzano	4,4	43,7	3.733	3.781,18
	Brescia	12,2	1.234,9	3.783,2	5.030,3
1000V			5,7	0,9	6,6
	Milano e Rozzano	-	-	-	-
	Brescia	-	5,7	0,9	6,6
Totale		498,8	1.351,7	12.669,3	14.519,7

Tabella 9 - Rete elettrica Complessiva – Linee.

La rete di distribuzione di UNR si sviluppa nelle province di Milano e Brescia ed è connessa alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale in alta tensione gestita da Terna ai livelli di tensione 132kV e 220kV.

Attualmente il conduttore standard utilizzato per la rete di media tensione è del tipo in alluminio con formazione 3x1x185 mm² isolamento in XLPE, tensione nominale 12/20kV e tensione massima di esercizio 24kV.

L'analisi delle caratteristiche della rete, dei suoi componenti (giunti, guasti, carico ecc. ecc.) ha reso possibile lo sviluppo della metodologia usata per la definizione delle **tratte critiche** in area milanese descritta al paragrafo dedicato (ref. 7.3.3).

4.3 Cabine secondarie

Nella tabella sottostante sono riportate le numeriche relative alle cabine secondarie presenti sul territorio servito da Unareti e il relativo numero di trasformatori.

Livello di tensione	Cabine Secondarie	Trasformatori	PTP
23 kV	5234	5.589	-
15 kV	129	122	-
9 kV	895	1.109	-
Totale	6258	6.820	-

Tabella 10 - Cabine secondarie competenza Milano

Di seguito i dati di consistenza per le cabine in area competenza Brescia/Salò:

Livello di tensione	Cabine Secondarie*	Trasformatori*	PTP
Totale - 15 kV	3.118	2646	440

*Di cui PTP (sul totale trasformatori e CS)

Tabella 11 - Cabine secondarie competenza Brescia

5. Continuità del servizio e Qualità della tensione

5.1 Continuità del Servizio

La regolazione dell'ARERA per la continuità del servizio elettrico prevede nel presente periodo regolatorio (2024-2027) un meccanismo di incentivo/penalità per i Distributori legato ad alcuni indicatori di riferimento:

Numero medio di interruzione per cliente BT per le interruzioni lunghe e brevi senza preavviso **N1** definito come:

$$N_1 = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{tot}}$$

dove:

U_i è il numero di utenti coinvolti nella i-esima interruzione considerata;

U_{tot} è il numero totale di utenti serviti dall'impresa distributrice al termine dell'anno solare;

Durata media di interruzione per cliente BT per le interruzioni lunghe senza preavviso **D1** definito come:

$$D_1 = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (U_{i,j} \cdot t_{i,j})}{U_{tot}}$$

dove:

$U_{i,j}$ è il numero di utenti coinvolti nella i-esima interruzione e appartenenti al j-esimo gruppo di utenti affetto dalla stessa durata di interruzione;

$t_{i,j}$ è la corrispondente durata dell'interruzione per il gruppo di utenti $U_{i,j}$;

Si definiscono inoltre:

- **Interruzione breve:** interruzione di durata superiore a **1 secondo** ed inferiore a **tre minuti**;
- **Interruzione lunga:** interruzione di durata superiori a **tre minuti**;

A tali indicatori si affianca la regolazione individuale del numero di interruzioni lunghe e brevi per gli utenti serviti in media tensione.

ARERA monitora tali indicatori sulla base di aggregazioni territoriali andando a definire tre diversi ambiti:

- Ambito ad **alta concentrazione**: caratterizzati da più di **50.000** abitanti;
- Ambito a **media concentrazione**: caratterizzati da un numero di abitanti compreso tra **5.000** e **50.000**;
- Ambito a **bassa concentrazione**: caratterizzati da meno di **5.000** abitanti.

L'ente distributore ha la facoltà di aggregare determinati territori in base ad alcune regole indicate dall'Autorità.

Per il periodo regolatorio in corso, il livello obiettivo da raggiungere all'interno del singolo ambito di concentrazione è definito a partire dalla media storica dell'indicatore nello specifico ambito di concentrazione e da un tasso di miglioramento che viene calcolato in base alla posizione che l'ambito di concentrazione occupa in un elenco ordinato degli ambiti equivalenti (dal migliore al peggiore).

ARERA prevede un meccanismo di premi/penali in caso di raggiungimento o meno dei livelli obiettivo per ciascun ambito. Tale meccanismo prevede dei meccanismi per scorporare dagli indicatori le interruzioni che avvengono in quelli che l' Autorità definisce "Periodi di Condizione Perturbata" caratterizzati da un numero di interruzioni molto superiori alla media che generalmente si registrano per fattori esogeni (allagamenti, tempeste, ondate di calore, etc). Inoltre, per i distributori che servono ambiti di concentrazione caratterizzati con una qualità del servizio particolarmente elevata possono ricevere un ulteriore premio.

Nelle tabelle seguenti sono contenuti per gli indicatori numero (Tabella 12) e durata (Tabella 13), i livelli obiettivo per gli ambiti di competenza di Unareti per gli anni 2024 e 2025 (come da Delibera ARERA 543/2024/R/eel).

Vengono inoltre riportati i valori dei livelli tendenziali e biennali dell'anno 2023, ultimi disponibili alla data del presente piano.

Ambito	Comune	Livello tendenziale* 2023	Livello effettivo biennale 2023	Livello di partenza per il calcolo obiettivi '24 e '25	Livello obiettivo 2024	Livello obiettivo 2025
700A	Milano	1,22	1,63	1,576	1,497	1,418
700M	Rozzano	2,01	3,15	2,674	2,540	2,407
223A	Brescia	1	0,80	0,850	0,850	0,850
223M	Grandi Comuni**	2	1,42	1,645	1,645	1,645
223B	Piccoli Comuni***	4	2,15	2,451	2,451	2,451

*In base ai dati degli indicatori del precedente periodo regolatorio ARERA ha stabilito un trend per il raggiungimento del livello obiettivo al 2023, per l'ambito 700A i valori sono stati ridefiniti per la partecipazione alla regolazione speciale.

**Elenco comuni

***Elenco comuni

Tabella 12 - Ambiti territoriali di Unareti ai fini dell'indicatore di qualità del servizio N1

Ambito	Comune	Livello tendenziale* 2023	Livello effettivo biennale 2023	Livello di partenza per il calcolo obiettivi '24 e '25	Livello obiettivo 2024	Livello obiettivo 2025
700A	Milano	25	34,05	34,01	32,31	30,61
700M	Rozzano	40	58,76	50,77	48,23	45,69
223A	Brescia	25	9,47	8,65	8,65	8,65
223M	Grandi Comuni**	40	15,45	20,11	20,11	20,11
223B	Piccoli Comuni***	60	28,47	30,88	30,88	30,88

*In base ai dati degli indicatori del precedente periodo regolatorio ARERA ha stabilito un trend per il raggiungimento del livello obiettivo al 2023.

**Elenco comuni

***Elenco comuni

Tabella 13 - Ambiti territoriali di Unareti ai fini dell'indicatore di qualità del servizio D1

Come si evince dalle tabelle sopra, l'anno 2023 (come il precedente) è stato caratterizzato da valori di N1 e D1 maggiori dei livelli tendenziali sia per Milano che per Rozzano, con conseguenti penali. Viceversa, gli ambiti della provincia di Brescia sono caratterizzati da valori degli indicatori di qualità inferiori ai livelli obiettivo, con conseguenti premi.

Per identificare dove risiedono le maggiori criticità gli indicatori vengono scorporati nei seguenti contribuenti:

- Origine BT:

guasti sulla rete e/o apparecchiature di bassa tensione (interruttori, fusibili, etc);

- Origine MT:

guasti sulla rete e/o apparecchiature di media tensione (scomparti MT, TA, etc);

- Impianti Primari o Sottostazioni:

guasti nelle Cabine Primarie AT/MT, nelle sottostazioni MT/MT, nei cavi di interconnessione tra CP e SS oppure aperture di trasformatori per mancata apertura interruttori di linea.

In Figura 15 vengono riportati i valori di ciascun contribuente all'indicatore N1 e all'indicatore D1 (al netto dei PCP) per il 2023, per tutti gli ambiti di concentrazione gestiti da Unareti.

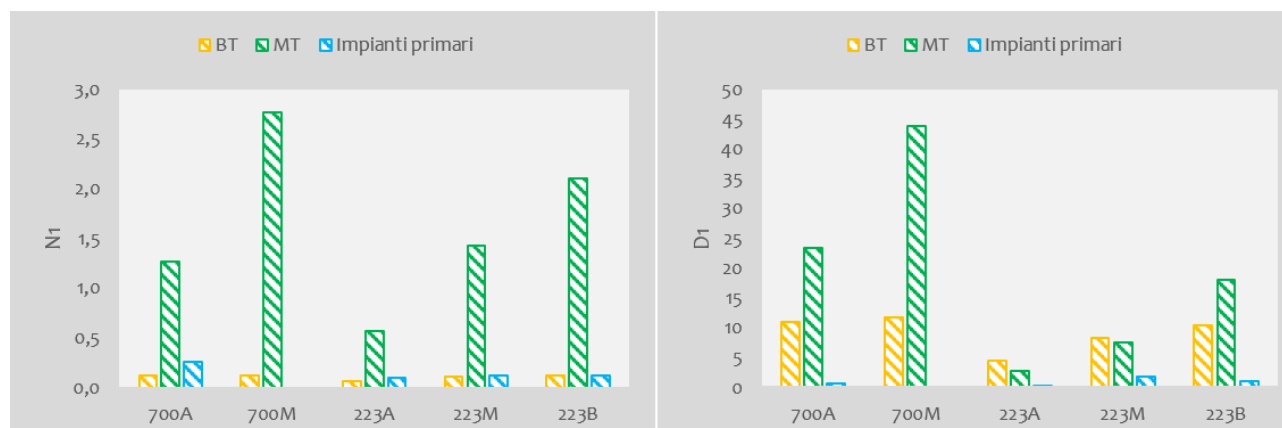


Figura 15 - Valori degli indicatori N1 (a sinistra) e D1 (a destra) per origine di guasti e per ambito di concentrazione gestito da Unareti

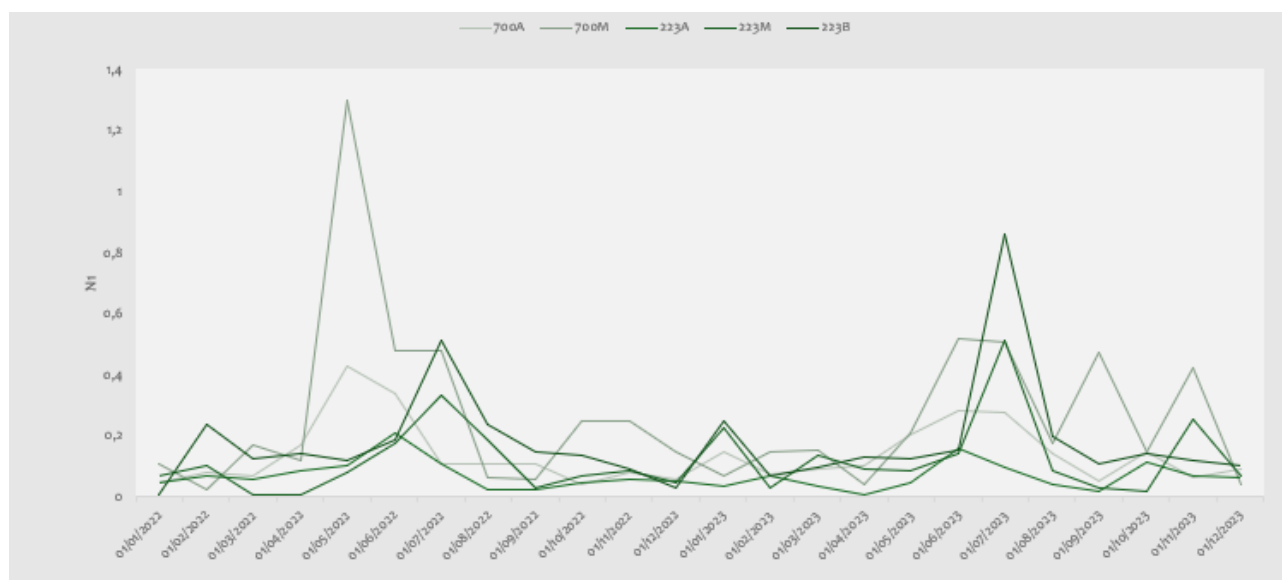
Come si può facilmente notare i guasti sulla rete di media tensione sono quelli che causano un contributo maggiore agli indicatori di qualità del servizio.

Per quanto riguarda l'indicatore N1, un ruolo non secondario è attribuibile anche agli Impianti Primari, il cui peso varia dal 10% al 20% a seconda dell'ambito di concentrazione considerato. È importante notare che per l'ambito 700M il valore di N1 e D1 per gli impianti primari è nullo. Questo risultato deriva dal fatto che la messa in servizio della CP in questo ambito è avvenuta nel 2022. Tuttavia, questa tipologia di guasti, che interessano un grande numero di utenti, ha un basso impatto sull'indicatore D1

a causa del fatto che sono facilmente e chiaramente identificabili e l'utenza può essere contro-alimentata con poche manovre in Cabina Primaria (che sono completamente telecontrollate).

Analogamente è rilevante evidenziare altri aspetti che portano criticità per quanto riguarda l'impatto su N1 e D1 per tutti gli ambiti di concentrazione gestiti da Unareti. In Figura 16 si è deciso di mostrare l'andamento degli indicatori N1 e D1 mese per mese negli ultimi due anni per mostrare la criticità della stagionalità dei guasti. Il grafico in alto rappresenta l'andamento di N1 mese per mese, mentre il grafico in basso rappresenta l'andamento di D1. È rilevante sottolineare come per gli ambiti della provincia di Milano (700A e 700M) ci sia un aumento di N1 e quindi del numero di interruzioni durante i mesi estivi. Questo fenomeno è riconducibile a eventi esterni e in particolare dal forte aumento della temperatura e quindi alle ondate di calore che tendono a provocare guasti nella rete.

Al contrario, gli ambiti relativi alla provincia di Brescia, in particolare il Comune di Brescia, non presenta un trend particolare riguardo all'aumento di N1 in specifici periodi dell'anno. Questa differenza tra i diversi ambiti è riconducibile alle diverse reti di distribuzione che caratterizzano le due province, come è meglio descritto nei paragrafi sottostanti. Per quanto riguarda D1, il trend non è analogo poiché la durata delle interruzioni varia molto ed è principalmente funzione del guasto considerato, di conseguenza l'andamento di D1 è variabile di mese in mese e può dipendere da molteplici cause.



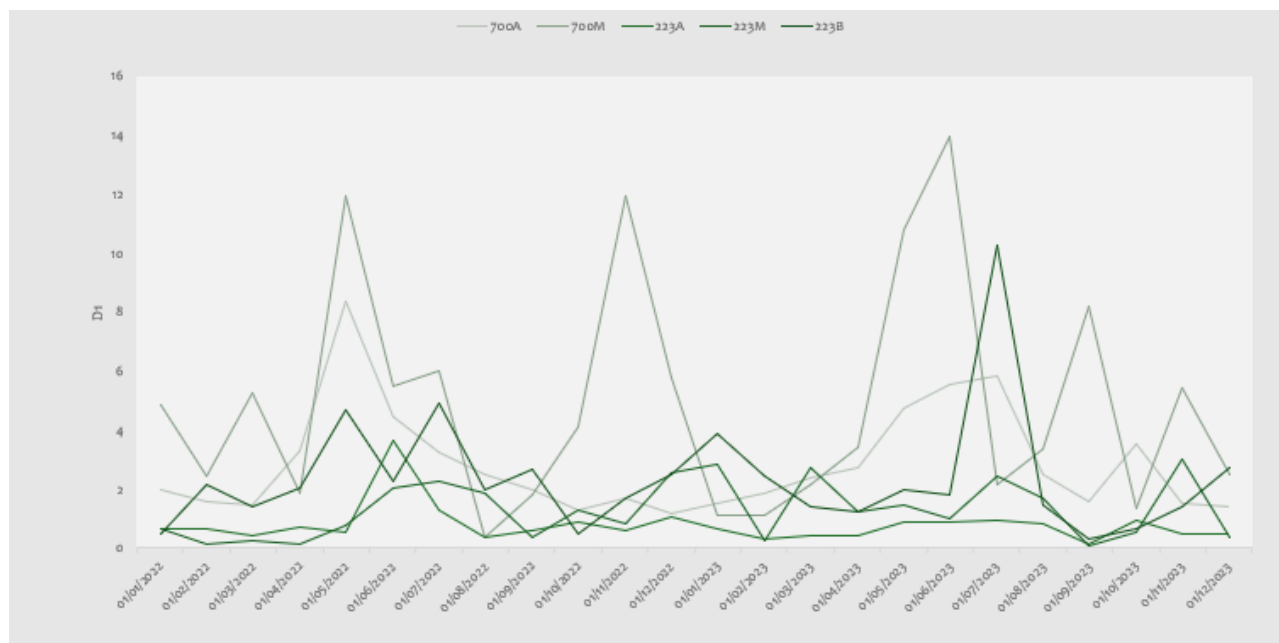


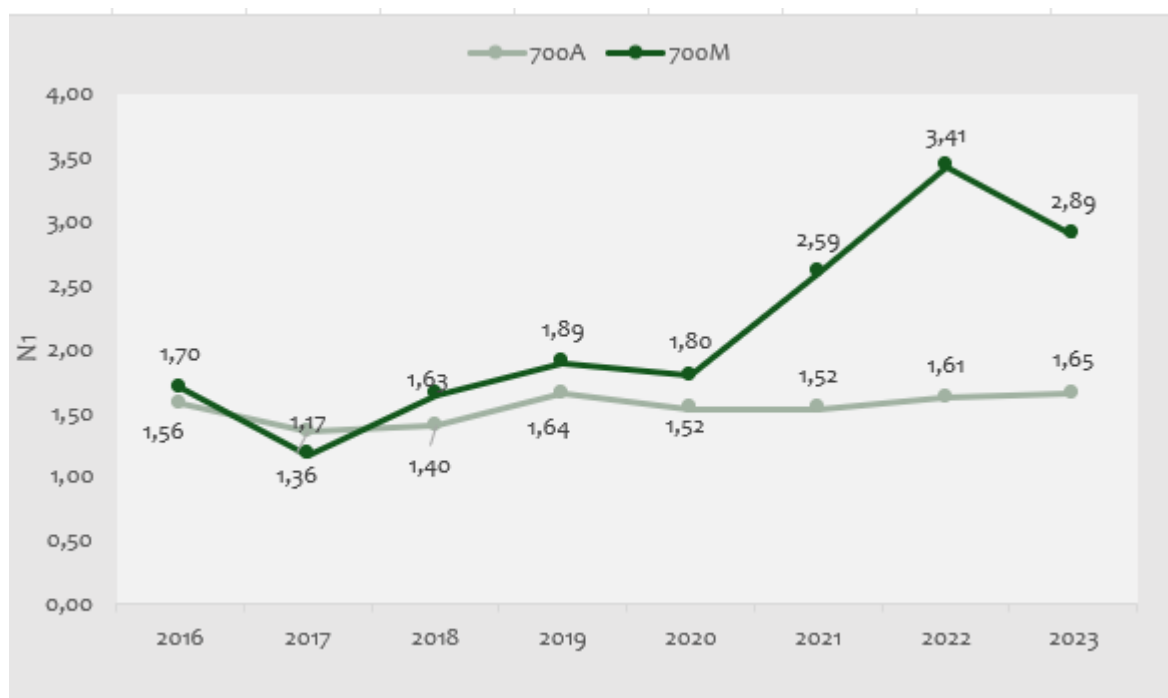
Figura 16 - Andamento mensile di N1 (in alto) e D1 (in basso) da Gennaio 2022 a Dicembre 2023 per gli ambiti gestiti da Unareti

Nei paragrafi sottostanti sono analizzate in dettaglio le aree di Milano e Brescia e i rispettivi ambiti di concentrazione.

L'ultimo sotto paragrafo di questo paragrafo è dedicato alla "Regolazione speciale", che consiste in un meccanismo particolare per gli ambiti che mostrano maggiori difficoltà e criticità nel raggiungimento dei livelli obiettivo prevedendo una regolazione ad-hoc. Il 2023 è l'ultimo anno di applicazione di tale meccanismo, a seguito di quanto indicato, prima, nel documento di consultazione 423/2023/R/eel e poi dal testo della Delibera ARERA 617/2023/R/eel.

5.1.1 Provincia di Milano

I risultati annuali per quanto riguarda l'indicatore N1 e D1 per gli ambiti di Milano (700A) e Rozzano (700M) sono riportati in Figura 17. Sopra è riportato il grafico relativo all'andamento di N1, mentre sotto i risultati per il D1.



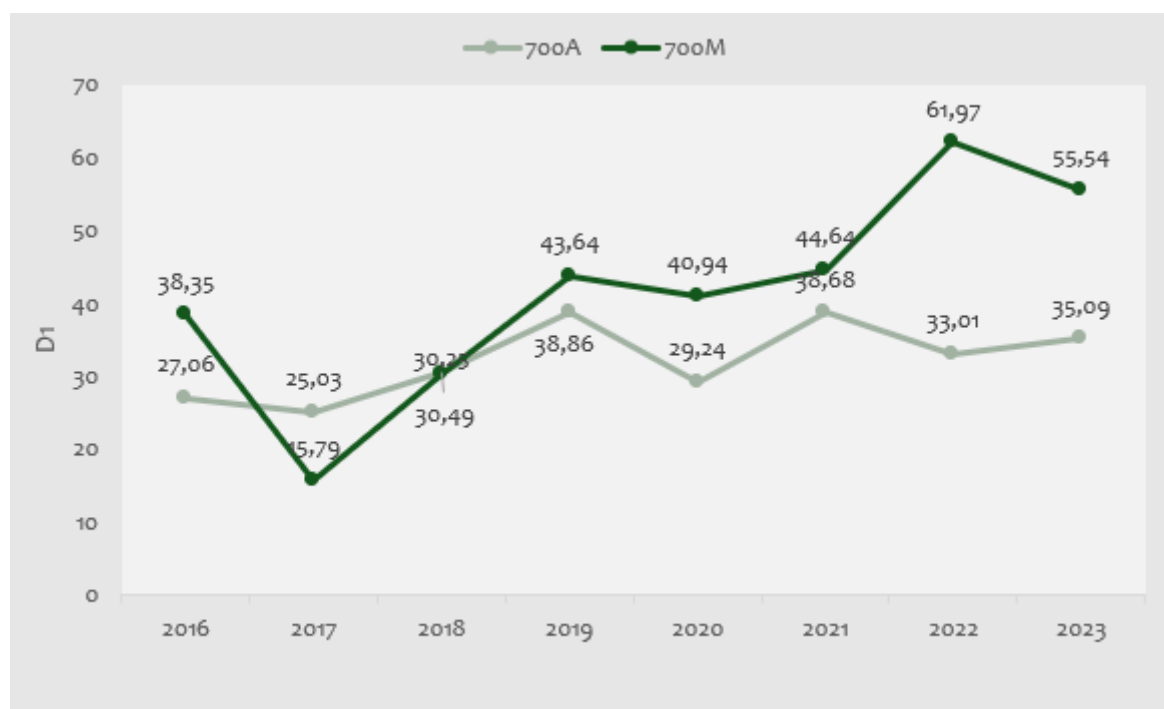


Figura 17 - Andamento di N1 (sopra) e D1 (sotto) nell'ultimo periodo di regolazione (2016-2023) per gli ambiti del territorio di Milano

Da questi grafici si nota come per l'ambito 700M sia i valori di D1, che di N1 stiano iniziando a diminuire (2022 vs 2023) come effetto dell'entrata in servizio della CP Rozzano, avvenuto progressivamente dal 2022, ma in misura maggiore durante il 2023.

Inoltre, gli elevati valori sia di N1 che di D1 per Milano, non hanno permesso negli anni di stare al di sotto dei livelli tendenziali, quindi dei livelli obiettivo, definiti per gli ambiti ad alta concentrazione.

Facendo un approfondimento sulla tipologia di elemento guasto negli ultimi 5 anni si osserva che la principale causa di guasto accertata sulla rete di distribuzione di media tensione è il giunto.

Le evidenze dal campo mostrano che la criticità non è intrinseca nel giunto ma piuttosto all'accoppiamento tra giunto e cavo isolato in carta impregnata e più nel dettaglio in quei giunti che uniscono tipologie diverse di cavi che vengono definiti "giunti di transizione". Suddividendo il numero di giunti per livello di tensione emerge che sulla rete a 23 kV il numero di giunti di transizione è percentualmente superiore rispetto alle altre reti.

5.1.2 Provincia di Brescia

I risultati annuali per quanto riguarda l'indicatore N1 e D1 per gli ambiti di concentrazione del territorio di Brescia (220A, 220M, 220B) sono riportati in Figura 18. Sopra è riportato il grafico relativo all'andamento di N1, mentre sotto i risultati per il D1.

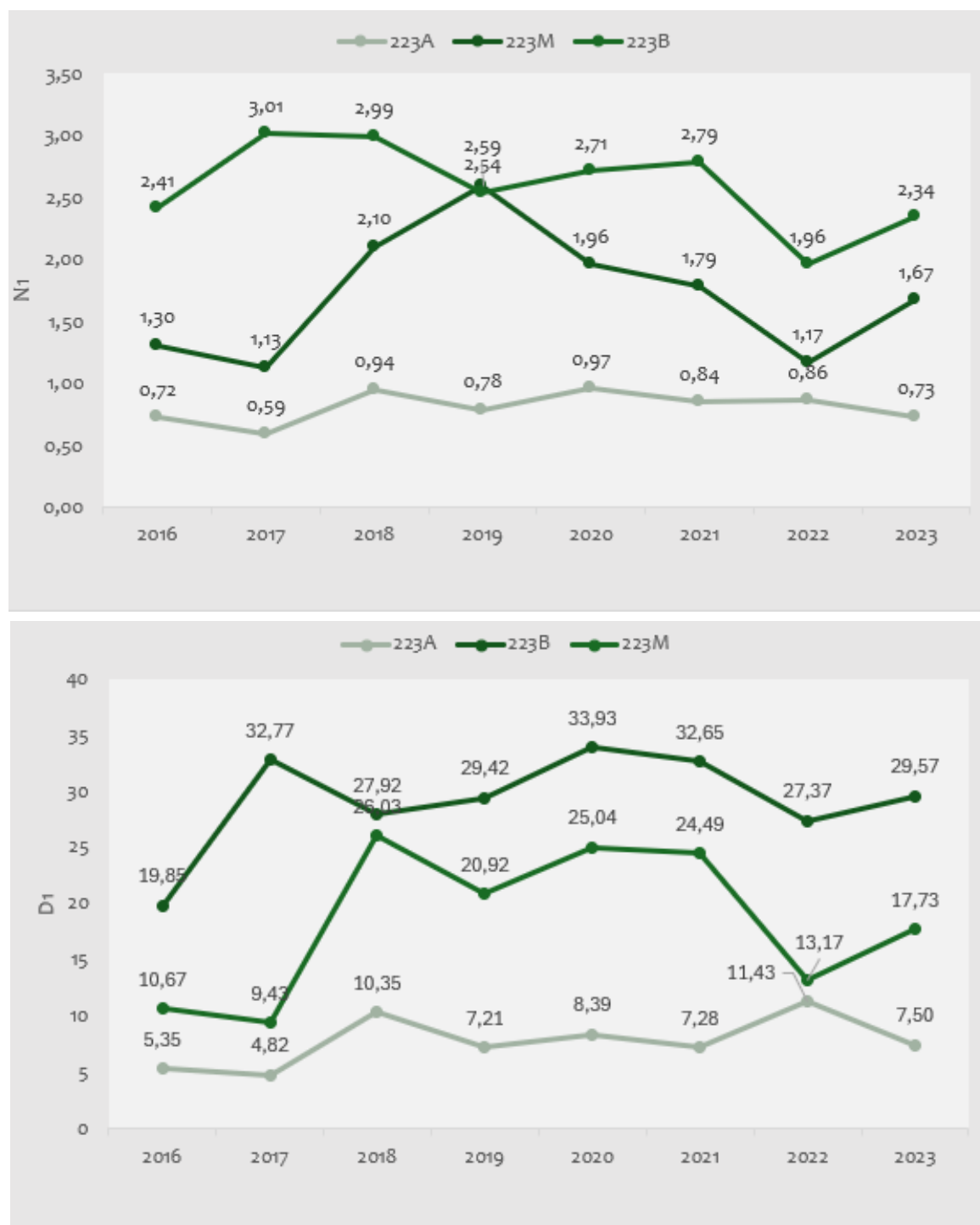


Figura 18 - Andamento di N1 (sopra) e D1 (sotto) nell'ultimo periodo di regolazione (2016-2023) per gli ambiti del territorio di Brescia

Gli indicatori di qualità del servizio mostrano un andamento crescente nell'ultimo anno per gli ambiti a bassa e media concentrazione di Brescia. Nonostante questo aumento nel 2023, comparando gli indicatori N1 e D1 tra gli ambiti con stesso grado di concentrazione nelle due province in esame, emerge che i diversi ambiti della provincia di Brescia delineano una situazione migliore rispetto a quella di Milano. Le motivazioni sono diverse e di seguito riassumibili:

- Struttura e topologia della rete più solida ed omogenea grazie all'uniformità del livello di tensione (15kV) che non necessita di sottostazioni di smistamento e trasformazione eccezion fatta per la SS Violino e la CP Donegani dove sono ancora in servizio sezioni a 23kV che come verrà dettagliato nel proseguo andranno ad essere dismesse nei prossimi anni;

- Maggior numero di impianti primari che avvicinano gli impianti di trasformazione al carico elettrico riducendo l'estensione della rete e permettendo una migliore divisione degli utenti tra le linee di media tensione;

- Minor carico elettrico distribuito che porta a sollecitazioni termiche nettamente inferiori rispetto alla rete dei Comuni di Milano e Rozzano;

- Livello di tensione inferiore che sollecita meno i componenti della rete che funzionano a condizioni di esercizio inferiori rispetto alle massime per cui sono realizzati.

La rete del Comune di Brescia, grazie alle condizioni sopra elencate, non presenta una situazione critica in merito all'elemento giunto come per la rete milanese.

Per quanto riguarda invece gli ambiti di media e bassa concentrazione, data la morfologia del territorio servito, essi presentano gran parte della rete di media tensione realizzata attraverso linee aeree con conduttori nudi che si dimostrano vulnerabili ad eventi esogeni come ad esempio interferenze con vegetazione, precipitazioni nevose, frane, tempeste d'aria (si pensi alla tempesta Vaia dell'autunno 2018) o a guasti causati dalla fauna locale (volatili, roditori, etc.).

Per l'ambito a bassa concentrazione, si sottolinea in particolare la condizione della CP Tremosine ubicata nell'omonimo Comune dell'Alto Garda che risulta collegata in antenna alla CP Toscolano tramite una lunga linea area esercita a 40kV.

5.1.3 Regolazione speciale

La versione del “Testo Integrato della Regolazione Output-Based dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica (TIQE)” per il periodo di regolazione 2016-2023 in vigore dal 1° Gennaio 2020, introduce all’Art.27 la “Regolazione speciale del numero di interruzioni per ambiti territoriali con livelli di numero delle interruzioni particolarmente peggiori dei livelli obiettivo” che prevede, la definizione di ambiti “**ipercritici**” e “**critici**” con e senza “**posticipazione**”.

Per quanto riguarda gli ambiti gestiti da Unareti, l’unico che soddisfa i criteri di cui al comma 2 dell’Art. 27 del TIQE è l’ambito **700A** del Comune di Milano caratterizzato da un livello effettivo biennale 2018-2019 per l’indicatore di riferimento N1 pari a 1,52 che colloca l’ambito in oggetto tra quelli definiti “critici”.

Per tali ambiti l’Autorità ha previsto la possibilità di posticipazione dell’anno target per il raggiungimento del livello obiettivo del numero delle interruzioni rispetto a quanto stabilito nel precedente semi-periodo regolatorio oltre che il ricalcolo dei valori tendenziali.

Nel maggio 2020 Unareti ha presentato un’istanza per richiedere la posticipazione dell’anno di raggiungimento del livello obiettivo presentando anche un cronoprogramma degli interventi previsti per poter garantire il raggiungimento degli obiettivi.

I principali interventi presentati da Unareti riguardano la realizzazione delle Cabine Primarie indicate in Tabella 14 (per i dettagli si rimanda al Paragrafo 8.1).

Cabina Primaria	Livello di tensione (kV)	Apertura cantiere	Ultimazione lavori	Avanzamento lavori di connessione alla RTN
Rozzano	220	2019	2022	In servizio
S. Cristoforo	220	2020	2022	In servizio
Comasina ⁽¹⁾	220	2022	2025	In costruzione
Mugello ⁽¹⁾	220	2022	2025	In costruzione
Sarca	220	2024	2027	In progettazione

(1) Revamping attuale sottostazione MT/MT

Tabella 14 - Programmazione messa in servizio nuove Cabine Primarie per il raggiungimento degli obiettivi relativi al numero di interruzioni

Di seguito è possibile notare l’impatto che gli interventi proposti da Unareti nell’istanza di applicazione della regolazione speciale avrebbero sugli indicatori N1 e D1 dell’ambito di concentrazione 700A.



Figura 19 - Previsione al 2027 dell'indicatore N1 e D1 per l'ambito 700A

5.2 Congestioni di rete e mercato dei servizi ancillari locali

In questo contesto normativo, nell'Aprile 2024 Unareti ha avviato il progetto MiNDFlex approvato con delibera 117/2024/R/eel. Il primo anno di sperimentazione ha avuto come obiettivo primario quello di implementare l'architettura denominata Areti-GME nel contesto tecnologico e organizzativo di Unareti, proposta dal distributore Areti e sviluppata nel progetto europeo Platone, coinvolgendo il Gestore dei Mercati Energetici (GME) come operatore di mercato.

La prime aste a termine hanno avuto l'obiettivo, quindi, sia di verificare questa adozione dal punto di vista tecnologico e di mercato, sia di stimolare la partecipazione delle utenze e dei Balance Service Provider (BSP), per avere un riscontro pratico dell'effettivo interesse degli operatori e delle utenze nel mettere a disposizione il potenziale di flessibilità evidenziato nelle analisi presentate nella Relazione di progetto di MiNDFlex.

La decisione di focalizzare la sperimentazione in questo primo anno su una porzione limitata della rete di distribuzione di Milano in concessione a Unareti S.p.A. nasce quindi dall'esigenza di verificare in prima battuta la soluzione tecnologica e la dinamica di mercato, prima di intensificare la partecipazione e misurarsi con grandi numeri sia a livello di BSP che di utenze, tutte da interfacciare singolarmente.

Nel mese di Aprile le attività preliminari svolte sono state la nomina da parte di Unareti del Gestore dei Mercati Energetici (GME) come gestore del Mercato Locale dei Servizi di Flessibilità (di seguito MLF), il recepimento dell'interessamento a partecipare alla sperimentazione da parte dei BSP e lo svolgimento dei tavoli tecnici per l'implementazione dell'architettura di mercato Areti-GME.

La nomina del GME come gestore del MLF in relazione al progetto MiNDFlex è avvenuta formalmente nel mese di Aprile del 2024 con la firma di una convezione ad hoc tra le parti. A seguito della stipula è stato avviato un tavolo tecnico per la predisposizione delle prime due aste a termine, con i prodotti necessari ad Unareti nel periodo estivo. Le attività hanno riguardato l'abilitazione di Unareti come operatore del MLF, con relativo accesso alla piattaforma MLF e formazione per l'utilizzo della stessa.

Per le prime aste a termine Unareti ha quindi utilizzato direttamente la piattaforma resa disponibile del GME, senza utilizzare la Market Interface Platform come previsto dall'architettura. La verifica di quest'ultima è stata effettuata soltanto in ambiente di test.

In data 13 e 14 Maggio si sono svolti dei test in bianco sulla piattaforma, permettendo al personale di Unareti e ai BSP iscritti alla sperimentazione di effettuare delle prove in previsione delle aste a termine. Con il supporto del GME e la fornitura di documentazione informativa adeguata, i test non hanno evidenziato alcuna criticità.

Con l'approvazione da parte di ARERA del progetto, sul sito ufficiale di Unareti è stata fornita tutta la documentazione necessaria ai BSP per conoscere il progetto ed inoltrare richiesta di partecipazione alla sperimentazione. In particolare, gli allegati 1 e 2 sono stati predisposti per raccogliere i dati fondamentali del BSP e avviare il relativo iter di validazione come operatore del MLF. Sono giunte richieste di partecipazione da 10 BSP. Tutti i BSP sono stati aggiornati e guidati in relazione ai passaggi successivi alla richiesta di partecipazione, in particolare in merito ai test da effettuare e alle modalità di approvvigionamento del servizio al fine di consentire loro di valutare un immediato o futuro coinvolgimento attivo nella sperimentazione.

Per l'avvio delle prime aste a termine Unareti ha identificato una porzione di rete elettrica di Milano circoscritta, relativa alla sottostazione Ponzio che alimenta il quartiere Città Studi, secondo l'approccio descritto nel documento "Relazione tecnica" predisposto per l'approvazione del progetto. Le analisi al tempo condotte sono diventate l'input per le prime due aste a termine del 20 e 21 Maggio 2024, indette

attraverso la piattaforma di mercato locale predisposta dal GME per i distributori che adottano nella loro sperimentazione l'architettura Areti-GME, tra cui quindi Unareti.

I due servizi di flessibilità messi a mercato sono stati quelli in assetto standard in base al sovraccarico massimo stimato per i cavi di interconnessione che alimentano la sottostazione di Ponzio, e quelli di emergenza, stimati in base alla probabilità di guasto stimata per l'impianto. La finestra di attivazione è compresa tra lunedì 24 Giugno e giovedì 8 Agosto 2024.

La prima asta si è svolta il 20 maggio per l'acquisizione della disponibilità di servizi in assetto standard. Il 21 maggio è stata indetta quella per i servizi in emergenza. La seguente tabella riporta i giorni e le ore di disponibilità (sia giornaliera sia totali) nonché la stima dei costi complessivi di disponibilità a termine (determinata utilizzando il cap di premio pari a 30.000 €/MW/anno).

L'utilizzo nei mesi considerati dei servizi di flessibilità è risultata minore del previsto a causa di condizioni meteorologiche non in linea con quelle degli ultimi 10 anni, periodo considerato da Unareti per la stima del proprio fabbisogno. Le precipitazioni eccezionali registrate sull'area della Città di Milano hanno influenzato la domanda di energia elettrica, in particolare l'utilizzo della climatizzazione, che ha quindi limitato l'assorbimento e i relativi picchi di carico storicamente registrati nella finestra individuata per la sperimentazione, compresa tra fine giugno e inizio agosto.

Queste prime attività, aste e conseguenti attivazioni dei servizi hanno permesso ad Unareti di effettuare diverse valutazioni, sia dal punto di vista del Mercato, sia dal punto di vista tecnologico. Diversi i feedback raccolti, anche dai BSP coinvolti, che saranno quindi fondamentali per la prosecuzione del progetto e la sua estensione a tutta la rete elettrica di distribuzione delle Città di Milano e Rozzano prevista per il 2025. Per quest'area si è stimato un fabbisogno di flessibilità pari a 25MW, con una finestra di servizi prevista che coprirà i mesi di giugno, luglio e agosto, ovvero i mesi più caldi che coincidono con i momenti di massimo stress per la rete elettrica di distribuzione, con particolare innalzamento della domanda di energia elettrica ed elevato numero di guasti.

5.3 Qualità del servizio e problemi di tensione

La rete di distribuzione di Unareti si presenta come una rete eterogenea dal punto di vista dei livelli di tensione e delle apparecchiature installate a causa delle origini come aggregato di più reti di distribuzione provenienti da diversi distributori di energia elettrica. Nell'area di Milano sono presenti i livelli di tensione 9kV, 23kV e 15kV (nella città di Rozzano, alimentata da punti di interconnessione con l'area servita da Duereti), oltre al livello 6,4kV recentemente dismesso. L'area di Milano, a causa dell'elevato carico e del comportamento della rete molto tradizionale (energia che fluisce dal livello di tensione maggiore al minore con pochi punti di alimentazione e molti punti di consumo), non presenta importanti problemi di tensione, se non qualche sporadico caso di trasformatori con un limitato campo di regolazione che sono già in corso di sostituzione in quanto vetusti. La rete a 15kV presente (che ammonta a meno dell'1% della rete MT dell'area Milano) è in corso di dismissione al fine di alimentare tutta l'area alla tensione di 23kV, migliorando così la magliatura e di conseguenza la continuità del servizio.

L'area di Brescia e provincia presenta un livello di tensione a 15 kV, ma caratteristiche diverse in base all'origine degli asset: la rete risulta essere un'aggregazione tra le reti di media tensione di ASM e E-Distribuzione; quindi, le caratteristiche degli apparati (principalmente trasformatori) risultano essere leggermente differenti. In particolare, esistono alcuni trasformatori (soprattutto in provincia) con rapporto di trasformazione 127/16,4 kV, dotati di un ridotto numero di gradini sul regolatore sotto carico.

Negli ultimi anni si è assistito a un progressivo aumento della tensione presente sulla RTN e, di conseguenza, la tensione MT risulta superiore ai 15 kV standard richiesti dalla rete, pur rimanendo nei range di tolleranza. A causa di tale fenomeno i trasformatori MT/BT, generalmente non dotati di variatore, generano una tensione BT più alta, provocando un distacco di alcuni produttori di energia da fonti rinnovabili (tipicamente fotovoltaica), a causa dell'uscita della tensione dal range di tolleranza dell'inverter. Questo causa problemi di mancata produzione all'utente e il rischio, nel medio-lungo termine, di ridurre la durata delle apparecchiature, non costruite per interrompere continuamente e improvvisamente la produzione.

Per risolvere il problema Unareti sta conducendo una campagna di sostituzione dei trasformatori AT/MT dotati di limitato rapporto di trasformazione, partendo dalle macchine considerate più critiche.

5.4 Stato di implementazione smart grid

5.4.1 Telecontrollo MT

Il telecontrollo del lato di Media Tensione delle cabine secondarie consiste nella possibilità, per gli operatori addetti alle manovre, di effettuare le operazioni di apertura e chiusura degli organi di manovra in cabina di trasformazione operando da remoto, direttamente dalla sala controllo, grazie all'utilizzo di standard di telecomunicazione come la rete cellulare o utilizzando la tecnologia della fibra ottica, qualora sia presente in cabina.

I vantaggi apportati dallo sviluppo di questa tecnologia si possono riassumere in:

- migliore gestione della rete di distribuzione di media tensione
- riduzione dei tempi di disservizio (indicatore D1) in caso di guasto, dal momento che parte delle operazioni di ricerca e isolamento della parte di rete guasta possono essere eseguite senza necessità di inviare personale sul posto.

Allo stato attuale sulla rete di Milano risultano in telecontrollo oltre **1.900 cabine secondarie**, equivalenti a circa il 30% delle cabine attualmente in esercizio, mentre sulla rete di Brescia (Comune e provincia) oltre **1.350**, equivalenti a più del 40% delle cabine.

L'obiettivo, con l'avanzare degli anni, è quello di aumentare il numero di CS in telecontrollo, raggiungendo una percentuale del 50% su tutta la rete – tema in corso di monitoraggio ed eventuale aggiornamento dei target, al fine di incrementare i vantaggi derivanti dal telecontrollo. Per fare ciò, e per permettere lo sviluppo di alcune funzioni avanzate di conduzione della rete, verranno utilizzate delle RTU (Remote Terminal Unit) modulari e multiprotocollari che consentono la possibilità di gestire i diversi dispositivi di campo ad oggi presenti in cabina. L'utilizzo di queste RTU aumenta la visibilità della rete e consente di gestire gli asset presenti in cabina secondaria in ottica *data driven*. Inoltre, gli apparati di telecontrollo, come RTU e rilevatori di guasto, consentiranno funzionalità come l'individuazione automatica del tratto di rete guasto e la riconfigurazione automatica della rete a seguito di malfunzionamenti.

5.4.2 Automazione di rete MT

Per automazione della rete MT si intende l'implementazione di una tecnologia che, per mezzo di dispositivi di protezione dedicati nelle cabine Primarie e Secondarie, consente di raggiungere elevate prestazioni in termini di localizzazione del guasto, isolamento dello stesso e successivo ripristino del servizio con tempi inferiori al secondo.

A livello infrastrutturale, tale sistema si concretizza tramite l'installazione di scomparti interruttori, anziché IMS, in Cabina Secondaria, e protezioni digitali installate sia nelle cabine Secondarie che in quelle Primarie, in grado di comunicare tra di loro tramite il protocollo IEC 61850 GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*), che consente la trasmissione di messaggi attraverso la rete di comunicazione in fibra ottica in tempi molto rapidi e con elevata stabilità.

Per attuare l'automazione si individua una porzione di rete a cui viene dato il nome di *Cluster*. Generalmente, questa porzione di rete comprende due feeder differenti e le cabine secondarie da questi alimentate; di queste, un numero ristretto è in telecontrollo e dotato degli interruttori automatizzati e delle protezioni di cui sopra. Le stesse protezioni vengono installate anche alle partenze dei feeder del Cluster, in Cabina Primaria.

Una volta attivato il Cluster, in caso di guasto, grazie all'utilizzo della selettività logica, si ha l'isolamento del tronco guasto grazie all'intervento degli interruttori posti nelle CS in automazione più vicine. In questo modo si evita l'intervento della protezione in CP, che porterebbe alla disconnessione dell'intera serie di cabine che il feeder alimenta. Inoltre, la stessa logica di comunicazione tra i dispositivi permette la contro-alimentazione, dal feeder affacciato, di una o più cabine disconnesse in seguito al guasto. Grazie all'impiego di questa tecnologia è possibile ridurre il numero di utenti coinvolti nel guasto.

Nell'anno 2018 è iniziata una sperimentazione che è ancora in corso e allo stato attuale comprende 27 Cluster in Area Milano e 3 Cluster in Area Brescia, attivi e in servizio. A completamento del piano previsto verrà valutata l'opportunità di estendere l'Automazione su altri cluster della rete, in base ai benefici ottenuti in termini di qualità del servizio e miglioramento della gestione della rete stessa.

5.4.3 Telecontrollo BT

Il Telecontrollo della rete di Bassa Tensione consente una migliore gestione della parte più capillare della rete elettrica; per implementarlo è necessario installare dedicati interruttori motorizzati e telecontrollati a protezione delle partenze in CS, in sostituzione dei tradizionali interruttori magnetotermici.

Le finalità che si vogliono perseguire tramite il telecontrollo BT sono:

- maggiore osservabilità della rete, attraverso la possibilità di monitorare da remoto sia gli stati degli interruttori, sia le grandezze elettriche dei cavi BT (non solo valori di tensione e corrente, ma anche fattore di potenza, potenza attiva e reattiva, fattore di distorsione armonica...);
- maggior grado di dettaglio sul tipo di guasto avvenuto;
- possibilità di richiusura da remoto a seguito di un guasto, evitando un intervento sul posto da parte del personale di sala e riducendo i tempi del disservizio.

Relativamente a tale progetto è stata avviata una sperimentazione che si è concretizzata con l'installazione di tali interruttori in un limitato numero di Cabine Secondarie in area Milano, privilegiando cabine dove era già presente telecontrollo e apparati di monitoraggio. Gli interruttori sono stati integrati con le RTU presenti nelle CS oggetto di sperimentazione per mezzo del protocollo Modbus.

Tale sperimentazione, ancora in corso, potrà essere estesa e tradotta in una tecnologia su cui investire, nel momento in cui i vantaggi siano chiaramente definiti in termini dei benefici apportati.

5.4.4 Osservabilità

Al fine di far fronte al fenomeno crescente dell'elettrificazione dei consumi, congiuntamente all'aumento della mobilità elettrica nelle aree territoriali gestite da Unareti, si è reso necessario un aumento dei sistemi di acquisizione dei parametri elettrici della rete BT (corrente, tensione, potenza attiva e reattiva, fattore di potenza...).

In aggiunta, nel corso degli ultimi anni, è aumentato il numero di eventi atmosferici avversi (allagamenti, ondate di calore) che interessano anche le infrastrutture installate nelle aree di competenza UNR.

Per questo motivo, su una porzione limitata della rete si è avviata una sperimentazione volta a testare dispositivi di campo in grado di acquisire sia misure elettriche che parametri ambientali. In parallelo, è in fase di sviluppo una piattaforma in grado di elaborare i dati raccolti sia dalla sensoristica che dagli asset di CS per abilitare le logiche di manutenzione predittiva, gestire il ciclo-vita dei dispositivi di campo e ottimizzare le attività di pianificazione degli interventi. Tale attività non è direttamente correlata all'esigenza di garantire la continuità del servizio in tempo reale, ma si pone l'obiettivo di migliorare i processi di gestione delle infrastrutture e di abilitare logiche centralizzate di manutenzione predittiva e prognostica.

6. Scenari di evoluzione del sistema energetico

Il presente capitolo ha lo scopo di analizzare gli ambiti entro il quale Unareti si ritrova ad agire ed esercire le proprie reti di distribuzione. La pianificazione degli interventi, infatti, deve essere accompagnata da adeguate analisi del contesto interno ed esterno, andando ad analizzare i principali fattori d'impatto che possono influenzare le scelte d'investimento.

In questo capitolo si illustreranno gli elementi più importanti degli scenari interni ed esterni ad Unareti, a cui si aggiungono paragrafi di dettaglio su realtà particolarmente impattanti per il distributore (le fonti energetiche rinnovabili o la mobilità elettrica).

Unareti ha condotto negli ultimi anni una serie di valutazioni sull'**utenza servita nei territori** al fine di comprendere laddove persistano necessità infrastrutturali particolari.

Com'è noto, il **vettore energia elettrica** è in **piena espansione**, con una quota di consumi sempre maggiore ed un numero di utenti serviti in crescita. La tendenza positiva è largamente giustificata dalle spinte sempre più forti verso l'elettrificazione dei consumi. Per approfondire l'argomento e comprendere quanto l'elettrificazione dei consumi si prospetti sui territori di Unareti, si rimanda ai § 6.1 e 6.2.

6.1 Utenza della rete di distribuzione

Le analisi esposte sono focalizzate sull'intero perimetro dell'utenza elettrica servita da Unareti. Il focus centrale delle analisi è comprendere:

- L'evoluzione del numero di POD serviti, della potenza contrattuale associata e, di rimando, la potenza media per POD servito.
- Il numero di attivazioni ed aumenti di potenza che insistono nelle Aree;
- I trend di variazione dei consumi per i cluster di utenza.

Per iniziare, si riporta in Tabella 15 le numeriche generali dei POD nel triennio 2021-2024, divisi per tensione. A seguire in Tabella 16 e Tabella 17 si espongono le cifre di dettaglio del numero di POD, della potenza contrattuale complessiva e del valore unitario di potenza per POD serviti, divisi per le Aree.

	Tensione	Totale per categoria	Totale
2021	Bassa Tensione	1.152.427	1.154.999
	Media Tensione	2.572	
2022	Bassa Tensione	1.159.675	1.162.272
	Media Tensione	2.597	
2023	Bassa Tensione	1.163.643	1.166.333
	Media Tensione	2.690	
2024	Bassa Tensione	1.169.219	1.171.963
	Media Tensione	2.744	

Tabella 15 - Numero di POD serviti da Unareti, consuntivo di fine anno

	Tensione	Nr. POD [#]	Potenza complessiva [MW]	Potenza/POD [kW]
2021	Bassa Tensione	912.526	5.398	5,9
	Media Tensione	1.705	1.648	966,4
2022	Bassa Tensione	918.534	5.473	5,9
	Media Tensione	1.700	1.645	967,6
2023	Bassa Tensione	920.807	5.557	6,0
	Media Tensione	1.786	1.785	999,4
2024	Bassa Tensione	925.192	5.653	6,1
	Media Tensione	1.813	1.791	987,9

Tabella 16 - Numero di POD, potenza complessiva e potenza per POD, divisi per livello di tensione per Area Milano

	Tensione	Nr. POD [#]	Potenza complessiva [MW]	Potenza/POD [kW]
2021	Bassa Tensione	239.901	1.332	5,6
	Media Tensione	867	533	614,6
2022	Bassa Tensione	241.141	1.352	5,6
	Media Tensione	897	520	579,7
2023	Bassa Tensione	242.836	1.349	5,6
	Media Tensione	904	602	665,9
2024	Bassa Tensione	244.027	1.398	5,7
	Media Tensione	931	677	727,2

Tabella 17 - Numero di POD, potenza complessiva e potenza per POD, divisi per livello di tensione per Area Brescia

Dalle tabelle precedenti, è possibile notare un **trend di crescita** di tutte le grandezze indicate rispetto agli anni precedenti presi come confronto, in entrambe le aree servite.

Nel corso degli anni in esame (2021 vs 2024), nei territori gestiti da Unareti si è verificato un aumento complessivo di **16.964 POD** ed un aumento di potenza contrattuale che si aggira attorno ai **608 MW**.

Un'altra grandezza da notare è la **potenza media per POD allacciato** alla rete, con una tendenza al rialzo per ogni anno e livello di tensione in Area Milano. Rispetto al 2023, il 2024 ha visto un rialzo di **+1,7% sulla bassa tensione**. In **Area Brescia** si attesta una simile tendenza sulla bassa tensione, che registra un aumento pari al **+1,8%** dal 2023 al 2024. Questi valori sono il primo indice dell'avanzante elettrificazione dei consumi, che nelle aree urbane gioca un ruolo chiave.

Al fine di comprendere l'entità dell'incremento di potenza distribuita si è andato ad indagare la dimensione degli **aumenti di potenza**. Dal grafico in basso si nota come, per il quadriennio considerato, l'anno 2024 denoti il numero massimo di POD richiedenti aumenti di potenza con una crescita del 15,9% di POD rispetto al 2023. Per quanto riguarda le estensioni totali degli aumenti di potenza espressi in termini di MW aggiuntivi, si osserva che l'anno 2022 ha registrato la somma massima delle variazioni di potenza per il quadriennio 2021-2024, con un ammontare l'11% superiore rispetto al 2024.

Andando ad isolare i soli cluster di aumenti di potenza riconducibili ad **utenze di bassa tensione** – più vicini alla dimensione “domestica” – si nota come questi ricoprano la quota prevalente di POD richiedenti aumenti di potenza, nel triennio considerato. Questo cluster è costituito da tre tipologie di aumenti di potenza in larga parte riconducibili a contatori di uso domestico/residenziale:

- Da 3 kW a 4,5 kW;
- Da 4,5 kW a 5 kW;
- Da 3 kW a 6 kW.

Come è possibile notare in Figura 20, la quota di POD richiedenti tali aumenti (nel grafico rappresentato dalle porzioni con colori più scuri dell'istogramma) è **superiore al 70%** per tutto il quadriennio considerato.

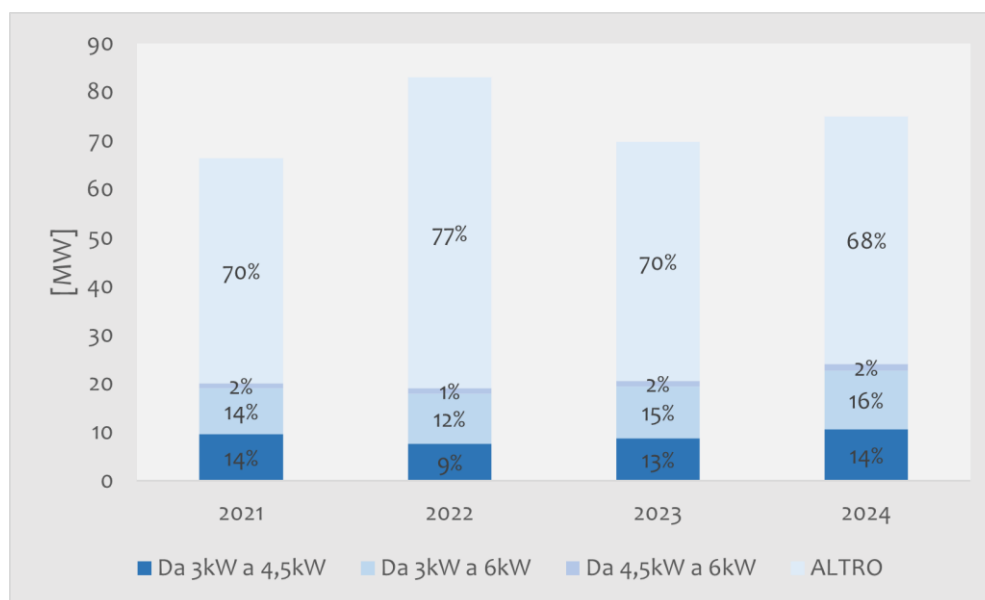
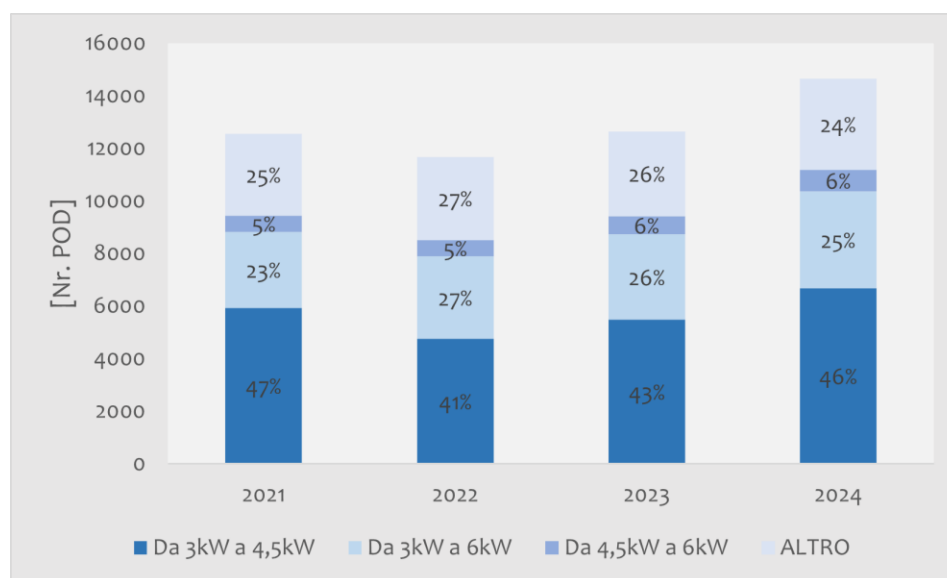


Figura 20 - Aumenti di potenza registrata, perimetro Unareti. Aumenti in termini di POD richiedenti (sopra) e di estensioni di potenza in MW (sotto).

6.1.1 Richieste di connessione impianti di generazione BT-MT

Un dato importante che è stato incluso nelle analisi è l'andamento delle **richieste di connessione di impianti MT-BT** nell'ultimo periodo (2016-2024). A seguito del periodo pandemico, con la spinta all'efficientamento energetico ed all'installazione delle rinnovabili, si è assistito ad un incremento molto sostanziale delle richieste di connessione di nuovi impianti di generazione, per larga parte da fonti rinnovabili.

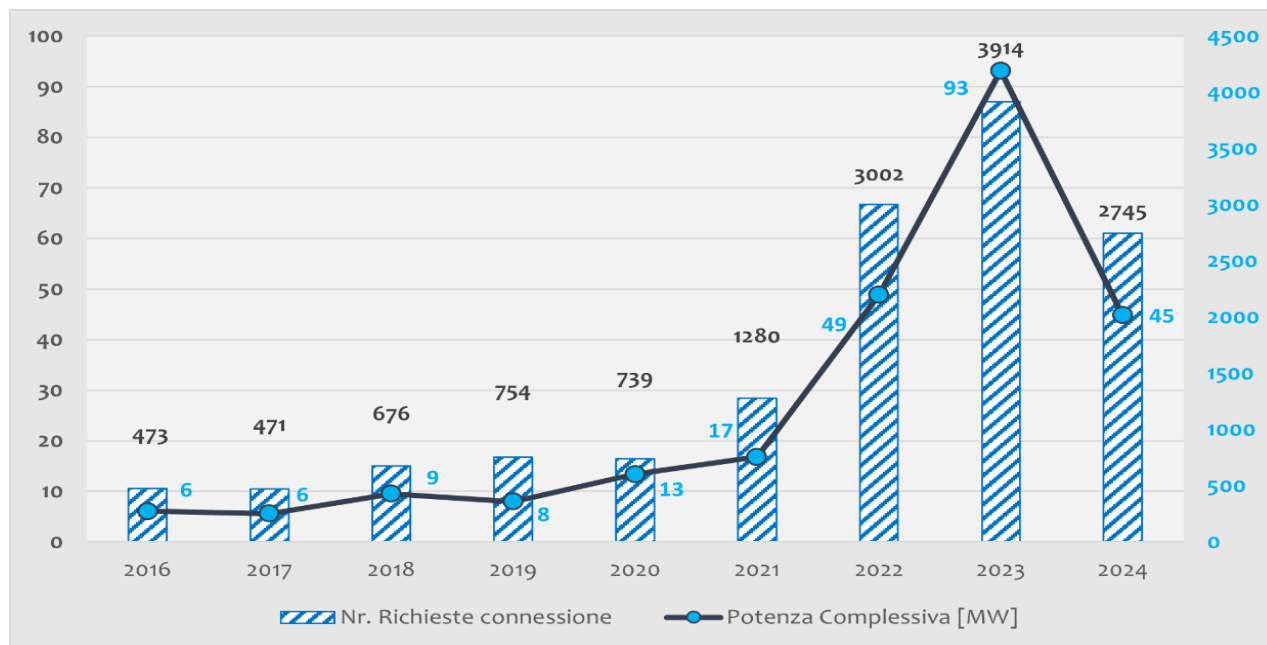


Figura 21 - Numero di richieste di connessione attive di impianti fotovoltaici e potenza complessiva richiesta, perimetro Unareti.

In Figura 21 è possibile constatare come nel 2024 il **numero di richieste** di connessione relativa ai soli **impianti fotovoltaici** è diminuito del **-30%** rispetto all'anno precedente, ragionevolmente per la minore presenza di incentivi. Le numeriche rimangono comunque sicuramente notevoli e forniscono un quadro chiaro di quanto la **generazione distribuita** sia diffusa e sarà diffusa negli anni a venire. La maggioranza di richieste di connessione è costituita da impianti fotovoltaici, come mostrato in Figura 22.

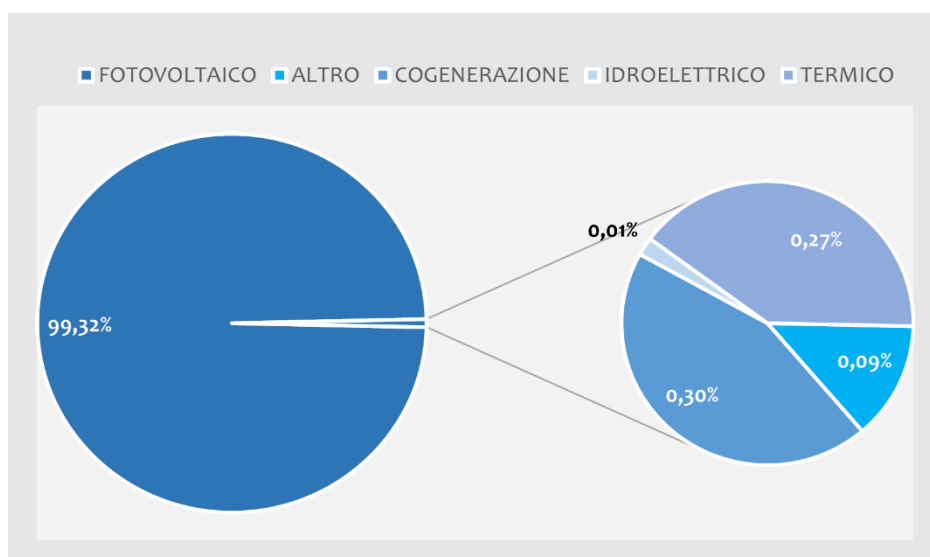


Figura 22 - Composizione percentuale delle tipologie di impianto relative alle richieste di connessione 2016-2024, perimetro Unareti.

6.2 Carichi della rete di distribuzione

Oltre all'analisi delle numeriche degli utenti connessi e delle richieste di connessione, altro input fondamentale per lo sviluppo degli scenari energetici è l'andamento del carico nelle diverse zone del territorio servito. La procedura utilizzata per questa analisi sarà descritta nel seguito del presente documento, in questa fase vengono descritti solamente i risultati in qualità di input per il processo di costruzione degli scenari energetici.

6.2.1 Area Milano

Come già descritto ampiamente, l'area di Milano è caratterizzata da un carico in forte aumento, specialmente in alcune zone della città caratterizzate da espansione urbanistica. Nella tabella seguente è possibile vedere il livello di saturazione di ciascun impianto primario di Unareti.

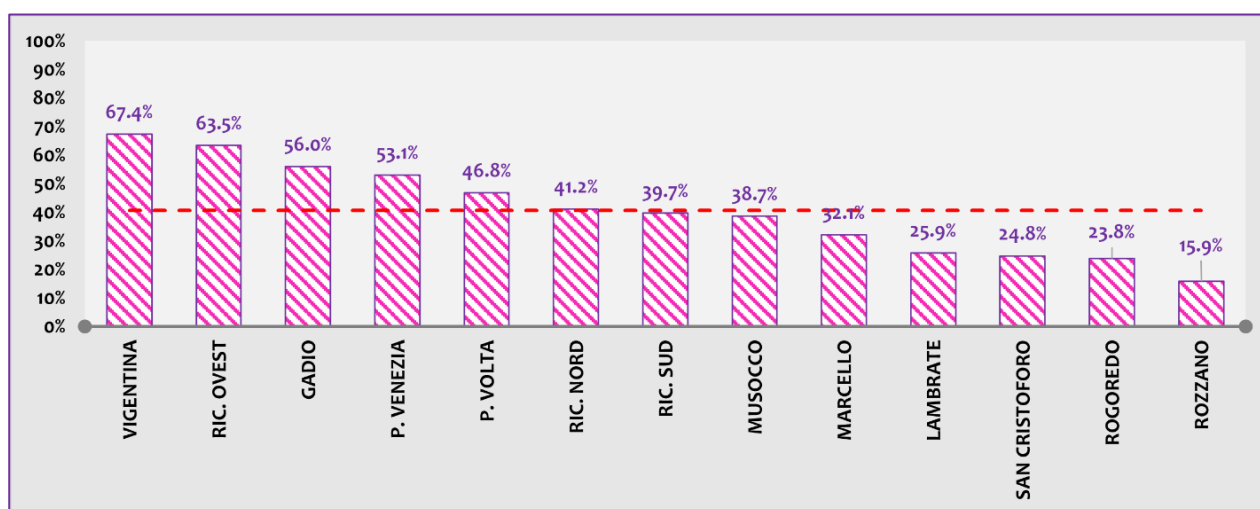


Figura 23 - Grado di saturazione della trasformazione AT/MT in condizioni N per area Milano, anno 2023

Nella prossima figura, a sinistra, viene rappresentato il Comune di Milano con la suddivisione in Nuclei di Identità Locale¹² (NIL) e rappresentandone con la scala cromatica il massimo fabbisogno elettrico registrato nell'anno 2023 (il Comune di Rozzano è rappresentato in modo complessivo non essendo prevista una suddivisione in NIL).

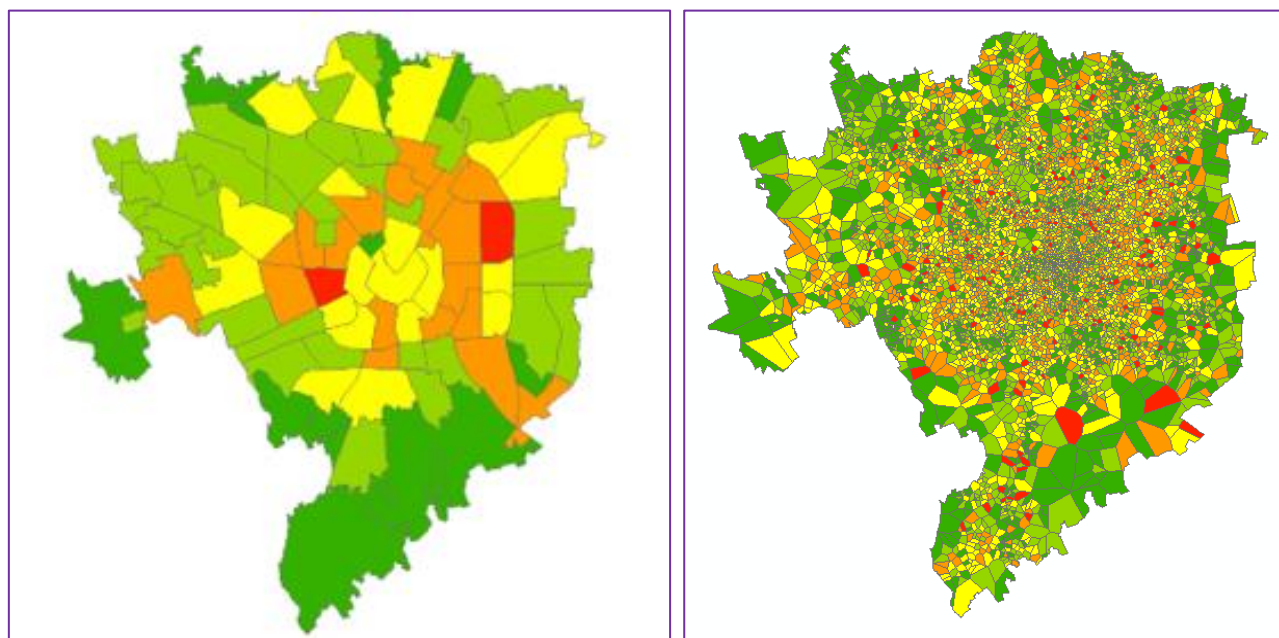


Figura 24 - Massimo carico elettrico 2023, suddivisione del territorio per NIL (sinistra) e con diagramma di Voronoi (destra)

Come si può notare il carico elettrico è maggiormente concentrato nella zona centrale della città, come ci aspetta in un ambito prevalentemente terziario e poco industriale, che risulta anche essere la più critica nell'esecuzione delle opere di rinforzo e sviluppo della rete e degli impianti. Il Comune di Rozzano è caratterizzato dalla presenza di alcune utenze di tipo industriale energivore, che ne incrementano il fabbisogno elettrico complessivo.

Dall'analisi della parte destra della figura, dove è riportata una rappresentazione secondo diagrammi di Voronoi, si può notare una progressiva diminuzione delle aree dei singoli poligoni mano a mano che ci avvicina alla zona centrale che sta a significare un maggior numero di cabine presenti nelle aree. Tuttavia, come appare dalla colorazione, le cabine per quanto numerose risultano anche essere molto cariche.

Data la situazione attuale e soprattutto in ottica degli scenari di sviluppo futuri, è importante sottolineare la necessità di una diffusione maggiore delle cabine di trasformazione ed in linea generale della rete di bassa tensione che subirà uno stress notevole nel futuro per l'alimentazione dei nuovi carichi e delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici.

In base a quanto sopra indicato, Unareti ha instaurato una collaborazione con le amministrazioni locali per fare in modo che il distributore possa essere messo nelle condizioni di favorire la transizione energetica. A titolo di esempio, nell'ambito della revisione del Regolamento Edilizio del Comune di Milano, Unareti ha chiesto che siano previste alcune integrazioni, in modo che nelle nuove realizzazioni immobiliari o in caso di ristrutturazioni siano previsti idonei locali ad utilizzo del distributore per l'installazione delle proprie apparecchiature di trasformazione e misura.

¹² Per la definizione si veda il PGT del Comune di Milano

A tal proposito si ricorda che la norma CEI 0-21 prevede l'onere da parte del richiedente di mettere a disposizione un locale al distributore in caso di richieste di connessioni superiori a 100kW (eccezionalmente singole oppure in caso di richieste multiple) o, su richiesta del DSO, di uno spazio per la realizzazione della cabina per richieste superiori a 30kW.

Nonostante quanto stabilito dalle norme CEI, dalle Delibere e dai Testi Integrati di ARERA, risulta comunque complesso negli ambiti urbani riuscire ad ottenere locali da parte dei richiedenti tipicamente a causa della volontà di destinare ad altro gli spazi e/o i locali disponibili.

Appare evidente come un tale approccio non possa essere sostenibile in base agli sviluppi previsti in quanto per far fronte agli aumenti di potenza richiesti dall'utenza il distributore necessariamente dovrà essere messo nelle condizioni di poter eseguire gli interventi di potenziamento degli impianti esistenti o di realizzazione di nuovi, in caso contrario la transizione energetica subirà inevitabilmente un rallentamento.

6.2.2 Area Brescia

Per la rete elettrica di Brescia e Provincia è stato seguito lo stesso procedimento utilizzato per la rete Milano, utilizzando quindi la metodologia per ricreare le curve di carico delle cabine secondarie, analizzando i dati delle utenze come descritto in precedenza e appoggiandosi agli scenari di evoluzione della domanda energetica sviluppati da A2A. Di seguito sono riportati i risultati.

Di seguito si riporta il grafico che evidenzia il grado di saturazione delle cabine primarie di Brescia e provincia durante l'anno 2023.

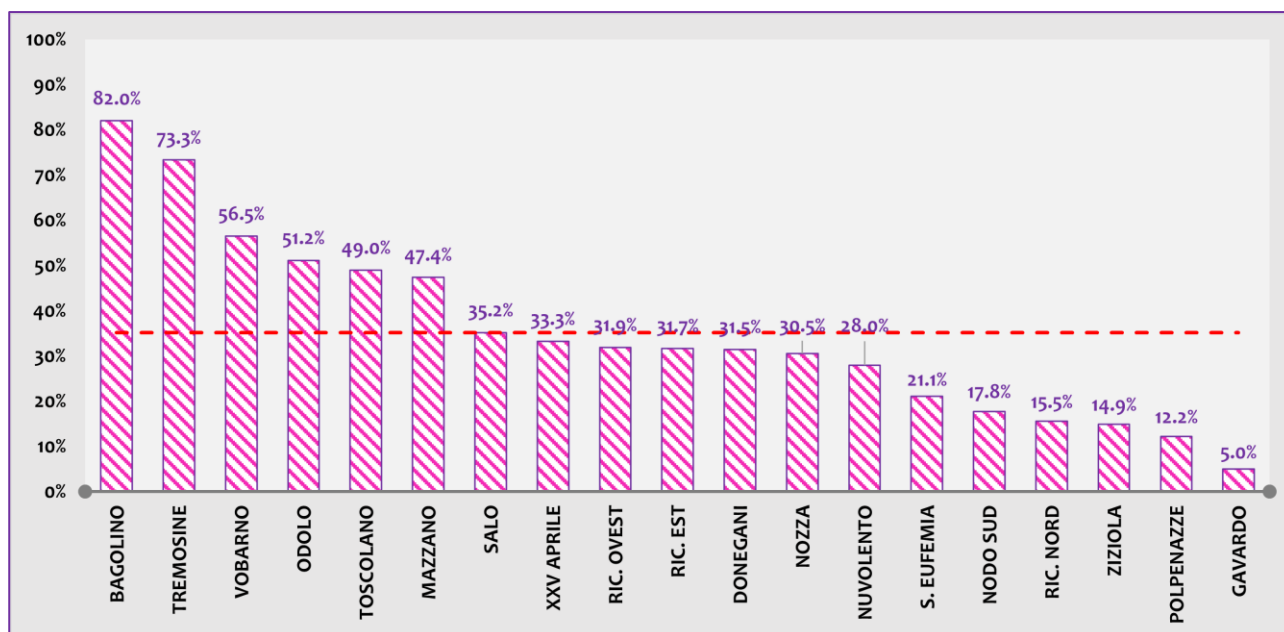


Figura 25 - Grado di saturazione della trasformazione AT/MT in condizioni N per Brescia e provincia, anno 2023, Dati in MW

Per quanto riguarda la saturazione delle cabine secondarie di seguito sono riportati i diagrammi di Voronoi per la rete di Brescia (Comune e Provincia).

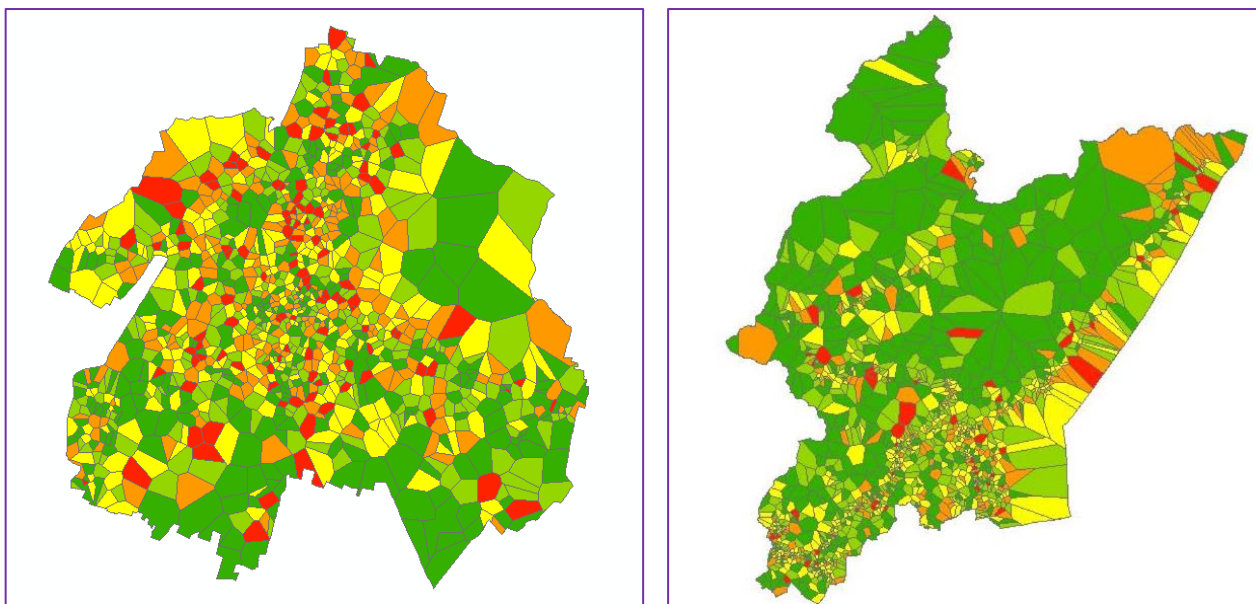


Figura 26 - Massimo carico elettrico 2023, Comune di Brescia a sinistra, provincia a destra

6.3 Modellazione scenari

Gli scenari di transizione energetica descrivono lo stato attuale e futuro delle infrastrutture energetiche e vengono prodotti attraverso il “Modello di transizione energetica”.

Il modello di transizione energetica è uno strumento che genera degli scenari di evoluzione prospettica dei fabbisogni energetici e dei picchi di carico sulle reti delle principali città nelle quali operano i DSO elettrici del gruppo A2A. Il modello viene aggiornato ogni anno con i dati più recenti disponibili, come descritto nei passaggi successivi.

I dati storici in input al modello sono disponibili sia sui database pubblici che aziendali.

Di seguito si riportano i principali dati storici interni all'azienda:

- Numero dei Point of Delivery (POD) elettrici, e di diverse proxy per avere indicazione delle unità abitative;
- Consuntivi dei consumi elettrici, gas e teleriscaldamento, per la stima dei consumi per ogni vettore energetico;
- Potenza impianti fotovoltaici (FV) installati, per la stima della produzione elettrica distribuita da rinnovabili.

Altri input sono raccolti da database esterni pubblici, tra cui:

- CURIT - Regione Lombardia, per la classificazione degli impianti termici installati presso i clienti finali;
- CENED - Regione Lombardia, per la ripartizione in classi energetiche dei clienti finali;
- Automobile Club d'Italia (ACI), per stimare i consumi del parco auto privato circolante, in particolare per le stime dei prelievi dalla rete dei veicoli elettrici privati;
- Piani delle aziende locali di trasporto, per stimare i consumi del parco veicolare pubblico, in particolare per le stime dei prelievi dalla rete dei veicoli elettrici pubblici.

In seguito alla raccolta dei principali input, viene effettuata una validazione ed un *sanity-check* al fine di verificare la consistenza del set di dati di partenza, in particolare quelli provenienti dai database pubblici, per rimuovere eventuali *outlayers* che falserebbero i risultati. Un esempio di *sanity-check* è

effettuato sulle informazioni disponibili sul DB Regionale CURIT, rimuovendo eventuali dati doppi grazie alla riconciliazione degli indirizzi o errori, dovuti alla compilazione manuale dei singoli installatori.

I dati validati vengono dunque utilizzati per ricostruire lo scenario di riferimento, ovvero il dettaglio dei consumi delle utenze finali tra le varie tipologie d'uso dell'anno precedente (consuntivo) per ogni vettore energetico.

Lo scenario di riferimento così ricostruito viene fatto evolvere sulla base di diversi fattori di cambiamento identificati come i principali *driver* della transizione. Questi ultimi vengono elaborati di concerto con gli scenari a livello Italia del gruppo A2A e in accordo ad eventuali obblighi emergenti dalla normativa nazionale, europea e locale (ad esempio Piano Aria e Clima – PAC di Milano). Si riportano di seguito i principali *driver* con le relative fonti di dati per il loro calcolo:

- Evoluzione della popolazione (fonti: ISTAT e/o Anagrafe Comunale);
- Ristrutturazione edilizia (fonti: Rapporto nazionale detrazioni fiscali Enea);
- Evoluzione del mix di generazione calore per riscaldamento (fonti: CURIT, CENED, piani di sviluppo relativi ai vettori energetici considerati, nuove richieste di allaccio alle reti);
- Evoluzione del mix energetico utilizzato dai processi produttivi industriali (fonti: studi di settore);
- Evoluzione delle tipologie e numerosità delle appliances domestiche, quali condizionatori o piani cottura (fonti: ISTAT e studi di settore);
- Evoluzione parco mezzi pubblici/privati e relativa elettrificazione (fonti: piani di sviluppo delle aziende locali di trasporto pubblico);
- Evoluzione del settore terziario (fonti: nuove richieste di allaccio alla rete di distribuzione elettrica);
- Evoluzione del parco rinnovabile installato e dei sistemi di storage locali (fonti: storiche richieste di connessione alla rete di distribuzione elettrica, scenari nazionali – a titolo esemplificativo Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)).

Si riporta di seguito una rappresentazione grafica dei principali *driver* della transizione.



- Figura 27 – Driver di transizione considerati per lo sviluppo del modello previsionale

Il modello restituisce gli scenari prospettici futuri su diversi orizzonti temporali. Per ogni orizzonte temporale il modello permette di elaborare, per ogni vettore energetico, i seguenti output:

- Evoluzione dei POD, PDR gas e del teleriscaldamento;
- Fabbisogno energetico delle utenze finali;
- Picco di carico sulle reti;
- Produzione fotovoltaica;
- Evoluzione delle emissioni di CO₂ della città.

6.4 Scenari di sviluppo per l'area Milano

La definizione degli scenari descritti nel seguito deriva da una approfondita analisi dell'impatto della transizione energetica su quelle che sono le reti di distribuzione energetiche del comune di Milano (elettrica, gas e teleriscaldamento). Alla base dello studio sono state poste le **caratteristiche delle reti, delle utenze e del territorio in termini di:**

1. Capacità e caratteristiche delle reti as-is;
2. Analisi dei trend, caratteristiche della popolazione e progetti di riqualificazione urbana;
3. Caratteristiche del parco immobili del Comune.

Per dimostrare la possibilità concreta che Milano si trasformi in una città carbon neutral entro il 2050, l'Amministrazione ha proposto di anticipare al 2030 l'obiettivo, designando alcune aree da rendere carbon neutral a fine dimostrativo, fra cui per prima è stata individuata l'area afferente al progetto dello scalo Greco-Breda. L'obiettivo di ottenere una città carbon neutral ed il trend di decarbonizzazione che seguiranno i futuri progetti nella città vanno a confermare l'importanza del vettore elettrico, che andrà a supportare la maggior parte dei consumi energetici cittadini con un conseguente aumento considerevole di consumi rispetto allo scenario odierno.

I risultati del modello previsionale, in merito al futuro mix energetico atteso al 2050, sono rappresentati nel prossimo grafico.

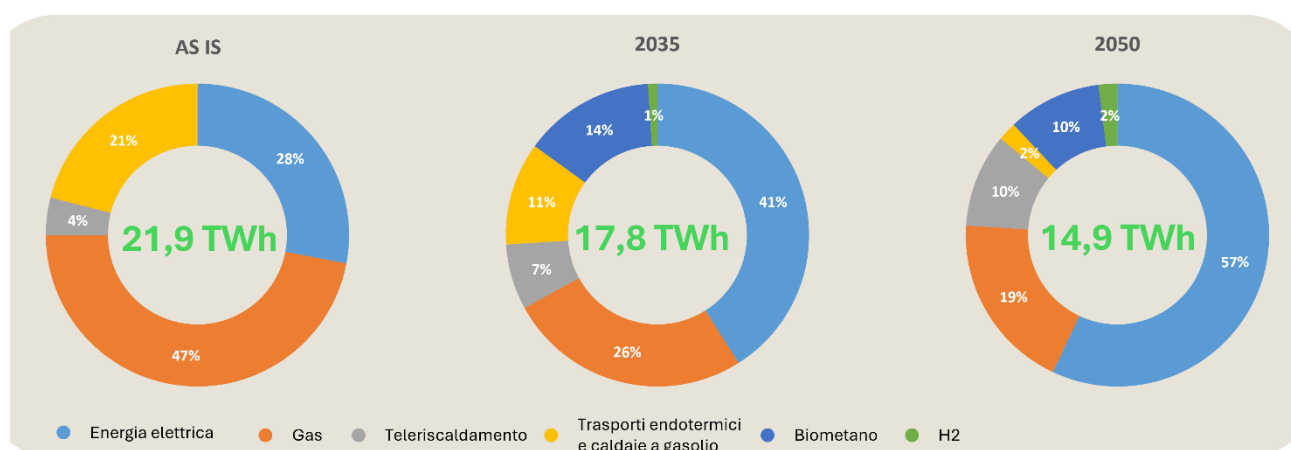


Figura 28 - Scenario energetico AS-IS e previsionale al 2050 – Comune di Milano

Com'è possibile constatare, il fabbisogno di energia elettrica aumenterà entro il 2030 ed il ruolo dell'energia elettrica sarà sempre più preponderante, raggiungendo il ruolo di **maggior vettore di energia** entro il **2050**. Gli scenari energetici riportati hanno un impatto chiaramente sulla punta della domanda elettrica della città di Milano e Rozzano. Di seguito si riporta quindi, negli anni, l'evoluzione del picco di consumo sulla rete, considerando quattro scenari basati sull'influenza di due fattori preponderanti che influiscono pesantemente sull'andamento dello stesso; ovvero la presenza di impianti fotovoltaici sulla rete di distribuzione e le condizioni climatiche sfavorevoli durante le ondate di calore estive. I quattro scenari delineano quindi:

- Il picco elettrico senza l'impatto degli impianti FTV durante condizioni climatiche normali;
- Il picco elettrico con il contributo degli impianti FTV durante condizioni climatiche normali;
- Il picco elettrico senza l'impatto degli impianti FTV durante condizioni climatiche sfavorevoli;
- Il picco elettrico con il contributo degli impianti FTV durante condizioni climatiche sfavorevoli;

Quello che si osserva è la grande influenza delle ondate di calore sul picco di carico elettrico. Il contributo della produzione da fotovoltaico diventa più significativa di anno in anno, ma non basta a contrastare il picco che potrebbe verificarsi in particolari condizioni sfavorevoli.

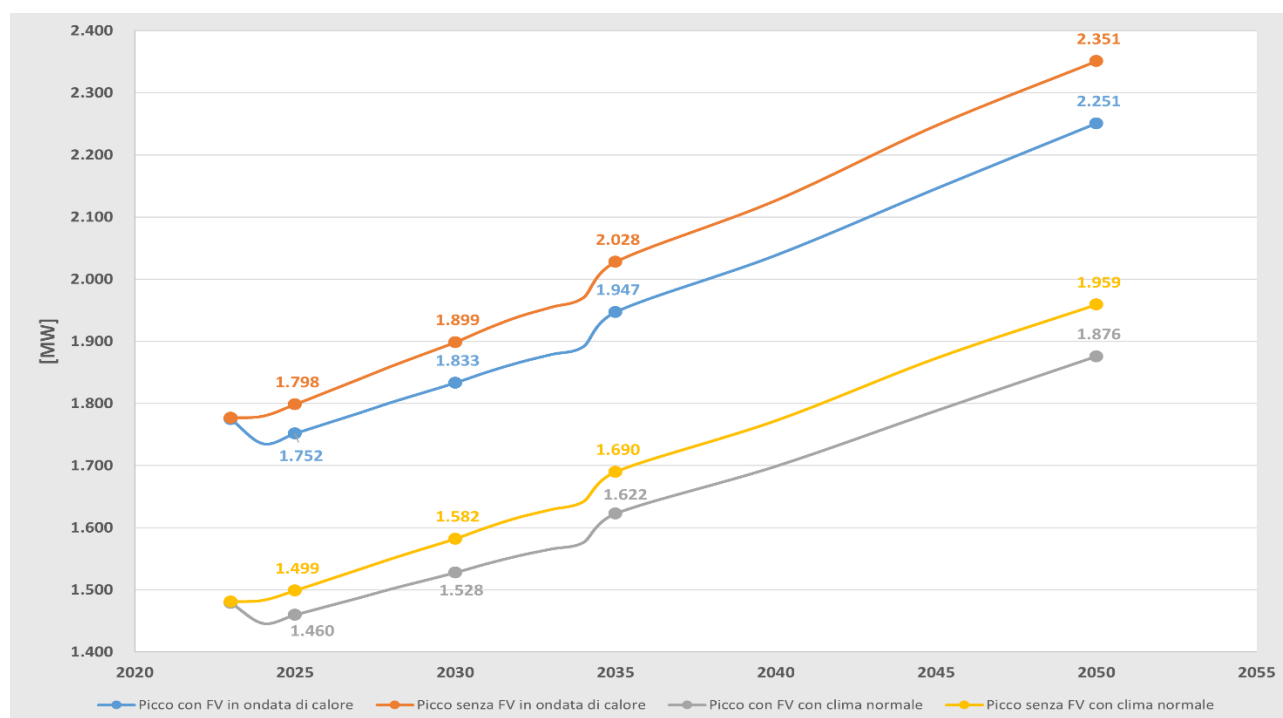


Figura 29 - Previsione al 2050 del picco annuale di rete, dati in MW, scenario con e senza produzione da fotovoltaico

6.5 Scenari di sviluppo per l'area Brescia

I risultati del modello previsionale, in merito al futuro mix energetico atteso al 2050, sono rappresentati nella prossima figura. Com'è possibile constatare, il fabbisogno di energia elettrica aumenterà entro il 2030 ed il ruolo dell'energia elettrica sarà sempre più preponderante, raggiungendo il ruolo di **maggior vettore di energia** entro il **2050**.

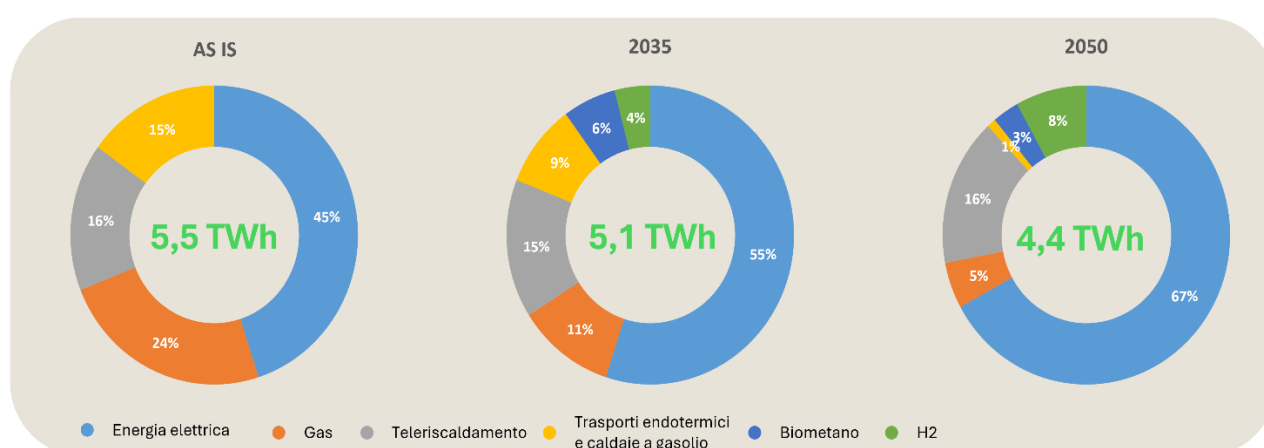


Figura 30 - Scenario energetico AS-IS e previsionale al 2050 – Comune di Brescia

Anche in questo caso si riporta nel prossimo grafico l'evoluzione del picco annuale di potenza richiesto sulla rete, con focus al Comune di Brescia. L'area di Brescia sarà caratterizzata, secondo le stime e i primi dati, da una maggior penetrazione della produzione fotovoltaica rispetto allo scenario di Milano. Le conseguenze sono osservabili dalla marcata differenza tra i picchi di carico negli scenari proposti:

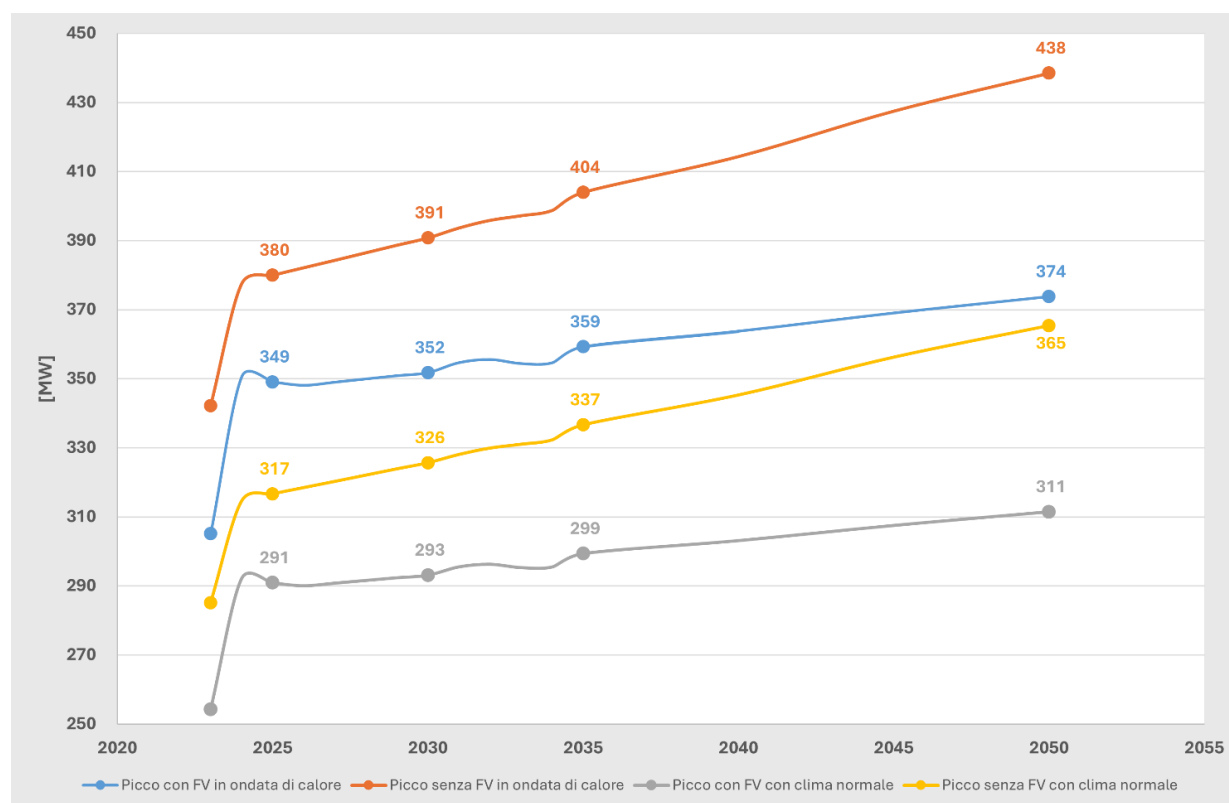


Figura 31 - Previsione al 2050 del picco annuale di rete Comune di Brescia, dati in MW, scenario con e senza produzione da fotovoltaico

6.6 Sviluppo delle FER elettriche

Per quanto riguarda le FER elettriche, con il piano aggiornato del PNIEC 2024 si conferma un'elevata spinta all'installazione di impianti eolici on-shore e fotovoltaici che daranno un grosso contributo ad aumentare il consumo di FER nel settore elettrico. L'impiego di questi impianti verrà particolarmente incentivato nelle aree in cui l'impatto territoriale sarà minimo, per limitarne il consumo di suolo. Grazie alla diffusione di queste tecnologie e alle politiche di decarbonizzazione del sistema energetico, si prevede un aumento di consumo elettrico da FER dal 37,1% del 2022 al 63,4% nel 2030. Per quanto riguarda le altre fonti rinnovabili, la capacità installata al 2030 rimane pressoché stabile. Per quest'ultime si attende un aumento locale di produzione elettrica in base alla disponibilità di fonte primaria e alla sostituzione di vecchi generatori con tecnologie più recenti, ma non un aumento generalizzato della capacità installata. La Tabella 18 rappresenta l'andamento di potenza installata per tutte le fonti rinnovabili sul territorio nazionale al 2030.

Fonte	2021	2025	2030
Idrica	19.172	19.410	19.410
Geotermica	817	954	1.000
Eolica	11.290	15.823	28.140
- di cui offshore	0	0	2.100
Bioenergie	4.106	4.038	3.240
Solare	22.594	44.173	79.253
- di cui CSP*	0	0	80
Totale	57.979	84.398	131.043

*Solare a concentrazione

Tabella 18 - Potenza installata (MW) delle fonti di produzione di energia elettrica rinnovabile secondo il PNIEC

Come conseguenza del forte sviluppo di impianti FER e in particolare di impianti fotovoltaici, la diffusione di accumuli su tutto il territorio nazionale verrà incentivata, come identificato da Terna¹³, al fine di permettere di aumentare il consumo di energia da fonte solare anche in orari fuori dalla fascia oraria di produzione. In linea con lo scenario Europeo FF55 si prevede che in Italia sarà necessaria una capacità energetica aggiuntiva di 95 GWh di accumuli, di cui 71 GWh come impianti utility-scale, 8 GWh come capacity market e la restante parte come batterie small-scale installate insieme agli impianti rooftop-FV, con una previsione di diffusione prevalentemente nel nord Italia (10 GWh).

Nonostante questi obiettivi, risulta complesso calare i target nazionali nelle singole aree (“burden sharing”). A fronte dello scenario generale, infatti, ciascuna zona presenta caratteristiche specifiche che non riguardano solo la disponibilità locale di risorse energetiche rinnovabili, ma anche le attività che vengono svolte e, non ultimi, gli aspetti regolatori. Per esempio, con vincoli più o meno diretti volti a incrementare l’autoconsumo, lo sviluppo del fotovoltaico sarà in proporzione più elevato sulle coperture degli edifici. Al contrario, se il LCOE (Levelized Cost Of Electricity) degli impianti sarà molto basso e i PPA (Power Purchase Agreement) convenienti, saranno favoriti gli impianti utility scale (solitamente installati nelle aree più rurali del territorio).

Oltre a quanto indicato dal PNIEC bisogna tenere in considerazione anche il contenuto del **PNRR** che prevede un’ulteriore spinta alla penetrazione delle FER (+4.000 MW di ulteriore generazione distribuita) contestualmente allo sviluppo delle **comunità energetiche** (+2.000 MW di nuova capacità installata).

Per quanto riguarda le aree servite da Unareti, vengono anticipate alcune osservazioni di natura generale. In primo luogo, l’installazione di impianti eolici sarà limitata; mentre risulta possibile, in particolare nell’area servita della provincia di Brescia, uno forte incremento dello sviluppo di impianti idrici e, con le limitazioni connesse con la qualità dell’aria, anche delle bioenergie.

La fonte solare, invece, può essere sfruttata in tutte le aree servite da Unareti, con le limitazioni e le opportunità di ogni specifica area: in particolare in aree urbane sarà possibile installare impianti su tetto di piccola-media taglia, in autoconsumo, mentre nelle aree industriali e del terziario potranno essere sviluppati anche impianti di taglia maggiore.

Difficile comunque pensare che la penetrazione delle FER, soprattutto nell’ambito dei Comuni di Milano e Rozzano, possa essere in linea con lo scenario delineato dal PNIEC. Infatti, prendendo come riferimento il complessivo di produzione annuale del 2023 degli impianti fotovoltaici di Milano, che è stata di circa 63GWh, otteniamo la copertura di circa l’**1%** dell’energia totale consumata nella stessa area. Questo valore è dovuto soprattutto ai limiti spaziali dove poter installare nuovi impianti e allo stesso tempo all’altissima densità di consumo elettrico.

Figura 32 e Figura 33 mostrano la capacità e il numero di impianti di generazione, divisi per tecnologia e per connessione (in BT o MT), rispettivamente per le aree di Milano e Brescia. Da questa prima analisi si deduce come la capacità installata di fotovoltaico sia in forte aumento sia per Milano che per Brescia per un totale di:

- **72 MW** al 31/12/24 **vs 51 MW** al 31/12/23 di capacità installata nell’area di Milano

- **206 MW** al 31/12/24 **vs 156 MW** al 31/12/23 di capacità installata nell’area di Brescia

Inoltre, dalla Figura 32 e Figura 33 è rilevante notare l’ampia diffusione di impianti fotovoltaici collegati in bassa tensione in ambo i territori di Milano (4.311 impianti) e Brescia (12.972 impianti), nei quali si è identificata una capacità media per impianto di 8,2 kW.

¹³ Terna, Energy Tracks: ACCUMULO ENERGETICO, Scenari energetici e fabbisogno accumuli 2030

Anche in termini di potenza nominale fotovoltaica installata, da Figura 33 si può notare come nei territori di Milano e Rozzano vi siano solamente **77MW** nominali installati pari a circa il **5%** della massima potenza di picco distribuita con una produzione annua di circa **60GWh**, mentre a Brescia la potenza nominale installata è di **205MW** pari a circa il **55%** della potenza di picco distribuita, con una produzione annua di circa **194GWh**.

Per quanto riguarda le fonti termiche da fonti fossili, si nota come per l'area di Milano sia la principale fonte di produzione elettrica in termini di potenza installata, con circa 200 MW (per lo più legata a impianti di cogenerazione), mentre per l'area di Brescia questi impianti si posizionano dopo le fonti fotovoltaiche, con oltre 60 MW.

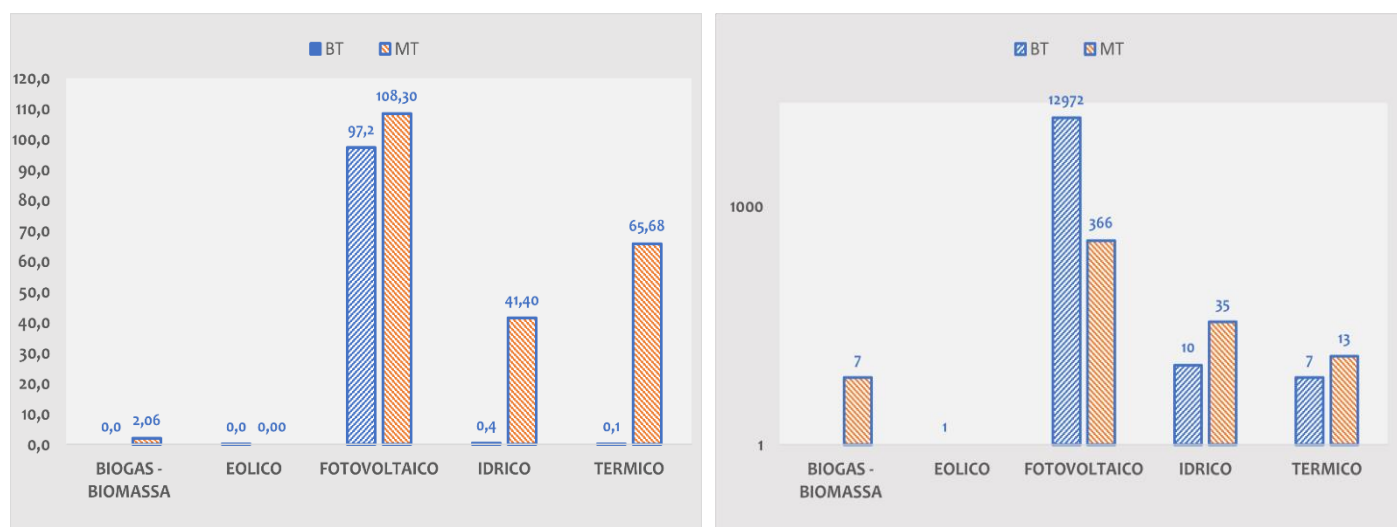


Figura 32 - Potenza installata in MW (sinistra) e numero di impianti FTV (destra) al 31/12/24 nell'area di Brescia

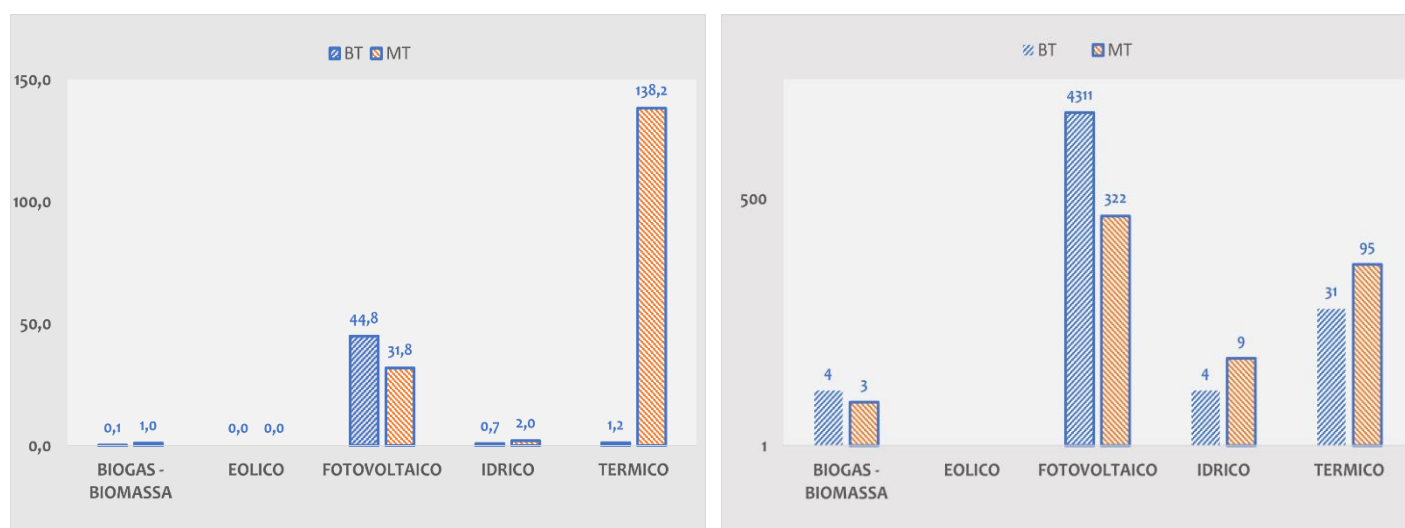


Figura 33 - Potenza installata in MW (sinistra) e numero di impianti FTV (destra) al 31/12/24 nell'area di Milano

Per il Comune di Milano è stata condotta un'analisi dedicata allo sviluppo potenziale della generazione fotovoltaica sui tetti degli edifici (esclusa possibilità di installazione a terra)¹⁴. Tale studio ha permesso di stimare la massima potenza nominale installabile al 2050, pari a circa **447 MW**, oltre che il relativo quantitativo energetico potenzialmente ottenibile e pari a circa **527 GWh/anno**. Nonostante lo studio consideri uno scenario puramente ipotetico (utilizzo di tutte le superfici disponibili, adottando specifici coefficienti di riduzione per tener conto di una serie di vincoli), i risultati mostrano come le sole FER non possano essere sufficienti per soddisfare l'attuale fabbisogno energetico (stima inferiore al 7% circa) e tanto meno quello futuro, anche in considerazione dello spostamento dei consumi nelle ore serali e notturne dovuti principalmente ai sistemi di condizionamento ed alle ricariche dei veicoli elettrici.

In un tale contesto il contributo più rilevante delle FER alla rete di distribuzione si potrebbe avere come servizio per la riduzione dei picchi di carico (*peak shaving*) nelle ore diurne od eventualmente in quelle serali/notturne grazie al progressivo sviluppo degli accumuli. Fattore abilitante sarà comunque lo sviluppo delle *smart grid* e la connessione tra le infrastrutture del DSO e quelle del cliente finale (prosumer).

Analogamente allo scenario di Milano è stato sviluppato uno scenario previsionale per la massima capacità installabile di fotovoltaico al 2050 anche sul territorio della città di Brescia, considerando come ipotesi di partenza la potenza installata di FV al 2019 e i vincoli geografici e urbani.

Figura 34 mostra la crescita della potenza totale cumulata installata di fotovoltaico nelle aree di Milano e Brescia al 2050. Dal grafico si nota come per Brescia, con questo scenario ottimale di penetrazione FV, si arriverebbe ad una capacità installata di **oltre 1 GW** e quindi la potenza aggregata attuale (al 31/12/2024) risulterebbe incrementata quasi di cinque volte.

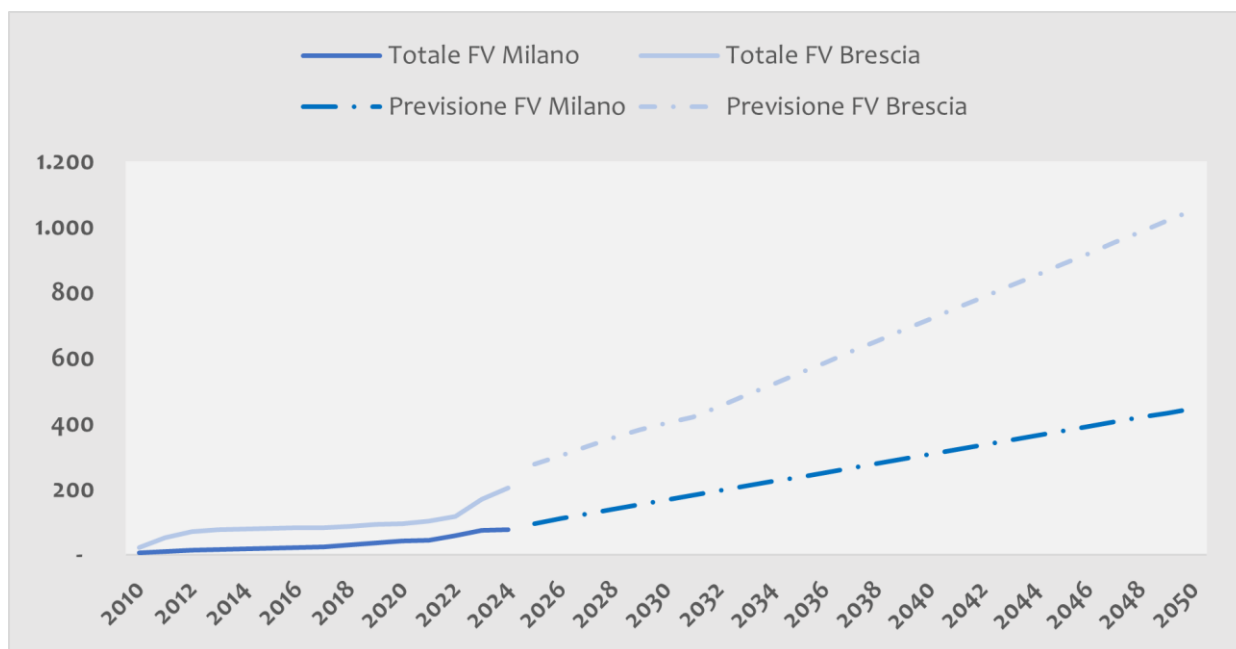


Figura 34 - Previsione di potenza impianti FV (MW) al 2050 per le aree di Milano e Brescia

¹⁴ Studio condotto nell'ambito di una tesi di laurea magistrale del Politecnico di Milano.

Parallelamente all'aumento di impianti fotovoltaici nelle aree di Milano e Brescia, si sta osservando una grande diffusione, sia per gli utenti domestici che non, dell'installazione di fonti di accumulo. Queste, installate in combinazione con gli impianti fotovoltaici, permetteranno di contribuire alla diminuzione del picco di consumo elettrico sulle reti di Milano e Brescia, favorendo l'autoconsumo.

A scopo esemplificativo, in Figura 35, Figura 36 e Figura 37, è stato riportato un esempio dei consumi di potenza netti con risoluzione quart'oraria, ottenuta dallo stesso giorno estivo del mese di giugno per 3 anni diversi, per un utente residenziale con una potenza contrattuale di scambio di 6,6 kW. Ai fini della chiara comprensione dei grafici è stato scelto di considerare con segno positivo la potenza assorbita e con segno negativo la potenza immessa.

I 3 casi presentati nei grafici in basso raffigurano rispettivamente:

- l'anno in cui l'utente aveva un solo consumo passivo
- l'anno in cui lo stesso utente ha installato un impianto FV da 5 kW
- l'anno in cui lo stesso POD ha incluso nella propria abitazione anche una batteria con una capacità di 10 kWh.

Dai grafici sottostanti è evidente come l'introduzione del solo impianto FV aiuti in modo significativo a diminuire il picco di potenza durante il periodo giornaliero, ma nei momenti serali sia inefficace. Inoltre, una grossa produzione FV implica una consistente immissione di potenza nella rete, rischiando di congestionarla ulteriormente. Al contrario, l'aggiunta dell'accumulo in combinazione con l'impianto FV risulta avere un estremo beneficio, come mostrato in Figura 37 nel quale il picco di potenza giornaliero diminuisce di quasi 4 kW rispetto al caso di utente passivo (Figura 35).

Questo risultato mostra come l'installazione di accumuli possa contribuire in modo sostanziale ad alleggerire il carico presente nella rete.

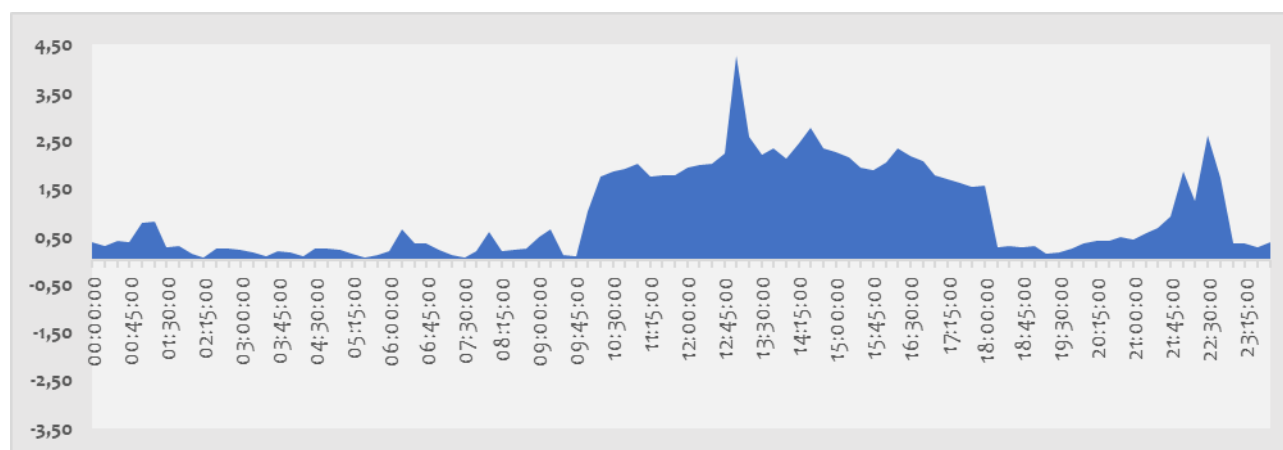


Figura 35 - Consumo di potenza (kW) netto quart'orario per un utente passivo residenziale in un giorno estivo nei territori gestiti da Unareti

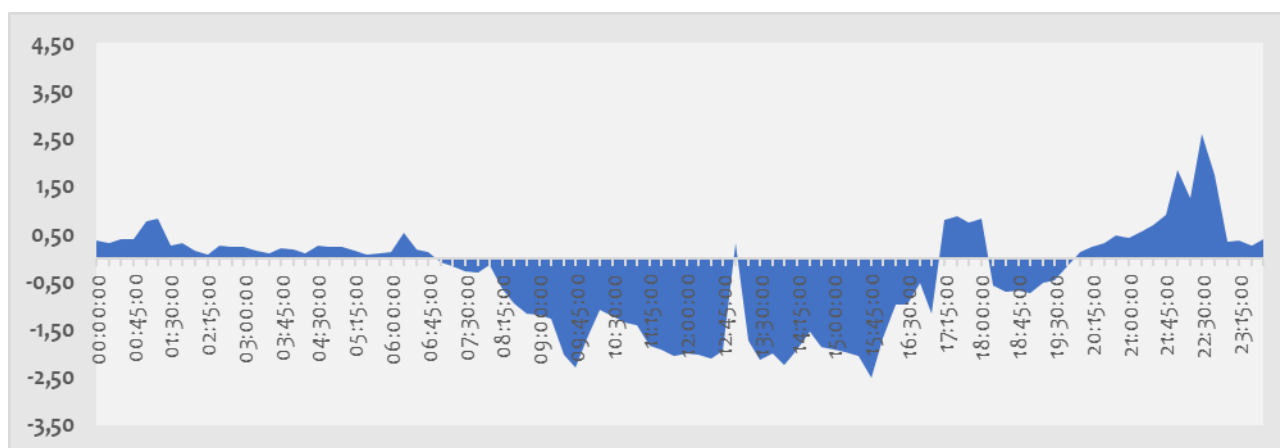


Figura 36 - Consumo di potenza (kW) netto quart'orario per un utente attivo residenziale con impianto FV in un giorno estivo nei territori gestiti da Unareti

Nei grafici mostrati sopra è importante sottolineare il significato del verso della potenza (o dell'energia se si considera l'area sottesa alla curva):

- se il grafico è positivo il verso dell'energia va dalla rete verso le utenze (assorbimento di energia dalla rete)
- se il grafico è negativo il verso dell'energia va dalle utenze alla rete (immissione di energia in rete)

Nel caso di presenza di accumulo in combinazione con l'impianto FV si osserva che il totale dell'energia immessa in rete non risulta molto inferiore rispetto al caso con la sola presenza del FV.

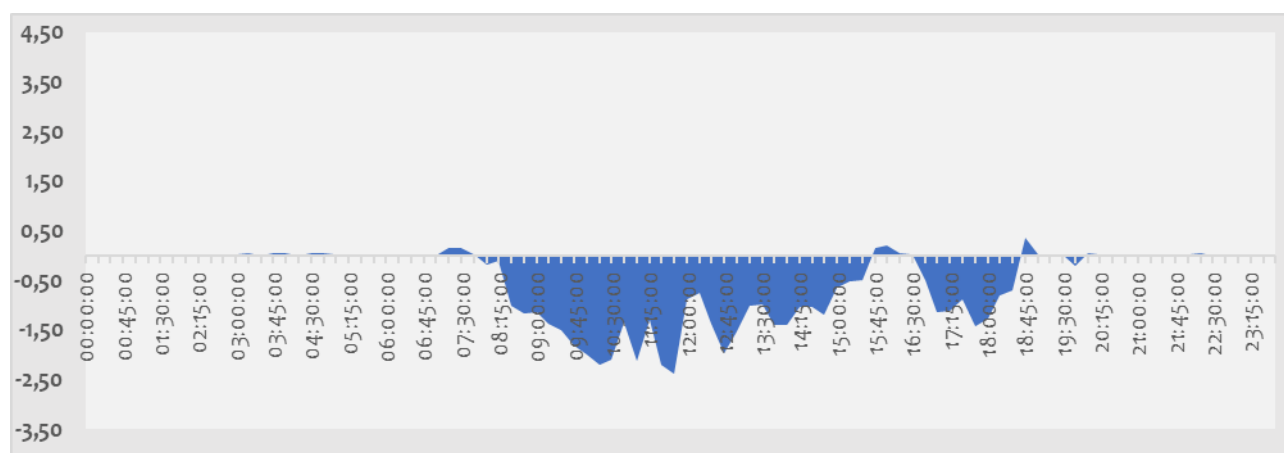


Figura 37 - Consumo di potenza (kW) netto quart'orario per un utente attivo residenziale con impianto FV e accumulo in un giorno estivo nei territori gestiti da Unareti

Questo risultato deriva dallo stato della batteria che può risultare completamente carico, come nel caso in esame, senza aver la possibilità di accumulare ulteriore energia proveniente dalla produzione dell'impianto FV. Viceversa, il picco di potenza e il totale dell'energia assorbita dalla rete dall'utente residenziale con presenza di accumulo è significativamente ridotto rispetto al caso di utente passivo, come mostrato dalla Figura 37 nel giorno considerato.

Questo fenomeno risulta di particolare interesse nel momento in cui il caso studiato si estenda a tutti i territori gestiti da Unareti, creando un potenziale significativo specialmente nel periodo estivo per abbassare il picco di potenza, con conseguente beneficio della rete di distribuzione che risulterebbe meno sollecitata.

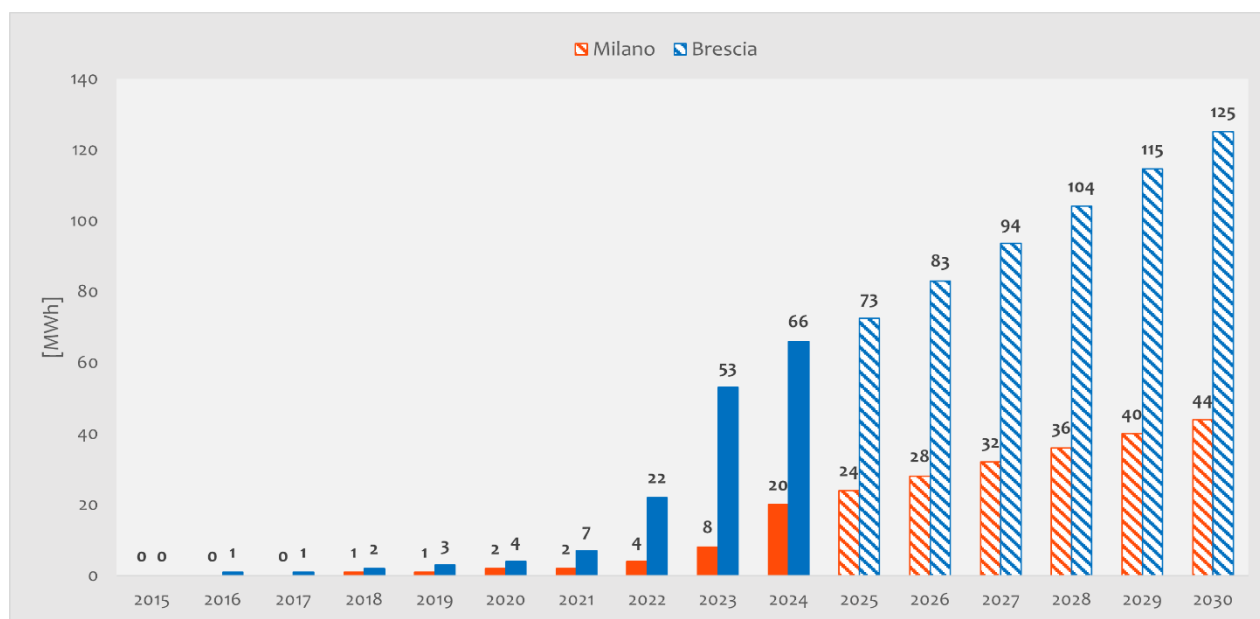


Figura 38 - Andamento e Previsione di capacità accumuli (MWh) al 2030 per le aree di Milano e Brescia

In Figura 38 sono riportati l'andamento storico a consuntivo fino al 31/12/2024 e la previsione dal 2025 al 2030 della capacità installata cumulata di accumuli nei territori di Milano e Brescia in MWh a partire dai dati storici risalenti al 2015. Dal grafico riportato, si deduce come nonostante ci si aspetti una forte crescita di installazione di impianti FV nelle aree di Milano e Brescia, la capacità di accumuli sia abbastanza contenuta per il territorio di Milano, sia allo stato attuale (2024), sia per quanto riguarda la previsione al 2030. Questo risultato è legato alla geografia urbana milanese, nella quale la maggior parte degli utenti residenziali (che ricoprono la maggior parte degli utenti in quest'area), risiede in condomini, diminuendo la probabilità d'installare fonti di accumulo a causa di vincoli spaziali. Di conseguenza, una previsione di soli 44 MWh al 2030 nell'area Milanese non contribuirà in modo rilevante a una diminuzione del picco, considerando che nel 2023 questo ha raggiunto il valore di 1500 MW.

Al contrario, nell'area Bresciana si prevede un forte aumento di capacità di accumuli, per oltre 125 MWh installati, grazie anche alla presenza di un maggior numero di utenti residenti in unità abitative con meno vincoli spaziali rispetto a Milano. Per questo motivo si stima che il totale della capacità distribuita di accumuli in combinazione con impianti FV possa diminuire il picco di potenza elettrica su Brescia, considerando che al 2023 l'area di Brescia ha registrato un picco massimo di circa 400 MW.

Ai fini di dimostrare ulteriormente il vantaggio dell'integrazione degli accumuli in combinazione con gli impianti FV per utenti residenziali, Unareti ha condotto uno studio relativo all'impatto di diversi livelli di penetrazione di FV e di accumuli sulle curve di consumo quart'orarie nel 2030, considerando il consumo aggregato degli utenti residenziali sul territorio di Brescia, nel quale, come spiegato precedentemente, si prevede una diffusione di accumuli significativamente maggiore rispetto all'area Milanese. Qui di seguito sono riportati i tre scenari implementati:

- **Worst-Case scenario:** rappresenta uno scenario limite nel quale al 2030 il numero di utenti con impianti FV e con accumuli rimarrà identico al 2022, delineando una situazione nella quale non ci saranno nuove installazioni né di FV né di FV più accumulo per nessun utente residenziale.

- **Scenario BAU:** è stato sviluppato a partire dalla quota totale di capacità FV prevista per il 2030 nell'area di Brescia riportata nel Figura 34. Questo scenario è stato implementato considerando come ipotesi che sia la proporzione di utenti domestici BT rispetto agli utenti non domestici BT e MT e che sia la proporzione di utenti attivi con solo impianto FV rispetto agli utenti attivi con impianto FV più accumulo rimangano costanti dal 2022 al 2030.
- **Best-Case scenario:** è stato sviluppato a partire dalla quota totale di capacità FV prevista per il 2030 nell'area di Brescia riportata nel Figura 34. Questo scenario è stato implementato considerando come ipotesi che la proporzione di utenti domestici BT rispetto agli utenti non domestici BT e MT rimanga costante al 2030 e che ogni utente domestico che installi un impianto FV dal 2023 al 2030 installi in combinazione anche l'accumulo, ipotizzando la presenza di nuovi incentivi e che il costo €/kWh delle batterie diminuisca in modo consistente.

Sulla base degli scenari descritti sopra, sono state create le curve di consumo aggregato per tutti gli utenti domestici dell'area di Brescia per tutto il 2030, a partire dai valori di consumo medio per un utente domestico passivo, un utente domestico attivo con sola presenza di FV e un utente domestico attivo con FV più accumulo.

Nella Figura 39 sono rappresentate le previsioni delle curve di consumo aggregato per gli utenti domestici dell'area Bresciana per gli scenari considerati in un giorno estivo lavorativo di giugno nel 2030. Dalla figura è evidente come gli scenari BAU e Best-Case siano caratterizzati da un calo significativo dei consumi nelle ore centrali del giorno dovuto all'autoconsumo grazie alla produzione locale di FV, mentre durante le ore serali di picco domestico vedano una diminuzione di consumi di circa il 10% dello scenario Best-Case rispetto allo scenario Worst-Case grazie all'uso degli accumuli che scaricano l'energia precedentemente immagazzinata dalla produzione di FV. Inoltre, l'alta penetrazione di FV nello scenario Best-Case e BAU potrà contribuire in modo rilevante alla diminuzione della punta di carico che avviene durante le ore centrali del giorno come conseguenza degli alti consumi degli utenti industriali.

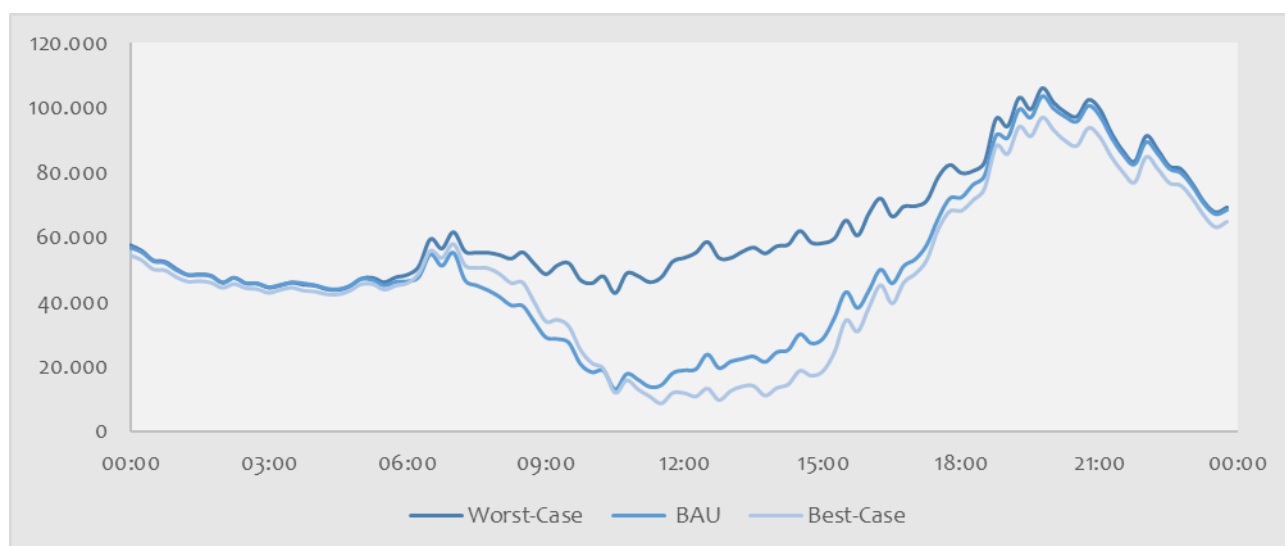


Figura 39 - Previsione curve di consumo (kW) totale per utenti domestici al 2030 in una giornata estiva

Un ulteriore dettaglio è rappresentato dall'intersezione della curva BAU con la curva Best-Case intorno alle ore 10:30. Fino alle ore 10:30 la curva Best-Case risulta avere consumi maggiori rispetto alla curva BAU, poiché in queste ore di produzione elettrica degli impianti FV, gli accumuli caricano energia e quindi il netto del consumo totale è maggiore rispetto al caso BAU con meno accumuli presenti. Indicativamente, dalle 10:30 in poi, invece, gli accumuli raggiungono la carica massima e dal momento che gli impianti FV in combinazione con l'accumulo risultano leggermente sovradimensionati, si nota

una diminuzione dei consumi del caso Best-Case rispetto allo scenario BAU dovuto appunto alla maggiore produzione FV a causa del sovradimensionamento.

Nella Figura 40 si è scelto di rappresentare l'andamento dei consumi aggregati per gli utenti domestici per gli scenari elaborati rispettivamente per una giornata invernale soleggiata e per una giornata primaverile piovosa. Da entrambi i giorni analizzati si nota come il beneficio della presenza di accumulo più impianto FV per gli utenti domestici sia nettamente ridotto rispetto al caso estivo. Nel caso invernale (grafico in alto), questo risultato è dovuto alla ridotta produzione solare durante il giorno. Infatti, lo scenario Best-Case in questo caso mostra una riduzione rispetto al picco serale dello scenario Worst-Case minore rispetto al giorno estivo precedentemente analizzato, poiché gli accumuli non riescono a caricarsi pienamente come durante la stagione estiva. Anche durante le ore centrali del giorno non si osserva infatti un salto così netto tra gli scenari BAU e Best-Case rispetto allo scenario Worst-Case come si osservava nel giorno estivo dovuto all'alta produzione FV. Nel caso piovoso (grafico in basso) è evidente come in giornate piovose il vantaggio della presenza sia del FV che del FV più accumulo diventi pressoché nullo, specialmente se non vi è un'adeguata gestione degli accumuli che tengano in conto la previsione delle giornate piovose. Le curve relative ai tre scenari sono praticamente sovrapposte, a causa del fatto che gli impianti FV non producono energia elettrica e quindi non vi è né autoconsumo, né la possibilità di caricare accumuli.

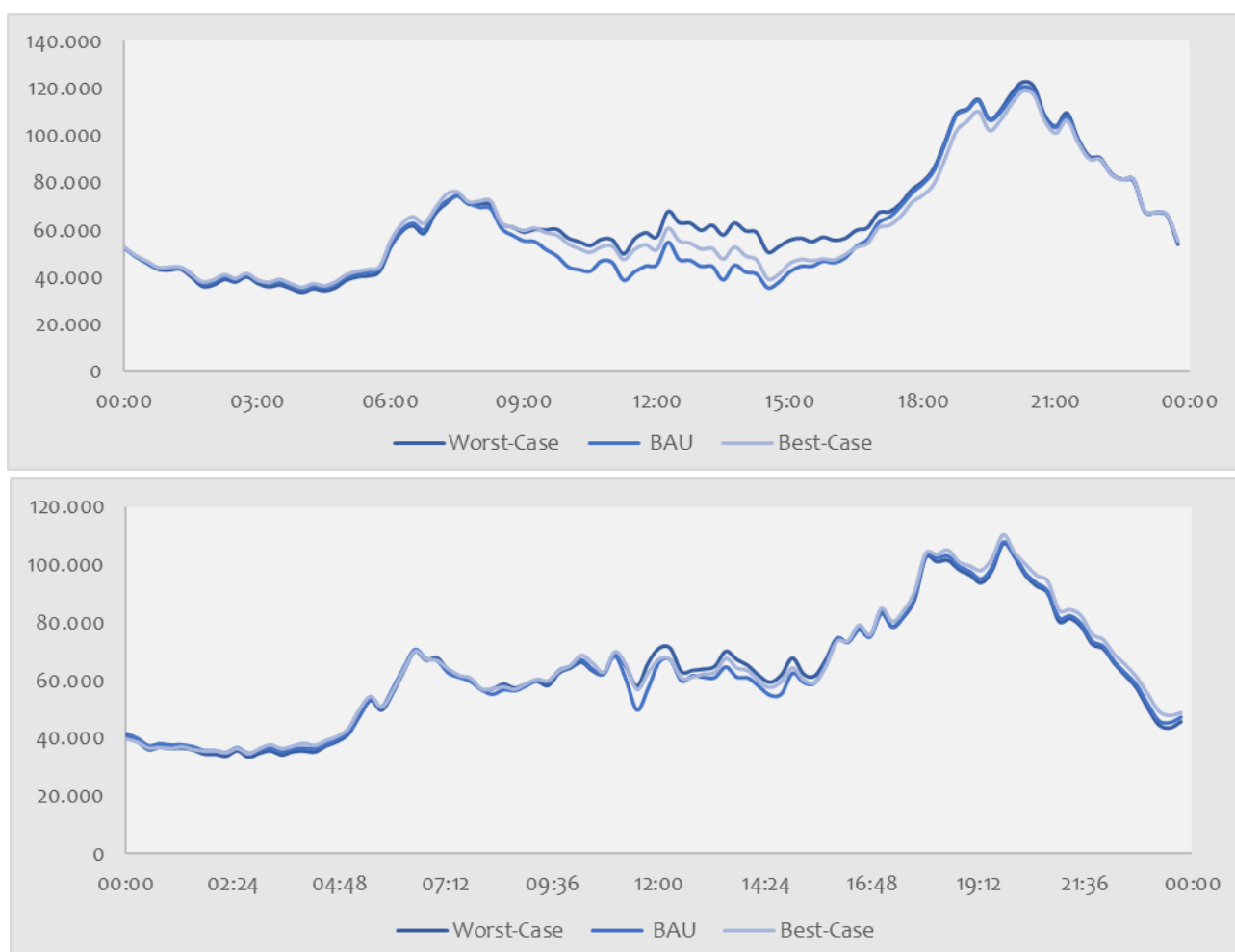


Figura 40 - Previsione curve di consumo totale (kW) per utenti domestici al 2030 in una giornata soleggiata invernale (grafico in alto) e in una giornata primaverile piovosa (grafico in basso)

Dall'analisi di questo studio si conclude che, in previsione di un forte aumento d'installazioni di FV e accumulo per gli utenti residenziali nell'area di Brescia al 2030, i benefici attesi saranno visibili per lo

più nelle ore di picco domestico serale nei mesi estivi, ma anche nelle ore centrali nei giorni lavorativi nei mesi estivi. Questa analisi porta a interessanti osservazioni, ma allo stesso modo richiede ulteriori approfondimenti, in particolare riguardo all'impatto di FV e accumuli installati per utenti industriali sul carico totale al 2030.

6.7 Sviluppo delle FER termiche

Ai fini del raggiungimento dei nuovi obiettivi previsti dal PNIEC 2024, il settore delle FER termiche prevede una forte coordinazione con le misure attese in termini di efficienza energetica negli edifici. Per arrivare al consumo del 36% proveniente da fonti rinnovabili nel settore termico previsto per il 2030 rispetto al 21% del 2022, è necessaria una netta transizione verso nuove tecnologie e una larga diffusione di FER termiche negli edifici. Le pompe di calore (PDC), sia elettriche che a gas, ricopriranno un ruolo prioritario verso la transizione energetica, grazie alle loro efficienze elevate e allo sfruttamento di energia rinnovabili per l'ampio uso nel raffrescamento degli edifici. Parallelamente è prevista una forte crescita dell'uso del biometano, tramite immissione nella rete di distribuzione, che gradualmente aiuterà a sostituire l'utilizzo di gas naturale ai fini del riscaldamento. Inoltre, è previsto un forte impegno sottolineato nel PNIEC 2024 verso la diffusione del teleriscaldamento e più nello specifico, nel combinare risorse rinnovabili a impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Nelle aree gestite da Unareti, a seguito delle strategie volte a ridurre i livelli di inquinamento della pianura Padana e alle modifiche tariffarie avvenute negli scorsi anni¹⁵, si prevede che vi sarà un aumento significativo del numero di pompe di calore (nel seguito PDC).

Gli impianti a PDC, inoltre, si caratterizzano per avere spesso la possibilità di esser bidirezionali (PDC bid) e quindi di funzionare sia in riscaldamento sia in raffrescamento, andando ad aumentare non solo il carico elettrico nel periodo invernale ma anche nel periodo estivo.

La penetrazione delle pompe di calore potrebbe avere due effetti:

- 1) incremento del carico elettrico nel periodo estivo dovuto alle PDC che funzioneranno anche in raffrescamento e per ACS (acqua calda sanitaria);
- 2) agevolazione dello switch del picco di carico, e del fabbisogno elettrico, dalla stagione estiva a quella invernale. Ciò potrebbe causare un'inversione di tendenza rispetto a quanto registrato negli ultimi anni, dove il picco di carico è stato registrato nel periodo estivo (eccezion fatta per alcuni anni nell'area di Brescia dove il picco è stato registrato nel periodo invernale).

In Figura 41 sono riportate le punte di carico registrate negli ultimi undici anni nell'area di Milano e di Brescia. Dal grafico si nota come il picco di potenza nell'area Milanese si registri sempre nel periodo estivo, a causa dei grossi consumi elettrici per il raffrescamento degli edifici. Viceversa, per l'area di Brescia la stagione in cui si osserva il picco massimo annuale cambia a seconda degli anni, essendo questo notevolmente impattato anche dai consumi dei processi industriali.

È evidente, inoltre, una netta caduta del picco nell'anno 2020 dovuta alla pandemia Covid-19 e di come ci sia una ricrescita del picco negli ultimi tre anni per ambo i territori considerati.

¹⁵ In sintesi, è stata quasi totalmente eliminata la progressività nel costo dell'energia elettrica per usi domestici (prezzo del kWh aumentava con i kWh consumati nell'anno), che rendeva economicamente poco conveniente anche l'utilizzo di tecnologie efficienti quali le pompe di calore.

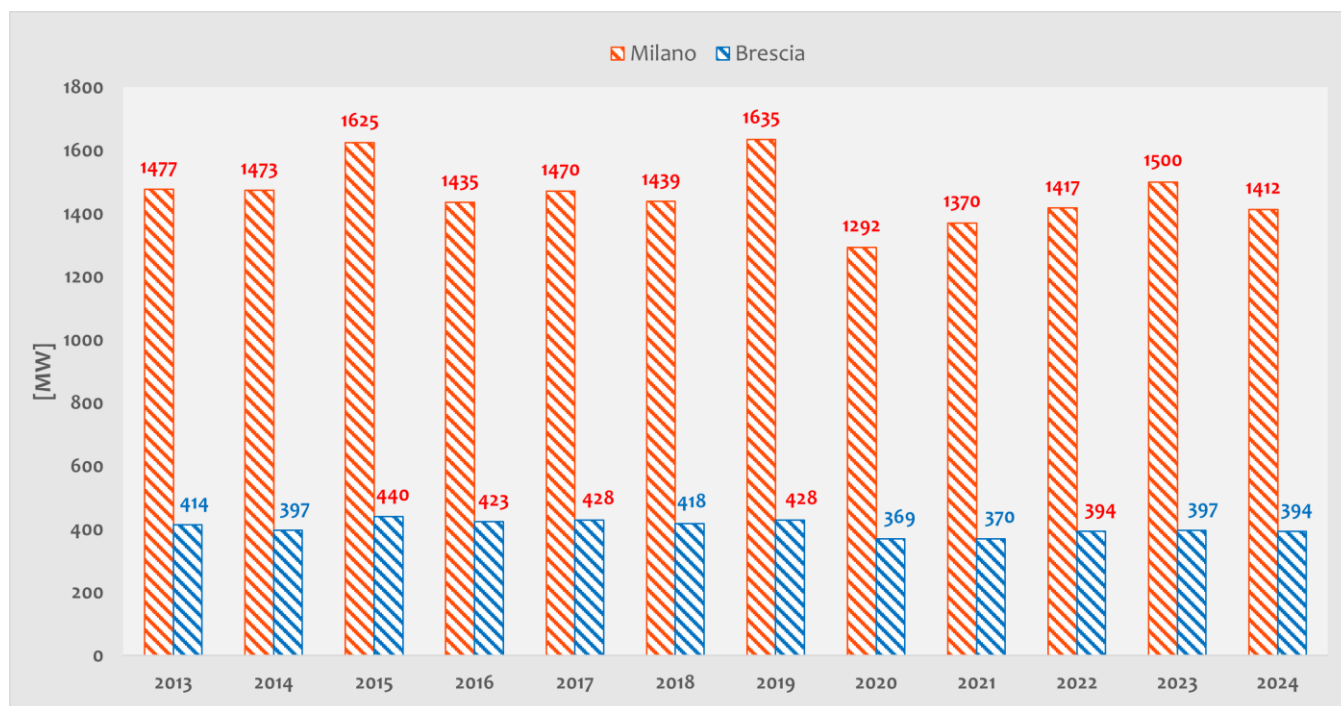


Figura 41 - Picco di potenza distribuita in area Milano e Brescia. In rosso i casi in cui il picco è stato registrato nel periodo estivo ed in blu quando registrati nel periodo invernale (dati in MW)

In modo da poter essere allineati con gli obiettivi previsti dal PAC, introdotto nel § 2.3.2, Unareti ha condotto uno studio sulla previsione al 2050 dell'utilizzo di diverse tecnologie per uso termico per il riscaldamento negli edifici, partendo dai dati reali di consumo del 2023, sia per gli utenti domestici che non domestici, nei territori di Milano e Brescia. Questo studio ha permesso di analizzare come il numero di POD dipendenti da fonti fossili per il riscaldamento diminuirà gradualmente per dare spazio ad una maggiore diffusione di tecnologie e sistemi che sfruttano le FER termiche rinnovabili. La Figura 42 indica il numero di POD alimentati da ogni tecnologia per il riscaldamento a Milano, suddividendo in POD domestici (sinistra) e POD non domestici (destra). Da questi grafici si deduce come nel settore domestico, nonostante si preveda una graduale crescita di utilizzo di PDC elettriche, la maggior parte dei POD sia comunque alimentata da caldaie a metano (oltre 530.000 POD al 2050). Al contrario per il settore non domestico ci si aspetta una forte conversione da caldaie a PDC elettriche (oltre 60.000 POD al 2050), senza però raggiungere un completo abbandono dell'uso delle caldaie a metano.

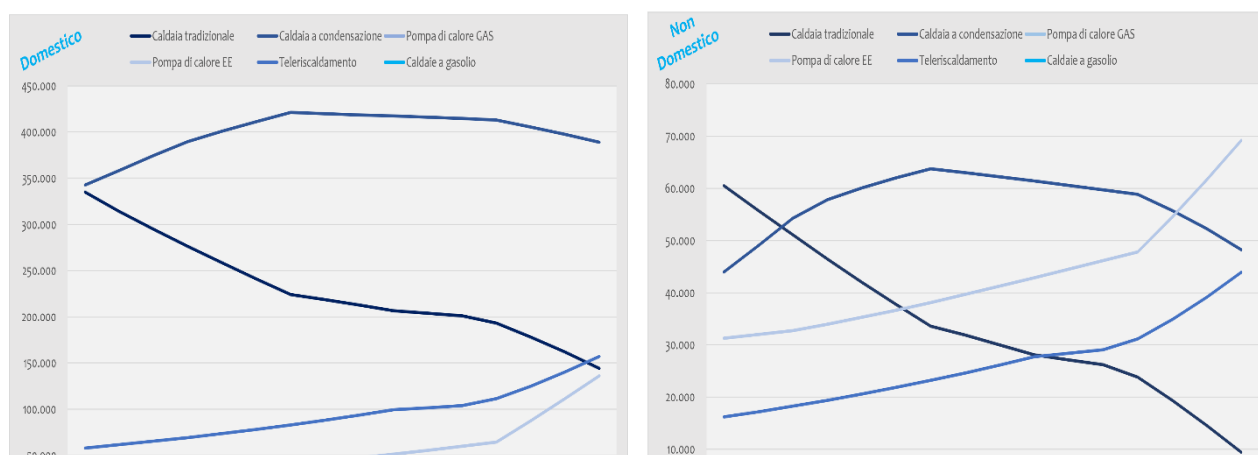


Figura 42 - POD alimentati da ogni tecnologia per il riscaldamento, Milano, fino al 2050. Sx: Uso domestico. Dx: Uso non domestico

In Figura 43 sono riportati i consumi energetici annui in GWh ad uso domestico (figura a sinistra) e ad uso non domestico (figura a destra) a Milano, previsti da ogni fonte primaria necessaria ad alimentare le tecnologie analizzate sopra.

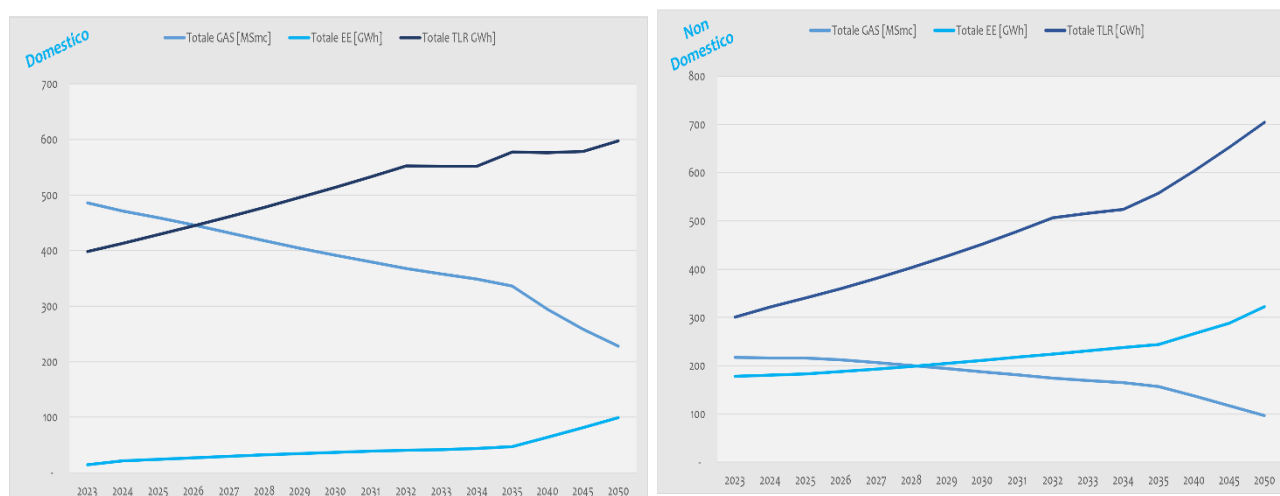


Figura 43 - Previsione di consumi termici (GWh) per risorsa utilizzata, Milano, fino al 2050.

La Figura 43 mostra come per l'uso termico domestico il gas continuerà ad essere uno delle principali fonti energetiche (oltre 200 MSmc al 2050), nonostante la graduale decrescita prevista dovuta alla conversione verso il teleriscaldamento e le pompe di calore elettriche ed al progressivo ammodernamento del parco caldaie con tecnologie più efficienti. Viceversa, per il settore non domestico, l'uso del gas ai fini del riscaldamento avrà una riduzione più marcata, pur non essendo completamente dismesso.

Il territorio di Brescia è caratterizzato da un forte uso del teleriscaldamento, alimentando oltre 70.000 utenti tra domestici e non domestici, grazie alla presenza di una centrale cogenerazione e del termovalorizzatore. La Figura 44 mostra come nell'area di Brescia la quota maggioritaria di POD sia alimentata a livello termico dal teleriscaldamento. Come per Milano, anche a Brescia è previsto inoltre l'inizio di un graduale abbandono dell'uso delle caldaie nel settore non domestico, a favore di una maggiore penetrazione delle pompe di calore elettriche, che forniranno quasi 16.000 punti, permettendo di aumentare i benefici a livello locale in termini di azzeramento di emissioni di gas serra.

Parallelamente a quanto previsto per Milano, anche per Brescia si prospetta un notevole aumento dell'uso elettrico ai fini del riscaldamento negli edifici, come mostrato dalla Figura 45, con un consumo che arriverà a sfiorare i 10 GWh per uso domestico e 75 GWh per uso non domestico.

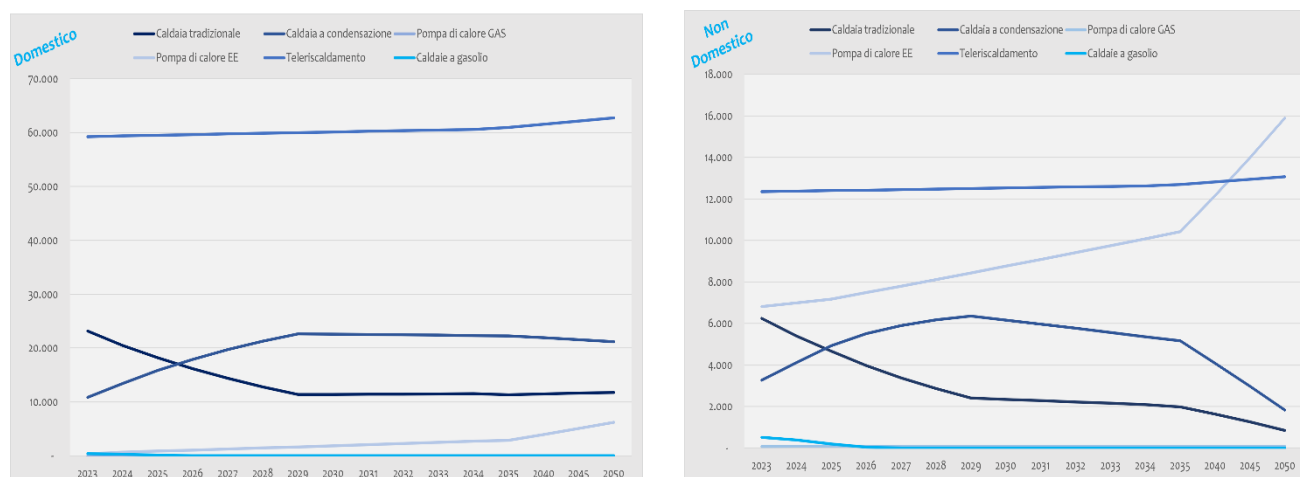


Figura 44 – POD alimentati da ogni tecnologia per il riscaldamento, Brescia, fino al 2050. Sx: Uso domestico. Dx. Uso non domestico

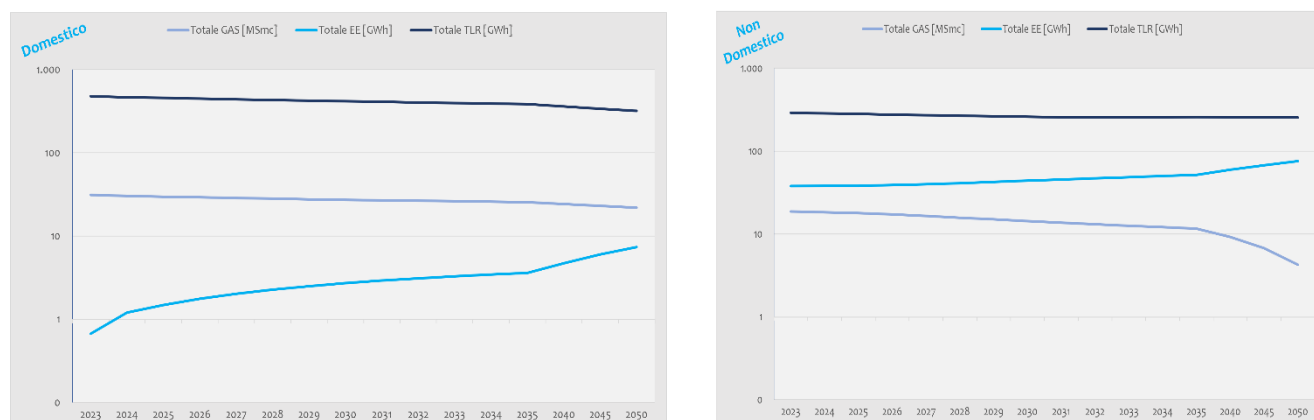


Figura 45 - Previsione di consumi termici (GWh) per risorsa utilizzata, Brescia, fino al 2050. Sx: Uso domestico. Dx. Uso non domestico

6.8 Sviluppo della mobilità elettrica

Per quanto riguarda il settore dei trasporti e più nello specifico la diffusione dei veicoli elettrici (EV), il PNIEC 2024 prevede un totale di 6,6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica al 2030, di cui 4,3 milioni di veicoli elettrici puri (BEV, Battery electric vehicles) e la restante parte PHEV (Plug-in Hybrid vehicles) sull'intero territorio nazionale, rispetto ai 158.000 BEV e 174.000 PHEV immatricolati al 31/12/2022. Visti questi ambiziosi target è prevista anche l'introduzione di quote obbligatorie di EV per il trasporto pubblico. In questo contesto per raggiungere gli obiettivi previsti dal PNIEC, il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), ha elaborato un piano infrastrutturale ai fini della realizzazione di stazioni di ricarica elettrica fast e ultra-fast uniformemente distribuite su tutto il territorio nazionale. In sostegno all'attuazione della misura "Infrastruttura di ricarica elettrica" del PNRR, i decreti Ministeriali n. 10 e 11, in attuazione del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, prevedono le modalità per la messa in esercizio di almeno 7.500 stazioni di ricarica ultra-fast (> 50 kW) su strade extraurbane (autostrade escluse) e almeno 13.755 stazioni di ricarica fast (22 kW – 50 kW) nei centri urbani, al 2025.

In aggiunta agli scenari citati sopra, l'ARERA ha introdotto delle nuove linee guida per la mobilità elettrica attraverso il Documento per la Consultazione 449/2022. Le linee guida sono basate sui nuovi scenari previsionali per l'elettrificazione al 2030 che recepiscono gli obiettivi di documenti programmatici nazionali e comunitari (PNIEC, *Fit for 55*, PNRR). Gli scenari dedicati alla penetrazione della mobilità elettrica presentati all'Autorità sono in linea con quanto previsto dal PNIEC: 4 milioni di veicoli elettrici BEV e 2 milioni di veicoli PHEV. Inoltre, il presente documento stima che per far fronte alla penetrazione di EV prevista dal PNIEC, entro il 2030 sarà necessaria una potenza totale erogabile dalle stazioni di ricarica accessibili al pubblico di almeno 5,32 GW, a fronte dei circa 400 MW stimati a fine 2021.

Queste previsioni riguardano l'Italia nel suo complesso. A titolo conservativo, pur in un contesto che può prevedere anche un abbandono dell'auto come mezzo principale di trasporto, ci si può attendere una concentrazione di tali veicoli maggiore nelle aree metropolitane di Milano e Brescia per molteplici motivi (alta densità dell'infrastruttura elettrica, ridotti percorsi medi dei veicoli, livelli di reddito superiori alla media nazionale, presenza di pendolari...).

Le aree di Milano e Brescia, oggetto dello studio di dettaglio, si contraddistinguono per alcuni fattori caratteristici che portano a prevedere una maggiore penetrazione della mobilità elettrica rispetto alla diffusione media nazionale. Le amministrazioni locali stanno innanzitutto sostenendo l'uso di una mobilità a basso impatto ambientale con l'introduzione di zone a traffico limitato sempre più restrittive per i veicoli inquinanti (es. area C e B nel caso di Milano) e, in questo contesto, i veicoli elettrici sono favoriti perché localmente producono un inquinamento inferiore rispetto ai veicoli tradizionali. In secondo luogo, anche la Regione Lombardia sta cercando di limitare l'uso di veicoli inquinanti nei grandi centri urbani con dei piani di limitazione aggiuntivi nel caso di superamento dei limiti di inquinanti.

Inoltre, la Lombardia è già attualmente una delle regioni con la più alta densità di colonnine di ricarica e di veicoli elettrici e, date le caratteristiche territoriali, ci si può aspettare che anche in futuro sarà al di sopra della media nazionale.

Al fine di analizzare le proiezioni future dei veicoli a motore, Unareti ha svolto uno studio con le previsioni al 2050 dei veicoli alimentati dalle diverse fonti energetiche, in ambo i territori di Brescia e Milano.

Al 2023 la città di Milano conta un totale di circa 975.000 vetture, di cui il 98% alimentate da benzina o diesel e solo l'1,4% costituita da EV. Questo scenario prevede che per il 2050 i veicoli elettrici costituiranno l'89% del parco veicoli nella città di Milano, mentre il restante 11% sarà costituito da motori a combustione interna, come mostrato dalla Figura 46.

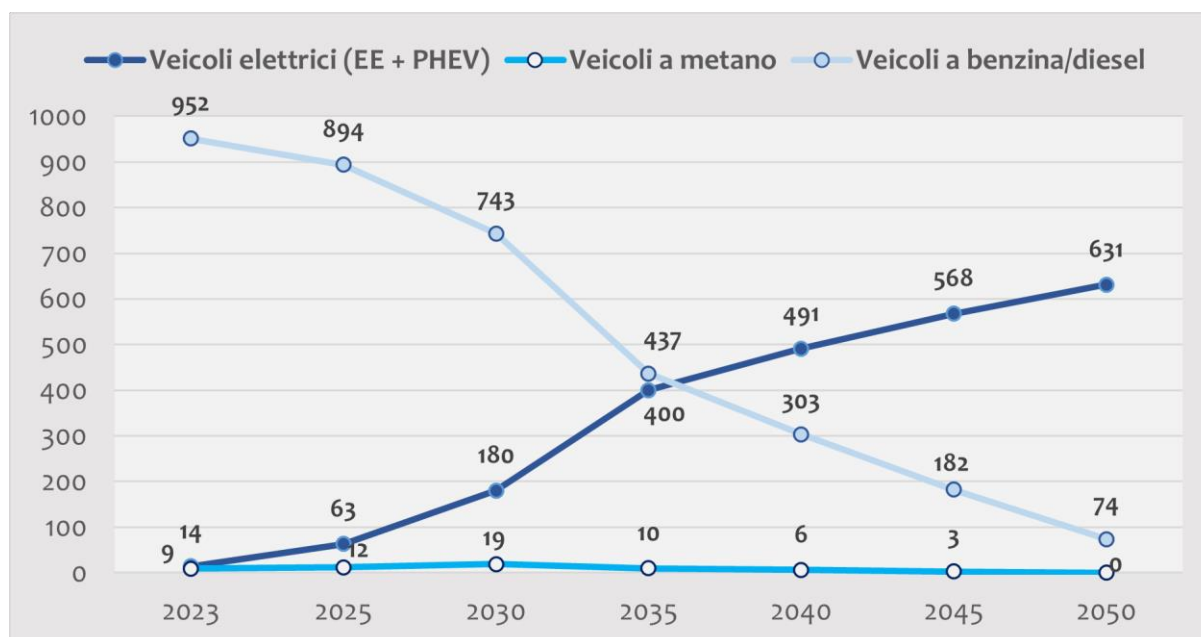


Figura 46 - Andamento Veicoli a motore alimentati da diverse fonti primarie sul parco circolante di Milano

*Dati in migliaia di unità di veicoli

Da questo scenario si nota come vi sia una netta inversione del tipo di veicoli a partire dal 2035, dovuto anche alle politiche comunali del Piano Aria e Clima (PAC) e del piano nazionale PNIEC. Dalle previsioni desumibili dallo scenario “base” del PAC, il parco EV cittadino dovrebbe raggiungere circa il 19% dell’intero parco auto al 2030, a fronte di un dato PNIEC nazionale pari a circa il 16%. Tale previsione è dovuta al fatto che un contesto urbano tipo quello del Comune di Milano è già caratterizzato da alcune dinamiche quali:

- Forte sviluppo del car-sharing;
- Conversione delle flotte di mobilità pubblica e privata (taxi, NCC, etc);
- Conversione delle flotte aziendali con la realizzazione di grandi hub di ricarica;

Anche in questo caso, come per le pompe di calore elettriche, giocheranno un ruolo fondamentale le politiche di incentivazione che potranno essere messe in atto al fine di agevolare l’incremento del parco circolante.

Per quanto riguarda la diffusione dei punti di ricarica nell’area Milanese, a fronte di una stima di 180.000 EV al 2030, si prevede una forte crescita di richieste per stazione di ricarica. Queste ultime sono classificate in 4 tipologie, sulla base della potenza d’immissione delle colonnine e quindi sulla base dei tempi di ricarica¹⁶:

- Ricarica lenta: $P \leq 7,4 \text{ kW}$
- Ricarica accelerata: $7,4 \text{ kW} < P \leq 22 \text{ kW}$
- Ricarica veloce: $22 \text{ kW} < P \leq 50 \text{ kW}$
- Ricarica ultraveloce: $50 \text{ kW} < P$

Allo stato attuale, Unareti ha monitorato, a partire dal 2012, il valore cumulato di stazione di ricarica pubbliche equivalente a 1.017, per un totale di circa 35 MW di potenza dedicata alle colonnine di

¹⁶ <https://www.motus-e.org/wp-content/uploads/2021/04/Osservazioni-PNIRE-e-PUN-MOTUS-E.pdf>

ricarica elettrica nel comune di Milano risalente al 31/12/2024. La Figura 47 riassume il totale delle infrastrutture pubbliche di ricarica rilevate da Unareti al 31/12/2024 suddividendo per potenza di ricarica. La quota maggioritaria pari al 47% (482 stazioni di ricarica) è costituita dalle stazioni di ricarica di piccola taglia, con potenza fino a 22 kW. Il consumo annuo si attesta nell'intorno dei 12GWh.

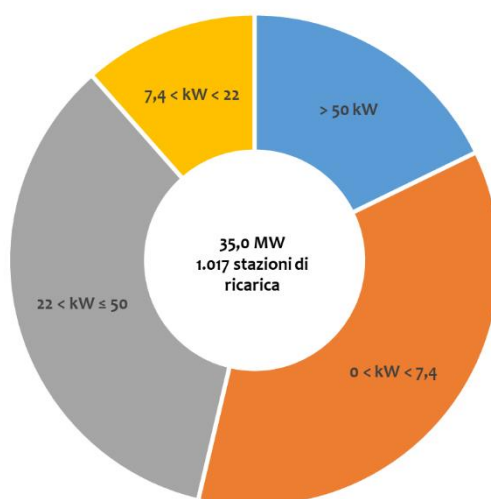
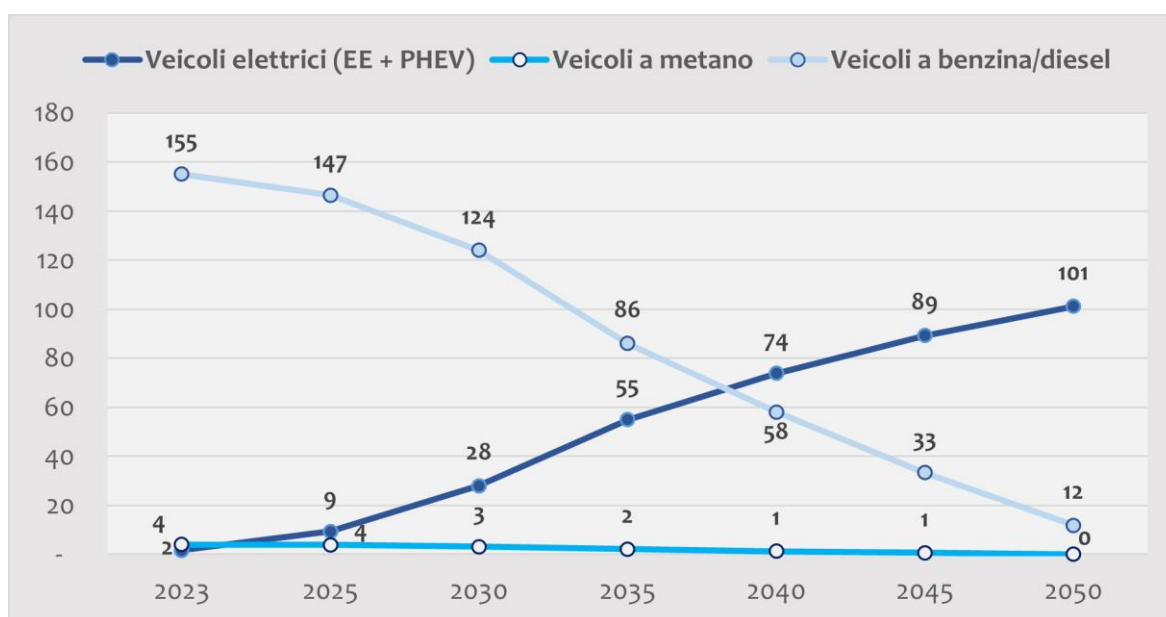


Figura 47 - Totale cumulato a oggi di stazioni di ricarica pubblica a Milano, suddivise per potenza di ricarica



*Dati in migliaia di unità di veicoli

Figura 48 - Andamento Veicoli a motore alimentati da diverse fonti primarie sul parco circolante di Brescia

Per quanto riguarda la città di Brescia, si osserva un trend analogo a quanto analizzato per Milano. Nel 2023 il parco di veicoli elettrici costituiva solo l'1% a fronte del 96% rappresentato da veicoli a diesel o benzina. Viceversa, nel 2050 è previsto un totale di oltre 100.000 EV, suddivisi tra automobili, veicoli commerciali e moto, costituenti il 90% del parco veicoli totali, come mostrato in Figura 49.

Analogamente a Milano, allo stato attuale il totale di stazioni di ricarica pubbliche al 31/12/2024 per quanto riguarda il comune di Brescia è mostrato in Figura 49, includendo anche il totale cumulato della potenza installata e suddiviso per tipo di ricarica. Il consumo annuo si attesta nell'intorno dei 2,6GWh.

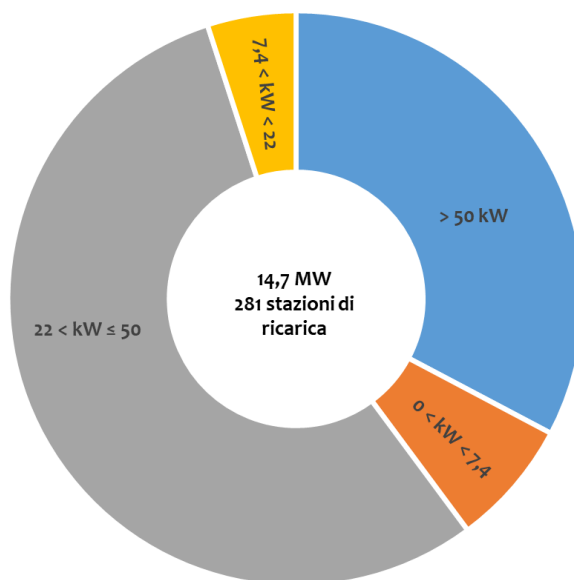


Figura 49 - Totale cumulato a oggi di stazioni di ricarica pubblica a Brescia, suddivise per potenza di ricarica

7. Metodologia di scelta e rappresentazione degli interventi

Il processo di pianificazione per il mantenimento, il rinnovo e lo sviluppo della rete elettrica è principalmente orientato:

- al mantenimento ed al miglioramento delle condizioni di adeguatezza delle reti e degli impianti per far fronte alla domanda di energia e potenza da parte dell'utenza;
- al miglioramento delle condizioni di sicurezza e di esercizio della rete di distribuzione;
- all'incremento dell'affidabilità del servizio con miglioramento dei parametri di continuità stabiliti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA);
- all'aumento della resilienza delle reti;
- alla diminuzione delle perdite di rete ed alla qualità della tensione;

Nei successivi paragrafi vengono descritti:

1. Il **Processo di Pianificazione** adottato da Unareti, come già incluso nei precedenti Piani di Sviluppo;
2. I **Driver** come discussi dai Distributori nell'arco del 2024, in base all'Art. 61 del TIQD ARERA e presentati all'Autorità il 30 settembre 2024, con successiva conferma tramite Delibera 521/2024/R/eel, insieme ai driver come presentati nei precedenti Piani di Sviluppo Unareti, § 7.1;
3. I **Dati e le informazioni necessari alla base del processo di pianificazione** al § 7.2. In generale, le informazioni disponibili vengono utilizzate come input alle metodologie (descritte nel paragrafo **Metodologie adottate per l'elaborazione dei dati alla base del processo di pianificazione**) che elaborano questi dati producendo gli output necessari per identificare l'intervento specifico e per quantificare, sia in termini economici che fisici (kW, kWh, utenti etc), l'impatto sulla rete di distribuzione;
4. Le **Metodologie adottate per l'elaborazione dei dati alla base del processo di pianificazione** al § 7.3;
5. Una volta ottenuti gli output dalle varie metodologie essi vengono valutati nel contesto complessivo del Piano di Sviluppo, attraverso dei **Criteri di pianificazione** (§ 7.4) che mirano a prioritizzare l'intervento, definendo quindi un anno di pianificazione, e a integrarlo con tutte le altre attività del Distributore.

Processo di Pianificazione

Di seguito si descrive il flusso di lavoro seguito da Unareti che dall'individuazione della necessità di un determinato intervento porta alla sua realizzazione.

1) Identificazione dello stato attuale ed evoluzione della rete:

- a) Raccolta parametri fisici ed economici della rete attuale
- b) Analisi dei modi di guasto per diverse tipologie di asset
- c) Valutazione delle modifiche/integrazioni regolatorie e/o normative
- d) Analisi e definizione degli scenari previsionali
- e) Valutazione richieste di connessione utenza

2) Identificazione delle criticità ed ipotesi di intervento:

- a) Identificazione delle principali esigenze di rinnovo e/o potenziamento
- b) Simulazioni di funzionamento

- c) Definizione elenco delle esigenze

3) Analisi di fattibilità:

- a) Verifica tecnica ed economica
- b) Analisi Costi Benefici (ACB)
- c) Prioritizzazione in base ai risultati dell'ACB

4) Programmazione:

- a) Suddivisione temporale degli interventi sull'arco temporale del piano
- b) Valutazione preliminare delle autorizzazioni necessarie
- c) Coinvolgimento dei principali stakeholder

Nella figura seguente è rappresentato il flusso di processo schematizzato:

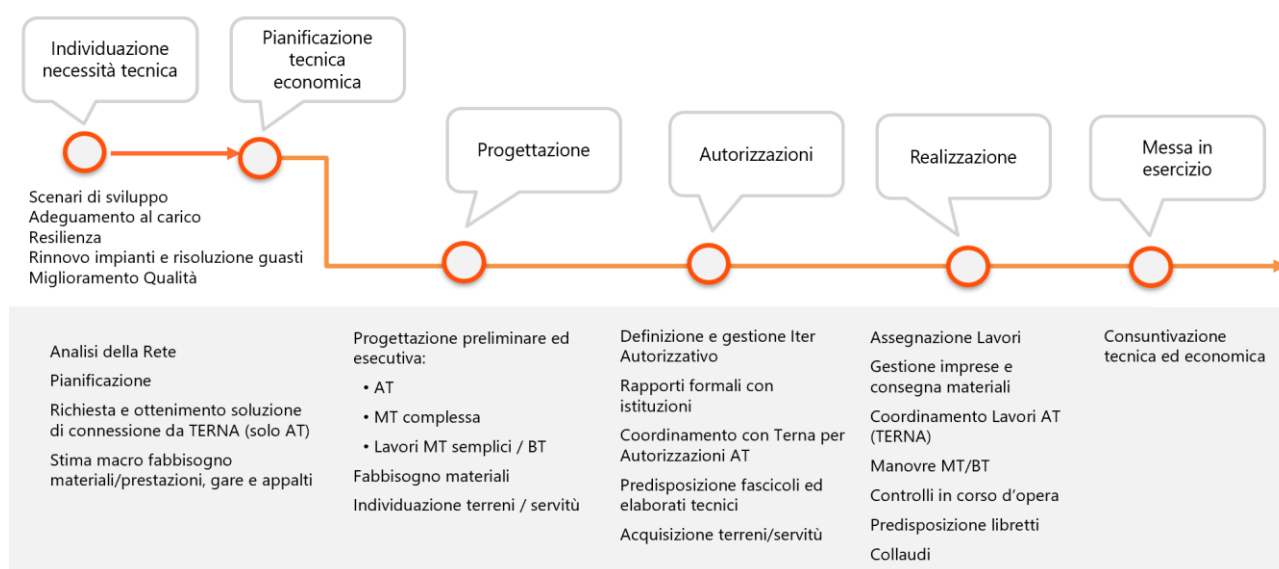


Figura 50 - Flusso di processo descrittivo della realizzazione degli investimenti

7.1 Driver

Nel presente paragrafo sono riportati i driver sulla base dei quali vengono identificati quali interventi sono da includere nel Piano di Sviluppo. Come citato all'inizio del presente capitolo, l'Autorità ha deliberato con il documento 521/2024/R/eel – Allegato 1, §1.7.1 una lista condivisa di driver. Tale documento è il frutto dei tavoli di confronto citati al § 2.4.3. Per questa prima edizione del Piano di Sviluppo armonizzato, viene riportata di seguito una tabella di confronto tra i Driver come da Delibera citata e i Driver come riportati nei precedenti Piani Unareti.

#	Del. 521/2024/R/eel - Allegato 1, §1.7.1	Corrispondenza con i principi che guidano alla scelta degli investimenti Unareti
1	Transizione energetica , declinato in hosting capacity e loadability: identifica gli interventi finalizzati ad accogliere nuova produzione rinnovabile e a soddisfare i fabbisogni derivanti dall'elettrificazione dei consumi	Sviluppo: sono interventi che puntano a preparare la rete per gli scenari futuri in cui si troverà a lavorare sia per quanto concerne il tema della domanda che della generazione, oltre a quello delle possibili modifiche regolatorie e/o di mercato. Generalmente hanno un orizzonte temporale pluriennale Adeguamento al carico: per gli interventi che ricadono in questa categoria, una volta verificata tecnicamente la necessità, l'analisi economica si basa sulla scelta della soluzione tecnica di minor costo tra quelle proposte, che permettono di garantire la continuità del servizio
2	Resilienza: identifica gli interventi destinati a incrementare la capacità della rete e dei suoi componenti di fronteggiare eventi meteorologici estremi e condizioni straordinarie	Resilienza: ricadono in questa categoria gli interventi studiati per rendere la rete più robusta alle sollecitazioni esterne, generalmente legate ad eventi climatici estremi (ondate di calore, allagamenti, etc)
3	Controllo tensione / Gestione energia reattiva: identifica gli interventi destinati a migliorare la qualità del servizio reso in termini di continuità e regolarità dei valori di tensione nonché alla corretta gestione dei flussi di energia reattiva	Qualità e continuità del servizio: sono interventi che si pongono come principale obiettivo quello di migliorare i livelli di qualità e continuità per raggiungere i livelli stabiliti da ARERA
4	Qualità tecnica (continuità del servizio, ammodernamento asset): identifica gli interventi volti a garantire il corretto esercizio della rete e ad assicurare regolarità alla fornitura di energia, inclusi interventi in sicurezza della rete	
5	Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazione e innovazione tecnologica: identifica gli investimenti a supporto di servizi nuovi (compresi flessibilità e servizi ancillari e monitoraggio rete in tempo reale per individuazione guasti con possibile funzionalità predittiva) garantiti tramite la digitalizzazione degli elementi di rete e l'applicazione di tecnologie avanzate per la diagnostica;	Razionalizzazione: sono interventi che mirano ad uniformare il più possibile le caratteristiche tecniche delle reti in modo da garantirne un esercizio, una manutenzione ed uno sviluppo più uniforme ed integrato
6	Adeguamento impianti, impatto ambientale e sicurezza: per "sicurezza" si intende quella relativa a impianti e persone (per es. rifacimenti arredi e spazi di cabine, interventi in zone sismiche etc.) e non anche interventi per la sicurezza della rete (inclusi nel driver qualità tecnica); per "impatto ambientale" si intende a titolo di esempio la sostituzione di trasformatori che utilizzano olii non più utilizzabili	Rinnovo: ricadono in questa categoria gli interventi che hanno l'obiettivo di sostituire asset/apparecchiature che sono arrivati a fine vita o che non garantiscono più adeguati livelli di performance
7	-	Obbligatori – determinati da esigenze normative, regolatorie o di sicurezza: la soluzione da adottare viene determinata in base all'esito dell'ACB tra le diverse che vengono valutate

7.2 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione

I dati e le informazioni alla base del processo di pianificazione sono principalmente:

- **Lo stato della rete e degli impianti**

Devono essere considerati le condizioni degli asset tenendo conto della vetustà, dei vincoli di esercizio e di manutenzione, dei modi di guasto (analisi FMEA) e dell'evoluzione degli standard tecnologici che possono rendere determinati componenti della rete obsoleti o inadatti al proseguimento dell'esercizio.

- **L'evoluzione e la distribuzione dei consumi**

Vengono analizzati i carichi transitanti sulle reti con particolare attenzione alle condizioni relative alle punte di massimo carico sia in termini di energia transitante che di punta di potenza. Vengono inoltre analizzate le richieste di connessione avanzate da nuovi utenti e/o le richieste di aumento da parte di utenti già connessi alla rete.

- **L'evoluzione della produzione di energia elettrica**

Vengono analizzate le immissioni in rete da parte delle unità di generazione distribuita per verificare che non sussistano condizioni di limitazione alla hosting capacity.

Le informazioni sopra elencate comprendono anche:

1) Elementi e parametri ricavabili dall'attuale situazione di rete, quali:

- I dati forniti dai sistemi di monitoraggio installati nelle Cabine Primarie (CP) di Trasformazione da Alta Tensione (AT) a Media Tensione (MT);
- I dati forniti dai sistemi di monitoraggio installati nelle Cabine Secondarie (CS) di Trasformazione da Media Tensione a Bassa Tensione (BT);
- I dati forniti dai sistemi di misura (contatori) che dispongono della telelettura con profilo quartorario come, ad esempio, quelli installati ai secondari dei trasformatori AT/MT in Cabina Primaria, quelli installati presso gli utenti MT, quelli installati presso gli utenti BT con potenza impegnata $\geq 55\text{kW}$ ed infine quelli installati presso gli utenti BT domestici e non domestici (anche se per questi non si dispone per tutti della curva quartoraria);
- I dati relativi al registro delle interruzioni in modo da individuare le porzioni di rete caratterizzate da livelli non ottimali della qualità del servizio;
- I dati relativi alle attività di pronto intervento e/o manutenzione degli impianti e delle reti;
- Consumi energetici e massima potenza assorbita mensile relativi alle utenze BT domestiche e non domestiche con potenza impegnata $< 55\text{ kW}$ per i quali non è disponibile il profilo quartorario di consumo;

2) Previsioni sull'evoluzione futura del sistema elettrico, quali:

- I dati sull'evoluzione della domanda di energia elettrica sia per quanto riguarda possibili scenari legati alla transizione energetica sia per richieste di connessione da parte di utenti energivori con orizzonti realizzativi pluriennali come, ad esempio, Piani di Riqualificazione Urbana (PRU), realizzazione o ampliamenti di siti produttivi, etc;
- Le richieste di connessione da parte di utenti e/o altri DSO;
- Le richieste di connessione da parte di impianti di generazione distribuita;
- Possibili evoluzioni regolatorie che amplino il perimetro di competenza dei DSO o che richiedano una maggiore cooperazione con il TSO in ottica di efficientamento di sistema.

Le informazioni relative al punto 1) permettono di valutare l'urgenza di realizzazione degli interventi programmati, mentre i dati di cui al punto 2) sono indispensabili per delineare gli scenari previsionali in riferimento ai quali sono analizzate e tenute in considerazione le problematiche future.

7.3 Metodologie adottate per l'elaborazione dei dati alla base del processo di pianificazione

Come menzionato nell'introduzione a questo capitolo, di seguito vengono descritte le modalità con cui sono elaborati i valori e le informazioni disponibili e utili ad analizzare e definire principalmente le necessità di sviluppo, ma anche i rinnovi e i mantenimenti degli asset gestiti da Unareti. Gli output delle varie analisi sono poi recepiti, analizzati e contestualizzati per essere poi inseriti nei Piani di Sviluppo.

7.3.1 Descrizione metodologia stime curve di carico Cabine Secondarie

Uno degli asset maggiormente oggetto di analisi durante la pianificazione della rete elettrica sono appunto le cabine secondarie che, puntualmente, vanno ad influire sulla fattibilità di connessione di nuove utenze sulla rete di distribuzione elettrica. Tuttavia, misure precise dell'energia in transito sono presenti solo per i trasformatori di cabina primaria e per le utenze finali; nasce così la necessità di strutturare un processo atto a stimare il carico delle cabine secondarie e dei rispettivi asset, in modo da pianificare interventi con l'ottica di ridurre sovraccarichi o effetti a collo di bottiglia, ostativi alla connessione di nuove utenze.

La ricostruzione delle curve di carico in cabina secondaria segue un processo definito "Bottom-up" che prende in considerazione il carico di tutte le singole utenze presenti sulla rete di distribuzione.

I contributi delle utenze vengono così stimati:

- **Utenze domestiche:** stima della curva di carico tramite una curva tipica in p.u. della potenza media del singolo utente, differenziata per provincia di appartenenza;
- **Utenze non domestiche < 55kW:** stima della curva di carico tramite una curva tipica in p.u. della potenza media del singolo utente, differenziata per provincia di appartenenza e per categoria merceologica ATECO;
- **Utenze non domestiche BT > 55kW:** curva di carico reale per ogni singola utenza;
- **Utenze in media tensione:** curva di carico reale per ogni singola utenza.

Le curve delle utenze, sommate fra di loro in base alla cabina secondaria di appartenenza, vanno a ricreare la curva di carico della singola cabina secondaria nell'anno in esame. Considerando poi i coefficienti di crescita definiti negli scenari (anche questi su curve quart'orarie di variazione percentuale) vengono stimate, a parità di assetto, le curve degli anni futuri.

Una volta ottenuti tutti i profili di carico AS-IS e TO-BE, vengono ricavati i parametri dei singoli asset in modo da valutare le criticità accorse nell'anno precedente, ma anche quelle future. Tali parametri possono essere i valori di picco e di 99-esimo percentile della potenza sui trasformatori, o sui feeder in modo da valutare lo stato di carico e la possibilità di garantire la condizione di N-1 tramite contro alimentazione in caso di guasto.

Le curve di cabina secondaria possono poi essere raggruppate, tramite la catena elettrica, con l'obiettivo di ricostruire le curve dei feeder di media tensione sia nello stato AS-IS, sia nello stato TO-BE andando, ad esempio, a stimare il carico di un feeder sotteso ad una nuova cabina primaria ad oggi non in servizio, per capire se lo studio rete ha effetto sulla risoluzione delle criticità che lo hanno avviato.

Le curve così costruite vengono poi applicate alle analisi per valutare possibili sovraccarichi (presenti e di scenario) sugli asset della rete di distribuzione. In sede di analisi dei dati vengono definite due soglie indice di crescente criticità e applicate alle curve:

- Soglia di contro-alimentabilità: definita come soglia al di sopra della quale non è garantita la contro-alimentabilità del carico in caso di guasto dell'asset analizzato.
- Soglia di sovraccarico: rappresenta una % vicina alla portata nominale dell'asset, al di sopra della quale si genererebbe un'interruzione con conseguente perdita di tutto il carico alimentato dall'asset analizzato.

Le soglie sopra descritte vengono utilizzate per valorizzare l'energia eccedente le soglie in modo da assegnare una criticità a ciascun asset e prioritizzare di conseguenza gli interventi.

7.3.2 Descrizione metodologia analisi stato di salute Cabine Secondarie

Unareti effettua in modo continuativo un censimento delle esigenze di rinnovo delle Cabine Secondarie, di seguito CS.

Le informazioni arrivano da diverse fonti, ad esempio dai reparti operativi, in seguito a ispezioni o uscite per effettuare manovre o ripristino guasti, o dai reparti tecnici che possono richiedere il rinnovo di CS per adeguamenti tecnici, ad esempio per inserire il telecontrollo di CS o per effettuare il cambio tensione di un feeder.

Le informazioni vengono registrate all'interno di un database condiviso con i reparti coinvolti nelle segnalazioni e nelle attività propedeutiche al rinnovo.

La prioritizzazione degli interventi di rinnovo CS viene effettuata considerando diversi aspetti:

- **Condizioni edili dei locali** nelle quali le CS sono ubicate, nella maggioranza dei casi di proprietà dei privati;
- **Condizioni ambientali** che si vengono a creare soprattutto nelle CS interrato che possono portare le apparecchiature a funzionare al limite delle loro prestazioni nominali, Problemi tipici sono legati alle alte temperature che richiedono l'installazione della ventilazione forzata o alle infiltrazioni d'acqua che richiedono interventi di tipo edile;
- **Tipologia delle apparecchiature installate** che devono subire un progressivo aggiornamento al termine della loro vita utile;
- L'eventuale impatto su altri progetti (es: cambio tensione di un feeder, necessità di telecontrollo).

A supporto della strategia decisionale sugli interventi da effettuarsi, è stata creata una health index matrix. Tali matrici aiutano i reparti operativi nella prioritizzazione degli interventi di ripristino per le cabine secondarie in base a due parametri: **strategicità** e **criticità**.

Strategicità	X	Criticità
--------------	---	-----------

Calcolato sulla base di: • Numero di utenti sottesi alla CS/linea • Potenza distribuita dalla CS/linea	Definita in modo condiviso con i rispettivi reparti, sulla base di: • Tipologia anomalia e asset a cui è associata • Impatto nel caso in cui l'asset con anomalia si guastasse
---	---

La matrice risultante dà quindi indicazioni per ogni anomalia riguardo all'urgenza di intervento, di seguito un esempio di matrice criticità/strategicità.

STATO DI SALUTE		STRATEGICITÀ ASSET		
		BASSA	MEDIA	ALTA
CRITICITÀ STATO FISICO DELL'ASSET	BASSA			Manutenzione su
	MEDIA	Manutenzione periodica		condizione e straordinaria
	ALTA			

7.3.3 Descrizione metodologia analisi stato di salute rete MT

Nel corso degli ultimi anni, la diagnostica off-line ha subito diversi cambiamenti e miglioramenti grazie all'esperienza fatta direttamente sulla rete ed alle collaborazioni con istituti di ricerca e università. La diagnostica off-line parte da una mirata selezione delle tratte da diagnosticare: questo compito è gestito da un algoritmo sviluppato ad-hoc, denominato Diamond, che è evoluto da una logica "expert-driven" (basata sull'esperienza) ad una logica "data-driven" (basata sui dati). Diamond è un avanzato strumento di manutenzione predittiva sviluppato per migliorare l'affidabilità e l'efficienza della rete elettrica di Milano. Utilizza tecniche avanzate di machine learning per analizzare grandi volumi di dati eterogenei, tra cui dati anagrafici e topologici della rete, e dati sui guasti e sulle interruzioni. Il modello di probabilità di guasto dei rami della rete è basato su un modello AFT esponenziale, il cui output viene utilizzato insieme al numero di utenti potenzialmente impattati dal guasto per individuare i rami da ispezionare tramite un algoritmo di ottimizzazione del portfolio chiamato RPM. Questo algoritmo restituisce un indice detto "core index" che varia tra 0 e 1, dove 1 rappresenta un ramo da ispezionare in ciascun scenario e portfolio simulato. Inoltre, per il calcolo del tempo di ritorno del doppio guasto su un filotto, viene utilizzato un modello di Markov multi-stato a tempo continuo, che stima il tempo del primo ingresso nello stato assorbente (il doppio guasto) utilizzando la probabilità di guasto del singolo ramo e il tempo di ripristino di un guasto. Diamond include anche un'interfaccia web user-friendly per facilitare l'accesso e l'utilizzo dell'applicazione da parte degli utenti.

In collaborazione con il Group Data Office (gruppo A2A), che si occupa di sviluppo algoritmi, è stato ottimizzato l'algoritmo tenendo conto di una ricostruzione della rete elettrica e migliorando la qualità degli input per un migliore risultato finale. L'attività è in costante aggiornamento, grazie alla reiterazione dell'algoritmo con i dati che arrivano dal campo.

Il miglioramento delle potenzialità dell'algoritmo e l'analisi approfondita delle misure hanno permesso di identificare in maniera più precisa le possibili tratte con punti prossimi al guasto, passando dal 19% con la prima versione dell'algoritmo al 38% di fine 2023 con l'ultima versione, come evidente dalla Figura 51. A partire dall'ultimo quadrimestre del 2023 e per tutto il 2024 sono state priorizzate le

diagnostiche mirate ad incrementare la resilienza della rete: **sono state intensificate le attività su interconnessioni e su tratte radiali >2km.**

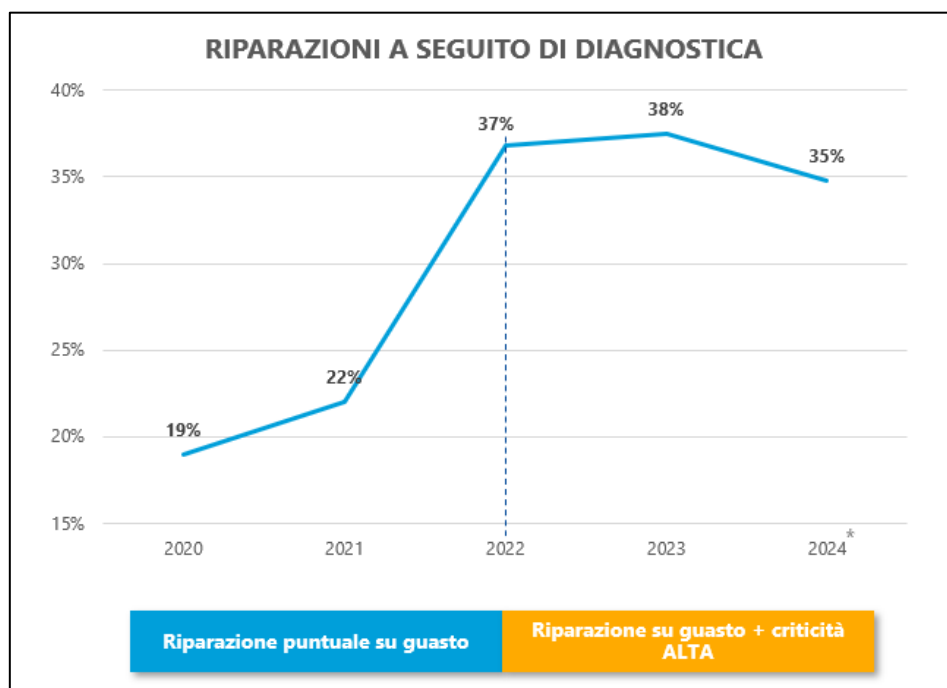


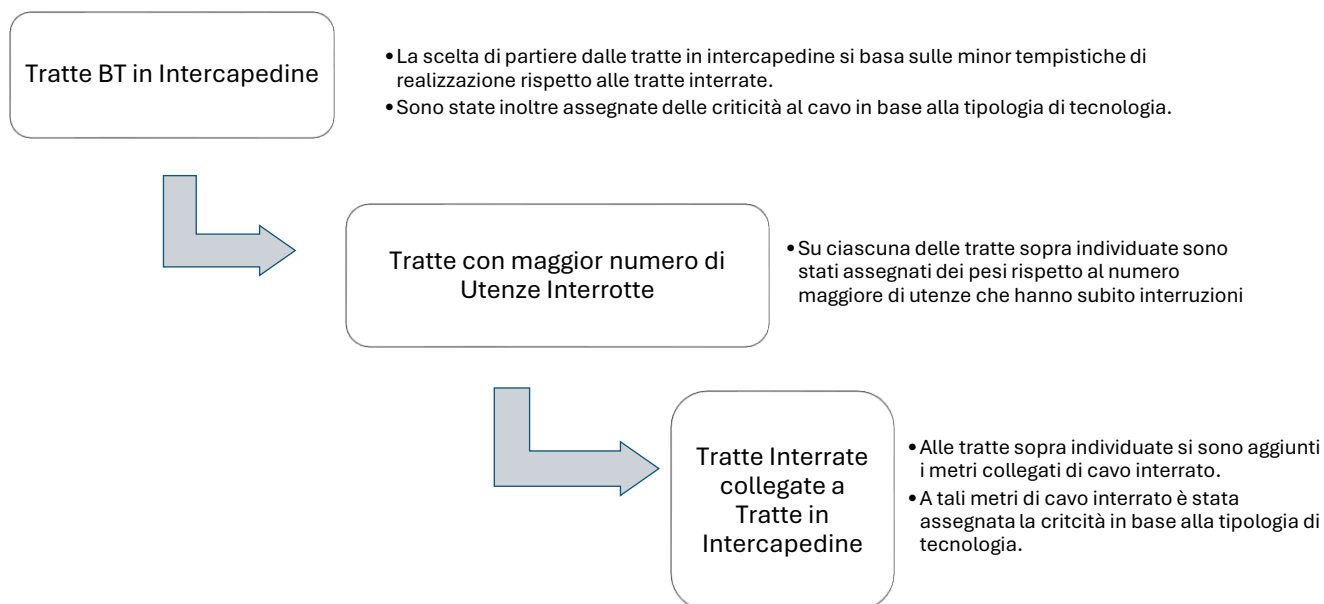
Figura 51 - Andamento riparazioni eseguite a seguito di diagnostica

7.3.4 Descrizione metodologia analisi stato di salute rete BT

A livello di asset BT, e in particolare della rete, l'approccio standard è quello di considerare a Piano di Sviluppo i seguenti interventi:

1. Richieste per nuovi allacciamenti utenti e previsione di aree soggette ad aumenti di potenza diffusi;
2. Richieste dai reparti operativi per interventi di rinnovo dovuti ad evidenze riscontrate sul campo;
3. Concomitanze con lavori sulla rete elettrica MT;
4. Eventuali piani di rinnovo valutati necessari per rinnovare massivamente porzioni di rete a seguito di valutazione ad hoc.

Per quanto concerne il punto 4., a fine 2024 Unareti ha elaborato un Piano di Sostituzione della rete BT per il territorio di Milano, considerando le seguenti variabili:



Tale piano è stato elaborato ad oggi per il solo Comune di Milano, con l'intenzione di valutarlo anche per le altre aree elettriche gestite da Unareti. Il motivo della sola applicazione su Milano è dovuto prevalentemente a due aspetti:

- 1) le tratte in intercapedine sono presenti prevalentemente in quest'area e ciò permette di poter pianificare, progettare e realizzare in tempi minori rispetto ad aree dove la rete BT è interrata;
- 2) agire per intercettare il maggior numero di utenze critiche (e.g. soggette ad interruzioni).

Tali aspetti sono stati considerati congiuntamente e non separatamente.

7.3.5 Descrizione metodologia analisi stato di salute Cabine Primarie

Le CP sono impianti strategici per la trasformazione e distribuzione dell'energia elettrica. Essi comprendono un importante numero di asset che spesso interagiscono tra di loro per garantire le funzionalità proprie del singolo stallo nonché del sistema nel suo complesso. Dopo un periodo di rallentamento delle attività manutentive periodiche registrato negli anni passati, Unareti ha potenziato dal 2019 le politiche di manutenzione ordinaria e straordinaria e contemporaneamente ha avviato un ringiovanimento del parco asset installato.

Al fine di prioritizzare gli interventi di manutenzione straordinaria e definire le politiche di manutenzione ordinaria sono stati considerati i seguenti criteri:

1. le **indicazioni di normativa o dei costruttori** degli asset che rappresentano la baseline del piano manutentivo;
2. l'**analisi puntuale sullo stato di salute** delle cabine primarie;
3. gli esiti dell'**analisi dell'albero guasti** e degli **eventi rilevanti**.

Inoltre, con l'obiettivo di mettere in evidenza i potenziali **rischi di natura tecnica/economica** è stata definita la matrice riportata nel seguito, utilizzata per indirizzare le politiche manutentive.

STATO DI SALUTE		STRATEGICITÀ ASSET		
		BASSA	MEDIA	ALTA
CRITICITÀ STATO FISICO DELL'ASSET	BASSA			Manutenzione su
	MEDIA	Manutenzione periodica		condizione e straordinaria
	ALTA			

Figura 52 - Matrice di rischio utilizzata per la definizione della manutenzione degli asset

Dove:

- La **strategicità** misura il potenziale **impatto dell'asset sugli indici** di continuità del servizio a seguito di un eventuale guasto;
- La **criticità** misura lo **stato fisico generale dell'asset** (età, stato manutentivo, aggiornato al 2024).

Per le CP è stato definito un indicatore di sintesi sullo stato di salute, HI, (o “Health Index”) utilizzando i dati consolidati del 2023. In dettaglio, per la i-esima CP (CP^i), la **criticità dello stato fisico dell'asset** è definita come:

$$k_{criticità}^i = k_1^i + k_2^i + k_3^i$$

con:

- k_1^i coefficiente proporzionale alla vetustà dello stallo MT, dei trasformatori e dello stallo AT;
- k_2^i è un coefficiente adimensionale direttamente proporzionale alla vetustà dell'ultimo intervento di manutenzione effettuato;
- k_3^i è un coefficiente adimensionale direttamente proporzionale alla vetustà del sistema di protezione comando e controllo.

La **strategicità dell'asset** è definita come:

$$k_{strategicità}^i = \frac{\text{utenti } CP^i}{\text{Tot. Utenti CP}} \div \frac{\text{km rete MT sottesi alle } CP^i}{\text{Tot. km rete MT}} + \frac{\text{Interruzioni Brevi } CP^i + \text{Interruzioni Lunghe } CP^i}{\text{Totale Interruzioni}}$$

dove le interruzioni brevi e lunghe considerate sono quelle con origine sulle reti MT; gli utenti sono quelli alimentati secondo l'assetto standard di rete.

L'HI della CP^i è quindi dato da

$$HI^i = k_{criticità}^i \cdot k_{strategicità}^i$$

il cui risultato è riportato graficamente in una matrice per gli impianti delle aree di Milano (Tabella 20) e Brescia (Tabella 21).

STATO DI SALUTE		STRATEGICITA CP		
		BASSA	MEDIA	ALTA
CRITICITÀ CP	BASSA	1	1	1
	MEDIA	1	4	3
	ALTA	1	1	

Tabella 20 - Health Index – CP Area Milano

STATO DI SALUTE		STRATEGICITA CP		
		BASSA	MEDIA	ALTA
CRITICITÀ CP	BASSA	1	2	1
	MEDIA	-	7	2
	ALTA	2	2	2

Tabella 21 - Health Index – CP Area Brescia

L'analisi ha evidenziato delle situazioni di criticità legate principalmente alla vetustà degli asset presenti nell'impianto (in particolare trasformatori, sezioni AT, sezioni MT sistema di protezione e controllo). Pertanto, sono stati analizzati singolarmente ognuno degli impianti e sono state intraprese le seguenti strategie manutentive:

- **Area di intervento rossa e arancione:** in corso studi per prioritizzare gli interventi di rinnovo/manutenzione straordinaria sugli elementi di impianto più vetusti e/o del sistema di protezione e controllo d'impianto.
- **Area di intervento verde:** situazione monitorata secondo ispezioni e attività di manutenzione periodica.

Gli impianti situati nelle zone rosse e arancioni della matrice sono oggetto di un rigoroso programma di manutenzione, ottimizzato e adattato alle specifiche esigenze di ciascun caso, per garantire elevati

livelli di efficienza operativa, continuità del servizio e qualità delle prestazioni nel contesto del piano di sviluppo strategico di Unareti.

7.4 Criteri di pianificazione

Sulla base degli output elaborati secondo le metodologie descritte nei paragrafi precedenti, la presente sezione descrive i criteri di pianificazione adottati da Unareti per identificare e prioritizzare gli interventi di sviluppo da includere nel Piano.

Di seguito sono elencati i diversi criteri:

- **Saturazione asset:** vengono confrontate le curve di assorbimento in assetto standard dell'asset (quale trasformatore AT/MT, feeder MT sottesi agli stalli MT di Cabina Primaria, trasformatore MT/MT e trasformatore MT/BT), con una soglia di utilizzo determinata dalla tipologia di asset e dalla sua magliatura. **La soglia ad oggi considerata è pari al 60% della taglia nominale**, in assetto standard di funzionamento. Tale soglia è utilizzata come limite oltre il quale è necessario valutare un possibile intervento risolutivo da includere nel Piano di Sviluppo.
- **Criticità asset:** viene associata una criticità a ciascun asset, necessaria prima per identificare e poi per prioritizzare gli interventi da inserire nel Piano di Sviluppo. Tale criticità si basa principalmente:
 - Numero di utenti impattati;
 - Energia non servita e sulla guastosità storica dell'asset causata attualmente da fattori come ondate di calore e allegamenti (quest'ultimo in particolare nelle cabine secondarie);
 - Impatto ambientale dell'asset (e.g. priorità ai trasformatori AT/MT contenenti PCB);
 - Asset caratterizzati da componentistica vetusta e non più facilmente reperibile sul mercato (e.g. equilibratori di neutro per la rete BT).
- **Criticità operative:** per associare una priorità rispetto ad un intervento piuttosto che un altro, vengono anche considerate:
 - Disponibilità d'impresa;
 - Iter autorizzativi (e.g. prioritizzazione alle tratte BT con percentuale maggiore nella tratta in intercapedine);
 - Sicurezza operatore.
- **Piani di manutenzione ordinaria e straordinaria:** nel Piano di Sviluppo vengono inserite anche le necessità segnalate dai reparti che si occupano della manutenzione della rete e che elabora i Piani di Manutenzione Ordinaria e Straordinaria per tutto il sistema elettrico gestito.
- **Gestione economica globale:** si procede ad una differenziazione del tipo di interventi anche alla luce del budget considerando gli aspetti tecnici, economici, tariffari, qualitativi, normativi, in modo da identificare le soluzioni da adottare e le opportunità da cogliere, ottimizzando gli investimenti.

I criteri sopra riportati non vengono considerati come esclusivi tra di essi. Un intervento può essere selezionato sulla base di un solo criterio o della concomitanza di più di uno.

7.5 Metodologie utilizzate per l'analisi costi benefici

La presente sezione riporta la descrizione delle modalità di stima dei costi (opex e capex) e della quantificazione dei benefici degli interventi oggetto del Piano.

7.5.1 Stima dei costi degli interventi

La seguente nota metodologica ha l'obiettivo di descrivere come vengono definite le voci di costo per gli interventi sulla rete di distribuzione elettrica e sui rispettivi componenti che vengono inseriti nel Piano di Sviluppo di Unareti.

L'analisi dell'impatto degli investimenti relativi agli interventi inseriti nel Piano di Sviluppo viene fatta secondo un'ottica di Life Cycle Assessment (LCA) e prevede l'analisi dei costi da sostenere nell'intero ciclo di vita dell'asset in oggetto e non solo quelli previsti inizialmente al momento della realizzazione dell'intervento.

Per meglio spiegare il concetto di (LCA) si prenda come riferimento alla Figura 53, nel quale viene riportato l'andamento dei costi da sostenere in termini di Capex e di Opex nell'intero ciclo di vita dell'asset analizzato.

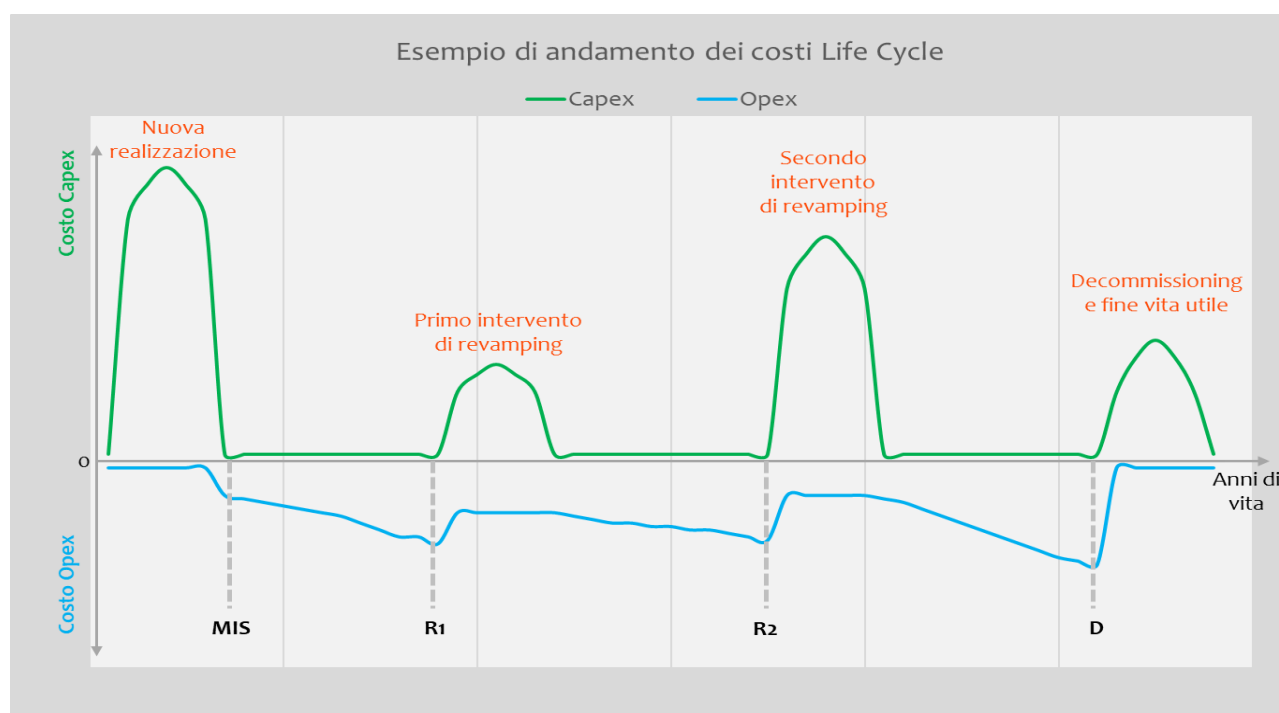


Figura 53 - Andamento dei costi da sostenere in termini di Capex e di Opex per l'intero ciclo di vita di un asset

Nell'anno 0 vengono considerati i costi iniziali in termine di Capex per la nuova realizzazione dell'asset in analisi, costi da sostenersi fino al momento della messa in servizio "MIS" dalla quale si ha l'introduzione dei costi Opex che devono essere sostenuti per le ispezioni e la manutenzione ordinaria degli elementi.

Negli anni seguenti, vista l'usura dei componenti e la fine della vita utile prevista di alcuni di essi (ad esempio in una CP la vita utile dei vari componenti può variare), il costo degli Opex assume una tendenza in crescita fino all'anno "R1" dove viene prevista una prima opera di revamping con l'obiettivo di sostituire i componenti a fine vita o che risultano problematici, andando a diminuire di conseguenza gli Opex da sostenere annualmente.

Con la medesima tendenza precedente, si prosegue poi negli anni fino al momento “R2” dove si procede ad un nuovo revamping più consistente rispetto al precedente, con l’obiettivo di prolungare la vita utile dell’intero asset in analisi e limitare i guasti ed i relativi Opex.

Si considera infine l’anno “D” in cui, per vari motivi quali la vetustà delle apparecchiature in uso, la maggior frequenza di disservizi o la difficoltà nel reperire pezzi di ricambio oramai fuori produzione, si valuta la dismissione dell’intero asset con i relativi costi di decommissioning da sostenere.

Il caso analizzato è un esempio generico rappresentato con il fine di approfondire la metodologia in uso, pur considerando che la distanza temporale fra i vari interventi, la quantità stessa degli interventi di revamping e la fine della vita utile variano sensibilmente di caso in caso. Pertanto, diventa fondamentale la precisione nella stima della durata della vita utile di tutti i singoli componenti e la quantità massima di interventi da affrontare nell’arco di tutto il ciclo di vita dell’asset al fine di garantire un’ottimizzazione degli stessi.

La metodologia di valutazione LCA introdotta in precedenza sarà applicata a tutti gli investimenti pianificati per i prossimi anni. Di seguito vengono definite più nel dettaglio le voci di costo che vanno a comporre il Capex e gli Opex di intervento.

7.5.1.1 Costi di investimento

Appartengono ai Capex tutti i costi di capitale che vengono impiegati nell’acquisto, nell’installazione, nel mantenimento e nella dismissione dell’asset in analisi.

Convenzionalmente sono state individuate tre sottocategorie logiche di investimento adottate per la suddivisione dei costi in base alla tipologia di intervento:

- **Intervento di nuova realizzazione:** comprende tutti gli interventi accomunati dalla caratteristica di essere legati ad una richiesta di connessione e/o aumento di potenza di uno o più utenti.
- **Intervento di sviluppo e potenziamento:** comprende tutti gli interventi che prevedono l’incremento delle potenzialità e la razionalizzazione con l’obiettivo di garantire la massima affidabilità nell’esercizio a fronte delle necessità del sistema di distribuzione. Fra questi possiamo considerare l’ampliamento o potenziamento di impianti di trasformazione AT/MT oppure MT/BT, la sostituzione di cavi con sezione ridotta, la risoluzione di sovraccarichi, l’incremento di magliatura della rete, l’upgrade della rete per una modifica del livello di tensione, la razionalizzazione della rete per ridurre la consistenza e lo sviluppo di sistemi di telecontrollo ed automazione.
- **Intervento di rinnovo e mantenimento in efficienza:** comprende tutti gli interventi che prevedono come principale obiettivo il rinnovo degli asset necessari per il corretto funzionamento della rete elettrica al fine di garantire il mantenimento in efficienza della stessa. Questi possono trattare la sostituzione di porzioni di rete esistente obsolete e vetuste, il rifacimento di impianti esistenti, la revisione dell’assetto della rete e l’attività di diagnostica. La sostituzione del componente in questo caso avviene per vetustà dello stesso o per un eccessivo tasso di guasto, quindi adottando un nuovo componente con le medesime caratteristiche tecniche nominali.

Una seconda suddivisione riguarda la tipologia di asset in questione. Considerando le specifiche caratteristiche dei diversi asset, infatti, è possibile definire alcuni driver di costo correlabili alle componenti dell’asset stesso e i diversi interventi presupposti durante il suo ciclo di vita.

Un esempio può essere fatto mettendo a confronto una cabina primaria con un tratto di rete in media tensione; mentre nel primo caso oltre alla spesa di commissioning iniziale sono previsti interventi durante l'arco di vita dell'asset per il mantenimento ed il revamping di alcuni componenti, per il secondo caso solitamente sono valutati solo i costi di commissioning iniziale e di decommissioning a fine vita utile.

Di seguito, in Tabella 22, sono riportate le varie tipologie di asset e i relativi driver di costo principali da considerarsi nell'investimento:

Tipologia cespitale	Driver di costo
Cabina primaria	N. e potenza Trasformatori AT/MT N. pannelli di media tensione N. e tipologia Protezioni - Lavori edili
Cabina secondaria	N. e potenza Trasformatori MT/BT N. e tipologia protezioni N. stalli BT N. utenze in MT - Lavori edili
Sostituzione o Posa di cavo	- Metri di cavo - Lunghezza scavo - Presenza di sottoservizi concomitanti - Tipologia di cavo e tensione d'esercizio
Giunto MT	Costo sostituzione giunto previsto a bando
Sostituzione o posa contatore	- Costo fornitura e installazione contatore - Tensione e potenza contrattuale dell'utente
Connessione nuovo utente	- Taglia contrattuale - Metri di distanza dalla rete - Posizione del POD
Cassetta sezionamento BT	- Numero di vie - Tipologia di prodotto e installazione

Tabella 22- Principali tipologie cespitali e relativi driver di costo considerati per la definizione del piano dei costi

Ogni driver di costo può essere considerato indipendente rispetto alle tipologie di intervento descritte in precedenza.

Tuttavia, non è possibile definire in modo standard ed univoco i costi da sostenere per ogni tipologia di asset oggetto di intervento dal momento che tali costi variano in funzione alla collocazione territoriale dell'intervento. In generale, possono essere individuati:

- costi indipendenti dalla localizzazione dell'intervento quali, ad esempio, quelli riconducibili all'approvvigionamento dei materiali, che in genere risultano essere ben definiti, al netto di variazioni dovute all'andamento del mercato;
- costi dipendenti dalla localizzazione, dovuti alle caratteristiche della località dove viene eseguito l'intervento. Ad esempio, la realizzazione di interventi in aree cittadine comporta diverse difficoltà nell'eseguire i lavori, dovute, a titolo esemplificativo, alla presenza di molteplici sottoservizi concomitanti da gestire che necessitano di essere isolati durante l'intervento, alla necessità di deviare vettori del trasporto pubblico locale quali tram e filobus e alla possibile chiusura al traffico di arterie centrali della viabilità. Tutto ciò si traduce in un generale aumento dei costi da sostenere per gli interventi nei territori cittadini rispetto a quelli destinati in aree provinciali o rurali.

Il maggiore costo unitario, sommato a tempi di esecuzione più lunghi portano ad una notevole variazione del costo finale da attribuire agli interventi a seconda della zona in cui questi

vengono realizzati. In considerazione di ciò e alla luce della varietà dei territori gestiti da Unareti, risulta, oltre che poco sensato, anche di scarso valore predittivo, definire un set di costi standard di riferimento da applicare in modo esteso a tutti gli interventi di una determinata tipologia.

7.5.1.2 Costi operativi

Appartengono ai costi operativi tutti i costi che vengono impiegati per le attività di manutenzione ordinaria e accidentale degli asset presenti sulla rete, le attività di ispezione e di gestione ordinaria.

La **Manutenzione ordinaria** comprende tutte le attività manutentive con lo scopo di mantenere in efficienza gli asset installati sulla rete di distribuzione. Questa può essere a sua volta suddivisa in due sottocategorie:

- **Manutenzione preventiva:** comprende tutte le operazioni di manutenzione periodica programmata con scadenza prestabilita secondo prescrizioni tecniche e/o normative, la manutenzione su condizione a seguito della rilevazione di criticità sugli impianti e la manutenzione predittiva in funzione della probabilità di guasto.
- **Manutenzione accidentale:** Tutte le opere di manutenzione atte al ripristino delle normali condizioni di funzionamento a seguito di un guasto.

Le **ispezioni** riguardano invece le attività che hanno la finalità di accertare il corretto funzionamento degli asset mediante l'analisi visiva e parametrica, il quale esito può condurre ad un'attività di manutenzione o alla rilevazione delle situazioni critiche che potrebbero portare all'insorgere di anomalie o guasti.

Nella seguente tabella è riportato il valore dei costi operativi per le principali categorie di asset.

Categoria di asset	Costo operativo annuo	Unità di misura
Rete MT e BT	533	€/km
Cabine secondarie	544	€/CS
Cabine primarie	1041	€/MVA
Trasformatore di CP o SS	500	€/trasformatore
Quadro MT	100	€/scomparto

Tabella 23 - Costi operativi

7.5.2 Costi unitari delle categorie elementari di investimento

Nella seguente tabella è riportata una stima dei costi unitari relativi alle categorie elementari di investimento. Al momento della pianificazione e progettazione di un intervento il costo viene costruito sulla base di una formula $C=P*Q+K$, dove:

- **P** rappresenta il costo unitario;
- **Q** rappresenta la quantità di elementi della categoria;
- **K** è una costante che tiene conto delle modalità di installazione, impatti di eventuali normative locali, posizione di rete dell'asset e qualsiasi condizione al contorno che possa discostare il costo dell'intervento dal semplice $P*Q$.

Come è possibile notare all'interno della tabella seguente, i costi unitari sono espressi separatamente per le due zone servite, in quanto ciascuna di esse riporta caratteristiche peculiari che portano a un costo unitario differente.

Categoria di investimento	Area	Costo unitario	Unità di misura	Incidenza categorie
Linea MT con scavo	MI	340	€/m	100%
Linea MT senza scavo	MI	120	€/m	100%
Linea BT con scavo	MI	320	€/m	100%
Linea BT senza scavo	MI	150	€/m	100%
Cabine secondarie	MI	80.000	€/CS	100%
Prese	MI	1000	€/presa	100%
Cabina primaria	MI	20	M€/CP	Fabbricato 20% Sezione AT 35% Trasformatore 25% Sezione MT 19% Telecontrolli <1%

Tabella 24 - Costi Unitari - Area Milano

Categoria di investimento	Area	Costo unitario	Unità di misura	Incidenza categorie
Linea MT con scavo	BS	280	€/m	100%
Linea MT senza scavo	BS	120	€/m	100%
Linea BT con scavo	BS	230	€/m	100%
Linea BT senza scavo	BS	80	€/m	100%
Cabine secondarie	BS	50.000	€/CS	100%
Prese	BS	2800	€/presa	100%
Cabina primaria	BS	7,5	M€/CP	Fabbricato 30% Sezione AT 23% Trasformatore 20% Sezione MT 25% Telecontrolli <2%

Tabella 25 - Costi Unitari - Area Brescia

7.5.3 I benefici degli interventi

La valorizzazione dei benefici avviene con l'approccio "with or without", ovvero il beneficio rappresenta la valorizzazione della criticità risolta tramite l'esecuzione dell'intervento analizzato. Per quanto riguarda la valorizzazione delle variabili utilizzate, qualora il valore non sia previsto in documentazione regolatoria, il processo segue il seguente procedimento:

- se disponibili valori puntuali per il singolo asset analizzato essi vengono sempre preferiti durante le analisi;
- se non sono disponibili valori puntuali vengono utilizzati valori medi per la più piccola porzione di rete paragonabile considerata valida ai fini statistici;

Al fine della valorizzazione di alcuni benefici, in particolare per i benefici sui quali impatta la potenza distribuita o la potenza generata da fonti rinnovabili, sono necessarie stime di scenario. Come già

presentato all'interno del presente Piano di Sviluppo, gli scenari vengono elaborati sulla base delle aree organizzative di Unareti, ovvero area Milano e area Brescia. Gli anni di riferimento per l'elaborazione degli scenari sono tipicamente gli anni 2030, 2040 e 2050, per gli anni intermedi viene effettuata una interpolazione lineare dei parametri quali la potenza di fonti rinnovabili installata, l'energia distribuita e la potenza di picco della rete.

7.5.3.1BP1 - Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni di ondata di calore

Il presente beneficio è calcolato tramite la formula:

$$BP1 = (Pl_{without} * PGM_{without} - Pl_{with} * PGM_{with}) * Dpoc * VOLL$$

dove:

- $Pl_{without}$ [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni di ondata di calore, in assenza dell'intervento; tale potenza viene calcolata a partire dalle curve descritte al § 7.3.1, aggregate opportunamente per raggiungere la granularità richiesta dall'analisi;
- $PGM_{without}$ [p.u.] è la probabilità di accadimento del guasto (multiplo) in condizioni di ondata di calore, in assenza dell'intervento; tale valore è l'output della metodologia di analisi della rete MT descritta al § 7.3.3;
- Pl_{with} [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni di ondata di calore, in presenza dell'intervento; tale potenza viene calcolata a partire dalle curve descritte al § 7.3.1, aggregate opportunamente per raggiungere la granularità richiesta dall'analisi;
- PGM_{with} [p.u.] è la probabilità di accadimento del guasto (multiplo) in condizioni di ondata di calore, in presenza dell'intervento; tale valore è l'output della metodologia di analisi della rete MT descritta al § 7.3.3; come tasso di guasto singolo post-intervento si considera il tasso di guasto della porzione di rete avente le medesime caratteristiche della rete installata con un intervento di questa tipologia;
- $Dpoc$ [h] è la durata media dell'interruzione prolungata in condizioni di ondata di calore, definita all'interno della del. 112/2025/R/eel;
- $VOLL$ [Euro/kWh] è il Value of Lost Load.

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

All'interno del presente beneficio viene valorizzata l'energia non servita a causa di interruzioni causate da:

- Guasto semplice o doppio in periodo non eccezionale (tipicamente fuori dai periodi di ondata di calore)
- Guasto semplice durante i periodi identificati come "ondata di calore", ma che non evolve in guasto doppio

Il presente beneficio è calcolato tramite la formula:

$$BA3 = (Pl_{without} * PG_{without} - Pl_{with} * PG_{with}) * Dord * VOLL$$

dove:

- $Pl_{without}$ [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in assenza dell'intervento; tale potenza viene calcolata a partire dalle curve descritte al § 7.3.1, aggregate opportunamente per raggiungere la granularità richiesta dall'analisi.

- PGwithout [p.u.] è la probabilità di accadimento del guasto in condizioni ordinarie, in assenza dell'intervento; tale valore è l'output della metodologia di analisi della rete MT descritta al § 7.3.3;
- Plwith [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento; tale potenza viene calcolata a partire dalle curve descritte al § 7.3.1, aggregate opportunamente per raggiungere la granularità richiesta dall'analisi;
- PGwith [p.u.] è la probabilità di accadimento del guasto in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento; tale valore è l'output della metodologia di analisi della rete MT descritta al § 7.3.3;
- Dord [h] è la durata media dell'interruzione in condizioni ordinarie;
- VOLL [Euro/kWh] è il Value of Lost Load.

7.5.3.3 BP10 e BA 10 - Effetti della variazione attesa delle perdite di rete

Il calcolo delle perdite di rete viene effettuato sulla base delle curve di carico in assetto standard dell'asset analizzato, calcolate come descritto al § 7.3.1 e aggregate opportunamente. Il calcolo delle perdite si basa quindi su curve di carico reali proiettate negli anni cardine sulla base degli scenari energetici applicabili. Il calcolo della perdita vera e propria viene effettuato partendo dai dati di targa dell'asset analizzato (se disponibili) qualora essi non fossero disponibili vengono applicate due modalità di stima in ordine preferenziale:

- Se sulla rete gestita dall'impresa esistono apparati simili per dimensioni, età, costruttore, caratteristiche tecniche (ad esempio trasformatori ordinati dallo stesso fornitore, con lo stesso rapporto di trasformazione, taglia e con matricole simili) si utilizzano i dati di questi asset;
- In alternativa si provvede al calcolo delle perdite di rete tramite dati di letteratura relativi all'asset analizzato.

Riduzione delle emissioni di CO2 per effetto della variazione attesa delle perdite di rete (BP10)

La riduzione delle emissioni di CO2 è strettamente connessa con la quantificazione dell'energia non persa per effetto della maggiore efficienza degli apparati.

$$BP10 = \Delta_{perdite} * FE_m * (Costo_{CO2} - Prezzo_{CO2})$$

dove:

- $\Delta_{perdite}$ = differenza tra la quantità di energia persa in assenza e in presenza dell'intervento, espressa in kWh;
- FE_m è il fattore di emissione di CO2 tipico della tecnologia marginale e, salvo informazioni più dettagliate, è assunto pari al fattore di emissione di un ciclo combinato a gas naturale a elevata efficienza;
- $Costo_{CO2}$ Valore sociale delle emissioni di CO2 [espresso in Euro/gCO2];
- $Prezzo_{CO2}$ è il prezzo atteso delle quote di emissioni di CO2 nell'ETS Emission Trading System, espresso in Euro/gCO2 definito in linea con il documento di scenari Snam Terna più recente.

I parametri FE_m , $Costo_{CO2}$ e $Prezzo_{CO2}$ assumono i valori descritti all'interno della del. 112/2025/R/eel e pertanto non ne viene descritta la valorizzazione all'interno del presente documento.

Valorizzazione economica delle perdite di rete (BA10)

La valorizzazione delle perdite di rete parte dal medesimo valore di riduzione delle perdite come conseguenza dell'intervento già quantificato per il beneficio B10 e valorizza l'energia tramite il costo evitato della produzione di energia da fonte termoelettrica, secondo la formula seguente:

$$BA10 = \Delta_{perdite} * CPTE$$

dove:

- $\Delta_{perdite}$ = differenza tra la quantità di energia persa in assenza e in presenza dell'intervento, espressa in kWh, calcolata secondo l'approccio descritto all'interno del BP10;
- CPTe è il costo previsionale del termoelettrico evitato, come descritto all'interno della del. 112/2025/R/eel.

7.5.3.4 BP11 – Riduzione attesa dei distacchi di energia da fonte rinnovabile per effetto di variazioni di tensione

Il presente beneficio viene valorizzato nelle ACB incluse nella presente istanza per gli interventi di sostituzione dei trasformatori aventi rapporto di trasformazione considerato "critico" (tipicamente 127/16,4kV, ma sono presenti eccezioni) e un ridotto numero di gradini del variatore sotto carico. In caso di trasformatori di questa tipologia l'effetto è una tensione sulla rete MT leggermente alta, pur rimanendo all'interno del range richiesto. Non essendo i trasformatori MT/BT dotati di variatore sotto carico, l'effetto si trasferisce sulla rete BT causando una tensione elevata che provoca il distacco di alcuni impianti fotovoltaici in alcune fasce temporali dell'anno, tipicamente nei periodi di basso carico ed elevata produzione come la primavera. Al fine di valorizzare correttamente il presente beneficio si considera un duplice effetto della mancata produzione degli impianti FER, ovvero l'effetto economico diretto e l'effetto emissivo.

Effetto economico diretto dei mancati distacchi (BP11g)

Le formulazioni ad oggi individuata stima l'energia non immessa, considerando un valore di ore equivalenti annue per cui gli impianti, afferenti all'asset oggetto di intervento, non possono immettere energia in rete a causa della tensione elevata.

$$BP11g = P_{FER} * f * hd * CPTe$$

dove:

- P_{FER} è la potenza da fonte rinnovabile connessa alla porzione di rete (tipicamente in bassa tensione) oggetto di tensioni elevate nell'anno in analisi, espressa in MW;
- f è un coefficiente moltiplicativo, uguale a 1 o inferiore, che identifica la potenza connessa oggetto di distacchi rispetto al totale della potenza connessa; il valore del coefficiente f dipende dall'area considerata, dal mix di utenza e da altri fattori variabili, di conseguenza viene quantificato in sede di analisi costi benefici per ciascun intervento;
- h_d è il numero di ore annue equivalenti a piena produzione di mancata produzione per distacco dell'inverter della produzione rinnovabile per effetto delle tensioni elevate;
- CPTe è il costo previsionale del termoelettrico evitato, così come descritto all'interno della del. 112/2025/R/eel.

Riduzione delle emissioni di CO2 per effetto dei mancati distacchi (BP11e)

La maggiore integrazione di produzione da FER grazie all'intervento che ne annulla o riduce i distacchi per variazioni di tensione, oltre al beneficio economico, produce un impatto positivo in termini di emissioni evitate. La quantificazione di quest'ultimo si basa sulla stima dell'energia evitata del generatore marginale e sostituita da FER grazie all'intervento. La formula è:

$$BP11e = P_{FER} * f * hd * FEm * (CostoCO2 - PrezzoCO2)$$

dove:

- P_{FER} , f e h_d hanno il significato indicato in precedenza per BP11g;
- FEm ha il significato indicato in precedenza per BP10;
- $CostoCO2$ ha il significato indicato in precedenza per BP10;

- PrezzoCO2 ha il significato indicato in precedenza per BP10.

I parametri FEm, Costo CO2 e Prezzo CO2 assumono i valori descritti all'interno della del. 112/2025/R/eel e pertanto non ne viene descritta la valorizzazione all'interno del presente documento.

Nella valorizzazione del presente beneficio la potenza da fonte rinnovabile connessa è calcolata considerando solo la frazione di generazione connessa in BT, in quanto si considera trascurabile l'effetto delle variazioni di tensione nei distacchi degli impianti connessi in MT.

7.5.3.5 BP13 - Riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia

Il beneficio BP13 si concentra sulla valutazione dell'energia non prelevata dagli impianti di consumo a causa della saturazione (in prelievo) degli asset impattati dall'intervento in analisi.

Il calcolo del beneficio si basa sulla curva di carico degli asset, proiettata agli anni cardine tramite gli scenari di sviluppo dei carichi. Per la costruzione della curva prospettica viene utilizzato uno scenario che ricostruisce la curva di carico sulla base delle proiezioni di incremento del carico e della generazione distribuita.

Confrontando puntualmente la potenza stimata (con granularità quattoraria) con la soglia di potenza per l'asset oggetto di intervento, è possibile determinare le ore in cui si verifica la saturazione dello stesso e calcolare l'energia eccedente tale soglia che viene utilizzata nella seguente formula:

$$BP13 = \Delta EP_{overload} * V_{Flex}$$

dove:

- $\Delta EP_{overload}$ è la sommatoria per tutte le ore dell'anno dell'energia eccedente i vincoli di pianificazione utilizzati, come differenziale tra il caso in assenza dell'intervento e il caso in presenza dell'intervento espressa in MWh;
- V_{flex} è il valore economico dell'energia eccedente la soglia pari a 4000€/MWh (del. 112/2025/R/eel).

La stima del dato di potenza transitante viene calcolato tramite l'approccio descritto nel § 7.3.1.

8. Le esigenze di sviluppo

Ad oggi le principali esigenze di sviluppo della rete di distribuzione nelle aree gestite da Unareti possono essere suddivise in due macro-gruppi:

- Esigenze legate all'incremento dell'affidabilità della rete, sia a fronte di guasti ordinari che di situazioni legate a fenomeni atmosferici estremi (ondate di calore, nubifragi, forte vento, ...)
- Esigenze legate allo sviluppo della rete con l'obiettivo di anticipare l'incremento delle richieste di connessione (attive e passive) legato all'elettrificazione dei consumi e alla transizione energetica, già ampiamente in corso

Come descritto con maggiore livello di dettaglio nel capitolo precedente, la pianificazione degli interventi viene effettuata con lo scopo di ottenere il giusto mix di interventi su tutti gli asset, per evitare squilibri che potrebbero generare colli di bottiglia a livello autorizzativo, di imprese o di forniture di materiali. Nei paragrafi seguenti vengono descritti gli interventi pianificati sulla base dell'asset impattato: impianti primari, rete MT, cabine secondarie e rete BT.

Durante la consultazione del Piano di sviluppo potrebbero emergere nuove esigenze che potrebbero portare l'impresa all'identificazione di nuovi interventi ad oggi non descritti nel presente capitolo.

8.1 Impianti primari

Di seguito vengono riportati gli interventi di sviluppo pianificati negli impianti primari, con un focus dedicato per i progetti rilevanti (nuova cabina primaria, revamping di cabina esistente) ed una vista riassuntiva per gli interventi minori.

8.1.1 C.P. Comasina

La Cabina Primaria Comasina, i cui lavori sono iniziati nel corso del 2022, sarà ubicata a Nord-Ovest del Comune di Milano e consisterà in un lavoro di upgrade dell'attuale sottostazione MT/MT. Tale upgrade nasce con l'idea di perseguire i seguenti obiettivi principali:

1. Dismettere le interconnessioni con la CP Nord e la S.S. Suzzani (comunque alimentata da CP Nord);
2. Alleggerire la Sottostazione Suzzani e la Cabina Primaria Nord sia in termini di potenza distribuita che come numero di utenti serviti;
3. Alleggerire la CP Musocco che dovrà a sua volta garantire un importante sviluppo dei carichi in area Cascina Merlata ed ex Area Expo;
4. Avvicinare l'utenza alla fonte di alimentazione per ridurre le perdite di rete ed abbassare la probabilità di guasto;
5. Aumentare la magliatura di rete, creando punti di contro-alimentazione, e garantire una migliore distribuzione degli utenti sulle linee;
6. Uniformare il livello di tensione MT da 9kV a 23kV con conseguente progressiva dismissione della Sottostazione Suzzani (una volta completata anche la futura CP Sarca);

La Cabina Primaria avrà le seguenti caratteristiche principali:

- Connessione alla RTN al livello di tensione 220kV tramite impianto di tipo blindato a doppia sbarra isolato in SF6 al fine di ridurre l'occupazione di suolo necessaria già contenuta andando ad eseguire un upgrade di un impianto già esistente;
- Installazione di n.3 Trasformatori AT/MT con potenza nominale di 63MVA e sistema di raffreddamento OFWF;

- Installazione di quadro di media tensione in esecuzione blindata a singola sbarra isolato in aria con interruttori in vuoto avente a disposizione n.38 (in fase di progettazione esecutiva, potrebbero scendere a 36) stalli di tipo “linea di media tensione”. Lo schema unifilare è stato pensato in modo da prevedere la chiusura in anello delle diverse sbarre in modo da garantire la massima flessibilità possibile all’esercizio delle macchine e garantendo una maggiore affidabilità;
- Installazione di n.3 Trasformatori Formatori di Neutro e relative Bobine di Petersen per la compensazione del neutro di media tensione. Tale soluzione permetterà di garantire un minore stress alla rete in caso di guasti e garantirà alla Cabina Primaria di essere completamente integrata nella rete della CP Nord e della CP Musocco dove il neutro è già compensato o lo sarà nei prossimi anni;
- Installazione di unità di protezione e controllo che permetteranno la realizzazione dell’automazione di rete MT;

8.1.2 C.P. Mugello

La Cabina Primaria Mugello, il cui cantiere è stato aperto a fine 2022, sarà ubicata a Est del Comune di Milano e consisterà in un lavoro di upgrade dell’attuale sottostazione MT/MT. Tale upgrade nasce con l’idea di perseguire i seguenti obiettivi principali:

1. Dismettere le interconnessioni con la CP Lambrate e la S.S. Dionigi (alimentata da CP Sud);
2. Alleggerire la Cabina Primaria Lambrate sia in termini di potenza distribuita, sia in termini numerici di utenti serviti (alleggerimento di circa 30.000 utenti e circa 25MW);
3. Garantire l’alimentazione di alcune sottostazioni della futura M4;
4. Avvicinare l’utenza alla fonte di alimentazione per ridurre le perdite di rete ed abbassare la probabilità di guasto;
5. Aumentare la magliatura di rete, creando punti di contro alimentazione, e garantire una migliore distribuzione degli utenti sulle linee;
6. Eseguire l’uniformazione del livello di tensione MT da 9kV a 23kV nella zona centrale di Milano andando a prendere il relativo carico ad oggi alimentato dalla CP Gadio e dalla Sottostazione Ponzio;

La Cabina Primaria avrà le seguenti caratteristiche principali:

- Connessione alla RTN al livello di tensione 220kV tramite impianto di tipo blindato a doppia sbarra isolato in SF6 al fine di ridurre l’occupazione di suolo necessaria già contenuta andando ad eseguire un upgrade di un impianto già esistente;
- Installazione di n.3 Trasformatori AT/MT con potenza nominale di 63MVA e sistema di raffreddamento OFWF;
- Installazione di quadro di media tensione in esecuzione blindata a singola sbarra isolato in aria con interruttori in vuoto avente a disposizione n.38 (in fase di progettazione esecutiva, potrebbero scendere a 36) stalli di tipo “linea di media tensione”. Lo schema unifilare è stato pensato in modo da prevedere la chiusura in anello delle diverse sbarre in modo da garantire la massima flessibilità possibile all’esercizio delle macchine e garantendo una maggiore affidabilità;
- Installazione di n.3 Trasformatori Formatori di Neutro e relative Bobine di Petersen per la compensazione del neutro di media tensione. Tale soluzione permetterà di garantire un minore stress alla rete in caso di guasti e garantirà alla Cabina Primaria di essere completamente integrata nella rete della CP Nord, della CP Lambrate e della CP Vigentina dove il neutro è già compensato.

- Installazione di unità di protezione e controllo che permetteranno la realizzazione dell'automazione di rete MT;

8.1.3 C.P. Caracciolo

La Cabina Primaria Caracciolo, ubicata in zona centrale del Comune di Milano, consisterà in un lavoro di upgrade dell'attuale sottostazione MT/MT, il cui cantiere è previsto in partenza nel 2026, nasce con l'idea di perseguire i seguenti obiettivi principali:

1. Dismettere le interconnessioni con la CP Ovest e la CP Gadio (dal 2021 con Porta Volta);
2. Alleggerire le Cabine Primarie (compresa Porta Volta) di cui al punto precedente sia in termini di potenza distribuita, sia in termini numerici di utenti serviti (alleggerimento di circa 31.500 utenti e circa 30MW);
3. Avvicinare l'utenza alla fonte di alimentazione per ridurre le perdite di rete ed abbassare la probabilità di guasto;
4. Aumentare la magliatura di rete, creando punti di contro alimentazione, e garantire una migliore distribuzione degli utenti sulle linee;
5. Uniformare il livello di tensione MT da 9kV a 23kV nella zona Ovest di Milano andando a prendere il relativo carico ad oggi alimentato da CP Ovest;

La Cabina Primaria avrà le seguenti caratteristiche principali:

- Connessione alla RTN al livello di tensione 220kV tramite impianto di tipo blindato a doppia sbarra isolato in SF6 al fine di ridurre l'occupazione di suolo necessaria già contenuta andando ad eseguire un upgrade di un impianto già esistente;
- Installazione di n.3 Trasformatori AT/MT con potenza nominale di 63MVA e sistema di raffreddamento ONAN;
- Installazione di quadro di media tensione in esecuzione blindata a singola sbarra isolato in aria con interruttori in vuoto avente a disposizione n.36 (in fase di progettazione esecutiva, potrebbero scendere a 34) stalli di tipo "linea di media tensione". Lo schema unifilare è stato pensato in modo da prevedere la chiusura in anello delle diverse sbarre in modo da garantire la massima flessibilità possibile all'esercizio delle macchine e garantendo una maggiore affidabilità;
- Installazione di n.3 Trasformatori Formatori di Neutro e relative Bobine di Petersen per la compensazione del neutro di media tensione. Tale soluzione permetterà di garantire un minore stress alla rete in caso di guasti e garantirà alla Cabina Primaria di essere completamente integrata nella rete della CP Ovest, della CP Porta Volta e della CP Gadio dove il neutro è già compensato o lo sarà nei prossimi anni.
- Installazione di unità di protezione e controllo che permetteranno la realizzazione dell'automazione di rete MT;

8.1.4 C.P. Sarca

La Cabina Primaria Sarca sarà ubicata in zona centro-nord del Comune di Milano non molto lontano dall'attuale Sottostazione Suzzani e nasce con l'idea di perseguire i seguenti obiettivi principali:

1. Dismettere la sezione 23kV della SS Suzzani, predisporre la rete per una futura dismissione della rete a 9kV e dismetterle le interconnessioni con la CP Nord e la SS Caracciolo (nel frattempo divenuta CP);
2. Alleggerire la Cabina Primaria di cui al punto precedente sia in termini di potenza distribuita, sia in termini numerici di utenti serviti (alleggerimento di circa 27.500 utenti e circa 30MW);

3. Avvicinare l'utenza alla fonte di alimentazione per ridurre le perdite di rete ed abbassare la probabilità di guasto e l'impatto sull'utenza di eventuali guasti;
4. Aumentare la magliatura di rete, creando punti di contro alimentazione, e garantire una migliore distribuzione degli utenti sulle linee;

La Cabina Primaria avrà le seguenti caratteristiche principali:

- Connessione alla RTN al livello di tensione 220kV tramite impianto di tipo blindato a doppia sbarra isolato in SF6 al fine di ridurre l'occupazione di suolo necessaria già contenuta andando ad eseguire un upgrade di un impianto già esistente;
- Installazione di n.3 Trasformatori AT/MT con potenza nominale di 63MVA e sistema di raffreddamento OFWF;
- Installazione di quadro di media tensione in esecuzione blindata a singola sbarra isolato in aria con interruttori in vuoto avente a disposizione n.38 (in fase di progettazione esecutiva, potrebbero scendere a 36) stalli di tipo "linea di media tensione". Lo schema unifilare è stato pensato in modo da prevedere la chiusura in anello delle diverse sbarre in modo da garantire la massima flessibilità possibile all'esercizio delle macchine e garantendo una maggiore affidabilità;
- Installazione di n.3 Trasformatori Formatori di Neutro e relative Bobine di Petersen per la compensazione del neutro di media tensione. Tale soluzione permetterà di garantire un minore stress alla rete in caso di guasti e garantirà alla Cabina Primaria di essere completamente integrata nella rete della CP Nord, della futura CP Comasina e della futura CP Caracciolo dove il neutro è già compensato o lo sarà nei prossimi anni.
- Installazione di unità di protezione e controllo che permetteranno la realizzazione dell'automazione di rete MT;

Nell'anno 2024 è stata identificata l'area idonea alla realizzazione della CP (area comunale), il cantiere è previsto in avvio nel 2025. Essendo le interlocuzioni a livello autorizzativo in fase avanzata, la connessione alla RTN è già stata presentata. L'upgrade dell'attuale sottostazione Suzzani è stato ritenuto non percorribile in base alle caratteristiche dei fabbricati esistenti e della disponibilità di superficie oltre che per i non rari fenomeni di allagamento che si verificano nell'area in seguito a forti precipitazioni.

8.1.5 C.P. Po

La Cabina Primaria Po sarà ubicata in zona centrale del Comune di Milano e sarà realizzata tramite revamping dell'attuale sottostazione con gli obiettivi di:

1. Dismettere completamente la SS Savona e le relative interconnessioni con la CP Ovest e la CP Vigentina. Già nel corso del 2021 è stato possibile dismettere la sezione di trasformazione 23/6,4kV ma per la dismissione completa è necessaria la realizzazione del nuovo impianto primario;
2. Dismettere le interconnessioni con le CP Sud, Gadio ed Ovest permettendo di realizzare nuove linee MT in dette Cabine Primarie;
3. Alleggerire le Cabine Primarie di cui al punto precedente sia in termini di potenza distribuita, sia in termini numerici di utenti serviti (alleggerimento di circa 47.000 utenti e circa 40MW);
4. Dismettere completamente la SS Brunelleschi grazie anche alla realizzazione della CP San Cristoforo completando l'uniformazione del livello di tensione della zona passando da 9kV a 23kV;
5. Avvicinare l'utenza alla fonte di alimentazione per ridurre le perdite di rete ed abbassare la probabilità di guasto;

6. Aumentare la magliatura di rete, creando punti di contro alimentazione, e garantire una migliore distribuzione degli utenti sulle linee;

La Cabina Primaria avrà le seguenti caratteristiche principali:

- Connessione alla RTN al livello di tensione 220kV tramite impianto di tipo blindato a doppia sbarra isolato in SF6 al fine di ridurre l'occupazione di suolo necessaria già contenuta andando ad eseguire un upgrade di un impianto già esistente;
- Installazione di n.3 Trasformatori AT/MT con potenza nominale di 63MVA, ancora in valutazione la tipologia del sistema di raffreddamento;
- Installazione di quadro di media tensione in esecuzione blindata a singola sbarra isolato in aria con interruttori in vuoto avente a disposizione n.38 (in fase di progettazione esecutiva, potrebbero scendere a 36) stalli di tipo "linea di media tensione". Lo schema unifilare è stato pensato in modo da prevedere la chiusura in anello delle diverse sbarre in modo da garantire la massima flessibilità possibile all'esercizio delle macchine e garantendo una maggiore affidabilità;
- Installazione di n.3 Trasformatori Formatori di Neutro e relative Bobine di Petersen per la compensazione del neutro di media tensione. Tale soluzione permetterà di garantire un minore stress alla rete in caso di guasti e garantirà alla Cabina Primaria di essere completamente integrata nella rete della CP Ovest e della CP S. Cristoforo dove il neutro è già compensato o lo sarà nei prossimi anni.
- Installazione di unità di protezione e controllo che permetteranno la realizzazione dell'automazione di rete MT;

8.1.6 C.P. Baggio

La Cabina Primaria Baggio sarà ubicata nell'omonimo quartiere del Comune di Milano e nasce con l'idea di perseguire i seguenti obiettivi principali:

1. Scaricare le interconnessioni con la CP Seguro andando ad alimentare direttamente l'utenza (circa 30.000 utenti);
2. Garantire l'alimentazione per le future sottostazioni ed il futuro deposito della linea metropolitana M1 (20MVA) che sarà prolungata entro il 2027 alla periferia di Milano.
3. Avvicinare l'utenza alla fonte di alimentazione per ridurre le perdite di rete ed abbassare la probabilità di guasto;
4. Aumentare la magliatura di rete, creando punti di contro alimentazione (in particolare con CP Ovest), e garantire una migliore distribuzione degli utenti sulle linee;

La Cabina Primaria avrà le seguenti caratteristiche principali:

- Connessione alla RTN al livello di tensione 220kV tramite impianto di tipo blindato a doppia sbarra isolato in SF6 al fine di ridurre l'occupazione di suolo necessaria già contenuta andando ad eseguire un upgrade di un impianto già esistente;
- Installazione di n.3 Trasformatori AT/MT con potenza nominale di 63MVA e sistema di raffreddamento ONAN;
- Installazione di quadro di media tensione in esecuzione blindata a singola sbarra isolato in aria con interruttori in vuoto avente a disposizione n.38 (in fase di progettazione esecutiva, potrebbero scendere a 36) stalli di tipo "linea di media tensione". Lo schema unifilare è stato pensato in modo da prevedere la chiusura in anello delle diverse sbarre in modo da garantire la

massima flessibilità possibile all'esercizio delle macchine e garantendo una maggiore affidabilità;

- Installazione di n.3 Trasformatori Formatori di Neutro e relative Bobine di Petersen per la compensazione del neutro di media tensione. Tale soluzione permetterà di garantire un minore stress alla rete in caso di guasti e garantirà alla Cabina Primaria di essere completamente integrata nella rete della CP Ovest e della CP S. Cristoforo dove il neutro è già compensato o lo sarà nei prossimi anni.
- Installazione di unità di protezione e controllo che permetteranno la realizzazione dell'automazione di rete MT;

Anche in questo caso l'area di realizzazione è in fase di identificazione con il Comune di Milano e con Metropolitana Milanese al fine di individuare l'area migliore andando a minimizzare l'occupazione di suolo.

8.1.7 C.P. MiCo

Per soddisfare il fabbisogno di potenza elettrica previsto per l'intero Masterplan dello "Scalo Romana", attualmente stimato tra i 35 e i 40 MW, è indispensabile venga realizzata una nuova Cabina Primaria localizzata all'interno dell'area dello Scalo Romana in prossimità dei carichi elettrici che dovrà alimentare.

Il sito, inoltre, ospiterà il futuro Villaggio Olimpico nell'ambito della rassegna invernale "Milano-Cortina 2026", il cui fabbisogno di potenza elettrica stimato è pari a circa 7 MW, parte dei 35/40 MW del fabbisogno totale del Masterplan. Gli stringenti vincoli di affidabilità posti dal Comitato Olimpico Internazionale (CIO) impongono che la connessione del sito alla rete di distribuzione dell'energia elettrica garantisca la possibilità di completa ridondanza di alimentazione.

La nuova Cabina Primaria, inoltre, sarà finanziata mediante i fondi PNRR del bando "Rafforzamento Smart Grid", che prevedono un vincolo molto stringente per la messa in servizio dell'impianto, prevista entro il 30 giugno 2026.

La Cabina Primaria avrà le seguenti caratteristiche principali:

- Connessione alla RTN al livello di tensione 220kV tramite impianto di tipo blindato a doppia sbarra isolato in SF6 al fine di ridurre l'occupazione di suolo necessaria;
- Installazione di n.3 Trasformatori AT/MT con potenza nominale di 63MVA e sistema di raffreddamento OFWF;
- Installazione di quadro di media tensione in esecuzione blindata a singola sbarra isolato in aria con interruttori in vuoto. Lo schema unifilare è stato pensato in modo da prevedere la chiusura in anello delle diverse sbarre in modo da garantire la massima flessibilità possibile all'esercizio delle macchine e garantendo una maggiore affidabilità;
- Installazione di n.3 Trasformatori Formatori di Neutro e relative Bobine di Petersen per la compensazione del neutro di media tensione. Tale soluzione permetterà di garantire un minore stress alla rete in caso di guasti e garantirà alla Cabina Primaria di essere completamente integrata nella rete della CP Vigentina e Sud dove il neutro è già compensato;
- Installazione di unità di protezione e controllo che permetteranno la realizzazione dell'automazione di rete MT;

8.1.8 C.P. Mind

La realizzazione della Cabina Primaria MIND è in fase di progettazione. La necessità di tale CP dipende fortemente dai fabbisogni energetici necessari per la riqualificazione urbana della “ex Area Expo” dove sorgerà il futuro “Milano Innovation District (MIND)” oltre che per far fronte allo sviluppo dell’area “Cascina Merlata”. L’apertura cantiere è prevista nell’anno 2026.

Unareti ed i progettisti dello sviluppo dell’area MIND hanno avviato un tavolo tecnico per la valutazione delle necessità nei prossimi anni al fine di pianificare per tempo la realizzazione dell’impianto.

Ad oggi, in base alle previsioni dei fabbisogni energetici ricevute da Unareti, la realizzazione dell’impianto appare necessaria e sono in corso analisi per l’identificazione dell’area nel quale procedere alla costruzione.

La Cabina Primaria avrà le seguenti caratteristiche principali:

- Connessione alla RTN al livello di tensione 220kV tramite impianto di tipo blindato a doppia sbarra isolato in SF6 al fine di ridurre l’occupazione di suolo necessaria;
- Installazione di n.3 Trasformatori AT/MT con potenza nominale di 63MVA e sistema di raffreddamento ONAN;
- Installazione di quadro di media tensione in esecuzione blindata a singola sbarra isolato in aria con interruttori in. Lo schema unifilare (medesimo schema di CP MiCo) è stato pensato in modo da prevedere la chiusura in anello delle diverse sbarre in modo da garantire la massima flessibilità possibile all’esercizio delle macchine e garantendo una maggiore affidabilità;
- Installazione di n.3 Trasformatori Formatori di Neutro e relative Bobine di Petersen per la compensazione del neutro di media tensione. Tale soluzione permetterà di garantire un minore stress alla rete in caso di guasti e garantirà alla Cabina Primaria di essere completamente integrata nella rete della CP Musocco dove il neutro sarà compensato al momento dell’entrata in servizio della CP MIND;
- Installazione di unità di protezione e controllo che permetteranno la realizzazione dell’automazione di rete MT;

Tipologia di intervento	Nuova CP
Driver principale	Loadability
Potenza stimata	189 MVA
Costo stimato intervento	23,1 M€

Tabella 26 - Dati di sintesi nuova CP MIND

8.1.9 Rifacimento C.P. Porta Volta

La CP Porta Volta si trova nel Municipio 8 del comune di Milano, al confine con i Municipi 1 e 9, serve quindi una zona centrale della città, ma allo stesso tempo in forte sviluppo urbanistico (quartieri Citylife, Isola, Porta Nuova, ...). L’impianto è caratterizzato dalla presenza di 4 trasformatori AT/MT da 100MVA ciascuno e da due sezioni MT a 23kV: la sezione più recente è un quadro blindato isolato in aria di moderna concezione, mentre la sezione originaria dell’impianto è un impianto a giorno con sezionatori manuali e interruttori in SF6. L’impianto si sviluppa su due piani a causa della maggiore necessità di spazio necessario per garantire l’isolamento in aria tra le sbarre.

Ad oggi la CP Volta è satura dal punto di vista delle uscite MT e dati gli scenari di sviluppo dell’area necessita di un revamping e contestuale ampliamento. L’intervento selezionato consiste

nell'installazione di una nuova sezione MT nello spazio attualmente occupato dalla sezione esistente al piano terra, che consentirà di aumentare il numero di partenze compatibilmente con lo spazio a disposizione. Contestualmente all'intervento verranno sostituite le protezioni della sezione AT della CP Volta (ormai vetuste) per permettere una comunicazione in protocollo IEC61850 con la nuova sezione MT e tutti i sistemi ausiliari dell'impianto, ormai sottodimensionati.

Tipologia di intervento	Rinnovo e ampliamento CP
Driver principale	Loadability
Numero utenti impattati (MT+BT)	265+84.946
Costo stimato intervento	11,4 M€

Tabella 27 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Volta

8.1.10 Rifacimento S.S. San Dionigi

La SS S. Dionigi si trova nel Municipio 4 del comune di Milano al confine con il Municipio 5. La sottostazione alimenta l'area a sud-est della città di Milano, alimentando sia la rete a 23kV che la rete a 9kV tramite 2 trasformatori 23/9kV. Ad oggi la sottostazione è dotata di apparecchiature vetuste, non più idonee ad alimentare una rete in continua crescita ed espansione, si è scelto quindi di avviare le opere di rinnovo completo della sottostazione (ad eccezione dei trasformatori MT/MT). Le apparecchiature scelte sono le medesime sia per la sezione 23kV che per la sezione 9kV in vista di un futuro upgrade della rete a 9kV verso il livello di tensione superiore che permette, a parità di cavi installati, la connessione di maggiori carichi. Inoltre, il rinnovo della SS Dionigi consentirà l'installazione di 2 ulteriori partenze 23kV, per permettere già al termine dei lavori di ampliare la rete in vista della connessione di nuove utenze.

Tipologia di intervento	Rinnovo e ampliamento SS
Driver principale	Loadability
Numero utenti impattati (MT+BT)	10+18653
Costo stimato intervento	6,8 M€

Tabella 28 - Dati di sintesi intervento rinnovo SS S. Dionigi

8.1.11 Rifacimento CP Venezia

La cabina primaria Venezia si trova nel Municipio 1 del comune di Milano e insieme alla CP Marcello e la CP Gadio è una delle CP che alimenta il centro della città di Milano. Ad oggi la CP Venezia è alimentata da due trasformatori da 100MVA ciascuno connessi ad una sezione 23kV a giorno. La crescente elettrificazione dei consumi attiva anche nelle zone più centrali della città di Milano ha causato una saturazione delle partenze MT della CP Venezia, ragione per cui risulta indispensabile un rinnovo con ampliamento dell'impianto. La nuova sezione 23kV sarà conforme agli standard di sicurezza e ambientali applicati sugli impianti Unareti e sarà dotata consentirà l'incremento partenze MT.

Tipologia di intervento	Rinnovo e ampliamento CP
Driver principale	Loadability
Numero utenti impattati (MT+BT)	140+42213
Costo stimato intervento	6 M€

Tabella 29 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Venezia

8.1.12 C.P. S. Siro

Attualmente in fase di studio, la necessità della nuova CP S. Siro è emersa a seguito della convocazione di una Conferenza dei Servizi da parte del Comune di Milano e, in particolare, della condivisione della soluzione progettuale preliminare per lo sviluppo non solo del nuovo Stadio omonimo, ma di tutta l'area circostante, che sarà oggetto di importantissime opere di riqualificazione urbanistica. Dalla documentazione pubblica disponibile sono emersi, infatti, fabbisogni di potenza per circa 35 MW, che si sommano ai circa 10-15 MW previsti per la riqualificazione dell'area adiacente (ex Trotto), con un fabbisogno complessivo di potenza di circa 50 MW, da fornire con tempistiche non ancora pienamente definite. Per le incertezze relative alla disponibilità dell'area su cui realizzare la nuova Cabina Primaria e delle potenze effettivamente necessarie, ad oggi non è ancora definibile la taglia della CP.

8.1.13 C.P. Tremosine

La Cabina Primaria Tremosine che prende il nome dall'omonimo Comune, il cui cantiere è stato aperto, nasce con l'idea di perseguire i seguenti obiettivi principali:

1. Rendere più affidabile e resiliente l'alimentazione alla rete del Comune di Tremosine che ad oggi è connessa in antenna da una linea aerea a 40kV derivata dalla CP Toscolano, realizzando un collegamento in entra/esci con la RTN e raddoppiando il numero di trasformatori installati;
2. Dismettere il trasformatore 15/40kV installato nella CP Toscolano andando a ridurre le perdite della rete considerando anche il risparmio sulla linea a 40kV;
3. Aumentare la magliatura di rete, creando punti di contro alimentazione, e garantire una migliore distribuzione degli utenti sulle linee;

La Cabina Primaria avrà le seguenti caratteristiche principali:

- Connessione alla RTN al livello di tensione 132kV tramite impianto di tipo ibrido a singola sbarra isolato parte in SF6 e parte in aria al fine di ridurre l'occupazione di suolo necessaria e di mitigare l'impatto visivo della Cabina;
- Installazione di n.2 Trasformatori AT/MT con potenza nominale di 25MVA e sistema di raffreddamento ONAN;
- Installazione di quadro di media tensione in esecuzione blindata a singola sbarra isolato in aria con interruttori in vuoto avente a disposizione n.12 stalli di tipo "linea di media tensione".
- Installazione di n.2 Bobine di Petersen per la compensazione del neutro di media tensione. Tale soluzione permetterà di garantire un minore stress alla rete in caso di guasti e garantirà alla Cabina Primaria di essere completamente integrata nella rete della CP Toscolano dove sono attualmente in corso le attività di installazione delle Bobine di Petersen;

8.1.14 C.P. Bagolino

L'ampliamento della Cabina Primaria Bagolino, il cui cantiere sarà aperto nel 2026, nasce con l'idea di perseguire i seguenti obiettivi principali:

1. Aumentare l'affidabilità del servizio di distribuzione mediante l'installazione di un secondo trasformatore AT/MT;

2. Dismettere l'attuale sezione di media tensione realizzata con soluzione "in container" dimostratasi critica nell'esercizio negli ultimi anni richiedendo una manutenzione continua e causando l'apertura del TR AT/MT (tempi di apertura degli interruttori molto lunghi);
3. Aumentare la magliatura di rete, creando punti di contro alimentazione; ad oggi la rete sottesa alla CP Bagolino è contro alimentabile dalle interconnessioni con altri DSO e parzialmente dalla linea R87 della CP Nozza.

La Cabina Primaria avrà le seguenti caratteristiche principali:

- Connessione alla RTN al livello di tensione 132kV tramite impianto di tipo ibrido a singola sbarra isolato parte in SF6 e parte in aria al fine di ridurre l'occupazione di suolo necessaria e di mitigare l'impatto visivo della Cabina;
- Installazione di un secondo trasformatore AT/MT con potenza nominale di 25MVA e sistema di raffreddamento ONAN e sostituzione dell'attuale con nuovo di medesima taglia;
- Installazione di quadro di media tensione in esecuzione blindata a singola sbarra isolato in aria con interruttori in vuoto avente a disposizione n.12 stalli di tipo "linea di media tensione".
- Installazione di n.2 Bobine di Petersen per la compensazione del neutro di media tensione.

Tipologia di intervento	Rinnovo e ampliamento CP
Driver principale	Loadability
Numero utenti impattati (MT+BT)	10+3595
Costo stimato intervento	9,1 M€

Tabella 30 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Bagolino

8.1.15 C.P. Chiesanuova

La CP Chiesanuova sorgerà nell'omonimo quartiere nella zona sud-ovest della città di Brescia. Essa dovrà sostituire la ormai vetusta sottostazione presente nel quartiere, accorciando la lunghezza delle linee MT, avvicinando quindi l'utenza alla cabina primaria. Avvicinare l'utenza alla fonte di alimentazione causa una riduzione delle perdite di rete e riduce altresì la probabilità di guasto. Altro effetto dell'upgrade della Sottostazione a Cabina Primaria è l'aumento della magliatura di rete, creando punti di contro alimentazione, e garantire una migliore distribuzione degli utenti sulle linee. L'avvio del cantiere sarà previsto nel 2028-2029.

8.1.16 C.P. Bione

La CP Bione sorgerà nell'omonimo comune situato nella Val Sabbia in provincia di Brescia. Essa dovrà fornire una maggiore magliatura alla rete esistente, andare a scaricare inoltre le cabine primarie che ad oggi alimentano il carico nella zona, caratterizzato dalla presenza di utenze industriali energivore. Si otterrà inoltre una riduzione della lunghezza delle linee MT riducendo le perdite e la probabilità di guasto. Ad oggi il progetto è ancora in fase di studio e l'avvio del cantiere sarà previsto nel 2029-2030.

8.1.17 Rifacimento C.P. Nozza

La CP Nozza, ubicata nell'omonimo comune della provincia di Brescia, serve un territorio caratterizzato da una forte penetrazione industriale e di utenze di grossa taglia. La cabina primaria ad oggi è alimentata da 2 trasformatori 132/15kV rispettivamente da 25MVA e 40MVA connessi ad una sezione 15kV a giorno

particolarmente vetusta e ormai satura dal punto di vista delle linee MT uscenti. A causa di ciò la scelta è ricaduta su un totale rifacimento della sezione MT e dei relativi sistemi ausiliari con l'aggiunta di 7 partenze in grado di alimentare il carico previsto. Il trasformatore da 25MVA verrà inoltre sostituito con uno nuovo da 40MVA.

Tipologia di intervento	Rinnovo e ampliamento CP
Driver principale	Loadability
Numero utenti impattati	80+10582
Costo stimato intervento	6 M€

Tabella 31 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Nozza

8.1.18 Rifacimento C.P. Odolo

La CP Odolo, ubicata nell'omonimo comune della provincia di Brescia, serve un territorio caratterizzato da una forte penetrazione industriale e di utenze di grossa taglia. La cabina primaria ad oggi è alimentata da 2 trasformatori 132/15kV da 25MVA connessi ad una sezione 15kV a giorno particolarmente vetusta e ormai satura dal punto di vista delle linee MT uscenti. A causa di ciò la scelta è ricaduta su un totale rifacimento della sezione MT e dei relativi sistemi ausiliari con l'aggiunta di 5 partenze in grado di alimentare il carico previsto. Uno dei due trasformatori da 25MVA verrà inoltre sostituito con uno nuovo da 40MVA.

Tipologia di intervento	Rinnovo e ampliamento CP
Driver principale	Loadability
Numero utenti impattati	68+4989
Costo stimato intervento	5,3 M€

Tabella 32 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Odolo

8.1.19 Rifacimento C.P. Salò

La CP Salò, ubicata nell'omonimo comune della provincia di Brescia, serve un territorio caratterizzato da una forte penetrazione industriale e di utenze di grossa taglia. La cabina primaria ad oggi è alimentata da 2 trasformatori 132/15kV da 40 MVA connessi ad una sezione 15kV dotata di quadri protetti di recente costruzione, ma ormai di dimensione troppo ridotta per l'aumento del carico previsto dell'area. A causa di ciò la scelta è ricaduta sull'ampliamento della sezione MT con l'aggiunta di 4 partenze in grado di alimentare il carico previsto.

Tipologia di intervento	Rinnovo e ampliamento CP
Driver principale	Loadability
Numero utenti impattati	70+27836
Costo stimato intervento	5,2 M€

Tabella 33 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Salò

8.1.20 Ampliamento CP Mazzano

La CP Mazzano, ubicata nell'omonimo comune della provincia di Brescia, serve un territorio caratterizzato da una forte penetrazione industriale e di utenze di grossa taglia. La cabina primaria ad

oggi è alimentata da 2 trasformatori 132/15kV da 40MVA connessi ad una sezione 15kV dotata di quadri protetti di recente costruzione, ma ormai di dimensione troppo ridotta per l'aumento del carico previsto dell'area. A causa di ciò la scelta è ricaduta sull'ampliamento della sezione MT con l'aggiunta di 4 partenze in grado di alimentare il carico previsto.

Tipologia di intervento	Ampliamento CP
Driver principale	Loadability
Numero utenti impattati	80+14369
Costo stimato intervento	0,5 M€

Tabella 34 - Dati di sintesi intervento rinnovo CP Mazzano

8.1.21 Interventi di rifacimento o ampliamento sezione MT

Al fine di garantire un esercizio in sicurezza ed affidabilità della rete è necessario prevedere il rinnovo o il rifacimento delle sezioni di media tensione.

In Tabella 35 viene riportato il piano di rifacimento delle sezioni di media tensione degli impianti dell'area Milano.

Impianto	2025	2026	2027	2028	2029	Sezione [kV]
Musocco	•	-	-	-	-	23
Porta Volta	-	-	•	-	-	23
Ric. Nord	•	-	-	-	-	9
Brunelleschi	-	•	-	-	-	23-9
Gadio	-	•	-	-	-	9
San Dionigi	-	-	•	-	-	23-9
Loreto	-	-	-	-	•	23
Trento	-	-	-	•	-	23
Vigentina	-	-	-	-	•	23
Porta Venezia	-	-	•	-	-	23

Tabella 35 – Piano di rifacimento sezioni MT a Milano

In Tabella 36 viene riportato il piano di rifacimento delle sezioni di media tensione degli impianti dell'area Brescia.

Impianto	2025	2026	2027	2028	2029	Sezione [kV]
Nozza	-	•	-	-	-	15
Donegani	-	-	-	-	•	15
Gavardo	-	-	-	-	•	15
Mazzano	-	•	-	-	-	15
Nodo Sud	-	•	-	-	-	15
Odolo	-	•	-	-	-	15
Nuvolento	•	-	-	-	-	15
Ric. Nord	-	-	•	-	-	15
Ric. Est	-	-	•	-	-	15
Salò	-	-	•	-	-	15

Impianto	2025	2026	2027	2028	2029	Sezione [kV]
----------	------	------	------	------	------	--------------

Tabella 36 – Piano di rifacimento sezioni MT a Brescia

8.1.22 Interventi di sostituzione trasformatori AT/MT – MT/MT

L'attività consiste nella sostituzione dei trasformatori installati nelle Cabine Primarie e/o nelle sottostazioni al fine di:

- Rimuovere dal servizio le macchine più vetuste che possono creare problemi manutentivi o per l'elevata frequenza di intervento oppure per la difficoltà nel recuperare i componenti di ricambio;
- Potenziare la capacità di trasformazione installata;
- Installare macchine che richiedono un sistema di raffreddamento diverso e/o più performante con minori costi di gestione;
- Ridurre le perdite di rete installando macchina più performanti.

Al fine di pianificare nel modo corretto la sostituzione delle macchine è necessario tenere in considerazione che tali asset possiedono una vita utile regolatoria di 30 anni ed una vita tecnica di 40/50 anni.

Di seguito, in Tabella 37 viene riportato il piano di sostituzione dei trasformatori.

Trasformatore	2025	2026	2027	2028	2029
Musocco T1V	•	-	-	-	-
Po T1	•	-	-	-	-
Po T2	•	-	-	-	-
Ponzio T1	•	-	-	-	-
Ponzio T2	-	•	-	-	-
Lambrate TR STATCOM	•	-	-	-	-
Nord T10	•	-	-	-	-
Nord T3	-	-	•	-	-
Nord T9	-	-	-	•	-
Sud T4	-	•	-	-	-
Sud T5	-	-	•	-	-
Suzzani T2	•	-	-	-	-
Trento T1	-	•	-	-	-
Trento T2	-	•	-	-	-
Trento T3	-	•	-	-	-
Rogoredo T2	-	•	-	-	-
Lambrate T2R	-	-	-	•	-
Lambrate T2V	-	-	-	-	•
Vigentina T2R	•	-	-	-	-
Odolo - TRR	•	-	-	-	-
Mazzano - TRV	•	-	-	-	-
Ovest – TR2	-	•	-	-	-

Trasformatore	2025	2026	2027	2028	2029
Nozza - TRR	-	-	•	-	-
Toscolano - TRV	-	-	•	-	-
Nord TR2	-	•	-	-	-
Ziziola TR4	-	-	•	-	-

Tabella 37 – Piano di sostituzione trasformatori (Milano in rosso – Brescia in blu)

8.1.23 Installazione Bobine di Petersen

La messa a terra del neutro tramite impedenza comporta i seguenti fondamentali vantaggi:

- riduzione della corrente di guasto monofase a terra;
- riduzione delle sovratensioni transitorie delle fasi sane in occasione di guasti monofase a terra.

La riduzione delle sovratensioni si traduce in una minore sollecitazione del dielettrico dei componenti in occasioni di guasti monofase a terra, che costituiscono gran parte dei guasti riscontrati sulla rete di distribuzione in media tensione di Milano e di una buona parte di quella di Brescia. Questa minor sollecitazione dei componenti di rete implica una riduzione dei guasti indotti correlati al primo evento di guasto. Si tenga inoltre in considerazione che la sovratensione originatasi a causa di un singolo guasto è “vista” da un numero di componenti (cavi, giunti, terminali, etc) molto elevato (tutti quelli collegati alla stessa sbarra MT di Cabina Primaria) andando ad aumentarne le sollecitazioni e la probabilità di ulteriori guasti. In relazione alla riduzione della corrente di guasto monofase a terra a valori molto inferiori rispetto agli attuali (da qualche centinaio a qualche decina di Ampere), è possibile inoltre introdurre una diversa logica di ricerca del punto di guasto, tale da mantenere la corrente di guasto monofase a terra per tempi più lunghi. Tuttavia, occorre sottolineare come l’installazione delle Bobine di Petersen debba essere accompagnata da un upgrade (o sostituzione) dell’unità di protezione e controllo delle linee di media tensione della Cabina Primaria dove le stesse andranno in servizio. Questo passaggio è fondamentale per evitare aperture intempestive dei trasformatori AT/MT come rincalzo alla mancata individuazione del guasto da parte delle protezioni delle linee. Ciò che avviene nella compensazione del neutro di una rete in cavo è l’insorgenza di un tipo di guasto, non presente in caso di neutro isolato, definito “intermittente” a causa del comportamento che mostra, caratterizzato da una continua successione di inneschi e ricadute (per estinzione) della corrente omopolare. Per poter identificare questa tipologia di guasto è necessario che le unità di protezione e controllo siano dotate di appositi algoritmi di individuazione che non sono presenti (o sono scarsamente affidabili) nelle unità di protezione più datate. La rete in media tensione del Comune di Brescia è esercita con il neutro isolato da terra, ed in provincia, per la maggior parte, con il neutro posto a terra tramite impedenza.

Ad oggi, le Cabine Primarie con il neutro compensato a Milano sono: Nord, Sud, Ovest, Porta Volta, Vigentina, Rozzano, San Cristoforo e Lambrate, mentre nell’area Brescia sono: Mazzano, Nuvolento, Polpenazze, S. Eufemia, Salò, Toscolano, Gavardo, Nozza, Odolo e Vobarno.

In Tabella 38 viene indicato il piano di messa in servizio dei sistemi di compensazione del neutro

Cabina Primaria	2025	2026	2027	2028	2029	Tipo
Marcello	•	-	-	-	-	TFN + BM ⁽¹⁾
Gadio	-	-	•	-	-	TFN + BM ⁽¹⁾
Rogoredo	-	-	-	•	-	TFN + BM ⁽¹⁾
Venezia	-	-	-	-	•	TFN + BM ⁽¹⁾
Nodo Sud	-	-	•	-	-	TFN + BM ⁽¹⁾
Ric. Est	-	-	-	-	•	TFN + BM ⁽¹⁾

Cabina Primaria	2025	2026	2027	2028	2029	Tipo
Donegani	-	-	-	•	-	TFN + BM ⁽¹⁾
Ovest	-	-	-	-	•	TFN + BM ⁽¹⁾
Ziziola	-	-	-	-	•	TFN + BM ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Trasformatore formatore di Neutro + Bobina Mobile

Tabella 38 – Piano di messa in servizio Sistemi di compensazione del Neutro (Milano in rosso e Brescia in blu)

8.1.24 Sistemi di protezione

Aspetto fondamentale, per garantire il corretto funzionamento della rete e la comunicazione fra i vari apparati di telecontrollo, consiste nell'effettuare un upgrade del parco unità di protezione e controllo delle Cabine Primarie e delle Sottostazioni, per i seguenti motivi principali:

- attivare la Richiusura Rapida Automatica (RRA) negli impianti che ne sono ancora sprovvisti. L'introduzione di una logica di RRA (con tempi di richiusura inferiori al secondo) per tutti gli interruttori in media tensione posti a capo delle linee radiali MT, consentirebbe di tramutare una parte delle interruzioni non accertate e classificate come brevi, in interruzioni transitorie che quindi non sarebbero incluse nell'indicatore di riferimento relativo al numero medio di interruzioni per utente BT;
- adeguare il sistema di protezione all'esercizio della rete con il neutro compensato, evitando interventi delle protezioni dei trasformatori AT/MT, con relativa disalimentazione di un gran numero di utenti, come rinalzo alla mancata apertura delle linee di media tensione non in grado di individuare il guasto;
- evitare l'obsolescenza delle apparecchiature che in alcuni casi hanno portato ad interventi intempestivi o a mancati interventi provocando l'apertura dei trasformatori AT/MT o delle interconnessioni;
- introdurre una più affidabile logica di protezione per le interconnessioni tra CP e SS evitando interventi intempestivi che potrebbero avere un impatto considerevole sull'indicatore N1;
- permettere di implementare l'automazione di rete.

In base a quanto sopra esposto, si riporta in Tabella 39 il piano di adeguamento dei sistemi protettivi nei diversi impianti di Milano e Brescia. In Tabella 40 viene invece riportato il piano di adeguamento per le protezioni delle interconnessioni degli impianti di Milano.

Impianto	2025	2026	2027	2028	2029	Sezione [kV]
Ric. Nord	-	-	•	-	-	23
Ovest	-	-	•	-	-	9
Gadio	-	-	-	•	-	23
XXV Aprile	-	•	-	-	-	15
Ovest	-	-	-	•	-	15
Ziziola	-	•	-	-	-	15

Tabella 39 – Piano di sostituzione sistemi di protezione (Milano in rosso e Brescia in blu)

Interconnessione	2025	2026	2027	2028	2029
Mugello-Dionigi	-	•	-	-	-
Nord - Ponzio	•	-	-	-	-
Nord - Suzzani	•	-	-	-	-

Nord - Bassi	•	-	-	-	-
Marcello - Ponzio	-	-	•	-	-
Suzzani - Bassi	•	-	-	-	-
Gadio - Po	•	-	-	-	-
Gadio - Loreto	•	-	-	-	-
Volta - Caracciolo	•	-	-	-	-

Tabella 40 - Piano di sostituzione sistemi di protezione interconnessioni Milano

8.1.25 Compensatori di energia reattiva – STATCOM

In ottemperanza alle recenti Delibere dell’Autorità, Unareti ha pianificato l’installazione di tre compensatori STATCOM (STATic synchronous COMPensator) in tre cabine primarie individuate congiuntamente con il TSO con l’obiettivo di creare tre zone strategiche di influenza sulla RTN in grado di compensare l’energia reattiva di tutte le CP di Unareti nel Comune di Milano al fine di risolvere o comunque contenere problematiche rilevate da Terna nella gestione dei profili di tensione. Di seguito le caratteristiche principali dell’intervento.

Cabina Primaria	Messa in servizio	Taglia STATCOM (MVar)	Tipologia di intervento
Ric. Nord	2025	50	Nuova installazione
Lambrate	2025	50	Nuova installazione
Ric. Ovest	2025	50	Nuova installazione

Tabella 41 - Interventi di installazione compensatori STATCOM in CP

Gli interventi indicati in Tabella 41 permetteranno di:

- risolvere le problematiche di tensione legate agli scambi di energia reattiva da/verso la RTN;
- garantire all’utenza, sia di tipo passivo che attivo, connessa alla rete di distribuzione di non avere limitazioni di prelievo/immissione legate ai flussi di energia reattiva;
- disporre di una maggiore potenza attiva da parte della RTN verso la rete di distribuzione di Unareti senza prevedere interventi di rinforzo da parte di Terna;
- permettere l’abilitazione dei servizi locali come da Delibera 352/2021/R/eel. In particolare, sarà possibile per le apparecchiature installate ricevere set point dinamici in base alle condizioni di funzionamento della rete di media tensione (o di alta tensione) al fine di migliorare il profilo di tensione agendo in sostituzione o in concomitanza con i variatori sotto carico dei trasformatori AT/MT.

Inoltre, al fine di contenere il più possibile le perdite del sistema, gli STATCOM saranno connessi direttamente al livello di tensione 220kV nelle diverse Cabine Primarie per mezzo di trasformatori AT/MT che garantiscono performance maggiori rispetto ai requisiti della fase 2 (1° luglio 2021) di cui all’allegato I del regolamento (UE) n. 548/2014 della Commissione 178.

8.1.26 Rete MT

8.1.26.1 Sviluppo rete di Media Tensione (MT)

Gli interventi di rinnovo della rete di Media Tensione sono importanti al fine di mantenere un'adeguata età media dei componenti al fine di garantire che gli stessi garantiscano buone performance e un grado di affidabilità adeguato.

Per entrambi i territori serviti c'è da considerare che gli interventi di sviluppo e potenziamento inseriti nel piano permetteranno anche di ottenere, nell'arco temporale dello stesso, una razionalizzazione della rete andando a ridurre la consistenza. Inoltre, i lavori di sviluppo di nuova rete permetteranno di abbandonarne altra (ad esempio per il cambio tensione da 9kV a 23kV nell'area di Milano).

In Tabella 42 viene riportato il piano di sviluppo e rinnovo della rete di Media Tensione nei prossimi anni¹⁷.

Le attività di rinnovo saranno concentrate sulla bonifica massiva delle tratte che presentano una criticità maggiore. Le tratte sono individuate mediante la metodologia illustrata nel Paragrafo 7.3.3. L'obiettivo ad oggi, per quanto riguarda gli interventi di rinnovo rete, è quello di sostituire tutte le tratte di cavo definite critiche. Inoltre, è in corso di elaborazione un tool che permetterà di individuare operativamente quelli che sono i migliori scavi da poter effettuare sul territorio, tenendo conto della tipologia di cavo bonificabile, giunti, numeri utenti serviti e criticità. Le metodologie descritte sono attualmente applicabili sulla rete di competenza Milano, ma a tendere verranno adeguate e rese disponibili anche per effettuare analisi sulla rete in area bresciana.

Per quanto riguarda invece la rete di Brescia, nella porzione di rete relativo alla Provincia sono previste importanti attività per la connessione della nuova CP Tremosine e per alcuni progetti di incremento della qualità del servizio che prevedono la messa in cavo di linee aeree.

La principale causa di guasto sulla rete ha come origine il livello di tensione MT e soprattutto i componenti giunto e cavo.

Nella tabella sotto riportiamo lavori previsti su Milano e Brescia (Comune + Provincia) espressi in chilometri di rete:

Intervento	2025	2026	2027	2028	2029	Area ⁽²⁾
Rinnovo	51,4	16,7	6,7	7,3	27,6	Milano
Sviluppo ⁽¹⁾	42,1	36,7	38,2	21,4	33,1	Milano
Rinnovo	5,0	5,1	5,1	8,7	11,1	Brescia C+P
Sviluppo ⁽¹⁾	24,2	21,2	21,4	15,4	8,4	Brescia C+P

(1) Compresa connessione nuove utenze ed attività di potenziamento rete

Tabella 42 - Piano di rinnovo e sviluppo rete MT [Dati in km]

Di seguito vengono riportati alcuni degli interventi più importanti previsti a piano nei prossimi anni per le reti MT di Milano e Brescia:

Milano

- Messa in servizio nuova Cabina Primaria Rozzano: 90 km
- Messa in servizio nuova Cabina Primaria Comasina: 50 km¹⁸
- Messa in servizio nuova Cabina Primaria Mugello: 70 km¹⁹
- Messa in servizio nuova Cabina Primaria MICO: 25 km

¹⁷ Dal 2024 i dati possono essere rivisti in base ad altre analisi in corso di realizzazione.

¹⁸ Di cui 6 km di bonifica di cavi esistenti.

¹⁹ Di cui 11 km di bonifica di cavi esistenti.

- Messa in servizio nuova Cabina Primaria Sarca: 23 km
- Cambio tensione Comasina-Musocco: 23 km
- Bonifica tratte inserite nel PNRR: 100 km

Brescia

- Messa in servizio nuova Cabina Primaria Tremosine 68 km
- Messa in servizio nuova Cabina Primaria Violino: 30 km
- Nuova linea S35 Toscolano: 7,7 km
- Nuova linea R04 Salò: 9,3 km

8.1.27 Cabine secondarie

Al fine di far fronte all'incremento del carico previsto è di fondamentale importanza procedere alla realizzazione di nuove cabine secondarie di trasformazione MT/BT oltre che al rinnovo ed al potenziamento di quelle esistenti. La metodologia di analisi e prioritizzazione degli interventi di rinnovo sulle cabine secondarie è descritta nel Paragrafo 7.3.2.

In Tabella 43 vengono indicati gli interventi a piano inerenti a lavori legati alle cabine secondarie:

Intervento	2025	2026	2027	2028	2029	Area ⁽²⁾
Opere edili	20	20	20	20	20	Milano
RNV S.E. ⁽¹⁾	60	48	56	90	120	Milano
Nuove	83	63	75	82	101	Milano
Opere edili	65	65	65	65	65	Brescia C+P
Nuove	38	40	40	40	40	Brescia C+P

(1) Rinnovo completo Sezione Elettromeccanica

(2) Brescia C – Comune di Brescia; Brescia P – Provincia di Brescia

Tabella 43 - Piano di rinnovo delle Cabine Secondarie servite da Unareti

Per la zona della provincia di Brescia è in previsione anche un progressivo abbandono, ove tecnicamente possibile, dei Posti di Trasformazione su Palo (PTP) che presentano diverse problematiche operative di esercizio e manutenzione.

8.1.27.1 Progetto di Identificazione delle Cabine Secondarie Allagate e risoluzione della criticità

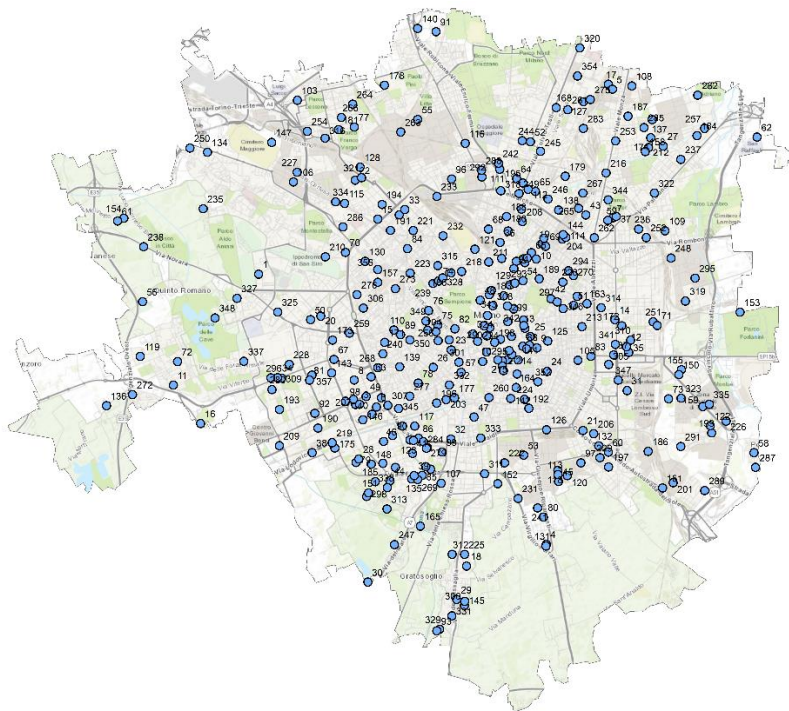


Figura 54 - Mappa cabine secondarie allagate nel periodo 2020-2024

Il fenomeno degli allagamenti delle cabine secondarie interrate rappresenta una criticità significativa per la rete elettrica di Milano, con oltre 500 eventi registrati dal 2020. Questi episodi, dovuti principalmente a precipitazioni estreme e infiltrazioni, provocano interruzioni prolungate del servizio elettrico e danni alle infrastrutture.

Per ridurre l'incidenza e l'impatto degli allagamenti sulle cabine secondarie e migliorare la continuità del servizio e la resilienza della rete elettrica urbana, Unareti ha avviato un progetto di rifacimento delle cabine secondarie soggette ad allagamento.

Soluzioni proposte:

1. **Sostituzione delle apparecchiature elettriche con unità RMU** per migliorare l'affidabilità.
2. **Interventi di mitigazione**, come sigillature, paratie e rialzi strutturali.
3. **Spostamento fuori terra** delle cabine più vulnerabili, sfruttando aree comunali o edifici dismessi.
4. **Revisione del regolamento edilizio** per garantire spazi idonei alle cabine in fase di progettazione urbana.
5. **Cabine "waterproof" Compact Substation**, interrate ma sigillate contro l'acqua.
6. **Digitalizzazione delle cabine**, con sensori per il monitoraggio in tempo reale e gestione più efficiente delle emergenze.

Le soluzioni sopra riportate vengono valutate caso per caso e possono richiedere la collaborazione con le autorità locali per accelerare le approvazioni e migliorare la protezione della rete. Il progetto è in corso con azioni mirate e un piano di interventi prioritari per minimizzare i rischi futuri.

Tipologia di intervento	Risoluzione o riduzione dell'impatto degli allagamenti di cabine secondarie
Driver principale	Resilienza
Numero cabine coinvolte	95
Costo stimato intervento	7,6M €

Tabella 44 - Dati di sintesi interventi rinnovo CS soggette ad allagamento

8.1.27.2 Telecontrolli

Il telecontrollo delle cabine secondarie consiste nell'operazione di apertura e chiusura da remoto degli organi di manovra in cabina di trasformazione da parte degli operatori della sala controllo così da garantire una migliore gestione della rete di distribuzione di media tensione. La possibilità di manovrare gli organi da remoto è resa possibile attraverso l'utilizzo di standard di telecomunicazione quali GSM, GPRS o utilizzando la tecnologia della fibra ottica qualora sia presente in cabina. Oltre ad una migliore gestione della rete la presenza di cabine telecontrollate riduce i tempi di disservizio (indicatore D1) in caso di guasto poiché parte delle operazioni di ricerca e isolamento della parte di rete guasta possono essere eseguite direttamente da remoto senza necessità di inviare personale sul posto.

L'inserimento di cabine secondarie in telecontrollo deve essere effettuato in punti strategici della rete che consentono di massimizzare i benefici appena citati. Alcuni criteri utilizzati per la selezione delle cabine secondarie da telecontrollare sono:

- percentuale di cabine telecontrollate attualmente presenti su ciascuna linea;
- individuazione dei punti di separazione tra le dorsali e di confine tra gestori di rete;
- individuazione dei nodi principali di smistamento del carico con particolare attenzione ai nodi a più vie di alimentazione ed alle cabine di confine tra una linea e l'altra;
- verifica delle lunghezze dei tratti di rete e del numero di utenti compresi tra due cabine successive in telecontrollo;
- posizione geografica delle cabine secondarie;
- numero e tipologia di utenti di media tensione;
- incidenza dell'indicatore D1 negli anni precedenti su ciascuna linea;
- assetto ottimo della rete da realizzare per minimizzare l'impatto sull'indicatore N1, In questo caso le cabine in telecontrollo non hanno impatto diretto sulla riduzione dell'indicatore di durata ma diventano abilitanti per poterlo ridurre grazie ad un migliore assetto della rete di media tensione.

Allo stato attuale sulla rete di Milano risultano in telecontrollo oltre **1.900 cabine secondarie**, equivalenti a circa il 30% delle cabine attualmente in esercizio, mentre sulla rete di Brescia (Comune e provincia) oltre **1.350**, equivalenti a più del 40% delle cabine.

Per quanto riguarda la rete bresciana non risulta attualmente critico il numero delle cabine telecontrollate ma piuttosto i problemi legati ai vettori di comunicazione che rendono difficoltoso il collegamento tra gli apparati in campo e la sala telecontrollo. Tale problematica è legata alla morfologia del territorio servito soprattutto nella provincia dove il collegamento con ponti radio non risulta essere particolarmente affidabile e dove lo sviluppo della fibra ottica non è ancora così capillare.

A tal proposito è in fase avanzata un progetto relativo alla connessione in fibra ottica delle cabine secondarie del territorio di Milano e Brescia, al 31/12/24 le cabine in cui è presente la fibra ottica²⁰ sono:

- **4.572** area Milano;
- **501** area Brescia.

L'obiettivo è di arrivare a connettere il numero maggiore possibile di cabine secondarie in entrambi i territori al fine di permettere, oltre che un incremento dell'efficacia dei telecontrolli, anche lo sviluppo delle funzioni di smart grid come, ad esempio, servizi di dispacciamento sulla rete di distribuzione quali ad esempio il Demand Response o il Vehicle to Grid (V2G).

Di seguito viene riportato il numero di nuovi telecontrolli attivati per anno:

Anno	AREA MILANO	AREA BRESCIA E SALO'
2019	91	61
2020	72	52
2021	31	55
2022	75	56
2023	87	20
2024	94	37

Tabella 45 - Nuovi telecontrolli attivati annualmente dal 2019

²⁰ Sono conteggiate anche le cabine in cui la fibra è presente ma la connessione non è attiva

8.1.28 Rete BT

Per quanto riguarda la rete di bassa tensione l'approccio è analogo a quello utilizzato per la rete MT dovendo però tenere maggiormente in considerazione lo scenario di evoluzione dei carichi elettrici che avranno un maggior impatto sulla rete di bassa tensione rispetto che su quella di media tensione per i seguenti motivi principali:

- La quasi totalità dell'utenza è connessa al livello di tensione 230-400V e gli scenari prevedono un trend in forte aumento del fabbisogno energetico per tali tipologie di utenze;
- L'aumento dei carichi elettrici provocherà un aumento delle correnti nei conduttori che sua volta porterà ad un maggiore stress termico considerando anche la posa interrata;
- Per garantire la fornitura agli utenti secondo gli standard di qualità della tensione imposta dalle normative è necessario che l'utenza sia "vicina" alla fonte di alimentazione il che porterà inevitabilmente a dover prevedere una diffusione più capillare delle cabine secondarie e di conseguenza ad un aumento delle linee di bassa tensione;
- Al fine di evitare di avere perdite di rete troppo elevate vale quanto indicato al punto precedente;
- L'aumento della generazione distribuita, spesso associata ad utenti domestici o non domestici di piccola taglia che in alcune condizioni può rivelarsi controproducente per la rete in quanto provoca squilibri di tensione sulla rete BT.

Inoltre, si consideri che soprattutto la rete di Milano mostra già oggi, nei periodi estivi, condizioni di sovraccarico della rete dovute all'alta densità di utenze ed alla contemporaneità dei prelievi legati al condizionamento degli edifici.

Anche in questo caso, come per la media tensione, le attività di sviluppo permetteranno di razionalizzare la rete andando a dismettere la rete più vetusta. Di seguito vengono riportate le attività di rinnovo e sviluppo sulla rete BT, come fatto per la rete MT in precedenza.

Intervento	2025	2026	2027	2028	2029	Area
Rinnovo	8	5	5	12	21	Milano
Sviluppo⁽¹⁾	12	13	13	6	11	Milano
Rinnovo	7	8	8	13	14	Brescia C+P
Sviluppo⁽¹⁾	8	6	6	12	21	Brescia C+P

(1) Compresa connessione nuove utenze ed attività di potenziamento rete

Tabella 46 - Piano di rinnovo e sviluppo rete BT [Dati in km]

Nel 2024 è stato elaborato un Piano di Sostituzione BT specifico per intercettare gli utenti BT soggetti a interruzioni che si concentri nelle tratte di cavo in intercapedine. Un dettaglio maggiore è riportato al 7.3.4. Nella mappa seguente è riportata un'overview generale delle metriche totali del piano che saranno realizzati secondo delle priorità e secondo le numeriche di budget.

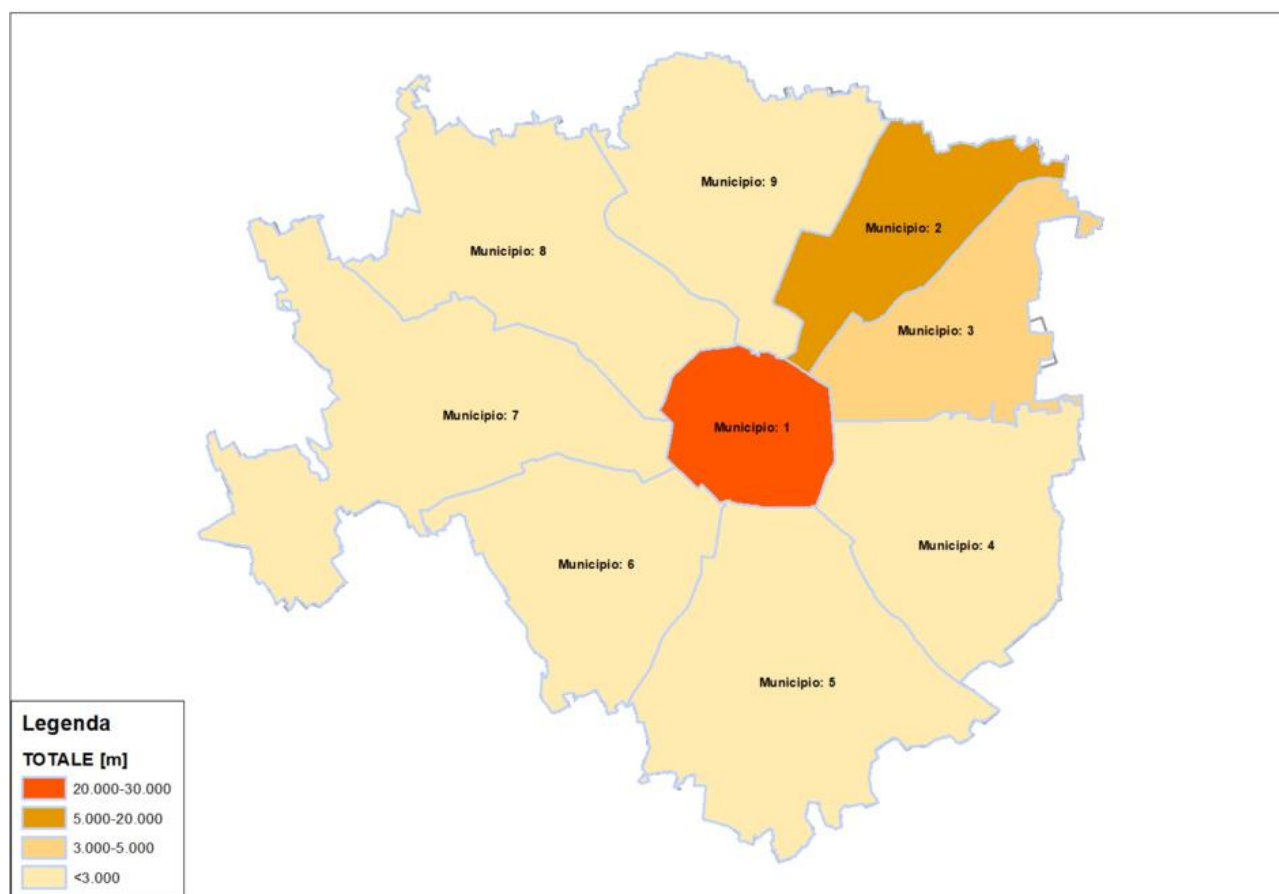


Figura 55 - Distribuzione delle metriche risultanti dall'analisi del Piano sostituzione BT - Tratte Critiche in intercapedine

9. Allegati al PdS

Di seguito è riportato l'elenco degli allegati previsti unitamente al presente documento:

- a) Schede intervento;
- b) Riepilogo interventi (in formato Excel);
- c) Linee guida per lo sviluppo di scenari energetici di distribuzione elettrica;
- d) Overview PNRR
- e) Progetti Innovativi

Elenco comuni serviti

- Area Brescia: Agnosine, Anfo, Bagolino, Barghe, Bione, Botticino, Brescia, Capovalle, Casto, Gardone Riviera, Gargnano, Gavardo, Idro, Lavenone, Limone Del Garda, Magasa, Manerba Del Garda, Mazzano, Mura, Muscoline, Nuvolento, Nuvolera, Odolo, Paitone, Pertica Alta, Pertica Bassa, Polpenazze Del Garda, Preseglie, Prevalle, Provaglio Val Sabbia, Puegnago Del Garda, Rezzato, Roè Volciano, Sabbio Chiese, Salò, San Felice Del Benaco, Serle, Tignale, Toscolano Maderno, Tremosine, Treviso Bresciano, Vallio Terme, Valvestino, Vestone.
- Area Milano: Milano, Rozzano.

