

Piano di sviluppo delle reti di distribuzione di energia elettrica

2025 – 2029

Verona, 27/06/2025

Livio Negrini

**Consigliere Delegato e
Gestore Indipendente**

V-RETI S.p.A.

Sommario

1. Il contesto normativo e regolatorio	3
2. Gli obiettivi del Piano di Sviluppo	4
3. Presentazione di V-RETI e della realtà territoriale	5
4. Consistenza della rete di distribuzione	5
5. Stato della rete di distribuzione	8
6. Scenari di evoluzione del sistema energetico	13
Scenari di sviluppo dei consumi	15
Rilevazione della domanda di energia elettrica suddivisa per tipologia di cliente	15
Previsione della domanda di energia elettrica	15
Previsione dell'andamento della ricarica correlata alla mobilità elettrica	17
Previsione dell'elettificazione dei carichi nel settore residenziale	25
Previsione della domanda di potenza elettrica disponibile all'utenza	29
Scenari di sviluppo delle RES e dei sistemi di accumulo	32
Previsione sullo sviluppo della generazione distribuita	32
Previsione sullo sviluppo della capacità di accumulo	38
7. Metodologia di scelta e rappresentazione degli interventi	39
7.1. Driver	39
7.2. I criteri di pianificazione	40
7.3. Le modalità di rappresentazione degli interventi	40
7.4. Analisi CBA	41
7.4.1. Stima dei costi degli interventi	41
7.4.2. I Benefici degli interventi	43
7.4.3. Le ipotesi in merito all'impostazione dell'analisi costi-benefici	44
8. Le esigenze di sviluppo	47
9. Interventi pianificati	50
10. Allegati al Piano di Sviluppo	50

1. Il contesto normativo e regolatorio

Lo sviluppo della rete elettrica si rende necessario per una serie di motivazioni, di cui le principali sono l'esigenza di nuove connessioni, gli adeguamenti (rifacimenti, potenziamenti ed estensioni) delle infrastrutture esistenti, il miglioramento della qualità del servizio, l'adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento e, non ultimo, l'esigenza di adeguamento del sistema elettrico nell'ottica della decarbonizzazione dei consumi.

In base a quanto previsto dalla Concessione delle attività di distribuzione di energia elettrica siglata con il Ministero dell'Industria del commercio e dell'Artigianato, V-Reti S.P.A. (di seguito V-Reti) deve perseguire principalmente i seguenti obiettivi:

- assicurare che il servizio di distribuzione di energia elettrica sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, sotto l'osservanza delle direttive impartite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA), in particolare con la delibera 296/2023/R/eel e s.m.i.;
- mantenere gli impianti necessari per l'esercizio delle attività oggetto di concessione in perfetto stato di funzionamento, programmando e realizzando l'esecuzione dei necessari interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria;
- promuovere gli interventi volti a migliorare lo sviluppo, l'efficienza e la qualità del proprio sistema di distribuzione dell'energia elettrica;
- garantire l'adempimento di ogni obbligo volto ad assicurare la regolarità, la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza ed il minor costo attraverso la diretta disponibilità di risorse umane e competenze adeguate ad assicurare la completa operatività dell'attività di distribuzione;
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio di distribuzione per consentire l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- concorrere alla promozione, nell'ambito delle proprie competenze e responsabilità, della tutela dell'ambiente e della sicurezza degli impianti.

In aggiunta agli obiettivi derivanti dalla concessione di distribuzione, negli ultimi anni ARERA ha previsto specifiche disposizioni in materia di sviluppo delle reti di distribuzione e relativi piani.

Il Piano di Sviluppo delle reti di distribuzione di energia elettrica (di seguito Piano) di V-RETI costituisce il documento redatto ai sensi della disciplina di cui alla delibera ARERA 296/2023/R/eel così come modificata ed integrata dalla delibera 521/2024/R/eel. Quest'ultimo provvedimento, in particolare, ha verificato i documenti da utilizzare come linee guida per l'edizione 2025 dei piani di sviluppo delle reti distribuzione dell'energia elettrica, costruiti anche sulla base del contributo di V-RETI nell'apposito gruppo di lavoro istituito presso Utilitalia.

Il Piano 2025-2029 viene redatto tenuto conto del Piano di Sviluppo decennale della rete di trasmissione nazionale di Terna, limitatamente agli interventi previsti di interesse per il perimetro territoriale servito da V-Reti.

Nel proprio Piano V-Reti ricomprende interventi relativi a realizzazione di nuovi asset e rinnovo di asset esistenti. Sono viceversa esclusi dal campo di applicazione del presente Piano gli investimenti in:

- misura in BT, in quanto già oggetto del PMS2, ossia del piano di roll-out dei meter 2G;
- manutenzione straordinaria non pianificata (post guasto);
- richieste in gestione utenza (es. spostamento impianti su richiesta) che non comportano alcun tipo di sviluppo sulla rete.

Il Piano viene redatto secondo criteri di efficienza, economicità, neutralità e non discriminazione e deve soddisfare, tra l'altro, tutti gli obblighi normativi vigenti ed in particolare gli obblighi previsti nella convenzione di concessione dell'attività di distribuzione ponendosi come obiettivo la sicurezza, l'efficienza, l'imparzialità e l'economicità del servizio di distribuzione nel rispetto dei vincoli ambientali.

2. Gli obiettivi del Piano di Sviluppo

Gli obiettivi degli interventi di investimento di V-Reti sono:

- **risoluzione delle criticità della rete e degli impianti** attraverso l'identificazione delle aree a maggior richiesta di connessioni attive e passive, nonché utilizzo della modellazione informatizzata della rete per definire gli elementi a maggior intensità di carico connesso e frequenza di guasti;
- **miglioramento della qualità del servizio** per la costante riduzione del numero di guasti/utente N1 e del disservizio ad esso connesso, in termini di minuti/utente D1, così come definiti da ARERA;
- **incremento della resilienza della rete** e dell'efficienza energetica con interrimento delle linee aeree e sostituzione trasformatori per far fronte agli effetti sui carichi elettrici del cambiamento climatico e della transizione energetica verso il vettore elettrico;
- **riduzione delle perdite di distribuzione** con trasformatori a basse e bassissime perdite di rete;
- **aumento di Hosting Capacity** e incremento della potenza disponibile (load ability) sulla rete per favorire l'elettrificazione dei consumi e la transizione energetica, sia con interventi sulla rete AT, che MT e BT;
- **soddisfare le esigenze dei territori serviti** che necessitano di infrastrutture per lo sviluppo del tessuto economico e sociale, considerando anche la favorevole propensione agli investimenti privati nonché alla realizzazione delle grandi opere pubbliche;

Tali obiettivi sono funzionali alla definizione dei criteri e dei driver secondo i quali V-Reti ha selezionato e categorizzato gli investimenti del Piano.

3. Presentazione di V-RETI e della realtà territoriale

V-Reti è la società di scopo del Gruppo AGSM AIM che si occupa della distribuzione e misura del gas e dell'energia elettrica. V-Reti distribuisce, in particolare, energia elettrica nelle città di Verona, Vicenza e Grezzana.

V-RETI S.p.A. è società partecipata da AGSM AIM S.p.A. al 99,83% e allo 0,17% da COVIGAS S.r.l.

Vision, Mission, Valori

La consolidata esperienza nella distribuzione fa di V-Reti, nata nel 2022 a fronte di una riorganizzazione societaria all'interno del Gruppo AGSM AIM e che eredita le esperienze ed il knowhow di Megareti S.p.A. e Servizi a Rete s.r.l. rispettivamente nelle realtà veronese e vicentina, un'azienda affidabile e con forte vocazione tecnica. La società guarda al futuro impegnandosi ad aumentare significativamente gli investimenti con l'obiettivo di generare benefici diretti per i territori serviti, migliorare la qualità del servizio offerto ai cittadini e rispondere con efficacia alle sfide che attendono il settore dei servizi di utilità pubblica nell'ottica della sostenibilità.

Con costante impegno e presenza, V-Reti garantisce ininterrottamente il presidio delle reti di distribuzione di energia elettrica e gas e lavora per mantenere ai più alti livelli gli standard di sicurezza e la continuità del servizio. L'impegno di V-Reti è quello di investire costantemente nelle proprie infrastrutture per rendere il servizio sempre più efficiente e sostenibile. Per raggiungere i propri obiettivi industriali e dare valore aggiunto ai propri clienti, V-Reti ritiene fondamentale la valorizzazione delle risorse energetiche, naturali e territoriali e la continua attenzione a operare attraverso di esse con professionalità e persistenza.

Certificazioni

La società è certificata secondo le seguenti norme:

UNI EN ISO 9001 Sistemi di Gestione per la Qualità (SGQ),

UNI EN ISO 14001 Sistemi di Gestione Ambientale (SGA),

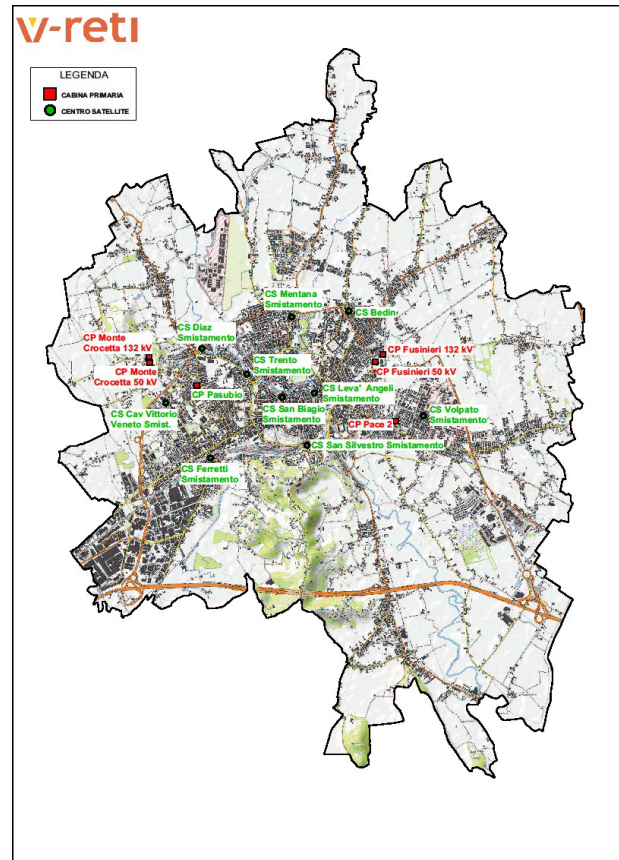
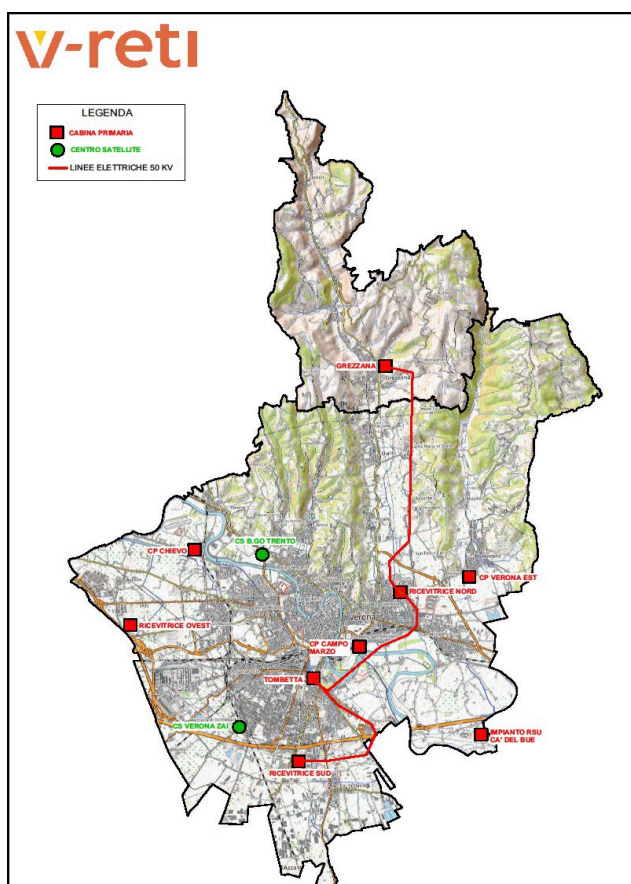
UNI ISO 45001 sistema di gestione per la salute e sicurezza sul lavoro (SSL)

4. Consistenza della rete di distribuzione

V-Reti gestisce circa 4.570 km di linee elettriche, a favore di 246.226 utenze attive, di cui 128 impianti di generazione di sola immissione e 8.467 prosumer, al 31 dicembre 2024.

Di seguito vengono riportati i principali dati tecnici che caratterizzano la rete di distribuzione.

Ubicazione impianti primari nel comune di Verona, Grezzana e Vicenza



Comune	Estensione territoriale 198,888 (Kmq)			
VERONA	Lunghezza rete (km)			
Livello di tensione	Cavo aereo	Cavo interrato	Conduttori nudi	Totale
BT	628,3	1.328,0	11,4	1.967,7
MT	0,62	970,5	179,3	1.150,4
AT	0	0	26	26

Tabella 1: Consistenza al 31/12/2024 della rete di distribuzione gestita da V-RETI nel comune di Verona

Comune	Estensione territoriale 49,542 (Kmq)			
GREZZANA	Lunghezza rete (km)			
Livello di tensione	Cavo aereo	Cavo interrato	Conduttori nudi	Totale
BT	73,0	79,0	1,1	153,1
MT	1,7	64,2	52,7	118,6
AT	0	0,5	1,8	2,3

Tabella 2: Consistenza al 31/12/2024 della rete di distribuzione gestita da V-RETI nel comune di Grezzana

Comune	Estensione territoriale 80,524 (Kmq)			
VICENZA	Lunghezza rete (km)			
Livello di tensione	Cavo aereo	Cavo interrato	Conduttori nudi	Totale
BT	258,7	406,2	2,1	667,0
MT	1,2	436,4	29,8	467,4
AT	0	0	16,9	16,9

Tabella 3: Consistenza al 31/12/2024 della rete di distribuzione gestita da V-RETI nel comune di Vicenza

La rete di distribuzione è alimentata da:

- 5 stazioni elettriche
- 8 cabine elettriche primarie
- 12 centri satellite

Stazioni, cabine e centri satellite sono collegate fra loro da 8 linee in alta tensione e 54 linee in media tensione (feeder di collegamento) e da queste stazioni e cabine si dipartono tutte le 245 linee di distribuzione in MT. Le linee di distribuzione in MT alimentano 2.005 cabine secondarie di trasformazione MT/bt dalle quali si dipartono 8.678 linee in bassa tensione.

In particolare, le stazioni elettriche di trasformazione e smistamento sono:

- Stazione Ricevitrice Sud (Verona – P.Trasf. 270MVA)
- Stazione Ricevitrice Ovest (Verona – P.Trasf. 85MVA)
- Stazione Grezzana (Grezzana – P.Trasf. 130MVA)
- Stazione Tombetta (Verona – P.Trasf. 160MVA)
- Stazione Ricevitrice Nord (Verona – P.Trasf. 248MVA)

Le Cabine Primarie di distribuzione sono:

- Cabina Primaria Campo Marzo (Verona – P.Trasf. 100MVA)
- Cabina Primaria Verona Est (Verona – P.Trasf. 75MVA)

- Cabina Primaria Chievo (Verona – P.Trasf. 80MVA)
- Cabina Primaria Monte Crocetta 132kV (Vicenza – P.Trasf. 143MVA)
- Cabina Primaria Fusinieri 132 kV (Vicenza – P.Trasf. 100MVA)
- Cabina Primaria Fusinieri 50 kV (Vicenza – P.Trasf. 20MVA)
- Cabina Primaria Pace 2 132 kV (Vicenza – P.Trasf. 40MVA)
- Cabina Primaria Pasubio 50 kV (Vicenza – P.Trasf. 40MVA)

I Centri satellite della distribuzione sono:

- Centro Satellite ZAI (Verona – P.Trasf. 36MVA)
- Centro Satellite Borgo Trento (Verona – P.Trasf. 67MVA)
- Centro Satellite Angeli (Vicenza – P.Trasf. 0MVA)
- Centro Satellite Bedin (Vicenza – P.Trasf. 0MVA)
- Centro Satellite Cavalieri V. Veneto (Vicenza – P.Trasf. 0MVA)
- Centro Satellite Diaz (Vicenza – P.Trasf. 10MVA)
- Centro Satellite Ferretti (Vicenza – P.Trasf. 0MVA)
- Centro Satellite Mentana (Vicenza – P.Trasf. 0MVA)
- Centro Satellite S. Biagio (Vicenza – P.Trasf. 0MVA)
- Centro Satellite S. Silvestro (Vicenza – P.Trasf. 5MVA)
- Centro Satellite Trento (Vicenza – P.Trasf. 0MVA)
- Centro Satellite Volpato (Vicenza – P.Trasf. 10MVA)

5. Stato della rete di distribuzione

Lo stato di efficienza elevata ed il grado di manutenzione costante, sono avvalorati dai dati di qualità e continuità del servizio elettrico che, nel 2023, ha registrato la seguente performance: Durata media delle interruzioni annue pari a **13,5** minuti e per i cittadini di Verona e Grezzana e **14,35 minuti** per quelli di Vicenza, a fronte di un obiettivo massimo fissato dall'Autorità di 28 minuti. Il Numero medio di interruzioni annue per cliente è pari a **1,19** per i territori di Verona e Grezzana e **1,3** eventi/utente per Vicenza, rispetto al target di 1,2 eventi/utente.

Risultati superiori rispetto ai target previsti da Arera – Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente – ottenuti grazie ai continui investimenti nelle infrastrutture elettriche, che nel 2024 hanno raggiunto l'importo complessivo di **29,2 milioni di euro**. Questo dato è guidato dall'accelerazione verso la transizione energetica che comporta la necessità di incrementare la capacità, la resilienza e l'efficienza dell'infrastruttura energetica. Vale la pena, tra gli altri, sottolineare gli investimenti per la realizzazione di nuove linee di distribuzione a supporto delle esigenze delle future Olimpiadi invernali del 2026 e quelli per la realizzazione della nuova piattaforma ADMS (Advanced Distribution Management System), finalizzata al monitoraggio e alla gestione in tempo reale della rete elettrica di Verona e Vicenza.

Servizi di flessibilità

V-RETI nel presente Piano di Sviluppo non ritiene funzionale, visto il territorio servito e le prospettive più immediate di evoluzione delle proprie reti, individuare potenziali (e residuali) fabbisogni di servizi di flessibilità per la risoluzione delle possibili congestioni di rete, tenuto conto: della limitata esperienza diretta riguardante i progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali di cui alla delibera 352/2021/R/eel., della possibilità di dialogo diretto con i Comuni soci di Verona e Vicenza per gli atti autorizzativi funzionali alla realizzazione degli asset, della consapevolezza che per le realtà servite gli eventuali servizi di flessibilità rappresenterebbero solo soluzioni transitorie valutate come ultima istanza rispetto a soluzioni stabili infrastrutturali. Resta inteso che V-RETI si riserva comunque nel tempo di valutare, in base a specifiche situazioni (es. incremento dell'elettrificazione dei centri storici), future soluzioni di flessibilità, anche sulla scorta dei risultati dei progetti pilota della citata delibera 352/2021/R/eel.

Punti di attenzione

Le reti elettriche di distribuzione affrontano diverse criticità che possono influenzare la loro efficienza e affidabilità. Ecco alcune delle principali:

1. **Saturazione della rete:** l'aumento della domanda di energia e la connessione di nuovi impianti di produzione possono portare alla saturazione delle infrastrutture esistenti, rendendo difficile la gestione del flusso di energia; inoltre possono allungarsi i tempi per accogliere nuove connessioni attive e di conseguenza disincentivare gli utenti ad investire in produzione di energia rinnovabile;
2. **Resilienza agli eventi meteorologici estremi:** le reti devono essere in grado di resistere a eventi come tempeste, nevicate e ondate di calore, che possono causare danni significativi alle infrastrutture e disservizi anche prolungati all'utenza; l'interramento delle linee aeree e la protezione sismica, termica, idraulica delle cabine elettriche rappresentano le azioni migliori per aumentare la resilienza anche se richiedono cospicui investimenti e lunghi tempi di realizzazione;
3. **Integrazione delle fonti rinnovabili:** la variabilità delle fonti rinnovabili, come il solare e l'eolico, richiede una gestione avanzata per mantenere la stabilità della rete; pertanto la progettazione della rete deve considerare le peggiori condizioni di esercizio, sia con flussi di potenza Top-Down che Bottom-Up;
4. **Obsolescenza delle infrastrutture:** considerando la vita tecnica media degli impianti e dei componenti, molte parti della rete di distribuzione richiedono costanti manutenzioni e potenziamenti per ridurre l'obsolescenza e migliorare l'efficienza al fine di diminuire le perdite di energia, sia di linea che delle macchine elettriche (Trasformatori);
5. **Cybersecurity:** con l'aumento della digitalizzazione, le reti elettriche sono sempre più vulnerabili agli attacchi informatici, che possono compromettere la sicurezza e la continuità

del servizio; in tal senso V-RETI si sta adeguando agli standard europei NIS con relativa certificazione di sistema;

Saturazione della rete

Il livello di saturazione di una rete elettrica di distribuzione si riferisce alla capacità della rete di gestire il flusso di energia senza sovraccarichi o interruzioni. Ecco alcuni aspetti chiave:

1. **Capacità di carico:** la saturazione si verifica quando la domanda di energia supera la capacità di carico della rete, nelle varie sezioni di impianto (BT, MT, AT); questo può portare a sovraccarichi e potenziali blackout;
2. **Inversione del flusso di energia:** in alcune aree, l'energia può fluire dalla rete di media tensione (MT) verso la rete di alta tensione (AT) a causa della produzione distribuita. Questo fenomeno può indicare un alto livello di saturazione da intercettare per pianificare gli interventi di potenziamento necessari a far fronte alla domanda, soprattutto in alcune aree;
3. **Classificazione delle aree:** le aree della rete possono essere classificate in base al loro livello di saturazione utilizzando codici colore. Ad esempio, il verde indica una bassa saturazione, mentre il rosso indica un'alta saturazione; in tal senso V-RETI attraverso il software di modellazione monitora costantemente il livello di saturazione, indicando agli uffici di pianificazione, la necessità di intervenire con investimenti laddove maggiore è il beneficio rispetto al costo dell'intervento;
4. **Monitoraggio e aggiornamenti:** la saturazione viene monitorata regolarmente e le informazioni vengono aggiornate per riflettere le condizioni attuali della rete. Questo aiuta a identificare le aree critiche e pianificare interventi mirati.
5. **Grado di saturazione degli impianti primari (Ricevitori, Cabine primarie e Centri Satellite):** viene costantemente controllata la potenza primaria di trasformazione rispetto alla domanda di potenza dell'utenza al fine di valutare l'adeguatezza delle cabine primarie. L'attuale monitoraggio non evidenzia criticità nella disponibilità di potenza primaria. Inoltre, si controlla periodicamente la disponibilità degli stalli di partenza linea che servono ad alimentare le aree della città o le singole utenze. Nel corso del 2024 sono emerse riduzioni della disponibilità di stalli liberi, per effetto del numero elevato di connessioni di grossa taglia nel corso del 2023 e 2024, che verrà affrontata con le soluzioni presentate nel capitolo 8.

Il livello di saturazione degli impianti primari (Ricevitori, Cabine primarie e Centri Satellite) relativo alla % massima di carico delle trasformazioni MT è la seguente.

Ricevitrice Sud – Verona

Potenza massima erogata: 59%;

Potenza media erogata: 44,5%;

Ricevitrice Nord - Verona

Potenza massima erogata: 63%;

Potenza media erogata: 37,7%;

Ricevitrice Ovest - Verona

Potenza massima erogata: 50%;

Potenza media erogata: 41,0%;

Stazione Grezzana - Verona

Potenza massima erogata: 57,3%;

Potenza media erogata: 43,6%;

Stazione Tombetta - Verona

Potenza massima erogata: 50%;

Potenza media erogata: 38,3%;

CP Campo Marzo - Verona

Potenza massima erogata: 57,8%;

Potenza media erogata: 50,7%;

CP Verona Est - Verona

Potenza massima erogata: 46%;

Potenza media erogata: 33,5%;

CP Chievo - Verona

Potenza massima erogata: 63,5% in immissione;

Potenza media erogata: 48,0%;

CP Monte Crocetta 132kV - Vicenza

Potenza massima erogata: 35%;

Potenza media erogata: 37,1%;

CP Fusinieri 132kV - Vicenza

Potenza massima erogata: 61%;

Potenza media erogata: 52%;

CP Pace 2 - Vicenza

Potenza media erogata: > 20%;

CP Pasubio - Vicenza

Potenza media erogata: > 50%;

Resilienza agli eventi metereologici estremi

È un tema particolarmente attuale. V-reti ha già affrontato la questione con i “Piani per la Resilienza” per l’area di Verona e per quella di Vicenza, da poco conclusi.

Ulteriori interventi sono stati pianificati nel presente Piano di Sviluppo, così come descritto al capitolo 8.

Integrazione delle fonti rinnovabili

Le produzioni fotovoltaiche hanno diversi effetti sulla rete elettrica di distribuzione, che possono essere sia positivi che negativi. Ecco una panoramica dei principali effetti:

1. **Variazioni di tensione:** la produzione fotovoltaica può causare variazioni lente e veloci di tensione nella rete di distribuzione. Queste variazioni possono influenzare la qualità della tensione erogata all’utenza che è un parametro da garantire entro determinati limiti;
2. **Saturazione della rete:** l’aumento della generazione distribuita da impianti fotovoltaici può portare alla saturazione delle infrastrutture esistenti, rendendo necessario il potenziamento della rete, ma anche all’impossibilità di effettuare ulteriori allacciamenti;
3. **Inversione del flusso di energia:** in alcune situazioni, l’energia prodotta dai pannelli fotovoltaici può invertire il flusso di energia, passando dalla rete di media tensione (MT) alla rete di alta tensione (AT);
4. **Necessità di sistemi di accumulo:** per gestire l’intermittenza della produzione fotovoltaica, è spesso necessario integrare sistemi di accumulo di energia da parte degli utenti; questi sistemi aiutano a stabilizzare la rete e a garantire una fornitura continua di energia, ma introducono disturbi sulla rete per effetto dei gruppi statici di conversione dell’energia elettrica da continua ad alternata;
5. **Impatto sulla gestione della rete:** la crescita della generazione fotovoltaica richiede un approccio più evoluto alla gestione della rete, passando da un modello “fit & forget” a una integrazione reale della generazione distribuita già in fase di progettazione delle reti.

Questi effetti evidenziano l’importanza di investire in tecnologie e infrastrutture che possano supportare la crescente diffusione delle fonti rinnovabili e garantire la stabilità e l’efficienza della rete elettrica di distribuzione.

Obsolescenza delle infrastrutture

L’Obsolescenza delle infrastrutture della rete elettrica è affrontata e gestita mediante un adeguato piano di manutenzione straordinaria e di un parallelo piano di sviluppo infrastrutturale che consente la sostituzione di elementi obsoleti.

Qualità e continuità del servizio

Con riferimento agli standard di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica, definiti dal TIQE (cit.), negli ultimi anni le performance di V-RETI sono riportate nella tabella e nei grafici seguenti:

Anno	Indicatore D1 [min/utente BT]			Indicatore N1 [eventi/utente BT]		
	Obiettivo nazionale	Vicenza	Verona e Grezzana	Obiettivo nazionale	Vicenza	Verona e Grezzana
2022	28,00	29,49	12,36	1,20	1,04	0,94
2023	28,00	14,35	13,50	1,20	1,30	1,19
2024	n.a.	26,44	11,63	n.a.	1,49	0,76

Tabella 4: Indicatori di continuità del servizio di distribuzione

Rispetto agli obiettivi nazionali, le prestazioni di V-RETI nei due ambiti territorialmente rilevanti risultano, nella quasi totalità degli anni, sostanzialmente soddisfacenti ma, come si evince dai risultati degli ultimi tre anni, occorre comunque costantemente mantenere elevato il focus sulla qualità del servizio – a prescindere dalle evoluzioni societarie -, continuando ad investire per offrire ai cittadini standard di servizio cui già sono stati abituati in passato e pertanto cui sono associate elevate aspettative.

Il perseguimento di elevati standard di servizio è uno dei driver motore degli investimenti di V-RETI.

6. Scenari di evoluzione del sistema energetico

La presente sezione conterrà le informazioni di riferimento riguardo agli scenari evolutivi del sistema energetico nell'ambito di **Verona, Vicenza** ed in generale nella **Regione Veneto**.

Le metodologie di predisposizione di tali scenari sono allineate alle indicazioni contenute nel documento “Criteri comuni per la definizione delle ipotesi locali di scenario dei DSO con oltre 100.000 punti di prelievo” (vedasi allegato lettera c).

Il Regolamento UE 2021/1119 (noto come “Normativa europea sul clima”) sancisce l’obiettivo dell’UE di raggiungere la neutralità climatica (“Net Zero”) entro il 2050 e l’obiettivo intermedio di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli dell’anno 1990.

La lotta ai cambiamenti climatici richiede uno sforzo continuo nel tempo per ridurre le emissioni di CO₂ di origine antropica, promuovendo l’efficienza energetica e sostituendo progressivamente i combustibili fossili con energia da fonti rinnovabili (FER).

La transizione energetica è quindi uno dei temi fondanti del progetto Next Generation EU e, conseguentemente, del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) in cui sono previsti

stanziamenti per incrementare l'efficienza energetica, velocizzare la penetrazione del vettore elettrico ed aumentare l'utilizzo di fonti rinnovabili elettriche e di gas verdi (semplificando, tra l'altro, le procedure di autorizzazione per le energie rinnovabili, promuovendo l'agri-voltaico e il biometano). La perdurante crisi energetica degli ultimi anni, accentuata dagli sviluppi geopolitici ed economici del conflitto in Ucraina, ha in ogni caso ancor più riportato l'attenzione sulle prospettive di evoluzione dei settori energetici futuri e relativa resilienza, anche in ottica cyber.

In questo contesto, la pianificazione degli sviluppi della rete elettrica risente di gradi di incertezza legati sia all'efficacia delle misure di normativa primaria e regolazione, che relativi agli eventi climatici derivanti dal cambiamento climatico in atto (soprattutto in ottica resilienza).

Ciò è tanto più vero se la pianificazione avviene a livello prettamente locale, come nel caso di V-Reti. A partire quindi da ipotesi di scenario elaborate a livello globale, come il World Energy Outlook 2022 dell'IEA, e nazionale, con gli scenari SNAM e Terna, redatti ai sensi delle delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas e smi, V-Reti determina la pianificazione della rete elettrica in un orizzonte temporale di breve/medio periodo nell'ambito locale tenendo conto delle dinamiche rilevate nel proprio territorio.

A livello locale, lo sviluppo della rete di distribuzione elettrica è fortemente correlato, da un lato alle nuove esigenze della clientela diffusa e della generazione distribuita e dall'altro alle richieste di elettrificazione di nuove aree derivanti da nuovi insediamenti urbanistici e industriali.

Lo sviluppo economico e sociale del territorio interagisce quindi in modo molto stringente con la pianificazione della rete elettrica, caratterizzandone la continua espansione.

Costituiscono elementi fondamentali per la definizione del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione, infatti, anche i **piani di assetto territoriale (PAT)** e i **piani degli interventi (PI)** di tutela e di valorizzazione, di organizzazione e di trasformazione del territorio e le nuove richieste di allacciamento.

Infine, si è tenuto conto del **Nuovo Piano Energetico Regionale (NPER)** del Veneto adottato in data 04 aprile 2024 dalla Giunta della Regione Veneto, che costituisce il documento di programmazione strategica con le direttive di indirizzo a favore della promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico.

Il NPER è determinante per la definizione e il monitoraggio delle politiche energetiche regionali da qui al 2030, in attuazione dei principi sanciti dalla normativa di settore europea, nazionale e regionale.

Tenuto conto di questi piani, vengono elaborate le previsioni dei futuri fabbisogni di energia e potenza elettrica nelle diverse aree di distribuzione di V-Reti.

Com'è noto, la pianificazione dello sviluppo della rete di distribuzione ha l'obiettivo di rendere disponibile l'energia elettrica in modo puntuale laddove è richiesta e di permettere la realizzazione di impianti di generazione distribuita, il tutto al fine di favorire il benessere dei cittadini e di accrescere lo sviluppo economico.

I parametri elettrici che sintetizzano queste necessità di sviluppo sono rappresentati dalle previsioni di crescita delle domande di prelievo e di immissione di energia elettrica, ma soprattutto alle previsioni relative alla potenza elettrica di punta, in entrambi i sensi.

Tali informazioni vengono poi confrontate con lo stato attuale della rete in rapporto ai limiti di funzionamento in sicurezza mediante simulazioni; in particolare vengono esaminati i vincoli operativi di esercizio e manutenzione considerando l'evoluzione degli standard tecnologici e la vetustà degli impianti esistenti.

Da questo esame emerge le necessità di un costante potenziamento e sviluppo della rete.

E' opportuno evidenziare, stante gli elementi di incertezza precedentemente ricordati, che l'attendibilità e l'affidabilità delle previsioni per tutti gli investimenti non direttamente ed immediatamente controllabili dal Distributore locale, diminuisce, anche significativamente, a partire dal secondo/terzo anno successivo a quello di pianificazione. Si rende pertanto necessario un aggiornamento periodico "rolling" dei Piani di Sviluppo, attualmente già vincolato alle disposizioni della normativa e regolazione vigente.

Scenari di sviluppo dei consumi

Rilevazione della domanda di energia elettrica suddivisa per tipologia di cliente

Al 31 dicembre 2024 il numero di POD attivi BT e MT gestiti da V-Reti per la distribuzione dell'energia elettrica è pari a 246.219 con la sottostante suddivisione tipologica:

Tipologia di utenza	MT	BT domestici	BT non domestici
POD con fornitura attiva	676	191.260	54.283
Consumi annui complessivi [MWh]	638.076	384.535	555.523
Prelievo medio annuo [MWh/POD]	943,9	2,0	10,2

Tabella 5: Prelievi al 31/12/2024

Previsione della domanda di energia elettrica

Come primo esercizio, occorre effettuare una previsione della domanda di energia elettrica, partendo dagli scenari disponibili, tra cui quelli elaborati da Terna e SNAM, edizione 2024, da cui si evincono i seguenti dati di fabbisogno di energia elettrica a livello nazionale:

Anno	Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	Incremento	Incremento
	TWh	TWh	TWh	TWh	annuo min	annuo max
2023	306	-	-	-		
2024	312*					
2030	-	362	347	-	1,9%	2,6%
2035	-	-	376	397	3,2%	4,2%
2040	-	-	404	439	4,6%	6,2%

Tabella 6: Previsione domanda elettrica da Scenario Terna Snam 2024

(*) Dato

preconsuntivo

TERNA

Dove:

- **PNIEC Policy:** scenario che si basa, per la quasi totalità, sul testo definitivo del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) inviato dal MASE e dal MIT alla Commissione Europea in data 30/06/2024.
- **PNIEC Slow:** scenario costruito coerentemente allo scenario PNIEC Policy, ipotizzando però un ritardo nella realizzazione delle misure previste dallo stesso PNIEC al fine del raggiungimento dei target di decarbonizzazione. Per gli orizzonti temporali successivi al 2030, lo scenario è costruito tenendo conto degli obiettivi raggiunti dagli scenari di policy al 2040, mantenendo un ritardo nella traiettoria.
- **DE-IT (Distributed Energy Italia):** scenario che, a partire dallo scenario PNIEC Policy 2030, presenta un percorso possibile per il raggiungimento della Carbon Neutrality nel 2050 allineato alle storyline dello scenario Distributed Energy del TYNDP 2024.

Partendo dai dati storici di V-RETI, relativi alle reti elettriche di distribuzione gestite, sono stati ricavati i dati di consumo complessivo annuo in GWh fino al 2024.

Si è quindi elaborata una proiezione dell'evoluzione dei consumi elettrici sull'orizzonte del Piano di Sviluppo (2025–2029) in linea con le stime di crescita definite dagli scenari Terna- Snam per i consumi MT/BT.

I consumi AT invece sono vettorizzati su reti terze e quindi non influiscono sulla pianificazione della rete di distribuzione di V-RETI. In particolare, per tali valutazioni, si sono presi a riferimento gli scenari PNIEC Slow e PNIEC Policy al 2030, in modo da fornire un intervallo di confidenza all'interno dei quali è lecito attendersi che andrà a svilupparsi l'evoluzione effettiva della domanda.

Di seguito la serie storica di consuntivo e la stima futura in previsione:

Anno	Consumi annui [GWh]	Dato di:
2015	1.600	Consuntivo
2016	1.654	Consuntivo
2017	1.693	Consuntivo
2018	1.692	Consuntivo
2019	1.689	Consuntivo
2020	1.598	Consuntivo
2021	1.618	Consuntivo
2022	1.600	Consuntivo
2023	1.560	Consuntivo
2024	1.571	Pre-consuntivo

2025	1.619 - 1.630	Previsione in base agli scenari disponibili
2026	1.650 - 1.672	Previsione in base agli scenari disponibili
2027	1.681 - 1.715	Previsione in base agli scenari disponibili
2028	1.713 - 1.760	Previsione in base agli scenari disponibili
2029	1.746 - 1.806	Previsione in base agli scenari disponibili
2030	1.779 - 1.853	Previsione in base agli scenari disponibili

Tabella 7: Previsione della domanda di energia (utenti BT e MT)

Dalle previsioni effettuate a partire dai dati nazionali disponibili emerge una evoluzione nel prossimo quinquennio della domanda di energia elettrica sul territorio di Verona, Vicenza e Grezzana significativa, ma comunque gestibile dal sistema di distribuzione V-Reti.

Tale crescita della domanda sarà probabilmente da imputarsi alla crescente adozione dell'elettricità quale principale vettore energetico in diversi settori, e specie in quello residenziale.

Non è escluso che, dalla diffusione di determinate modalità di utilizzo dell'energia elettrica in particolari ambiti, potrebbero derivare picchi di domanda in particolari aree del territorio e/o periodi dell'anno, da cui potrebbe derivare la necessità di introdurre sviluppi di rete puntuali sulla infrastruttura di distribuzione elettrica.

Previsione dell'andamento della ricarica correlata alla mobilità elettrica

Uno dei fattori per cui è atteso un maggiore sviluppo nei prossimi anni è relativo alla mobilità elettrica su strada. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), edizione 2024, ha stimato una diffusione complessiva a livello nazionale di quasi 6,5 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica al 2030, di cui circa 4,3 milioni di veicoli elettrici puri.

Rispetto a tali stime, recenti studi di settore (Motus-E) hanno quantificato i veicoli elettrici (puri + ibridi plug-in) circolanti al 2030 tra i 3,7 e i 4,6 milioni, corrispondenti ad una percentuale tra l'8 e il 10% del parco circolante; numeri che, sebbene al ribasso rispetto a quelli del PNIEC, danno comunque evidenza di come nei prossimi anni ci si attenda una rapida evoluzione del fenomeno della mobilità elettrica.

Tale accelerazione è confermata dai **dati delle immatricolazioni** di auto che sfruttano il vettore elettrico nella provincia di Verona e Vicenza, che negli ultimi anni è risultato in costante crescita (**Grafico 1**).

Dai medesimi dati si evince anche come la penetrazione dei veicoli elettrici puri, benché in aumento, sia tuttavia ancora piuttosto modesta, (al 2023, si stimava una quota elettrica del parco auto circolante nazionale pari all'1%).

Conseguentemente, ad oggi, l'impatto sulla rete di distribuzione della mobilità elettrica su strada si può ritenere ancora abbastanza marginale.

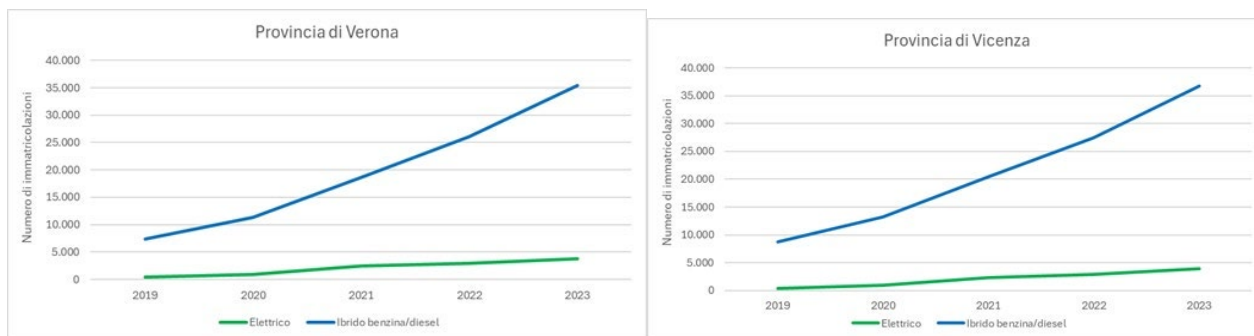


Grafico 1. Numero annuo di immatricolazioni di veicoli elettrici puri e ibridi in provincia di Verona e Vicenza.

Nell'ipotesi che le stime sviluppate a livello nazionale trovino applicazione anche a livello locale, al 2030 ci si attende comunque che il numero di auto elettriche presenti sul territorio possa raggiungere valori significativi, con effetti potenzialmente rilevanti sulla rete in media e bassa tensione. Da tale aumento, ne potrebbe derivare la necessità di attuare interventi di sviluppo sull'infrastruttura elettrica in misura non marginale, al fine di garantire i necessari standard di adeguatezza, affidabilità e resilienza a fronte del crescente fabbisogno energetico.

Al fine di meglio valutare i possibili effetti sul sistema di distribuzione si sono sviluppate delle stime di penetrazione delle auto elettriche in ambito pubblico e privato al 2030. A tale scopo, si è fatto riferimento al Report di Motus-E, fonte riconosciuta da ARERA per la definizione degli scenari di espansione della mobilità elettrica, da cui si sono estratti dei trend a livello nazionale. In particolare, a partire dal numero di veicoli per qualsiasi fonte di alimentazione immatricolati nelle provincie di Verona e Vicenza, si è stimato il numero di veicoli in circolazione nei Comuni di pertinenza di V-Reti (quantificati in circa 200 mila unità a Verona e Grezzana, e 77 mila unità a Vicenza). Le stime al 2030 sono state effettuate considerando una evoluzione del parco auto circolante in linea con l'andamento storico (crescita 2025-2030 di circa il 3%) e applicando i tassi di diffusione dei veicoli elettrici (puri e ibridi plug-in) attesi a livello nazionale (8-10% del parco circolante da stime Motus-E).

Ne risulta il numero potenziale di veicoli elettrici in circolazione al 2030 nei Comuni oggetto della concessione V-Reti riportato in Tabella 8. A partire dai dati medi in merito alla percorrenza chilometrica annua del parco auto circolante in Italia e ai consumi unitari delle auto elettriche, applicando i tassi di penetrazione della mobilità elettrica sul territorio stimati, si può dedurre un incremento dei consumi elettrici ascrivibile alla diffusione dei veicoli elettrici nell'ordine dei 40-51 GWh/anno, di cui tra i 19 e 37 GWh/anno nel territorio di Verona e Grezzana, e i restanti (11-14 GWh/anno) nel Comune di Vicenza.

Tali prelievi di energia avverranno sia attraverso l'infrastruttura di ricarica dei privati, ad esempio tramite colonnine domestiche o punti di ricarica installati presso esercizi commerciali, oppure mediante l'infrastruttura di ricarica pubblica (colonnine gestite da Charging Point Operator, CPO). È

opportuno evidenziare che V-Reti ha visibilità unicamente sulla realizzazione di punti di ricarica gestiti da CPO, in quanto questi sono tenuti ad inoltrare una specifica domanda di connessione al gestore di rete; viceversa, le colonnine realizzate in ambito privato sono allacciate all'impianto dell'utente senza coinvolgimento del Distributore, se non in quei casi in cui si renda necessario un aumento della potenza della fornitura. Risulta quindi molto complicato per V-Reti avere una chiara evidenza della diffusione della ricarica privata e di come questa effettivamente contribuisca all'incremento dei consumi, specie in particolari settori, quali quello residenziale.

Per facilità di accesso e minori costi, è lecito attendersi che le ricariche avverranno prevalentemente tramite colonnine private, soprattutto domestiche. Il periodo di maggiore utilizzo cadrà quindi probabilmente nelle ore serali al rientro nelle abitazioni. Per quanto riguarda invece le colonnine su suolo pubblico, le modalità e frequenza di impiego dipendo molto dal luogo di installazione; si può comunque ritenere che i prelievi, sebbene più distribuiti sull'arco della giornata, si concentreranno nelle ore diurne, dove vi è una maggiore intensità delle attività sul territorio. Complessivamente, la rete elettrica dovrà comunque far fronte ad un picco di domanda della mobilità elettrica che avverrà nelle ore serali. Dalle stime effettuate, questo potrebbe attestarsi tra i 12 e 15 MW a livello di complessivo sistema elettrico V-Reti, di cui circa due terzi nel comprensorio di Verona e Grezzana e il restante un terzo a Vicenza.

		Verona e Grezzana	Vicenza	Complessivo
Numero di veicoli elettrici		14.392 - 18.504	5.562 - 7.151	19.954 - 25.655
Prelievi attesi [MWh/anno]	Totale	28.778 - 37.001	11.122 - 14.299	39.900 - 51.300
	Ricarica privata	21.584 - 27.751	8.341 - 10.725	29.925 - 38.475
	Ricarica pubblica	7.195 - 9.250	2.780 - 3.575	9.975 - 12.825
Picco di potenza [MW]	Totale	8,45 - 10,86	3,27 - 4,20	11,71 - 15,06
	Ricarica privata	7,91 - 10,16	3,06 - 3,93	10,96 - 14,09
	Ricarica pubblica	2,64 - 3,40	1,02 - 1,31	3,67 - 4,71

Tabella 8: Stime relative ai veicoli elettrici (puri + ibridi plug-in) in circolazione al 2030.

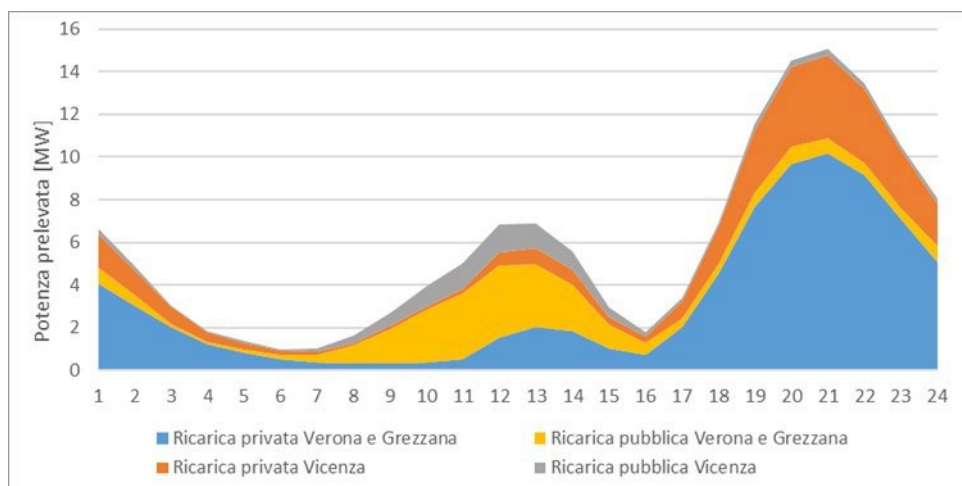


Grafico 2: Andamento dei prelievi delle stazioni di ricarica per un giorno tipo nell'ipotesi di diffusione più rapida delle auto elettriche (10% del parco circolante).

Per quanto concerne lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica della mobilità elettrica, ci si attende un incremento significativo sia della numerosità che della potenza impegnata dei punti di ricarica, per far fronte all'aumento dei veicoli sopra citato.

Dal medesimo report Motus-E di cui sopra, da cui è estratto il grafico seguente è possibile estrapolare la percentuale di crescita stimata delle stazioni di ricarica pubbliche in Italia dal 2023 al 2030, compresa tra il 173% ed il 262%, che riportato ad un valore annuo medio risulta compresa tra il 24,7% ed il 37,4%.

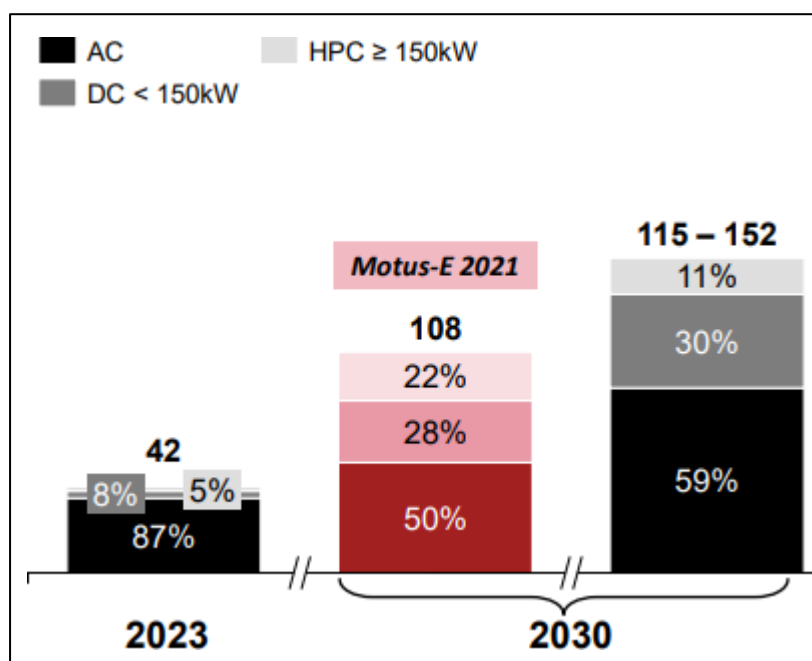


Grafico 3: Evoluzione rete di ricarica pubblica (in migliaia), fonte Motus-E Report ottobre 2024

Analogamente possiamo ricavare dal grafico 4, la percentuale di crescita stimata della domanda di energia assorbita dalle stazioni di ricarica pubbliche in Italia dal 2023 al 2030; il dato risulta quindi compreso tra il 300% ed il 414%, annuo medio.

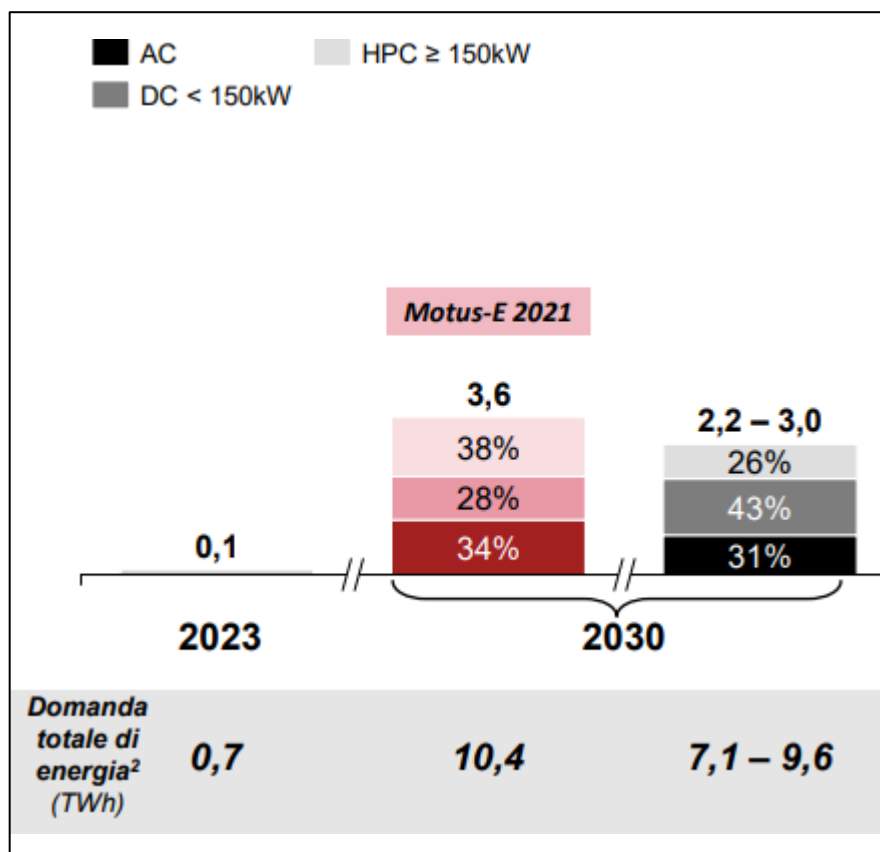


Grafico 4: Domanda di energia per ricarica pubblica (in TWh), fonte Motus-E Report ottobre 2024

La linearità del fenomeno di crescita fino al 2030 è avvalorata dalla stima di crescita lineare del parco veicoli elettrici BEV+PHEV come di seguito evidenziato.

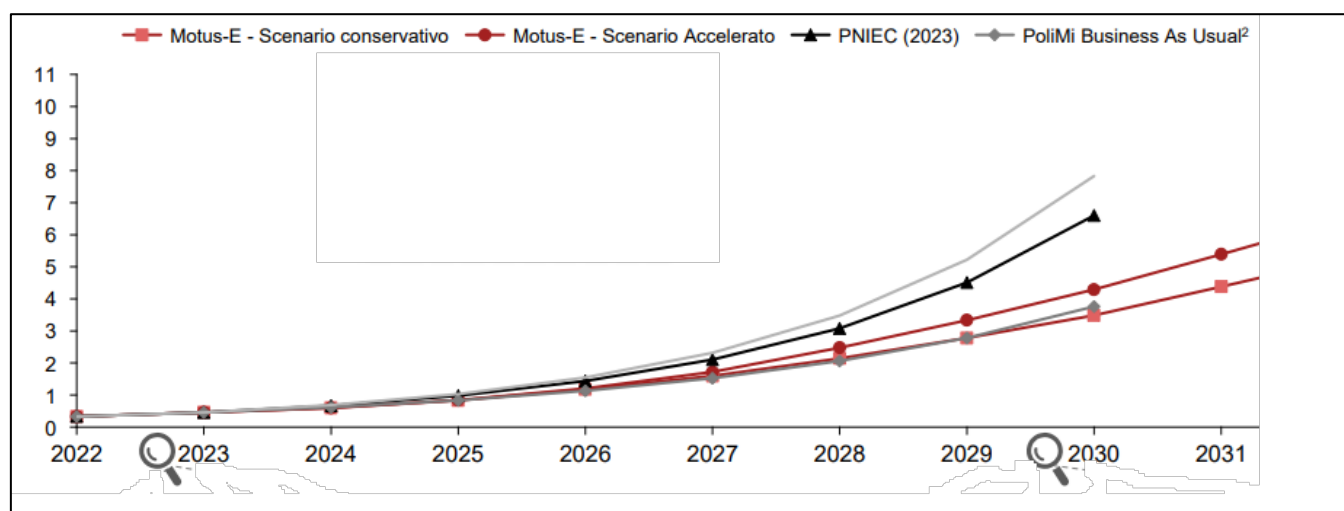


Grafico 5: Stima del parco veicoli BEV + PHEV (in milioni), fonte Motus-E Report ottobre 2024

Le informazioni di scenario sopraindicate, vanno però adattate al contesto urbano di riferimento ovvero alle città capoluogo di Verona e Vicenza ed al comune di Grezzana, aventi elevata densità abitativa e limitate possibilità di installare stazioni di ricarica pubblica in tempi rapidi, considerando i vincoli urbanistici ed i regolamenti degli enti.

Con gli esperti del Politecnico di Milano, si sono ricavati alcuni dati di consistenza nel contesto di Verona, Grezzana e Vicenza ed adottate alcune ipotesi di scenario, partendo dal Report di Motus-E.

Parametro di contesto	Valore
Parco Auto circolanti in Verona + Grezzana + Vicenza al 2023	276.752
Stima Parco auto circolante nei medesimi comuni al 2030	285.055
Numero EV nel comune - Scenario "lento" (8% Motus-E)	22.804
Numero EV nel comune - Scenario "veloce" (10% Motus-E)	28.505

Tabella 9: Stima del parco veicoli BEV + PHEV nel contesto di Verona, Vicenza, Grezzana

Grandezza elettrica	Tipo ricarica	Unità di Misura	Scenario Motus-E	Scenario Motus-E2
			Lento	Veloce
			(8% Motus-E)	(10% Motus-E)

Consumi giornalieri	Totale	MWh/gg	124,93	156,16
	Ricarica privata	MWh/gg	93,7	117,12
	Ricarica pubblica	MWh/gg	31,23	39,04
Consumi annui	Totale	MWh/anno	45.600,04	57.000,05
	Ricarica privata	MWh/anno	34.200,03	42.750,04
	Ricarica pubblica	MWh/anno	11.400,01	14.250,01

Tabella 10: Stima dei consumi per tipo di ricarica e scenario parco veicoli BEV + PHEV nel contesto di Verona, Vicenza, Grezzana

Si ritiene pertanto di considerare, per le **stazioni di ricarica (IdR)**, un fattore di crescita pari ad 1/10 delle auto BEV+PHEV entrate nel parco auto e pertanto tra il **20% ed il 30% annuo, considerando anche le difficoltà autorizzative ed i tempi di connessione alla rete per impianti di potenza elevata.**

Per il **prelievo di energia**, invece si ipotizza una maggiore rotazione e di conseguenza un maggior vettoriamento di energia, in quanto le sessioni di ricarica avverranno prevalentemente presso le abitazioni e le aziende.

Si adotta quindi un tasso di crescita annuo in aumento, a partire dal 10% fino ad arrivare al **120% dell'ultima annualità.**

Anno	N° IdR	Potenza totale impegnata (kW)	Prelievi Scenario Lento (MWh)	Prelievi Scenario Veloce (MWh)	Dati di:
2020	65	1.366	274	274	Consuntivo
2021	85	2.043	930	930	Consuntivo
2022	116	2.808	1.159	1.159	Consuntivo
2023	123	3.485	588 (*)	588 (*)	Consuntivo
2024	144	4.739	515	515	Consuntivo
2025	173 - 187	5.686-6161	1.007	1.007	Previsione
2026	207 - 243	6.824-8.009	1.208	1.208	Previsione
2027	245 - 316	8.189-10.412	1.551	1.812	Previsione
2028	299 - 411	9.826-13.535	2.705	3.080	Previsione

2025	358 - 534	11.792-17.596	5.140	C.1C0	Previsione
2030	430 - 694	14.150-22.875	11.305	14.1C7	Previsione

Tabella 11: Ipotesi di scenario per punti di ricarica pubblici (attivi al 31/12/anno) per veicoli elettrici

(*) il dato risente del cambio di destinazione d'uso dei punti di connessione da Ricarica veicoli elettrici ad Altri Usi, effettuato da alcuni CPO

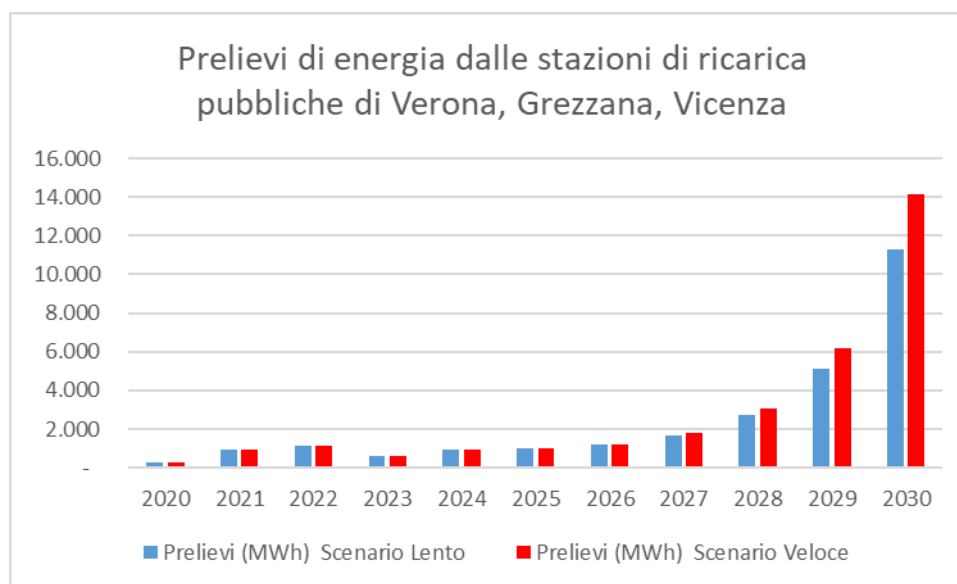


Grafico 6: prelievi di energia per scenario dei punti di ricarica pubblici

Previsione dell'elettrificazione dei carichi nel settore residenziale

L'elettrificazione degli usi dell'energia negli edifici riveste un ruolo fondamentale all'interno del processo di decarbonizzazione, in quanto consente di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili ed aumentare l'efficienza di utilizzo dell'energia.

In questo contesto, il PNIEC ha riconosciuto che, da un punto di vista delle tecnologie, sarà importante continuare a creare un quadro favorevole per accelerare la decarbonizzazione dei consumi civili attraverso un'ampia diffusione delle pompe di calore nel settore civile, lasciando al mercato la selezione dell'opzione più efficiente per ogni applicazione e valorizzando anche l'apporto in modalità raffrescamento. A supporto della diffusione di tali soluzioni, ha inoltre previsto per il futuro la necessità di introdurre opportuni strumenti economici. Le pompe di calore si auspica dovranno trovare applicazione in combinazione con la riqualificazione degli edifici, al fine di conseguire una migliore riduzione ed un efficientamento dei consumi finali dell'energia, diminuendo la dipendenza dalle fonti fossili.

A livello regionale, il Nuovo Piano Energetico Regionale (NPER) del Veneto stima al 2030 un volume di investimenti compreso tra circa 2,137 e 4,655 miliardi di euro per l'adozione di nuove pompe di calore nel settore civile, residenziale e terziario.

Quindi, benché le pompe di calore utilizzate come impianto principale per il riscaldamento siano attualmente molto meno diffuse dei climatizzatori estivi, che in contesti urbani continuano a rimanere uno degli elementi che contribuisce maggiormente al picco estivo dei prelievi, il loro impatto futuro sulla rete potrebbe non essere trascurabile.

Con riferimento all'efficientamento e decarbonizzazione del riscaldamento in ambito civile, anche al teleriscaldamento è riconosciuto un ruolo sinergico alle pompe di calore. La produzione centralizzata di calore, rispetto al riscaldamento tradizionale basato su caldaia a gas presso le singole abitazioni, consente infatti di raggiungere rendimenti più elevati, inoltre rende possibile lo sfruttamento delle risorse rinnovabili altrimenti non possibile (es. geotermia) ed un migliore controllo centralizzato delle emissioni di sostanze inquinanti. Nel PNIEC, si stima un potenziale di incremento del teleriscaldamento a livello nazionale di circa 20,9 TWh di energia termica erogata annualmente (a fronte di 9,8 TWh al 2018) ed è previsto che l'Italia continuerà a promuovere l'espansione dell'uso di tale tecnologia (anche combinata con il teleraffrescamento).

Benché sia chiaro che l'elettrificazione dei carichi nel settore civile rivesta un enorme potenziale ai fini della decarbonizzazione dei consumi energetici, è complesso elaborare stime accurate in merito all'effettivo impatto del fenomeno. Questo sia per scarsità di dati in merito alla diffusione attuale e prospettica di determinate tecnologie (si ricorda che, tutti questi prelievi avvengono behind-the-meter, per cui il Distributore non ha visibilità diretta sui medesimi), sia in ragione della scarsità di dati reperibili da fonti pubbliche relativamente alle caratteristiche del patrimonio edilizio nelle aree di competenza.

Tra le stime di riferimento riconosciute a livello nazionale, vi è quella elaborata nel DDS 2024 Terna-Snam, che stima nel 2030 un numero di pompe di calore in ambito residenziale compreso tra 4,2 e 4,6 milioni di unità, rispettivamente negli scenari PNIEC Slow e PNIEC Policy, a partire da una diffusione stimata al 2023 di 2 milioni di unità (intese con pompe di calore con utilizzo prevalente ai fini di riscaldamento).

Al fine di valutare le potenziali implicazioni del crescente uso delle pompe di calore in ambito residenziale sulla pianificazione della rete elettrica esercita da V-Reti, è stata elaborata una stima della crescita attesa al 2030 di tali sistemi. Si precisa che le valutazioni hanno riguardato il solo settore residenziale, essendo solo per questo reperibili stime consolidate a livello nazionale. Tale settore, è comunque solo uno di quelli interessati dalla crescente adozione dell'elettricità per il riscaldamento degli edifici: anche il terziario e il settore industriale contribuiranno infatti notevolmente all'aumento della domanda di energia elettrica.

Per quanto riguarda le pompe di calore per il riscaldamento delle abitazioni, le stime elaborate hanno preso a riferimento le valutazioni di carattere nazionale disponibili nel DDS 2024. Il numero di pompe di calore di nuova installazione attese nel DDS (compreso tra 2,2 e 2,6 milioni) è stato riportato sui territori di Verona, Grezzana e Vicenza in rapporto alla consistenza del parco immobiliare nei Comuni considerati rispetto al dato nazionale, considerando il numero medio di unità abitative per edificio e la superficie media per abitazione, pari a 87,6 m² (informazioni ricavate da dati ISTAT). Da fonti di letteratura, si è assunto un fabbisogno termico medio annuo delle abitazioni pari a 105 kWh/m². A

favore di sicurezza, non è stato considerato l'effetto sulla domanda termica dovuto ad eventuali interventi di riqualificazione degli involucri, che potrebbero diminuire il fabbisogno termico previsto.

Una porzione rilevante dei centri urbani di Verona e Vicenza è servita dal teleriscaldamento (Figura 1). Ponendosi come alternativa più efficiente e generalmente più economica al riscaldamento autonomo, è molto probabile che in futuro la diffusione delle pompe di calore avverrà maggiormente nelle zone non coperte da tale servizio. Lo sviluppo della rete di teleriscaldamento è stata anch'essa tenuta in conto ai fini della stima del potenziale di diffusione delle pompe di calore nei due Comuni al 2030.

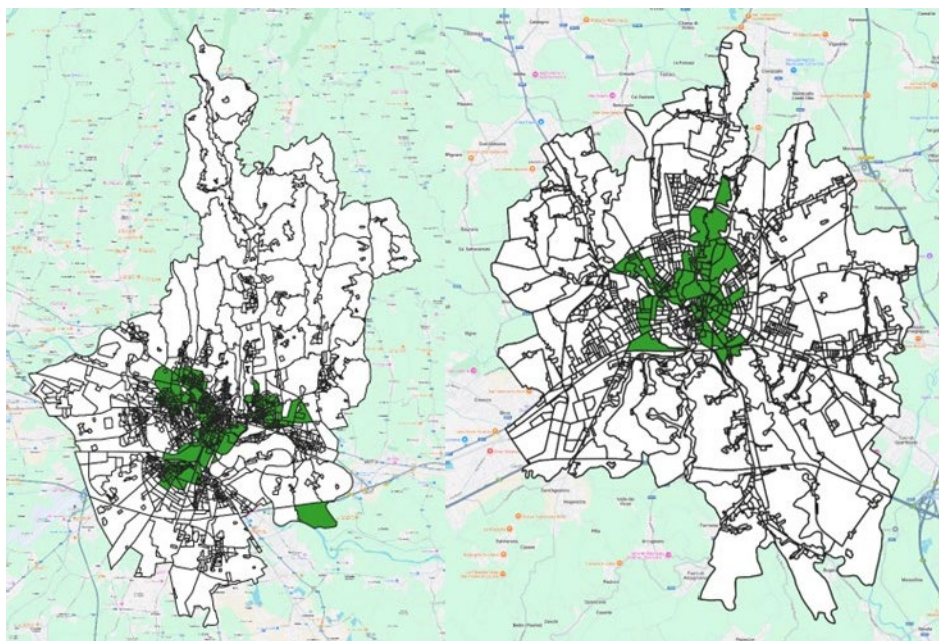


Figura 1: Zone coperte dal teleriscaldamento – Verona e Grezzana (sinistra) e Vicenza (destra).

Le valutazioni effettuate hanno portato a stimare al 2030 un numero di nuove pompe di calore sul territorio oggetto di concessione V-Reti compreso tra le 24 e 29 mila unità; ciò assumendo come riferimento rispettivamente gli scenari PNIEC Slow e PNIEC Policy del DDS 2024 Terna-Snam (Tabella 11). Il conseguente incremento della domanda di energia potrebbe attestarsi a 56-66 GWh/anno.

	Verona e Grezzana	Vicenza	Complessivo
Numero di pompe di calore installate	16.870 - 19.937	7.760 - 9.170	24.629 - 29.107
Incremento di domanda elettrica [MWh/anno]	38.617 - 45.639	17.763 - 20.993	56.381 - 66.632

Tabella 12: Stima di diffusione al 2030 delle Pompe di Calore in ambito residenziale.

Per meglio valutare l'impatto sulla rete, l'incremento dei consumi è stato anche distribuito sul territorio (Grafico 4), considerando le caratteristiche del patrimonio edilizio in ciascuna area dei tre Comuni (grado di urbanizzazione) e la disponibilità di soluzioni alternative alle pompe di calore (teleriscaldamento). A tal scopo, si è impiegato quale reticolo di riferimento le sezioni definite con finalità di censimento da ISTAT (<https://www.istat.it/notizia/basi-territoriali-e-variabili-censuarie/>).

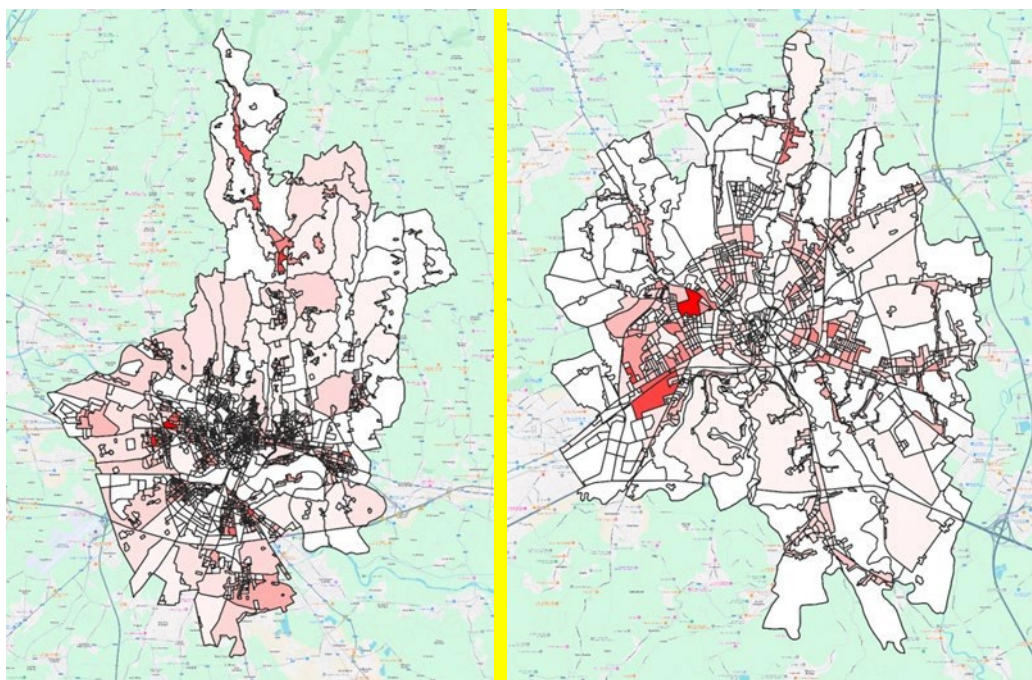


Figura 2: Zone maggiormente soggette all'installazione di pompe di calore al 2030 – Verona e Grezzana (sinistra) e Vicenza (destra).

Dall'analisi risulta una distribuzione delle pompe di calore disuniforme sul territorio, con una diffusione attesa che risulta più marcata nelle aree densamente popolate delle città, dove non è presente il teleriscaldamento. Si ritiene che ciò comporterà conseguentemente un impatto pure disuniforme sulla rete di distribuzione elettrica.

Si ribadisce che la diffusione delle pompe rappresenta solo uno degli elementi legati al processo di transizione energetica in ambito residenziale. All'aumento della domanda di energia elettrica contribuirà sicuramente anche il crescente impiego di altre tecnologie in ambito domestico, come le piastre a induzione e i sistemi di condizionamento. Le stime rinvenibili a riguardo in letteratura confermano che, sebbene in misura minore rispetto alle pompe di calore, l'apporto alla crescita della domanda derivante dallo sviluppo di tali sistemi sarà comunque significativo.

Previsione della domanda di potenza elettrica disponibile all'utenza

Per quello che riguarda l'evoluzione dei punti di connessione e della domanda di potenza disponibile agli utenti, come sommatoria delle potenze contrattualmente garantite a ciascun punto di connessione, si ipotizza un trend di crescita in linea con la serie storica, mantenendo comunque nella previsione statistica, un limite di confidenza pari al 95%.

Sulla base di queste ipotesi si prevede la seguente evoluzione per i POD:

Anno	Previsione		Limite confidenza INF	Limite di confidenza SUP
	POD	Crescita POD		
31/12/2015	237.489			
31/12/2016	238.554			
31/12/2017	239.913			
31/12/2018	240.998			
31/12/2019	241.983			
31/12/2020	241.921			
31/12/2021	243.183			
31/12/2022	244.119			
31/12/2023	244.652			
31/12/2024	245.311			
31/12/2025		246.230	245.472	246.987
31/12/2026		247.082	246.135	248.030
31/12/2027		247.935	246.829	249.040

31/12/2028	248.787	247.543	250.031
31/12/2029	249.640	248.271	251.009
31/12/2030	250.492	249.008	251.976

Tabella 13: Previsione di crescita dei POD degli utenti BT e MT al 31/12/anno-n, da serie storica e limite di confidenza 95%

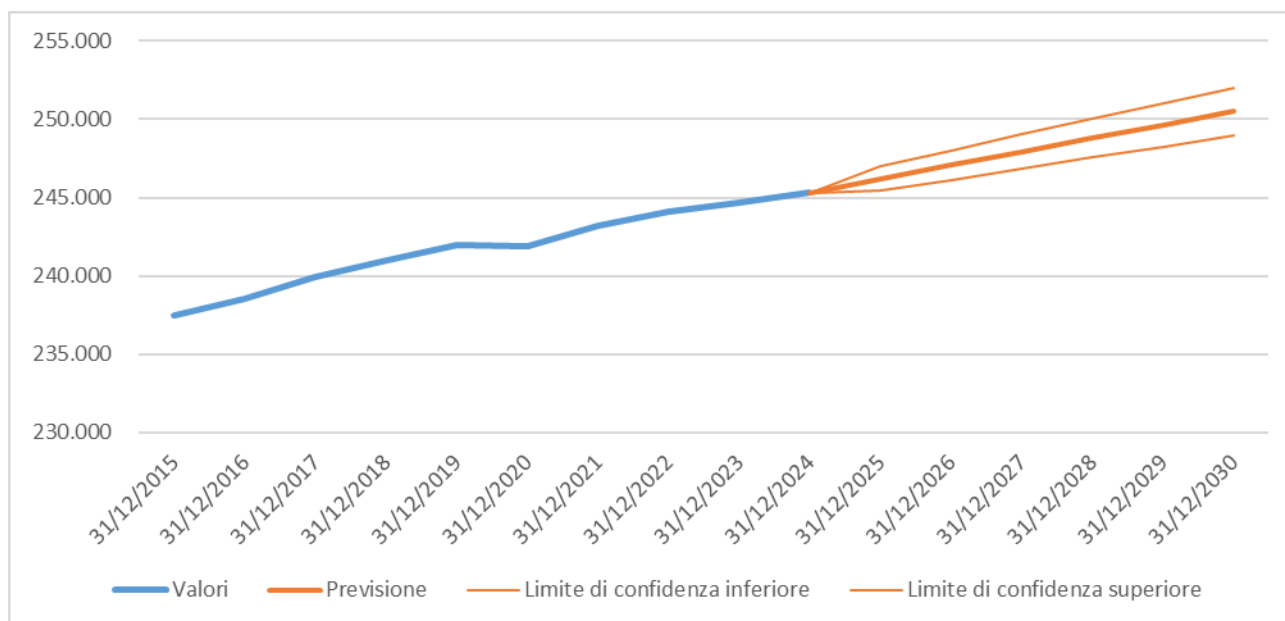


Grafico 7: Previsione di crescita dei POD degli utenti BT e MT al 31/12/anno-n, da serie storica e limite di confidenza 95%

Per quello che riguarda l'evoluzione della domanda di potenza si prevede la seguente evoluzione:

Sequenza temporale	Pot Disponibile (KW)	Previsione media Pot Disponibile (KW)	Limite di confidenza inferiore(KW)	Limite di confidenza superiore(KW)
31/12/2015	5.048.282			
31/12/2016	5.108.095			
31/12/2017	5.106.600			
31/12/2018	5.126.220			
31/12/2019	5.096.151			

31/12/2020	5.259.396			
31/12/2021	5.231.017			
31/12/2022	5.249.781			
31/12/2023	5.509.503			
31/12/2024	5.437.311	5.437.311	5.437.311	5.437.311
31/12/2025		5.477.301	5.336.752	5.617.850
31/12/2026		5.522.590	5.380.913	5.664.268
31/12/2027		5.567.880	5.425.065	5.710.696
31/12/2028		5.613.170	5.469.208	5.757.131
31/12/2029		5.658.459	5.513.343	5.803.576
31/12/2030		5.703.749	5.557.469	5.850.029

Tabella 14: Previsione di crescita della Potenza Disponibile agli utenti BT e MT al 31/12/anno-n, da serie storica e limite di confidenza 95%

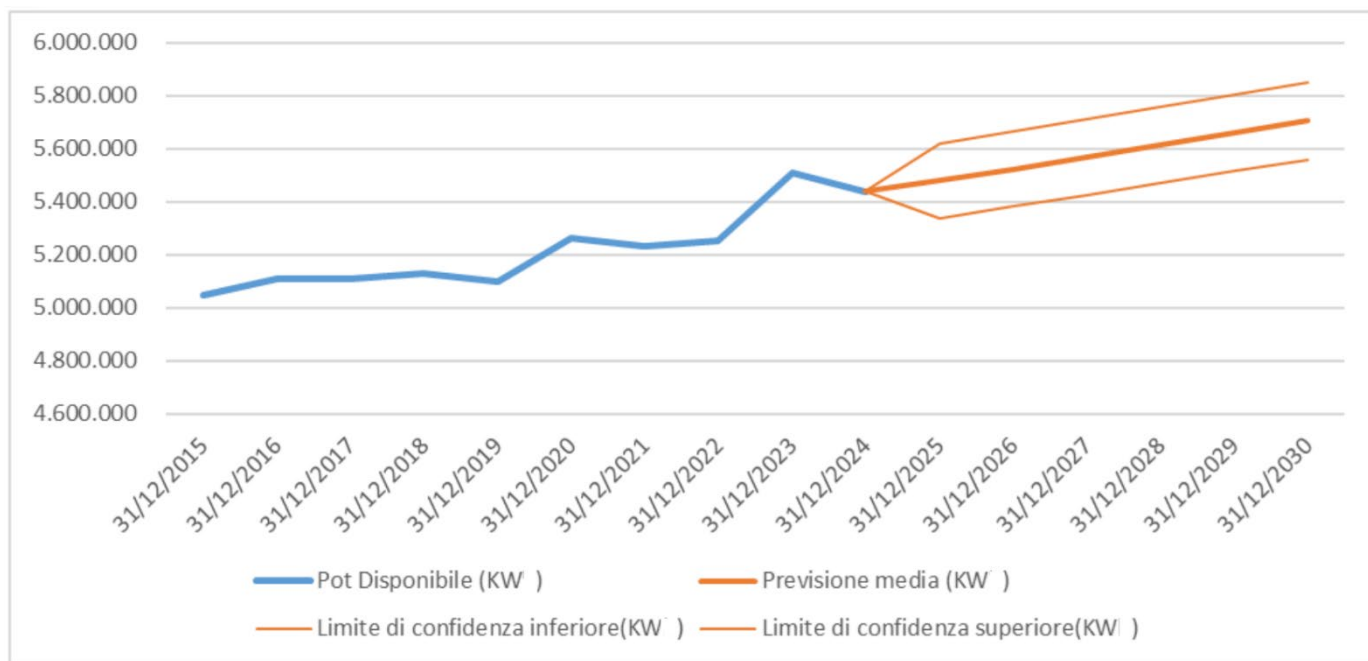


Grafico 8: Previsione di crescita della Potenza Disponibile agli utenti BT e MT al 31/12/anno-n, da serie storica e limite di confidenza 95%

Scenari di sviluppo delle RES e dei sistemi di accumulo

Previsione sullo sviluppo della generazione distribuita

Almeno fino al 2005, la “generazione distribuita” presente sulla rete di distribuzione gestita era costituita essenzialmente solo da alcune centrali allacciate. Si trattava quindi di una “generazione distribuita” non diffusa sulla rete di distribuzione ma concentrata in pochi siti produttivi.

La “vera” generazione distribuita ha avuto inizio, e ha subito poi un forte incremento, sostanzialmente a partire dal 2005 per effetto degli incentivi alla diffusione di impianti fotovoltaici (“conti energia”) e Negli ultimi anni, per quanto riguarda la rete di bassa tensione, l’incremento è stato anche dovuto agli obblighi previsti dai regolamenti edilizi comunali (che prevedono l’installazione di impianti fotovoltaici sui nuovi edifici e per interventi di manutenzione straordinaria sulle coperture) nonché ai benefici fiscali concessi con operazioni straordinarie come il “Superbonus” e l’Ecobonus”.

Incrementi significativi, come si può osservare in Tabella 6, sono altresì essenzialmente frutto delle iniziative territoriali a seguito di specifici provvedimenti normativi, com’è il caso dell’anno 2022.

Possibili variazioni, rispetto a trend locali di più difficile interpretazione, potrebbero verificarsi per effetto dello sviluppo dell’autoconsumo e della nascita di comunità energetiche.

Attualmente la produzione di energia elettrica è ripartita tra le fonti fotovoltaiche ed altre fonti di energia secondo la seguente suddivisione:

NUMERO PUNTI GENERAZIONE EEE			
Comune/Fonte Energetica	BT	MT	Totale complessivi
Grezzana	459	38	497
Energia solare	457	37	494
Gas naturale	2		2
Olio combustibile BTZ		1	1
Verona	4.901	180	5.081
Altri Combustibili	1	1	2
Biogas		3	3
Biomassa	1		1
Energia idrica	2	12	14
Energia solare	4.891	132	5.023
Gas naturale	6	31	37
Olio combustibile BTZ		1	1
Vicenza	3.043	76	3.119
Altri Combustibili	4		4
Biogas		1	1
Energia idrica	1	3	4
Energia solare	3.037	63	3.100
Gas derivati		1	1
Gas naturale	1	8	9
Totale complessivo	8.403	294	8.697

Tabella n. 15 estrazione Sezioni Attive (connessioni RES) suddivise per Comune e per fonte energetica aggiornata al 31/12/2024.

Dalla tabella si evince nettamente la prevalenza delle connessioni attive con fonte energetica legata alla produzione fotovoltaica.

Di seguito invece il grafico delle connessioni attive di tipo MT, prevalentemente legata ad operatori di produzione di energia elettrica con valori di potenza immessa di particolare impegno per la rete, per la quale viene di norma effettuata una simulazione computerizzata attraverso la modellazione della rete, per definire, già in fase di richiesta di connessione, la fattibilità della connessione alla rete o le criticità risolvibili con interventi di estensione o potenziamento della rete di distribuzione.

Si evince che la maggiore numerosità è legata al Comune di Verona, con maggiori richieste nelle aree industrializzate o esterne alla cintura urbana, ed in particolare nella zona Ovest.

Peraltro, anche il Comune di Grezzana risulta avere un numero significativo di impianti di produzione, con le difficoltà legate ad un comune in zona collinare.

Tale analisi andrà poi confrontata con la statistica consuntiva e previsionale delle nuove connessioni realizzate anno per anno.

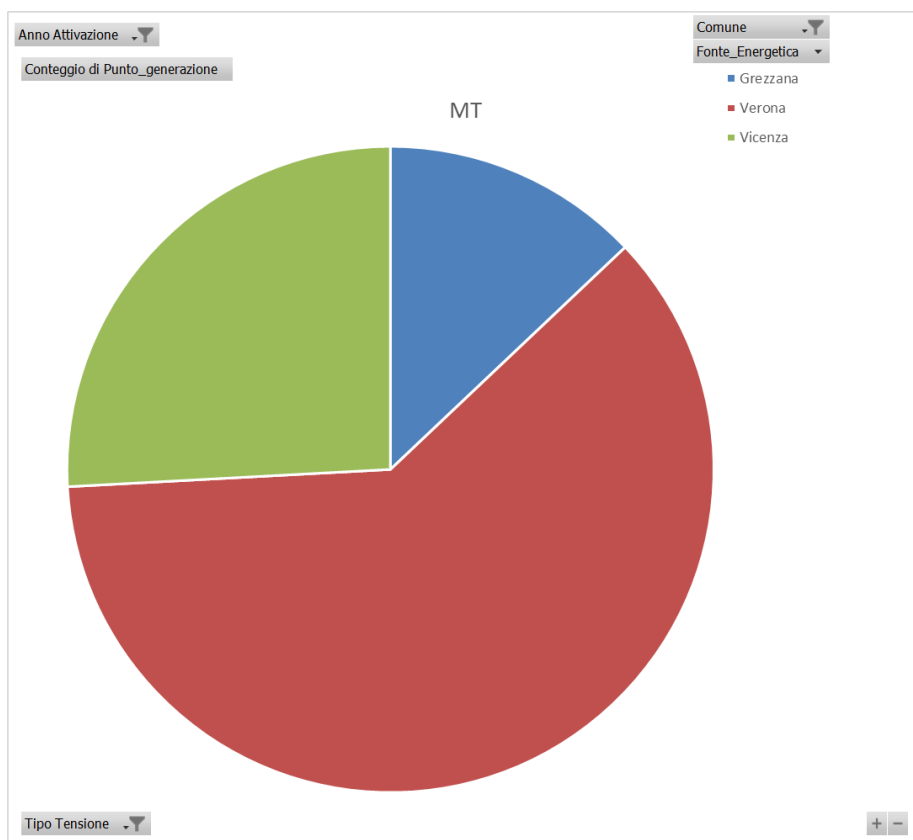


Grafico 9: Dettaglio dei Punti di connessione attiva in MT suddivisa per fonti di energia (dato al 31/12/2024)

Riproponiamo la stessa mappatura degli impianti, però focalizzando la potenza nominale di connessione alla rete.

POTENZA NOMINALE per Fonte energetica/Comune	in BT (KW)	in MT (KW)	Potenza nominale totale (KW)
Altri Combustibili	39	180	219
Verona	15	180	195
Vicenza	24		24
Biogas		2.084	2.084
Verona		1.984	1.984

Vicenza		100	100
Biomassa	20		20
Verona	20		20
Energia idrica	197	13.452	13.649
Verona	130	12.832	12.962
Vicenza	67	620	687
Energia solare	68.782	60.431	129.213
Grezzana	5.091	6.790	11.882
Verona	42.104	39.277	81.381
Vicenza	21.587	14.364	35.951
Gas derivati			
Vicenza			
Gas naturale	261	89.774	90.035
Grezzana	26		26
Verona	215	84.356	84.571
Vicenza	20	5.418	5.438
Olio combustibile BTZ		870	870
Grezzana		420	420
Verona		450	450
Totale complessivo	69.299	166.791	236.090

Tabella 16: estrazione Sezione Attive per potenza nominale degli impianti di produzione connessi al 31/12/24

Dal Grafico seguente si evince una netta preponderanza della potenza nominale connessa nel Comune di Verona.

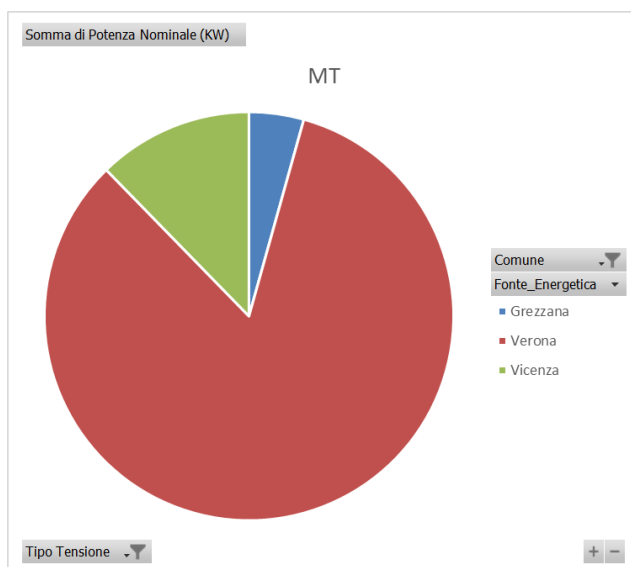


Grafico10: Suddivisione della potenza nominale dei RES connessa in MT, suddivisa tra i comuni di riferimento

Nell'ambito della definizione degli scenari, a partire dal 2025, si è adottato il valore di incremento percentuale annuo desunto dal DDS Terna-Snam 2024 (tabella 8a), con proiezioni di incremento negli anni successivi.

Incremento FB 2030 vs. 2023	Solare Distribuito % annua	Solare Utility % annua
	1,7	1,1

Tabella 17: calcolo degli incrementi annuali della domanda sulla base dello studio Terna Snam DDS 2024

Tale incremento andrebbe applicato al totale delle connessioni, nella considerazione che si stanno sviluppando nuove tecnologie anche legate all'utilizzo dei combustibili alternativi.

Per quanto riguarda V-RETI, si è adottata l'ipotesi di effettuare la previsione sulla base della serie storica delle nuove connessioni BT ed MT, che saranno prevalentemente per installazioni solari, vista la ridotta numerosità degli allevamenti nei comuni di interesse.

Anche le previsioni di potenza sono stimate come diretta conseguenza dell'incremento del numero di impianti, valutate sulla base della serie storica.

Il valore che si ricava risente della ventilata diminuzione delle richieste connessa al termine degli incentivi legati al Superbonus ed Ecobonus, rimanendo quelli legati alle ristrutturazioni edilizie ed alle nuove costruzioni con obblighi normativi legati all'installazione di pannelli fotovoltaici.

In ogni caso, la generazione distribuita connessa alla rete di distribuzione in bassa tensione è essenzialmente costituita da impianti fotovoltaici che rappresentano una quota sempre meno

marginale della potenza di trasformazione MT/BT della rete di distribuzione (indicatore della potenzialità della rete BT).

Si ritiene comunque che, allo stato attuale, la diffusione degli impianti fotovoltaici sulla rete BT non dia origine a situazioni di congestione, eventualmente valutate puntualmente.

Per la connessione di nuovi impianti alla rete di media tensione, le possibili congestioni della rete vengono necessariamente valutate caso per caso al momento della richiesta di connessione e pianificando gli eventuali interventi sulla rete.

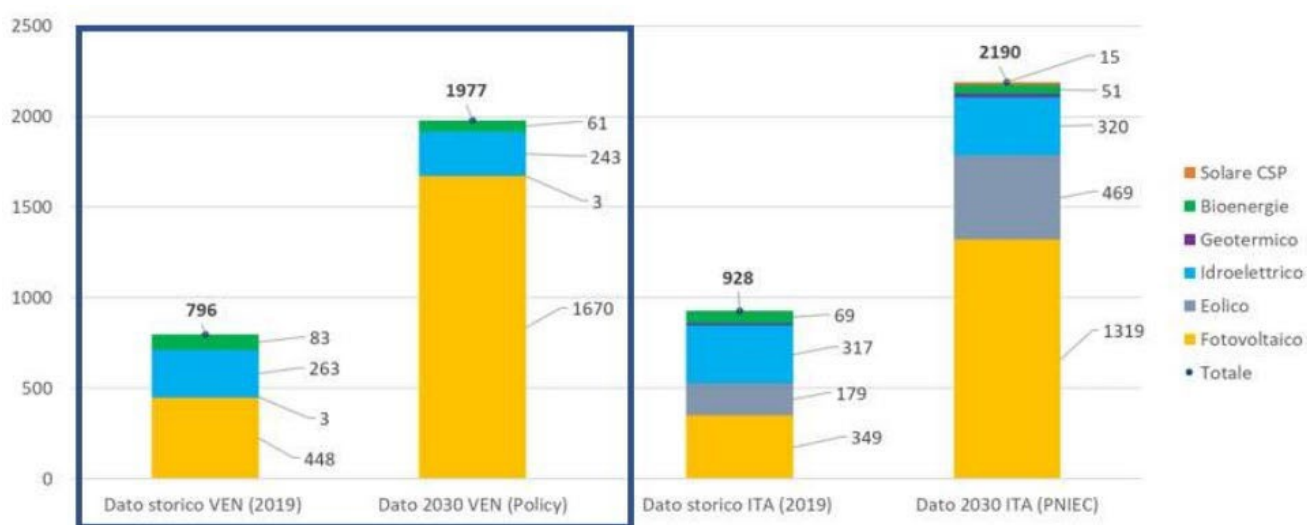


Tabella 18: evoluzione della capacità specifica pro-capite di generazione FER espressa in W/abitante confrontando il dato storico 2019 con gli scenari al 2030 del Veneto ed al livello nazionale, fonte NPER Veneto ed. 2024

Dalla Tabella si evince che il trend di crescita è pari al 24,8% annuo sulla generazione fotovoltaica che costituirà l'assoluta prevalenza della nuova generazione.

Considerando la popolazione di Verona (255.298 abitanti), Grezzana (10.694 abitanti) e Vicenza (110.471), la potenza installata FV nel territorio servito da V-RETI al 2019, verrebbe ad essere pari a 168 MW, mentre in realtà al 2019 la potenza nominale fotovoltaica è stata rilevata in 68MW.

Di conseguenza rispetto al fattore di crescita definito dal NPER, si ritiene maggiormente idoneo adottare un coefficiente ridotto ad 1/3 (pari a 8,27%) compatibile con il dato statistico di partenza ed applicato alla media del periodo 2019-2024 per inertizzare gli effetti congiunturali dell'ultimo biennio.

Anno	N°nuove connessioni			Potenza nominale [kW]			Dati di:
	BT	MT	Totale	BT	MT	Totale	
2015	270		270	2.094		2.094	Consuntivo
2016	263		264	1.747		1.747	Consuntivo
2017	331	1	332	9.356	100	9.456	Consuntivo
2018	352	2	354	2.312	294	2.606	Consuntivo
2019	358		358	3.196	n.d.	3.196	Consuntivo

2020	359	4	363	3.807	232	4.039	Consuntivo
2021	450	9	459	3.091	3.273	6.364	Consuntivo
2022	853	9	862	5.054	1.130	6.184	Consuntivo
2023	1.919	19	1.938	13.853	8.979	22.832	Consuntivo
2024	1.435	42	1.477	11.196	18.566	29.762	Consuntivo
2025	988	15	1.004	7.435	5.842	13.278	Previsione
2026	1.070	16	1.086	8.050	6.325	14.375	Previsione
2027	1.158	18	1.176	8.715	6.847	15.562	Previsione
2028	1.254	19	1.273	9.434	7.413	16.847	Previsione
2029	1.358	21	1.379	10.214	8.025	18.239	Previsione
2030	1.469	23	1.493	11.059	8.689	19.747	Previsione

Tabella 19: Numero di nuove connessioni di Generazione distribuita per tutte le fonti energetiche

Anno	N° nuove connessioni			Potenza nominale [kW]			Dati di:
	BT	MT	Totale	BT	MT	Totale	
2015	268		268	1.849		1.849	Consuntivo
2016	257		258	1.544		1.544	Consuntivo
2017	327		327	9.028		9.028	Consuntivo
2018	351	1	352	2.308	294	2.602	Consuntivo
2019	355	0	355	2.785	0	2.785	Consuntivo
2020	344	4	348	2.278	232	2.511	Consuntivo
2021	424	7	431	2.902	909	3.811	Consuntivo
2022	826	8	834	4.852	1.110	5.962	Consuntivo
2023	1.912	19	1.931	13.814	8.979	22.793	Consuntivo
2024	1.425	40	1.465	11.081	9.226	20.307	Consuntivo
2025	975	14	989	7.008	5.539	12.547	Previsione
2026	1.055	16	1.071	7.587	5.996	13.583	Previsione
2027	1.142	17	1.159	8.213	6.491	14.704	Previsione
2028	1.237	18	1.255	8.892	7.028	15.920	Previsione
2029	1.339	20	1.359	9.626	7.608	17.234	Previsione
2030	1.450	22	1.471	10.422	8.237	18.659	Previsione

Tabella 20: Numero di nuove connessioni di Generazione distribuita solo fotovoltaica

Previsione sullo sviluppo della capacità di accumulo

Dal documento DDS 2024 di Terna Snam è possibile estrapolare l'ipotesi di crescita dei sistemi di accumulo per lo stoccaggio dell'energia elettrica proveniente da fonte RES.

La crescita dal 2023 al 2030 è intorno al 100%, ma non è possibile desumere scenari locali in quanto mancano i dati attuali essendo apparecchiature non mappate dal sistema di raccolta dati in fase di attivazione o durante la vita dell'utenza.

		2023	2030		2035			2040		
		Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
Nord	Small Scale	3,8	8,4	7,6	9,8	9,1	9,1	11,4	10,6	10,5
	Utility Scale	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	CM	0,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
	Totale	3,8	11,4	10,7	12,9	12,2	12,2	14,5	13,6	13,6

Tabella 21: Capacità di accumulo in GWh a livello nazionale, fonte Documento Terna Snam 2024

7. Metodologia di scelta e rappresentazione degli interventi

7.1. Driver

I driver considerati al fine dell'individuazione degli interventi da ricomprendere nel PdS sono:

- **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;
- **Resilienza:** identifica gli interventi destinati a incrementare la capacità della rete e dei suoi componenti di fronteggiare eventi meteorologici estremi e condizioni straordinarie;
- **Controllo tensione I 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 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;
- **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;
- **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.

Alla luce dei driver di cui sopra, le tipologie di interventi che saranno ricompresi nel PdS sono relativi a realizzazione di nuovi asset e rinnovo asset esistenti.

Sono da considerarsi, invece, non ricompresi nel campo di applicazione dei PdS gli investimenti in:

- Misura in BT, in quanto già oggetto di uno specifico piano (PMS2);
- Manutenzione straordinaria non pianificata (post guasto);
- Richieste gestione utenza (per es. spostamento impianti su richiesta) che non comportano alcun tipo di sviluppo sulla rete.

7.2. I criteri di pianificazione

Nella pianificazione dei propri investimenti V-RETI segue i seguenti criteri di prioritizzazione.

La pianificazione di sviluppo della rete deriva dagli obblighi di connessione e di servizio pubblico cui V-RETI è soggetta, tenendo conto delle esigenze che emergono dal territorio e gli obiettivi aziendali di garantire la sicurezza e la gestione della rete e degli impianti, nel rispetto dell'equilibrio finanziario della società.

In primo luogo, per rispondere in maniera immediata alle esigenze del territorio, vengono prese in considerazione le richieste di necessità di allacciamento, sia per bassa tensione (BT) che per media tensione (MT), di utenti sia passivi che attivi.

Un ulteriore driver per la pianificazione degli investimenti considera gli interventi finalizzati a garantire la sicurezza degli operatori e a migliorare la continuità del servizio, con lo scopo di assicurare un servizio affidabile e continuo agli utenti finali.

Inoltre, V-Reti S.p.A si impegna dove possibile ad anticipare le future necessità del territorio, basandosi sull'analisi di documenti pubblici ufficiali, quali ad esempio il Piano Urbanistico Attuativo (PUA), nonché su prospettive di sviluppo dei territori fornite dagli operatori economici. Questo approccio proattivo consente all'azienda di pianificare e predisporre interventi atti a rispondere in maniera efficace e tempestiva alle future esigenze.

Ed infine, V-RETI investe in innovazione tecnologica e digitalizzazione, con l'obiettivo di rendere più efficace ed efficiente la gestione della rete ed il servizio all'utenza.

7.3. Le modalità di rappresentazione degli interventi

Ai fini della rappresentazione degli interventi nel PdS, sono state predisposte apposite Schede di Intervento riportate in allegato al presente Piano, adottando il seguente criterio:

1. per gli interventi su Linee AT e Cabine primarie AT/MT verrà prevista una Scheda di Intervento per ogni progetto con descrizione e codice identificativo;
2. per gli interventi su Linee MT e BT e Cabine secondarie MT/BT verranno previste Schede di Intervento aggregati per singola area territoriale o tipologia di rete;
3. interventi relativi ai sistemi di telecontrollo della rete elettrica saranno aggregati essendo un elemento comune a tutte le aree servite;
4. Verranno predisposte le schede di intervento anche in funzione della successiva esigenza legata all'art. 80 del TIQD;
5. la rappresentazione dei progetti nelle Schede di Intervento sarà quella prevista dalle Linee Guida emanate con la Delibera 521/2024 e descritte in dettaglio in Allegato 2b con relativo "format" di rappresentazione qualitativo-quantitativo;
6. Gli interventi rappresentati sono già stati approvati nel Piano Industriale con orizzonte 2025-2029 e pertanto sono immediatamente finanziabili secondo la tempificazione prevista.

7.4. Analisi CBA

L'analisi CBA a livello quantitativo verrà effettuata in occasione della presentazione istanze di cui allo strumento di incentivazione Ex-art. 80 TIQD secondo il documento comune di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti e per l'analisi costi benefici (ACB) nonché quanto sarà disciplinato con apposito provvedimento ARERA di cui alla delibera 472/2024/R/eel.

7.4.1. Stima dei costi degli interventi

La stima dei costi di investimento verrà effettuata sulla base del Progetto di Fattibilità Tecnico Economica o del Progetto Esecutivo contenente il Quadro Economico di Stima oppure il Computo Metrico Estimativo, calcolati sulla base dei Prezzari Regionali della Regione Veneto o con analisi prezzi derivanti da ricerche di mercato nel settore d'interesse.

I costi di investimento legati alle prestazioni professionali saranno computati a tariffa professionale di riferimento ed i dettami previsti dalla legislazione in materia di incarichi professionali tenendo conto della Legge n. 49 del 21/04/2023.

I costi operativi sono stimati sulla base dei costi storici per impianti e reti confrontati con i prezzari manodopera e materiali del Prezzario Regionale Veneto o redatti dalle CCIAA.

Le categorie elementari di investimento sono le medesime presenti nell'Allegato 4 delle Linee Guida per la redazione dei Piani di Sviluppo.

Esse sono di seguito riportate quali stime esemplificative, con i relativi range indicati di costo unitario, variabile anche in base alla taglia dell'impianto ed alla potenza nominale dei componenti:

Intervento	Costo unitario	Categorie elementari	Incidenza %
Cabina Primaria	6 ÷ 10 M€/CP a seconda della tensione AT, della potenza e del numero di trasformatori	Fabbricato	10%
		Trasformatore AT/MT	30%
		Sezione AT	30%
		Sezione MT	20%
		Telecontrolli e <u>smartizzazioni</u>	10%
Centro satellite	0,5 ÷ 1,5 M€/C.S. a seconda della dimensione edificio e numero di partenze	Fabbricato	20%
		Sezione MT	60%
		Telecontrolli e <u>smartizzazioni</u>	10%
		Trasformatore MT/MT	10%
Cabina Secondaria	25 ÷ 35 K€/CS a seconda della potenza e del numero di trasformatori	Fabbricato	45%
		Sezione elettromeccanica	15%
		Telecontrolli e <u>smartizzazioni</u>	5%
		Trasformatore MT/BT	35%
Linea AT	n.a.	Linea AT in cavo	100%
	295 ÷ 644 K€/km <u>aereo</u>	Linea AT aerea	100%
Linea MT	144 ÷ 281 K€/km <u>cavo</u>	Linea MT in cavo	100%
	86 ÷ 151 K€/km <u>aereo</u>	Linea MT aerea	100%
Linea BT	80 ÷ 120 K€/km <u>cavo</u>	Linea BT in cavo	100%
	60 ÷ 100 K€/km <u>aereo</u>	Linea BT aerea	100%
Dispositivi per compensazione energia reattiva/controllo della tensione	n.a. per DSO	<u>Statcom</u>	100%
	n.a. per DSO	<u>Reattore</u>	100%
	n.a. per DSO	Condensatore	100%
	n.a. per DSO	Reattanze distribuite	100%
Prese	500 ÷ 640 €/presa	Prese BT	100%
Telecontrollo	4 ÷ 8 M€/sistema	Sistemi centrali	100%

Tabella 22: categorie elementari di investimento previste dalle Linee Guida Delibera ARERA 521/2024, riconducibili laddove applicabili alle MCC pubblicate sul sito www.v-reti.it

La stima degli importi di capitale per ciascuna singola iniziativa di investimento non può che essere legata all'esperienza storica di V-RETI in tutti i casi in cui siano riscontrabili investimenti analoghi effettuati in passato, distintamente per tipologia con prezzi aggiornati sulla base del Prezzario Regionale Veneto laddove la prestazione sia prevista o a specifiche ricerche di mercato presso i partner qualificati.

In tutti i casi in cui non sia possibile ricondurre le stime ad investimenti passati, o lo sia solo in parte, le valutazioni vengono fatte sulla base di ipotesi di quadro economico contenute nel progetto approvato.

La stima dei costi operativi, oltre che sulla base di informazioni storiche associate ad investimenti analoghi e valutazioni prettamente operative, viene tipicamente rapportata forfetariamente ad una percentuale annua del costo di investimento.

Chiaramente le modalità di stima indicate nelle schede dedicate di ciascun investimento potranno essere eventualmente aggiornate ed in ogni caso costituiranno la base di partenza dei ragionamenti per l'aggiornamento del Piano di Sviluppo a valere dall'anno 2027.

7.4.2. I Benefici degli interventi

Il processo di pianificazione degli interventi infrastrutturali e tecnologici che l'Impresa di distribuzione inserisce nel Piano di Sviluppo (di seguito PdS) è principalmente orientato al:

- mantenimento e miglioramento delle condizioni di adeguatezza delle reti e degli impianti per far fronte alla domanda dell'utenza (attiva e passiva);
- miglioramento delle condizioni di sicurezza e di esercizio della rete di distribuzione;
- incremento dell'affidabilità del servizio con miglioramento dei parametri di continuità e qualità del servizio;
- incremento della resilienza delle reti;
- diminuzione delle perdite di rete.

I nuovi interventi di sviluppo della rete di distribuzione proposti - identificati tenuto conto delle analisi di scenario illustrate nel capitolo precedente del presente Piano di Sviluppo, in base a specifiche informazioni nella disponibilità delle competenti unità di V-RETI nonché di simulazioni di dettaglio effettuate dall'unità ricerca e modellazione - sono classificati in base alle esigenze che li hanno determinati e ai benefici attesi con la realizzazione degli stessi.

Ciascun intervento, individuato in un'apposita scheda dedicata, riportata nel capitolo successivo del presente Piano di Sviluppo, ed è perimetrato in uno dei due ambiti territoriali in cui opera V-RETI, ossia Verona/Grezzana (VR) o Vicenza (VI). Per alcune categorie di investimento a carattere più generico, si è indicato l'intero perimetro territoriale gestito (es: allacci, revamping cabine secondarie, etc).

Come già descritto al capitolo 5 V-Reti non ritiene funzionale , individuare servizi di flessibilità per la risoluzione delle possibili congestioni di rete. Tuttavia, V-RETI è ben consapevole della necessità di valutare adeguamenti nei propri processi di pianificazione e gestione della rete di distribuzione e, pertanto, a valle delle “*disclosure*” dei progetti presentati ai sensi della delibera 352/2021/R/eel, si riserva di aggiornare le proprie valutazioni, con specifico riferimento al prossimo aggiornamento del Piano di Sviluppo a valere dall'anno 2027.

7.4.3. *Le ipotesi in merito all'impostazione dell'analisi costi-benefici*

L'analisi costi-benefici per l'intervento oggetto di istanza di incentivazione è stata sviluppata in coerenza con le disposizioni regolatorie vigenti in materia, contenute, in particolare, nella Deliberazione 296/2023/R/EEL, nel TIQD, nella Del. 472/2024/R/eel e nel "Documento di descrizione del calcolo dei benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell'energia elettrica" allegato alla Del.112/2025/R/eel (nel seguito, anche, il "Documento di Descrizione del Calcolo dei Benefici": DDCB).

In particolare, ai fini dell'impostazione dell'analisi, sono state adottate le seguenti ipotesi di carattere generale:

- Vita economica dell'asset pari a 25 anni di esercizio;
- Nessun valore residuale al termine dei 25 anni di esercizio;
- Tasso di sconto dell'investimento pari al 4%;
- Benefici calcolati tramite approccio modellistico negli anni "cardine" 2030 (breve termine), 2035 (medio termine) e 2040 (lungo termine);
- Per le annualità diverse dagli anni "cardine":
 - per gli anni dall'entrata in esercizio dell'intervento all'anno cardine di breve termine (2030), i benefici sono stati assunti pari a quelli calcolati nel 2030;
 - per gli anni compresi tra due anni cardine, i benefici sono stati calcolati come interpolazione lineare tra quelli calcolati negli anni cardine all'estremo dell'intervallo;
 - per gli anni dall'anno cardine di lungo termine (2040) fino al termine della vita economica dell'intervento, i benefici sono stati assunti pari a quelli calcolati nel 2040.
- Ipotesi specifiche per il calcolo del BP10 e relative all'istanza di cui all'art. 80 del TIQD (sostituzione trasformatori in CP)
 - Le perdite sono state calcolate su ciascun periodo quattrario degli anni "cardine" (2030, 2035, 2040) a partire dai flussi di potenza attiva e reattiva noti in cabina primaria, convertiti in corrente sulla base della tensione nominale secondaria del trasformatore, e delle perdite a vuoto dichiarate dal costruttore:

$$p_t = 3 * R * I^2 + P_0$$

- Per il calcolo delle perdite si è ipotizzato un assetto di Cabina Primaria coerente con le pratiche di esercizio attuali e prospettiche; in particolare, si è considerata la situazione di più comune impiego e a minori perdite (attuali e future).
- Per i parametri ante e post-intervento si sono applicati i parametri (potenza nominale, perdite a vuoto e a carico), presi dai datasheet delle macchine effettivamente in esercizio e delle macchine oggetto di fornitura.

- In particolare, per il calcolo delle perdite si è considerata la curva di potenza attiva e reattiva misurata, con cadenza quattoraria nell'anno 2024, sui trasformatori AT/MT della CP oggetto di intervento.
 - A tale curva, è stato applicato lo scenario di crescita dei consumi locali e della generazione, per ciascun quarto d'ora in analisi e per ognuno degli anni cardine.
 - A partire dalla potenza attiva e reattiva così ottenute, si è determinata la potenza apparente, che è quindi stata convertita in corrente assumendo una tensione secondaria pari al valore nominale.
 - Nell'equazione di calcolo delle perdite di cui al DDCB, FEm è il fattore di emissione di CO₂ tipico della tecnologia marginale, assunto pari al fattore di emissione di un ciclo combinato a gas naturale ad elevata efficienza (361 gCO₂/kWh, coerentemente ai valori riportati nel DDCB).
 - $CostoCO_2$ è il valore sociale delle emissioni di CO₂ [espresso in €/gCO₂]. Conformemente alle indicazioni del DDCB, questo è stato valorizzato secondo il valore centrale del documento "Handbook on the external costs of transport", pari a 100 €/tonCO₂ fino al 2030 e a 269 €/tonCO₂ dal 2040 e per tutti gli anni successivi (valorizzazione espressa in moneta dell'anno 2016). Il dato del 2035 è stato preso pari alla media dei valori al 2030 e 2040, ovvero 184,50 €/tonCO₂. Ai fini della CBA, il costo delle immissioni è stato riportato in valuta al 2025, utilizzando il dato di inflazione storica gennaio 2016 – gennaio 2025 (fonte: <https://rivaluta.istat.it/>), pari al 21,3%.
 - $PrezzoCO_2$ è il prezzo atteso delle quote di emissioni di CO₂ nell'ETS Emission Trading System, espresso in €/gCO₂. In linea con il "Documento di Descrizione degli Scenari 2024" Terna-Snam, il prezzo della CO₂ è stato preso pari a 95 €/tonCO₂ fino al 2030 e 100 €/tonCO₂ a partire dal 2035 e per gli anni successivi.
- Ipotesi specifiche per il calcolo del BA10 e relative all'istanza di cui all'art. 80 del TIQD (sostituzione trasformatori in CP)
 - La valorizzazione economica delle perdite di rete è stata determinata attraverso la formula:

$$BA10 = \Delta_{perdite} * CPTE$$
 dove $\Delta_{perdite}$ ha il medesimo significato indicato in precedenza per BP10.
 - $CPTE$ è il costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato, determinato applicando convenzionalmente un rendimento del 56% e le ipotesi sul costo del gas naturale e delle emissioni di CO₂ come indicate dal DDCB.
 - Ipotesi specifiche per il calcolo del BP13 valorizzato nell'istanza art. 80 del TIQD (sostituzione trasformatori in CP)
 - corrispondenza dei trasformatori AT/MT della CP oggetto di intervento, a cui è stato applicato lo scenario di crescita dei consumi locali e della generazione corrispondenti agli anni 2030,

2035 e 2040. Il beneficio è stato quindi determinato confrontando puntualmente la potenza quartaria stimata con la soglia di potenza per l'asset oggetto di intervento:

$$BP13 = \Delta E_{Poverload} * VFLEX$$

$\Delta E_{Poverload}$ è la sommatoria, per tutte le ore dell'anno, della potenza eccedente la soglia di carico massima dei trasformatori di cabina primaria, ottenuta come differenziale tra il caso in assenza dell'intervento e il caso in presenza dell'intervento.

- Quale capacità di trasporto limite per i trasformatori si sono prese a riferimento le pratiche di esercizio di V-RETI, che prevedono:
 - uno sfruttamento massimo dei trasformatori pari al **110% della potenza apparente nominale**, coerente con le indicazioni di cui al DDCB per il beneficio BP13t, dove per la soglia di massimo carico dei trasformatori di cabina primaria, è indicato un range ammissibile per la singola macchina tra 50% a 65% nel caso di due trasformatori di pari potenza;
 - l'impossibilità di realizzare maglie MT tra la rete 132 kV e 50 kV.
- Tali ipotesi sono state applicate assumendo un fuori servizio o guasto sul trasformatore di taglia maggiore, non oggetto di sostituzione, e ipotizzando il rimanente in funzione.
- VFLEX è il Value of Flexibility, pari a 4000 €/MWh, come indicato dalla Delibera 112/2025/R/eel.
- Al fine di valorizzare l'effetto economico dell'intervento, si è adottata la procedura descritta nel DDCB con riferimento al beneficio BP13t, quantificando l'energia che gli attuali impianti primari a servizio dell'area non sarebbero in grado di fornire durante i primi 25 anni di vita del nuovo asset, come differenza tra la potenza richiesta transitante in cabina primaria e quella erogabile dall'asset.
- Ipotesi specifica per il calcolo del BP13 per l'intervento oggetto del bando PNRR (Proposte progettuali su porzioni di rete a media e bassa tensione al fine di favorire l'elettrificazione dei consumi energetici di almeno 230.000 abitanti – PNRR Missione 7 –Investimento 1 Scale-up: Rafforzamento Smart grid)
 - Soglia limite di saturazione ammissibile per linee MT aventi funzione di controalimentazione in caso di guasto: 60% della potenza nominale.
 - Il calcolo dell'energia in overload è effettuato come saldo orario del profilo di carico futuro rispetto alla soglia limite di saturazione ammissibile, linea per linea.

8. Le esigenze di sviluppo

Le principali esigenze di sviluppo della rete elettrica, previste negli interventi descritti in dettaglio al capitolo 10, includono:

1. **Integrazione delle fonti rinnovabili:** con l'aumento delle richieste di connessione per impianti solari ed eolici, è necessario adattare la rete per supportare queste nuove fonti di energia, che sempre più spesso si configurano come fonti di immissione in rete piuttosto che di autoconsumo in loco; ciò comporta l'adattamento della rete a flussi di potenza invertiti che dalle utenze si spostano verso la rete primaria con problematiche di carattere elettrico e di telecontrollo; vengono previsti potenziamenti delle reti MT e BT, nelle zone a maggior richiesta di connessione di carichi attivi. Gli interventi che producono il beneficio sono i seguenti:

Scheda 001: Nuova CP Marangona
Scheda 002: Nuova CP Zona Industriale Vicenza
Scheda 003: Rinnovo CP Campo Marzo - New Sez. 20 KV
Scheda 004: Rinnovo CP Cabine Primarie area di Vicenza
Scheda 006: Rinnovo CP Ricevitrice Ovest – New Sez. 20 KV
Scheda 010: Linee MT – Nuove linee MT da CP Marangona
Scheda 011: Linee MT – Nuove dorsali 20 KV CP Campo Marzo
Scheda 012: Linee MT – Nuove dorsali 20 KV Ric. Sud x B/G/H
Scheda 013: Linee MT – Nuovo feeder 20 KV Ric. Nord-Grezzana
Scheda 014: Linee MT – Potenziamento LMT VR e VI
Scheda 015: Cabine secondarie – Revamping e nuove CS Verona e Vicenza
Scheda 016: Linee BT – Potenziamento LBT VR e VI
Scheda 017: Linee BT – Cambio Tensione massivo LBT VR
Scheda 019: Prese – Nuovi allacciamenti
Scheda 021: Nuova CP Avesani
Scheda 022: Rinnovo CP – Estens. sbarra MT “Centri Satellite Mobili” Ric. Ovest, Ric. Sud e Tombetta
Scheda 023: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR35 c/o Ric. Nord
Scheda 024: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR36 c/o Ric. Nord
Scheda 025: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR37 c/o Ric. Sud
Scheda 026: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR32 c/o Ric. Nord
Scheda 027: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR36 c/o Tombetta
Scheda 028: Linee MT – Variante LMT APTUIT LMT FIERA per connessione FV SANTA CATERINA

2. **Miglioramento della resilienza e dell'affidabilità:** investimenti significativi sono necessari per garantire che la rete sia in grado di resistere a eventi imprevisti e mantenere un servizio continuo anche in caso di eventi meteo particolarmente intensi caratteristici di un clima che si va tropicalizzando per effetto dei cambiamenti climatici. Gli interventi che producono il beneficio sono i seguenti:

Scheda 001: Nuova CP Marangona
Scheda 002: Nuova CP Zona Industriale Vicenza
Scheda 003: Rinnovo CP Campo Marzo - New Sez. 20 KV

Scheda 004: Rinnovo CP Cabine Primarie area di Vicenza
Scheda 005: Rinnovo Centri Satellite di Vicenza
Scheda 006: Rinnovo CP Ricevitrice Ovest – New Sez. 20 KV
Scheda 007: Rinnovo CP Verona Est – Revamping QMT 10 e 20 KV
Scheda 008: Rinnovo CP Verona e Vicenza – Revamping App. AT impianti primari
Scheda 010: Linee MT – Nuove linee MT da CP Marangona
Scheda 011: Linee MT – Nuove dorsali 20 KV CP Campo Marzo
Scheda 012: Linee MT – Nuove dorsali 20 KV Ric. Sud x B/G/H
Scheda 013: Linee MT – Nuovo feeder 20 KV Ric. Nord-Grezzana
Scheda 014: Linee MT – Potenziamento LMT VR e VI
Scheda 018: Linee MT – Resilienza rete VI
Scheda 021: Nuova CP Avesani
Scheda 28: Linee MT – Variante LMT APTUIT LMT FIERA per connessione FV SANTA CATERINA

- 3. Espansione delle infrastrutture e Loadability:** Nuove connessioni e potenziamenti delle infrastrutture esistenti sono essenziali per soddisfare la crescente domanda di energia avente nell'elettrificazione dei consumi e nella mobilità elettrica i cardini principali, insieme all'avvento dei data center di IA che richiedono potenze ed assorbimenti decisamente più consistenti di una normale "server farm";

Per espandere le infrastrutture, mantenere l'adeguatezza della rete primaria e risolvere le criticità delineate nel capitolo 5, nel presente Piano di Sviluppo sono stati inseriti importanti investimenti per realizzare nuove Cabine Primarie e potenziare le esistenti. Gli interventi che producono il beneficio sono i seguenti:

Scheda 001: Nuova CP Marangona
Scheda 002: Nuova CP Zona Industriale Vicenza
Scheda 003: Rinnovo CP Campo Marzo - New Sez. 20 KV
Scheda 004: Rinnovo CP Cabine Primarie area di Vicenza
Scheda 006: Rinnovo CP Ricevitrice Ovest – New Sez. 20 KV
Scheda 010: Linee MT – Nuove linee MT da CP Marangona
Scheda 011: Linee MT – Nuove dorsali 20 KV CP Campo Marzo
Scheda 012: Linee MT – Nuove dorsali 20 KV Ric. Sud x B/G/H
Scheda 013: Linee MT – Nuovo feeder 20 KV Ric. Nord-Grezzana
Scheda 014: Linee MT – Potenziamento LMT VR e VI
Scheda 017: Linee BT – Cambio Tensione massivo LBT VR
Scheda 019: Prese – Nuovi allacciamenti
Scheda 021: Nuova CP Avesani
Scheda 022: Rinnovo CP – Estens. sbarra MT "Centri Satellite Mobili" Ric. Ovest, Ric. Sud e Tombetta
Scheda 023: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR35 c/o Ric. Nord
Scheda 024: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR36 c/o Ric. Nord
Scheda 025: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR37 c/o Ric. Sud
Scheda 026: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR32 c/o Ric. Nord
Scheda 027: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR36 c/o Tombetta
Scheda 28: Linee MT – Variante LMT APTUIT LMT FIERA per connessione FV SANTA CATERINA

- 4. Sostenibilità, decarbonizzazione, qualità tecnica:** Gli interventi devono essere orientati verso la riduzione delle emissioni di carbonio e il supporto agli obiettivi di transizione energetica: in tal senso tutti gli investimenti sulla rete elettrica che saranno effettuati da V-RETI sono funzionali e strategici per raggiungere tali obiettivi ed in particolare le nuove linee di potenziamento nelle aree dove sorgeranno stazioni di ricarica Fast Charge per veicoli leggeri (auto e furgoni) e pesanti (bus e camion); tra gli interventi previsti nel Piano vengono annoverati i seguenti interventi: Gli interventi che producono il beneficio sono i seguenti:

Scheda 005: Rinnovo Centri Satellite di Vicenza
Scheda 007: Rinnovo CP Verona Est – Revamping QMT 10 e 20 KV
Scheda 008: Rinnovo CP Verona e Vicenza – Revamping App. AT impianti primari
Scheda 015: Cabine secondarie – Revamping e nuove CS Verona e Vicenza
Scheda 016: Linee BT – Potenziamento LBT VR e VI
Scheda 023: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR35 c/o Ric. Nord
Scheda 024: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR36 c/o Ric. Nord
Scheda 025: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR37 c/o Ric. Sud
Scheda 026: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR32 c/o Ric. Nord
Scheda 027: Rinnovo CP – Sostituzione trasformatore AT/MT TR36 c/o Tombetta

- 5. Monitoraggio e aggiornamenti:** la saturazione viene monitorata regolarmente e le informazioni vengono aggiornate per riflettere le condizioni attuali della rete. Questo aiuta a identificare le aree critiche e pianificare interventi mirati. In tal senso si inquadra il Progetto ADMS che vedrà la conclusione nel corso del 2025, con l'introduzione di importanti funzionalità di telecontrollo e telegestione avanzate, in grado di creare modelli previsionali necessari alla tempestiva pianificazione degli interventi di rete. L'intervento è sintetizzato nella scheda:

Scheda 020: Telecontrollo - Progetto ADMS

- 6. Grado di saturazione degli impianti primari (Ricevitrici, Cabine primarie e Centri Satellite):** in tale ambito, nel corso del 2024 sono emerse riduzioni consistenti nella disponibilità di stalli liberi e di conseguenza è stato progettato l'intervento di acquisto ed installazione di alcuni Centri Satellite mobili, di tipo "containerizzato" per velocizzare la messa in servizio di tipo provvisorio al fine di consentire la progettazione e realizzazione degli ampliamenti fissi di Cabina Primaria. A valle dell'ampliamento di CP, il Centro Satellite mobile, potrà essere spostato in un'altra CP per svolgere il medesimo servizio. Gli interventi che producono il beneficio sono i seguenti:

Scheda 022: Rinnovo CP – Estens. sbarra MT "Centri Satellite Mobili" Ric. Ovest, Ric. Sud e Tombetta

9. Interventi pianificati

Vedasi documento EXCEL di riepilogo degli interventi, facenti parte del presente Piano di Sviluppo.

10. Allegati al Piano di Sviluppo

- a) Schede di Intervento;
- b) Riepilogo interventi (in formato Excel);
- c) Criteri comuni per la definizione delle ipotesi locali di scenario dei DSO con oltre 100.000 punti di prelievo”.