

***Piano di sviluppo della rete EDYNA srl
ai sensi della delibera 296/2023***

INDICE

Sommario

1. Il contesto normativo e regolatorio	4
2. Gli obiettivi del Piano di Sviluppo	6
3. Presentazione dell'azienda e della realtà servita	7
4. Consistenza della rete di distribuzione	9
5. Stato della rete di distribuzione	11
Osservabilità	11
Criticità attese	11
Qualità del servizio elettrico	12
6. Scenari di evoluzione del sistema energetico	14
Inquadramento generale	14
Effetti della transizione energetica sui transiti di potenza misurati all'interfaccia con la rete di trasmissione	15
Generazione distribuita e accumulo	20
Domanda elettrica	26
Stima dell'elettrificazione dei carichi nel settore residenziale	26
Stima dei carichi addizionali nel settore dei trasporti	34
Esiti finali delle attività di costruzione degli scenari	38
7. Metodologia di scelta e rappresentazione degli interventi	41
Driver	41
I criteri di pianificazione	42
Le modalità di rappresentazione degli interventi	44
Analisi CBA	44
8. Le esigenze di sviluppo	47
9. Interventi pianificati	49
a. Interventi su rete Alta Tensione	50
b. Interventi su rete Media Tensione	52
c. Interventi su rete Bassa Tensione	54
10. Progetti con finanziamento esterno	56
Piani PNRR	56

Il Piano di Sviluppo 2025-2030 si inquadra nell'attuale contesto di evoluzione del quadro normativo, in linea con i principali indirizzi definiti in ambito europeo e nazionale e declinato in ambito provinciale.

Il presente capitolo fornisce il quadro dei principali provvedimenti legislativi e regolatori emanati nel corso degli ultimi anni.

1. *II contesto normativo e regolatorio*

Il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di EDYNA è redatto in ottemperanza delle seguenti norme:

- Art. 18 del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28, che prevede che “Le imprese distributrici di energia elettrica, fatti salvi gli atti di assenso dell’amministrazione concedente, rendono pubblico con periodicità annuale il Piano di Sviluppo della propria rete, secondo modalità individuate dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas. Il Piano di Sviluppo della rete di distribuzione, predisposto in coordinamento con Terna Spa e in coerenza con i contenuti del Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale, indica i principali interventi e la previsione dei relativi tempi di realizzazione, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione”;
- Art. 11 del Testo Integrato Unbundling (TIU) dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas, che prevede che il Gestore Indipendente sia delegato a predisporre il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture che amministra;
- articolo 4 comma 6, dell’Allegato A alla Delibera ARG/elt 99/08 e ss.mm.ii., Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA): “le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti, entro il 30 giugno di ogni anno, pubblicano e trasmettono all’Autorità e al MISE i propri piani per lo sviluppo delle reti, anche tenendo conto dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica. In particolare, devono essere resi pubblici e trasmessi i piani di realizzazione o potenziamento di linee in AT o cabine primarie di trasformazione AT/MT, oltre che i piani di intervento più significativi relativi alle linee in MT, ivi inclusa l’elettrificazione di nuove aree”;
- all’art. 78.3 del TIQE che “Il Piano resilienza deve essere costituito da un’apposita sezione dedicata del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione”;
- all’art. 78.5 del TIQE che “Le principali imprese distributrici pubblicano sul proprio sito internet la sezione del piano dedicata alla resilienza, corredata dai relativi elenchi, entro il 30 giugno di ciascun anno (con avanzamento al 31 dicembre dell’anno precedente l’orizzonte del piano);
- all’art.82 del TIQD “Attività di monitoraggio dell’ottenimento di contributi pubblici in termini di utilità per il sistema”;
- alla delibera ARERA 296/2023 “Disposizioni in materia di sviluppo delle reti di distribuzione e relativi piani”;
- alla delibera ARERA 521/2024 “Verifica dei documenti da utilizzare come linee guida per l’edizione 2025 dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell’energia elettrica”;
- PNRR: il “Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza”, prevede pacchetto di investimenti e riforme in risposta alla crisi pandemica. Il piano è previsto per l’arco temporale 2021-2026 e si inserisce nel quadro del più ampio di fonti di finanziamento incluse l Next Generation EU, che prevede investimenti e riforme UE a favore dell’innovazione ecologica e digitale e della formazione dei lavoratori e dell’equità.

Nel rispetto del Testo Integrato Unbundling, le attività di distribuzione sono state affidate a un Gestore Indipendente. L’organizzazione di EDYNA SRL prevede che il Gestore Indipendente (GI) sia composto da tutti i membri del Consiglio di Amministrazione di EDYNA SRL più il Direttore Tecnico (CTO).

Tra i diversi compiti attribuiti al Gestore Indipendente, vi è quello di predisporre il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture, che viene successivamente approvato dal CDA di EDYNA SRL. Tale documento viene trasmesso al Consiglio di Amministrazione della capo gruppo per l'approvazione.

2. *Gli obiettivi del Piano di Sviluppo*

Il presente documento rappresenta il Piano di Sviluppo delle Infrastrutture 2025-2030 di EDYNA srl.

La pianificazione della rete Alta, Media e Bassa Tensione è effettuata da EDYNA in modo da perseguire i seguenti principali obiettivi generali:

- assicurare che il servizio elettrico venga erogato in sicurezza, affidabilità e continuità nel breve e medio periodo;
- programmare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo della rete Alta Tensione (AT), Media Tensione (MT) e Bassa Tensione (BT) sul territorio della Provincia Autonoma di Bolzano;
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di assicurare l'accesso alla rete AT, MT e BT paritario a tutti gli utenti nel rispetto delle deliberazioni di ARERA;
- concorrere a promuovere la tutela dell'ambiente e la sicurezza verso le persone gli impianti;
- connettere alla rete AT, MT e BT di competenza di EDYNA tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la sicurezza e la continuità del servizio elettrico.

In base ai regolamenti europei, accordi internazionali ed alle deliberazioni ARERA, con l'obiettivo di garantire ai cittadini energia sicura, sostenibile e a prezzi accessibili, il perseguimento di tali obiettivi richiede misure specifiche che riguardano essenzialmente tre settori: la decarbonizzazione, l'integrazione e l'efficienza dei mercati e la sicurezza energetica.

In linea con tali obiettivi, gli interventi di sviluppo possono essere classificati in:

- interventi a contributo della de-carbonizzazione: interventi volti ad aumentare e agevolare la penetrazione della generazione da fonti rinnovabile;
- interventi per favorire l'efficienza dei mercati: interventi volti a garantire un miglioramento del mercato italiano e a ridurre le congestioni interne del sistema elettrico;
- interventi di incremento sicurezza, qualità e resilienza: interventi a garantire un miglioramento della sicurezza e dell'affidabilità di alimentazione dei carichi, anche in condizioni di esercizio non ottimali soprattutto in presenza di manicotti di ghiaccio, caduta piante ad alto fusto che cadendo per il vento o la neve pesante impattano sulle linee elettriche a conduttori nudi.

3. *Presentazione dell'azienda e della realtà servita*

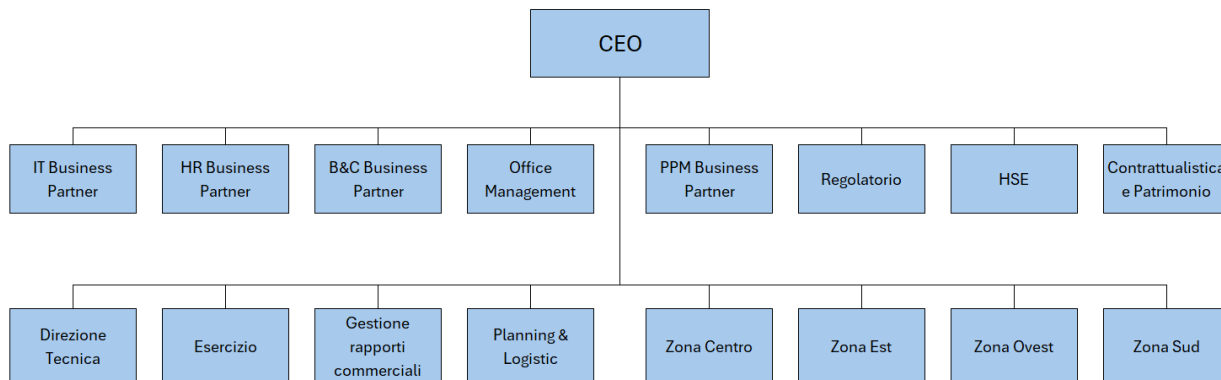
Edyna è ad oggi il principale distributore di riferimento dell'Alto Adige. Attraverso una rete elettrica di distribuzione di circa 9430 km (linee a basse, media e alta tensione aeree o interrate), con i relativi impianti e le infrastrutture connesse, l'energia viene distribuita nei comuni altoatesini di competenza.

Edyna gestisce inoltre la distribuzione del gas naturale nel comune di Merano.

I requisiti richiesti ai distributori di energia elettrica sono sempre più complessi mentre il sistema di distribuzione diviene sempre più flessibile. La rete elettrica collega produttori e utenti, ma sempre più spesso questi ultimi divengono essi stessi produttori di energia elettrica autogenerata da diverse fonti, i quali chiedono di poter immettere quantitativi più o meno elevati di energia nella rete elettrica locale.

Il distributore di energia è quindi chiamato ad affrontare sempre nuove sfide e a sviluppare una rete di distribuzione che risulti all'altezza in termini di potenza ed efficienza. Al fine di mantenere elevato il livello di qualità della distribuzione elettrica in Alto Adige, Edyna continua ad operare importanti investimenti nella rete di distribuzione per garantire sicurezza e innovazione.

Alla data di marzo 2025 Edyna è composta da 297 dipendenti organizzati con la seguente struttura:



Per strutturare in modo efficace l'attività di distribuzione per le reti di media e bassa tensione, l'area sulla quale opera Edyna è stata divisa in quattro zone geografiche. La zona OVEST comprende la val d'Adige, il comune di Merano e la val Venosta con le valli laterali, la zona CENTRO comprende i comuni di Bolzano, Laives e Appiano, la zona EST comprende la Val d'Isarco (da Barbiano al Brennero), la Val Gardena e la Val Pusteria con le valli laterali e la zona SUD comprende la bassa Atesina e i comuni limitrofi alla zona CENTRO.

Edyna opera in 97 comuni su 116 facenti parte della Provincia Autonoma di Bolzano. In alcuni comuni è presente la coesistenza tra distributori di riferimento e distributori sotesi.

Edyna si rapporta costantemente con operatori esterni:

- imprese e studi professionali per l'esecuzione di opere civili, edili ed elettriche, per la fornitura di servizi e per l'approvvigionamento di materiale, nel rispetto delle normative vigenti e del codice degli appalti;
- la Provincia Autonoma di Bolzano, i comuni dell'Alto Adige e le comunità comprensoriali per iter autorizzativi;
- enti o società come ministeri, TERNA, militari, forze dell'ordine, autostrade, rete ferroviaria italiana, operatori rete telefonica o dati e società operanti nel campo della distribuzione gas per autorizzazioni o concessioni;
- interessenze e proprietari per le servitù di elettrodotto.

4. Consistenza della rete di distribuzione

La consistenza delle reti di distribuzione di EDYNA al 31 dicembre 2024 è riportata in tabella I di seguito riportata.

<i>Descrizione</i>	<i>Valore</i>
<i>Cabine AT/AT [Nr]</i>	6
<i>Cabine di trasformazione AT/MT [Nr]</i>	33
<i>Cabine di trasformazione MT/BT [Nr]</i>	3681
<i>Cabine di trasformazione MT/MT [Nr]</i>	17
<i>Cabine satellite MT [Nr]</i>	26
<i>Linee in AT [Km]</i>	177
<i>Linee in BT [Km]</i>	5679
<i>Linee in MT [Km]</i>	3574
<i>Potenza di trasformazione in AT/AT [MVA]</i>	375
<i>Potenza di trasformazione in AT/MT [MVA]</i>	1972
<i>Potenza di trasformazione in MT/BT [MVA]</i>	1096
<i>Potenza di trasformazione in MT/MT [MVA]</i>	153
<i>Trasformatori AT/AT [Nr]</i>	7
<i>Trasformatori AT/MT [Nr]</i>	67
<i>Trasformatori MT/BT [Nr]</i>	3753
<i>Trasformatori MT/MT [Nr]</i>	26

Tabella I: elenco dei principali dati tecnici.

È da evidenziare che EDYNA è interconnessa con n. 45 Imprese Elettriche e ciò comporta un impegno non indifferente per il trasferimento di informazioni e supporto ai fini della corretta applicazione delle disposizioni nazionali previste dall'ARERA, dal Codice di Rete di Terna ed anche dalle disposizioni del GSE.

EDYNA con l'indicazione dell'ARERA ed in collaborazione con Terna ha realizzato una serie di incontri con i tecnici e consulenti dei distributori sottesi al fine di concordare le modalità di attivazione del sistema previsto dalla delibera ARERA.

Nella tabella II, di seguito riportata è indicato l'elenco aggiornato dei distributori sottesi ad EDYNA.

<i>Sigla</i>	<i>Ragione Sociale</i>	<i>Codice</i>
<i>AE Groebner</i>	<i>AE / Elektrische Werke Groebner Pilling Helga & Co. KG - SAS</i>	<i>DZ0626</i>
<i>Aurino Energia</i>	<i>Aurino Energia Srl - Ahr Energie GmbH</i>	<i>DZ0425</i>
<i>AE Vipiteno</i>	<i>Az. Elett. Comunale di Vipiteno/Staedtisches Elektrizitaetswerk Sterzing</i>	<i>DZ0679</i>
<i>AE Anterselva</i>	<i>Az. Elett. di Anterselva Srl/Elektrizitaetswerk Antholz GmbH</i>	<i>DZ0433</i>
<i>AE S.Martino</i>	<i>Az. Elett. S.Martino Srl - E-Werk St. Martin GmbH</i>	<i>DZ0437</i>
<i>AE Versciaco</i>	<i>Az. Elett. Versciaco Prato alla Drava - Elektrizitaetswerk Vierschach-Winn</i>	<i>DZ0669</i>
<i>AE Funes</i>	<i>Az. Energ. Funes / Energiegenossenschaft Villnoeß</i>	<i>DZ0690</i>
<i>AE Casies</i>	<i>Azienda Elett. Casies S.C./Elektrowerk Gsies Gen.</i>	<i>DZ0689</i>

AE Chienes	Azienda Elett. Chienes Srl/Elektrowerk Kiens GmbH	DZ0647
AE Haller	Azienda Elett./E-Werk Haller des Kruselburger Andreas & Co. KG SAS	DZ0694
AE Innerbichler	Azienda Elettrica / E-Werk Innerbichler Franz	DZ0436
AE Dobbiaco	Azienda Elettrica Dobbiaco Spa - Elektrizitaetswerk Toblach AG	DZ0429
AE Kalmtal	Azienda Elettrica Kalmtal Soc. Coop. - Elektrizitaetswerk Kalmtal Genossenschaft	DZ0898
AE La Valle	Azienda Elettrica La Valle - E-Werk Wengen	DZ0687
AE Stein	Azienda Elettrica Stein SNC	DZ1570
AE Weissteiner	Azienda Elettrica Weissteiner Srl	DZ0620
AP Brunico	Azienda Pubbliservizi Brunico - Stadtwerke Bruneck	DZ0729
S.Helena	C.E.S. ELENA SCARL / Elektrogen. ST. Helena	DZ0000
Comune Silandro	Comune di Silandro - Gemeinde Schlanders	DZ0758
CE Pennes	Consorzio Elettrico Pennes Soc. Coop. - Elektrogenossenschaft Pens	DZ0516
VEK	Consorzio Energetico Val Venosta Soc.Cooperativa	114961
CAE Ridanna	Coop. Azienda Elettrica Ridanna - Gen. E-Werk Ridnaun	DZ1554
CCE Fleres	Coop. Centrale Elettrica Fleres - Elektrizitaetsgenossenschaft Pflersch	DZ0417
Weg N.Levante	Coop. Util. Fonti Energ. Nova Levante Scarl - WEG	DZ0400
Coop Valtina	Coop. Valtina - Elektrogenossenschaft Walten	DZ0334
EW Preims	Elektrowerk Preims GmbH	DZ0896
EVG Campo Tures	EVG Soc. Coop. Elettrica di Distribuzione Campo Tures	DZ1557
Gannebach	Gannebach GmbH	DZ0685
IE Armentarola	Interessenza Elettrica Vicina Armentarola	DZ0688
IUI Pedraces	Interessenza Utilizzazioni Idrauliche Pedraces - Costalta	DZ0518
Kirchler	Kirchler GmbH-Srl	DZ0422
S.Vigilio Marebbe	Officina Elettrica S.Vigilio di Marebbe Spa - E-Werk St. Vigil in Eneberg AG	DZ0432
SEA	SEA Soc. Coop. - Gen.	DZ0772
AE Monguelfo	Soc. Coop. Azienda Elettrica di Monguelfo - Elektrogenossenschaft Welsberg	DZ0696
SC Cantuccio	Soc. Coop. Cantuccio - Elektrizitaetsgenossenschaft Winkel	DZ0683
SCE Gomion	Soc. Coop. Elettrica Gomion - Elektrogenossenschaft Gomion	DZ1558
SCE Valgiovio	Soc. Coop. Elettrica Valgiovio - Elektrogenossenschaft Jaufental	DZ0584
SCE Badia	Soc. Coop. Elettricit� Badia	DZ0695
SC ERD	Soc. Coop. ERD - Energiegenossenschaft ERD	DZ0892

Tabella II – elenco dei distributori sotesi.

5. Stato della rete di distribuzione

Osservabilità

La necessità di osservare gli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione è stata manifestata da Terna fin dal 2015, con l'obiettivo di ridurre i costi dei servizi di dispacciamento del sistema elettrico. L'architettura proposta da Terna e confermata da ARERA con la Delibera 36/2020 prevede che i DSO (Operatori di Distribuzione) acquisiscano ogni 4 secondi le misure degli impianti MT di potenza ≥ 1 MW ("Perimetro standard") tramite dispositivi denominati "Controllore Centrale di Impianto" (CCI), standardizzati dal CEI. Queste misure vengono poi trasferite in tempo reale a Terna, che stima autonomamente l'intera produzione connessa alla rete di distribuzione.

Per garantire il flusso informativo con le prestazioni richieste dal TSO (aggiornamento ogni 4 secondi), Edyna, in linea con le direttive ARERA, sta implementando un progetto dedicato all'Osservabilità. Questo prevede:

- installazione di apparecchiature TLC nelle cabine di consegna dei produttori inclusi nel Perimetro Standard;
- potenziamento delle RTU (Remote Terminal Unit) nelle Cabine Primarie;
- sviluppo di infrastrutture di comunicazione per l'acquisizione dati tramite SCADA, migliorando così la rilevazione delle misure degli impianti coinvolti.

Criticità attese

Una forte criticità per la rete di distribuzione di EDYNA è rappresentata dalla massiccia presenza di utenze alimentanti compensori sciistici. Questi sono caratterizzati da un forte assorbimento di potenza concentrato in pochi mesi, con picchi molto elevati su singole giornate. Questo provoca grandi difficoltà nella gestione della rete, con linee MT al limite della loro portata e non contro alimentabili.

A questo va aggiunto che da queste utenze arrivano annualmente nuove richieste di aumento di potenza in prelievo, che per essere accettate necessitano di importanti investimenti per la costruzione di nuove linee ed adeguamenti delle Cabine Primarie.

Di seguito vengono riportati alcuni esempi riguardanti la Val Gardena e la Val Badia con i carichi di alcune linee MT a 20 kV e le richieste di aumento potenza al momento sospese suddivise per linea MT.

Linea MT	Aumenti richiesti [kW]
VALPAROLA	4282
BADIA	4249
OLTRETORRENTE	3532
CAMPOLONGO	1112
VILLA	496

Tabella III: elenco cumulativo delle richieste di connessione per cannoni da neve o impianti di risalita.

Le richieste di connessione riguarderanno solamente alcuni giorni di novembre e dicembre, al fine di garantire la possibilità di innevare durante i limitati periodi di freddo, in relazione al cambiamento climatico. Questa specifica situazione sta mettendo a dura prova le linee esistenti, mentre nel resto dell'anno le linee sono utilizzate con carichi che oscillano tra il 30% e il 50% delle loro portate nominali.

Qualità del servizio elettrico

Si riportano in tabella IV i principali dati sintetici relativi alla qualità del servizio elettrico fornito all'utenza e comunicati all'ARERA in ottemperanza alle deliberazioni.

Ambito	2020		2021		2022		2023		2024	
	SAIDI	min. in PCP*	SAIDI	min. in PCP*	SAIDI	min. in PCP*	SAIDI	min. in PCP*	SAIDI	min. in PCP*
alta concentrazione	11,29	0,765	8,3	0,28	5,27	0,001	9,22	0,333	4,585	0
media concentrazione	26,15	40,042	31,37	2,373	17,59	0,841	14,34	1,318	15,965	0,785
bassa concentrazione	47,44	97,786	30,81	7,881	26,21	0,852	30,10	8,812	21,736	6,519

Ambito	2020		2021		2022		2023		2024	
	SAIFI	n. in PCP**	SAIFI	n. in PCP**	SAIFI	n. in PCP**	SAIFI	n. in PCP**	SAIFI	n. in PCP**
alta concentrazione	0,75	0,01	0,38	0,058	0,25	0,001	0,439	0,001	0,596	0
media Concentrazione	1,47	1,133	1,82	0,153	1,18	0,058	1,139	0,036	1,232	0,225
bassa concentrazione	3,21	2,788	2,56	0,553	2,48	0,125	2,156	0,193	1,981	0,117

* minuti di interruzione in periodo condizione perturbato esclusi dal calcolo SAIDI

** numero di interruzione in periodo condizione perturbato esclusi dal calcolo SAIFI

Tabella IV: indicatori della qualità del servizio 2020-2021-2022-2023-2024.

Gli indicatori SAIDI e SAIFI vengono calcolati a livello europeo per indicare la qualità della continuità del servizio elettrico e fanno riferimento ai minuti e rispettivamente al numero di interruzioni per cliente BT.

Si sono riportati in tabella anche i valori relativi a situazioni di condizione perturbata, caratterizzate da eventi eccezionali quali superamento dei limiti progettuali previsti dalle norme per velocità del vento o temperature, presenza di manicotti di ghiaccio, eventi franosi, trombe d'aria, valanghe, alluvioni e simili, che si manifestano contemporaneamente su più linee diverse, che sono esclusi dal metodo di calcolo degli indicatori SAIDI e SAIFI.

Nell'anno 2020 si evidenzia lo stress subito dalle linee di Edyna a causa di perturbazioni nevose eccezionali verificatesi nel mese di dicembre.

Gli interventi atti a migliorare la qualità elettrica consistono principalmente nella continua installazione di nuovi telecomandi nelle cabine secondarie e nell'introduzione di interruttori lungo linea e della metodologia di ricerca del guasto con la tecnica FNC. Edyna porta avanti la diffusione del telecontrollo

delle cabine secondarie con particolare focus ai centri urbani, ai nodi principali e a quelle situazioni dove il raggiungimento dell'impianto da parte dell'operatore richiede molto tempo. Questo permette di diminuire i tempi per la ricerca e la selezione del guasto. Con lo sviluppo dell'automazione si cerca inoltre di abbattere il numero di utenti disalimentati, effettuando in automatico l'apertura del tronco guasto, puntando quindi al miglioramento dei dati di continuità.

Al fine di migliorare la qualità della tensione Edyna si sta muovendo su due fronti:

- installazione di reattori in cabina secondaria per compensare i flussi di energia reattiva, come previsto dall'accordo Edyna – TERNA;
- installazione di regolatori automatici di tensione mt/bt e bt/bt che garantiscono ottimi risultati in termine di qualità di tensione al cliente finale.

6. *Scenari di evoluzione del sistema energetico*

Il presente capitolo contiene le informazioni di riferimento per il gestore di rete riguardo agli scenari evolutivi del sistema energetico nell'ambito di pertinenza, relativo alla Provincia Autonoma di Bolzano. Gli scenari elaborati sono alla base del processo di individuazione degli interventi di sviluppo inseriti a Piano. Ai fini dell'elaborazione degli scenari, si sono adottate metodologie coerenti con le "Linee guida per lo sviluppo di scenari energetici di distribuzione elettrica", elaborate in sede Utilitalia, anche in esito ai confronti con ARERA.

In accordo alle suddette Linee Guida, gli scenari analizzati sono relativi ai fattori si ritiene di maggiore impatto sulla pianificazione e sull'esercizio della rete di distribuzione pubblica: rinnovabili, sistemi di accumulo, consumi (tra cui pompe di calore e mobilità elettrica).

Inquadramento generale

Negli ultimi anni, in linea con l'evoluzione tecnologica e le politiche di decarbonizzazione globali, il settore energetico sta attraversando una transizione verso approcci più sostenibili, decentralizzati ed efficienti. In particolare, il contesto europeo è guidato dagli obiettivi del Green Deal Europeo¹ e dalle normative del Clean Energy Package², mentre a livello nazionale il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)³ stabilisce una roadmap per la decarbonizzazione, il miglioramento dell'efficienza energetica e l'incremento dell'uso di fonti rinnovabili. In questo contesto, recependo le direttive europee, la legislazione italiana ha inoltre avviato un percorso verso una maggiore integrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), tramite strumenti quali le comunità energetiche⁴ e l'agrivoltaico⁵.

A livello locale, il Piano Clima Alto Adige 2040⁶ fornisce i riferimenti ai fini dell'attuazione della transizione energetica, coniugando le specifiche esigenze territoriali con le direttive europee nell'ambito di efficienza tecnica, sostenibilità ambientale e competitività economica. In particolare, il piano promuove l'adozione di tecnologie per l'incremento della Generazione Distribuita (GD), al fine di aumentare la quota di rinnovabili al 75% entro il 2030 e al 100% entro il 2040; si prefigge inoltre una maggiore elettrificazione del carico, ambendo a ridurre le emissioni di CO₂ del 55% entro il 2030.

In questo contesto, Edyna, quale distributore di riferimento della Provincia Autonoma di Bolzano, opera in un contesto unico, caratterizzato da una forte penetrazione da FER, un uso crescente di tecnologie di accumulo e una rapida elettrificazione della domanda, specie nei settori residenziale e dei trasporti. La rete di distribuzione di Edyna, progettata al fine di garantire elevati standard di sicurezza, continuità e affidabilità del servizio, si trova a dover affrontare nuove sfide per via delle evoluzioni di cui sopra. Per

¹ Green Deal europeo, <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/european-green-deal/>

² Clean energy for all Europeans package, https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en

³ Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), <https://www.mase.gov.it/comunicati/clima-energia-litalia-ha-inviato-il-pniec-bruxelles>

⁴ Decreto MASE n. 414 del 7 dicembre 2023, "Comunità energetiche rinnovabili", <https://www.mase.gov.it/comunicati/energia-mase-pubblicato-decreto-cer>.

⁵ D.M. 436/2023, "Decreto Agrivoltaico", in vigore dal 14 febbraio 2024. <https://www.mase.gov.it/comunicati/energia-il-mase-pubblica-il-decreto-di-incentivo-allagrivoltaico-innovativo>

⁶ Piano Clima Alto Adige 2040, <https://www.klimaland.bz/it/piano-clima-alto-adige-2040/>.

queste ragioni, l'attività di pianificazione del sistema di distribuzione deve essere opportunamente rivista, al fine di tenere conto dei vari fattori della transizione energetica con potenziale impatto sulla rete, quali l'evoluzione del numero di allacciamenti correlati alle nuove connessioni di utenti passivi e attivi e le richieste di aumento di potenza in prelievo ed immissione degli utenti.

A questo scopo, il presente capitolo del Piano di Sviluppo Edyna illustra i principali risultati delle attività svolte per la costruzione degli scenari evolutivi del sistema elettrico, che hanno mirato a fornire stime realistiche della crescita dei vari fattori di interesse per il processo di pianificazione di rete, prendendo a riferimento le stime disponibili a livello nazionale e tenendo conto degli ulteriori fattori di rilievo a livello locale.

Effetti della transizione energetica sui transiti di potenza misurati all'interfaccia con la rete di trasmissione

In un contesto di profonda trasformazione del settore energetico, negli ultimi anni Edyna si è trovata a far fronte ad una crescente elettrificazione degli usi finali dell'energia, specie presso gli utenti residenziali (es. pompe di calore e piani ad induzione), e ad una crescente diffusione di impianti da generazione distribuita (specie da fonte fotovoltaica), sulla spinta delle politiche di decarbonizzazione nazionali e/o locali. Questo contesto rappresenta una sfida per il gestore della rete di distribuzione, in ragione degli obblighi di qualità ed economicità del servizio che questo è comunque tenuto a garantire. Risulta quindi indispensabile un'analisi approfondita delle prospettive di sviluppo dei vari fattori che fanno parte del processo di decarbonizzazione, così da valutarne, con adeguato anticipo, l'effetto potenziale sulla rete elettrica e definire di conseguenza interventi correttivi opportuni laddove necessario. Per elaborare tali proiezioni, è utile cercare di estrapolare indicazioni dalla storia recente del carico e della generazione distribuita sul territorio.

Negli ultimi anni, il rapido sviluppo della generazione distribuita non programmabile ha determinato, da un lato, la necessità di frequenti e consistenti aggiornamenti al quadro regolatorio e, dall'altro, una trasformazione radicale delle reti di distribuzione, passate da sistemi tradizionalmente "passivi" a "reti attive". Infatti, storicamente, le cabine primarie AT/MT avevano il compito di trasformare l'energia prelevata dalla rete di trasmissione a livello di media e poi bassa tensione, in un flusso unidirezionale verso le utenze finali. Tuttavia, negli ultimi anni, in molte Cabine Primarie (CP) si è registrata frequentemente una risalita di energia verso la rete AT. Questo fenomeno ha riguardato in modo particolare la rete Edyna, in cui pressoché tutte le CP si è registrata abitualmente inversione di flusso, specialmente da aprile a fine agosto, periodo definito come il "periodo della morbida"; causa principale di tale fenomeno è l'aumento di produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici, legato allo scioglimento delle nevi.

Per trarre le necessarie considerazioni in merito alle esigenze di sviluppo della rete di distribuzione, serve analizzare l'evoluzione nel tempo del fabbisogno elettrico del sistema di distribuzione, distinguendo tra fenomeni stagionali (es., il periodo "di morbida") ed evoluzioni più lente, pluriennali, causate da fattori

economici, climatici e tecnologici. Da una analisi degli scambi di potenza attiva negli ultimi anni all'interfaccia tra le reti di alta e media tensione della Provincia Autonoma di Bolzano, sulla rete di distribuzione Edyna si osservano soprattutto gli effetti di una progressiva diffusione di impianti da generazione distribuita (specie da fonte fotovoltaica), evidenziata da un crescente periodo di inversione di flusso nel quale la potenza fluisce dalla rete di distribuzione a quella di trasmissione (Figura 1).

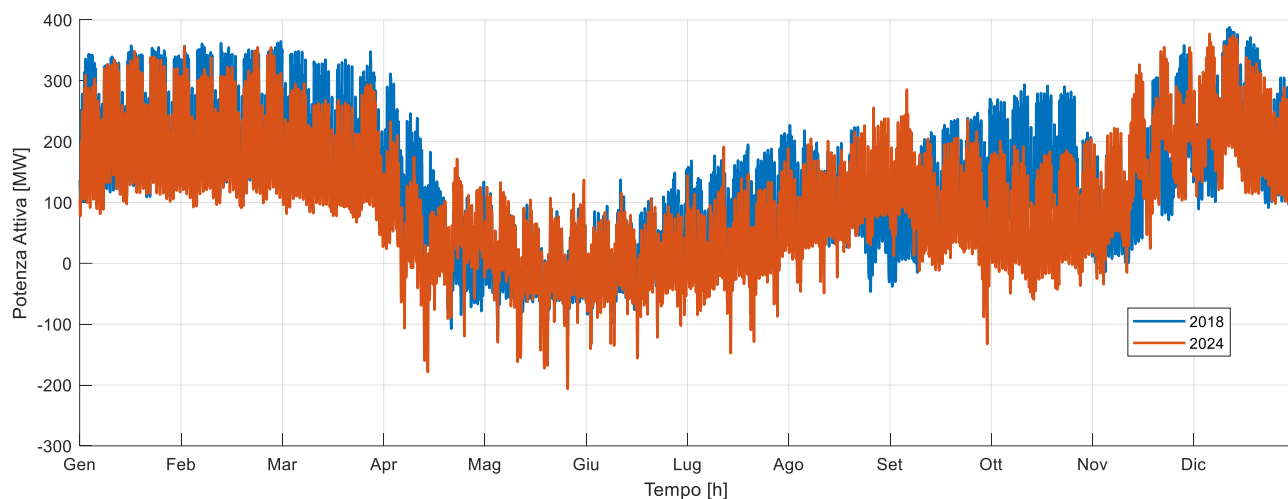


Figura 1: profilo del fabbisogno di potenza del complessivo sistema di distribuzione Edyna (2018 e 2024) [MW] (valori positivi corrispondono ai prelievi di potenza).

Conseguentemente, nel corso degli anni, il numero di ore in inversione di flusso sono progressivamente aumentate, passando dal 11% delle ore annue nel 2018, al 18% nel 2024 (Figura 2). Bisogna sottolineare che su questa evoluzione incidono in modo importante una serie di fattori ulteriori, quali la variabilità annuale delle precipitazioni, da cui dipende strettamente la produzione idroelettrica, oltre che fattori di carattere eccezionale come la pandemia COVID-19; nel corso del 2024, infatti, la crescita del periodo di inversione di flusso è stata supportata anche dall'aumento della produzione idroelettrica, che ha visto un'annata con precipitazioni particolarmente favorevoli. Concentrandosi sull'anno 2024, il sistema di distribuzione Edyna ha mostrato un picco di potenza estivo in condizioni di inversione di flusso nell'ordine di 200 MW. Nel periodo invernale, si è invece registrata la punta di carico massimo con valori di potenza prelevata prossimi ai 370 MW.

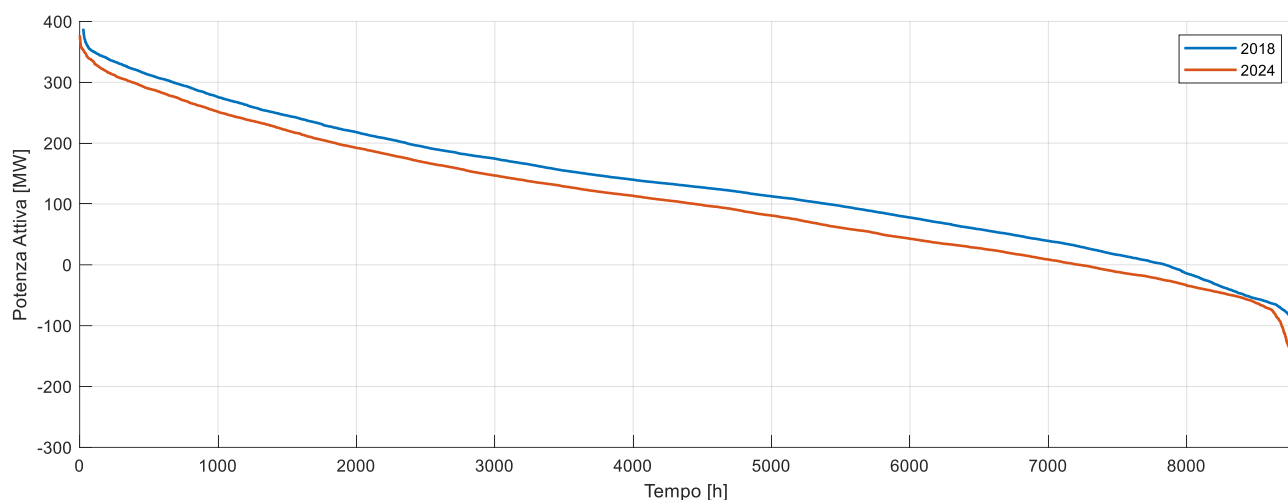


Figura 2: Curva di durata del complessivo sistema di distribuzione Edyna (2018 e 2024) [MW].

Quanto osservato risulta evidente analizzando gli andamenti di carico di una singola cabina primaria (ad es., CP Appiano) in una settimana invernale ed una estiva (Figura 3). In particolare, nella settimana invernale si può osservare una leggera riduzione dei prelievi di picco dal 2018 al 2024, passando da 7 MW a 6 MW, rispettivamente. Nella settimana estiva, invece, oltre ad una maggiore variabilità giornaliera della potenza scambiata con la rete monte, risulta chiaro il crescente contributo della produzione fotovoltaica nelle ore centrali della giornata, che tende a compensare buona parte del carico.

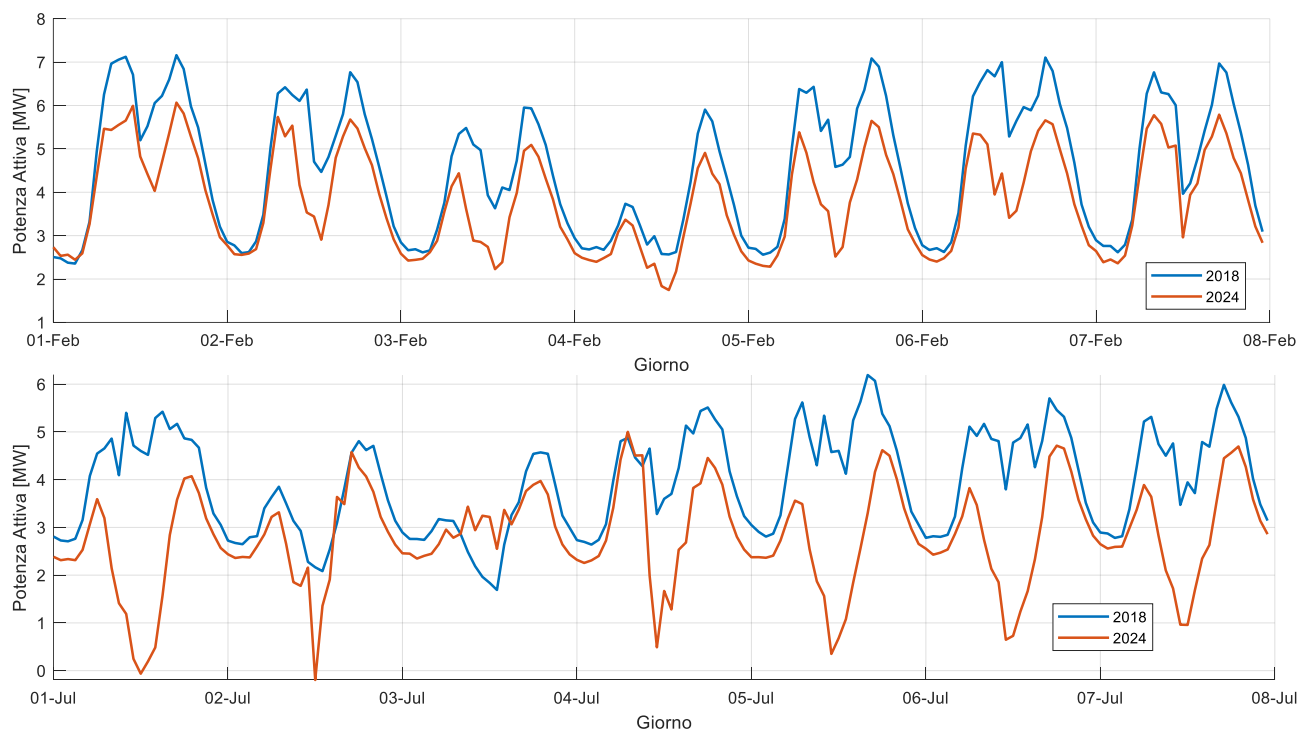


Figura 3: profilo di potenza attiva di una cabina primaria Edyna (2018 e 2024), in una settimana invernale (sopra) e in una settimana estiva (sotto) [MW].

Per quanto riguarda gli scambi di potenza reattiva con la rete di trasmissione, durante il 2024 si è osservato un comportamento della rete di distribuzione induttivo durante tutto l'anno, con picchi dell'ordine dei 100 Mvar. A dispetto di tale andamento globale, è però opportuno sottolineare che diverse cabine primarie

dell'Alto Adige in anni recenti stanno sempre più manifestando un comportamento capacitivo, soprattutto nelle ore notturne, sia per l'effetto della progressiva adozione di linee in cavo in luogo di quelle in conduttore nudo, sia per la crescente diffusione di carichi basati su inverter, che prelevano dalla rete fattore di potenza pressoché unitario.

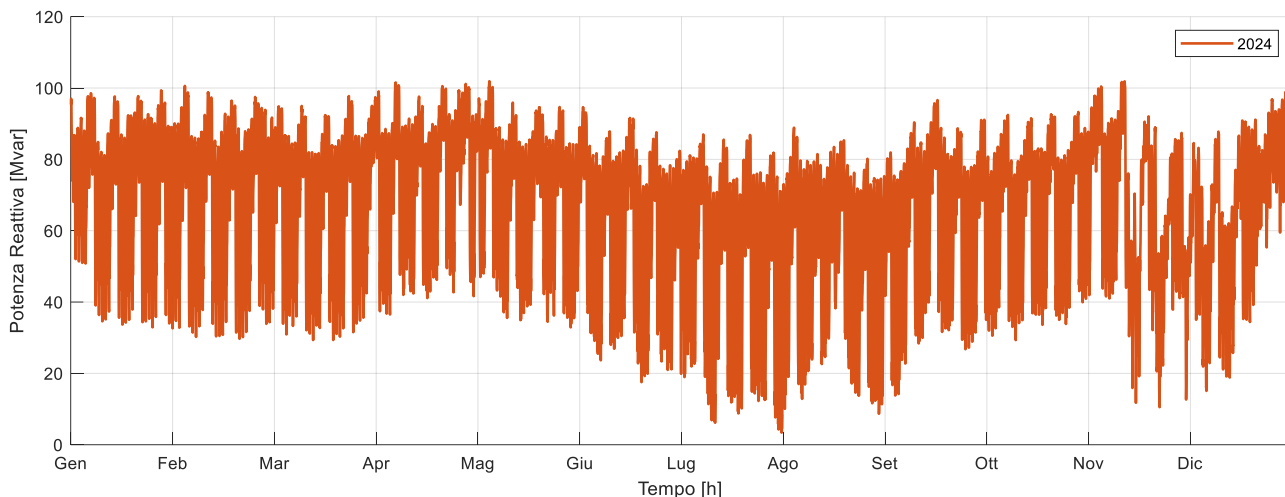


Figura 4: profilo di potenza reattiva del complessivo sistema di distribuzione Edyna (2024) [Mvar].

Al fine di individuare eventuali criticità puntuali e meglio comprendere il comportamento del sistema di distribuzione, in Tabella V sono riportati i principali indicatori di esercizio per ciascuna CP sul territorio.

- **Grado di Carico [%]:** rapporto tra la potenza apparente misurata e la taglia totale dei trasformatori in CP (valore medio, massimo e 99° percentile).
- **Tempo di Inversione [h]:** numero di ore annue in cui la potenza attiva fluisce dalla rete MT alla rete AT.
- **Tempo di Q Capacitiva [h]:** numero di ore annue nelle quali la CP assume un comportamento capacitivo.

Dagli indicatori calcolati si osserva un comportamento piuttosto eterogeneo tra le diverse CP; in genere caratterizzato da picchi di potenza annui inferiori al 50% della totale potenza trasformatorica disponibile, ma in alcuni casi anche significativamente superiori. Per quanto concerne l'inversione del flusso di potenza attiva, il fenomeno si osserva nella quasi totalità delle CP, sebbene, anche in questo caso, in maniera molto diversificata, per alcune CP con punte di oltre il 90% e in altri casi con valori inferiori all'1%. Analoghe considerazioni si applicano ai flussi reattivi: la percentuale di tempo annuo durante la quale si ha un comportamento capacitivo è in genere elevato, sebbene vi siano anche situazioni caratterizzate da flussi esclusivamente induttivi.

Nome CP	Grado di Carico Valore Medio [%]	Grado di Carico Valore Massimo [%]	Grado di Carico 90° Percentile [%]	Tempo di Inversione [h]	Tempo di Q Capacitiva [h]
Appiano	17,85	36,63	26,51	57	6525
Brennero	5,69	12,45	10,55	5573	8306
Brunico	10,4	32,69	17,94	4689	8762
Cardano	11,38	39,65	18,45	721	8482
Castelbello	2,36	20,93	2,4	4298	152
Colle	11,76	31,72	22,4	549	7412
Corvara	19,05	72,66	44,17	2797	8410
Dobbiaco	12,04	27,72	17,22	4116	8620
Glorenza	5,32	22,87	9,51	5815	7003
Laces	4,25	10,06	6,59	1969	8666
Laion	21,09	56,81	36,96	23	8677
Laives	18,62	41,94	27,11	57	8607
Lasa Nuova	12,62	42,44	22,13	2343	6980
Molini Tures	21,17	43,12	38,65	7723	8774
Mules	4,12	12,92	6,92	1011	8784
Ora	26,52	52,74	39,22	75	5986
Ponte Gardena	24,15	46,2	33,31	592	8732
Ponte Marlengo	11,9	25,63	17,62	0	7008
Prati Vizze	11,91	30,8	19,81	5438	8783
Resia	5,54	9,99	7,86	0	6556
Rio Pusteria	20,5	50,37	31,13	5179	8538
San Antonio	8,7	19,8	12,15	1368	8752
San Leonardo Passiria	28,03	69,77	55,07	8217	7668
Santa Valburga	5,88	16,83	8,13	5516	8734
Sarentino	12,67	30,46	22,48	5787	8778
Sassari	13,72	27,03	18,21	0	8024
Senales	14,91	44,55	26,15	1575	5377
Tel	11,41	39,4	18,19	292	7865
Tirolo	7,91	34,67	14,2	2501	5726
Val d'Adige	9,03	19,67	13,17	258	8512
Val di Nova	16,16	28,22	21,97	0	7354
Vernago	12,38	40,6	28,59	4446	7035
Z.I. Lana	11,85	26,28	19,74	490	4079

Tabella V: indicatori di esercizio delle CP Edyna.

I profili di potenza attiva e reattiva misurati in CP risentono degli effetti combinati del carico elettrico e della generazione distribuita a valle; nei prossimi anni, tali contributi saranno certamente soggetti a mutamenti dovuti all'incremento dei consumi (es., legato ad una maggior penetrazione elettrica del vettore elettrico negli usi finali dell'energia), così come all'evoluzione delle rinnovabili (es., grazie ad incentivi nazionali e/o locali). Risulta quindi fondamentale approfondire il ruolo prospettico di questi elementi, in modo da pianificare la rete elettrica di conseguenza, anche nell'ottica di un costante miglioramento degli indici di continuità e resilienza del servizio elettrico. Nella prossima sezione, si analizza lo sviluppo della

generazione distribuita nella Provincia Autonoma di Bolzano, studiandone dapprima i dati storici; successivamente, vengono elaborati diversi scenari di evoluzione attesa della produzione da rinnovabile sugli orizzonti temporali di riferimento (2030, 2035, 2040), in coerenza con le stime disponibili a livello nazionale.

Generazione distribuita e accumulo

Negli ultimi anni, in Alto Adige si è registrata una crescita esponenziale delle connessioni di impianti di generazione distribuita, in particolare da FER non programmabili, soprattutto di tipo fotovoltaico (FV). Questa crescita è stata fortemente influenzata, da un lato, dagli incentivi definiti a livello nazionale a supporto della decarbonizzazione del sistema energetico e, dall'altro, dalla situazione geopolitica globale, con la Crisi Energetica e il conseguente aumento dei prezzi della materia energia sul mercato. Questa progressiva transizione è stata inoltre sostenuta dalle politiche ambientali intraprese dalla Provincia Autonoma di Bolzano, che si prefiggono di conseguire la neutralità climatica entro il 2040; infatti, in quest'area, tale fenomeno assume un'importanza ancora maggiore grazie alle condizioni favorevoli promosse dal Territorio, sostenendo una politica ambientale ed energetica fortemente orientata alla produzione di energia da fonti rinnovabili, come l'idroelettrico, il fotovoltaico e il biogas.

A proposito dell'evoluzione storica della generazione distribuita sul territorio, il fotovoltaico è la tecnologia che maggiormente è andata a crescere negli ultimi anni per effetto delle politiche e forme di incentivazione nazionali e locali. Dal 2018 al 2024, infatti, il numero di impianti FV collegati alla rete Edyna è raddoppiato, passando da 6000 a 12000 unità. Inoltre, dal 2022, soprattutto per effetto della Crisi Energetica e del Superbonus, il tasso di crescita delle nuove di connessioni di impianti FV sulla rete Edyna ha subito una rapida accelerazione, con una crescita annua pari a 2500 unità/anno; questa crescita ha coinvolto soprattutto le porzioni di rete in bassa tensione, dove è connessa la maggior parte del fotovoltaico. Al 2024, infatti, il 98% delle unità fotovoltaiche è connessa in bassa tensione.

Viceversa, in Alto Adige, la potenza installata da fonti diverse da quella solare (in primis, idroelettrica), negli ultimi anni si è mantenuta pressoché costante, tant'è che nel 2022 la potenza FV connessa alla rete, superando i 190 MW, ha uguagliato quella idroelettrica. Con il crescere delle connessioni, al 2024 la potenza fotovoltaica installata sul territorio dell'Alto Adige supera nettamente quella idroelettrica (+33%), avendo ormai raggiunto i 290 MW (Figura 5).

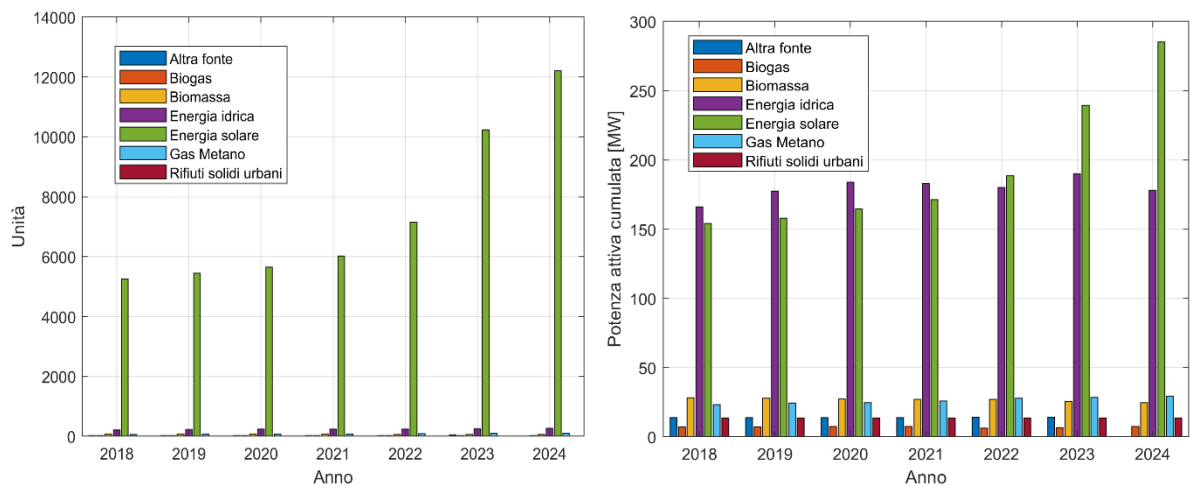


Figura 5: evoluzione della generazione distribuita sul territorio suddivisa per tecnologia (numero di unità e potenza installata).

Come si evince dai dati storici (Figura 6), l'accelerazione delle nuove installazioni osservata in anni recenti ha riguardato in particolar modo la produzione BT, per effetto delle politiche di decarbonizzazione adottate in ambito nazionale.

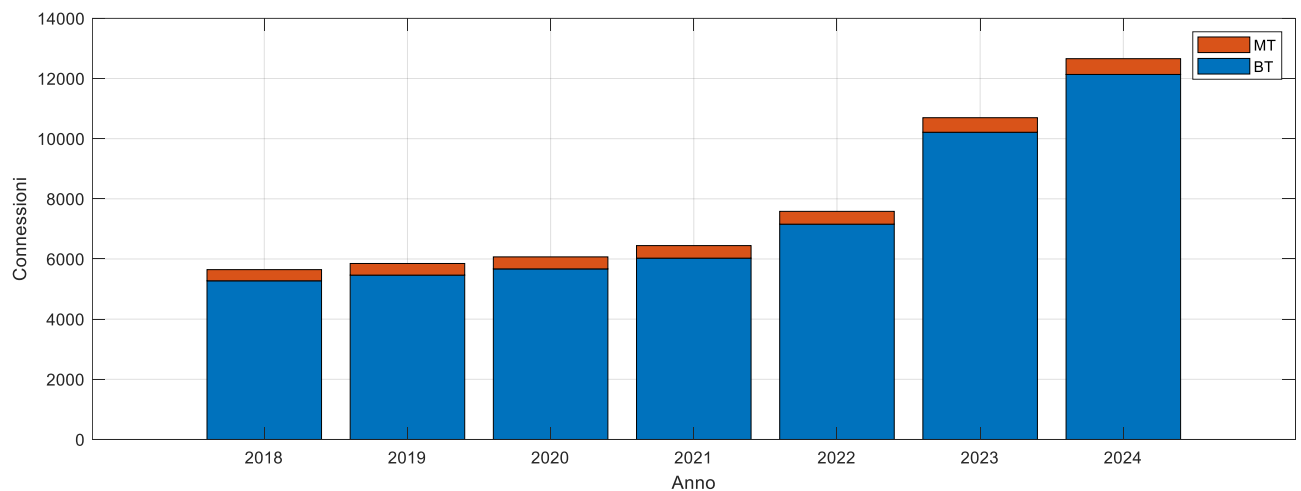


Figura 6: evoluzione della generazione distribuita sul territorio suddivisa per livello di tensione.

Guardando ai tassi di incremento delle varie fonti (Figura 7), la generazione FV è largamente quella con velocità di crescita maggiore dal 2018, con una crescita media annua nel 2023 e 2024 nell'ordine del 20%. Di contro, le altre tecnologie manifestano una tendenza piuttosto stabile, con variazioni, in positivo o in negativo di pochi punti percentuali.

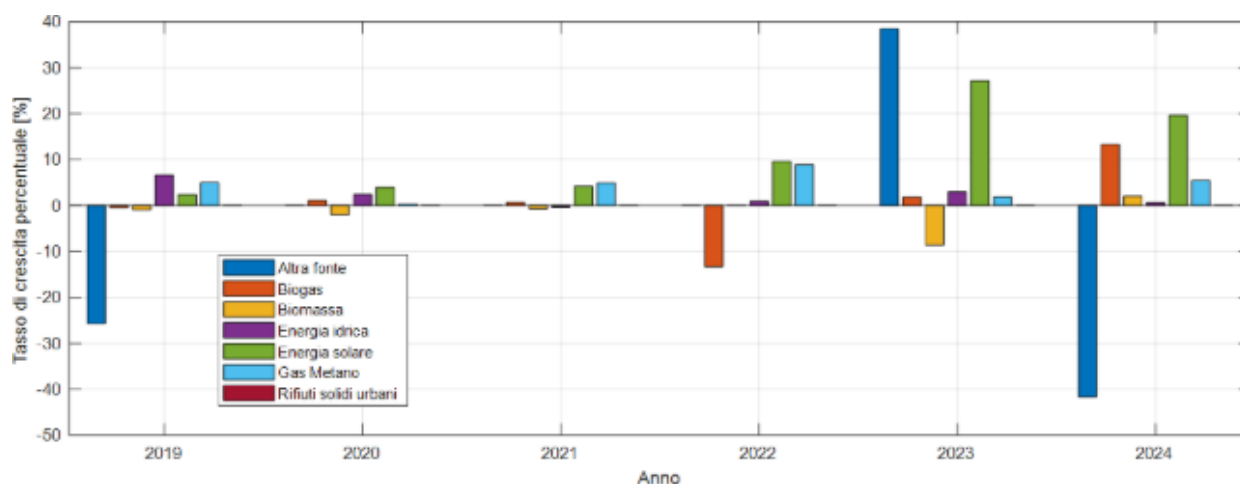


Figura 7: evoluzione delle unità di generazione distribuita sul territorio (tasso di crescita annuo).

La Figura 8 seguente riporta la distribuzione territoriale degli impianti fotovoltaici in Alto Adige nello scenario attuale, sia in termini di potenza complessivamente presente in ciascun Comune, che di potenza installata per unità di superficie [kWp/km].

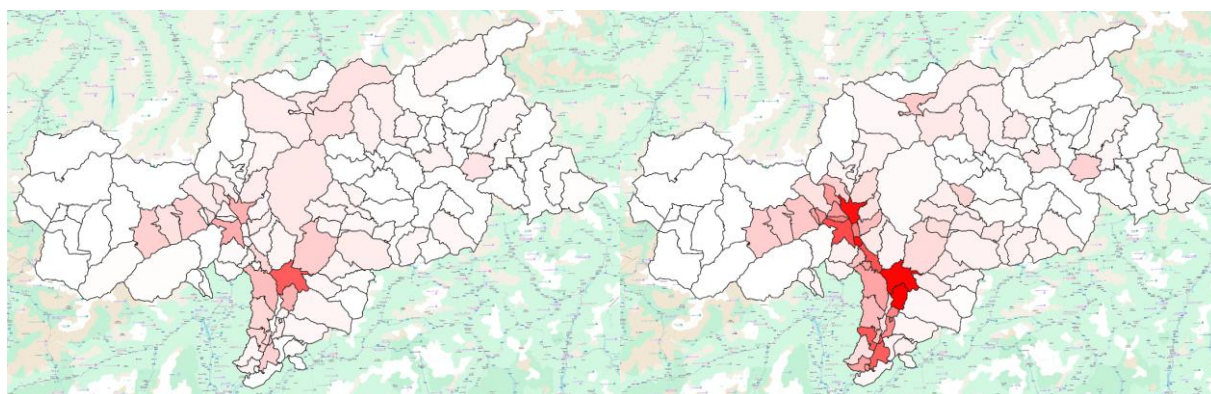


Figura 8: distribuzione degli impianti FV sul territorio dell'Alto Adige: potenza totale per Comune (sinistra; fondo scala 29 MW) e per unità di superficie (destra; fondo scala a 580 kW/kmq).

Sulla base dei dati storici, per il futuro, sulla rete non si rilevano particolari criticità correlate alla crescita di tecnologie di generazione diverse da quella solare. Per quest'ultima, viceversa, data la rapida crescita che ne ha caratterizzato l'espansione negli ultimi anni, risulta fondamentale valutarne l'evoluzione futura, in modo da quantificarne l'impatto atteso sulla rete e definire di conseguenza le azioni correttive necessarie.

Per la costruzione degli scenari di penetrazione della tecnologia fotovoltaica sul territorio, si è implementata una procedura che ha previsto inizialmente di stimare il consumo da parte degli impianti attuali esistenti di superfici sui tetti e a terra. A tal scopo, si è ipotizzato che le superfici sui tetti effettivamente sfruttabili per l'installazione del FV siano il 12% del totale, ciò tenendo conto del loro orientamento, di possibili ombreggiamenti e/o di vincoli all'installazione di altra natura. Con analoghe considerazioni, per le installazioni a terra si è invece assunta una superficie sfruttabile pari al 4,8%. Si è inoltre tenuto conto dei possibili limiti all'installazione di impianti dovuti alla presenza di parchi naturali.

La superficie lorda in pianta degli edifici e dei terreni è stata ricavata da database pubblici (OpenStreetMap).

Gli scenari evolutivi di penetrazione della fonte FV sulla rete Edyna sono stati costruiti coerentemente con le ipotesi adottate nel Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) 2024 Terna-Snam⁷. Nello specifico, a partire dalle stime effettuate nel DDS per la generazione FV “distribuita” nel Nord Italia, sono stati ricavati i tassi di crescita attesi della tecnologia al 2030, 2035 e 2040, secondo diverse opzioni di policy a livello nazionale.

2023	2030		2035			2040		
Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
9,2	21,4	20,3	23,3	24,6	21,9	25,1	26,1	23,6

Tabella VI: capacità fotovoltaica al 2030, 2035 e 2040, stimata nel DDS 2024 Terna-Snam secondo le diverse policy - area Nord [GW].

Le opzioni di policy considerate nel DDS per la costruzione scenari nazionali sono le seguenti.

- **PNIEC Policy:** definito nel DDS unicamente al 2030, prevede un processo di decarbonizzazione del sistema energetico in linea con gli obiettivi stabiliti a livello nazionale all’interno del “Piano Nazionale Integrato Energia e Clima”, in coerenza con i target europei.
- **PNIEC Slow:** coerentemente con le ipotesi del DDS, considera uno scenario rappresentativo di una transizione più lenta (rispetto agli scenari PNIEC Policy) verso i target di decarbonizzazione.
- **DE-IT** (“Distributed Energy - Italia”): come da DDS, assume al 2035 e 2040 un grado di decarbonizzazione allineato con i target europei.

Dai dati nazionali (Tabella VII), emerge che il tasso di crescita prospettato dallo scenario PNIEC Slow risulta piuttosto allineato con la crescita della generazione fotovoltaica registrata in Alto Adige nel periodo 2018-2024 (11,28%; +243 MW al 2030). Ciò equivale a dire che, nell’ipotesi di un trend di crescita del FV che si mantenga inalterato nel futuro, potrebbe essere molto probabile il raggiungimento in Alto Adige dei livelli di penetrazione del FV prospettati al 2030 nello scenario PNIEC Slow nazionale. Per quanto concerne invece lo scenario PNIEC Policy, il FV addizionale al 2030 si attesterebbe a 303 MW, per una potenza totale installata in Alto Adige a tale data di 588 MW.

Scenario	2030	2035	2040
PNIEC Policy 2030 + DE-IT 2035/2040	12,82%	1,72%	1,50%
PNIEC Slow	11,97%	1,53%	1,51%

Tabella VII: tassi percentuali di crescita degli impianti fotovoltaici sulla rete Edyna.

⁷ Terna e Snam, “Documento di Descrizione degli Scenari 2024” (DDS 2024), <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/programmazione-territoriale-efficiente/piano-sviluppo-rete/scenari>

Secondo le stime a livello nazionale, la produzione FV in Provincia Autonoma di Bolzano dovrebbe subire una rapida crescita fino al 2030 per poi rallentare gli anni successivi, fino ad attestarsi al 2040 a circa 614÷689 MW (Figura 9; Tabella VIVIII).

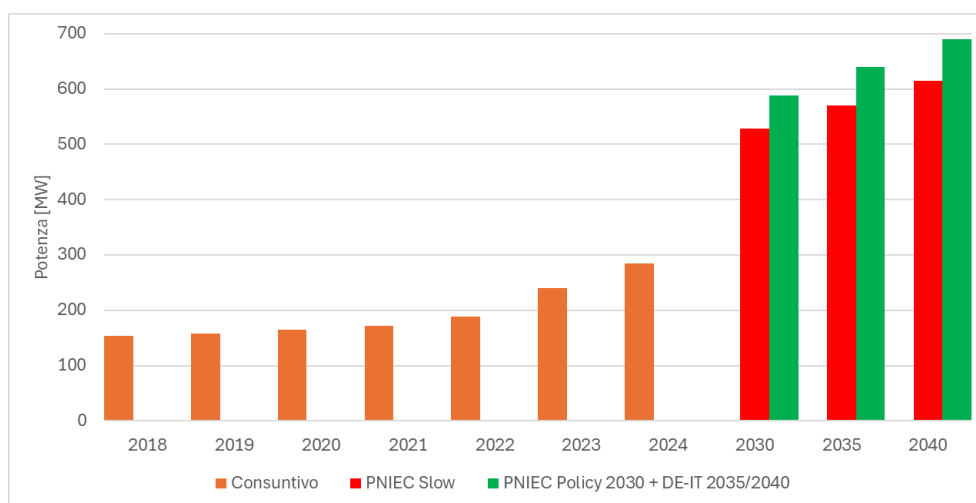


Figura 9: scenari evolutivi della generazione fotovoltaica al 2030, 2035 e 2040 [MW].

	2030		2035		2040	
	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	PNIEC Slow	DE-IT	PNIEC Slow
Potenza FV addizionale [MW]	302,86	243,23	355,07	284,88	404,54	329,14
Potenza FV totale [MW]	588,09	528,46	640,30	570,11	689,77	614,37

Tabella VIII: potenza fotovoltaica installata in Alto Adige nei diversi scenari analizzati.

A partire dai tassi di diffusione della tecnologia sul territorio, e ipotizzando una opportuna diversificazione per taglia e modalità di installazione a terra piuttosto che sulle coperture, si è distribuita la nuova capacità di generazione sul territorio in proporzione alle superfici residuali utili in ogni Comune dell'Alto Adige.

Anche nel futuro, continuerà ad essere favorita la realizzazione di piccoli impianti su tetto: le aree più urbanizzate del territorio, come Bolzano e Merano, saranno quindi particolarmente soggette alla nascita di nuova generazione. Ne consegue che lo sviluppo della rete di distribuzione elettrica dovrà focalizzarsi con particolare attenzione su tali aree, al fine di gestire eventuali criticità che potrebbero derivare dalla rapida crescita della produzione distribuita.

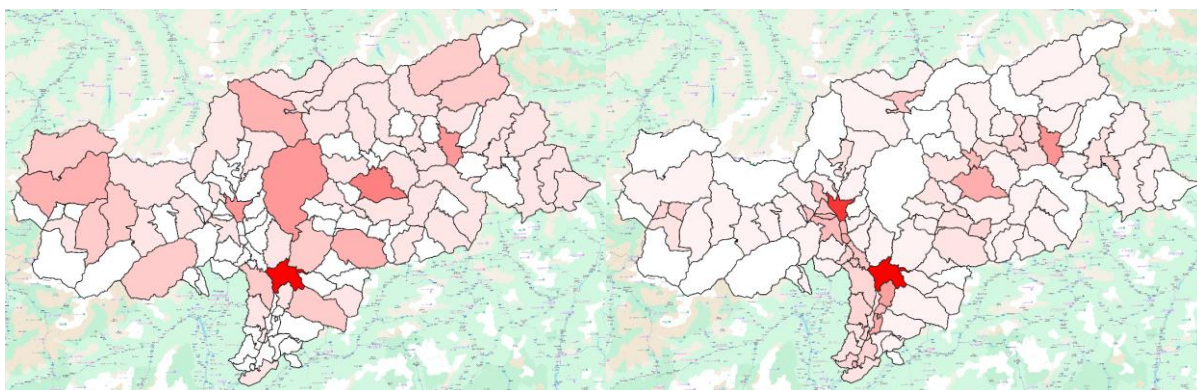


Figura 10: potenza FV aggiuntiva nello scenario PNIEC Policy 2030: potenza totale per Comune (sinistra; fondo scala 21 MW) e per unità di superficie (destra; fondo scala a 405 kW/kmq).

A fine 2024, risultavano installati in Alto Adige circa 5'000 sistemi di accumulo dell'energia basati su batterie. Tali sistemi sono utilizzati in combinazione con impianti di generazione distribuita, specie fotovoltaica, al fine di aumentare la quota di energia autoconsumata localmente dall'utente ed avere un beneficio in bolletta. La diffusione degli storage sulla rete negli ultimi anni è stata spinta dalla riduzione dei costi della tecnologia, dall'aumento dei costi energetici e da incentivi che rendevano particolarmente favorevole per il piccolo utente l'installazione di tali sistemi.

La crescita degli storage continuerà probabilmente anche in futuro a ritmi elevati; ciò grazie anche ad interventi legislativi recenti, quali quelli in tema di Comunità Energetiche, e alla fine del meccanismo dello Scambio Sul Posto (SSP). Essendo gli accumuli di medio-piccola taglia, che trovano applicazione sulla rete di distribuzione, praticamente sempre abbinati a impianti di generazione distribuita, la diffusione delle batterie sarà strettamente correlata alla crescita delle rinnovabili. Immaginando, come stima di larga massima, che metà degli impianti fotovoltaici installati da oggi al 2030 sarà abbinato ad un accumulo, ciò equivale potenzialmente ad avere nuove batterie sulla rete nei prossimi anni per una potenza compresa tra i 97 e 121 MW ed una capacità di $292 \div 363$ MWh; questo considerando taglie e caratteristiche medie delle batterie adottate per l'incremento dell'autoconsumo su impianti FV.

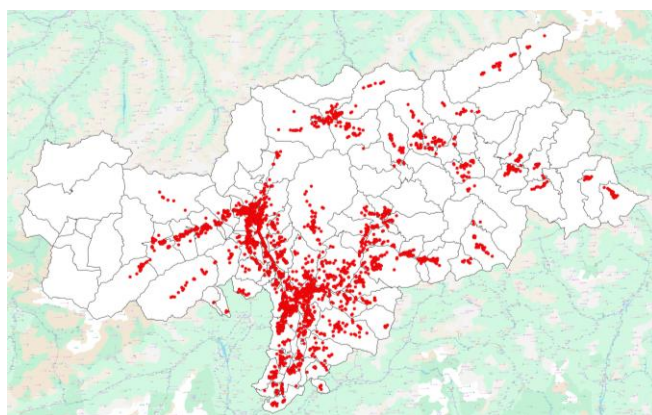


Figura 11: sistemi di accumulo installati in Alto Adige al 2024.

Domanda elettrica

Nel contesto di rapida evoluzione delineato, Edyna ha approfondito in quali settori l'elettrificazione potrà avere un impatto sostanziale sul fabbisogno di energia degli utenti. Le analisi sono state condotte sulla base dei dati storici noti, di confronti con i vari stakeholder attivi sul territorio e delle stime disponibili a livello nazionale, tenendo inoltre in considerazione le peculiarità del territorio della Provincia Autonoma di Bolzano. Fra i vari processi di elettrificazione in atto, quelli relativi ai carichi in ambito residenziale e del settore dei trasporti sono stati individuati quali elementi di principale impatto sulla rete di distribuzione dell'Alto Adige. Si sono quindi elaborate specificatamente delle stime di evoluzione del carico in tali ambiti.

Stima dell'elettrificazione dei carichi nel settore residenziale

A livello europeo, gli edifici sono responsabili del 40% del consumo finale di energia e del 36% delle emissioni di gas a effetto serra; queste percentuali rispecchiano anche quelle dell'Alto Adige, dove il settore del riscaldamento produce ogni anno 544'000 tonnellate di anidride carbonica, a fronte di un totale di 2'028'000 tonnellate (26% del totale)⁸.

Per questo motivo, il consumo degli edifici presenta un enorme potenziale in termini di riduzione delle emissioni, efficientando il loro profilo energetico attraverso una serie di ristrutturazioni energetiche su vasta scala in futuro. In tale ambito, un contributo sostanziale può essere dato dall'elettrificazione degli usi finali dell'energia, tramite l'adozione massiva di tecnologie basate sul vettore elettrico, fra le quali, soprattutto, l'elettrificazione del riscaldamento e della cottura tramite Pompe Di Calore (PDC) e piani ad induzione, rispettivamente.

Pompe di calore

Nella Provincia Autonoma di Bolzano, l'introduzione di PDC risulta fortemente incentivata⁹: dal 2020 le agevolazioni economiche indirizzate a promuovere l'adozione di PDC si aggirano attorno ai 5,5 milioni di euro. Per quantificare l'impatto atteso di tale tecnologia sulla rete Edyna, si è preso sempre a riferimento il DDS 2024 Terna-Snam, in cui è fornita una stima del numero di PDC negli anni cardine (2030, 2035 e 2040), in funzione dell'attuazione di diverse policy (Tabella IX).

2023	2030		2035			2040		
Storico	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow	DE-IT	GA-IT	PNIEC Slow
2,0	4,6	4,2	9,3	8,4	7,3	13,9	12,1	10,3

Tabella IX: evoluzione attesa delle PDC elettriche nel settore residenziale da DDS Terna-Snam 2024 (milioni di unità).

⁸ Eurac Research, "Scenari per l'Alto Adige verso la neutralità climatica", 2022. <https://doi.org/10.57749/jz3s-j725>

⁹ Provincia Autonoma di Bolzano - Alto Adige, "Pompe di calore: la Provincia offre consulenza e finanziamenti", 2024. <https://news.provincia.bz.it/it/news/pompe-di-calore-la-provincia-offre-consulenza-e-finanziamenti>

In particolare, al 2030, è atteso un incremento nazionale di 2,6 e 2,2 milioni di unità, rispettivamente in accordo alle ipotesi di policy PNIEC Policy e la PNIEC Slow. Da tali stime di carattere nazionale, e sulla base di un approccio modellistico le cui assunzioni sono riportate nel seguito, si sono elaborate delle stime a livello locale, sia in termini di numero di nuove PDC installate secondo un certo orizzonte temporale, che di fabbisogno energetico annuo atteso nella provincia Autonoma di Bolzano (Tabella X). Tale processo ha portato a stimato al 2030 un numero di nuove PDC pari a 41'448 e 35'072 unità, rispettivamente per gli scenari PNIEC Policy e PNIEC Slow, con un fabbisogno di energia annuo nei due casi corrispondente a circa 104 e 88 GWh.

	2030		2035		2040	
	PNIEC Policy	PNIEC Slow	DE-IT	PNIEC Slow	DE-IT	PNIEC Slow
Numero di PDC	41'448	35'072	135'770	98'573	221'324	154'369
Prelievi annui [MWh]	104'479	88'405	342'234	248'471	557'889	389'116

Tabella X: numero di PDC e incremento dei prelievi atteso (in GWh) nella Provincia Autonoma di Bolzano.

Il processo adottato per la costruzione degli scenari è stato sviluppato sulla base di dati pubblici o di letteratura, riportando la penetrazione di PDC stimata a livello nazionale sul territorio dell'Alto Adige. A tal scopo, si è considerato il parco di edifici nella provincia di Bolzano e il numero medio di unità abitative per edificio¹⁰. Inoltre, si è assunto un consumo medio termico annuo pari a 120 kWh/m² ed una superficie media per abitazione di 84,4 m². In particolare, il primo dato è stato ricavato tramite elaborazioni sui dati disponibili dai gestori dell'infrastruttura del gas, facendo riferimento al consumo medio annuo per riscaldamento per uso residenziale¹¹, mentre il secondo è stato ricavato a seguito di elaborazioni sulla superficie media delle abitazioni della Provincia Autonoma di Bolzano, consultabile da dati ISTAT¹². Per entrambi gli scenari analizzati al 2030 (PNIEC Policy e PNIEC Slow), l'incremento di energia è stato distribuito su un anno tipo con risoluzione oraria, ipotizzando un profilo di consumo realistico di una PDC, ottenuto tramite rielaborazione di dati di letteratura¹³; in particolare, si assume che il consumo elettrico delle PDC si concentri principalmente la mattina e la sera, quando, generalmente, la maggior parte dei residenti risulta presente nelle abitazioni.

Il processo è stato sviluppato sulla base delle seguenti assunzioni:

- si è considerata la correlazione tra fabbisogno termico atteso e temperatura ambiente esterna nelle varie stagioni dell'anno;

¹⁰ ISTAT, <https://www.istat.it/it/archivio/asi>

¹¹ SEAB, Dati statistici aggregati, 2015, <https://www.seab.bz.it/it/amministratori/rete-gas-di-bolzano>

¹² ISTAT, Report Costruzioni in Italia, <https://www.istat.it/tag/costruzioni/>

¹³ J. Love et al., "The addition of heat pump electricity load profiles to GB electricity demand: Evidence from a heat pump field trial," *Applied Energy*, Volume 204, 2017, 332-342, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.026>

- l'accensione delle PDC è stata prevista solo nel periodo dove è effettivamente consentita l'accensione degli impianti di riscaldamento (15 novembre – 15 aprile);
- l'energia annua sottesa alla curva di prelievo delle PDC è stata imposta pari all'energia attesa secondo lo scenario di riferimento (PNIEC Policy e PNIEC Slow);
- non sono stati considerati eventuali interventi di riqualificazione degli involucri, i quali potrebbero diminuire il fabbisogno termico previsto e, di riflesso, il carico elettrico aggiuntivo; dualmente, sono stati trascurati gli effetti di un possibile aumento futuro delle temperature dovuto al riscaldamento climatico, che potrebbe contribuire ad un aumento del carico.

In Figura 12 e Figura 13 sono riportati i profili di incremento dei consumi a seguito della diffusione delle PDC in ambito residenziale prevista al 2030, per gli scenari di riferimento adottati nel presente Piano di Sviluppo. I grafici fanno riferimento al periodo annuo e alla seconda settimana di gennaio (picco di carico): nel dettaglio, gli scenari PNIEC Policy e PNIEC Slow presentano un picco di potenza rispettivamente nell'intorno dei 60 e 50 MW, ed una potenza media nel periodo di riscaldamento pari a 28 e 24 MW.

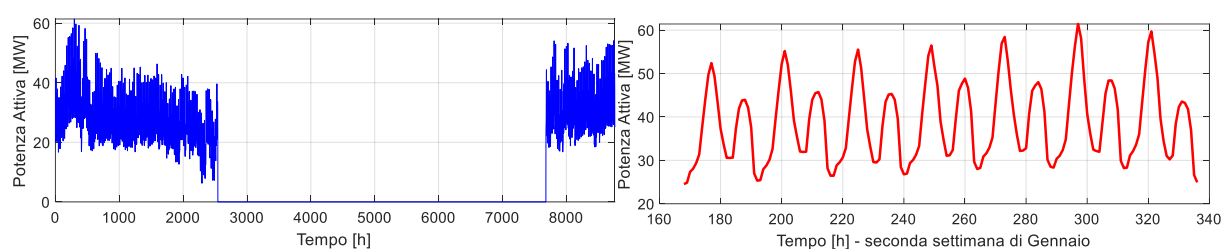


Figura 12: incremento del carico elettrico [MW] a seguito della diffusione delle PDC nel settore residenziale – Scenario PNIEC Policy 2030.

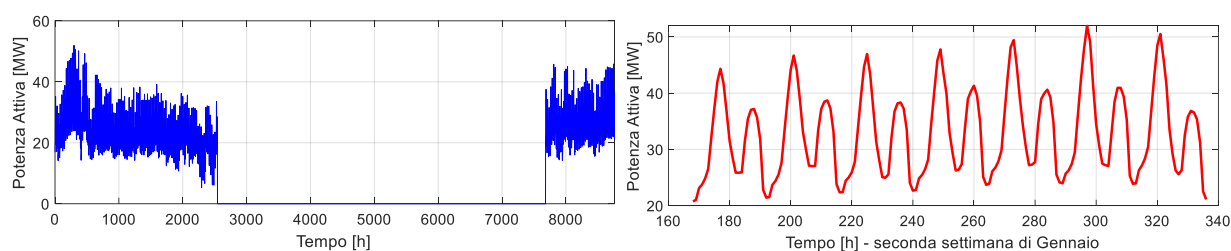


Figura 13: incremento del carico elettrico [MW] a seguito della diffusione delle PDC nel settore residenziale – Scenario PNIEC Slow 2030.

Per capire gli effetti di tale carico addizionale sulla rete elettrica, si è provvedo a distribuire il numero di PDC (così come il suo incremento al 2030) a livello provinciale tenendo conto delle caratteristiche proprie del territorio (grado di urbanizzazione) e dell'esistenza di modalità alternative di riscaldamento (teleriscaldamento, che attualmente copre già più della metà del fabbisogno termico provinciale¹⁴). In prospettiva, ci si attende un impatto sulla rete disuniforme dovuto al carico aggiuntivo correlato alle PDC; le aree dell'Alto Adige maggiormente urbanizzate, non raggiunte però dal teleriscaldamento, saranno

¹⁴ Eurac Research, "Scenari per l'Alto Adige verso la neutralità climatica", 2022. <https://doi.org/10.57749/jz3s-j725>

infatti interessante dall'incremento di carico in misura molto maggiore che altrove. Conseguentemente, anche gli effetti sulla rete elettrica saranno molto diversificati.

L'incremento dei consumi annui per le PDC è stato distribuito geograficamente impiegando come reticolo di riferimento le sezioni definite da ISTAT con finalità di censimento¹⁵. L'impiego di basi di dati pubbliche consente in prospettiva di mettere a fattore comune analisi svolte con finalità specifiche da attori diversi, al fine di un maggiore coordinamento tra gli stessi.

In questo processo, si è considerata l'effettiva distribuzione del teleriscaldamento in Provincia (Figura 14)¹⁶. Ad esempio, per quanto riguarda il comune di Bolzano, si osserva che gran parte della zona urbana è coperta da teleriscaldamento (in arancione) e quindi sarà meno propensa ad ospitare PDC in futuro.

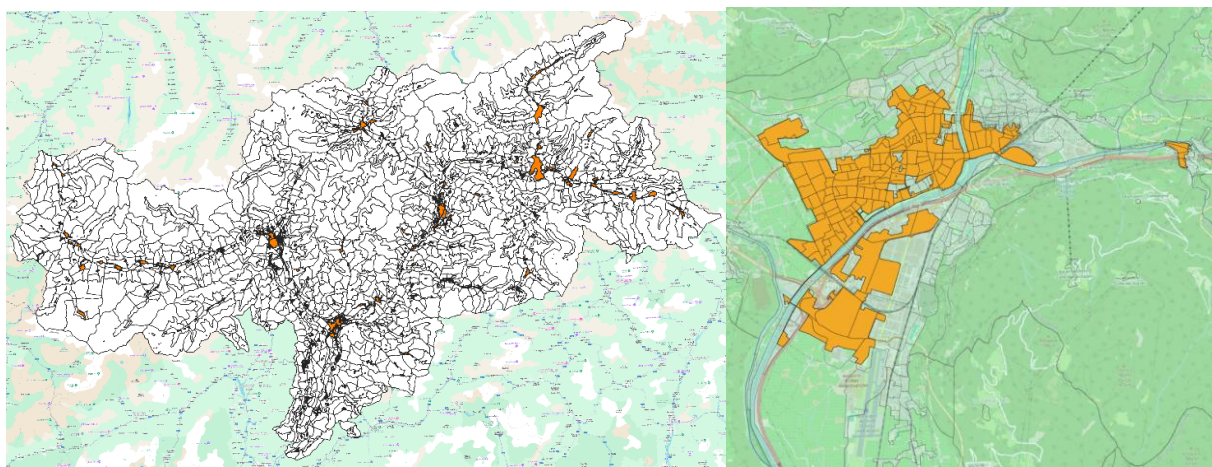


Figura 14: distribuzione di teleriscaldamento – Provincia Autonoma di Bolzano (sinistra) e Bolzano città (destra).

La ripartizione dei consumi elettrici prospettici associati alla diffusione delle PDC è stata effettuata proporzionalmente alla quota di territorio non servita dal teleriscaldamento e in base al numero di abitazioni presenti in una data sezione di censimento (Figura 15). In particolare, in figura, una colorazione rossa più intensa sta ad indicare un maggiore incremento atteso dei consumi per le PDC per unità di superficie.

Si noti che diverse zone della Provincia Autonoma di Bolzano sono servite da altre aziende di distribuzione. Su queste aree, come più volte segnalato all'ARERA, Edyna non ha visibilità diretta, né per quanto concerne le caratteristiche della rete, né relativamente alle evoluzioni attese del territorio (es. richieste di connessione pendenti, incremento di carico o generazione per interventi pianificati ecc.). Risulta quindi notevolmente complesso valutare quali potrebbero essere gli effetti della crescita associata al carico, così degli altri vari fattori derivanti dalla transizione energetica, su tali reti.

¹⁵ ISTAT, Basi territoriale e variabili censuarie, <https://www.istat.it/notizia/basi-territoriali-e-variabili-censuarie/>

¹⁶ Provincia Autonoma di Bolzano - Alto Adige. (s.d.). GeoBrowser - MapView. <https://mapview.civis.bz.it>.

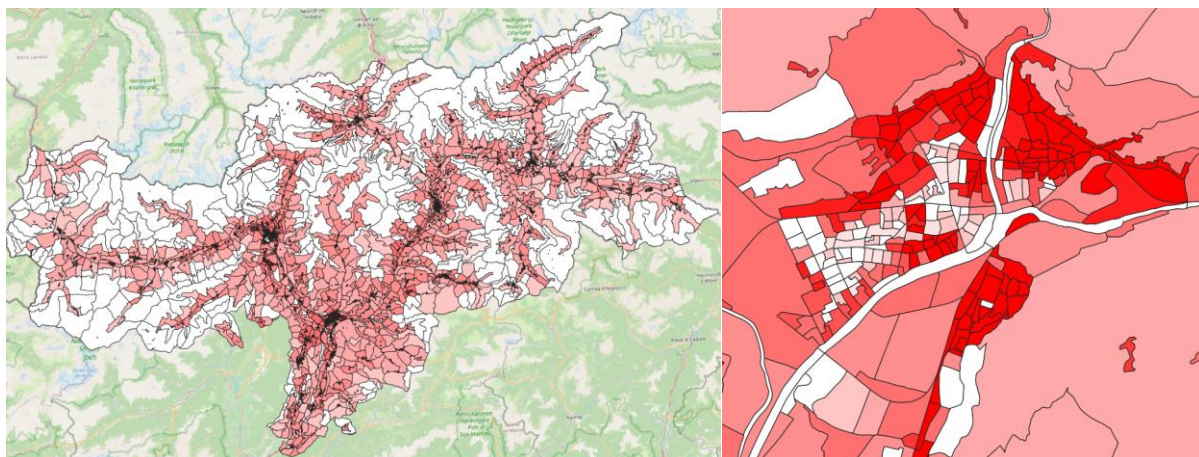


Figura 15: distribuzione per sezione di censimento ISTAT dell'incremento atteso dei consumi atteso per le PDC - Provincia Autonoma di Bolzano (sinistra) e Bolzano città (destra).

Piani a induzione

La progressiva diffusione dei piani cottura a induzione potrebbe apportare un contributo non marginale all'elettrificazione dei consumi domestici verso l'abbandono delle soluzioni a gas. L'elettrificazione del vettore di cottura comporta, tuttavia, un aumento della domanda elettrica, che va a sommarsi agli altri processi di elettrificazione in atto.

Per valutare l'impatto sulla rete di questo elemento, si è sviluppato un approccio alla stima del fabbisogno elettrico legato all'introduzione di nuovi piani ad induzione sui diversi orizzonti temporali in analisi (2030, 2035, 2040). A tal proposito, si sono presi a riferimento i dati pubblici in merito al fabbisogno elettrico annuo medio per nucleo familiare per la cottura di cibo, che riportano un valore medio nazionale pari a 589 kWh/anno (dato al 2021)¹⁷, e la penetrazione del vettore elettrico in cucina sul panorama italiano, pari al 28%. Considerando un incremento lineare della penetrazione del vettore elettrico a discapito dei combustibili fossili, è stato stimato il tasso di elettrificazione della cottura cibi tramite l'adozione di piani a induzione negli anni cardine e i relativi consumi elettrici (Tabella XI). In particolare, anche in questo caso, si sono analizzati due scenari, uno di crescita più lenta e uno accelerato, diversificati rispetto al tasso di penetrazione del vettore elettrico per i piani da cottura al 2050. Nello scenario lento si è ipotizzata una penetrazione all'80%, mentre in quello veloce al 100%; quest'ultimo scenario risulta in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione di lungo periodo in ambito europeo, che prevedono una totale elettrificazione dei consumi per il 2050.

Dalle ipotesi di cui sopra e dal numero di nuclei abitativi sul territorio (da dati ISTAT, pari a 226'675¹⁸), si è quindi stimato il numero di nuovi piani a induzione installati nella Provincia Autonoma di Bolzano e il corrispondente incremento di consumo annui.

¹⁷ Studio EU Joint Research Center (JRC) "JRC-IDEES: The JRC Integrated Database of the European Energy System (2021)", 2024. <https://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/82322924-506a-4c9a-8532-2bdd30d69bf5>

¹⁸ ISTAT, http://dati-censimentipermanenti.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCSS_ABITAZIONI#

Incremento rispetto al 2024	2030		2035		2040	
	Rapido	Lento	Rapido	Lento	Rapido	Lento
Percentuale [%]	15%	10.8%	27.5%	19.8%	40%	28.8%
Numero di piastre	33'541	24'060	61'493	44'275	89'444	64'000
Energia Annua Totale [MWh]	19'756	14'224	36'219	26'078	52'682	37'931

Tabella XI: diffusione dei piani cottura a induzione stimata in Alto Adige.

La Figura 16 mostra i profili di incremento dei consumi in una settimana tipo per lo scenario al 2030. In particolare, i due scenari (Rapido e Lento) presentano rispettivamente una potenza di picco nell'intorno di 8 e 5 MW ed una potenza media di 2,26 e 1,62 MW. In particolare, il consumo incrementale previsto dai piani ad induzione è suddiviso in tre picchi di diversa intensità, generalmente associati ai pasti della giornata.

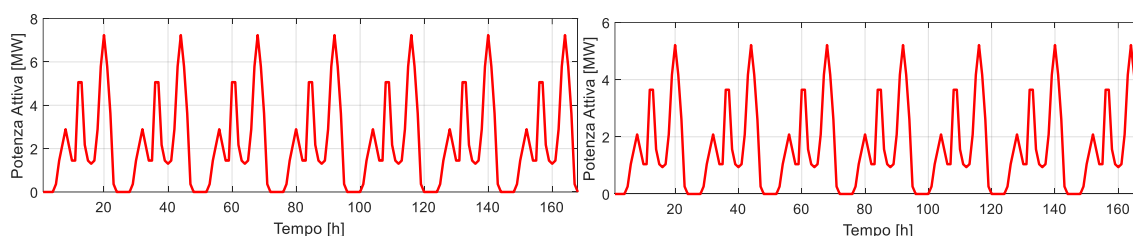


Figura 16: profili di prelievo settimanale di una piastra ad induzione – scenario 2030 Rapido (sinistra) e Lento (destra).

Analogamente alle PDC, l'incremento di consumi a seguito dell'elettrificazione dei piani cottura è stato distribuito nelle sezioni di censimento della Provincia Autonoma di Bolzano rispetto al numero di unità abitative. La Figura 17 mostra la distribuzione spaziale per sezioni censuarie conseguente alla diffusione dei piani a induzione. Si osserva come le zone maggiormente affette dall'incremento dei consumi elettrici risultano quelle all'interno dei centri urbani, come Bolzano e Merano (zone colorate in rosso in figura), o negli altri centri abitati della provincia.

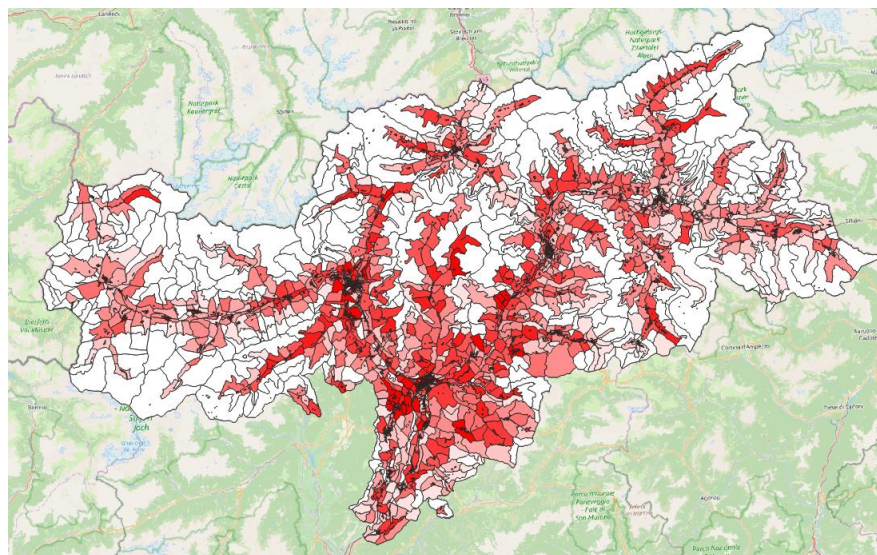


Figura 17: distribuzione sul territorio dell'incremento dei consumi atteso dovuto alla diffusione dei piani a induzione.

Condizionamento e raffrescamento

Al 2021, sul territorio della Provincia Autonoma di Bolzano, solo il 14,4% dei nuclei familiari era dotato di un sistema di condizionamento¹⁹, percentuale molto inferiore rispetto alla media nazionale (48,8%); ciò per ovvie ragioni correlate al clima prevalentemente montano della Provincia, più fresco della media nazionale e con estati miti che riducono l'utilizzo di tali apparecchi a qualche settimana l'anno. Benché i condizionatori in Provincia Autonoma di Bolzano siano meno diffusi che in altre regioni d'Italia, i consumi correlati al raffrescamento e condizionamento potrebbero aumentare nei prossimi anni, spinti anche dalla crescente elettrificazione del riscaldamento, che contribuisce alla diffusione di PDC reversibili, quindi idonee anche a produrre freddo, oltre che dal possibile aumento delle temperature dovute al riscaldamento climatico. Con approccio analogo ai precedenti, si è approfondito l'impatto anche relativo a questi ulteriori carichi, sviluppando appositi scenari per gli anni di riferimento del Piano di Sviluppo (2030, 2035 e 2040; Tabella XI).

Incremento rispetto al 2024	2030		2035		2040	
	Rapido	Lento	Rapido	Lento	Rapido	Lento
Numero Unità Condizionamento	14'878	11'292	31'590	23'198	53'538	37'954
Energia Annua Totale [MWh]	2232,35	1694,35	4739,81	3439,81	8033,14	5694,85
Potenza di picco [MW]	1,68	1,28	2,87	2,10	4,86	3,45

Tabella XII: Stime in esito all'elaborazione degli scenari di raffreddamento e condizionamento in Alto Adige.

Nello scenario più conservativo (scenario "Lento"), si è ipotizzata una penetrazione attesa dei condizionatori del 50% sul totale delle unità abitative; percentuale che nello scenario "Veloce" è stata

¹⁹ ISTAT, "Report Consumi Energetici Famiglie 2021", <https://www.istat.it/comunicato-stampa/i-consumi-energetici-delle-famiglie-anno-2021>

presa pari al 70%. Entrambe le stime risultano comunque inferiori a quelle di riferimento a livello nazionale per i medesimi anni. I consumi del singolo impianto di condizionamento sono stati determinati tenendo conto del fabbisogno annuo di raffrescamento medio nazionale per edifici residenziali²⁰, opportunamente corretto per recepire le peculiarità della provincia di Bolzano.

Al 2030, quindi, la diffusione degli impianti di raffreddamento sul territorio dell'Alto Adige potrebbe tradursi in un fabbisogno energetico addizionale annuo tra i 1694 e 2232 MWh. Al fine di profilare tale incremento di carico elettrico, si è determinata la correlazione tra la potenza richiesta da parte degli impianti di condizionamento e la temperatura ambiente. Il picco di carico si osserva quindi nelle ore centrali della giornata dei mesi estivi, quando la temperatura esterna raggiunge tendenzialmente il valore massimo (Figura 18). Le prossime figure mostrano il profilo annuale di entrambi gli scenari al 2030 (lento e veloce). Il carico elettrico addizionale, concentrato in circa 70 giorni all'anno, presenta un picco di potenza nell'intorno di 1,28 MW per lo scenario Lento e di 1,68 MW per quello Rapido. Come immaginabile, data la tutto sommato scarsa diffusione degli impianti di condizionamento e le temperature miti della provincia rispetto alla media italiana, il contributo incrementale dovuto a questi nuovi carichi dovrebbe risultare comunque poco impattante rispetto agli altri analizzati.

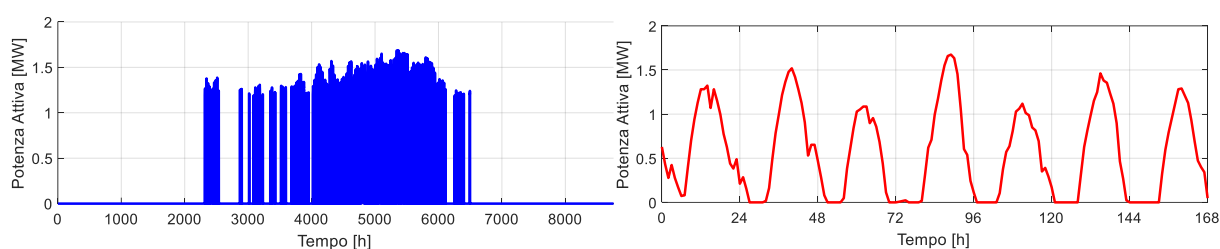


Figura 18: profilo annuo e settimanale di raffreddamento - Scenario Rapido.

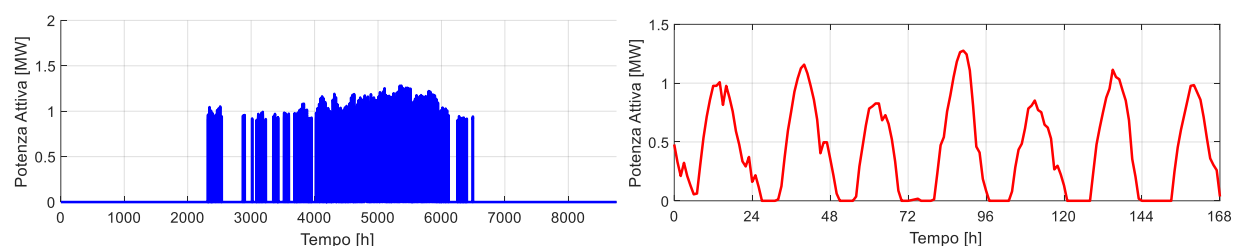


Figura 19: profilo annuo e settimanale di raffreddamento - Scenario Lento.

Il profilo annuo (con risoluzione oraria) ricavato per l'incremento di elettrificazione attribuito ad impianti di raffrescamento si basa su una serie di assunzioni, parzialmente analoghe a quelle utilizzate per stimare l'incremento di PDC, quali:

Non sono stati considerati eventuali interventi di riqualificazione degli involucri degli edifici.

Si assume una temperatura ambiente soglia oltre la quale si potrebbe fare uso dei condizionatori pari a 22 °C.

²⁰ EURAC, Report "Fabbisogni energetici: case e uffici sotto la lente"

L'energia annua sottesa alla curva dei prelievi risulta pari all'energia attesa secondo lo scenario di riferimento (Lento e Rapido, al 2030).

Non sono considerati gli effetti di un possibile aumento futuro delle temperature dovuto al riscaldamento climatico.

Riguardo alla distribuzione geografica dei condizionatori, in mancanza di dati specifici, l'incremento dei consumi è stato ripartito all'interno dell'Alto Adige rispetto al numero di unità abitative per sezione di censimento (Figura 20). Ne risulta che le zone maggiormente impattate siano mediamente quelle che presentano gradi di urbanizzazione più elevati.

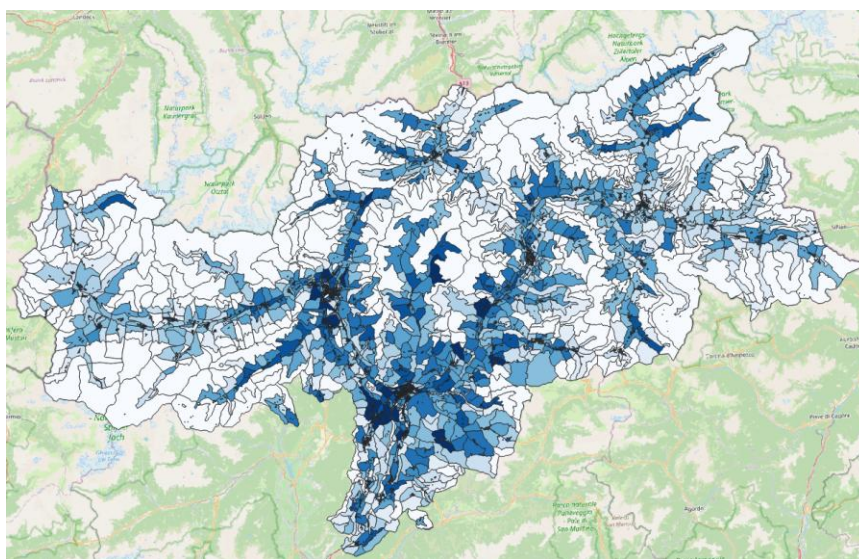


Figura 20: distribuzione sul territorio dell'incremento dei consumi atteso dovuto alla diffusione di impianti di raffrescamento.

Stima dei carichi aggiuntivi nel settore dei trasporti

Fino al 2020, la penetrazione dei veicoli elettrici nel territorio della Provincia Autonoma di Bolzano risultava trascurabile, con un numero estremamente limitato di immatricolazioni, sia di veicoli elettrici puri a batterie, che ibridi plug-in. Tuttavia, a partire dal 2020, grazie a una combinazione di fattori quali incentivi economici guidati dalle politiche di decarbonizzazione nazionali e provinciali e una crescente offerta di modelli disponibili in commercio, il numero di veicoli elettrici, sia elettrici puri che ibridi plug-in, ha iniziato a crescere con un ritmo piuttosto sostenuto.

Nei prossimi anni, con il miglioramento delle prestazioni delle tecnologie di accumulo e la progressiva riduzione dei costi delle batterie, la diffusione della mobilità elettrica dovrebbe ulteriormente accelerare. Diverse incertezze permangono tuttavia ad oggi in merito al futuro della mobilità elettrica, anche per effetto delle scelte politiche a livello europeo, recentemente rimesse in discussione. Le stime più aggiornate di settore²¹ prevedono al 2030 una penetrazione di veicoli elettrici nel settore della mobilità

²¹ Motus-E, "Il futuro della mobilità elettrica in Italia @2035 – Finale Report", 2024

privata e dei veicoli commerciali leggeri tra l'8% e il 10% (stime a livello nazionale). In Alto Adige, la diffusione dell'elettrico sarà con ogni probabilità più rapida, come già sta avvenendo oggi. Infatti, nel 2024, le nuove immatricolazioni in Alto Adige per il 14,8% erano relative a veicoli elettrici, contro una media nazione del 4,16%. Inoltre, recentemente il gruppo Alperia ha varato un piano a supporto della mobilità elettrica, che prevede l'applicazione di tariffe agevolate per la ricarica e l'attivazione di 1000 punti di ricarica entro il 2026 (a partire dai 455 attuali).

Quindi, sebbene oggi la mobilità elettrica abbia ancora un impatto marginale sul sistema elettrico, al 2030 il numero di auto elettriche presenti sul territorio potrebbe raggiungere valori significativi, con effetti potenzialmente rilevanti sulla rete di distribuzione e la conseguente necessità di sviluppare in modo non marginale l'infrastruttura elettrica al fine di garantire i necessari standard di adeguatezza, affidabilità e resilienza a fronte del crescente fabbisogno energetico.

Per quantificare la crescita dei consumi elettrici nella Provincia Autonoma di Bolzano dovuti alle ricariche dei veicoli elettrici si sono presi a riferimento i dati sulla mobilità dei residenti altoatesini nel biennio 2021/2022²², integrandoli con le informazioni disponibili in merito all'affluenza turistica sul territorio²³. Dalle valutazioni effettuate, è emerso che in un giorno feriale medio in Alto Adige potrebbero compiersi circa 264'700 viaggi impiegando come mezzo di trasporto l'auto. Da tali dati, facendo opportune ipotesi in merito al tasso di crescita del parco auto e circa l'effetto di politiche di promozione della mobilità sostenibile sul territorio, si sono sviluppati gli scenari relativi alla penetrazione di auto elettriche in Tabella XIII. In un orizzonte al 2030, la diffusione delle auto elettriche sul territorio dell'Alto Adige potrebbe tradursi in un fabbisogno energetico addizionale compreso tra i 73 e 94 GWh/anno (201 ÷ 258 MWh/giorno).

Incremento rispetto al 2024	2030		2035		2040	
	Rapido	Lento	Rapido	Lento	Rapido	Lento
Numero di viaggi giornalieri tramite auto elettrica	39'628	30'822	104'236	87'558	155'746	122'071
Energia Annua Totale [MWh]	79'241	61'632	208'432	175'083	311'432	244'095
Potenza di picco [MW]	23,27	18,10	61,20	51,40	91,44	71,67

Tabella XIII: stime relative alla diffusione delle auto elettriche.

Per le ricariche si è distinto fra infrastruttura privata e pubblica, ipotizzando che le richieste di ricarica che appartengono alla prima tipologia siano in numero prevalente e cadano perlopiù nelle ore serali (a casa), mentre le seconde siano effettuate soprattutto nelle ore centrali della giornata, quando si svolgono le attività quotidiane. Sulla base dei profili di utilizzo tipici delle colonnine di ricarica, l'incremento del picco di potenza giornaliero sulla rete di distribuzione Edyna cadrà quindi molto probabilmente nelle ore

²² ASTAT Info, "Mobilità locale in Alto Adige Dato annuale 2021/2022", Agosto 2022

²³ Istituto provinciale di statistica ASTAT, <https://astat.provincia.bz.it/it/mobilita-turismo.asp>

tardo pomeridiane/serali (coincidenti con il rientro delle persone dalla giornata lavorativa). Tale picco si stima potrebbe essere nell'ordine dei 21÷27 MW (Figura 21 - Figura 23). Gli effetti della mobilità elettrica, già rilevanti al 2030, continueranno a crescere negli anni a venire, per effetto della diffusione dei trasporti su strada basati sul vettore elettrico.

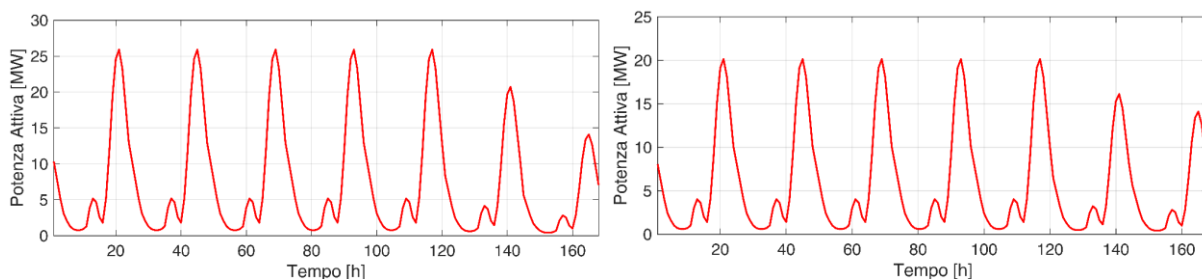


Figura 21: profilo settimanale di ricarica privata - Scenario Rapido (sinistra) e Lento (destra).

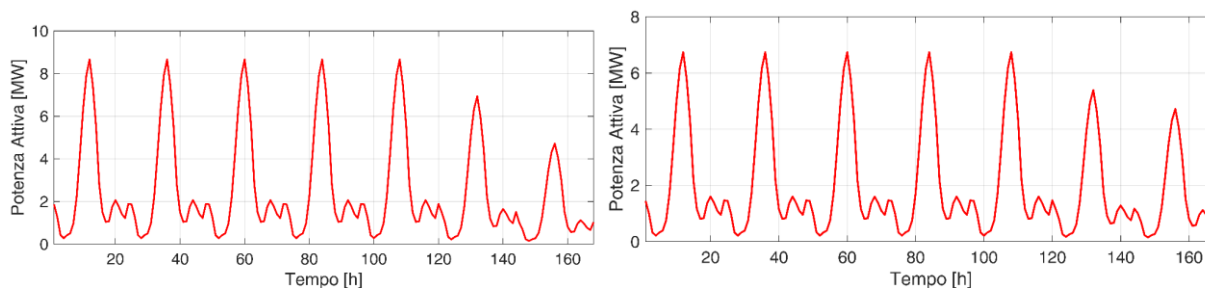


Figura 22: profilo settimanale di ricarica pubblica - Scenario Rapido (sinistra) e Lento (destra).

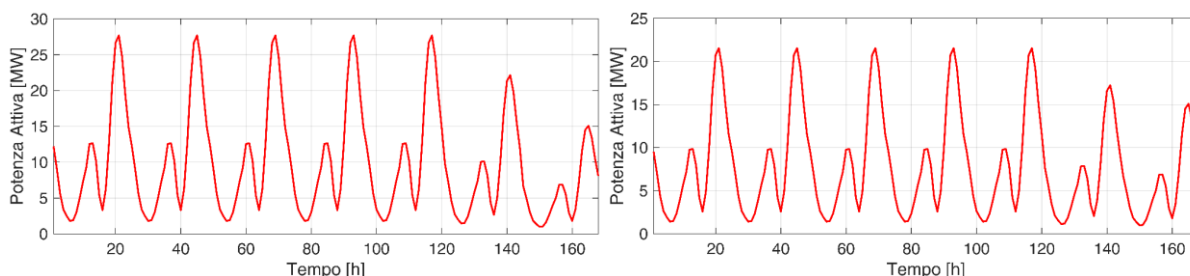


Figura 23: profilo settimanale di ricarica delle auto elettriche (pubblico + privato) - Scenario Rapido (sinistra) e Lento (destra).

In merito alla distribuzione geografica delle ricariche, si è distinto anche in questo caso fra ricariche effettuate tramite colonnine di privati (es. residenziale), da quelle che avverranno sfruttando l'infrastruttura di ricarica pubblica. Mentre la diffusione dei punti di ricarica presso i privati è correlata in generale al grado di urbanizzazione del territorio e alla disponibilità di box auto o luoghi dove installare le colonnine (es. spazi condominiali; Figura 24), i punti di ricarica pubblica vengono realizzati dove, a seguito delle valutazioni dei Charging Point Operator (CPO), vi è maggiore necessità della ricarica elettrica e quindi presumibilmente nei luoghi pubblici a maggiore affluenza o traffico veicolare.

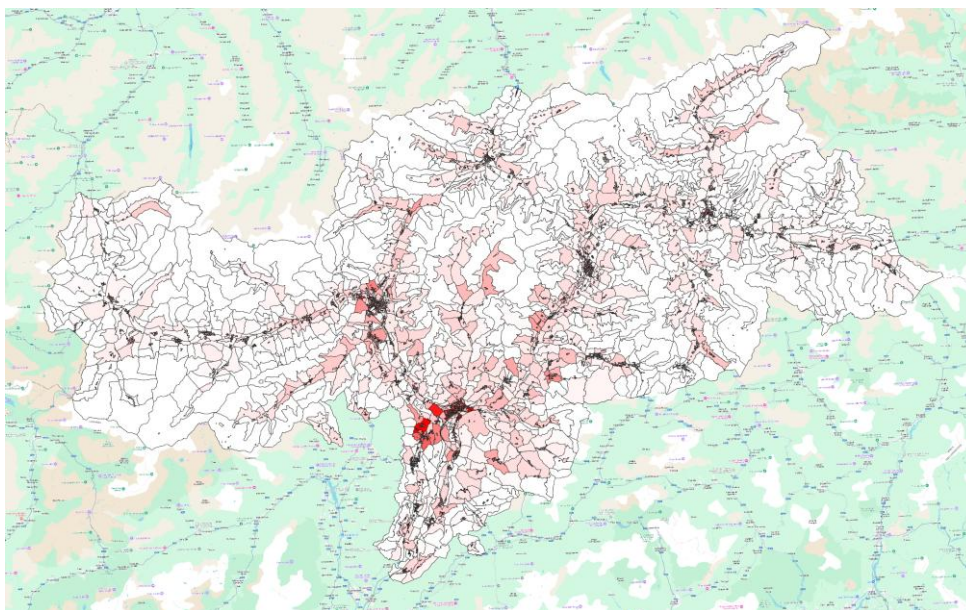


Figura 24: distribuzione al 2030 delle ricariche effettuate tramite punti di ricarica privati.

La distribuzione geografica delle ricariche effettuate tramite infrastruttura pubblica è stata determinata tenendo conto delle colonnine già oggi presenti sul territorio dell'Alto Adige e delle installazioni che si ritiene possano avvenire in futuro (Figura 25). A tal proposito, si è assegnata una maggiore probabilità di realizzazione dei punti di ricarica in aree caratterizzate da elevato traffico veicolare, all'interno di parcheggi pubblici e in prossimità di punti di interesse (ospedali, scuole, ecc.).

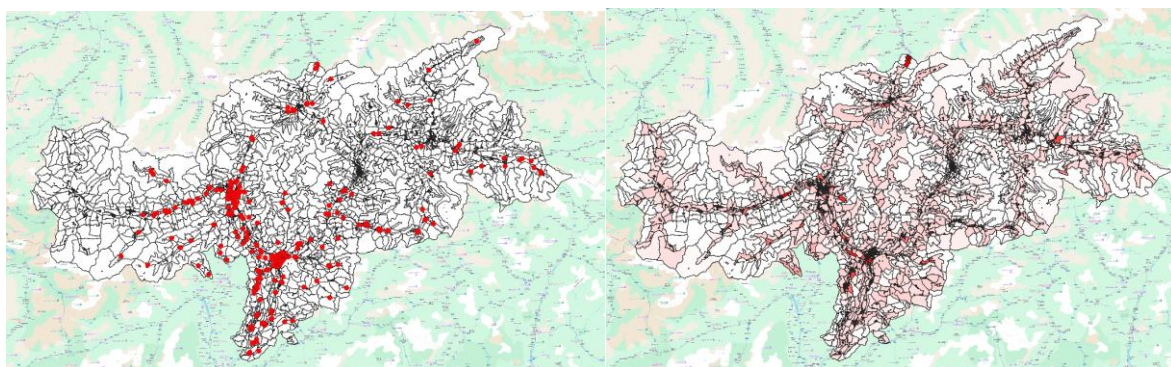


Figura 25: punti di ricarica attualmente installati in Alto Adige (sinistra) e distribuzione prospettica al 2030 delle ricariche pubbliche (destra).

Un altro aspetto della decarbonizzazione dei trasporti, destinato a influenzare significativamente l'infrastruttura di distribuzione elettrica, riguarda i piani delle aziende di Trasporto Pubblico Locale per la conversione delle proprie flotte di autobus all'alimentazione elettrica. A riguardo, si stima che l'adozione di bus elettrici potrebbe contribuire a ridurre le emissioni di CO₂ di circa 3,45 kt²⁴. Per questo motivo, con analogo approccio, è stato stimato l'incremento di carico elettrico relativo alla mobilità elettrica pubblica (autobus elettrici). In particolare, è stata stimata una penetrazione del 25% al

²⁴ Eurac Research, "Scenari per l'Alto Adige verso la neutralità climatica", 2022. <https://doi.org/10.57749/jz3s-j725>

2030 di autobus elettrici rispetto alla totalità di autobus impegnati nella provincia¹⁸; a tal fine, si prevede un incremento giornaliero dei fabbisogni energetici del settore dei trasporti nell'ordine dei 30 MWh, con una potenza di picco nell'ordine dei 6 MW (Figura 26).

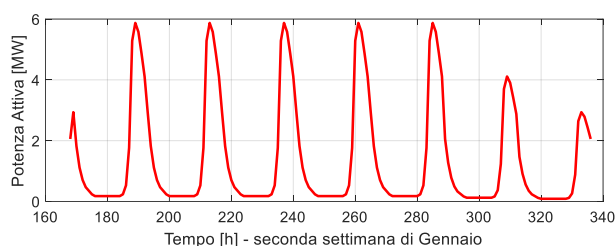


Figura 26: profilo settimanale di ricarica degli autobus elettrici. [OBJ]

Esiti finali delle attività di costruzione degli scenari

Al fine di individuare le condizioni di maggiore criticità per la rete, la potenza incrementale a cui dovrà far fronte la rete di distribuzione negli scenari al 2030, determinata attraverso lo studio dei singoli elementi di cui alle precedenti sezioni, è stata combinata con il fabbisogno elettrico attuale della Provincia Autonoma di Bolzano, in modo tale da metterne in luce le tendenze di rilievo per la pianificazione del sistema di distribuzione.

Questo approccio è stato adottato per entrambi gli scenari investigati nel Piano di Sviluppo: uno scenario cosiddetto “lento”, dove è prevista una minore diffusione delle tecnologie correlate alla decarbonizzazione, con un conseguente raggiungimento parziale degli attuali obiettivi di policy al 2030, ed uno scenario “rapido” caratterizzato da un più estensivo impiego delle rinnovabili e dell'elettrificazione del carico, quindi maggiormente in linea con i target stabiliti in ambito nazionale. Coerentemente con le Linee Guida condivise con ARERA, l'individuazione di due scenari contrapposti consente di definire un opportuno intervallo di confidenza all'interno del quale ragionevolmente dovrebbe andare a collocarsi l'evoluzione reale della rete elettrica.

Per entrambi gli scenari, i contributi maggioritari all'incremento di carico sono forniti, come evidenziato nelle sezioni precedenti, dalle pompe di calore e dalla mobilità elettrica. Il picco di carico incrementale, concentrato nel periodo invernale, risulta nell'ordine dei 70 MW per lo scenario “lento”, e nell'ordine degli 85 MW per lo scenario “rapido”. Nel periodo estivo, invece, la potenza addizionale si riduce rispettivamente a 30 e 40 MW nei due casi.

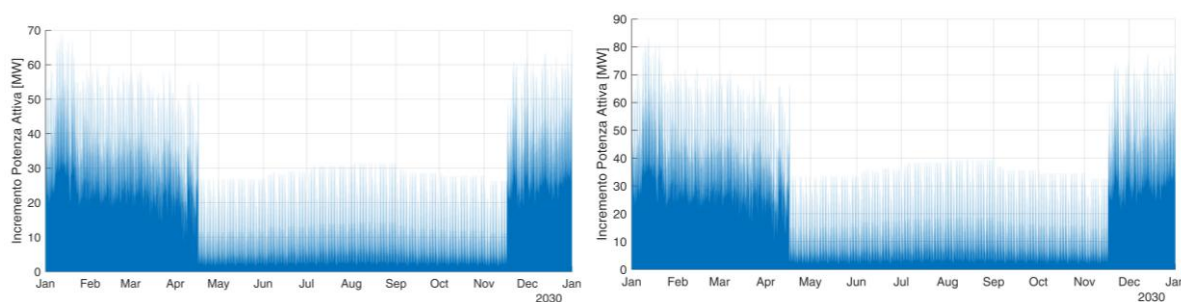


Figura 27: carico addizionale stimato al 2030 negli scenari di decarbonizzazione “lento” (sinistra) e “rapido” (destra).

Guardando alle settimane di massimo incremento di carico, invernale ed estiva (in Figura 28 per lo scenario “rapido”), si può osservare un andamento significativamente differente in funzione del periodo dell’anno considerato. In particolare, nei mesi invernali, l’incremento dei consumi elettrici risulta concentrato nelle prime ore della mattinata e nelle ultime ore della giornata, coincidente con il maggiore utilizzo del riscaldamento domestico; la sera anche in combinazione con la ricarica dei veicoli elettrici. Nei mesi estivi, invece, nonostante l’apporto del condizionamento elettrico, il carico risulta sensibilmente ridotto e correlato principalmente alla sola ricarica dell’auto elettriche.

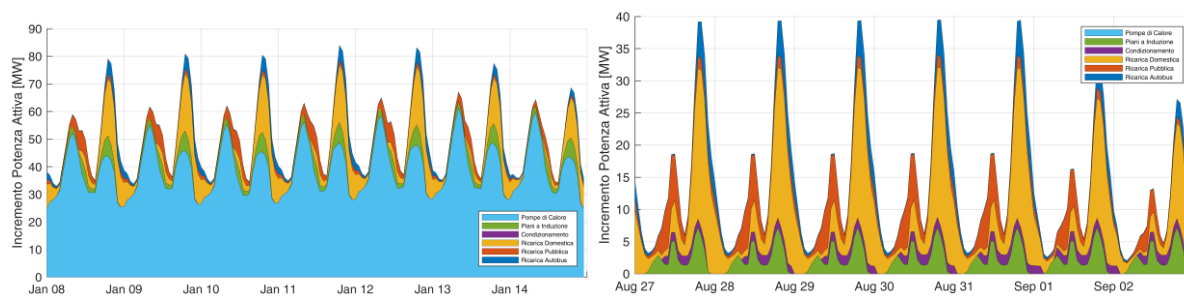


Figura 28: carico addizionale stimato al 2030 nelle settimane di massimo incremento di carico invernale (sinistra) ed estiva (destra) - Scenario di decarbonizzazione “rapido”.

Nonostante l’incremento di carico piuttosto rilevante, nel sistema energetico dell’Alto Adige, il principale elemento soggetto a una crescita al 2030 sarà con ogni probabilità la produzione fotovoltaica (Figura 29). La potenza di picco della generazione solare dovrebbe attestarsi a valori compresi tra i 190 e 240 MW (senza considerare il potenziale effetto di riduzione dato dall’accumulo).

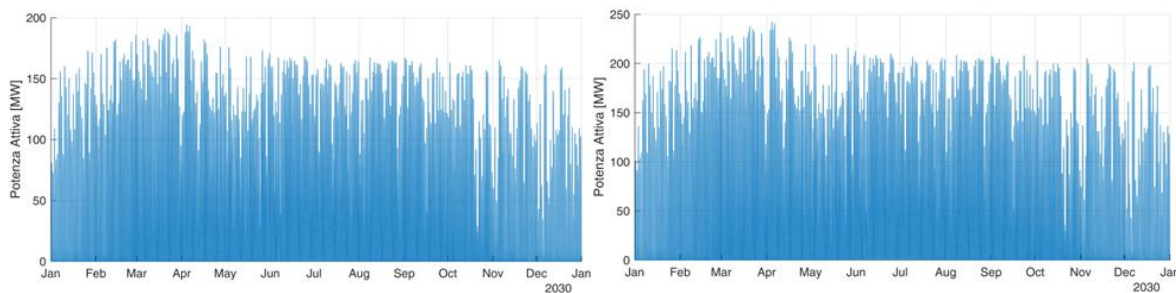


Figura 29: generazione fotovoltaica incrementale negli scenari al 2030 “lento” (sinistra) e “rapido” (destra).

Per quanto attiene il fabbisogno di potenza complessivo del sistema di distribuzione Edyna al 2030 (Figura 30), si osserva che il profilo dovrebbe mantenere la medesima tendenza annuale del 2024, caratterizzata da un periodo di maggiore inversione di flusso da aprile a settembre. La risalita della potenza verso la rete AT dovrebbe manifestarsi tra il 25 e il 27% delle ore annue, a seconda dello scenario considerato. Nel periodo estivo, dato il maggiore contributo della produzione fotovoltaica in combinazione all’idroelettrico, si registrerà un incremento della potenza di picco piuttosto significativo, che dovrebbe attestarsi a $+91 \div 120$ MW. Nel periodo invernale, viceversa, l’aumento della potenza di picco, sebbene comunque non trascurabile, dovrebbe essere più contenuto ($+43 \div 52$ MW nei due scenari).

L'apporto all'andamento dei transiti di potenza sulla rete Edyna dovuto al riscaldamento residenziale nel periodo invernale e del fotovoltaico in quello estivo è ben visibile anche osservando i profili in Figura 31, relativi alla settimana di massimo carico (che dovrebbe cadere a dicembre) e di massima generazione (agosto).

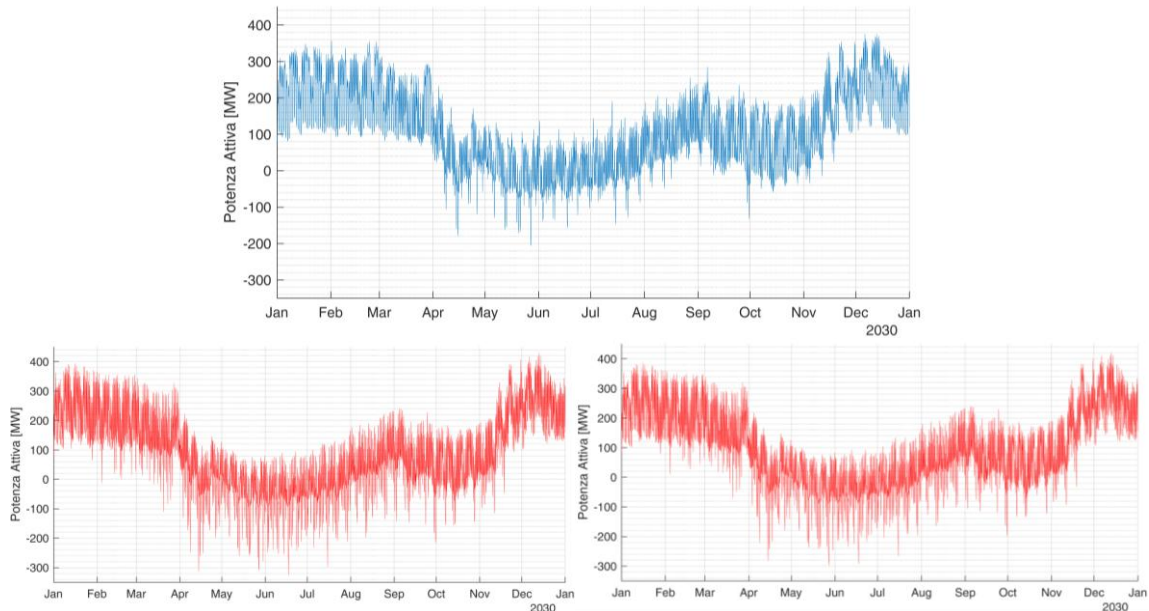


Figura 30: fabbisogno attuale (in blu, sopra) e stimato al 2030 (in rosso, sotto) negli scenari di decarbonizzazione “lento” (sinistra) e “rapido” (destra).

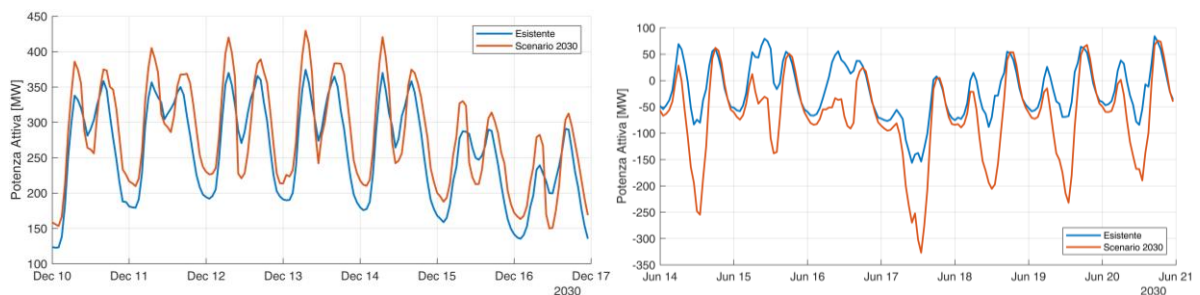


Figura 31: fabbisogno attuale e stimato al 2030 nelle settimane di picco invernale (sinistra) ed estivo (destra) nello scenario di decarbonizzazione “rapido”.

7. *Metodologia di scelta e rappresentazione degli interventi*

Driver

I driver considerati al fine dell'individuazione degli interventi da ricomprendere nel Piano di Sviluppo sono:

- **Transizione energetica:** la **transizione energetica** rappresenta una sfida strategica fondamentale, articolata in due aspetti chiave:
 - **Hosting Capacity:** interventi mirati ad **accogliere e integrare** in rete una quantità sempre maggiore di **energia rinnovabile**, garantendo stabilità e sicurezza del sistema elettrico.
 - **Loadability:** azioni volte a **potenziare la capacità della rete** per rispondere all'aumento della domanda energetica derivante dalla **progressiva elettrificazione dei consumi** (mobilità elettrica, riscaldamento, industria).

Questi interventi sono essenziali per **abilitare un sistema elettrico più sostenibile, resiliente ed efficiente**, in linea con gli obiettivi della transizione ecologica;

- **Resilienza:** la resilienza riguarda tutti gli interventi strategici volti a rafforzare la capacità della rete e dei suoi componenti nel fronteggiare eventi meteorologici estremi e condizioni operative straordinarie. Queste azioni mirano a ridurre il rischio di interruzioni, accelerare i tempi di ripristino e garantire una continuità di servizio sempre più affidabile, anche in scenari critici;
- **Controllo tensione / Gestione energia reattiva:** questa area di intervento comprende tutte le azioni finalizzate a migliorare la qualità del servizio elettrico, garantendo continuità e stabilità dei livelli di tensione. Inoltre, include misure per l'ottimizzazione della gestione dei flussi di energia reattiva, assicurando un funzionamento più efficiente e affidabile della rete;
- **Qualità tecnica (continuità del servizio, ammodernamento asset):** questa categoria comprende gli interventi essenziali per garantire il corretto funzionamento della rete e assicurare una fornitura di energia stabile e regolare. Rientrano in questa area anche le azioni di ammodernamento degli asset e potenziamento della sicurezza della rete, fondamentali per migliorare l'affidabilità e l'efficienza del sistema elettrico;
- **Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazione e innovazione tecnologica:** Questa area comprende gli investimenti strategici volti a supportare nuovi servizi, tra cui flessibilità, servizi ancillari e monitoraggio in tempo reale della rete per una più rapida individuazione dei guasti, con l'integrazione di funzionalità predittive. Gli interventi si basano sulla digitalizzazione degli elementi di rete e sull'adozione di tecnologie avanzate per la diagnostica, migliorando l'efficienza, l'affidabilità e la resilienza del sistema elettrico;

- **Adeguamento impianti, impatto ambientale e sicurezza:** questa categoria comprende gli interventi volti a garantire il miglioramento delle infrastrutture, con particolare attenzione a sicurezza e sostenibilità ambientale.
 - **Sicurezza:** riguarda la protezione di impianti e persone, includendo interventi come il rifacimento di arredi e spazi nelle cabine, adeguamenti in zone sismiche, e interventi necessari per garantire il rispetto delle normative vigenti in materia di sicurezza sul lavoro e protezione degli impianti. Questi aggiornamenti sono essenziali per soddisfare le nuove disposizioni legislative e gli standard di settore.
 - **Impatto ambientale:** prevede azioni mirate alla riduzione dell'impatto ecologico, come la sostituzione di trasformatori con oli minerali a favore di soluzioni biodegradabili, e l'adeguamento alle normative ambientali più recenti. Questi interventi non solo contribuiscono alla sostenibilità del sistema elettrico, ma assicurano anche il rispetto delle nuove leggi e regolamenti ambientali in vigore;

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

Non rientrano, invece, nel campo di applicazione del Piano di Sviluppo gli investimenti relativi a:

- misura in BT, in quanto già inclusi in uno specifico piano (PMS2);
- manutenzione straordinaria non pianificata (interventi post-guasto);
- richieste di gestione utenza (ad esempio, spostamento impianti su richiesta) che non comportano alcun tipo di sviluppo della rete

I criteri di pianificazione

Unificazione della rete MT: resilienza e transizione energetica

L'unificazione della rete di media tensione (MT) rappresenta un passaggio cruciale nell'evoluzione della rete elettrica, indirizzandosi verso una maggiore efficienza, resilienza e sostenibilità ambientale. Come è stato evidenziato nel capitolo relativo agli scenari evolutivi sarà sempre più necessario fare fronte a nuove esigenze energetiche derivanti dal progressivo aumento dell'impiego di fonti rinnovabili parallelamente alla crescente domanda energetica. Queste previsioni impongono un adeguamento delle infrastrutture esistenti. Il passaggio da 16 a 20 kV favorisce l'incremento dei driver relativi alla hosting capacity ed alla loadability, permettendo la distribuzione di potenze maggiori utilizzando parte delle reti esistenti. Di importanza significativa è anche la conseguente eliminazione di tutti quei punti di confine tra le reti gestite a tensioni differenti (cabine 20/16 kV) che comporta vantaggi in termini di impatto e sostenibilità ambientale, di unificazione della rete oltre che ad una riduzione dei costi di gestione e manutenzione.

Controalimentabilità della rete MT: qualità tecnica e resilienza

La controalimentabilità della rete MT è un aspetto cruciale per garantire la continuità del servizio in caso di guasti o disalimentazioni. Sempre più spesso ci si ritrova a dover fronteggiare eventi esterni come fenomeni meteorologici estremi, che possono compromettere l'affidabilità della fornitura. Al fine di migliorare la qualità tecnica e la resilienza della rete, è necessario intervenire in maniera puntuale nelle aree più sensibili, individuando le worst lines e valutando a priori i vantaggi degli interventi programmati. Tipici interventi sono il potenziamento di linee esistenti e la chiusura di anelli elettrici per garantire controalimentazioni rapide ed efficaci.

Interramenti: impatto ambientale, transizione energetica e resilienza

Oltre ad un miglioramento della qualità tecnica e della resilienza della rete, l'interramento delle linee elettriche è una delle soluzioni adottate per ridurre l'impatto visivo e ambientale delle infrastrutture. Sebbene l'interramento comporti un investimento iniziale più elevato, i benefici sono evidenti nel lungo termine: non solo si ha una migliore protezione dagli agenti esterni, ma si ottengono vantaggi considerevoli anche dal punto di vista di gestione del territorio e di riduzione delle interferenze con il paesaggio circostante. In un territorio come quello della provincia autonoma di Bolzano caratterizzato da sette parchi naturali e da una forte vocazione turistica, l'intervento di Edyna per ridurre l'impatto ambientale è decisamente importante.

Inoltre, l'interramento delle linee elettriche è in linea con gli obiettivi della transizione energetica, poiché consente di incorporare in modo più efficiente tecnologie rinnovabili, riducendo la dipendenza dalle fonti fossili e aumentando l'affidabilità delle reti elettriche.

Cabine Primarie: sostituzione dei trasformatori e uso di tecnologie sostenibili

Nelle cabine primarie, la sostituzione dei trasformatori tradizionali con quelli di nuova generazione comporta diversi vantaggi tecnici e ambientali. L'utilizzo di trasformatori a bassa rumorosità e con maggiore capacità di regolazione delle tensioni permette una distribuzione più precisa ed efficiente dell'energia, riducendo al minimo gli sprechi e migliorando la qualità del servizio. Un altro aspetto cruciale riguarda l'eliminazione del gas SF₆ e la progressiva adozione di tecnologie che non utilizzano oli minerali, garantendo così una maggiore sostenibilità ambientale. Questa transizione verso tecnologie più green è fondamentale per ridurre l'impatto ecologico delle infrastrutture elettriche.

Ampliamento degli stalli nelle Cabine Primarie: resilienza e attività di Terna

L'ampliamento degli stalli nelle cabine primarie rappresenta un altro passo importante per aumentare la resilienza del sistema elettrico. L'attività di Terna, in particolare nei progetti di Vandoies e Laion, evidenzia la necessità di adattare le infrastrutture alle crescenti esigenze della rete. Questi interventi permettono di incrementare la capacità di distribuzione dell'energia, migliorando la risposta in caso di

picchi di domanda o guasti ed assicurando una maggiore flessibilità nella gestione delle risorse energetiche.

In conclusione, l'adozione di tecnologie innovative, la transizione verso fonti di energia rinnovabile, e il miglioramento delle infrastrutture MT sono essenziali per costruire una rete elettrica più sostenibile, resiliente e pronta ad affrontare le sfide della transizione energetica. Attraverso un approccio integrato che combina qualità tecnica, sostenibilità e innovazione, è possibile ottenere una rete elettrica moderna e in grado di rispondere alle necessità future.

Le modalità di rappresentazione degli interventi

- interventi in asset alta tensione e cabine primarie di trasformazione alta e media tensione: un intervento per ogni progetto sia per le nuove realizzazioni, che per i rinnovi;
- interventi in asset di media tensione: un intervento per ogni progetto con volume di investimento superiore a 1.000.000€ nel quinquennio del piano;
- interventi in asset media e bassa tensione e cabine secondarie: rappresentazione aggregata per area operativa;
- interventi in media tensione per i centri satellite: rappresentazione aggregata per la Provincia di Bolzano;
- interventi in telecontrollo: rappresentazione aggregata per la Provincia di Bolzano.

Analisi CBA

Modalità di stima dei costi di investimento e dei costi operativi

La stima dei costi di investimento e dei costi operativi rappresenta una fase fondamentale nella pianificazione e gestione dei progetti infrastrutturali. In particolare, la modalità di stima dei costi di investimento comprende l'identificazione e la quantificazione delle risorse necessarie per la realizzazione degli interventi, come l'acquisto di materiali, la manodopera, l'installazione di nuove strutture, e l'implementazione di tecnologie avanzate. Questi costi sono solitamente stimati sulla base di dati storici, analisi di mercato e previsioni tecniche, e possono includere anche margini di contingenza per far fronte a eventuali imprevisti.

I costi operativi, invece, si riferiscono alle spese ricorrenti necessarie per il funzionamento e la manutenzione della rete e delle infrastrutture una volta completati gli interventi. Questi includono costi di gestione quotidiana, manutenzione ordinaria e straordinaria, supporto tecnico, costi energetici e amministrativi.

La modalità di stima dei costi operativi si basa su una valutazione delle attività necessarie per garantire l'efficienza e la sicurezza continuativa del sistema, considerando le pratiche di manutenzione, l'usura dei

componenti, e la necessità di eventuali ammodernamenti. La corretta previsione dei costi di investimento e operativi è cruciale per la pianificazione finanziaria, la sostenibilità economica del progetto e la valutazione dei ritorni sugli investimenti a lungo termine.

Categorie elementari di investimento

<i>Intervento</i>	<i>Costo unitario</i>	<i>Categoria elementare</i>	<i>Incidenza %</i>
Cabina Primaria	6.500 k€ / Cabina	Fabbricato	16%
		Trasformatore AT/MT	27%
		Sezione AT	21%
		Sezione MT	10%
		Telecontrolli e smartizzazione	26%
Centro satellite	1650 k€ / Centro	Satellite Fabbricato	21%
		Sezione MT	25%
		Telecontrolli e smartizzazioni	35%
		Trasformatore MT/MT	19%
Cabina Secondaria	51 k€ / Cabina	Fabbricato	43%
		Sezione elettromeccanica	22%
		Telecontrolli e smartizzazioni	7%
		Trasformatore MT/BT 400 kVA	29%
Linea AT	1430 k€ / km_cavo	Linea AT in cavo	100%
	290-400 k€ / km_aereo	Linea AT aerea	100%
Linea MT	84-397 k€ / km *	Linea MT in cavo	100%
	52-69 k€ / km *	Linea MT aerea	100%
Linea BT	67-325 k€ / km * ²⁵	Linea BT in cavo	100%
	50 k€ / km *	Linea BT aerea	100%
Dispositivo per compensazione energia reattiva/controllo della tensione	50 k€ / reattore	Reattore	100%
	36 k€ / trasformatore	Trasformatore MT/bt con regolatore sotto carico	100%
	38 k€ / regolatore	Regolatore di tensione bt/bt	100%
Prese	3 k€	Prese BT / Armadio di distribuzione	100%
Telecontrollo	5 k€	Sistemi centrali / UP e modulo GSM/GPRS	100%

Pianificazione dei Costi

La pianificazione dei costi è un passaggio cruciale nella gestione efficace di un nuovo progetto. Un aspetto fondamentale di questa pianificazione riguarda l'analisi delle attività da svolgere, specialmente nel capire

* range tra valore minimo e valore massimo calcolato in base a tipo di materiale e tipo di sede stradale

che tipo di infrastruttura stradale attraversare. L'utilizzo della guida ai costi di connessione pubblicata sul sito di Edyna permette di avere un quadro chiaro delle spese previste e di ottimizzare le risorse disponibili.

Utilizzando la guida ai costi di connessione della rete elettrica, è possibile stimare i costi relativi a ciascuna attività. La guida offre tabelle con costi unitari per diverse tipologie di intervento, come il costo per metro di cavo, per la posa in opera di trasformatori, o per i permessi necessari per l'allacciamento. Queste informazioni sono fondamentali per elaborare una previsione di budget accurata e realistica.

In fase di pianificazione, è inevitabile trovarsi di fronte a un compromesso tra la soluzione tecnica da adottare e il budget a disposizione. La guida ai costi aiuta a esplorare diverse opzioni per soddisfare le esigenze del progetto, consentendo una valutazione dei costi a lungo termine rispetto ai benefici tecnici di ciascuna alternativa.

I benefici degli interventi

Questa sezione sarà sviluppata sulla base dei criteri riportati nel documento denominato "Documento di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti", e sarà disponibile entro il 30 giugno.

8. *Le esigenze di sviluppo*

Il Piano di Sviluppo 2025-2030 di Edyna si inserisce in un contesto di rapida evoluzione del settore energetico, caratterizzato dall'aumento della domanda elettrica, dall'integrazione delle fonti rinnovabili e dalla crescente elettrificazione dei consumi finali. Le esigenze di sviluppo della rete derivano quindi dalla necessità di garantire un servizio affidabile, resiliente ed efficiente, supportando al contempo la transizione energetica.

Crescita della domanda elettrica

Negli ultimi anni, si è registrato un incremento significativo dei consumi elettrici, determinato da diversi fattori:

- elettrificazione dei consumi domestici: l'adozione di pompe di calore e sistemi di riscaldamento elettrici sta sostituendo progressivamente le fonti fossili;
- mobilità elettrica: la diffusione dei veicoli elettrici richiede un potenziamento delle infrastrutture di ricarica pubbliche e private.

Questi fattori rendono necessario un potenziamento delle reti di distribuzione, in particolare nelle aree urbane e nei centri industriali.

Sviluppo della generazione distribuita

L'Alto Adige ha visto una crescita esponenziale degli impianti di generazione distribuita, in particolare del fotovoltaico. Dal 2018 al 2024, il numero di impianti FV collegati alla rete Edyna è raddoppiato, raggiungendo le 12.000 unità. Questa tendenza richiede un adeguamento della rete per:

- gestire l'intermittenza delle fonti rinnovabili attraverso soluzioni di accumulo e sistemi di gestione intelligente della domanda;
- rafforzare la rete di bassa tensione, dove si concentra la maggior parte delle connessioni di impianti fotovoltaici;
- integrare nuovi strumenti di monitoraggio e controllo per migliorare la stabilità e la sicurezza della rete.

Maggiore resilienza della rete

L'aumento degli eventi climatici estremi impone un rafforzamento della resilienza del sistema elettrico. Le azioni previste includono:

- interventi di modernizzazione delle infrastrutture, con la sostituzione di linee obsolete e l'adozione di tecnologie avanzate per la gestione della rete;
- miglioramento degli indici di continuità del servizio, riducendo i tempi di disservizio e potenziando le capacità di ripristino;

- adozione di reti intelligenti (smart grid), in grado di gestire in modo dinamico la domanda e l'offerta di energia.

Conclusioni

Le esigenze di sviluppo di Edyna per il periodo 2025-2030 sono guidate dalla necessità di garantire un servizio elettrico efficiente e sostenibile, in linea con le direttive nazionali ed europee. Il potenziamento della rete e l'adozione di soluzioni innovative rappresentano le chiavi per supportare la transizione energetica, rispondendo alle nuove sfide del settore.

9. Interventi pianificati

EDYNA per risolvere le criticità relative alla rete di Alta Tensione ha previsto gli interventi sulla base dei seguenti principi:

- interventi di adeguamento e rinnovo impianti: questi interventi riguardano la ricostruzione, completa o parziale (sostituzione di componenti o apparecchiature o parti di impianto, alla fine della vita utile o tecnologicamente non più adeguate), di Cabine Primarie esistenti;
- interventi per il miglioramento della qualità del servizio: costruzione di nuove Cabine Primarie finalizzate alla riduzione della lunghezza media delle linee MT e all'aumento del grado di controalimentabilità della rete MT.

Inoltre, Edyna ha avuto un ruolo importante nella definizione dei nuovi investimenti di Terna sul territorio dell'Alto Adige/ Suedtiro. Soprattutto nel collegamento del nuovo BBT partecipando attivamente alla concertazione con le realtà locali al fine di ottenere il miglior risultato dell'intervento sul territorio.

Nella figura seguente viene evidenziato il risultato del lavoro svolto.

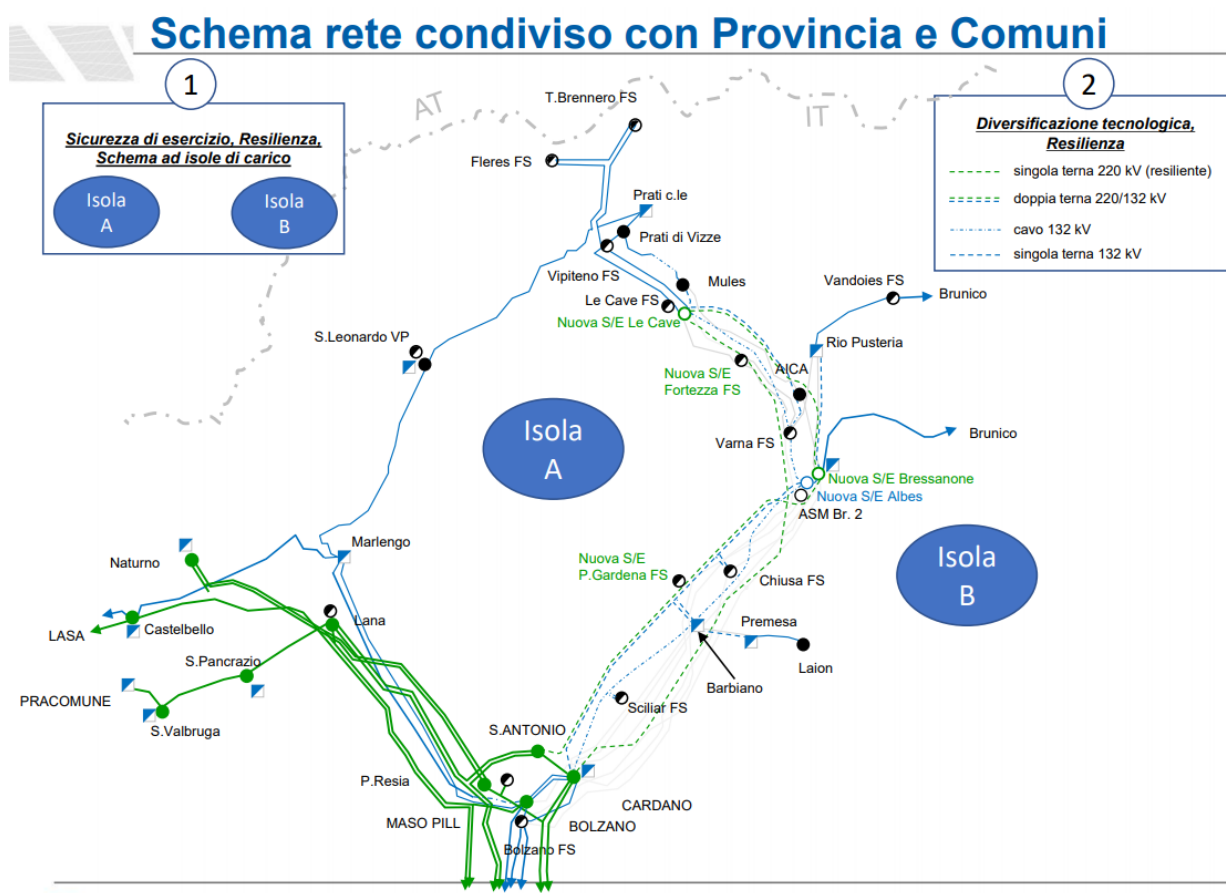


Figura 1 – Fonte Terna riassetto val d’Isarco

Nel piano di sviluppo di Terna è stato inserito anche il collegamento in cavo AT tra CP di Corvara e la CP Laion, al fine di eliminare la situazione di collegamento attuale, che vede le Cabine Primarie ora connesse alla rete AT in antenna.

Per il collegamento in cavo AT Laion – Corvara Terna i lavori sono iniziati nel secondo semestre del 2023 e la conclusione dei lavori è prevista per il secondo semestre del 2025. In questo lavoro Edyna collabora con Terna per interrare alcuni tratti delle proprie linee di media tensione.

Ulteriore importante collegamento in AT è previsto tra l'attuale cabina primaria di Brunico e la futura stazione elettrica di Vandoies.

In relazione a questo ulteriore collegamento, Edyna realizzerà la nuova cabina primaria di Vandoies che permetterà una migliore gestione della rete di MT nella parte bassa di Val Pusteria.

Per gli impianti di competenza della rete di Edyna siamo a riportare i principali interventi

a. Interventi su rete Alta Tensione

- ***Futura CP Barbiano***

A fronte della richiesta del Comune di P.te Gardena per l'interramento della linea 60 kV T848 “Cardano – P.te Gardena”, Edyna ha valutato l'opportunità di realizzare una nuova Cabina Primaria nei pressi della Centrale di Barbiano ora di Alperia (ex Edison), in modo da ottenere un collegamento in entra–esci in cavo AT a 132 kV aumentando così di molto la resilienza dell'impianto primario che attualmente è alimentato in antenna dalla sola linea a 60 kV, che in taluni periodi perturbati registra disservizi con disalimentazioni significative. Allo stato attuale la soluzione tecnica è stata definita ed è stato firmato il precontratto di vendita del terreno e stiamo procedendo con l'iter autorizzativo.

- ***Futura CP Vandoies***

La CP di Rio Pusteria, con una sistemazione provvisoria del trasformatore 130/20 MT presso la vecchia centrale di Rio Pusteria (ex ENEL) e con montanti MT a giorno datati, verrà sostituita da una nuova Cabina Primaria in una zona più baricentrica per il carico passivo individuata nel Comune di Vandoies.

Edyna ha acquistato il terreno e a valle della conclusione dell'iter autorizzativo ha iniziato i lavori di costruzione dell'opera. L'impianto, equipaggiato con una doppia trasformazione per garantire una maggiore capacità di connessione e resilienza, sarà anche il punto di origine di un nuovo collegamento in cavo AT Vandoies – Brunico, rafforzando la rete AT in previsione delle Olimpiadi del 2026.

- ***Futura CP Sesto Pusteria***

Nel piano di sviluppo di Terna è previsto nel corso dei prossimi anni un collegamento in cavo AT fra la CP di Dobbiaco e la Stazione Elettrica di Sillian in Osttirol (Austria) in programma da realizzare, a tale proposito nel corso di marzo 2020 è stato realizzato presso la sede di Edyna un incontro fra Terna e Tinetz per verificare la fattibilità di un possibile collegamento 130/110 kV. Tinetz non ha manifestato un particolare interesse per questo collegamento.

Il nuovo collegamento congiuntamente alla realizzazione di una nuova cabina primaria da parte di Edyna consentirà di migliorare sensibilmente la qualità del servizio della rete nei comuni di Dobbiaco, San Candido e Villabassa garantendo una nuova via di alimentazione di Alta Tensione della porzione di rete in questione. I terreni sono stati individuati e firmati i precontratti di vendita con i proprietari e l'iter autorizzativo è già in corso. La cabina serve a far fronte alle importanti richieste di connessioni in zona per la parte d'innevamento e impianti di risalita.

- ***Futura CP S. Antonio a 220kV***

L'attuale fornitura della città di Bolzano, capoluogo di Provincia, dipende da un unico punto di connessione alla RTN a 220 kV. La realizzazione della nuova cabina primaria a 220 kV presso Sant'Antonio consentirà di integrare un secondo punto di fornitura con la RTN, creando una rete di alimentazione più resiliente con più punti di fornitura indipendenti in alta tensione.

L'unificazione della tensione e la rete magliata garantiranno una maggiore capacità di connessione e un miglioramento della qualità del servizio.

- ***Futura CP Eggen e nuova linea AT a 66kV***

Al fine di migliorare la fornitura della zona sciistica dell'alta val d'Ega, siamo in fase di studio per realizzare una nuova CP a 66 kV con una connessione all'attuale rete esistente in Val d'Isarco. La soluzione di collegamento della cabina primaria alla rete 66 kV di AT di Edyna sarà realizzata in parte potenziando una linea elettrica esistente con cambio tensione a 66 kV e nel restante consistente tratto con la costruzione di un elettrodotto interrato.

L'iter si è avviato con la firma del precontratto per l'acquisizione dell'area della nuova CP. Al momento sono in corso alcuni interventi di realizzazione di prolifere per i futuri cavi AT in collaborazione con l'ufficio strade della Provincia di Bolzano

- **CP Val di Nova – ampliamento**

L'impianto di alta tensione a 66 kV è stato completato e per il cambio di tensione MT, per l'area di Merano, è già stato sostituito uno dei due trasformatori AT/MT. La sostituzione del secondo trasformatore rientra nel progetto presentato per il PNRR Smart Grid

- **CP Dobbiaco**

È in fase di completamento la realizzazione del nuovo stallo trasformatore 130/20 kV 25 MVA, per sopperire al notevole aumento della corrente di guasto a terra e per potenziare la capacità di connessione. L'intervento ha comportato anche l'adeguamento delle bobine di Petersen. I lavori sono ancora in corso.

b. Interventi su rete Media Tensione

Connessioni

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

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

Interventi di adeguamento al carico

Gli interventi più significativi per lo sviluppo della rete MT, finalizzati all'adeguamento al carico, si concentrano principalmente sulla realizzazione di nuove linee MT dedicate, in uscita dalle Cabine Primarie, e sulla creazione di dorsali che garantiscano l'alimentazione dei carichi anche in condizioni di esercizio (N-1).

Quando si prevede il superamento del grado di sfruttamento delle linee MT, vengono pianificati interventi mirati di adeguamento.

In questi casi, le soluzioni tecniche adottate possono includere il potenziamento di tratti di linea esistenti o la realizzazione di raccordi tra linee adiacenti per una migliore redistribuzione del carico.

Interventi per la Qualità del servizio

Gli investimenti finalizzati al miglioramento della qualità del servizio per i clienti finali sono necessari per perseguire gli obiettivi definiti dall'ARERA con delibera 617/2023/R/ee.

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

Provvedimenti con effetto prevalente sulla Durata Cumulata delle interruzioni per cliente BT

I provvedimenti con effetto prevalente sulla durata cumulata delle interruzioni, indipendentemente dal loro numero, riguardano principalmente le tempistiche di rialimentazione, sia parziale che completa, del tratto di rete interessato dal guasto. Questi interventi sono in parte correlati alla durata della singola interruzione.

Le azioni previste nel piano mirano ad aumentare il grado di sezionabilità e rialimentabilità della rete MT, contribuendo anche alla riduzione delle interruzioni prolungate.

Interventi con Effetto Prevalente sul Numero delle Interruzioni per Cliente BT

I provvedimenti finalizzati alla riduzione del numero di interruzioni per cliente BT si concentrano su due aspetti chiave:

- diminuzione del numero di clienti per linea, limitando l'impatto di ogni singolo guasto;
- incremento dell'affidabilità dei componenti di rete, attraverso interventi mirati, menzionati espressamente nel piano solo in casi specifici.

Interventi con Effetto su Numero e Durata delle Interruzioni per Cliente BT

Le azioni previste si articolano in due categorie:

Riduzione della probabilità di interruzione, attraverso interventi di upgrade prestazionale dei componenti di rete, in particolare il miglioramento del livello di isolamento, che include:

- coordinamento dell'isolamento;
- sostituzione delle linee aeree nude con linee in cavo.

Mitigazione degli effetti delle interruzioni, con interventi volti a migliorare la capacità di selezione dei guasti lungo la linea e redistribuire i clienti, tra cui:

- automazione della rete MT;
- realizzazione di nuove linee MT o nuovi elementi di rete per la razionalizzazione della distribuzione.

Queste misure consentiranno di migliorare l'affidabilità complessiva della rete MT, garantendo una maggiore qualità del servizio e una riduzione degli impatti per gli utenti.

c. Interventi su rete Bassa Tensione

Generalità

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

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

In presenza di condizioni di saturazione della rete, le soluzioni di connessione devono necessariamente includere interventi consistenti, eventualmente anche a livello di tensione superiore rispetto a quello al quale è prevista la connessione.

Interventi di adeguamento al carico

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

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

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

Interventi per la Qualità del servizio

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

Inoltre, si prevede di ampliare l'utilizzo, prevalentemente in Ambiti di Alta Concentrazione e comunque in presenza di criticità in tal senso della rete BT, di interruttori BT telecomandati che consentono la diminuzione della Durata cumulata di origine BT.

10. Progetti con finanziamento esterno

Piani PNRR

Edyna ha presentato domanda di ammissione al finanziamento per il bando del PNRR Investimento 2.2 “Interventi per aumentare la resilienza della rete elettrica” (M2C2 2.2) e per il bando finanziamento per il bando del PNRR Investimento 2.1 “Rafforzamento Smart Grid” (M2C2.2.1).

Il progetto presentato per la Resilienza è caratterizzato dalla realizzazione della nuova linea di media tensione interrata per migliorare la fornitura elettrica della val Senales

Descrizione	Attività
Aumento resilienza rete elettrica di distribuzione di Edyna in Val Senales	Il progetto prevede di dismettere l'attuale linea dorsale a 16 kV in conduttore aereo nudo, tra la cabina primaria CP Vernago e la CP Senales, e la realizzazione di una nuova linea dorsale a 20 kV in cavo interrato

e per il bando di rafforzamento Smart Grid sono stati presentati 4 interventi come da elenco:

Descrizione	Attività
Progetto CP Vandoies (ex Rio Pusteria)	Realizzazione della nuova CP Vandoies che avrà nr.2 trasformatori da 25 MVA ciascuno; eliminazione della CP Rio Pusteria che ha 1 trasformatore da 16 MVA
Progetto CP San Leonardo	Installazione di un nuovo trasformatore da 25 MVA in aggiunta all'esistente trasformatore che è sempre da 25 MVA
Progetto CP Val di Nova	Sostituzione del trasformatore da 13 MVA con uno da 40 MVA; attualmente ci sono un trasformatore da 13 MVA e uno da 40 MVA
Progetto linee MT di Sesto (Val Pusteria)	Nuova linea MT che potrà beneficiare dell'aumento della HC e del carico dovuto all'intervento nella CP di Dobbiaco

10. Allegati al Piano di Sviluppo

- Elenco interventi piano
- Schede interventi nominativi
- Guida definizione degli scenari