



**PIANO PER LO SVILUPPO DELLE RETI DI
DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA
ELETTRICA 2023-2027**

(Deliberazione ARERA 296/2023/R/eel)

Sommario

1. Premessa	2
2. Consistenza della rete DEVAL	3
3. Principali esigenze di sviluppo della rete individuate da DEVAL	7
3.1 Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) della Valle d'Aosta al 2030 come termine di riferimento per l'evoluzione del contesto	9
3.2 Altri elementi di attenzione e di interesse	12
4. Stato attuale della rete elettrica	17
4.1 Analisi dei flussi energetici sulla rete di distribuzione in bassa tensione	17
4.2 Analisi dei flussi energetici sulla rete di distribuzione in media tensione	22
4.3 Analisi complessiva dei flussi energetici sulla rete di distribuzione	26
5. Scenari di evoluzione della rete elettrica	36
5.1 Scenari di evoluzione della domanda elettrica	36
5.1.1 Aumento della potenza impegnata a seguito della crescente elettrificazione delle utenze	37
5.1.2 Implementazione di nuove utenze correlate al processo di decarbonizzazione dei centri urbani.....	42
5.1.3 Altri interventi di elettrificazione dei consumi: il comprensorio sciistico di Pila.....	42
5.1.4 Mobilità elettrica	43
5.2 Scenari di evoluzione della generazione distribuita	56
6. Identificazione delle necessità di sviluppo della rete	58
7. Piano degli interventi	60
7.1 Interventi finanziati dalla dall'Unione europea - NextGenerationEU - PNRR, M2C2.2.1 (bando Rafforzamento Smart Grid).....	65
8. Altre linee di azione intraprese da DEVAL a fronte delle esigenze individuate di sviluppo della rete.....	69
9. Analisi preliminare rispetto all'utilità di servizi di flessibilità	71

1. Premessa

Il presente rapporto si configura rispetto a quanto previsto entro l'art. 1 della Deliberazione 296/2023/R/eel dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) dove, per l'anno 2023, ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali è tenuta:

- a) a presentare lo schema del proprio Piano di Sviluppo all'Autorità entro il 30 settembre 2023;
- b) ad avviare contestualmente, o successivamente, una consultazione pubblica sullo schema del proprio Piano di Sviluppo, della durata di almeno 30 giorni;
- c) in esito alla consultazione, a presentare il proprio Piano di Sviluppo all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso della consultazione, entro il 30 novembre 2023, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie contro-osservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate.

Per gli anni successivi, la Delibera stabilisce inoltre che le medesime imprese distributrici presentino lo schema del proprio Piano di Sviluppo all'Autorità entro il 31 marzo di ogni anno dispari (a partire dal 2025), prevedendo una consultazione pubblica della durata di almeno 42 giorni, a valle del quale effettuare l'invio all'Autorità.

Sulla base delle disposizioni di cui sopra, DEVAL S.p.A. ha predisposto il presente documento per la comunicazione e la pubblicazione del suddetto Piano di Sviluppo all'Autorità.

Le informazioni e i dati di seguito potranno subire sensibili variazioni in quanto condizionati in modo preponderante da fattori esterni all'azienda non direttamente controllabili, come ad esempio l'andamento del mercato dell'edilizia, la politica urbanistica dei comuni interessati, l'evoluzione normativa con riferimento all'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, il numero e la tipologia di richieste di connessione sia attive che passive che perverranno negli anni seguenti.

Per gestire al meglio tali elementi esogeni, DEVAL ha avviato una serie di tavoli di confronto con le autorità regionali, le associazioni di categoria (imprese, produttori, consumatori); tali tavoli tecnici hanno evidentemente portato a risultati solo parziali entro il presente rapporto, ovvero il portato utile è principalmente nell'aver consolidato (rispetto a quanto già in essere in passato) e meglio strutturato delle occasioni di confronto e di lavoro collegiale, attività che porteranno a concreti benefici nel corso dei prossimi anni; nelle prossime edizioni del presente report si riporterà quindi con maggior dettaglio le modalità di lavoro e le risultanze del lavoro stesso.

2. Consistenza della rete DEVAL

DEVAL è il principale DSO (Distribution System Operator) della Regione Autonoma Valle d'Aosta, in aggiunta DEVAL esercisce parte della rete in Alta Tensione entro il medesimo territorio; in Tabella 1 si riporta la consistenza della rete ad oggi in esercizio.

Tabella 1. Consistenza della rete esercita da DEVAL (dati aggiornati al 31/12/2022)

Impianti	Estensione rete esercita da DEVAL [km]
Linee in Alta Tensione	56,8
Linee in Media Tensione	1.529,0
Linee in Bassa tensione	2.685,1

In merito alla rete elettrica di distribuzione in media tensione che, come noto, rappresenta l'ossatura principale della rete di distribuzione, questa è esercita ad una tensione nominale di 15 kV e, nel contesto valdostano, è chiamata ad operare in un'area con parametri orografici molto particolari, ovvero un'area montana caratterizzata da vallate (entro cui si concentrano i nuclei abitati e le aree industriali) separata da catene montuose piuttosto importanti.

In conseguenza di tale contesto, confrontando l'orografia regionale (Figura 1) con la distribuzione della popolazione sul territorio (Figura 2) e con la distribuzione territoriale delle linee e dei nodi in media tensione (Figura 3) si ritrova una forte corrispondenza, ovvero gli impianti si concentrano nelle aree a fondo-valle, andando a definire delle linee debolmente magliate fra di loro.

Valutando con attenzione la struttura della rete in media tensione, si nota inoltre come le linee di distribuzione risultino, rispetto alla media nazionale, particolarmente lunghe (a sfiorare la soglia dei 15-20 km). In aggiunta, si anticipa come una serie di utenze importanti, sia attive che passive, sono collocate proprio in aree montane periferiche (ovvero nella parte terminale delle sopracitate lunghe linee di distribuzione), frequentemente a quote importanti, portando ad una sfida tecnologica non marginale.

La rete in media tensione è alimentata da 14 Cabine Primarie (CP) e da 6 Centri Satellite (CSat), rappresentati in Figura 4 con un marker maggiorato; in particolare, in figura i vari nodi MT sono colorati in modo differenziato rispetto all'impianto primario, o al CSat, che li alimenta in assetto standard. Il quadro risultante evidenzia un territorio molto ampio, con un numero rilevante di CP, purtuttavia il numero di utenze servite (con contratto attivo) è limitato a circa 130 mila, per una totale energia distribuita di 909 GWh nel 2022 (comprensiva dell'energia distribuita in alta tensione).

Le esigenze primarie per DEVAL sono quindi correlate ad un corretto esercizio di una rete molto estesa, poco magliata, con larga prevalenza di carichi di modesta entità ma anche con diverse utenze rilevanti.

Tabella 2. Dettaglio sulla consistenza della rete esercita da DEVAL (dati aggiornati al 31/12/2022)

Impianti	Numero
Cabine Primarie AT/MT	14
Centri Satellite	6
Cabine Secondarie MT/BT	1.499
Cabine di sezionamento MT/MT	15
Cabine MT di consegna utenti	210

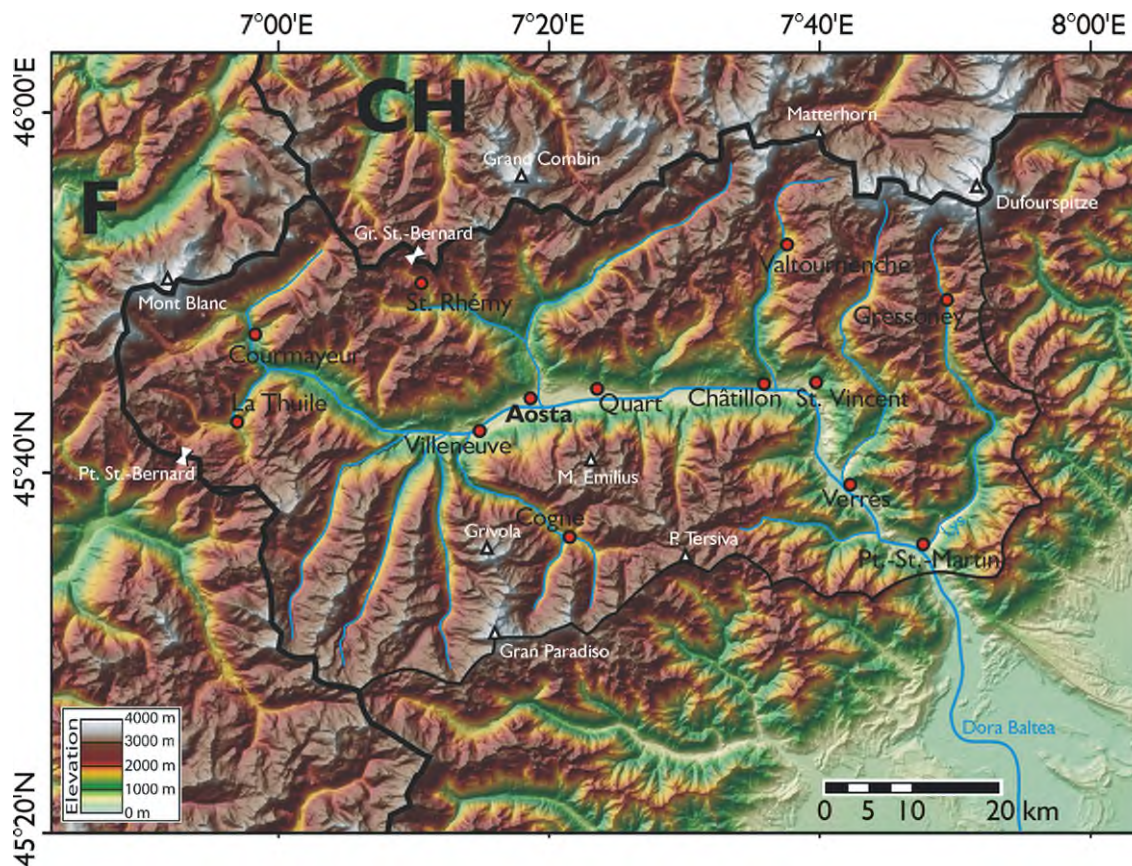


Figura 1. Mappa geografica del territorio valdostano

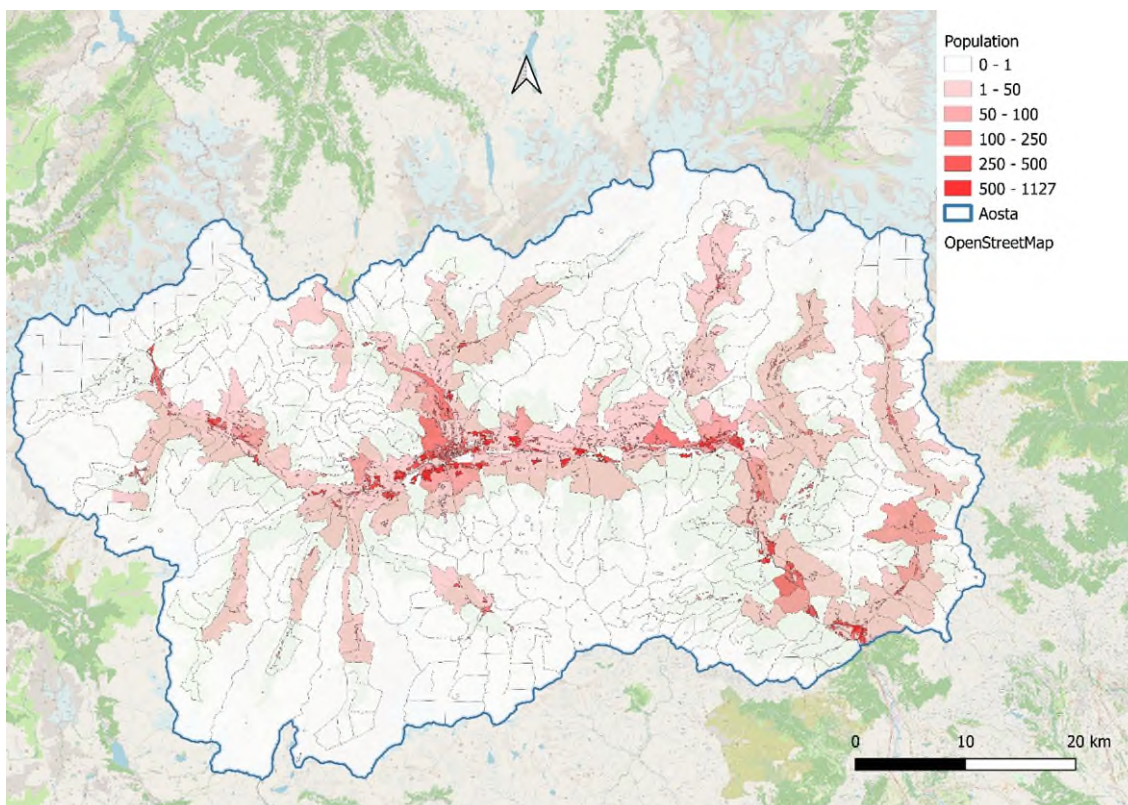


Figura 2. Distribuzione della popolazione entro il territorio valdostano (i valori sono riferiti alle celle censuarie ISTAT)

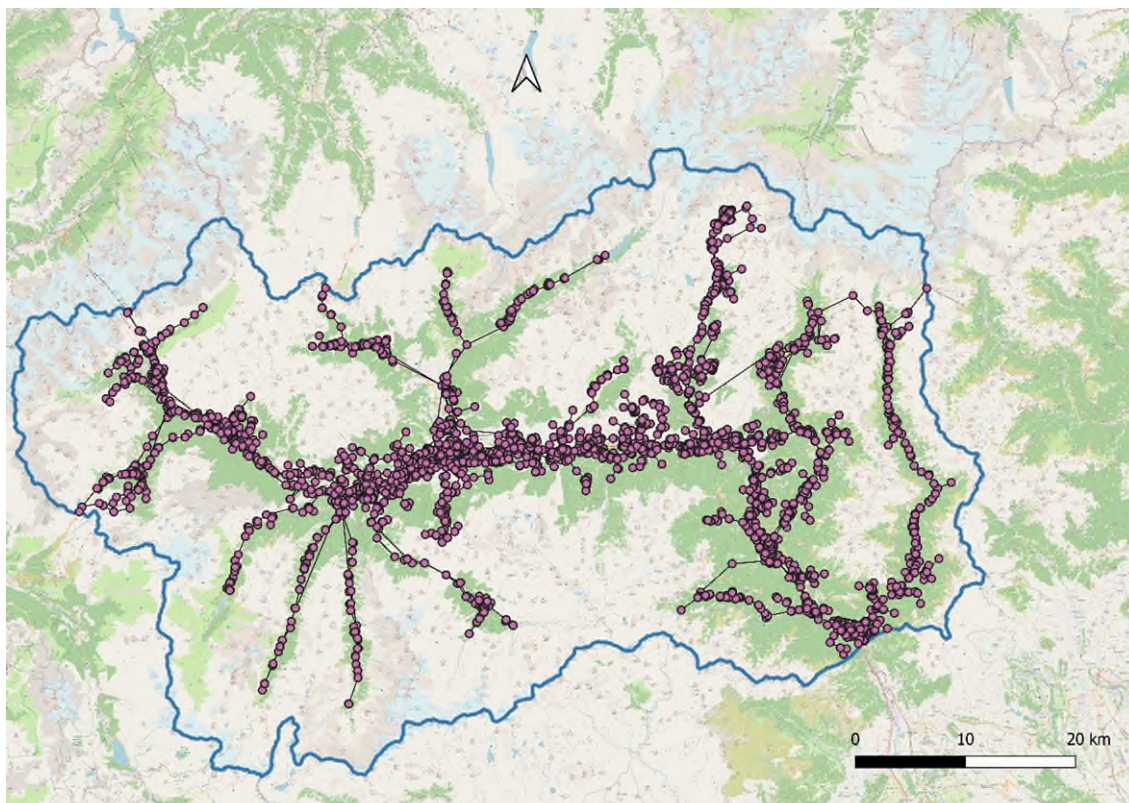


Figura 3. Distribuzione sul territorio delle linee elettriche e dei nodi della rete in media tensione

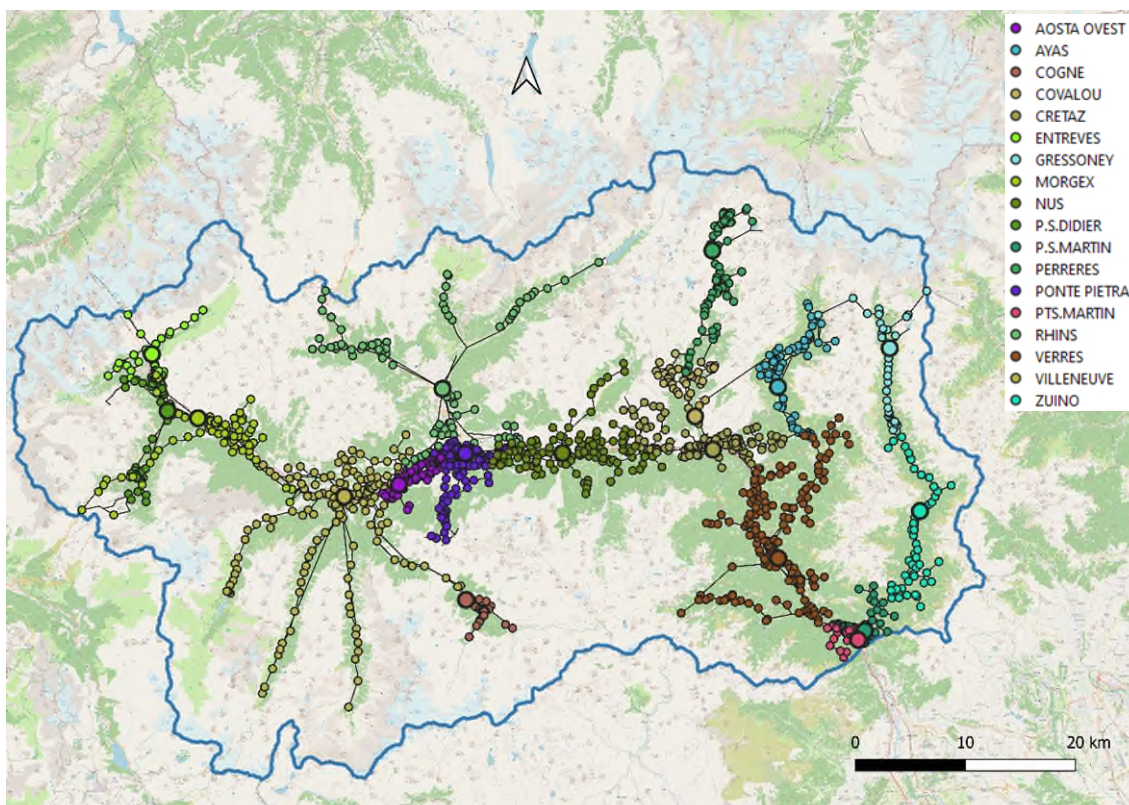


Figura 4. Distribuzione di CP e CSat ad alimentare, in assetto standard, i nodi della rete MT

In merito alla tipologia dei conduttori utilizzati sulle reti elettriche esercite da DEVAL, come dettagliato in Tabella 3, si rileva una presenza importante di linee MT realizzate in cavo

aereo, scelta motivata da esigenze di continuità del servizio, così come si identifica la presenza di linee in cavo interrato, soluzione sempre più utilizzata sia a favore dell'impatto ambientale che della resilienza ad eventi meteo eccezionali, quali forti nevicate.

La rete di distribuzione esercita da DEVAL presenta ovviamente caratteristiche direttamente correlate al contesto in cui è chiamata ad operare, ovvero aree montane a carattere rurale, con bassa densità abitativa (come già evidenziato in Figura 2) e ridotta presenza di insediamenti industriali.

Tabella 3. Dettaglio circa la tipologia delle linee relative alla rete esercita da DEVAL (dati aggiornati al 31/12/2022)

Livello di tensione	Cavo Interrato [km]	Cavo Aereo [km]	Conduttore Nudo [km]
Alta Tensione			56,8
Media Tensione	672,2	111,6	745,2
Bassa Tensione	1.273,6	1.411,1	0,4

3. Principali esigenze di sviluppo della rete individuate da DEVAL

L'attuale contesto in cui sono chiamate ad operare le reti elettriche, a livello internazionale, risulta particolarmente complesso e dinamico, senza precedenti rispetto a quanto avvenuto dagli anni 80 in poi.

Tale affermazione non è da rileggersi solo rispetto al trend evolutivo in essere della generazione diffusa, ovvero della generazione connessa alla rete di distribuzione – fenomeno rilevante dall'anno 2010 in poi, ma anche rispetto al trend atteso per i prelievi energetici correlati alla elettrificazione dei consumi termici (a livello civile e a livello industriale) ed alla elettrificazione dei consumi legati alla mobilità, sia pubblica che privata. In aggiunta, il momento storico in cui siamo chiamati ad operare, a valle della pandemia Covid e della crisi energetica correlata, anche, al conflitto in Ucraina, porta ad uno scenario in cui si assiste a fluttuazioni significative nella disponibilità e nei costi delle materie prime (sia riferendosi ai vettori energetici che alle materie prime in generale), con conseguenti forti variazioni dei prezzi dei beni (si ribadisce che il riferimento non è solo relativo al settore energia) e quindi delle abitudini degli utenti.

Cambiano, di conseguenza, le dinamiche industriali e sociali, i fabbisogni e le criticità; il tutto con una dinamica senza precedenti nella storia moderna, ovvero con la necessità, da parte degli operatori delle infrastrutture, quali DEVAL, di riorganizzarsi al fine di saper rispondere all'evoluzione ed operare nei nuovi contesti in modo efficace e veloce.

Alcune prime risposte, ovvero azioni da intraprendere, sono ben sintetizzate nei programmi europei, nazionali ma anche regionali tipicamente catalogate rispetto alla finalità della **Transizione Energetica**. In tale contesto si ricorda come, già nel 2010, la Commissione Europea, ha proposto la strategia energetica "Europe 2020". Entro tale cappello si inserisce, in tema di clima e ambiente, il famoso pacchetto "20-20-20, che è diventato vincolante tramite la direttiva 2009/28/EC. In ambito europeo si è strutturata una serie di Direttive legislative, che sono state classificate come "Renewable Energy Directive – RED". Nel Novembre del 2014 la Commissione Europea ha poi definito 10 priorità sul tema "Clima, ambiente ed energia", e nel 2015 ha lanciato la "European Energy Union Strategy", entro la quale, il 30 Novembre 2016 si è formulata la proposta "Clean Energy for all Europeans Package" o "Clean Energy Package" (CEP). Tale proposta ha portato a 8 atti legislativi sulle policy europee, fra le quali vi è la Renewable Energy Directive 2018/2001, anche nota come direttiva REDII e la Directive on common rules for the internal market for electricity 2019/944, anche nota come Electricity Market Directive (EMDII). Nei vari stati membri si sono quindi avviati i processi di recepimento ed attuazione delle direttive, processi che hanno portato al quadro regolatorio in essere in Italia, o meglio dire, "in fase di finalizzazione". Il processo non è infatti banale, ma soprattutto non si deve pensare che sia un processo statico, infatti il quadro europeo è, giustamente, in continua evoluzione con l'obiettivo di inseguire e gestire l'evoluzione dello scenario energetico, industriale e sociale; in successione ai passi citati in precedenza si sono poi presentate le iniziative identificate come: "European Green Deal" (2019), Fit for 55, e più recentemente REPowerEU, che hanno definito dei target ancora più ambiziosi, ed hanno proposto modelli di mercato particolarmente aperti.

Si ribadisce che l'evoluzione non è sintetizzabile solo in favore di un mercato incremento nella penetrazione della generazione da fonti rinnovabili, fattispecie comunque di implementazione articolata e complessa, ma anche rispetto all'organizzazione dei mercati, al ruolo degli utenti e quindi anche al ruolo delle reti elettriche, con una evoluzione attesa particolarmente impattante sui sistemi elettrici di distribuzione. La gestione della generazione, dell'accumulo, del dispacciamento, dei servizi ancillari a cui dovranno/potranno contribuire gli utenti finali (anche di piccola e media taglia), la gestione

della mobilità e delle informazioni (ovvero la digitalizzazione verso chi gestisce le infrastrutture ma anche quella, informativa, verso l'utente finale), l'integrazione di nuovi vettori energetici, quali ad esempio l'idrogeno, candidati a consentire la gestione dei nuovi modelli energetici; tutte queste sono le sfide a cui si è chiamati a rispondere.

Per razionalizzare l'analisi, rispetto agli obiettivi nazionali in termini di scenari energetici, è indispensabile valutare i dati specifici della Regione Autonoma Valle d'Aosta, ovvero, per quanto di pertinenza di DEVAL, i dati relativi alla penetrazione in essere della produzione da fonti rinnovabili, ai consumi elettrici e al loro trend negli anni recenti.

Partendo proprio dai consumi, nella seguente Tabella 4 si riporta, dall'anno 2017 ad oggi, l'andamento dei prelievi energetici relativi agli utenti passivi connessi alla rete di distribuzione esercita da DEVAL. L'analisi porta ad evidenziare un trend sostanzialmente stabile in merito alla totale potenza impegnata, di poco superiore ai 500 MW, ovvero di modesta entità (caratteristica, come già evidenziato, tipica della regione in analisi), con un assorbimento energetico che ha addirittura registrato una lieve contrazione, dai 581 GWh del 2017 ai 546 GWh del 2022. In merito ai prelievi si nota, in particolare, come la contingenza correlata alla pandemia ed alla crisi energetica abbia comportato una contrazione dei consumi di poco al 7% (prendendo come riferimento il dato al 2019).

Si ritrova quindi uno scenario in cui l'elettificazione dei consumi (per esigenze di riscaldamento, di mobilità e/o altro) non è ancora rilevante, ovvero le attività di efficientamento dei consumi e le fluttuazioni congiunturali degli stessi hanno ad oggi un peso prevalente.

Risulta quindi particolarmente complesso, in una fase così embrionale, valutare come e con quale dinamica si assisterà ad una evoluzione dei consumi elettrici, considerazione che evidenzia la necessità di un approfondimento in materia.

Tabella 4. Andamento storico dei consumi elettrici da parte degli utenti passivi eserciti da DEVAL (dati aggiornati al 31/12/2022)

Anno	Potenza (MW)*			Energia (MWh)			Tipo di Dato
	MT	BT	Totale	MT	BT	Totale	
2017	66,89	506,24	573,13	228.947	352.313	581.260	Consuntivo
2018	64,66	506,95	571,61	219.443	326.340	545.783	Consuntivo
2019	65,44	508,81	574,25	213.719	312.939	526.658	Consuntivo
2020	57,96	503,07	561,03	187.554	322.327	509.881	Consuntivo
2021	56,38	509,68	566,05	189.357	335.286	524.643	Consuntivo
2022	62,30	518,86	581,15	206.705	339.034	545.738	Consuntivo

*La Potenza riportata nella tabella è determinata al netto degli utilizzi per illuminazione pubblica distribuita in media e bassa tensione, al netto degli usi propri di distribuzione e trasmissione e al netto dei rivenditori.

** La Potenza riportata nella tabella è determinata al netto degli utilizzi per degli usi propri di distribuzione e trasmissione e al netto dei rivenditori.

In merito alla evoluzione della produzione da fonti rinnovabili, in particolare da generazione distribuita, pure l'analisi non è immediata, il territorio valdostano è infatti, storicamente, caratterizzato da una ricca produzione idroelettrica, viceversa la fonte fotovoltaica, eolica e la biomassa hanno, ad oggi, una presenza molto limitata.

In Tabella 5 si riporta il trend delle connessioni, e dell'energia immessa, relative agli utenti attivi. I dati registrati portano ad evidenziare, valutando quanto in essere sulla sola rete di distribuzione (ovvero non considerando le importanti centrali idroelettriche di grande taglia che pure caratterizzano il contesto valdostano), una regolare crescita di impianti attivi e di energia immessa sulla rete in media tensione, arrivando ad un contributo energetico di fatto pari (come integrale annuo) al fabbisogno dettagliato in Tabella 4; tale contributo è appunto

da associarsi alla fonte idroelettrica.

Viceversa, a livello di rete di distribuzione in bassa tensione, il numero di impianti presenti e il loro contributo energetico è limitato e con un trend che evidenzia una crescita piuttosto lenta (dall'anno 2017 all'anno 2022 l'incremento del contributo energetico fornito da tali impianti è inferiore ai 6 GWh).

In prospettiva, per quanto attiene alla pianificazione delle infrastrutture energetiche in capo a DEVAL, emerge quindi come anche a livello di generazione da fonti rinnovabili l'analisi non sia immediata, ovvero è necessario valutare con attenzione se e quanto la produzione da fonte idroelettrica (tramite centrali connesse alla rete in Media Tensione) potrà ancora crescere e, soprattutto, quale ruolo (in termini quantitativi) e con quale dinamica (in termini temporali) potrà crescere (rispetto ai valori attuali "assolutamente minori") la produzione da impianti di piccola taglia (connessi alla rete in bassa tensione), impianti che ragionevolmente saranno basati sulla fonte fotovoltaica. È rilevante osservare come tali due fattispecie comportano un impatto sul sistema di distribuzione totalmente diverso, quindi con diverse esigenze di evoluzione dello stesso, complicando la valutazione e giustificando, anche in tale direzione, un opportuno approfondimento.

Tabella 5. Andamento storico delle immissioni relative agli utenti attivi eserciti da DEVAL (dati aggiornati al 31/12/2022)

Tutte le fonti							
Anno	Numero connessioni (numero progressivo)			Energia prodotta (MWh)			Tipo di dato
	MT	BT	Totale	MT	BT	Totale	
2017	125	1.908	2.033	357.649	20.822	378.471	Consuntivo
2018	136	2.011	2.147	469.411	21.705	491.116	Consuntivo
2019	142	2.095	2.237	397.553	21.707	419.260	Consuntivo
2020	147	2.206	2.353	417.431	22.542	439.973	Consuntivo
2021	148	2.342	2.490	407.824	25.158	432.982	Consuntivo
2022	158	2.729	2.887	367.574	26.216	393.790	Consuntivo

Ne emerge chiaramente come, andando ad analizzare il contesto valdostano, risulti indispensabile identificare la forte connotazione territoriale che lo caratterizza, ovvero quanto si ritrova nelle delibere europee e nazionali non può essere meccanicisticamente applicato al caso della Valle d'Aosta in ragione delle peculiarità energetiche, industriali e sociali di tale area; viceversa è necessario un attento processo di adattamento e contestualizzazione territoriale.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) della Valle d'Aosta al 2030 (PEAR, https://www.regione.vda.it/energia/pianificazione_energetica_regionale/default.i.aspx) è stato quindi preso come fonte primaria per l'analisi del contesto e, ancor più, DEVAL e le autorità regionali hanno avviato già da diversi anni un percorso di scambio informativo e di confronto costruttivo in merito alla progettazione e gestione delle infrastrutture energetiche nella regione.

3.1 Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) della Valle d'Aosta al 2030 come termine di riferimento per l'evoluzione del contesto

In merito agli scenari di evoluzione dei consumi, di evoluzione della generazione da fonti rinnovabili e, in generale, agli obiettivi in tema di bilanci energetici, il PEAR VDA 2030 ha definito e consolidato una strategia energetica ambiziosa, sintetizzabile nei seguenti punti cardine:

- raggiungimento di una condizione di neutralità climatica entro l'anno 2040, ovvero 10 anni prima dei target europei;
- riduzione del 12% dei consumi finali netti rispetto allo scenario 2019;
- aumento del 12% della produzione locale da FER rispetto allo scenario 2019;
- riduzione delle emissioni di GHGS del 34% rispetto al 2017.

Al fine del raggiungimento di tali obiettivi è ragionevole aspettarsi specifiche politiche energetiche, dirette e indirette, ovvero è ragionevole aspettarsi una evoluzione (dei punti elencati) anche molto più veloce rispetto a quanto sarebbe ragionevole aspettarsi in scenari di libero mercato.

Entro il PEAR si evidenziano inoltre alcune fattispecie di rilievo rispetto al contesto valdostano, sinteticamente elencate nel seguito, da tenere in opportuna considerazione nel disegno del piano di sviluppo della rete elettrica di distribuzione:

- nel territorio regionale si ha la presenza di una dorsale di trasporto del gas in alta pressione, gestita dalla Società Nazionale Metanodotti (Snam), che si sviluppa da Pont-Saint-Martin fino a Pollein. La rete di distribuzione si sviluppa per circa 359 km e sottende 21.366 punti di riconsegna (PdR) distribuiti su 24 comuni (Aosta, Arnad, Bard, Brissogne, Chambave, Charvensod, Châtillon, Donnas, Fénis, Gressan, Hône, Issogne, Nus, Pollein, Pontey, Pont-Saint-Martin, Quart, Saint-Christophe, Saint-Pierre, Saint-Vincent, Sarre, Verrayes, Verrès, Villeneuve). Purtroppo, come dettagliato nel PEAR, si precisa che, generalmente, la rete non serve l'intero territorio comunale, limitandosi spesso alle zone della valle centrale che non si discostano eccessivamente dalla dorsale di trasporto (Figura 5).

A marzo 2018 sono state avviate le procedure per l'affidamento in concessione del servizio nell'ambito territoriale della Valle d'Aosta, prevedendo altresì l'estensione della rete in comuni già metanizzati e la realizzazione di nuovi tratti di rete in comuni non metanizzati (in particolare è prevista la metanizzazione dei comuni di Aymavilles, Arvier, Avise, Champdepraz, Courmayeur, Jovençon, La Salle, Montjovet, Morgex, Pré-Saint-Didier, Saint-Marcel, Valtournenche, Antey-Saint-André, Gignod, Roisan, Torgnon e Saint-Oyen). Si registrano inoltre progetti di iniziativa privata che hanno proposto la realizzazione di metanodotti per il trasporto in alta pressione in alcune vallate laterali, quali: il metanodotto Pollein-Pila-Valdigne, il metanodotto Verrès-Ayas, il Metanodotto Pont-Saint-Martin – Gressoney.

Il processo di metanizzazione in essere prevede quindi di sostituire i combustibili fossili più inquinanti (gasolio e olio combustibile) in favore del metano.

Eventuali processi di elettrificazione dei consumi per il riscaldamento (domestico e industriale), in termini di impatto sul territorio e velocità di implementazione, devono quindi essere pesati rispetto al processo di metanizzazione in essere.

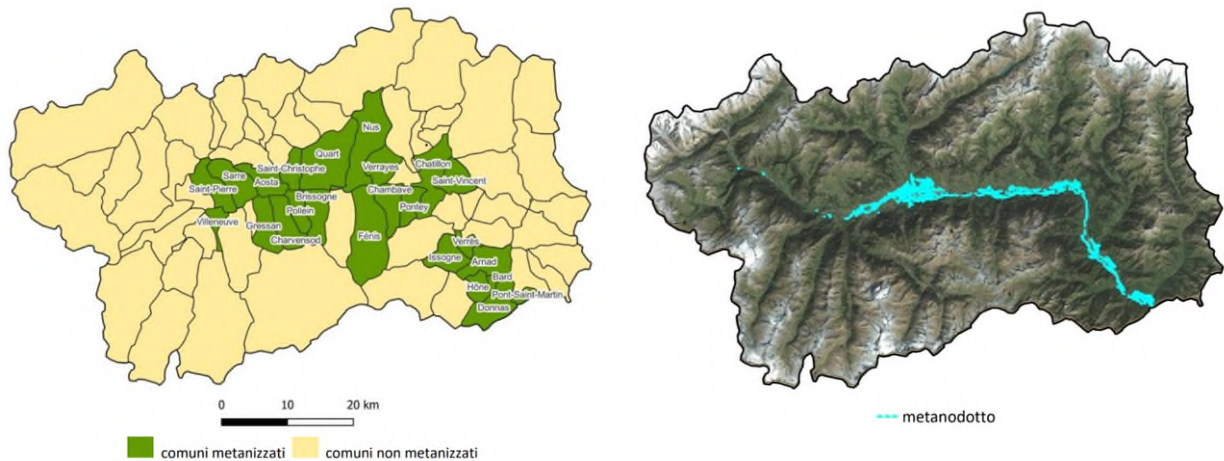


Figura 5. Dettaglio della rete di trasmissione e distribuzione del gas nella Regione Autonoma Valle d'Aosta (fonte PEAR VdA 2030)

- Nel territorio regionale si ha la presenza di otto impianti di teleriscaldamento ubicati nei comuni di Pollein, Morgex, Pré-Saint-Didier, Gressan (fraz. Pila), La Thuile (due impianti), Aosta e Valtournenche (fraz. Breuil Cervinia). Questi sono alimentati da Biomassa, Gasolio e da Gas Naturale, per una potenza termica complessiva di circa 170 MW termici e 10 MW elettrici.

La presenza e la diffusione di impianti di teleriscaldamento, ovviamente, impattano direttamente sulla possibile penetrazione (e sulla velocità di diffusione) di eventuali tecnologie elettriche preposte al riscaldamento degli ambienti domestici.
- In merito al tema della mobilità elettrica, il PEAR ben evidenzia come la conformazione del territorio valdostano non si presta a soluzioni di mobilità pubblica basate sulla tecnologia elettrica. Analisi specifiche, basate sulle caratteristiche (lunghezza tratta e dislivello) delle linee pubbliche in essere sono risultate incompatibili con i prodotti commerciali ad oggi disponibili, né si prevede che vi possano essere utili evoluzioni nel breve termine. Viceversa, nel breve-lungo termine, il vettore idrogeno è stato identificato come quello eventualmente (ovvero da validare rispetto ad implementazioni in campo) più adatto al contesto valdostano.

Eccezione a quanto sopra, si segnala il processo (in essere) di elettrificazione della linea ferroviaria Ivrea-Aosta, processo che porta alla necessità di implementazione di nuovi punti di consegna in media tensione (come meglio descritto nel seguito del documento). Entro il presente piano di sviluppo della rete elettrica di distribuzione, di conseguenza, l'attenzione è stata focalizzata al tema della mobilità dei mezzi privati.
- In merito al vettore idrogeno non si hanno, ad oggi, evidenze particolari rispetto a progetti strutturati di valorizzazione di tale risorsa nel breve termine. Grazie ai finanziamenti del PNRR si stanno sviluppando in Regione Autonoma Valle d'Aosta due progetti pilota, una nell'area comunale di Aosta, l'altro nell'area comunale di Châtillon. Tali progetti, ad oggi, si configurano come dei semplici utenti che richiedono una connessione "standard" alla rete elettrica di distribuzione. DEVAL andrà a valutare l'evoluzione di tali progetti al fine di definire possibili criticità di integrazione nella rete di distribuzione, ovvero al fine di valutare come meglio gestire, in prospettiva, le tecnologie associate al vettore idrogeno.

In sintesi, valutando quanto riportato nel PEAR VDA 2030, lato consumi relativi al settore residenziale si auspicano interventi di efficientamento soprattutto centrati sulla riqualificazione del sistema edificio-impianto, con una riduzione del fabbisogno energetico stimata del 20% ed un incremento della penetrazione del teleriscaldamento stimata al 25%.

In merito al settore terziario, parimenti, ci si aspettano interventi simili, con un target di efficientamento dei consumi pari al 20% ed una penetrazione del teleriscaldamento stimata al 29%, ovvero superiore a quella del settore residenziale.

In merito al settore industriale e agricolo l'obiettivo di efficientamento è soprattutto in termini di riduzioni di consumi di gasolio, sempre correlate (come driver principale) a interventi di riqualificazione degli edifici e, in parte, dei processi produttivi.

In merito al settore dei trasporti si ipotizza un'importante azione di *fuel switch* in favore del vettore elettrico, con un target, relativo ai mezzi usati dai privati e dalla PA, pari a 15 000 auto elettriche in circolazione entro il 2030.

In merito a quanto sopra, si sottolinea come DEVAL non ha informazioni più di dettaglio rispetto a quanto elaborato dagli uffici preposti della Regione, il ruolo coperto è quindi stato quello di un ente aperto alla collaborazione, allo scambio di dati ed al confronto, ruolo che si andrà a consolidare e rafforzare nei prossimi anni, lavorando costruttivamente per identificare la migliore risposta e le migliori modalità e strumenti di incentivazione della transizione energetica.

Rispetto alla fattispecie "pompe di calore", entro il PEAR VDA 2030 si ipotizza una crescita pari a, circa, il 700% in più rispetto a quanto in esercizio al 2019, con un contributo sui consumi energetici totali pari a circa 187 GWh. Seppure la crescita stimata sia importante, in ragione di quanto descritto in precedenza (ovvero crescita della rete di distribuzione del gas, interventi principalmente concentrati sull'efficientamento degli edifici, crescita della penetrazione del teleriscaldamento), il livello finale di penetrazione che viene stimato risulta essere non particolarmente elevato, soprattutto per quanto riguardo il settore residenziale privato.

In merito allo sviluppo di nuovi impianti di generazione, il PEAR VDA 2030 ipotizza un rafforzamento della produzione idroelettrica grazie a 13,7 MW da nuovi impianti e a 15,4 MW derivanti dal potenziamento di impianti esistenti, ma soprattutto si prevede un incremento della produzione da fonte fotovoltaica grazie ad una potenza, da impianti di nuova connessione, per un totale di 156 MW (si ricorda che il target definito nel PEAR è relativo allo scenario al 2030).

Altre tecnologie da fonte rinnovabile sono invece ipotizzate con un ruolo, ovvero con potenze installate, minore.

In ragione dei dati a disposizione di DEVAL, la crescita attesa per la risorsa idroelettrica pare realistica. Essa andrà ad impattare prevalentemente sulla rete di distribuzione in media tensione, si rimanda alle successive sezioni di questo report per approfondimenti specifici sugli impianti/apparati maggiormente coinvolti.

In merito alla crescita della produzione fotovoltaica il dato, seppure compatibile con la disponibilità di coperture utili alla realizzazione di tali impianti, pare più complessa da validare. Tale produzione fotovoltaica impatterebbe principalmente sulla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione, secondo modalità ad oggi complesse da prevedere. Ancor più complesso, in ragione delle incertezze temporali e spaziali relativi alla localizzazione e taglia di tali impianti (si ricorda come, ad oggi, la potenza installata è di poche decine di MW – la stima di 156 MW di nuovi impianti corrisponde quindi a percentuali di incremento a tripla cifra), è pianificare lo sviluppo della rete con anni di anticipo. La logica adottata da DEVAL, dettagliata nel prosieguo di questo rapporto, è quindi quella di eseguire un attento monitoraggio della reale evoluzione che si registrerà sul sistema, con l'obiettivo di una pronta valutazione delle criticità, già quando queste saranno solo in fase embrionale.

3.2 Altri elementi di attenzione e di interesse

L'attuale contesto regolatorio e tecnologico porta ad una serie di elementi di attenzione che le società di distribuzione devono attentamente valutare ai fini di una corretta pianificazione della rete elettrica.

Nel seguito si elencano i temi ritenuti di principale interesse, riportando per ognuno una breve descrizione dello status quo e delle potenziali criticità entro il contesto valdostano:

- I **sistemi di accumulo**, volutamente non analizzati nei paragrafi precedenti, costituiscono un elemento di rilevante interesse. In linea teorica, i sistemi di accumulo di piccola taglia consentirebbero l'incremento dell'autoconsumo locale, portando a benefici economici per l'utente, ma anche a benefici tecnici per la rete, dato che questa avrebbe una riduzione dei picchi di immissione negli orari di punta e dei flussi di potenza verso il carico nelle ore serali e notturne. Inoltre, in prospettiva, nello scenario in cui, grazie all'attuazione del **nuovo dispacciamento elettrico** (Del. 345/2023/R/eel), gli utenti dotati di accumulo saranno abilitati alla fornitura di servizi di supporto alla rete elettrica, i benefici potrebbero estendersi al supporto del sistema elettrico nel suo complessivo, fornendo elasticità a favore della sicurezza dell'esercizio. In merito ai sistemi di accumulo di grande taglia, si possono produrre valutazioni in merito ai potenziali servizi di rete da questi erogati del tutto simili. Purtroppo andando ad analizzare il numero e la taglia dei sistemi di accumulo ad oggi installati sulla rete esercita da DEVAL, Figura 6, ed alla totale potenza nominalmente disponibile per ogni area comunale, Figura 7, si evidenzia uno scenario caratterizzato da un numero ancora limitato di apparati, con potenze nominali limitate, tranne pochissime eccezioni, sotto i 100 kW. Nello scenario attuale si ritiene quindi oggettivo concludere che i sistemi di accumulo in essere sono una risorsa ancora troppo limitata per poter essere utilmente valorizzata anche ai fini dell'esercizio della rete elettrica. In prospettiva si auspicano politiche energetiche (nazionali e regionali) e strumenti di incentivazione che promuovano una maggiore penetrazione degli apparati per l'accumulo energetico, fattispecie che potrebbe essere molto importante per consentire l'ambizioso programma di evoluzione della produzione fotovoltaica descritto nei paragrafi precedenti.
- La gestione dei **flussi di energia reattiva**, a livello nazionale, è sempre più oggetto di attenzione, con particolare riferimento ai flussi capacitivi. A riguardo, l'ARERA ha recentemente promosso un'attività di coordinamento tra Terna e le imprese distributrici direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale finalizzata alla pianificazione degli interventi per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva. Nella fattispecie valdostana, tuttavia, il problema dei flussi reattivi non è, ad oggi, critico. DEVAL ha avviato una specifica campagna di monitoraggio e di correzione del comportamento degli utenti connessi alla rete in media tensione; in aggiunta si stanno definendo specifici accordi con alcuni produttori idroelettrici (produttori che gestiscono centrali idroelettriche di taglia rilevante, ovviamente riferendosi alla fattispecie delle reti di distribuzione), andando a regolare il fattore di potenza al punto di connessione. In prospettiva la regolazione dei flussi di potenza reattiva anche da parte dei generatori collegati alla rete tramite convertitori statici, fattispecie che, ancora una volta, è da correlarsi agli ambiziosi piani di sviluppo della produzione fotovoltaica, si ritiene che possa essere una risorsa molto importante per consentire un corretto esercizio della rete di distribuzione, andando ad abilitare regolazioni evolute dei profili di tensione, oltre che uno strumento utile (anche in presenza di una importante produzione FER) al contenimento dei flussi reattivi.
- L'abilitazione degli utenti a fornire servizi richiede una sempre maggiore e pervasiva

digitalizzazione della rete di distribuzione elettrica, da attuarsi mediante l'integrazione di tecnologie informatiche e di telecomunicazione innovative. L'obiettivo a tendere è abilitare l'infrastruttura elettrica a veicolare, congiuntamente ai flussi di potenza, anche massive quantità di dati. Lo scambio di informazioni tra tutti i componenti e soggetti coinvolti è un fattore essenziale anche al fine di supportare l'applicazione alla rete di algoritmi di controllo, gestione e protezione innovativi. Il centro di controllo del DSO rappresenta il cuore di questa evoluzione, infatti al suo interno, tramite i cosiddetti Distribution Management System, potranno essere implementate logiche e strategie evolute di gestione e telecontrollo della rete. In prospettiva, in grado di replicare fedelmente la rete fisica all'interno del mondo digitale, consentendo all'operatore di conoscerne nel tempo reale lo stato di funzionamento, individuare eventuali criticità di esercizio, e fornire possibili soluzioni ai problemi riscontrati. Il nuovo paradigma riguarderà però anche gli apparati da installare lungo linea e presso le sottostazioni: dispositivi di protezione, controllo e monitoraggio di nuova generazione consentiranno, da un lato, di conoscere nel dettaglio il comportamento della rete nelle varie condizioni di esercizio e, dall'altro, di implementare nuove strategie di protezione e automazione utili a ridurre l'impatto dei disservizi e migliorare la continuità del servizio degli utenti. Infine, anche gli utenti dovranno diventare parte attiva nella gestione della rete, fornendo in primis informazioni relativamente al loro comportamento attuale e atteso, e anche consentendo di attuare, quando necessario, comandi di regolazione. L'abilitazione della comunicazione da/verso gli utenti implica che le infrastrutture del Distributore siano "pronte" a ricevere ed inviare le informazioni necessarie, ma è anche essenziale che siano predisposti tutti gli apparati necessari presso gli utenti e questi siano dotati di un adeguato grado di interoperabilità. In questa direzione, si annoverano i passi fatti recentemente dalla normativa tecnica, con la norma CEI 0-16, che ha specificato il Controllore Centrale di Impianto, la cui installazione è stata resa obbligatoria su alcune tipologie di impianti (Del. 540/2021/R/eel). Sviluppi sono attesi inoltre in un prossimo futuro anche sulla bassa tensione con il Controllore di Infrastruttura di Ricarica (norma CEI 0-21).

- Rispetto al tema della digitalizzazione della rete, una delle maggiori spinte allo sviluppo e al rinnovamento della rete è rappresentata dalla necessità di soddisfare le esigenze di **continuità del servizio**. Come già introdotto, in prospettiva lo sfruttamento dei servizi di regolazione erogati dagli utenti permetterà di ottenere una serie di vantaggi; ovviamente, gli investimenti in apparati di monitoraggio e protezione ed il rinnovamento degli apparati esistenti sono elementi a cui porre attenzione.

DEVAL, pur operando in un contesto complesso, ovvero caratterizzato da una rete poco magliata, con feeder molto lunghi e bassa densità di carico, ha sempre posto il tema della qualità ed affidabilità del servizio come un obiettivo primario. Gli investimenti recenti in tale direzione, ad esempio il passaggio all'esercizio della rete di distribuzione tramite la logica del Neutro Compensato, testimoniano tale attenzione. I risultati ottenuti, riportati in Tabella 6; si nota una certa oscillazione delle prestazioni nel tempo, elemento facilmente giustificabile in ragione dell'incidenza di eventi atmosferici particolari piuttosto che da eventi (cfr. guasti) specifici di particolare entità, purtroppo i risultati stessi sono molto migliori degli standard definiti da ARERA. DEVAL procederà quindi nel solco tracciato, con l'obiettivo di consolidare, e ove possibile migliorare, l'esercizio della rete di distribuzione.

Le soluzioni ad oggi in fase di studio prevedono anche la realizzazione di nuovi rami di riconfigurazione della rete e di nuove Cabine Primarie, elementi utili a rendere più duttile l'esercizio del sistema.

- Infine, un ultimo elemento di attenzione è quello costituito da nuovi paradigmi di aggregazione della generazione e dei carichi, quale quello costituito dalle **Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)**. Tramite di esse, vi sarà l'opportunità di promuovere forme di aggregazione e cooperazione tra i cittadini per la produzione e il consumo di energia da FER. La valenza delle CER è anche di carattere sociale, in quanto potrebbero anche essere sfruttate come strumento per dare sostegno a famiglie in condizioni di povertà energetica, piuttosto che per promuovere comportamenti virtuosi sotto il profilo ambientale.

Purtuttavia il quadro regolatorio non è ancora consolidato e, si ritiene, i prossimi mesi (ovvero il secondo semestre 2023 e il primo semestre 2024) risulteranno fondamentali per valutare esattamente quale ruolo le CER possano ricoprire nell'ecosistema energetico nazionale.

Nell'immediato, invece, risulta molto importante operare affinché gli enti, pubblici e privati, possano essere correttamente informati sugli obiettivi definiti alla base dei modelli di CER, sui vantaggi conseguibili, sia a livello economico che ambientale che sociale. In tale ottica DEVAL sta collaborando a vari livelli nel contesto valdostano, supportando le varie campagne informative.

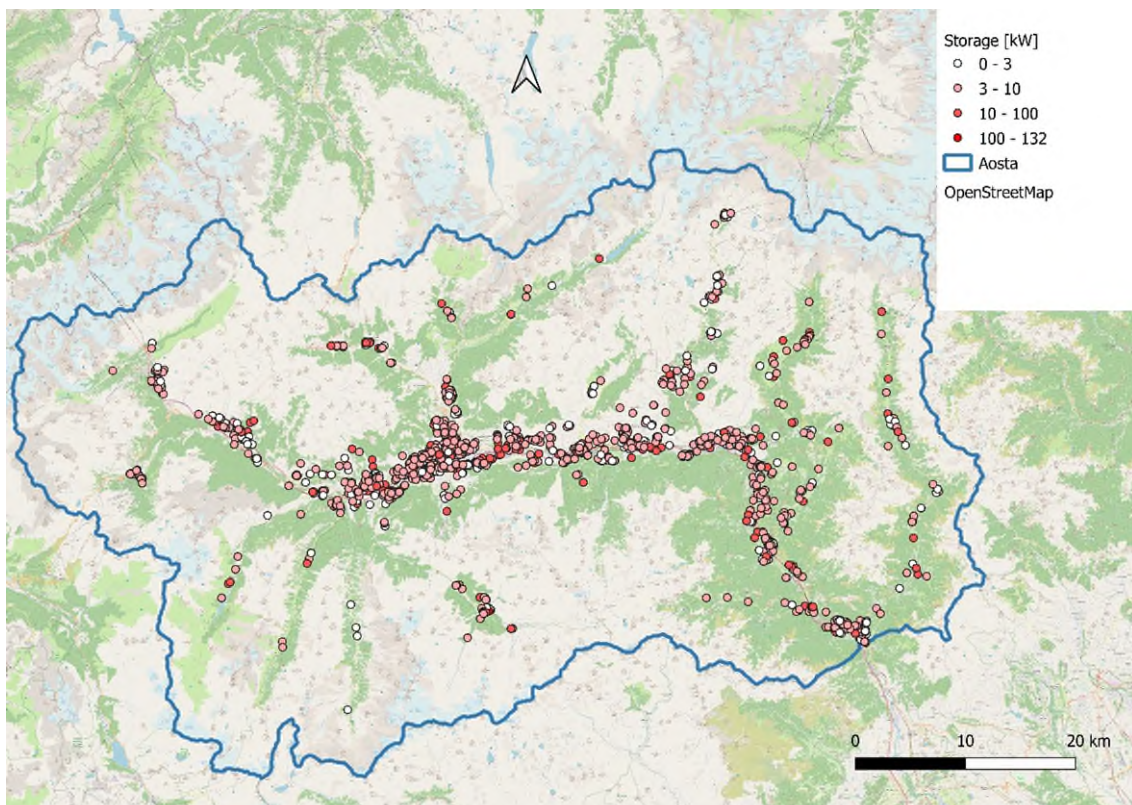


Figura 6. Collocazione spaziale dei sistemi di accumulo ad oggi connessi alla rete DEVAL (fonte GAUDI - TERNA)

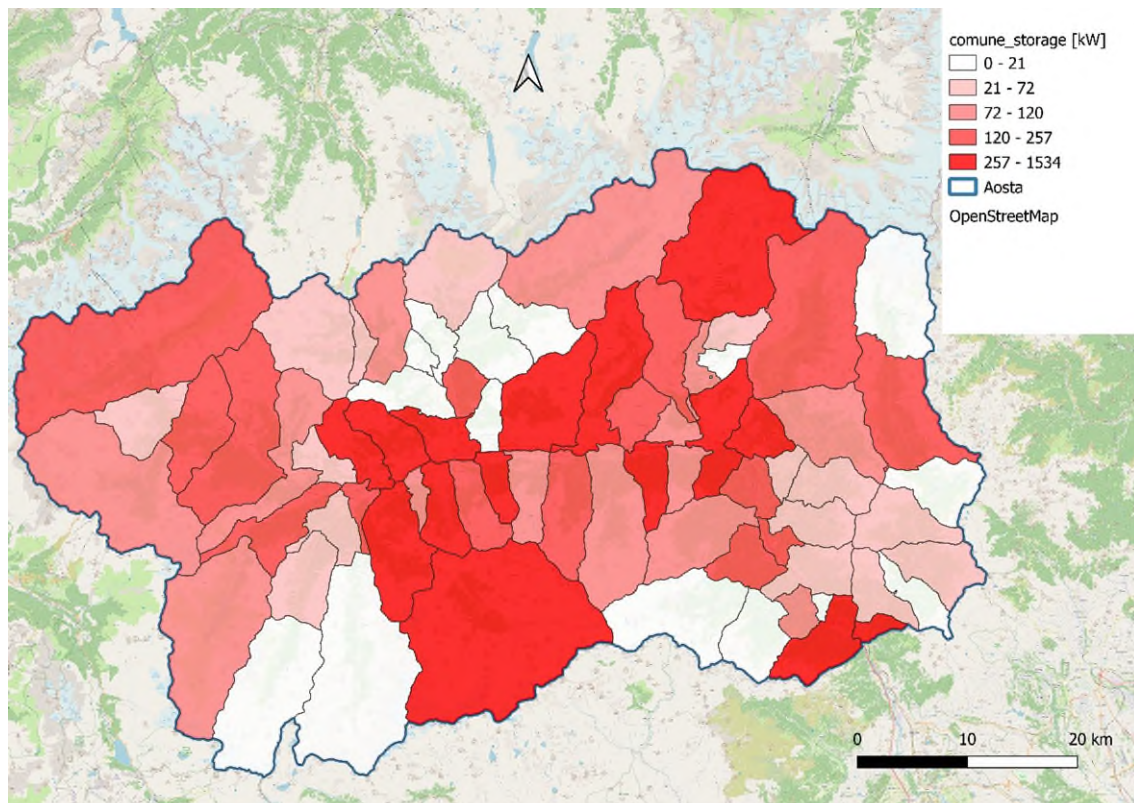


Figura 7. Potenza nominale complessiva dei sistemi di accumulo ad oggi connessi alla rete DEVAL – suddivisione per area comunale (fonte GAUDI - TERNA)

Concentrazione	Anno	Indicatore di riferimento D1 (durata complessiva annua delle interruzioni lunghe per utente BT) [min/Utente BT]		Indicatore di riferimento N1 (numero complessivo annuo delle interruzioni lunghe e brevi per utente BT) [N°int./Utente BT]	
		Obiettivo ARERA	Consuntivo DEVAL	Obiettivo ARERA	Consuntivo DEVAL
Bassa	2019	68	23,29	4,30	1,69
	2020	68	21,08	4,30	1,12
	2021	68		4,30	
	2022	68		4,30	
Media	2019	45	11,85	2,25	0,35
	2020	45	15,17	2,25	0,62
	2021	45		2,25	
	2022	45		2,25	
Totale	2019	(*)	21,27	(*)	1,46
	2020	(*)	20,03	(*)	1,04
	2021	(*)	21,39	(*)	1,31
	2022	(*)	17,87	(*)	1,25

Tabella 6. Andamento storico degli indicatori di qualità del servizio registrati sulla rete DEVAL (dati aggiornati al 31/12/2022)

4. Stato attuale della rete elettrica

Primo passo per la pianificazione dell'infrastruttura di distribuzione elettrica è relativo all'analisi dei fattori che nello stato attuale hanno impatto su di essa, nello specifico relativi alla domanda e generazione sul territorio. Ciò risulta necessario al fine di individuare gli asset di rete che risultano maggiormente sollecitati, le criticità esistenti e le esigenze di sviluppo future; il tutto andando a considerare anche le evoluzioni prospettate per i prossimi anni, così come sintetizzato nel capitolo precedente.

Al fine di valutare, ai fini tecnici, ovvero di impatto sulla rete elettrica, lo stato attuale del carico e della generazione sul territorio, si è ritenuto opportuno differenziare le valutazioni per livello di tensione, investigando quindi, prima, la distribuzione delle utenze sulla rete di bassa tensione e, poi, allargando l'orizzonte al sistema in media tensione. Questo anche in ragione del diverso ruolo coperto da tali reti di distribuzione, come meglio descritto nel seguito.

4.1 Analisi dei flussi energetici sulla rete di distribuzione in bassa tensione

Focalizzandosi sulla rete di distribuzione in bassa tensione, come punto di partenza dell'analisi si è preso il dettaglio relativo alla localizzazione (Figura 8) di ogni singolo POD afferente alla rete esercita da DEVAL.

L'analisi puntuale di tali dati risulterebbe articolata e poco utile ai fini della pianificazione della rete, si è quindi ritenuto preferibile analizzare i consumi energetici a livello di cabine secondarie (ovvero interfaccia MT/BT).

In Figura 9 si riporta il fabbisogno energetico calcolato (il dato è ottenuto come somma del fabbisogno energetico di ogni cluster di POD sottesi ad una data CS) per ogni cabina secondaria, nell'arco dell'anno 2022.

Si ricorda come, in ragione del limitato impatto di generatori connessi alla rete in BT (vedi Tabella 5), i flussi registrati possono considerarsi quasi totalmente passivi.

I dati elaborati mostrano, grazie alla scala cromatica utilizzata, come i principali assorbimenti energetici risultino in corrispondenza dei più importanti centri abitati (si rimanda alla Figura 2 per un confronto incrociato fra densità abitativa e densità di carico), purtuttavia vi sono degli impegni energetici non minori anche in corrispondenza di aree rurali, ovvia conseguenza della minore densità di infrastrutture energetiche (linee, trasformatori, etc.).

Per valutare il livello di impegno dei vari apparati (non avendo a disposizione delle misure orarie, o comunque distribuite lungo l'ascissa temporale dell'anno 2022, oggetto di analisi) si è quindi provveduto a calcolare le ore equivalenti di utilizzo di ogni trasformatore, definite come il rapporto fra la totale energia vettoriata e la potenza nominale del trasformatore sito nella CS.

Il risultato, riportato in Figura 10, evidenzia la presenza di un numero relativamente minore di trasformatori con ore equivalenti di utilizzo pari o superiori a 300-400 ore/anno; tuttavia, l'indicatore ottenuto fornisce solo un'informazione parziale, ovvero identifica un carico di base ridotto, ma non fornisce una indicazione in merito all'occorrenza di possibili picchi di carico tali da eccedere la potenza nominale della macchina.

Valutando invece il rapporto fra la somma delle potenze contrattuali dei singoli POD afferenti ad una CS (senza alcun riferimento ai coefficienti di contemporaneità) e la potenza nominale del trasformatore della CS stessa, si ottiene un indice di potenziale sovraccarico, come mostrato in Figura 11; ovviamente, anche tale indicatore non può essere assunto come assoluto, ovvero la meccanicistica elaborazione dei dati non consente di valutare quale

profilo di carico abbia effettivamente ogni singolo utente (ovvero ogni singolo POD).

I risultati ottenuti dimostrano come normalmente i coefficienti di contemporaneità e di utilizzo dei vari POD sia stato preso pari a 0,2 – 0,5; in alcuni casi particolari si registrano CS con coefficienti fino a 0,1 (ovvero la potenza contrattuale dei carichi sottesi è fino a 10 volte la taglia nominale del trasformatore).

A completamento di questa prima analisi, si è provveduto a valutare quali POD fossero registrati a nome di utenti residenti nell'area, piuttosto che ad uso di seconda abitazione o altro. Tale elaborazione, limitatamente ai carichi residenziali, fornisce elementi per identificare i siti in cui attuare un monitoraggio della rete in ragione della elettrificazione dei consumi finali (ad esempio, per esigenze di riscaldamento tramite pompe di calore). Anche questo ulteriore indice non è ovviamente assoluto ma, viceversa, è chiamato ad identificare condizioni di attenzione. In Figura 12 si riporta il dettaglio dei risultati ottenuti.

Le analisi sviluppate (ovvero quelle rappresentate da Figura 8 a Figura 12), come già anticipato, non possono essere assunte come assolute, viceversa hanno valenza di indicatori di attenzione rispetto al tema della adeguatezza della taglia dei trasformatori in cabina secondaria. Per finalizzare l'analisi si è quindi costruito un indice di aggregazione preposto ad eseguire un ranking delle varie CS. Nel dettaglio, per ogni elemento di attenzione, i vari trasformatori sono stati ordinati rispetto all'indicatore in analisi, inoltre è stato calcolato un "peso" proporzionale alla posizione nell'ordinamento su singolo indicatore. A seguire sono stati sommati i pesi corrispondenti al ranking sui diversi indicatori. Il risultato finale è un ordinamento "qualitativo" di quali trasformatori risultano da attenzionare.

Il risultato ottenuto, riportato in Figura 13, porta ad identificare una serie di CS site nell'area di Aosta che si conferma essere quella più rilevante; purtuttavia si selezionano anche una serie di CS site in aree periferiche.

Le analisi sviluppate hanno portato ad evidenziare come la valutazione del livello di impegno della rete in essere per la distribuzione in bassa tensione non sia banale, ovvero si motiva l'esigenza di una evoluzione del sistema di monitoraggio e di metering al fine di poter misurare in modo più accurato i profili di potenza sulle infrastrutture (linee BT, CS, etc.).

Tale esigenza motiva una serie di interventi sulla rete BT che verranno descritti nei capitoli successivi (vedi sezione 7.1).

In merito alla pianificazione degli investimenti, quanto elaborato dimostra come non vi sia un criterio generale di facile identificazione, ovvero le potenziali criticità possono risultare su CS diversamente distribuite sul territorio. Non è quindi possibile ipotizzare logiche di pianificazione con largo preavviso temporale, viceversa DEVAL si propone di implementare il monitoraggio dell'evoluzione dei carichi (associati a processi di elettrificazione dei consumi per riscaldamento, alla mobilità elettrica, altro) in modo da intervenire puntualmente e prontamente sulla rete BT.

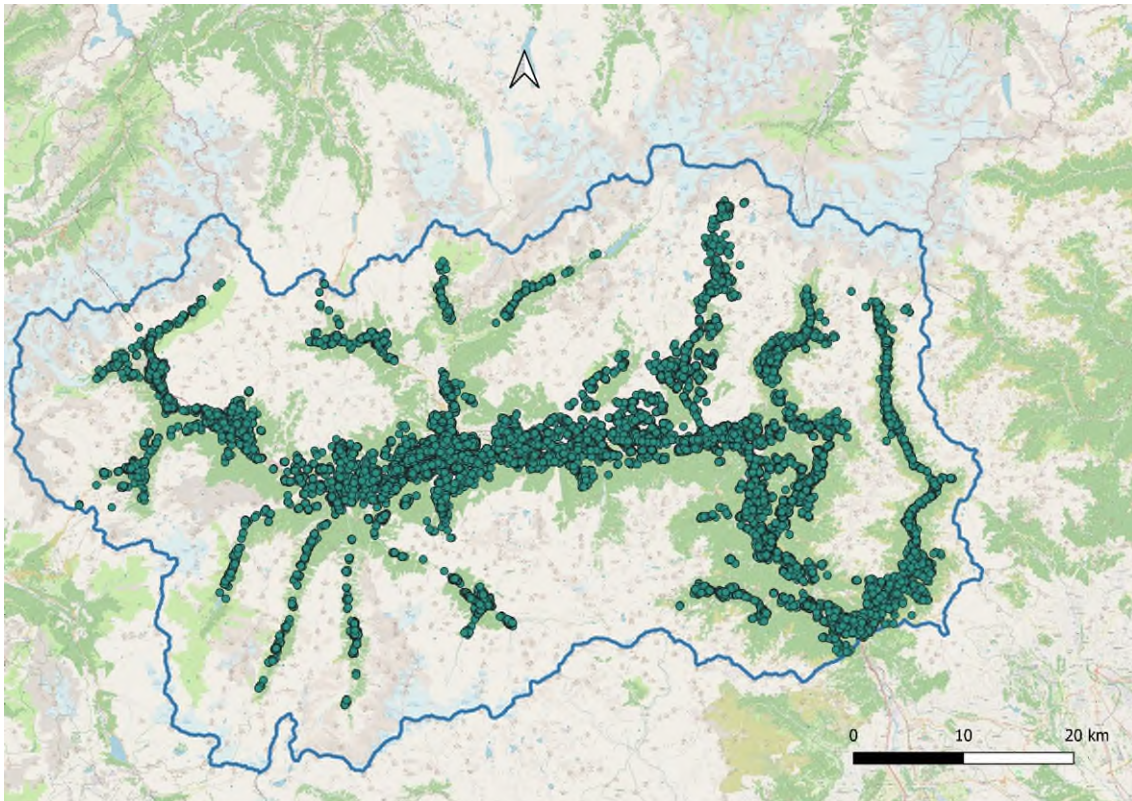


Figura 8. Distribuzione territoriale dei POD afferenti alla rete DEVAL (dati aggiornati al 31/12/2022)

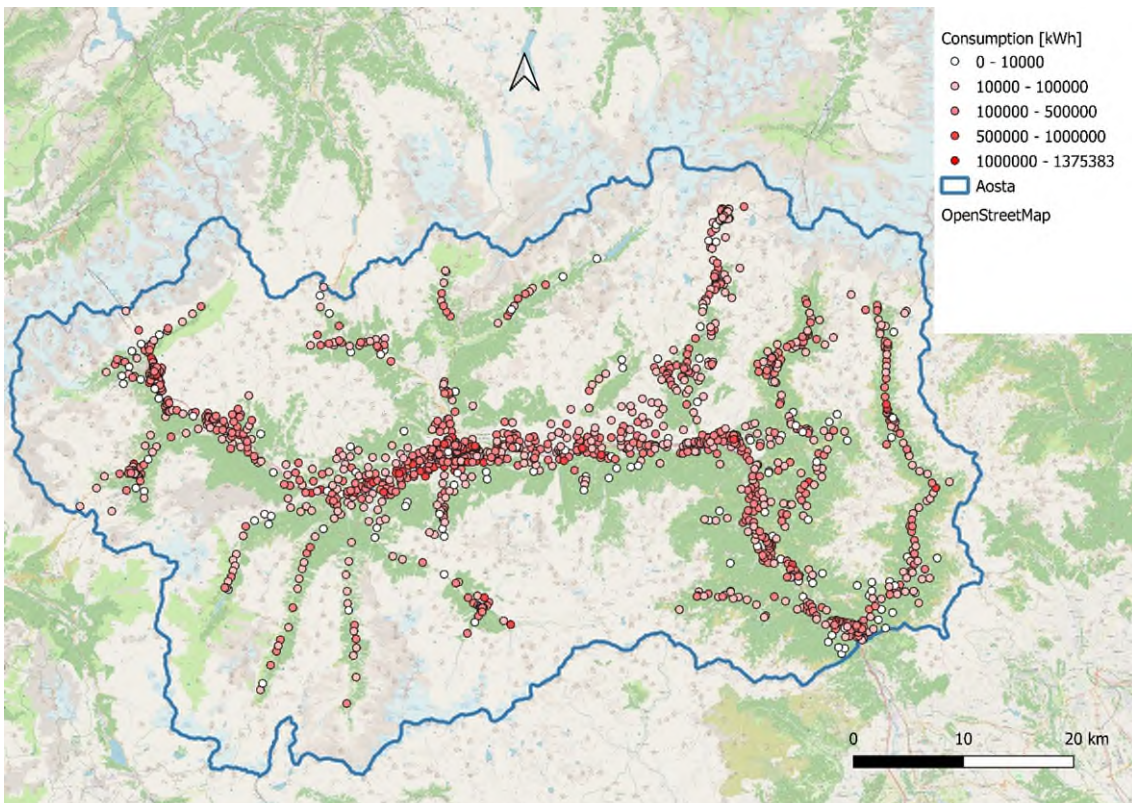


Figura 9. Fabbisogno energetico registrato sulle cabine secondarie esercite da DEVAL (dati aggiornati al 31/12/2022)

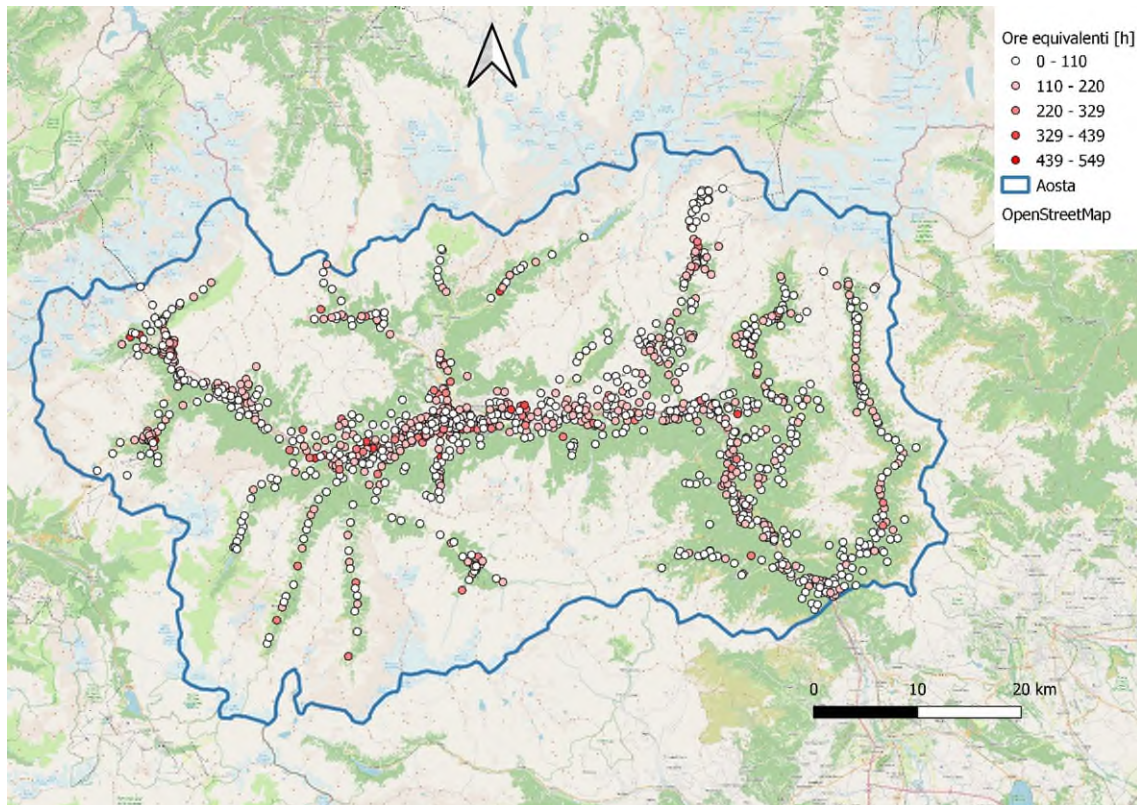


Figura 10. Ricostruzione delle ore equivalenti di utilizzo dei trasformatori siti nelle CS (dati aggiornati al 31/12/2022)

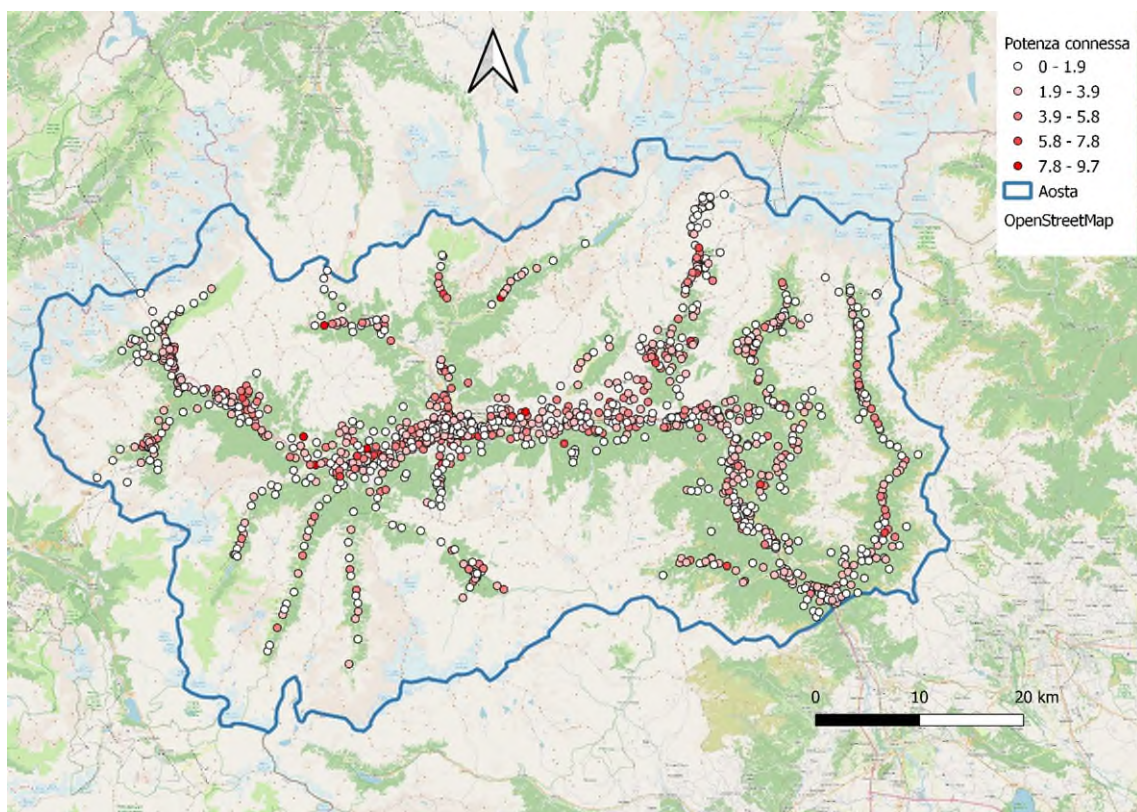


Figura 11 Rapporto fra la sommatoria delle potenze contrattuali dei POD afferenti ad una data CS e la taglia nominale del trasformatore della CS stessa (dati aggiornati al 31/12/2022)

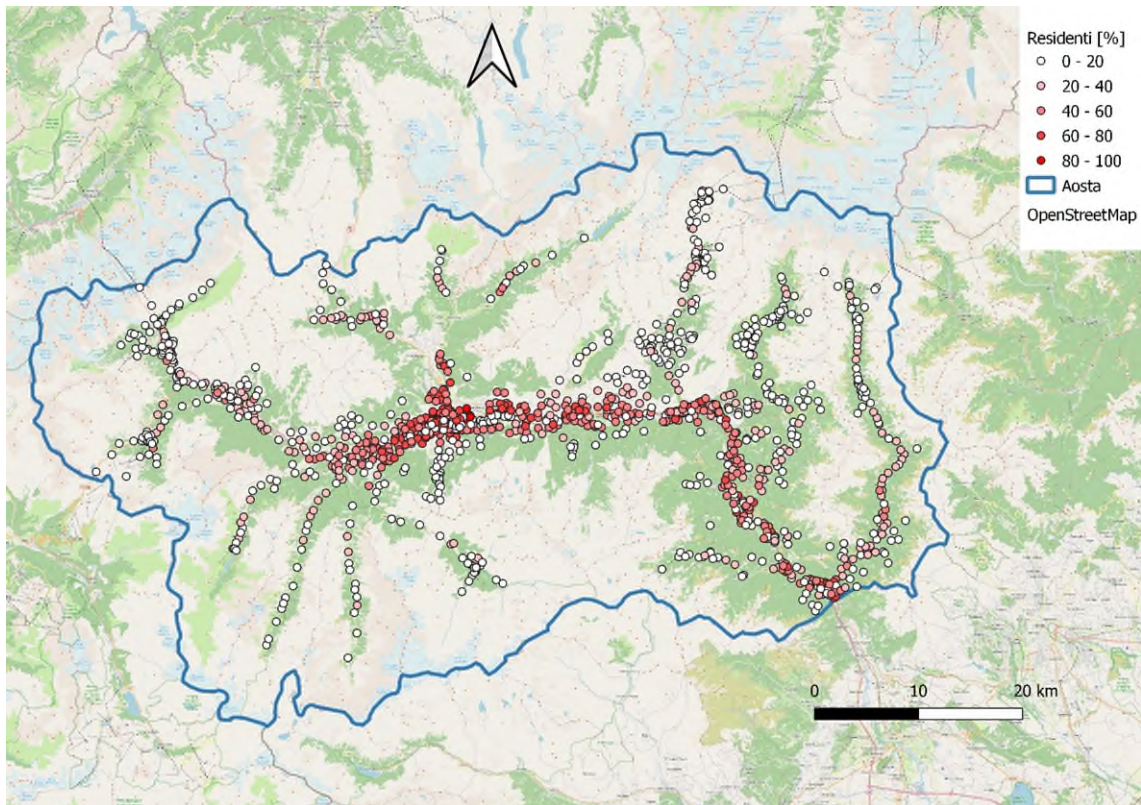


Figura 12 Percentuale di POD abbinati ad utenze classificate come "Residenza Principale" rispetto al totale numero di POD della CS in analisi (dati aggiornati al 31/12/2022)

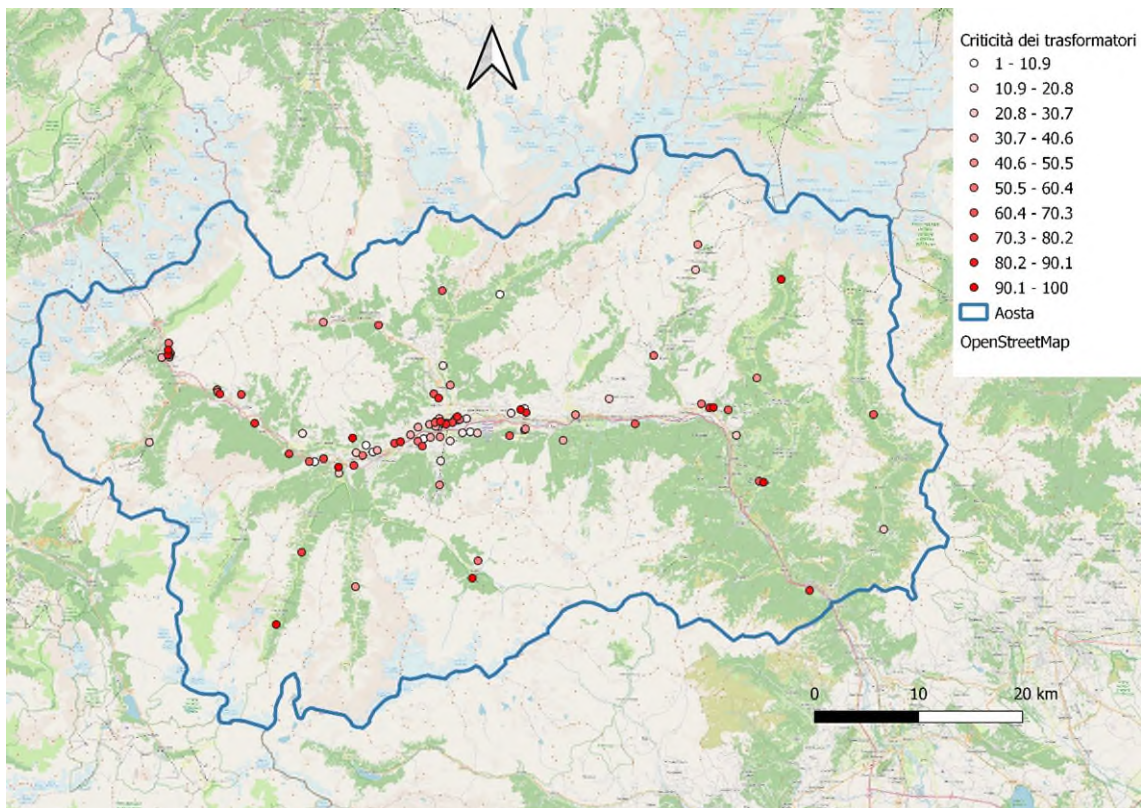


Figura 13 Trasformatori, in CS, selezionati dalla procedura di ranking di adeguatezza

4.2 Analisi dei flussi energetici sulla rete di distribuzione in media tensione

Estendendo l'analisi al sistema in media tensione, una prima importante considerazione è relativa alla disponibilità, su tale livello, di un sistema di metering molto più granulare, ovvero si ha la possibilità di ricostruire i profili di potenza immessa e prelevata, arrivando quindi ad analisi più approfondite ed accurate.

Altro elemento significativo è la presenza, sulla rete in Media Tensione, di un numero rilevante, per pluralità e per taglia, di utenti attivi (ovvero di generatori).

Approcciando anche in questo caso (con l'obiettivo di avere una continuità logica nello studio), l'analisi a partire dai POD delle singole utenze MT, si riporta in Figura 14 la distribuzione dei POD passivi MT differenziandone la rappresentazione in ragione della potenza contrattuale relativa all'anno 2022.

L'elaborazione consente di evidenziare come i principali carichi MT siano concentrati lungo le principali vie di comunicazione (in particolare lungo l'autostrada A5, e in corrispondenza dei trafori del monte Bianco e del Gran San Bernardo) ma anche come diverse utenze, non minori, siano associate ai comprensori sciistici (area di Gressoney, Champoluc, Cervinia, Pila, Courmayeur, La Thuile).

Valutando il fabbisogno energetico delle varie utenze, e differenziando l'analisi fra mesi estivi (Figura 15) e mesi invernali (Figura 16), si apprezza la stagionalità dei prelievi associati ai comprensori sciistici e, in generale, una maggior fabbisogno energetico correlato ai mesi invernali (elemento sul quale si approfondiranno, nel prosieguo del report, le analisi).

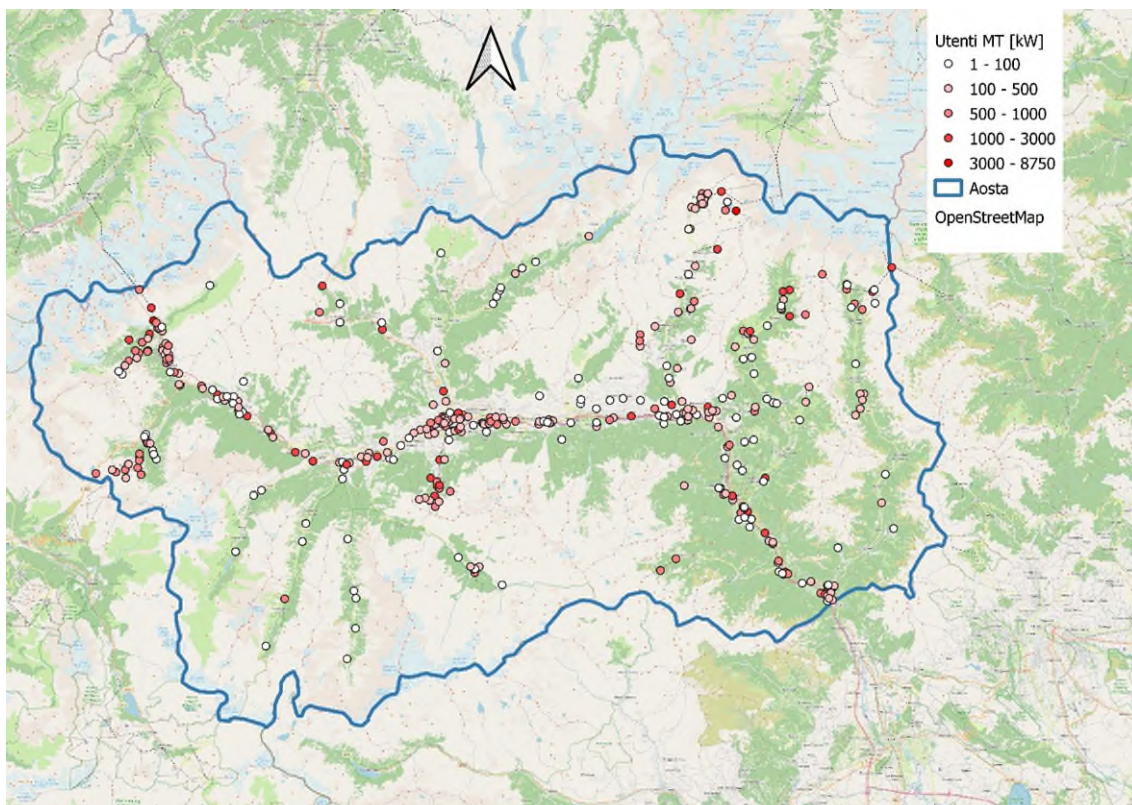


Figura 14 Collocazione geografica e potenza contrattuale delle utenze passive connesse alla rete MT esercita da DEVAL (dati aggiornati al 31/12/2022)

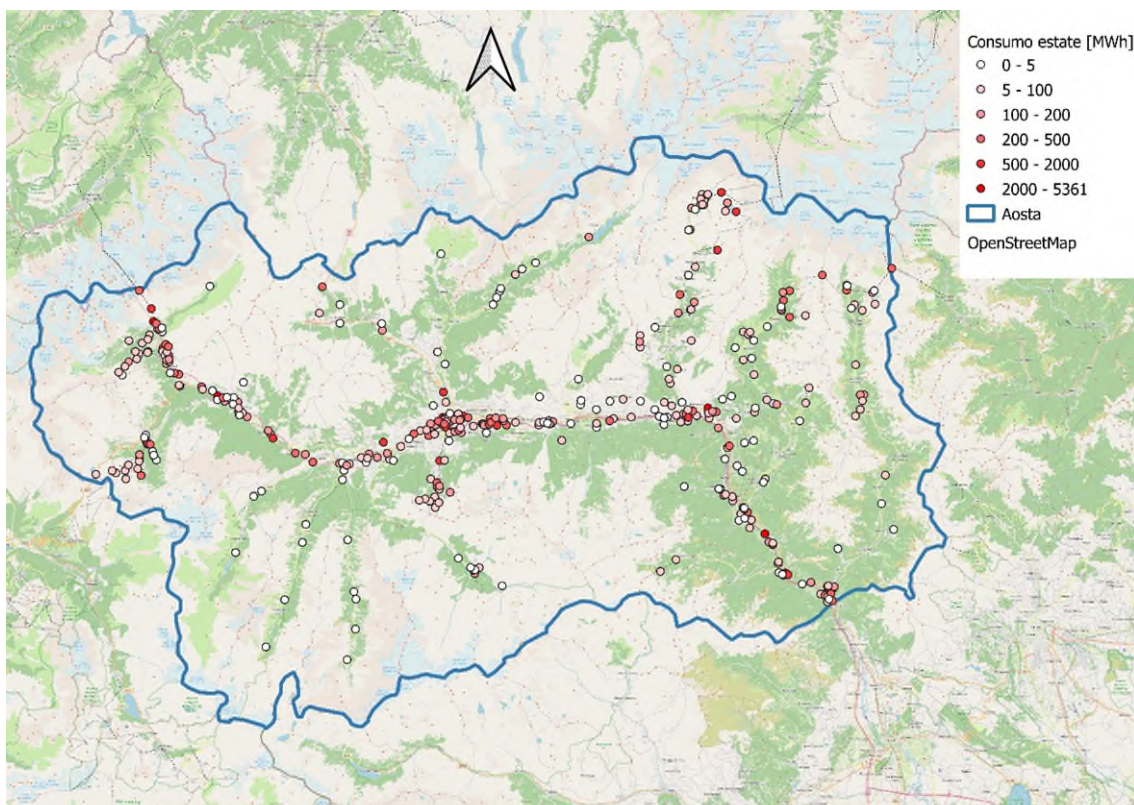


Figura 15 Collocazione geografica e fabbisogno energetico delle utenze passive connesse alla rete MT esercita da DEVAL – prelievi corrispondenti ai mesi estivi

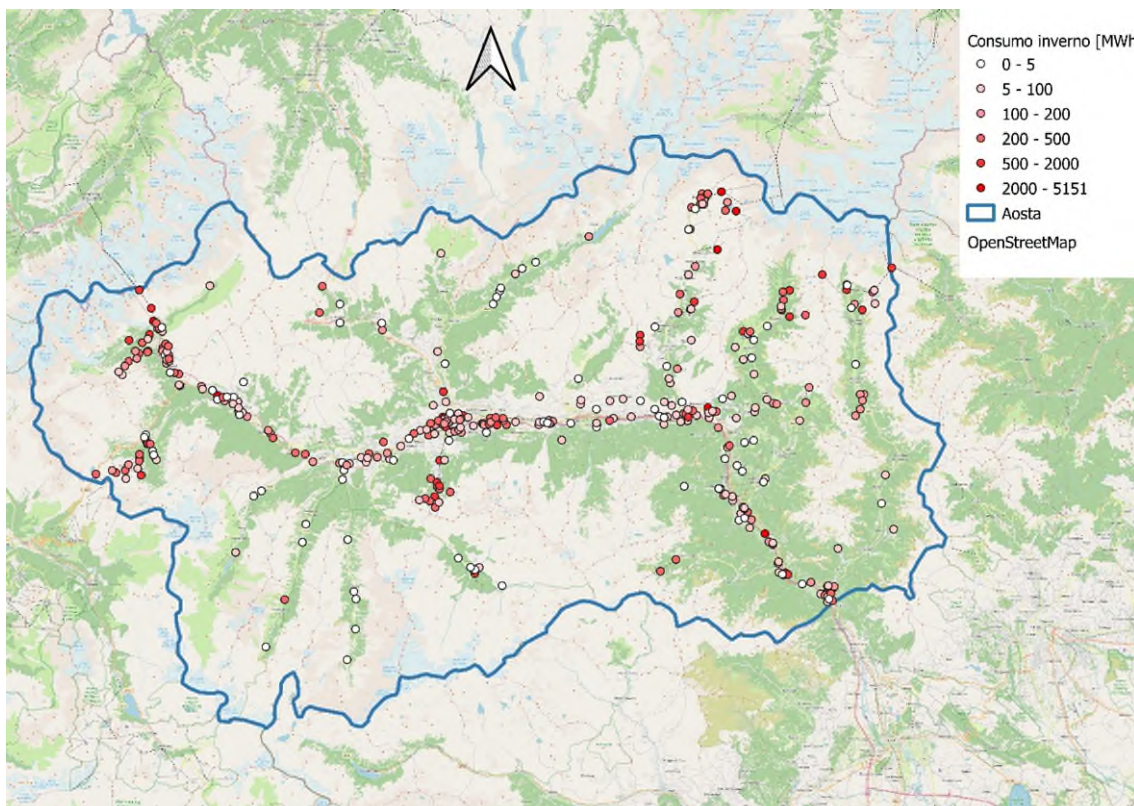


Figura 16 Collocazione geografica e fabbisogno energetico delle utenze passive connesse alla rete MT esercita da DEVAL – prelievi corrispondenti ai mesi invernali

Andando a valutare poi la collocazione e il comportamento energetico degli utenti attivi connessi alla rete di distribuzione in media tensione, si ottiene lo scenario riportato nelle

figure seguenti.

In particolare, in Figura 17, si riporta la posizione e la taglia dei singoli generatori. Rispetto a quanto elaborato per le utenze passive, nel caso in esame si nota come le varie centrali siano distribuite sul territorio e anzi come un numero rilevanti di impianti di grande taglia risultino collocati in aree rurali, lontane dal “centro valle” idealizzabile lungo il percorso della sopracitata autostrada A5. Si evidenzia quindi come, geograficamente, la produzione (principalmente da fonte idroelettrica) non sia geograficamente correlata con il consumo, fattispecie che enfatizza il ruolo della rete di distribuzione.

Valutando la stagionalità delle iniezioni, il confronto fra lo scenario estivo (Figura 18) e quello invernale (Figura 19) evidenzia un gap molto importante (per una corretta interpretazione delle due mappe si rimarca come le scale cromatiche siano relative alla singola figura, ovvero il peso energetico delle figure identificate in “rosso scuro” nel caso estivo sia corrispondente a circa 3 volte quanto identificato in “rosso scuro” nel caso invernale).

Emerge quindi come l’attuale portafoglio di generatori connessi alla rete in media tensione porti ad una produzione energetica prevalentemente concentrata nei mesi estivi.

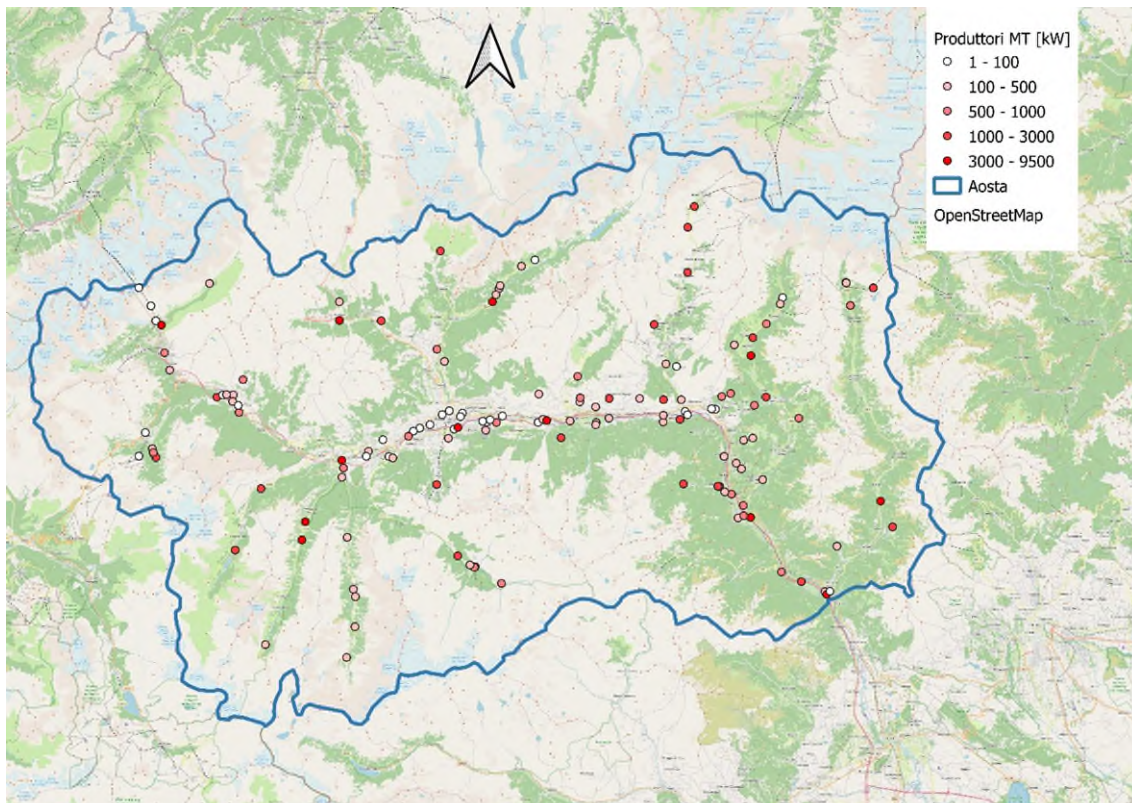


Figura 17 Collocazione geografica e potenza nominale delle utenze attive connesse alla rete MT esercitata da DEVAL (dati aggiornati al 31/12/2022)

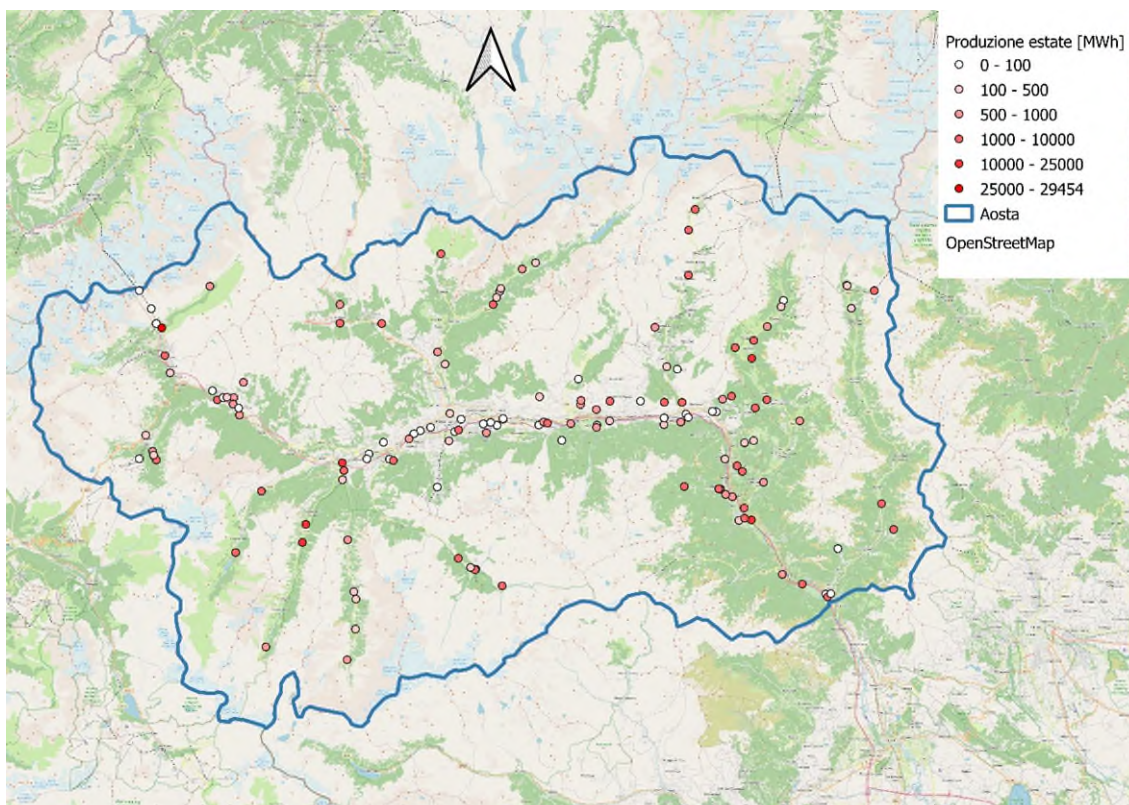


Figura 18 Collocazione geografica ed iniezione energetica delle utenze attive connesse alla rete MT esercita da DEVAL – prelievi corrispondenti ai mesi estivi

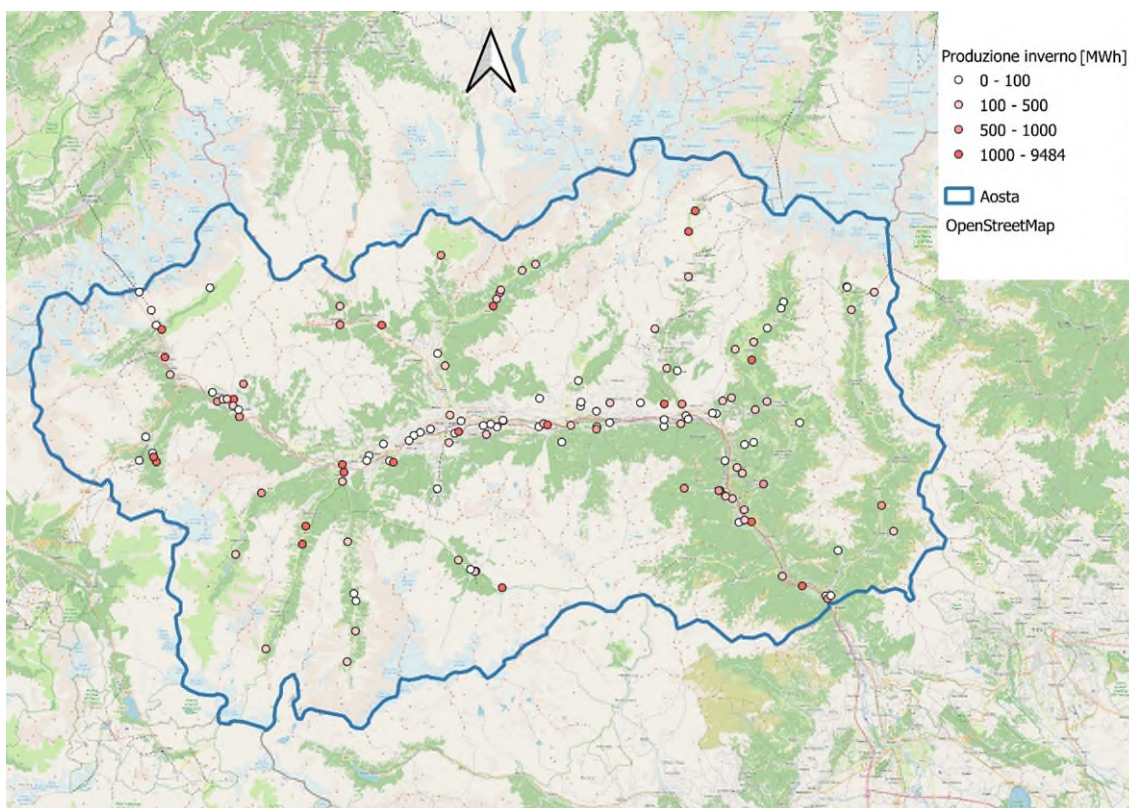


Figura 19 Collocazione geografica ed iniezione energetica delle utenze attive connesse alla rete MT esercita da DEVAL – prelievi corrispondenti ai mesi invernali

4.3 Analisi complessiva dei flussi energetici sulla rete di distribuzione

Al fine di meglio analizzare i flussi energetici complessivi vettoriati dalla rete di distribuzione, sia con dettaglio al sistema in bassa tensione che a quello in media tensione, si è provveduto a valutare i tracciati di potenza registrati sulle interfacce AT/MT, ovvero sui trasformatori nelle varie Cabine Primarie esercite da DEVAL.

Per comodità di lettura, nella seguente Figura 20 si riporta una rappresentazione semplificata delle aree territoriali alimentate dalle varie Cabine Primarie.

Nel seguito, per ogni impianto primario, si dettaglia il comportamento energetico, e si valutano i profili di potenza comparandoli con la taglia dei trasformatori disponibili.

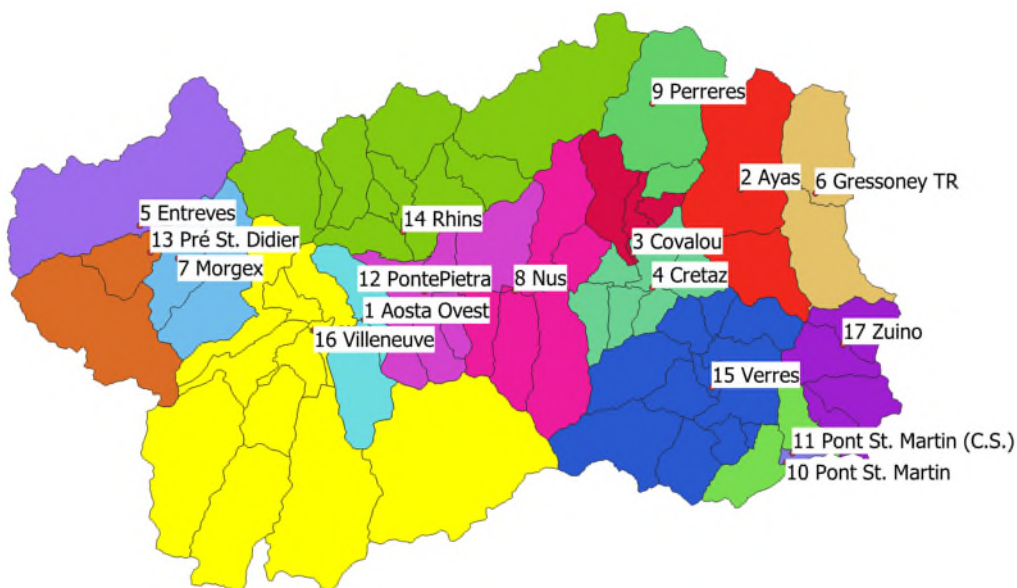


Figura 20. Esempificazione delle aree territoriali asservite alle varie Cabine Primarie

- La CP AOSTA OVEST, di recente costruzione e nata con lo scopo di ripartizione e controalimentazione dei carichi esistenti, dispone di due trasformatori da 25 MVA. I transiti registrati nell'anno 2022, e nel primo semestre dell'anno 2023, mostrano dei flussi energetici contenuti sotto i 10 MW. Non si rilevano criticità né nel breve né nel medio periodo. Il flusso di energia attiva è totalmente in assorbimento.

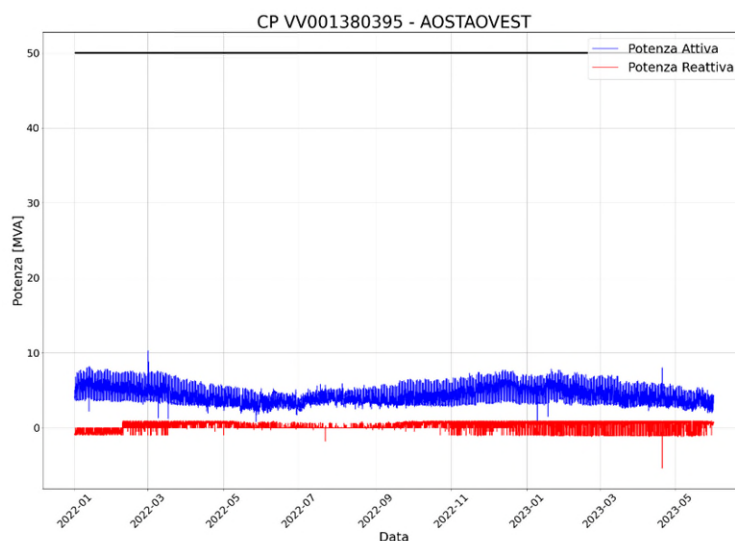


Figura 21. Tracciati di potenza transitante nella CP Aosta Ovest (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP AOSTA PONTE PIETRA è preposta ad alimentare l'area più densamente popolata della valle, ovvero la città di Aosta. Essa dispone di due trasformatori da 25 MVA. I transiti registrati nell'anno 2022 mostrano dei flussi energetici importanti, con picchi in assorbimento prossimi ai 25 MW, ovvero con una percentuale di impegno dei trasformatori pari al 50% della potenza totale installata. Il flusso di energia attiva è totalmente in assorbimento.

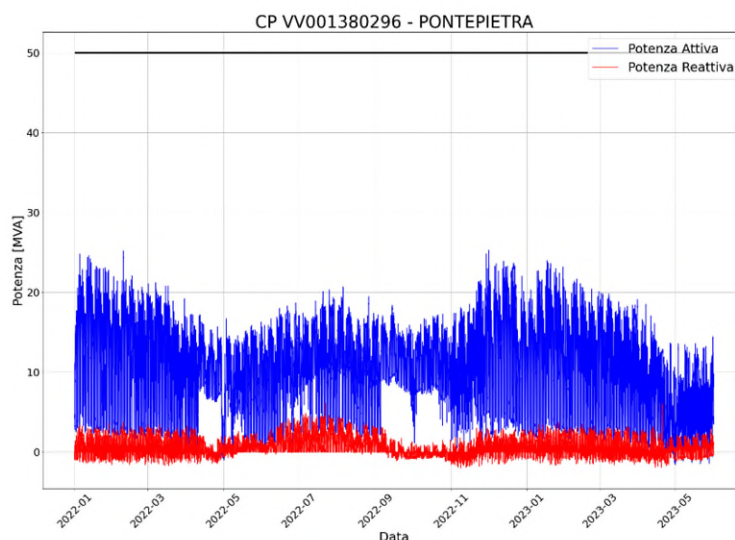


Figura 22. Tracciati di potenza transitante nella CP Ponte Pietra (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP AYAS dispone di due trasformatori da 16 MVA. I transiti registrati nell'anno 2019 mostrano dei flussi energetici con picchi in assorbimento prossimi ai 9 MW in assorbimento, con picchi in iniezione di pari intensità. L'area in analisi è quindi caratterizzata da una prevalenza di carichi elettrici nei mesi invernali e, di contro, da una prevalenza di produzione idroelettrica nei mesi estivi.

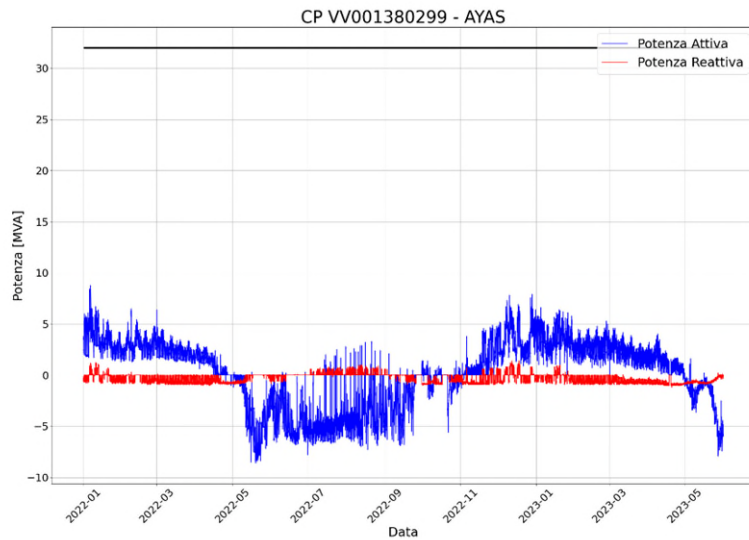


Figura 23. Tracciati di potenza transigente nella CP AYAS (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP COVALOU dispone di un singolo trasformatore da 16 MVA. I transiti registrati mostrano flussi energetici con picchi in assorbimento prossimi ai 2,5 MW¹ sporadicamente si registrano iniezioni verso la rete AT, comunque per valori limitati a pochi MW.

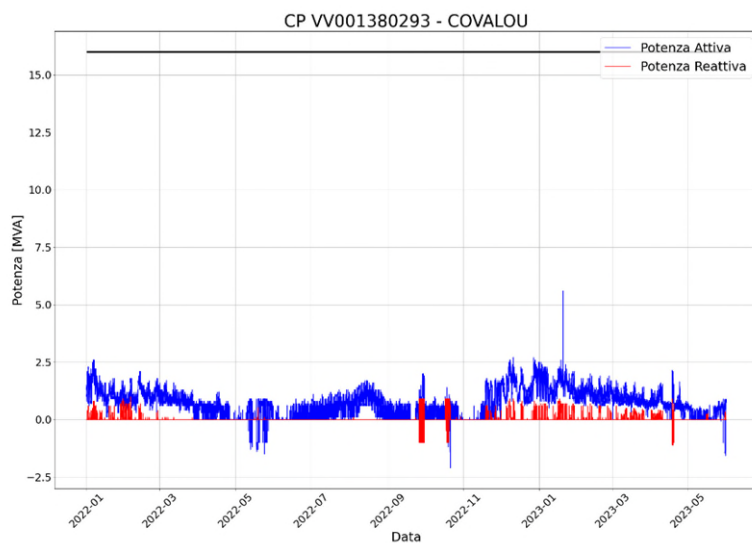


Figura 24. Tracciati di potenza transigente nella CP COVALOU (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP CRETAZ dispone di due trasformatori da 16 MVA. I transiti registrati mostrano dei flussi energetici con picchi in assorbimento prossimi ai 7 MW in assorbimento, sporadicamente si hanno iniezioni verso la rete AT, comunque di entità limitata a pochi MW.

¹ Il picco di oltre 5 MW nel grafico è riferito ad una situazione di momentaneo assetto variato.

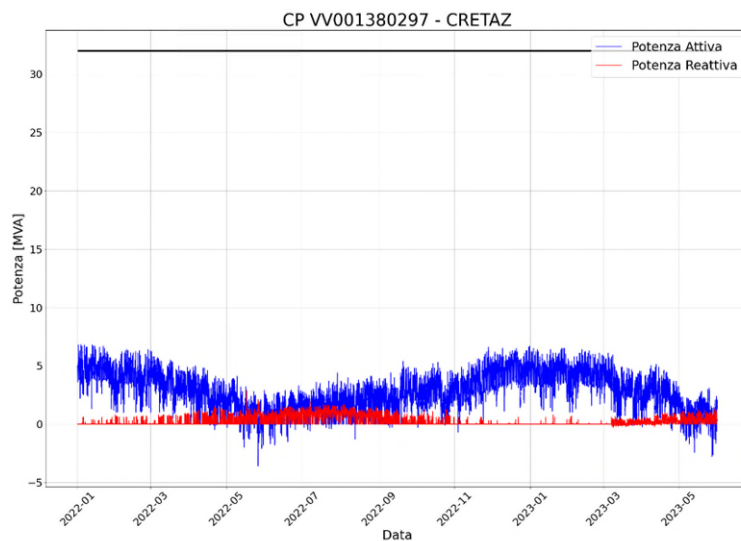


Figura 25. Tracciati di potenza transitante nella CP CRETAZ (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP ENTREVES dispone di un singolo trasformatore da 16 MVA. I transiti registrati mostrano, nei mesi invernali, dei flussi energetici con picchi in assorbimento prossimi ai 7 MW, viceversa nei mesi estivi si ha una iniezione verso la rete AT per circa 7,5 MW, ovvero si ritrova un'importante produzione da fonte idroelettrica durante i mesi primaverili ed estivi. È rilevante segnalare il fatto che la CP presenta un unico trasformatore AT/MT, con una configurazione particolare, in quanto è alimentata da una singola linea AT esercita in antenna a 50 kV.

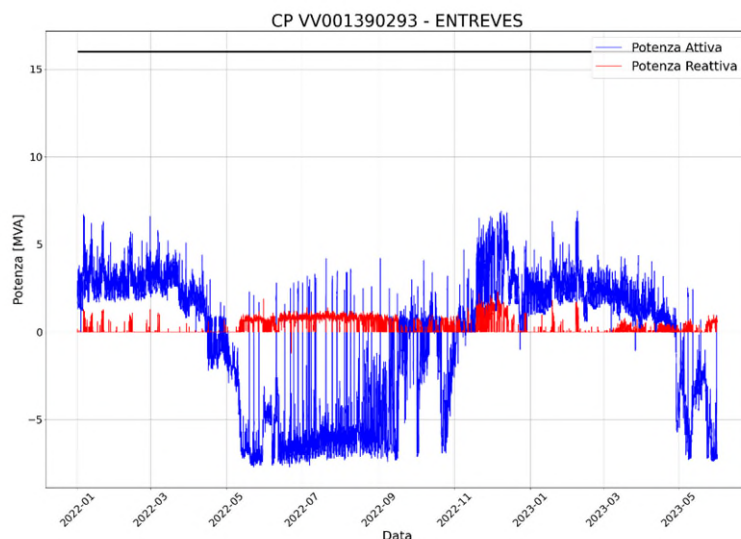


Figura 26. Tracciati di potenza transitante nella CP ENTREVES (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- Il CSat GRESSONEY dispone di due trasformatori 6/15 kV da 16 MVA, sottesi ad una centrale di produzione. I transiti registrati mostrano dei flussi energetici quasi sempre in assorbimento, ma di entità modesta (di poco superiori ai 5 MW). Si sottolinea come l'area in analisi abbia una ridotta densità abitativa e una forte vocazione turistica.

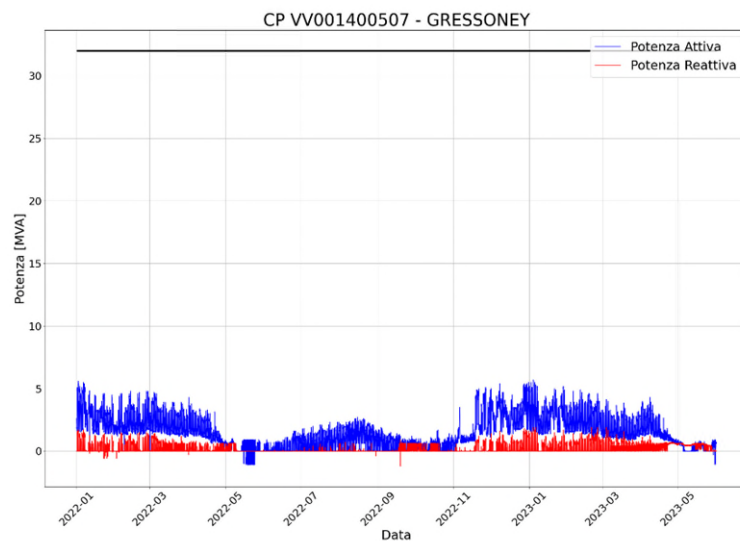


Figura 27. Tracciati di potenza transigente nella CP GRESSONEY (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP MORGEX dispone di un singolo trasformatore da 16 MVA. I transiti registrati mostrano dei flussi energetici con picchi in assorbimento pari, o leggermente superiori, a 5 MW. Nelle settimane primaverili (maggio-giugno) si registrano iniezioni verso la rete AT per valori pure prossimi ai 5 MW, ma temporalmente limitate.

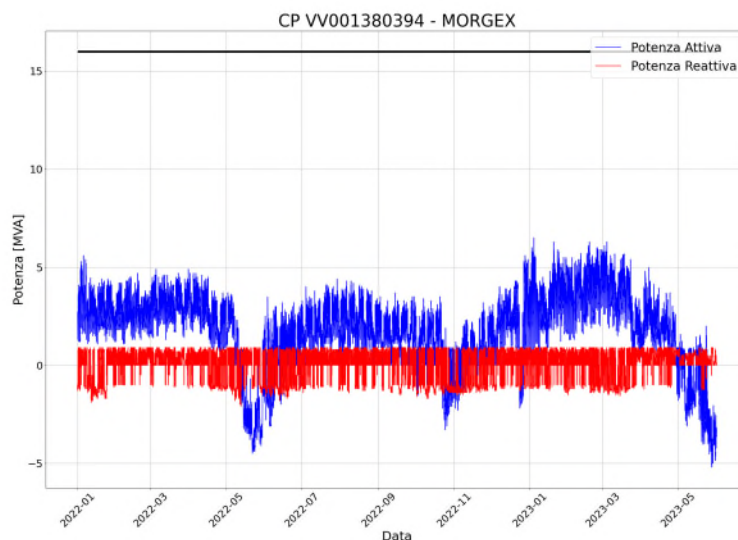


Figura 28. Tracciati di potenza transigente nella CP MORGEX (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP NUS dispone di un trasformatore da 25 MVA. I transiti registrati mostrano dei flussi energetici tipicamente in assorbimento, per valori oscillanti dai 5 ai 7 MW. Durante i medi primaverili si registrano invece iniezioni dai 5 agli 8 MW. L'area alimentata presenta un livello di urbanizzazione medio.

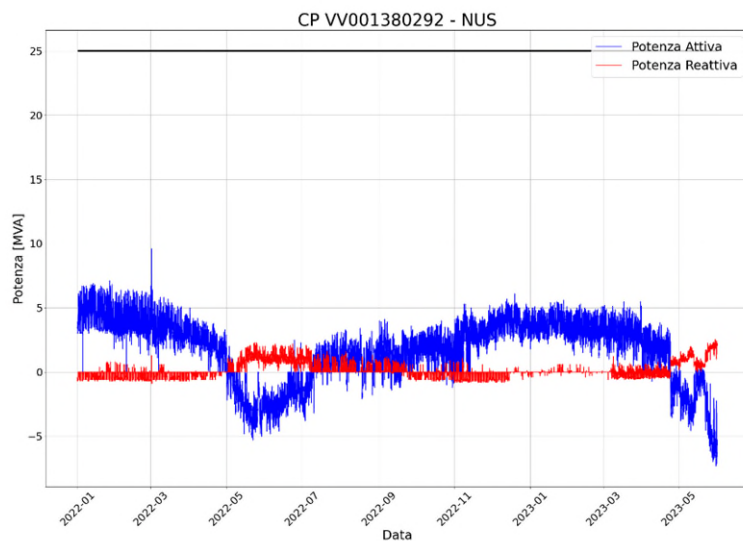


Figura 29. Tracciati di potenza transigente nella CP NUS (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP PERRERES dispone di due trasformatori da 16 MVA. I transiti registrati mostrano dei flussi energetici in assorbimento per valori di poco superiori ai 10 MW. L'area alimentata ha una forte vocazione turistica.

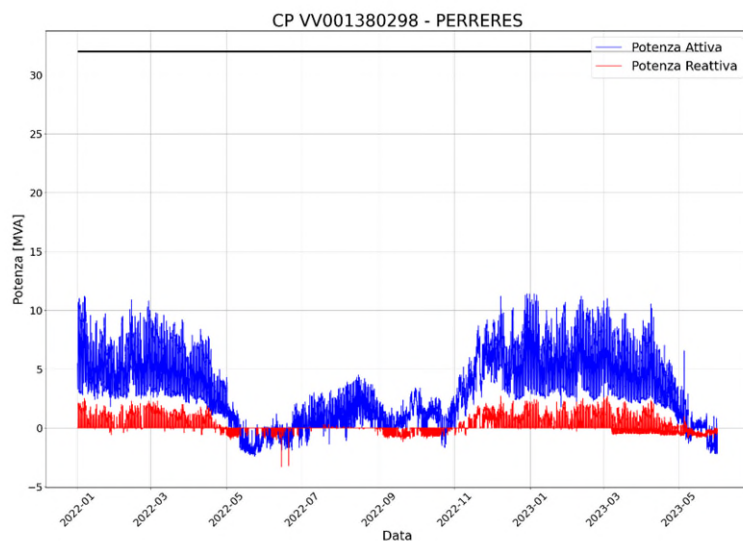


Figura 30. Tracciati di potenza transigente nella CP PERRERES (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP PONT SAINT MARTIN dispone di due trasformatori da 16 MVA. Il CS di PONT SAINT MARTIN dispone di un trasformatore da 16 MVA. In entrambi gli impianti i flussi di potenza prelevata ed iniettata dalla rete in AT risultano di modesta entità.

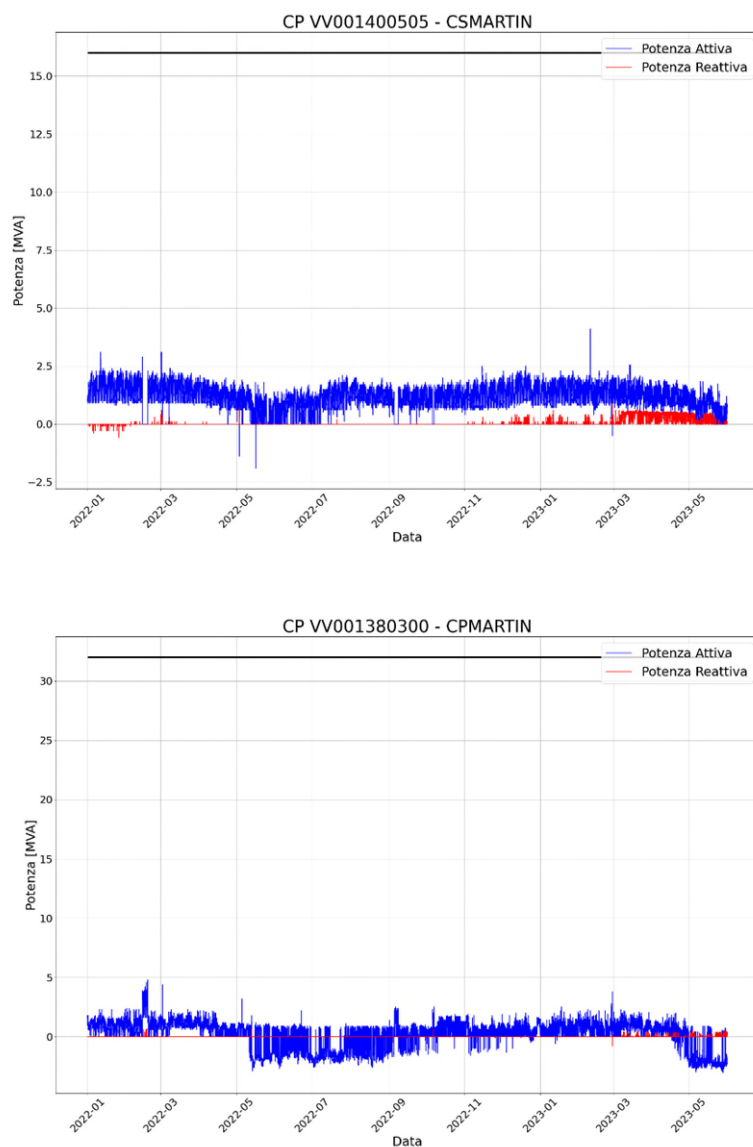


Figura 31. Tracciati di potenza transiente nelle due CP PONT SAINT MARTIN (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP PRE SAINT DIDIER dispone di due trasformatori, uno da 30 MVA ed uno da 25 MVA. Il carico complessivo alimentato è prossimo ai 15 MW.

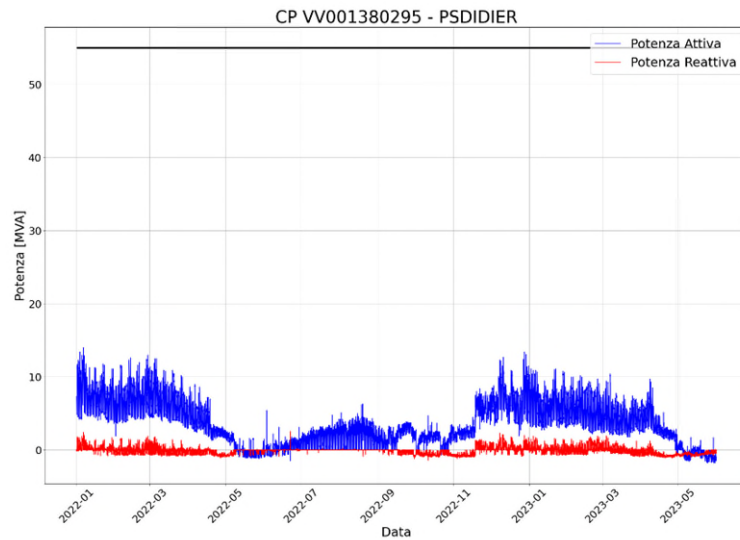


Figura 32. Tracciati di potenza transigente nelle due CP PRE SAINT DIDIER (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP RHINS dispone di due trasformatori da 25 MVA; i flussi energetici rilevati mostrano carichi molto modesti nei mesi invernali con una produzione esuberante, oltre i 20 MW, nei mesi primaverili ed estivi.

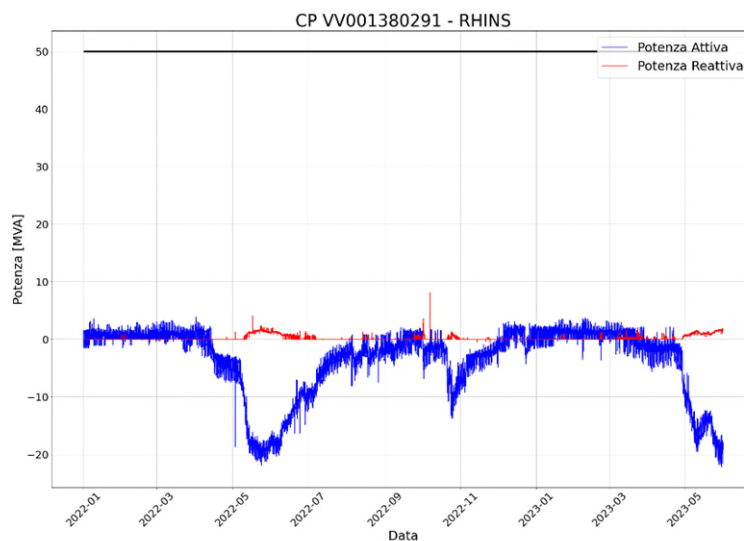


Figura 33. Tracciati di potenza transigente nelle due CP RHINS (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP VERRES dispone di due trasformatori da 25 MVA; i flussi energetici hanno mostrato dei carichi invernali prossimi ai 10 MW e delle iniezioni estive prossime ai 20 MW.

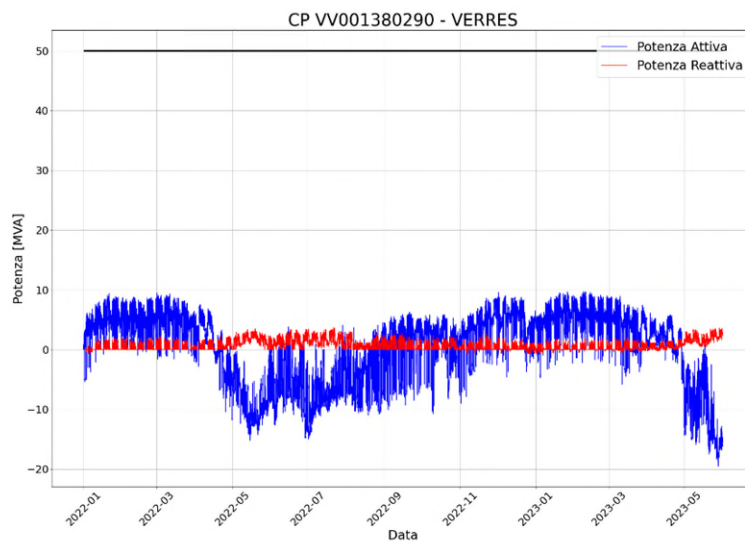


Figura 34. Tracciati di potenza transiente nelle due CP VERRES (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP VILLENEUVE dispone di due trasformatori da 25 MVA; i flussi energetici hanno mostrato modesti carichi invernali, mentre le iniezioni estive sono superiori ai 20 MW.

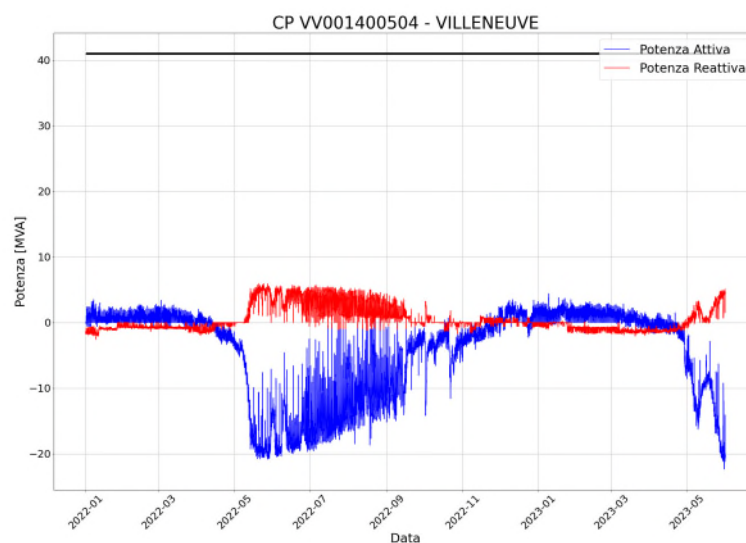


Figura 35. Tracciati di potenza transiente nelle due CP VILLENEUVE (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

- La CP ZUINO dispone di un singolo trasformatore da 16 MVA; i flussi energetici hanno mostrato valori in assorbimento nei mesi invernali molto limitati, nei mesi estivi le iniezioni sfiorano i 5 MW.

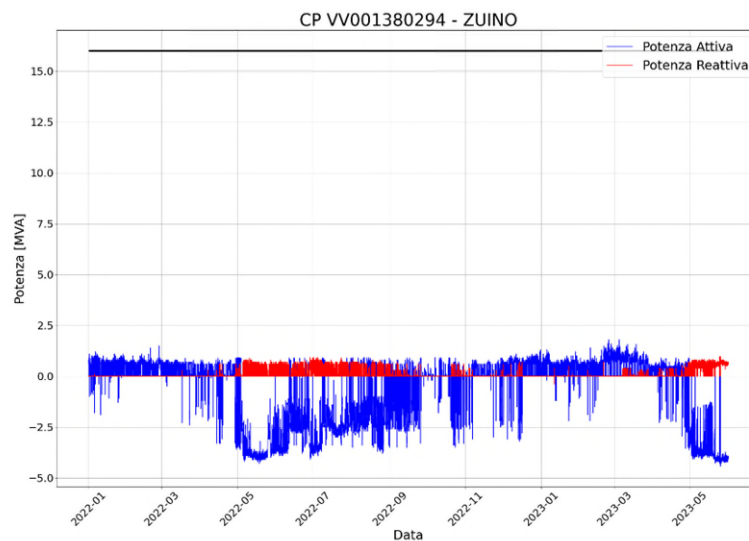


Figura 36. Tracciati di potenza transiente nelle due CP ZUINO (attiva, in tratto blu, reattiva, in tratto rosso) rispetto alla totale potenza di trasformazione disponibile (tratto nero) – valori positivi corrispondono a potenza assorbita

In sintesi, a livello preliminare, si evidenzia come il contesto valdostano sia caratterizzato da flussi in assorbimento nei mesi invernali, ed in iniezione nei mesi estivi, con delle importanti connotazioni territoriali fra le varie CP.

L'unica area in cui si registra un importante impegno dei trasformatori è relativa al bacino di carico della città di Aosta.

Nelle aree rurali (caratterizzate da valori di carico particolarmente limitati), viceversa, i potenziali punti di attenzione sono relativi a nuove richieste di connessione per potenze impegnate importanti, casistica tipicamente associata (nel contesto in analisi) alle soluzioni idroelettriche.

Altre realtà sono invece da monitorare ai fini delle logiche di riconfigurazione della rete a seguito di contingenza.

5. Scenari di evoluzione della rete elettrica

Una corretta pianificazione dell'infrastruttura elettrica richiede una stima verosimile degli scenari energetici attesi per il futuro, in grado di mettere in luce eventuali criticità o esigenze di sviluppo della rete e consentire di verificare la sua adeguatezza a fronte dell'evoluzione prospettata del carico e della generazione sul territorio.

Secondo le disposizioni di ARERA, entro il presente Piano di Sviluppo si dovrebbe analizzare una previsione estesa su un intervallo pari a 5 anni; purtroppo, come già dettagliato nei capitoli precedenti, il contesto valdostano presenta peculiarità tali da differenziare marcatamente rispetto ai trend in essere a livello nazionale, differenza esplicita negli obiettivi peculiari che Regione Valle d'Aosta si è data entro il PEAR VDA 2030.

Si è quindi ritenuto opportuno considerare il PEAR VDA 2030 da cui sono stati estrapolati i principali fattori evolutivi e, per ognuno, è stata approfondita una valutazione delle evoluzioni ritenute realistiche nel breve termine (appunto, fino allo scenario a 5 anni richiesto da ARERA) e, con ipotesi peggiorative, si è stimato il potenziale impatto sulla rete elettrica.

In particolare, relativamente al carico elettrico, gli elementi che sono stati valutati come potenziale incremento del carico elettrico sono:

- l'aumento della potenza impegnata a seguito della crescente elettrificazione delle utenze, sia residenziali che commerciali/industriali;
- l'implementazione di nuove utenze correlate ai processi di decarbonizzazione dei centri urbani;
- la diffusione della mobilità elettrica.

Per quanto riguarda la generazione distribuita, come già introdotto, è pure atteso un incremento significativo della potenza installata in relazione sia alle risorse idroelettriche che a quelle fotovoltaiche, con un impatto su entrambe le reti di bassa e media tensione.

Ad oggi non si hanno indicazioni chiare rispetto all'eventuale sviluppo di sistemi di stoccaggio dell'energia che, come già introdotto, vedono una penetrazione molto modesta sul territorio valdostano.

5.1 Scenari di evoluzione della domanda elettrica

Fornire una corretta lettura dei trend correlati alla domanda elettrica è un'attività complessa, in quanto i fattori che incidono sulla sua evoluzione sono molti e non solo dovuti alla naturale crescita delle modalità di utilizzo dell'energia elettrica, ma anche alla disponibilità di nuove tecnologie, oltre che al cambio di abitudini da parte degli utenti.

Nel contesto di riferimento, DEVAL adotta un comportamento proattivo nei confronti dei principali attori che operano sul territorio (istituzioni, produttori, impianti a fune, utenti rilevanti) al fine di acquisire e gestire informazioni sulle ipotesi di sviluppo dei consumi elettrici.

Rispetto al presente rapporto, DEVAL ha quindi strutturato un'analisi a sezioni, valutando quelli che si ritengono essere i driver principali rispetto all'evoluzione della domanda elettrica, in particolare:

- nella sezione 5.1.1 si è sviluppato, sulla base di dati pubblici, una stima del potenziale incremento di potenza da utenze domestiche in corrispondenza di una elettrificazione degli apparati per il riscaldamento (cfr. pompe di calore);

- nella sezione 5.1.2 si sono raccolte le informazioni ad oggi disponibili relativamente ad interventi da parte di utenti industriali, o comunque relativi ad impianti di taglia medio/grande;
- nella sezione 5.1.4 si è provveduto, grazie alla collaborazione con Politecnico di Milano, a sviluppare, sulla sola base di dati pubblici, un modello matematico del traffico sulla rete stradale della Regione Autonoma Valle d'Aosta, rispetto al quale sono state identificate le aree a maggior potenziale richiesta di processi di ricarica, ovvero a maggior incremento del fabbisogno energetico. L'analisi è stata quindi comparata rispetto alla distribuzione attuale, e in divenire, delle stazioni di ricarica. L'obiettivo finale, lato DEVAL, è nell'identificazione delle zone, e quindi degli impianti (in particolare riferendosi agli impianti primari) che potrebbero vedere un incremento degli impegni in energia e, soprattutto (nell'orizzonte di breve/medio termine), in potenza.

A tendere, grazie anche ai chiarimenti e alla spinta informativa che ARERA fornirà, l'obiettivo è quello di integrare, in future edizioni del Piano di Sviluppo, quanto elaborato nel presente rapporto con modelli e analisi di maggior dettaglio.

5.1.1 Aumento della potenza impegnata a seguito della crescente elettrificazione delle utenze

Al fine di stimare il potenziale incremento di carico elettrico legato ai processi di elettrificazione dei consumi termici domestici, con diretto riferimento alle tecnologie a pompa di calore, DEVAL in collaborazione con Politecnico di Milano ha sviluppato uno studio basato sulla collocazione spaziale dei vari edifici, informazione raccolta tramite il database pubblico OpenStreetMap; incrociando tale informazione con il database DEVAL relativo ai POD alimentati dalla propria rete di distribuzione (già presentati in Figura 8), i vari edifici sono stati assegnati ai singoli POD e quindi clusterizzati rispetto alla cabine secondarie (in Figura 37 si riporta una esemplificazione del processo).

A seguire, sempre grazie al database interno DEVAL, le varie cabine secondarie, e quindi i vari edifici, sono state assegnate alle aree di pertinenza delle varie cabine primarie.

Rispetto a tale processo è stato quindi possibile definire una corrispondenza fra i vari edifici e le cabine primarie di alimentazione, costruendo così una correlazione fra il comportamento energetico degli utenti domestici e i flussi energetici nelle cabine primarie.

Si sottolinea come la correlazione è stata limitata alle cabine primarie, non si è cioè valutato l'impatto sulla singola linea MT o, addirittura, sulla rete in bassa tensione, in quanto la valenza dello studio qui discusso non è quella di ricostruire con la massima granularità il comportamento di ogni singolo utente e l'andamento dei flussi su ogni singola linea, fattispecie che si ritiene non verosimile, o comunque non possibile in ragione dei dati a disposizione di DEVAL, viceversa l'obiettivo è quello di identificare a livello aggregato, ovvero per ogni macroarea, quale possa essere l'impatto dell'elettrificazione dei consumi domestici per riscaldamento, così da pianificare eventuali potenziamenti degli impianti primari (interventi complessi). A seguire, seguendo la reale evoluzione che avranno i consumi, evoluzione che sarà ragionevolmente differenziata fra un'area e l'altra, si andrà a monitorare l'adeguatezza della rete e, ove necessario, ad intervenire.

Si precisa altresì che, rispetto alle finalità dello studio, ovvero ai fini di una corretta pianificazione della rete, non è sufficiente stimare il fabbisogno energetico incrementale legato ai processi di elettrificazione, viceversa è opportuno ricostruire un profilo di potenza dei prelievi stimati, infatti è proprio in ragione di tale profilo di potenza che si deve ragionare rispetto all'adeguatezza delle infrastrutture.

Nel dettaglio della metodologia di analisi, le informazioni a disposizione di DEVAL sono sintetizzate nella seguente lista:

- Dimensioni dei singoli edifici e loro esposizione;
- Tipologia d'uso degli edifici o, meglio, entro i dati associati ai singoli POD è disponibile l'informazione relativa alla tipologia di contratto in essere (prima abitazione, casa vacanza, altro);
- Temperatura media storica per il comune in analisi, in alcuni casi differenziata per frazioni;
- Prestazione energetica media dei vari edifici in un dato comune (il dato è stato ricavato da database pubblici ISTAT² e SIAPE³);
- Prestazioni tipiche (COP) attese dalle soluzioni tecnologiche di riscaldamento ad oggi commercialmente disponibili.

Rispetto a tali informazioni, entro lo studio si è provveduto a definire un profilo d'uso dei vari edifici, appunto differenziato fra le abitazioni classificate come residenza principale e quelle classificate come case vacanza, ricavandone un profilo di temperatura di riferimento richiesta entro le abitazioni stesse.

Comparando la temperatura di riferimento richiesta con i profili di temperatura media dei vari siti, si è ricavata la quantificazione dei "gradi giorno" richiesti dai vari edifici, sia in valore assoluto che come profilo nel tempo.

Comparando i dati di volumetria dei vari edifici, di prestazione energetica media degli stessi (questo secondo dato è disponibile con granularità comunale), di profilo di temperatura di riferimento richiesta entro i singoli edifici (il dato è correlato al modo d'uso dei vari edifici, ovvero a stime sulle presenze, entro i vari edifici, degli utenti), si sono ricavati dei profili attesi di consumo elettrico associabili al riscaldamento domestico.

Come ben chiaro, l'approccio proposto sconta una certa approssimazione legata alle ipotesi introdotte, si ribadisce quindi che la valenza non è quella di riprodurre fedelmente, con granularità del singolo utente, i futuri consumi energetici, viceversa l'obiettivo è di identificare i modi d'uso più probabili e di stimare, a livello aggregato, il potenziale impatto sulle infrastrutture.

² http://dati-censimentopopolazione.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DICA_EDIFICIRES

³ <https://siape.enea.it/>

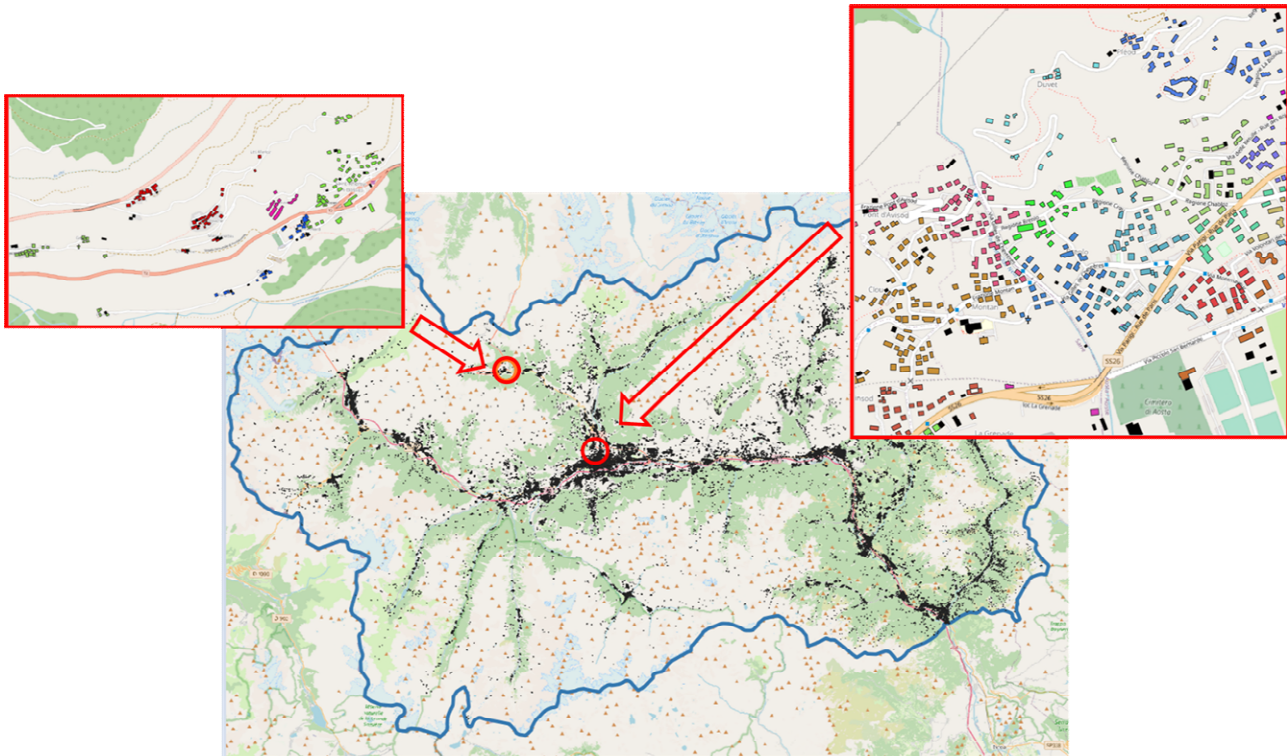


Figura 37. Esempificazione del modello numerico sviluppato al fine di stimare la distribuzione territoriale del fabbisogno incrementale per elettrificazione del riscaldamento domestico

Il modello numerico sviluppato sulla base dei dati pubblici disponibili a DEVAL, ha quindi consentito di stimare il profilo di carico corrispondente ad una elettrificazione dei carichi domestici, in particolare la stima è stata aggregata a livello di Cabina Primaria (si ribadisce come stime a granularità territoriale più fine risulterebbero inattendibili rispetto al comportamento, ed alle scelte, dei singoli utenti che si andrebbero a coinvolgere, ovvero quanto sviluppato deve essere inquadrato come un modello di “tendenza”).

Quantitativamente, anche in ragione delle indicazioni riportate nel PEAR VDA 2030 (sia rispetto alla stima del trend relativamente all'utilizzo di soluzioni a pompa di calore, sia rispetto alle iniziative di teleriscaldamento, in essere ed in evoluzione, sia rispetto ai piani di metanizzazione della Regione), si è ritenuto di sviluppare un'analisi di impatto basata sul rischio massimo ragionevole. Ovvero, non ritenendo che DEVAL abbia, ad oggi, dati a sufficienza per una stima del trend di elettrificazione dei consumi per riscaldamento domestico (si precisa, questo non per mancanze da parte di DEVAL, ma per ruolo e competenza di una società di distribuzione), né volendo azzardare stime “soggettive”, si è scelto di ricostruire uno scenario corrispondente al rischio (rischio inteso come potenziale impatto sulla rete, ovvero rischio ai fini della pianificazione del sistema) massimo ragionevole rispetto all'evoluzione del riscaldamento domestico da soluzioni elettriche (a pompa di calore).

Si è quindi introdotto il coefficiente peggiorativo del 10%, ovvero si è ipotizzato che nello scenario di breve termine, con orizzonte quinquennale, non più del 10% delle abitazioni potrebbero passare al riscaldamento elettrico, e si è quindi stimato l'incremento del picco di carico in assorbimento (ovvero eseguendo un'analisi sui profili di potenza) nelle varie cabine primarie.

I risultati ottenuti hanno evidenziato, come era logico aspettarsi, un impatto maggiore nelle aree a maggior densità abitativa, in particolare nell'area di Aosta e, anche se in misura molto

minore, in quella di Verres. In altri casi, l'estensione dell'area e condizioni climatiche statisticamente più impegnative (temperature più rigide dovute alla quota altimetrica) hanno portato in evidenza aree rurali, quali, ad esempio, la Val di Rhemes e la Valsavaranche (corrispondenti alla CP VILLENEUVE).

I potenziali incrementi del picco di potenza in Cabina Primaria, scelto come l'indice di impatto più significativo (ovvero come indice di quantificazione dell'adeguatezza dell'infrastruttura in essere), sarebbero comunque limitati a pochi MW, con la sola eccezione dell'area di Aosta, dove si andrebbero a sfiorare i 7 MW, dato sicuramente significativo e da attenzionare.

Tabella 7. Incremento del picco di carico nelle varie CP corrispondente ad uno scenario di conversione del 10% delle abitazioni a riscaldamento elettrico da pompa di calore

Cabina Primaria	Potenziale incremento del picco di carico [MW]
Aosta ponte pietra	6,71
Verres	2,48
Villeneuve	1,95
Cretaz	1,89
Entreves	1,63
Ayas	1,59
Aosta ovest	1,58
Perreres	1,42
Nus	1,36
Rhins	1,18
Morgex	1,10
Covalou	1,07
Gressoney	0,85
Pre Saint Didier	0,69
Pont Saint Martin	0,67
Pont Saint Martin 2	0,64
Zuino	0,56

Focalizzandosi sul caso di Aosta, in particolare, in Figura 38 si riporta il dato cumulato relativo all'incremento del profilo di potenza in Cabina Primaria (CP Ponte Pietra), ottenuto come confronto fra il caso attuale e quello corrispondente ad una penetrazione del riscaldamento domestico pari al 10%. Come si nota, l'incremento di potenza avverrebbe per un numero limitato di ore/anno, ovvero in corrispondenza di quegli istanti in cui la CP già presenterebbe un transito di potenza elevato, vicino al picco, a cui si va a sommare il transito incrementale dovuto al riscaldamento da pompa di calore.

L'analisi evidenzia quindi come tale fattispecie impatterebbe per poche decine di ore/anno, ovvero solo per poche decine di ore/anno si avrebbe un picco di transito in cabina primaria superiore (riferendosi al picco, non al profilo) all'attuale. Ovviamente, riferendosi viceversa sull'incremento del transito energetico, questo sarebbe sensibilmente superiore.

In Figura 39 si riporta, come dettaglio, l'analisi relativa ad una singola giornata invernale; si nota come il riscaldamento da pompa di calore porterebbe ad un incremento del fabbisogno che segue la normale curva di carico, ovvero con un delta importante sia nelle ore mattutine che in quelle pomeridiane e, in aggiunta, con una richiesta serale anche dopo le ore 21:00 (quest'ultima non risulterebbe tuttavia critica rispetto al picco di potenza in assorbimento).

Infine, in Figura 40 si riporta, sempre per la CP PONTE PIETRA, il profilo di potenza annuale

ad oggi in essere (tratto blu) e quello maggiorato in ragione dei prelievi per il riscaldamento domestico (sempre stimato rispetto al 10% delle utenze). Come già giustificato, l'incremento risulta apprezzabile nei mesi invernali, purtuttavia ragionando sull'impegno in potenza o, meglio, sul picco di potenza prelevata, si nota chiaramente come solo in un numero limitato di ore-anno il nuovo picco di potenza risulterebbe superiore a quello in essere.

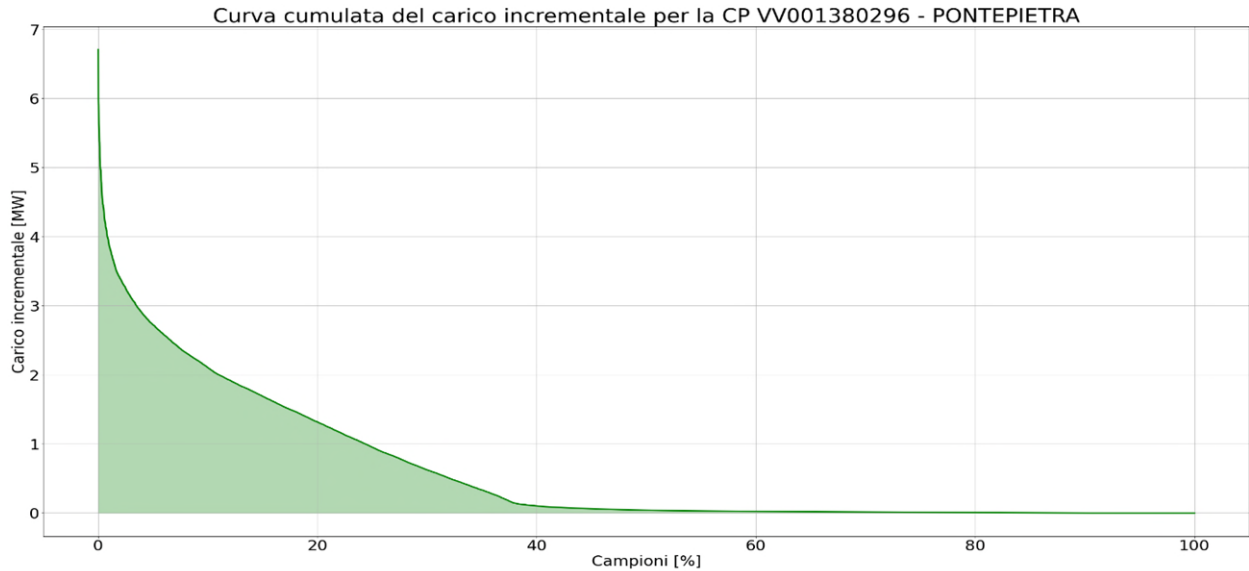


Figura 38. Curva cumulata del carico incrementale corrispondente alla CP PONTE PIETRA

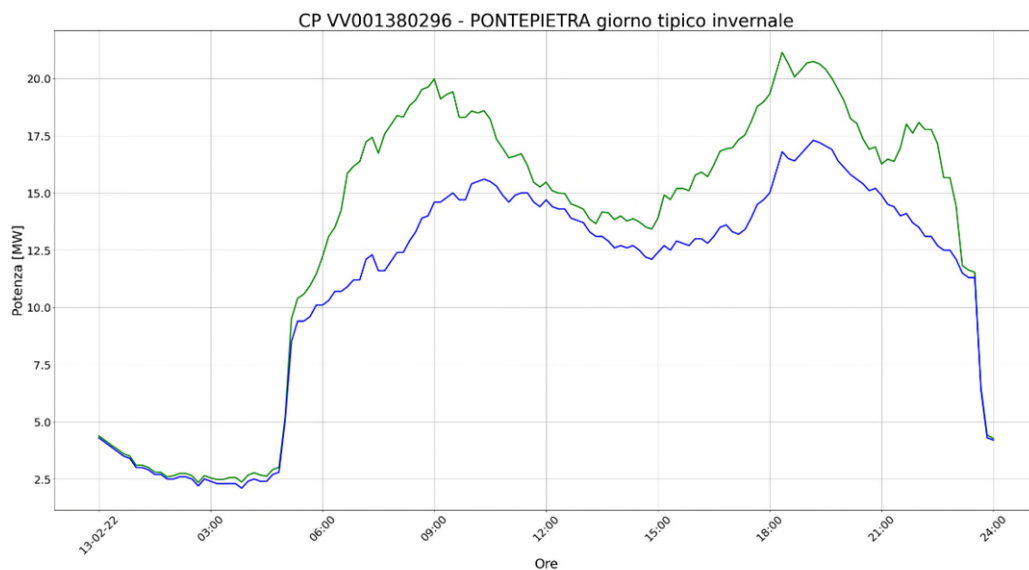


Figura 39. Esempificazione del carico incrementale in un tipico giorno invernale per la CP PONTE PIETRA

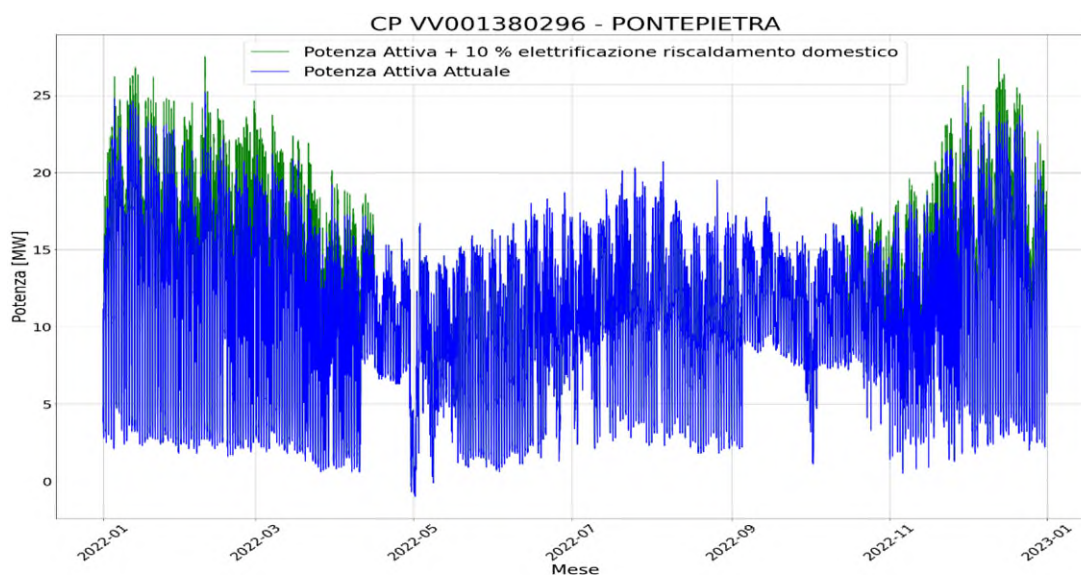


Figura 40. Dettaglio della variazione, sull'anno scenario 2022, del profilo di potenza della CP PONTE PIETRA con e senza elettrificazione del 10% delle soluzioni di riscaldamento domestico

I processi di elettrificazione dei consumi finali, ovviamente, andranno ad impattare non solo le utenze domestiche ma anche il terziario e le utenze industriali.

Tali iniziative, caratterizzate da impegni in potenza superiori, sono tuttavia molto complesse da prevedere, ovvero sono correlate alle singole iniziative dei privati.

Rispetto al presente rapporto si è ritenuto, nello scenario di breve termine, non sviluppare un modello dedicato, non avendo sufficienti informazioni per un'analisi verosimile, viceversa nei prossimi capitoli si andranno a descrivere, e a prendere in considerazione rispetto ai piani di sviluppo della rete elettrica, le iniziative di maggiore entità, ad oggi note, o perlomeno preliminarmente discusse, a DEVAL.

5.1.2 Implementazione di nuove utenze correlate al processo di decarbonizzazione dei centri urbani

Il territorio valdostano, come ben evidenziato nel PEAR VDA 2030, è caratterizzato da una serie di iniziative mirate all'ottenimento di una configurazione *carbon neutral*; le iniziative in fase di studio sono quindi diverse. Esse implicano una serie di evoluzioni, sia tecnologiche che sociali. Ovviamente, tali evoluzioni hanno anche un impatto diretto sul vettore elettrico, e quindi sulla rete.

Fra i principali interventi si cita la pianificazione del rafforzamento delle soluzioni di teleriscaldamento, alcune delle quali, come ad esempio ad Aosta, fanno uso "anche" di pompe di calore centralizzate

Altra iniziativa rilevante è l'azione di efficientamento energetico dell'ospedale Umberto Parini ad Aosta; tale azione prevede una riconversione a pompe di calore (alimentate da vettore elettrico) di tutti i fabbisogni termici per un incremento di potenza impegnata, a regime, di oltre 5 MW.

5.1.3 Altri interventi di elettrificazione dei consumi: il comprensorio sciistico di Pila

Il comprensorio sciistico di Pila (Gressan) ricade oggi nell'area di afferenza della cabina primaria di Ponte Pietra. Nel comprensorio sciistico sono in corso importanti lavori di ammodernamento e potenziamento degli impianti di risalita che comporteranno un incremento della potenza contrattuale dei clienti sottesi di circa 3 MW. La soluzione tecnica

adottata da DEVAL per soddisfare le richieste pervenute (aumenti di potenza e spostamento impianti MT per interferenza con le nuove opere) consentirà di trasferire la normale alimentazione del comprensorio dalla cabina primaria di Ponte Pietra alla cabina primaria di Aosta Ovest, conseguendo anche un maggior equilibrio di carico tra le due CP.

Il peso del comprensorio sarà pari a 7.8 MW (sommatoria delle potenze impegnate dei clienti BT e MT).

5.1.4 Mobilità elettrica

La riduzione dei combustibili fossili nei trasporti è un obiettivo primario sia a livello europeo che, come già anticipato, a livello locale nella Regione Valle d'Aosta, dove il target di neutralità climatica è stato fissato al 2040 e dove, nel dettaglio del settore trasporti, ci si prefigge un'importante azione di *fuel switch* in favore del vettore elettrico, con un target, relativo ai mezzi usati dai privati e dalla PA, pari a 15 000 auto elettriche in circolazione entro il 2030.

Viceversa, come già anticipato, la mobilità pubblica viene traghettata verso il vettore idrogeno, ritenendo che le soluzioni a batterie elettrochimiche non siano adatte al contesto montano in analisi.

Partendo dal parco auto ad oggi registrato presso la Regione Valle d'Aosta (vedi Tabella 8), e dal numero di punti di ricarica registrati a fine 2022, ovvero 537 punti di ricarica distribuiti su 210 siti, vedi Figura 41 (fonte Motus-e), l'area valdostana, caratterizzata da 122 955 abitanti, risulterebbe una delle regioni con il miglior rapporto di auto elettriche per ogni cittadino (seconda solo alla regione Trentino Alto Adige), nonché una delle migliori per il rapporto fra auto elettriche e punti di ricarica.

Tali dati dimostrano la marcata attenzione al tema ambientale ed alla transizione energetica tipica nelle policy energetiche valdostane, purtuttavia si evidenzia come il mercato in analisi non possa essere considerato maturo, ovvero come il parco di auto elettriche, e conseguentemente di punti di ricarica, risulti una percentuale ridotta dei target di valorizzazione di tale tecnologia. Si ricorda infatti che, rispetto ad un parco auto di circa 250-mila auto, il target definito nel PEAR VDA 2030 prevede 15 mila auto, viceversa il parco elettrico attualmente circolante è limitato a un decimo di tale obiettivo (1640).

Senza voler approfondire l'accuratezza di tali numeri, evidentemente influenzati da elementi amministrativi relativi alle immatricolazioni, e altro, nell'ottica del piano di sviluppo della rete elettrica di distribuzione si formulano due considerazioni:

- Il parco circolante attuale è un virtuoso embrione del progetto elettrico definito per l'anno 2030, purtuttavia tale embrione è, ad oggi, troppo acerbo per essere preso come riferimento nelle attività di pianificazione;
- L'impatto attuale dei processi di ricarica sulla rete elettrica è molto modesto, ma in prospettiva degli sviluppi futuri è indispensabile valutare quali aree potrebbero essere maggiormente impattate dai flussi energetici per la ricarica;
- È rilevante, nella prospettiva dei futuri servizi per la flessibilità, valutare se e quanto il controllo della rete di ricarica elettrica possa contribuire alla stabilità, sicurezza ed economicità dell'esercizio della rete elettrica.

Regione	Alimentazione	FINO A 800	801 - 1200	1201 - 1600	1601 - 1800	1801 - 2000	2001 - 2500	2501 - 3000	OLTRE 3000	NON DEFINITO	TOTALE
VALLE D'AOSTA	Altre		1								1
	Benzina	1.455	34.406	52.217	1.299	3.210	293	1.222	371		94.473
	Benzina e GPL	55	662	1.860	54	197	37	10	34		2.909
	Benzina e Metano	1	74	224	2	7	1		1		310
	Elettricità									1.640	1.640
	Gasolio	40	263	74.206	1.317	26.891	24.077	2.851	187		129.832
	Ibrido Benzina	15	12.222	6.084	427	298	259	27	14		19.346
	Ibrido Gasolio			117		492	1	140			750
	Metano		55	53		4		2			114
Non Definito			1							1	
VALLE D'AOSTA Totale		1.566	47.683	134.762	3.099	31.099	24.668	4.252	607	1.640	249.376

Per valutare correttamente lo scenario in divenire, è necessario evidenziare come, a livello nazionale, una quota non marginale dei fondi PNRR sono stati indirizzati ad incentivare la realizzazione di punti di ricarica veloci e ultra-veloci, sostenendo anche la transizione della rete di distribuzione dei carburanti tradizionali, biocarburanti avanzati e sostenibili e con l'obiettivo finale di realizzare una rete di ricarica uniformemente distribuita sull'intero territorio nazionale. Gli stanziamenti a fondo perduto ammontano a 353 milioni di euro, ripartiti nel triennio 2023-2025, con l'obiettivo di realizzare almeno 13.755 stazioni di ricarica veloci nei centri urbani. A questi si aggiunge un finanziamento altrettanto importante a supporto di 7.500 punti di ricarica su strade extraurbane. In aggiunta alla misura PNRR, focalizzata sulla creazione di una rete di ricarica pubblica diffusa in modo omogeneo sul territorio nazionale, è stata adottata anche una misura destinata alla ricarica privata mediante un fondo di 90 mln€ destinato alle imprese. E' quindi logico aspettarsi, nel futuro immediato, una sensibile crescita del numero di stazioni di ricarica; elemento su cui si tornerà nel seguito di questo capitolo.

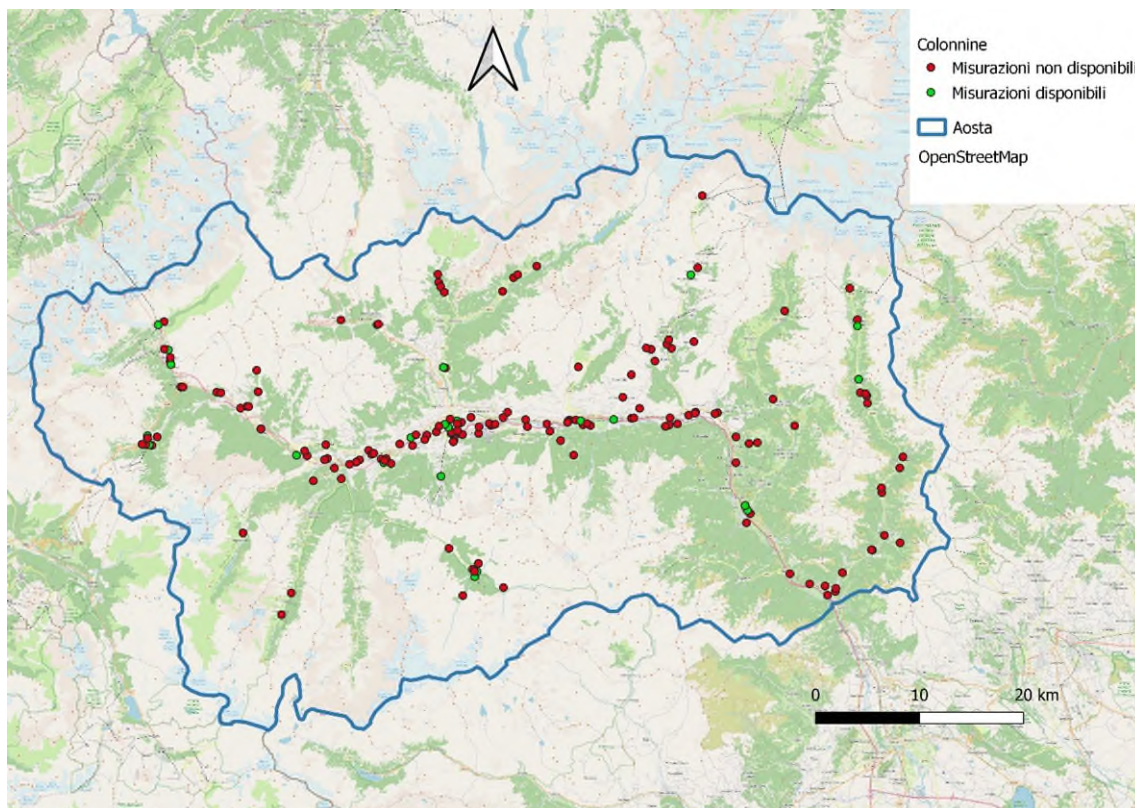


Figura 41. Distribuzione territoriale delle stazioni di ricarica pubblica ad oggi operative nella Regione Valle' D'Aosta

Al fine di impostare un'analisi congruente dell'impatto che la mobilità elettrica avrà sull'infrastruttura di distribuzione, che dovrà essere aggiornata nel tempo, a verificare le ipotesi adottate nello studio, ad aggiornarle e a prendere in considerazione le ovvie

evoluzioni che vi saranno nello scenario tecnologico, sociale, ambientale, DEVAL ha sviluppato, per la presente edizione del Piano di Sviluppo, una prima analisi di “rischio di impatto”.

A tal scopo, si è reso necessario identificare, in prima battuta, una base di dati (preferibilmente pubblica), idonea a supportare lo sviluppo dell’analisi. In tale ottica si è ritenuto di riferirsi ai dati ufficiali ISTAT relativi a:

- celle territoriali (celle di censimento ISTAT in Figura 2)⁴;
- stradario (vedi Figura 42);
- distribuzione di parcheggi, scuole, aree residenziali, aree lavorative, etc. (ove i dati non fossero disponibili da base ISTAT, si è integrato il dataset attingendo al database Openstreetmap).

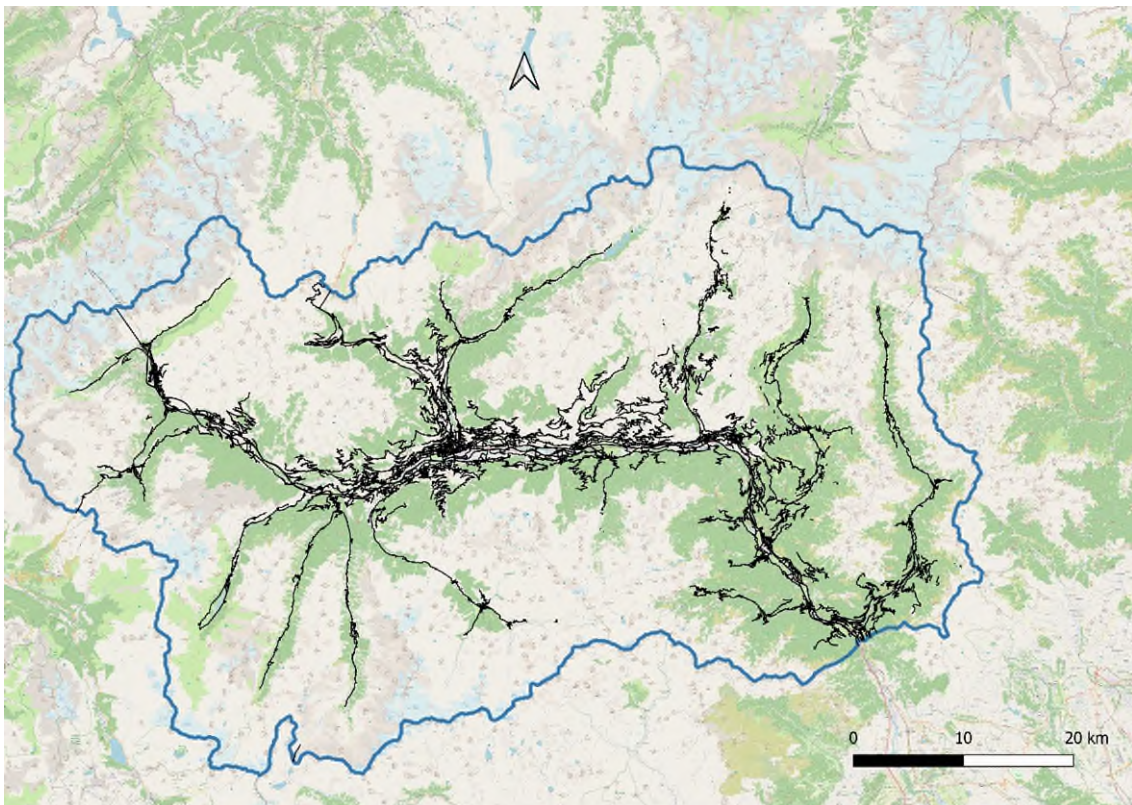


Figura 42. Stradario ISTAT preso a riferimento per le elaborazioni sulla mobilità elettrica

Da ultimo, per fotografare le “abitudini” di utilizzo dei veicoli, ci si è, ancora una volta, riferiti a studi pubblici (disponibili a livello nazionale) prodotti da ISTAT. In particolare, si è fatto riferimento ai dati di “pendolarismo” per attività lavorative o di studio (in Tabella 9 si riporta una esemplificazione del formato dati utilizzato)⁵.

Si sottolinea quindi che le analisi, preliminari, riportate nel seguito, non considerano l’intero set di esigenze di mobilità: a tal riguardo, il modello dovrà quindi essere integrato in edizioni future del Piano di Sviluppo. Il dataset disponibile fornisce, per un tipico giorno lavorativo, i viaggi (differenziati per tipologia) da un comune “origine” ad un comune “destinazione”, nel caso in esame, della Regione Autonoma Valle d’Aosta; considerando anche i viaggi che originano/terminano fuori dalla regione. Tramite opportune elaborazioni, i dati sono stati differenziati a livello di singola cella ISTAT.

⁴ <https://www.istat.it/it/archivio/104317>

⁵ <https://www.istat.it/it/archivio/139381>

Le ipotesi adottate ai fini delle analisi numeriche svolte sono sintetizzabili come nel seguito:

- i singoli “viaggi” vengono associati ad un orario di partenza variabile dalle 6:15 alle 10:15;
- il modello è sviluppato con una risoluzione ai 15 minuti;
- il passaggio dal dataset a granularità oraria a quello con granularità quartoraria è basata su una semplice “probabilità uniforme”;
- ad ogni “viaggio” è associato poi un “ritorno”, congruente rispetto alla combinazione "origine vs destinazione" ed al tipo di viaggio;
- il “tempo di permanenza” è definito tramite una probabilità (distribuzione normale) differenziata fra viaggi a scopo lavorativo e viaggi a scopo di studio (la deviazione standard è presa, convenzionalmente pari a 30 minuti);
- la “velocità” media del viaggio è presa, convenzionalmente, pari a 35 km/h con un potenziale consumo energetico di 0.2 kWh/km.

La procedura sviluppata è sintetizzata dalla flowchart della seguente Figura 43.

Tipo record	Tipo residenza	Provincia di residenza	Comune di residenza	Sesso	Motivo dello spostamento	Luogo di studio o di lavoro	Provincia abituale di studio o di lavoro	Comune abituale di studio o di lavoro	Stato Estero di studio o di lavoro	Mezzo	Orario di uscita	Tempo impiegato	Stima Numero di individui	Numero di individui
L	1	001	059	1	2	1	001	059	000	10	1	2	0000018.81	ND

Tabella 9. Dati ISTAT relativi al pendolarismo impiegati nello studio.

<i>Analisi della matrice di pendolarismo</i>
Nella matrice di pendolarismo si ritrova la descrizione, per un tipico giorno lavorativo, dei viaggi stimati nella Regione Valle d'Aosta, con granularità comunale. Il database è limitato ai viaggi per esigenze lavorative e ai viaggi per esigenze di studio
<i>Analisi dei dati statistici del territorio, come risultati da censimento ISTAT</i>
Rispetto al territorio in analisi, si integra il database informativo con i dati relativi alla densità abitativa, alla distribuzione delle imprese e delle scuole, al numero di lavoratori e di studenti impegnati nelle stesse. Grazie al database OpenStreetMap si geolocalizzano i parcheggi, le scuole e gli altri siti di interesse.
<i>Calcolo delle distribuzioni di probabilità relative alla selezione del luogo di partenza e del luogo di arrivo di ogni singolo viaggio</i>
In base ad un algoritmo a gravità, si selezionano, entro i perimetri dei comuni dichiarati come nodo di partenza e di arrivo dei singoli viaggi, le celle ISTAT a maggiore probabilità di originare, o terminare un viaggio.
<i>Simulazione, secondo le distribuzioni di probabilità sopra-calcolate, dei singoli viaggi, eseguendone il routing sulla rete stradale</i>
In base ai viaggi dichiarati nella matrice di pendolarismo, alla probabilità di selezione di una specifica cella ISTAT come nodo di origine e/o di destinazione, si esegue la simulazione dei singoli viaggi. Entro la simulazione si esegue il routing sulla rete stradale, si valuta la densità del traffico, aggiornandone di conseguenza i tempi di percorrenza e ricalcolando il percorso a maggior probabilità; si esegue infine la stima del costo energetico del viaggio. In esito, si ottiene, con granularità quattoraria, la probabilità che un certo numero di auto abbia come destinazione, nello slot temporale in analisi, una specifica cella ISTAT.

Figura 43. Fasi della procedura sviluppata per l'analisi di impatto della mobilità elettrica.

In sintesi, il modello proposto prevede di estrarre dai sopra-citati dati di pendolarismo, i singoli viaggi, differenziati fra esigenze di mobilità per scopo di lavoro e per scopo di studio (il database pubblico utilizzato, come anticipato in precedenza, è limitato a tali due fattispecie). Per ogni viaggio è dichiarato il comune di partenza e il comune di ritorno; avendo l'esigenza di adottare una granularità territoriale più fine rispetto a quella comunale, si è sviluppato un modello, così detto, *a gravità*, ovvero che va a suddividere secondo opportune probabilità, i singoli viaggi sulle diverse celle territoriali Istat presenti in ogni comune. A base del processo di selezione a gravità vi è, riferendosi alla selezione del luogo di partenza dei viaggi, il peso (da cui, appunto, la dizione di metodo *a gravità*) della popolazione presente in una cella territoriale rispetto alla totale popolazione comunale (il dato era già stato presentato in Figura 2). Viceversa, riferendosi alla selezione del luogo di arrivo di ogni singolo viaggio, si valuta il peso del numero di aziende, e di lavoratori coinvolti, presenti in ogni cella territoriale rispetto alla sommatoria comunale; con riferimento ai viaggi a scopo di studio, il peso è corrispondente alla densità del numero di scuole e di studenti in una certa cella rispetto al totale comunale.

Matematicamente, le probabilità di selezione possono essere sintetizzate secondo le proprietà nel seguito elencate:

- per ogni comune e per ogni cella, la somma delle probabilità di selezione deve essere pari a 1;
- ogni cella è differenziata in termini di probabilità di originare o terminare un viaggio;
- a tal fine si usano come discriminanti: la densità abitativa, il numero di aziende e di

lavoratori presenti, le capacità delle aree di parcheggio, ecc. (vedi Tabella 10).

TRIP REASON	SECTION TYPE	DEF. PROBABILITY FACTOR	WEIGHTS
Work	Origin	$p_i = \frac{POPULATION_i}{POPULATION_{ZONE}}$	wr = 1
	Destination	$p_i = w_p \frac{PARKING\ AREA_{A_i}}{PARKING\ AREA_{ZONE}} + w_{wsp} \frac{WORKERS_{around,i}}{WORKERS_{ground,ZONE}} + w_w \frac{N^o\ WORKERS_i}{N^o\ WORKERS_{ZONE}}$	wp = 0.3 ; wwsp = 0.3 ; ww = 0.4
Study	Origin	$p_i = \frac{POPULATION_i}{POPULATION_{ZONE}}$	wr = 1
	Destination	$p_i = w_p \frac{PARKING\ AREA_{A_i}}{PARKING\ AREA_{ZONE}} + w_{zs} \frac{STUDY\ AROUND\ AREA_{A_i}}{STUDY\ AROUND\ AREA_{ZONE}} + w_z \frac{STUDY\ AREA_{A_i}}{STUDY\ AREA_{ZONE}}$	wp = 0.3 ; wsa = 0.3 ; ws = 0.4

Tabella 10. Ipotesi adottate in merito alla probabilità di originare/terminare un viaggio in una determinata cella ISTAT.

Il modello, come anticipato, considera un primo “importante” dataset di informazioni, ma comunque non “esaustivo”, i risultati ottenuti devono quindi essere rilette alla luce delle ipotesi di calcolo. Ovvero, la matrice di pendolarismo che alimenta la procedura, è ad oggi disponibile solo per quanto riguarda i viaggi a scopo lavorativo e/o a scopo di studio, rappresenta quindi un importante e significativa quota delle esigenze di mobilità, ma non esaustiva. In aggiunta, il dato ad oggi pubblicamente disponibile è limitato ad un giorno lavorativo tipo.

Tali limitazioni portano alla evidenza che, a titolo esemplificativo, nelle aree nelle quali non sono rilevate (o sono rilevate in modo minore) densità abitativa, piuttosto che attività lavorative, parcheggio o scuole, semplicemente non verranno selezionati come “celle” utili per simulare un viaggio.

In esito alla procedura proposta, si vanno ad identificare (Figura 44) le celle ISTAT maggiormente interessate da esigenze di mobilità (a livello complessivo, ovvero non si sta valutando la sola fattispecie della “mobilità elettrica”); dove per interessate si intende il fatto che tali aree avranno una maggiore probabilità di risultare il nodo di arrivo dei viaggi simulati. I viaggi simulati corrispondono alle complessive esigenze di mobilità, ovvero esigenze ad oggi soddisfatte tramite mezzi alimentati da combustibili tradizionali. Nella prospettiva di future evoluzioni della mobilità elettrica, la metodologia proposta, definendo opportune ipotesi su quali spostamenti potranno avere una maggiore penetrazione dell’opzione elettrica, conseguirà la possibilità di valutare le esigenze di domanda per sistemi di ricarica. Ad oggi, il modello è quindi da rileggersi come un’analisi di “rischio di impatto” del fenomeno, ovvero di maggiore incidenza di esigenze di mobilità che, in prospettiva, avranno una certa penetrazione delle tecnologie elettriche.

In particolare, le analisi prodotte mirano ad identificare il picco di richiesta (cioè il picco di auto in ingresso in una certa cella ISTAT), questo in ragione della disponibilità parziale dei dati relativi alla mobilità, che quindi (secondo le ipotesi formulate) consente una modellazione ragionevole dei flussi veicolari, solo entro certe specifiche finestre temporali.

A validazione del modello proposto, si è operato il confronto (Figura 45, Figura 46) fra le celle territoriali ISTAT risultati a maggior rischio di impatto della mobilità, ovvero caratterizzate da un maggior flusso di auto in ingresso nello slot temporale in analisi, e l’attuale distribuzione delle stazioni per la ricarica elettrica pubblica. Il risultato ottenuto mostra un’ottima corrispondenza, a riprova che gli studi condotti dalle società del settore hanno portato ad evidenze similari a quanto riprodotto ai fini del presente Piano di Sviluppo della rete elettrica. In particolare, la corrispondenza maggiore la si ritrova rispetto al modello di traffico ricostruito per lo scenario mattutino (Figura 45), viceversa nello scenario pomeridiano i flussi per la mobilità risultano meno intensi (Figura 46).

Si sottolinea come l’analisi eseguita è dettagliata su tutte le celle ISTAT del territorio

valdostano, a titolo esemplificativo in Figura 47 si riporta il dettaglio relativo all'area di Città di Aosta.

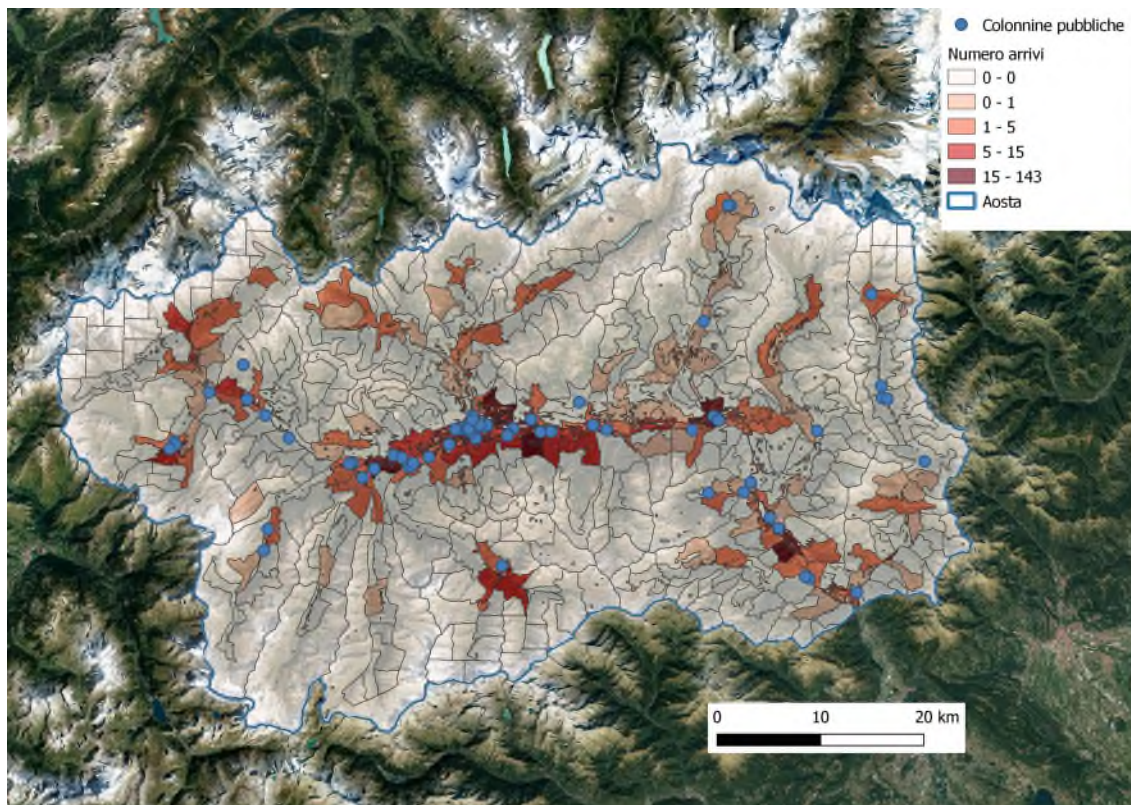


Figura 44. Risultati dell'analisi di "rischio di impatto" della mobilità per la Regione Autonoma Valle d'Aosta. La figura rappresenta il numero di auto in arrivo in ogni singola cella ISTAT fra le ore 7:45 e le ore 8:00

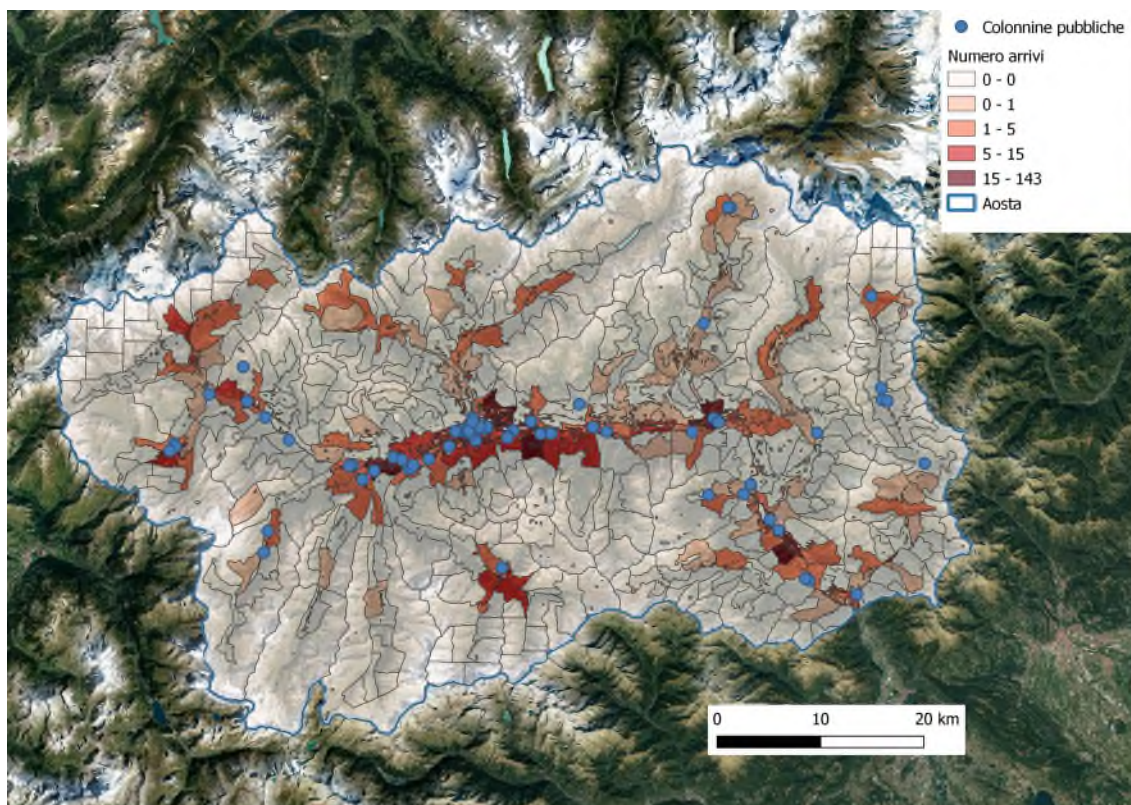


Figura 45. Confronto fra le aree a maggior "rischio di impatto" della mobilità con l'attuale distribuzione delle stazioni per

la ricarica pubblica. Il confronto è correlato con il picco di mobilità mattutina, fra le ore 7:45 e le ore 8:00

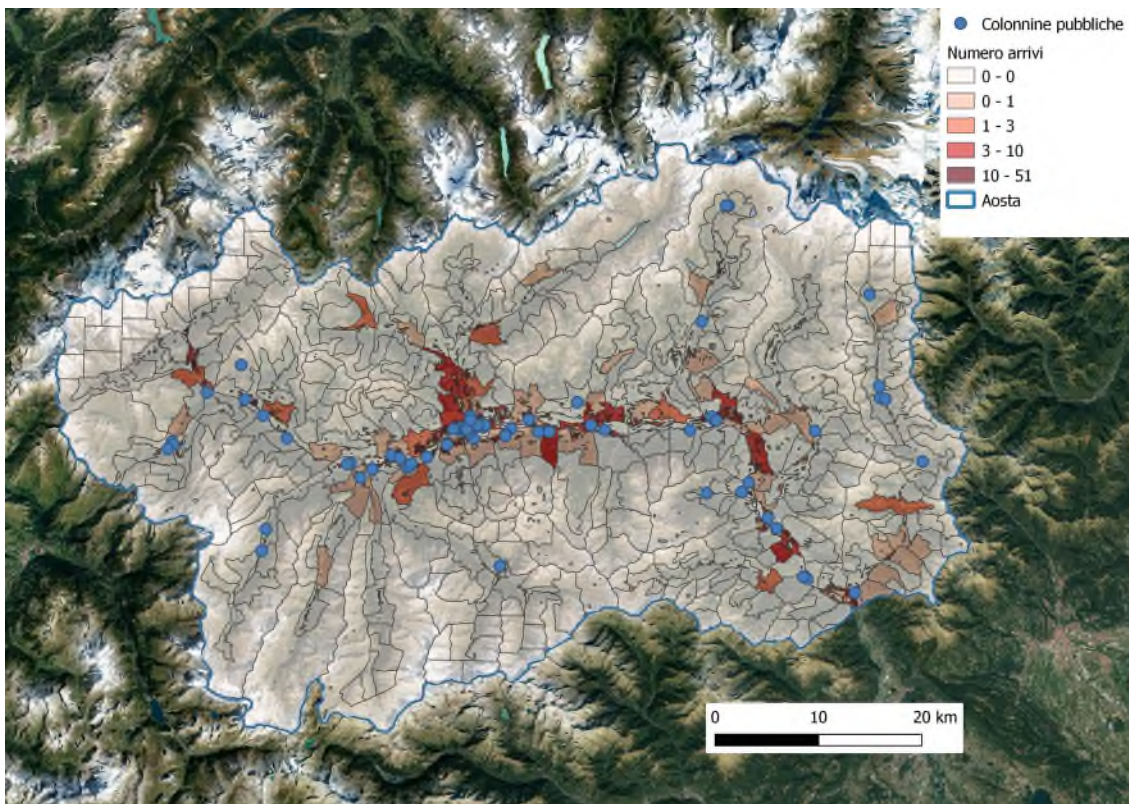


Figura 46. Confronto fra le aree a maggior “rischio di impatto” della mobilità con l’attuale distribuzione delle stazioni per la ricarica pubblica. Il confronto è correlato con il picco di mobilità serale, fra le ore 17:30 e le ore 17:45

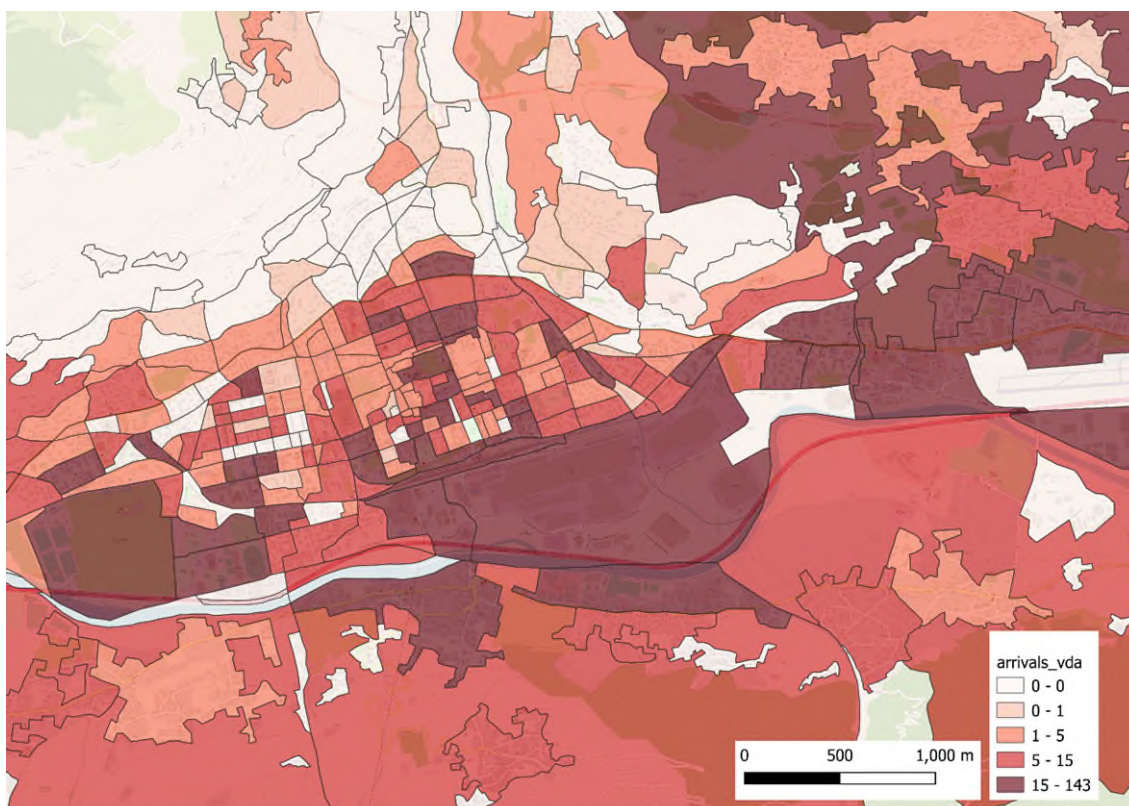


Figura 47. Risultati dell’analisi di “rischio di impatto” della mobilità per la Regione Autonoma Valle d’Aosta. La figura rappresenta il numero di auto in arrivo in ogni singola cella ISTAT del centro della città di Aosta fra le ore 7:45 e le ore 8:00

Il modello sviluppato, come già giustificato, non è da intendersi come un punto di arrivo definitivo, viceversa è qui presentato a titolo propositivo rispetto al tipo di approccio che, tramite dati pubblici, una società di distribuzione come DEVAL possa approcciare un'analisi di stima delle aree che saranno, a livello probabilistico, maggiormente impattate dai processi di ricarica per la mobilità elettrica, e quindi valutarne l'impatto sulla rete, l'adeguatezza delle infrastrutture ed eventualmente, come verrà ripreso nel seguito, l'opportunità di una migliore integrazione nel mercato elettrico, coordinando l'infrastruttura di ricarica al fine di erogare servizi (V1G oggi, V2G in prospettiva) verso il mercato elettrico; ad esempio ai fini della gestione della flessibilità nell'esercizio del sistema elettrico.

Riferendosi ai livelli di penetrazione delle auto elettriche, dati i valori ad oggi in essere, evidenti nel fatto che le stazioni di ricarica operative sul territorio valdostano registrano percentuali di utilizzo pari a pochi percentili di ore/anno, non è possibile riferirsi ai valori storici per eseguire una previsione sulla velocità, e sulle modalità, di evoluzione del fenomeno.

Richiamando il target definito nel PEAR VAD 2030 (15 mila auto elettriche in circolazione) risulta necessario monitorare nel tempo il reale tasso di sviluppo della mobilità elettrica, in modo tale da predisporre prontamente gli interventi in quelle aree che risulteranno maggiormente impattate dal fenomeno.

A dimostrazione della difficile prevedibilità dell'evoluzione, si segnala come le sopracitate iniziative di finanziamento di stazioni per la ricarica pubblica (prevalentemente correlate al PNRR) hanno portato ad un inatteso, ma impetuoso, sviluppo delle richieste per nuove connessioni di colonnine: limitandosi all'anno 2023, ad oggi si registrano richieste per oltre 23 MW. Come rappresentato in Figura 48, tali nuove stazioni hanno una potenza che spazia dai 100 kW a oltre il MW, in particolare si segnala la futura implementazione di soluzioni fast-charge in vari siti lungo l'autostrada A5, di cui quattro stazioni, da 1,25 MW l'una, presso l'area autogrill in Chatillon, un ulteriore potenziamento delle stazioni presso l'area Pollein-Autoporto (dove sono pure già presenti altre colonnine di ricarica nonché una stazione di fast-charge di TESLA).

Le nuove richieste portano ad un sensibile incremento della disponibilità di stazioni per la ricarica pubblica; in Figura 49 si dettaglia la distribuzione di tali soluzioni entro il territorio dei vari comuni valdostani; si rimarca l'eccezionale entità di tale piano di implementazioni e si sottolinea come questo sia associato ad una pluralità di attori: Società Autostrade Valdostane, Ionity, Enel X, Fastway, Electric Italy, BeCharge, Thief Charging.

Lo scenario stimato a fine 2023, in base alle richieste ad oggi pervenute, è riportato in Figura 50, sempre dettagliato come potenza complessiva per ogni comune; si notano due centri di carico prevalenti: l'area di Aosta, l'area di Chatillon, a cui si aggiungono, anche se con intensità minori, quella di Cervinia e di Courmayeur.

Valutando tale scenario in termini elettrici, ovvero di impatto sulla rete di distribuzione, si è provveduto a calcolare la totale potenza per sistemi di ricarica pubblica afferenti ad ogni singola Cabina Primaria. Come evidenziato in Tabella 11, si registra un totale impegno di oltre 30 MW, con una concentrazione non marginale sugli impianti primari di Ponte Pietra (Aosta) e Cretaz (Chatillon). Per comodità di lettura, in Figura 51 si riporta una rappresentazione semplificata delle aree territoriali asservite alle varie Cabine Primarie.

Lo scenario ricostruito porta ad evidenziare un potenziale rilevante impatto sulla rete di distribuzione, impatto che, nell'orizzonte di breve termine, potrebbe essere associato non tanto ad importanti flussi energetici quanto piuttosto a picchi di carico, in aree territoriali specifiche, associate ad eventi particolari (ad esempio, in corrispondenza delle stazioni sciistiche nei periodi invernali festivi).

Al fine di meglio gestire le stazioni per la ricarica elettrica, dato l'impatto ad oggi stimato, si

anticipa la potenziale importanza di servizi di flessibilità associati a tali infrastrutture, con diretto riferimento a logiche di modulazione, o se necessario, interruzione, della ricarica nei momenti di sovraccarico della rete.

Per soddisfare le nuove richieste DEVAL ha previsto soluzioni tecniche puntuali finalizzate alla singola richiesta (linee MT dedicate, sviluppo di rete MT esistente). Nelle aree più impattate sono inoltre programmati interventi di potenziamento/sviluppo delle cabine primarie, quali ad esempio la sostituzione dei TR AT/MT nelle CP di Cretaz (Chatillon) e Perreres (Valtournenche), meglio descritti nel seguito.

Non si ritiene di sviluppare ulteriori potenziamenti della rete di distribuzione in ragione di una potenza installata che, come descritto, è importante, ma rispetto alla quale non si hanno indicazioni rispetto ai flussi energetici ed ai picchi di potenza che “ragionevolmente” potrebbero essere richiesti. Si sottolinea, in tale ottica, il valore eccezionale delle nuove richieste di connessione di stazioni di ricarica pubblica, registrate nel corso dell’anno 2023; DEVAL si riserva quindi, anche grazie agli strumenti modellistici presentati in questo report, ai confronti con le autorità locale, e ai dati di monitoraggio che verranno raccolti dalle stesse stazioni di ricarica, di valutare l’evoluzione della transizione verso la mobilità elettrica e di pianificare di conseguenza ulteriori aggiornamenti sulla rete elettrica.

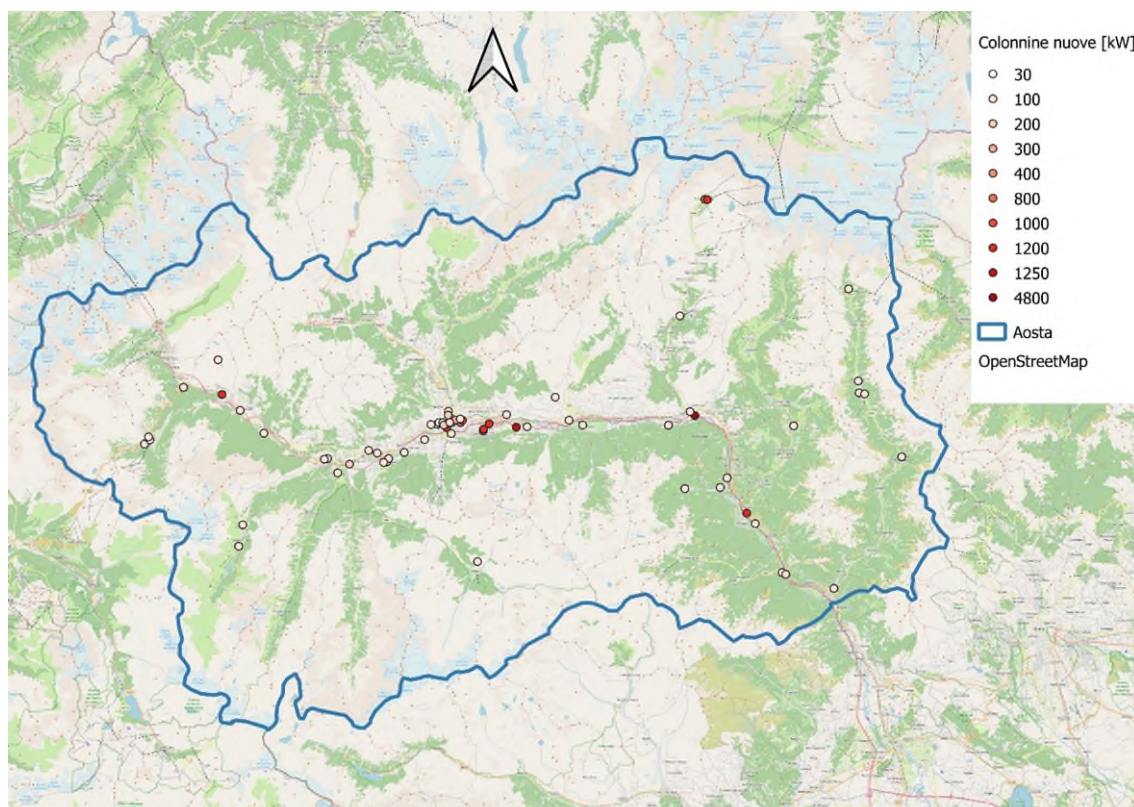


Figura 48. Nuove richieste di connessione per la realizzazione di stazioni per la ricarica pubblica (richieste relative alla prima parte dell’anno 2023)

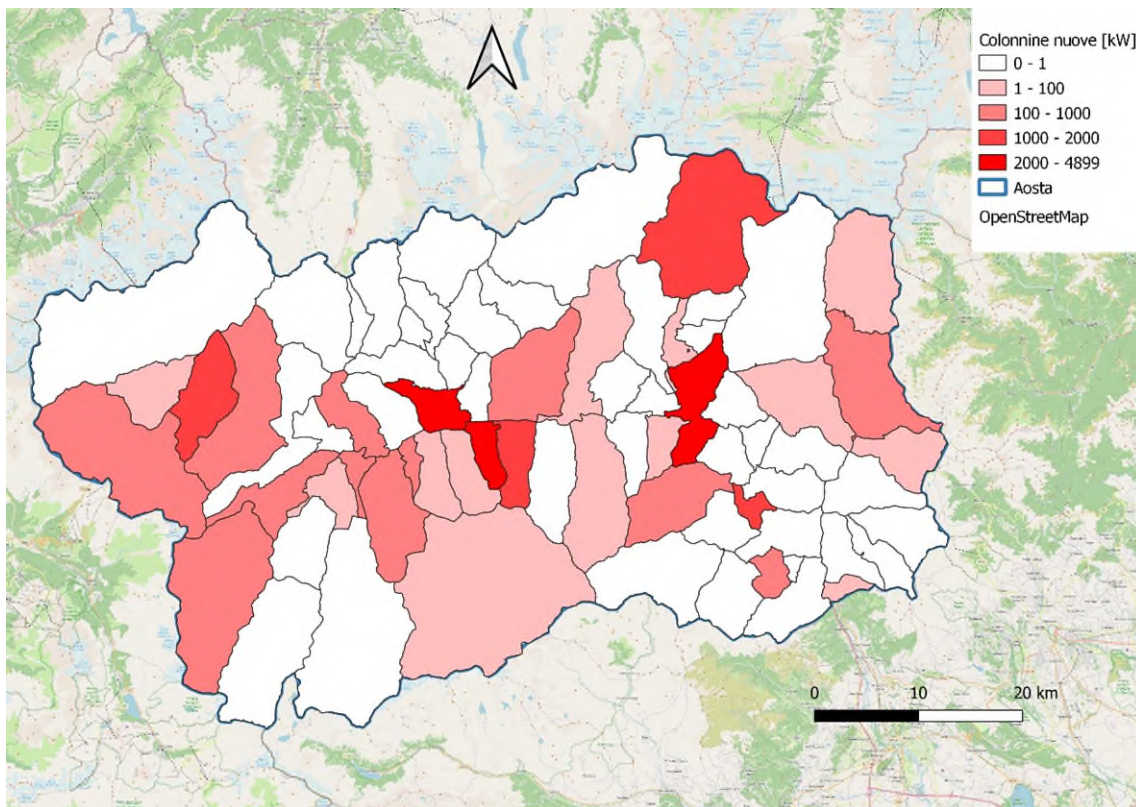


Figura 49. Potenza complessiva delle richieste per stazioni per la ricarica pubblica, disponibili nei vari comuni del territorio valdostano, presentate nella prima parte dell'anno 2023

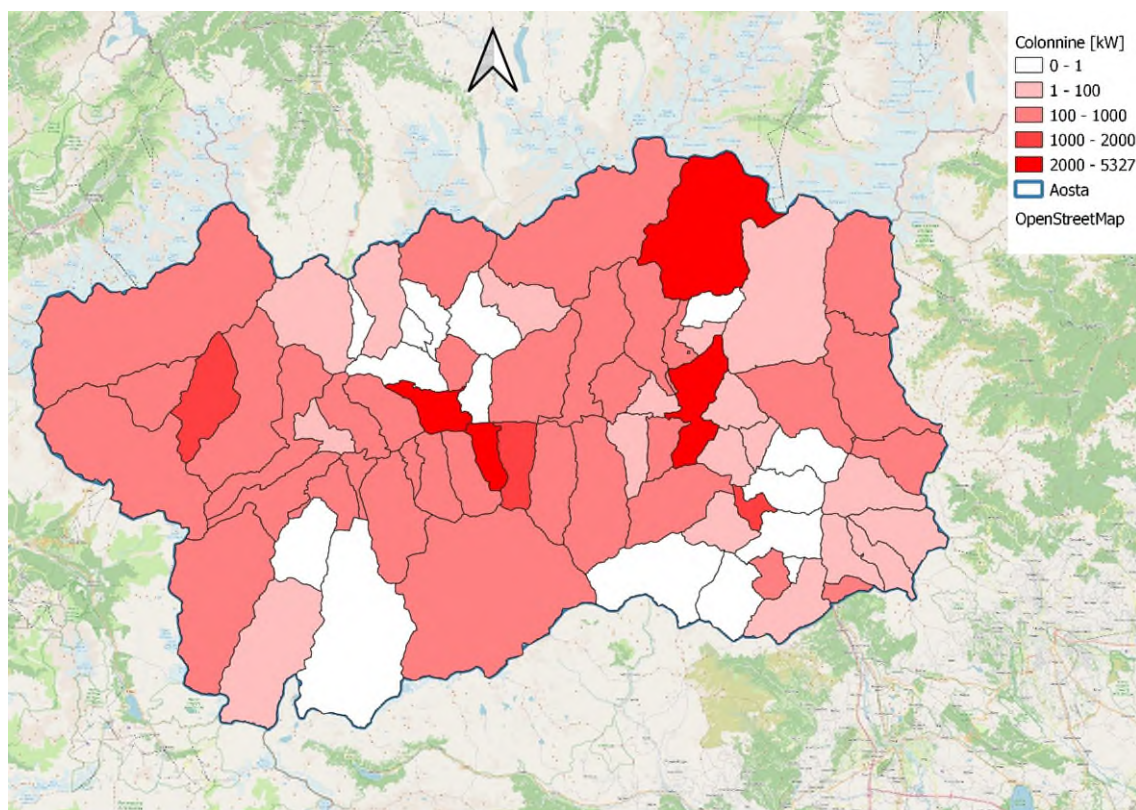


Figura 50. Stima della potenza complessiva, a fine 2023, delle stazioni per la ricarica pubblica disponibili nei vari comuni del territorio valdostano

Tabella 11. Impegno complessivo, per ogni cabina primaria, delle infrastrutture per la ricarica pubblica

PS	AC_Codice	Total power [kW]
----	-----------	------------------

ENTREVES	AC009E00013	289
P.S.DIDIER	AC009E00000	1018
MORGEX	AC009E00014	1884
VILLENEUVE	AC009E00003	1677
RHINS	AC009E00002	501
AOSTA OVEST	AC009E00010	1456
PONTE PIETRA	AC009E00001	9627
NUS	AC009E00008	2446
PERRERES	AC009E00007	2188
COVALOU	AC009E00006	470
CRETAZ	AC009E00004	5334
VERRES	AC009E00005	1932
AYAS	AC009E00011	260
GRESSONEY	AC009E00015	769
ZUINO	AC009E00009	244
P.S.MARTIN	AC009E00012	666

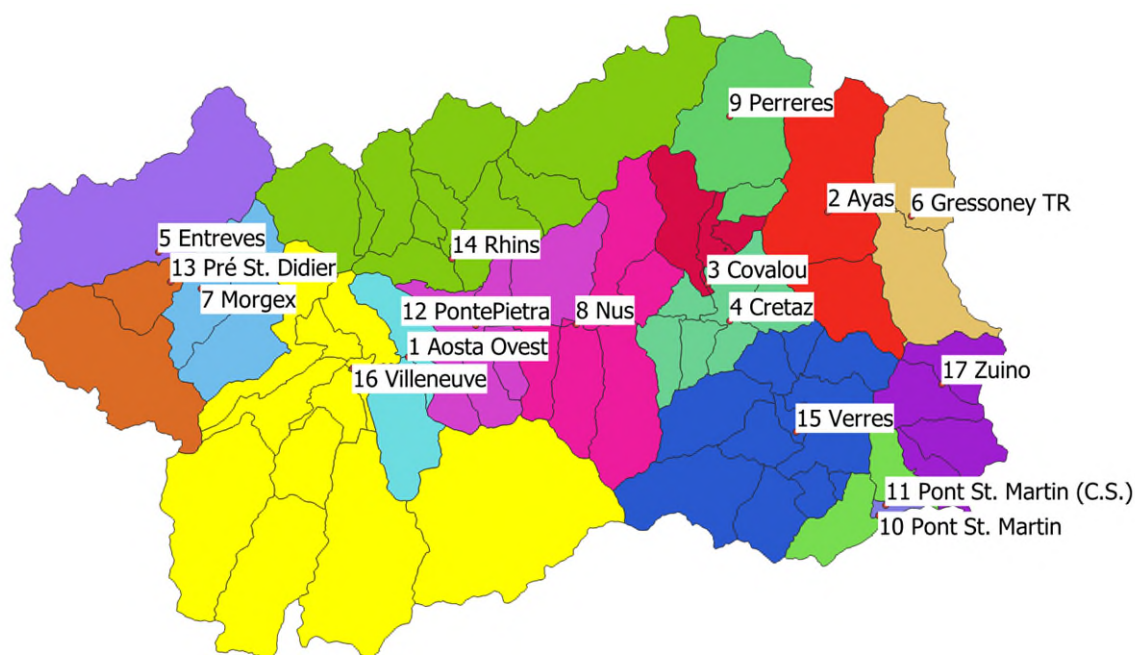


Figura 51. Esempificazione delle aree territoriali asservite alle varie Cabine Primarie

5.1.4.1 Sistemi domestici per la ricarica

DEVAL ad oggi non ha accesso a dati specifici relativi ai sistemi per la ricarica domestica; in prospettiva si andranno a valorizzare i tavoli di confronto con le autorità locali al fine di monitorare al meglio l'evoluzione di tali apparati e il loro eventuale impatto sulla rete di distribuzione in bassa tensione. In tale ottica, i progetti, citati in precedenza, di monitoraggio dell'infrastruttura in bassa tensione consentiranno l'acquisizione di informazioni utili a meglio gestire anche i processi di ricarica domestici. Allo stato attuale e nello scenario a breve termine, in base alle informazioni ad oggi disponibili, si ritiene che il fenomeno della ricarica domestica abbia, nel contesto valdostano, una rilevanza limitata gestibile puntualmente con il potenziamento della rete BT e/o il potenziamento della potenza installata nelle CS.

5.1.4.2 Trasporto pubblico

In merito al trasporto pubblico su gomma, come già riportato diverse volte, le caratteristiche del territorio valdostano sono state giudicate non adatte a soluzioni basate su tecnologie elettriche, è quindi in essere, per i prossimi anni, un piano di valutazione e investimenti verso soluzioni ad idrogeno.

Viceversa, in merito al trasporto su rotaia, è già partito il piano di elettrificazione della tratta Ivrea-Aosta, progetto per il quale RFI ha richiesto tre punti di allacciamento:

- Aosta, 6 MW sotteso alla cabina primaria di Ponte Pietra
- Chatillon, 6 MW sotteso alla cabina primaria di Cretaz (Chatillon)
- Donnas, 7 MW sotteso alla cabina primaria di P.S. Martin

Inoltre, nel contesto montano, DEVAL ha strutturato una serie di confronti e di analisi con i principali operatori attivi nel settore degli impianti a fune; questi hanno caratteristiche particolari, sia rispetto alle potenze impegnate che rispetto alle esigenze di continuità del servizio. Tale specificità giustificano un approccio fortemente cooperativo, consolidato negli anni, tramite il quale DEVAL è parte attiva del processo di progettazione, fin dalle prime fasi di proposizione e ideazione delle opere.

Tale approccio consente, caso per caso, di valutare la compatibilità delle opere con la rete di distribuzione in essere, piuttosto che, se necessario, la pianificazione del potenziamento della stessa.

5.2 Scenari di evoluzione della generazione distribuita

Lo scenario di evoluzione della generazione distribuita si basa, come già descritto nei capitoli precedenti, su due filoni principali.

Il primo è relativo allo sviluppo di generazione fotovoltaica, in particolare da taglie minori, ovvero associate a realizzazioni sulla rete di bassa tensione.

Entro il PEAR VDA 2030 è formulato, come obiettivo, l'implementazione di nuovi impianti per oltre 150 MW. Tale evoluzione richiederebbe importanti interventi di potenziamento sulla rete bassa tensione e impatterebbe i livelli di tensione superiori.

Purtuttavia ad oggi è indeterminato dove tale produzione potrebbe concentrarsi, similmente è finanche pretenzioso stimare la dinamica di implementazione di tali impianti.

DEVAL ha quindi avviato un piano di ammodernamento della rete di distribuzione in bassa tensione, a partire dai trasformatori nelle cabine secondarie e dagli apparati di monitoraggio rete sulle sezioni MT/BT.

Il piano di intervento prevede quindi di potenziale le infrastrutture in essere o di implementarne di nuove in ragione dell'evoluzione dello scenario nelle singole realtà territoriali.

Il secondo filone è invece relativo all'implementazione di nuove centrali idroelettriche, impianti dimensionati fino a qualche MW, ovvero connessi alla rete di distribuzione in media tensione.

Rispetto a questa seconda fattispecie, essendo gli interventi basati su iniziative private (ovvero non è disponibile un database completo ed affidabile delle iniziative che le varie società stanno valutando, né tantomeno è noto quanto tali iniziative siano mature piuttosto che semplici valutazioni preliminari), DEVAL ha operato raccogliendo i dati pubblici ad oggi disponibili, eventualmente integrandoli sulla base di confronti preliminari avuti con gli operatori del settore quando richiesti dagli stessi. In ragione di tali informazioni si è poi provveduto, tramite opportuna modellazione elettrica della rete, a valutare l'eventuale potenziale insorgenza di violazioni e, di conseguenza, le azioni di rinforzo richieste per un corretto esercizio del sistema.

Limitandosi ai dati ufficiali risultano nuovi impianti in fase di realizzazione per circa 10 MW, e potenziali richieste per nuove connessioni per circa 50 MW – vedi Figura 52.

Si constata che tali dati eccedono significativamente le previsioni di sviluppo della produzione idroelettrica prevista dal PEAR.

Fra le altre iniziative, si segnala infine uno sviluppo della produzione eolica data da un intervento di incremento di potenza, di poco superiore al MW, dell'impianto eolico sito nel Comune di Saint Denis.

La pianificazione della rete elettrica di distribuzione, rispetto alla fattispecie di importanti nuovi impianti di generazione, viene ovviamente valutata con attenzione e, tipicamente, si concretizza nella realizzazione di nuove linee MT, o nel potenziamento delle esistenti senza trascurare gli impatti sui trasformatori AT/MT e per la parte di competenza sulla rete di Alta tensione.

Tali azioni di sviluppo non possono, però, essere pianificate e anticipate unilateralmente da parte di DEVAL.

Si rimanda al prossimo capitolo per un dettaglio sugli strumenti adottati da DEVAL per le analisi di rete necessarie alla verifica delle varie richieste di connessione.

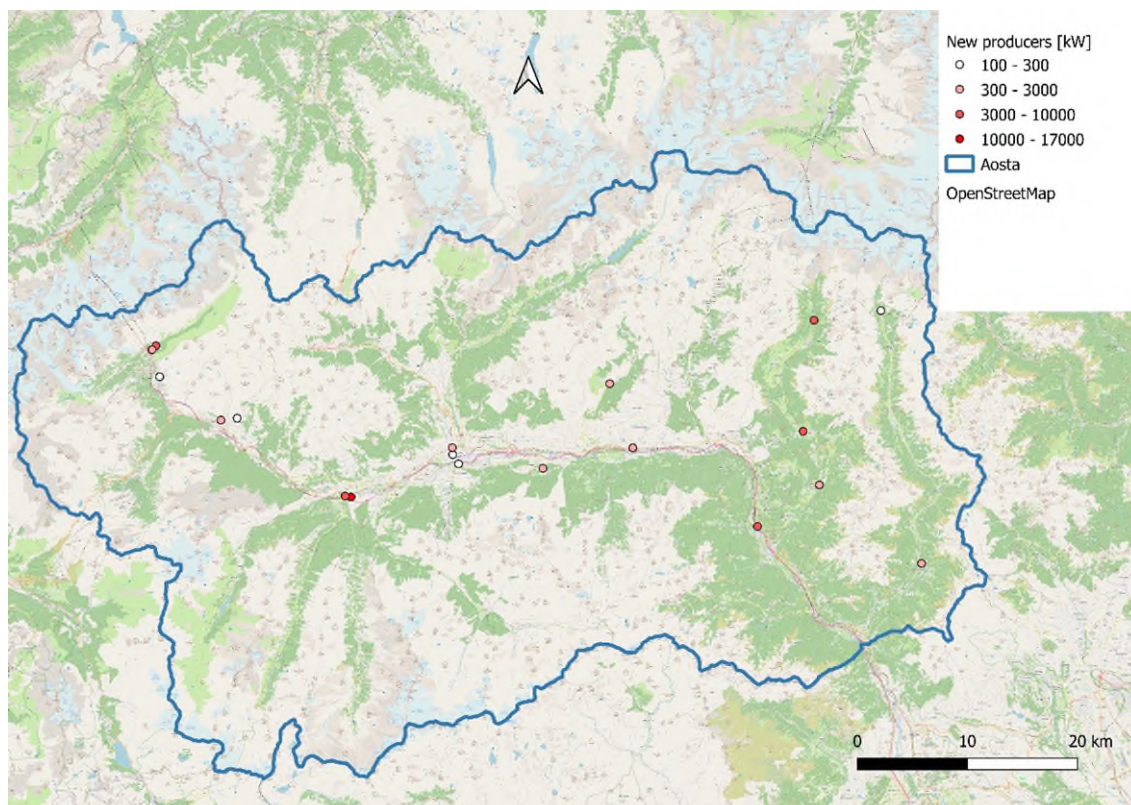


Figura 52. Nuove richieste di connessione e stima di possibili nuovi impianti di produzione (elaborata a seguito di "interessamenti preliminari"). La localizzazione geografica è puramente indicativa e riferita all'eventuale punto di consegna.

6. Identificazione delle necessità di sviluppo della rete

Rispetto alle evoluzioni del quadro energetico, presentate nei capitoli precedenti, DEVAL ha provveduto a quantificare l'adeguatezza della rete elettrica in essere e/o dei potenziamenti in fase di progettazione, basandosi su consolidati strumenti di analisi di rete, fra i quali: SPIRA, SIGRAF.

Tali strumenti, utilizzati con regolarità in passato, hanno dei limiti noti in termini di granularità delle analisi e di potenzialità di calcolo, risultando solo in parte adeguati ai fini dello studio dei nuovi scenari di decarbonizzazione.

In ragione di tale limite, DEVAL ha integrato i software di analisi con una serie di strumenti orientati ad una modellazione più avanzata.

Fra questi, ai fini di questo report, si segnala lo sviluppo di un modello numerico dell'intera rete elettrica di distribuzione in media tensione, modello realizzato in ambiente DigSilent PowerFactory (in Figura 53 se ne riporta una vista di insieme).

Tale modello, ad oggi, non ha ancora la piena integrazione con database relativi ai profili di potenza, ed agli integrali di energia, raccolti tramite i vari POD, ovvero è uno strumento ancora in fase di sviluppo.

Purtuttavia l'approccio si è già rivelato utile nella modellazione di problemi specifici e nella validazione delle soluzioni in analisi.

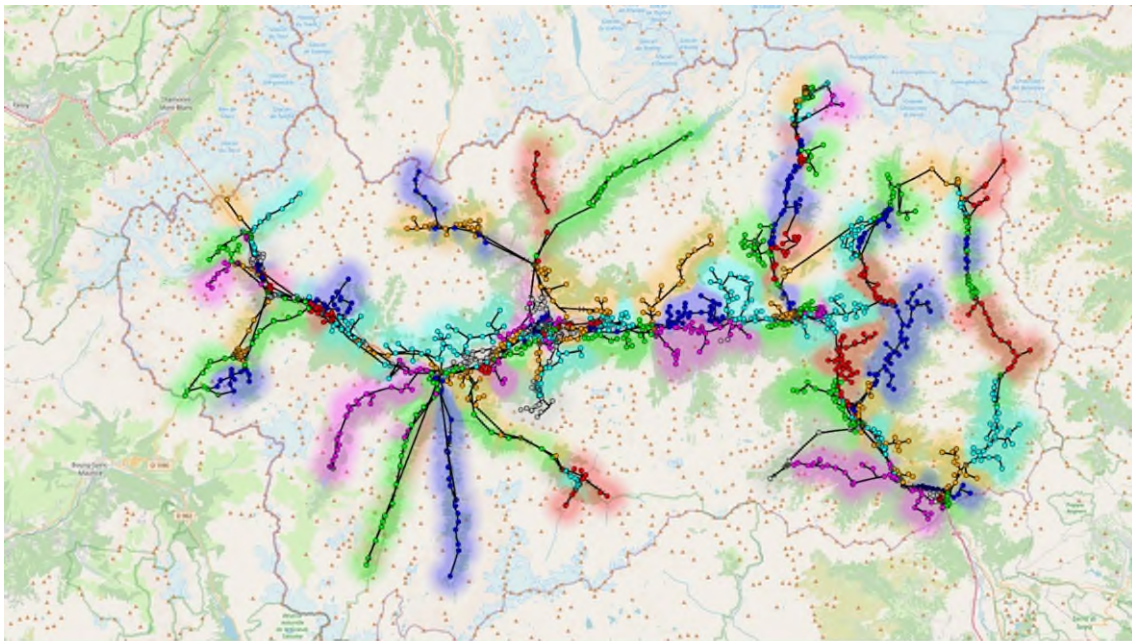


Figura 53. Rappresentazione di insieme del modello numerico costruito in ambiente DigSilent

La procedura adottata ha previsto, in una prima fase, la raccolta sistematica dei dati strutturali e di esercizio della rete elettrica, degli utenti ad essa connessi e, degli interventi previsti sulla rete. A tal scopo, si è attinto dalle diverse fonti nella disponibilità di DEVAL, integrando, ove necessario, le informazioni raccolte con dati di letteratura.

L'obiettivo del processo è stato quello di strutturare delle basi di dati in grado di consentire la modellazione della rete e la sua simulazione sul periodo temporale prescelto.

Nel dettaglio, le principali informazioni oggetto di raccolta sono state le seguenti.

- Per replicare la topologia di rete all'interno dell'ambiente di calcolo si è resa necessaria, in prima battuta, la formalizzazione delle relazioni tra nodi e lati (grafo di rete). Ciò è stato svolto a partire dai modelli sviluppati da DEVAL per finalità di

georeferenziazione degli asset. Inoltre, per ogni ramo, ovvero linea elettrica, sono stati definiti i relativi parametri costruttivi. Gli schemi unifilari e i dati di targa delle macchine elettriche (trasformatori) sono stati impiegati per produrre dei modelli numerici delle sottostazioni. Sono stati infine considerati gli organi di manovra lungo-linea e di controalimentazione, per replicarne lo stato (aperto/chiuso) nell'assetto di rete prescelto.

- I dati dei POD attivi e passivi sono stati raccolti e organizzati all'interno di un opportuno database. Tra le informazioni oggetto di raccolta vi sono sia i dati relativi alla richiesta di connessione dell'utente (es., potenza impegnata, oppure, per le utenze attive, potenza nominale e tecnologia dell'impianto di produzione), che le misure di energia raccolte dal misuratore di scambio e dagli eventuali misuratori di produzione su un anno di riferimento.
- Le misure nei punti di interfaccia interni alla rete DEVAL (ad es., tra i vari livelli di tensione), e tra la rete DEVAL e la rete degli operatori confinanti (Terna o altri distributori sottesi piuttosto che distributori confinanti), sono state ricomprese tra quelle raccolte, allo scopo di effettuare la ricostruzione dei profili di potenza degli utenti misurati a fasce e caratterizzare determinati trend della rete di distribuzione (es. reattivo).
- Tra le informazioni acquisite, vi sono state anche quelle atte a modellizzare gli interventi di sviluppo e potenziamento oggetto di valutazione. In particolare, si è effettuata la modellizzazione della rete nello scenario precedente e successivo alla realizzazione dell'intervento oggetto di pianificazione, in modo da poterne valutare in via analitica i benefici, come differenza tra gli indicatori di rete prima e dopo l'intervento, e porli in relazione ai costi dell'intervento medesimo.

A seguire, le simulazioni di rete hanno previsto principalmente l'esecuzione di calcoli di load flow, a rete integra piuttosto che in assetti di riconfigurazione conseguenti a guasti. In questo modo è stato possibile valutare il comportamento della rete, in termini di tensioni e correnti, in regime statico di funzionamento.

Nello specifico, i calcoli di load flow sono stati impiegati per determinare il valore di regime delle grandezze elettriche di interesse per ogni ora dell'anno di riferimento prescelto (8760 istanti temporali).

Tali analisi hanno supportato le sopracitate "procedure consolidate", in uso da DEVAL, andando a supportare la progettazione degli sviluppi di rete.

A tendere DEVAL andrà a completare e consolidare l'utilizzo di nuovi strumenti informatici, appunto quali DigSilent PowerFactory, integrandoli in modo più strutturato con i database in essere presso il proprio Centro di Controllo, in tale modo sarà possibile sistematizzare le analisi e, come obiettivo a tendere, automatizzarle, costituendo così degli strumenti di pianificazione utili a fornire concreto supporto al personale DEVAL.

Nei capitoli seguenti si vanno a descrivere gli interventi ad oggi pianificati, atti quindi a gestire lo scenario energetico qui delineato, e gli sviluppi stimati secondo le logiche motivate nei capitoli precedenti.

7. Piano degli interventi

Nell'orizzonte temporale coperto dal presente Piano di Sviluppo, DEVAL ha pianificato una serie di interventi di potenziamento e sviluppo della rete. Questi sono finalizzati a sanare le criticità riscontrate nell'esercizio della rete, piuttosto che attese per il prossimo futuro.

Essi sono relativi sia a bandi specifici, promossi a livello nazionale o europeo, come quelli finanziati dalla dall'Unione europea - NextGenerationEU - PNRR, M2C2.2.1 (bando Rafforzamento Smart Grid), sia, ovviamente, alle normali attività di adeguamento e sviluppo rete, pianificate da DEVAL.

Tali interventi vengono descritti nei paragrafi seguenti, classificandoli per tipologia di finanziamento.

In estrema sintesi, rimandando ai paragrafi seguenti per una descrizione approfondita, le analisi sviluppate hanno evidenziato le seguenti aree di attenzione:

- CP Ponte Pietra. Gli sviluppi di carico (ricarica elettrica, elettrificazione ferrovia, penetrazione elettrificazione del riscaldamento domestico, potenziamento Ospedale Parini) hanno evidenziato la necessità di collocare un nuovo impianto primario nel comprensorio delimitato dalle attuali CP di Ponte Pietra, Aosta Ovest, Rhins. Sono in corso contatti per la definizione dell'area a valle dei quali saranno attivate le procedure di progettazione interna e richiesta di connessione della nuova CP a TERNA.
- Area La Thuile. Attualmente il comprensorio è alimentato attraverso linee aeree MT provenienti dalle CP di Morgex e P.S. Didier. Per perseguire il soddisfacimento dello sviluppo dei carichi e l'esigenza di migliorare la rialimentabilità degli impianti, in particolare durante gli eventi invernali meteorologicamente avversi, DEVAL ha pianificato la costruzione di una cabina primaria "semplificata" sottesa ad un cavo AT di proprietà di un produttore. La soluzione è in fase di progettazione definitiva per l'avvio dell'iter autorizzativo.
- Adeguamenti feeder MT. Sono previsti interventi di sviluppo della rete MT che contemperano al loro interno il conseguimento di più obiettivi quali il rinnovo impiantistico, la magliatura delle reti, l'implementazione dei nodi telecomandati, la costruzione di nuove cabine di trasformazione e sezionamento, il potenziamento delle singole tratte al fine di aumentare l'hosting capacity. Nella maggior parte degli interventi è prevista la trasformazione della rete aerea in rete interrata.
- Sostituzione di trasformatori AT/MT per rinnovo parco TR. Si tratta di due sostituzioni di TR a pari potenza che rientrano nella normale programmazione.

Inoltre, nell'ambito dei finanziamenti stabiliti dal PNRR, sono previsti gli ulteriori interventi descritti di seguito:

- Costruzione di un nuovo feeder MT in uscita dalla cabina primaria di Villeneuve, preposto ad essere la principale alimentazione della Valgrisenche nell'ottica di un sostanziale incremento della hosting capacity della rete.
- Potenziamento della potenza installata nelle cabine primarie attraverso la sostituzione dei trasformatori in cabina primaria con altri di maggiore potenza.
- Sostituzione di trasformatori MT/BT e in cabina secondaria e contestuale rifacimento dei quadri BT con telecontrollo e telemisura di grandezze elettriche e parametri di cabina. Sono stati individuati 90 siti.

Il quadro economico delle iniziative, con il dettaglio del piano degli investimenti nel tempo, è riportato nella seguente Tabella 12.

Nel dettaglio, gli investimenti facenti parte del piano di sviluppo sono classificati in funzione della finalità principale in:

- investimenti a seguito di richiesta cliente (nuovi allacciamenti, incrementi di potenza, spostamenti impianti, sviluppo della generazione distribuita, adeguamento della rete al carico);
- investimenti di iniziativa propria per sviluppo e rinnovo impianti (miglioramento e mantenimento qualità del servizio);
- adeguamento a normativa, aumento della resilienza della rete, rinnovo impianti vetusti, sostituzione contatori come da piano PMS2 approvato da ARERA ecc..

Nella prima categoria rientrano gli interventi strettamente correlati alle richieste di terzi il cui numero e impatto sulla rete è collegato alle dinamiche di sviluppo dei fabbisogni energetici, della produzione diffusa e allo sviluppo della mobilità elettrica. Una voce importante dello sviluppo degli impianti è connessa all'inserimento in rete di nuovi impianti di produzione che comportano la necessità di potenziare gli impianti di trasformazione AT/MT esistenti.

Nella seconda categoria rientrano gli interventi individuati da Deval per perseguire gli scopi di miglioramento o mantenimento della qualità del servizio nonché quanto necessario al mantenimento/miglioramento delle condizioni di efficienza. Detti interventi comportano la costruzione di nuovi impianti, l'adeguamento alla normativa, l'aumento della resilienza della rete, il rinnovo impianti vetusti nonché i lavori atti ad ampliare il numero dei nodi telecomandati o automatizzati.

Ogni intervento che comporti la modifica delle apparecchiature elettromeccaniche di cabina, indipendentemente dalla motivazione prevede l'utilizzo di apparecchiatura motorizzata e telecomandata. Contestualmente viene sempre valutata l'opportunità di sostituzione del trasformatore (con altro di maggior potenza a basse perdite) e il telecontrollo del quadro di protezione delle linee di bassa tensione.

Nella programmazione degli interventi viene quindi perseguita una sinergia atta a raggiungere gli obiettivi di qualità citati.

Le strategie che si intendono perseguire nel piano 2023 – 2027 si fondano sulle linee d'azione volte a indirizzare gli investimenti, tenendo conto dei piani europei, nazionali e regionali, di lotta al cambiamento climatico che comporteranno necessariamente una transizione energetica che determinerà un maggior utilizzo dell'energia elettrica. In sintesi, le finalità che si perseguono sono:

- capacità di far fronte alla crescente domanda/produzione di energia elettrica (mobilità elettrica, rifacimento colonne montanti, generazione diffusa);
- automazione e digitalizzazione della rete (smart grids);
- miglioramento della resilienza delle reti;
- interventi migliorativi dal punto di vista ambientale (interramento linee, maggior efficienza energetica);
- rinnovo impianti vetusti.

La seguente scheda evidenzia gli investimenti totali previsti nel piano 2023 – 2027:

Valori in Migliaia di euro

Categorizzazione	2023	2024	2025	2026	2027
Richiesta clienti	4.081	6.004	7.246	4.645	4.708
Allacciamento clienti finali e mobilità elettrica	2.157	2.986	4.222	3.096	3.153
Allacciamento produttori	283	222	226	231	236
Spostamenti	1.578	2.731	2.731	1.250	1.250
Adeguamento al carico	64	65	66	68	69
Sviluppo e rinnovo di Cabine Primarie	2.149	1.981	2.213	4.325	3.780
Sviluppo e rinnovo impianti in Media e bassa tensione	7.679	8.328	6.963	6.339	8.218
Telecontrollo e teletrasmissioni	1.753	592	1.184	1.283	1.309
Interventi finanziati con PNRR	390	2.916	8.706	6.224	
PMS2 - Smart metering 2G	4.239	7.364	3.264	715	431
Sistemi informativi e altri investimenti	1.700	462	533	389	327

Tabella 12 Scheda di sintesi del piano di sviluppo DEVAL 2023 – 2027 (Valori in migliaia di euro)

In Tabella 13 e Tabella 14 è riportato il dettaglio degli investimenti pianificati sulla rete di alta tensione e presso le CP per il passaggio all'esercizio di rete a neutro compensato.

Nome Intervento	Driver intervento	Tipologia intervento	Costo stimato di investimento - Migliaia di euro	Costi stimato di esercizio nei primi 25 anni	Data prevista di entrata in esercizio	Identificazione primo piano di sviluppo in cui è stato pianificato l'investimento	Avanzamento rispetto a quanto previsto nel piano di sviluppo preesistente	Motivazione ritardi esogeni all'impresa o posticipazioni volontarie
Sostituzione trasformatori AT obsoleti	Obsolescenza	Rinnovo impianti	1.585		31/12/2024	2023		
Sostituzione di 5 interuttori AT	Obsolescenza	Rinnovo impianti	300		31/12/2024	2023		
Passaggio a neutro compensato cabine varie (vedasi tabella di dettaglio)	Miglioramento qualità del servizio	Aggiornamento tecnologico della rete	9.083		31/12/2025	2019	5.964	Si tratta del completamento del piano previsto con aggiunta di altri due impianti
Realizzazione di due nuove cabine primarie nei comuni di Aosta e LaThuile	Resilienza	Hosting capacity e loadability	8.190		2026 - 2028	2023		

Tabella 13 Scheda di sintesi degli interventi pianificati sulla rete AT (Valori in migliaia di euro)

Cabina primaria	Totale consuntivo al 31.12.2022	Anno 2023	Anno 2024	Anno 2025	Totale complessivo progetto
CP PONTE DI PIETRA	201	798			999
CP NUS	512				512
CP RHINS	778				778
CP CRETAZ	778				778
CP VERRES	791				791
CP PERRERES	904				904
CP PRE ST.DIDIER	780				780
CP MORGEX	471				471
CP AYAS	748				748
CP AO OVEST				400	400
CP GRESSONEY		679			679
CP PONT ST.MARTIN				798	798
CS VILLENEUVE				400	400
Totale al netto protezioni	5.964	1.477	-	1.598	9.039
PROTEZIONI VILLENEUVE	44				44
Totale complessivo	6.008	1.477	-	1.598	9.083

Tabella 14 Scheda di sintesi degli interventi pianificati per passaggio esercizio rete a Neutro Compensato (Valori in migliaia di euro)

7.1 Interventi finanziati dalla dall'Unione europea - NextGenerationEU - PNRR, M2C2.2.1 (bando Rafforzamento Smart Grid)

Nel settembre 2022, DEVAL ha presentato una richiesta di finanziamento nell'ambito dell'avviso PNRR Smart Grid (M2C2.2.1) per una proposta progettuale finalizzata ad incrementare la capacità della rete elettrica della Regione Valle d'Aosta di ospitare ed integrare ulteriore generazione distribuita da fonti rinnovabili e ad aumentare la capacità e potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici. L'istanza è stata ammessa al finanziamento tramite Decreto direttoriale del MASE n. 426 del 23/12/2022.

Il progetto Smart Grid presentato da DEVAL trae impulso da una serie di fattori emersi nella pianificazione e conduzione del sistema di distribuzione elettrica, strettamente correlati con le caratteristiche e peculiarità del territorio.

L'elettrificazione dei consumi finali è legata alla diffusione massiva di nuove tecnologie presso le abitazioni degli utenti (pompe di calore, piastre a induzione, ecc.). Ciò sta comportando un crescente numero di richieste di aumenti di potenza impegnata da parte degli utenti, a cui sempre più spesso DEVAL si trova in difficoltà a dar seguito secondo le tempistiche previste a causa dei limiti strutturali della rete elettrica. Ad accrescere tale problematica contribuirà inoltre con ogni probabilità nei prossimi anni la diffusione della mobilità elettrica, sia pubblica che privata.

Standard del servizio sempre più elevati e le nuove sfide poste dall'evoluzione dello scenario energetico richiedono poi una digitalizzazione sempre più spinta dell'infrastruttura elettrica, tramite l'applicazione di nuove strategie, fondate anche sul coinvolgimento attivo degli utenti (es. approvvigionamento di servizi ancillari dagli utenti).

In sintesi, la proposta progettuale propone una serie di interventi che possono essere classificati in due macro-filoni di riferimento, il primo focalizzato alla rete di distribuzione in media tensione (e finalizzato all'incremento della Hosting Capacity della rete), il secondo centrato sulle CS, ovvero sulla rete in bassa tensione (e finalizzato all'incremento dell'elettrificazione).

Rispetto al primo filone di interventi, in relazione alle esigenze di integrare nuove unità di generazione, soprattutto idroelettrica, vengono proposti una serie di interventi di sostituzione dei trasformatori posti nelle CP, secondo il dettaglio riportato in Tabella 15.

Il totale degli interventi proposti porta ad un incremento della capacità di trasformazione pari a 100 MVA.

Si sottolinea come la scelta dei trasformatori da sostituire è stata correlata anche all'analisi dell'età anagrafica delle macchine in essere; In aggiunta ai sopracitati interventi sugli apparati di potenza, entro il progetto sono previsti interventi sui sistemi di monitoraggio e controllo, in particolare si propone l'installazione di nuovi sistemi di regolazione della tensione (tap changer) in CP, abbinati a logiche evolute (smart) di controllo.

L'intervento prevede inoltre l'aggiornamento software del sistema DMS (Distribution Management System), già attivo nel centro di controllo DEVAL, ed una sua integrazione con l'architettura di telegestione dei meter degli utenti ed all'intera architettura di telecontrollo della rete MT. Tale integrazione consentirà un marcato miglioramento della funzione di stima dello stato, ovvero di telemonitoraggio della rete di distribuzione.

L'aggiornamento del sistema DMS consentirà quindi, abbinato alle migliorie a livello di telemonitoraggio e stima dello stato della rete, l'esecuzione di algoritmi di ottimizzazione dei

profili di tensione, ovvero di regolazione dei tap changer in Cabina Primaria secondo logiche utili alla minimizzazione delle perdite ed all'incremento della Hosting Capacity della rete (appunto in relazione alla capacità di meglio controllare le tensioni nodali).

In prospettiva il sistema sarà in grado di interfacciarsi con le unità di generazione, portando ulteriori benefici all'esercizio della rete di Distribuzione.

Sempre con riferimento alla rete in media tensione, è prevista la posa di un nuovo feeder 15 kV nell'area territoriale della Valgrisenche. Tale intervento è motivato dalla potenzialità di sviluppo di nuovi impianti di produzione da fonte idroelettrica, di taglia rilevante, in un'area in cui sono già presenti importanti produzioni attestata sulla rete MT. Inoltre, in seconda battuta, si rileva l'opportunità di migliorare i parametri di qualità ed affidabilità della fornitura agli utenti. Il feeder proposto si andrebbe ad attestare alla CP VILLENEUVE (già identificata come un'interfaccia caratterizzata da una ricca presenza di generazione, soprattutto nei mesi estivi). La soluzione proposta prevede la posa di un nuovo conduttore (dimensionato in un cavo 240 mm² Alluminio) e (in prospettiva) di nuove CS distribuite sul territorio della Valgrisenche e dotate di apparati di monitoraggio e telecontrollo allo stato dell'arte. Questo consentirà un incremento della Hosting Capacity della rete, sia in relazione alla nuova capacità di trasporto del cavo, sia in ragione delle possibilità di riconfigurazione della rete, sia in assetto normale che a seguito di guasto.

La nuova linea risulterà direttamente derivata dalla CP VILLENEUVE e si svilupperà per l'intera Valgrisenche, fino alla CS La Bethaz, per una lunghezza complessiva di 16 km.

Il conduttore selezionato presenterebbe una portata cautelativamente stimata pari a 300 [A], ovvero consentirà un flusso di potenza fino a 7,65 [MVA].

Il progetto prevede inoltre la posa, contestuale al nuovo cavidotto, di una connessione in fibra ottica che verrà utilizzata come vettore abilitante per i servizi Smart Grids, si evidenzia infatti come l'orografia del territorio porti a forti complicazioni rispetto all'utilizzo dei vettori radio, o meglio, la complessità è correlata al raggiungimento di opportune performance di latenza ed affidabilità (appunto richieste dai servizi Smart Grids).

CABINA PRIMARIA	TAGLIA TRAFI IN ESSERE [MVA]	TAGLIA TRAFI PROPOSTO [MVA]
CRETAZ	2x16	2x25
ENTREVES	16	25
AYAS	2 x 16	2 x 25
PERRERES	2 x 16	2 x 25
PS MARTIN	2 x 16	2 x 25
MORGEX	16	25
Centro Satellite COGNE	2 x 5	2 x 10

Tabella 15 Tabella di sintesi degli interventi di sostituzione dei trasformatori in CP proposti entro il progetto Smart Grids

Il secondo macro-filone di interventi proposti nell'ambito del presente progetto Smart Grids è relativo alla rete di distribuzione in bassa tensione, ovvero alle cabine di trasformazione MT/BT.

Come precedentemente evidenziato, tali interfacce risultano, ad oggi, già particolarmente impegnate, inoltre, rispetto all'architettura DEVAL, esse non sono dotate di apparati di telecontrollo né di sistemi di misura dedicati.

La valutazione del livello di impegno dei trasformatori, e poi dei feeder BT, è quindi affidata a dei software di stima (nel caso di DEVAL ci si affida alla piattaforma GIS denominata SIGRAF), che presentano delle ovvie limitazioni rispetto alle crescenti esigenze di esercizio

della rete di distribuzione. In relazioni alle prospettive esigenze di gestione dei nuovi, importanti e irregolari flussi di potenza legati alle esigenze della decarbonizzazione (mobilità elettrica, riscaldamento a pompe di calore, ecc.), la mancanza di un opportuno sistema di monitoraggio risulta critica.

Entro il Progetto è previsto il potenziamento di 90 CS, andando ad installare nuovi trasformatori, con potenza maggiorata e dotando le partenze linee BT di opportuni sistemi di misura, che verranno configurati entro il sistema di telecontrollo della rete DEVAL, e di opportuni interruttori motorizzati.

Tali interventi consentiranno un miglioramento sostanziale delle capacità della rete di alimentare, in affidabilità, efficienza e sicurezza, i crescenti carichi elettrici sulla rete di distribuzione in bassa tensione, ovvero consentiranno miglioramenti a livello di elettrificazione dell'area. In particolare, in merito ai benefici attesi dal Progetto PNRR, nella seguente Tabella 16 si riporta il dettaglio degli interventi previsti ed una valutazione di sintesi dell'impatto in termini di incremento della Hosting Capacity; in Tabella 17 si riporta invece la stima del numero di utenti che beneficeranno degli interventi previsti sulla rete MT.

DESCRITTIVO INTERVENTO	HC RETE ORIGINALE [MW]	HC PROGETTO [MW]	INCREMENTO HC [MW]
Sostituzione TRAFI in CP	161,5	256,5	95
Aggiornamento del SW DMS. Integrazione sistema telecontrollo rete con telegestore meter. Attivazione regolazione avanzata di tensione.	n.a.	n.a.	n.a.
Posa di un nuovo Feeder nell'area della Valgrisenche	0	6,88	6,88
Incremento complessivo HC			101,88

Tabella 16 Stima dell'incremento della Hosting Capacity conseguibile grazie al Progetto Smart Grids – interventi rete MT

ELEMENTO OGGETTO DI INTERVENTO	POD DOMESTICI RESIDENTI BENEFICIATI	POD TOTALI UTENZE, IN PRELIEVO, BENEFICIATI
CRETAZ	4.542	10.256
ENTREVES	553	3.431
AYAS	889	8.022
PERRERES	1.145	8.883
PS MARTIN	1.789	3.526
MORGEX	2.143	9.406
Centro Satellite COGNE	479	2.815
Area Valgrisanche	94	451
NUMERO TOTALE POD COINVOLTI	11.634	46.790
Abitanti/PoD convenzionali	2,3	1
NUMERO TOTALE ABITANTI COINVOLTI	26.758	35.156 (incrementali alle utenze domestiche)
TOTALE	61 924	

Tabella 17 Stima del numero di utenti coinvolti (ovvero che avranno benefici) dagli interventi relativi alla rete MT

Per quanto attiene agli interventi sulla rete BT, ovvero al potenziamento di 90 CS, nella seguente Tabella 18 si riporta il dettaglio degli interventi previsti ed una valutazione di sintesi

dell'impatto in termini di incremento della Hosting Capacity; in Tabella 19 si riporta invece la stima del numero di utenti che beneficeranno degli interventi previsti sulla rete BT.

DESCRITTIVO INTERVENTO	HC RETE ORIGINALE [MW]	HC RETE ORIGINALE [MW]	INCREMENTO HC [MW]
Sostituzione TRAFI in 90 CS	13,7	34,2	20,5
Installazione di interruttori motorizzati e sonde di corrente per ognuna delle linee BT afferenti alle CS oggetto di intervento	n.a.	n.a.	n.a.
Nuovo SW di telemonitoraggio e telecontrollo della rete BT, integrato con gli apparati di campo di cui al rigo precedente.	n.a.	n.a.	n.a.

Tabella 18 Stima dell'incremento della Hosting Capacity conseguibile grazie al Progetto Smart Grids – interventi rete BT

ELEMENTO OGGETTO DI INTERVENTO	POD DOMESTICI RESIDENTI BENEFICIATI	POD TOTALE UTENZE, IN PRELIEVO, BENEFICIATI
POTENZIAMENTO DI 90 CS	Mediamente 109,79 utenze/CS per un totale di 9.881 PoD	Mediamente 195,5 utenze/CS per un totale di 17.595 PoD
Abitanti/PoD convenzionali	2.3	1
NUMERO ABITANTI COINVOLTI	22.726	7.714 (incrementali a quelli domestici)
TOTALE	30.440	

Tabella 19 Stima del numero di utenti coinvolti (ovvero che avranno benefici) dagli interventi relativi alla rete BT

La messa in servizio delle opere di cui sopra, realizzate nell'ambito del progetto PNRR "Smart grid", è prevista entro il 30 giugno 2026. La complessiva consistenza e programmazione degli investimenti è descritta in Tabella 20.

Intervento	Costo stimato di investimento - Migliaia di euro	Data prevista di entrata in esercizio	Identificazione primo piano di sviluppo in cui è stato pianificato l'investimento
WPO Gestione del progetto	280	31/12/2026	2023
WP1 Hosting capacity:			
Intervento 1: Sostituzione di 10 trasformatori Alta Tensione / Media Tensione e 2 autotrasformatori MT/MT	10.236	31/12/2026	2023
Intervento 2: Costruzione di una nuova dorsale a media tensione denominata Valgrisenche in uscita dalla Cabina Primaria di Villeneuve	4.830	31/12/2026	2023
Intervento 4 A: Sviluppi software: Integrazione tra il sistema DMS (Telecontrollo AT e MT) e il sistema gestionale RETI (di Terranova) al fine di consentire al sistema DMS la regolazione fine ed in tempo reale delle tensioni di sbarra in cabina primaria.	380	31/12/2026	2023
WP2 Elettrificazione dei consumi			
Intervento 3: Interventi in 90 cabine secondarie	2.259	31/12/2026	2023
Intervento 4 B: Sviluppi software: Sistema di telecontrollo interfacciato con le unità periferiche di cabina secondaria	250	31/12/2026	2023
Totale	18.235		

Tabella 20 Scheda di sintesi degli interventi pianificati sul progetto PNRR M2C2.2.1 "Bando Rafforzamento Smart Grid" (Valori in migliaia di euro)

8. Altre linee di azione intraprese da DEVAL a fronte delle esigenze individuate di sviluppo della rete

L'integrazione fra vettore elettrico e rete dati riveste interesse, soprattutto nella direzione di sfruttare quest'ultima a servizio dell'esercizio del sistema elettrico, con la finalità di abilitare lo scambio di dati e segnali tra apparati di rete, accrescendo le potenzialità del sistema di telecontrollo in essere, piuttosto che espandendone le funzionalità esistenti o abilitandone di nuove. L'integrazione fra reti consente inoltre di sfruttare delle eventuali sinergie fra gli investimenti, andando ad esempio ad impiegare le medesime opere civili per la posa di più infrastrutture (es. posa di cavidotti per la posa di cavi di potenza e di segnali all'interno del medesimo scavo).

Questa tipologia di investimenti risulta abilitante ai fini dell'implementazione di tematiche di frontiera, finalizzate ad esempio alla digitalizzazione delle reti elettriche (digital-twin) e/o al coordinamento tra reti di distribuzione e trasmissione, realizzato attraverso lo scambio di opportuni set di informazioni tra gli operatori. Ricadono all'interno di questa voce anche interventi legati ad esempio all'adozione di strategie avanzate di gestione dell'infrastruttura elettrica (Distribution Management Systems: DMS), orientati ad esempio all'integrazione nel mercato delle rinnovabili, piuttosto che rivolti alla raccolta di misure in tempo reale per migliorare l'osservabilità delle reti.

Relativamente all'architettura di telecontrollo a supporto dell'automazione della rete di distribuzione, tutti gli impianti primari DEVAL risultano attualmente interfacciati mediante TPT2020. È in corso di ultimazione l'installazione dei pannelli A3 in CP (attività non inserite nel piano pluriennale in quanto rientranti negli investimenti ordinari di DEVAL).

È in previsione l'aggiornamento del sistema di telemonitoraggio STM, DMS compreso.

Si segnala come il sistema di telecontrollo e metering ad oggi disponibile è basato su tecnologia proprietaria E-Distribuzione. Nel breve termine è prevista una migrazione ad un nuovo sistema di telecontrollo di metering 2G di altro fornitore (mantenendo comunque la compatibilità con gli apparati in essere), così che DEVAL possa meglio porsi nel mercato. Tale migrazione comporterà una revisione completa delle componenti HW/SW del sistema di telecontrollo.

Le analisi sviluppate hanno inoltre evidenziato l'opportunità di estendere il sistema di monitoraggio ed automazione alla rete BT. Entro il progetto PNRR si svilupperanno alcune prime implementazioni, volte anche a valutare gli apparati e l'architettura più funzionale al caso di DEVAL.

Nel piano pluriennale di investimento sono previsti costi per la digitalizzazione della rete e per il potenziamento delle teletrasmissioni. Tali voci ricomprendono l'attivazione della comunicazione *always on* con le cabine secondarie, prevedendo l'attivazione di un APN privato 4G/5G e costi per cabina secondaria indicativamente nell'ordine di 500 € per gli apparati, oltre a 20 €/anno per traffico dati.

In tali costi è prevista inoltre la sperimentazione della comunicazione della rete LoRa, per applicazioni finalizzate al raggiungimento di cabine secondarie dove non è disponibile il telecontrollo, e per il monitoraggio delle cassette stradali, degli accessi in cabina e degli estensori delle linee aeree.

Inoltre, è previsto il potenziamento dell'automazione rete, prevedendo ad esempio il monitoraggio/telecontrollo di interruttori MT lungo linea.

In merito agli investimenti sul sistema di protezione, si prevede un piano di installazione di

rilevatori di guasto direzionali e misure (RGDM) e interruttori lungo linea (DY800). Purtroppo, ad oggi, non è stato definito un piano dettagliato per l'installazione di tali apparati.

Considerando che la rete DEVAL ad oggi presenta 145 linee MT, stimando l'installazione di 3 apparati per ogni linea, l'aggiornamento richiederebbe l'installazione di circa 300 apparati RGDM e altrettanti apparati DY800.

Ad oggi risultano installati sulla rete DEVAL circa 30 RGDM.

9. Analisi preliminare rispetto all'utilità di servizi di flessibilità

Il tema dei servizi di flessibilità è di particolare rilevanza ed attualità, sia a livello internazionale che nello specifico del sistema nazionale, purtuttavia si sottolinea come la materia non sia ancora completamente consolidata, in particolare rispetto alle modalità di quantificazione dei benefici e dei costi, parimenti il quadro regolatorio non è ad oggi completo.

Alla luce di tali evidenze, DEVAL è attiva su diversi tavoli di lavori, in collaborazione, ad esempio, con Arera, Utilitalia e con i principali DSO attivi sul territorio italiano, con l'obiettivo di valutare quale possa essere il ruolo, e le modalità di gestione, dei servizi per la flessibilità, erogati anche da utenti di medie e piccole dimensioni.

Le valutazioni eseguite portano ad identificare, in sintesi, i punti elencati nel seguito:

- ad oggi le società di distribuzione sono portate, ed hanno prassi e procedure consolidate, per intervenire sulla rete elettrica rispetto alle specifiche esigenze del caso. Molte volte tali esigenze corrispondono a degli obblighi di connessione, è il caso dei nuovi utenti attivi, delle stazioni per la ricarica elettrica, etc. Ne consegue una sostanziale indeterminazione della fattispecie "benefici" o, meglio, il beneficio risulterebbe come la corretta esecuzione dei compiti istituzionali di un DSO;
- anche laddove sia possibile identificare un "beneficio", come potrebbe essere il caso di un intervento che incrementa la hosting capacity della rete, si sottolinea come le modalità di quantificazione del KPI (hosting capacity nell'esempio formulato, ma la stessa cosa si potrebbe dire per la loadability o altro) non è ad oggi standardizzata;
- rispetto alla quantificazione dei costi di una soluzione di mercato, appunto dell'utilizzo dei servizi per la flessibilità, risulta evidente come questi siano correlati al modello di mercato che verrà adottato;
- nella fattispecie di DEVAL, come evidenziato nei capitoli precedenti, le analisi sviluppate hanno portato ad evidenziare una disponibilità molto limitata di sistemi di accumulo, soluzione che si ritiene possa essere molto adatta alla gestione di servizi di flessibilità, inoltre la particolare distribuzione delle centrali connesse alla rete di media tensione e la struttura stessa della rete di distribuzione portano a ritenere che il contributo di tali risorse risulterebbero solo parzialmente efficace nella gestione di criticità locali. Ad oggi DEVAL non ha avuto la possibilità di eseguire modellazioni e simulazioni specifiche in tale direzione, attività che verranno avviate non appena sarà consolidato e validato un modello *digital-twin* della rete di distribuzione (come descritto nel precedente capitolo 6);
- in ottica propositiva si segnala, invece, come le analisi (vedi capitolo 4) relative alla distribuzione spaziale delle utenze passive connesse alla rete in Media Tensione, porta a ritenere che servizi di modulazione dei prelievi e/o di interrompibilità potrebbero essere di utile applicazione nel contesto valdostano;
- quanto al punto precedente, trova particolare rilievo il tema della mobilità elettrica. Come già ampiamente dettagliato, in Valle d'Aosta si sta infatti registrando un imponente fenomeno di implementazione di stazioni pubbliche per la ricarica elettrica, rispetto alle quali si ritiene che l'impegno energetico sarà limitato, viceversa l'impegno in termini di picchi di potenza prelevata in giornate/situazioni particolari potrebbe essere importante. Anche in tale caso, la disponibilità di servizi di flessibilità per modulare o interrompere la ricarica pubblica potrebbe avere una valenza positiva. Sul tema, DEVAL auspica che il quadro regolatorio si vada a completare, abilitando già nello scenario a breve termine tali funzionalità.

In conclusione, si conferma, entro le attività di pianificazione, l'attenzione al tema da parte di DEVAL, e la proattività a seguire i principali progetti in fase di avvio in ambito nazionale, valutando se e come tali modelli possano essere replicati, o adattati, nel contesto valdostano.