

# POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Elettrica ed Energetica

Corso di Laurea Magistrale in  
Ingegneria Energetica e Nucleare

## Tesi di Laurea Magistrale

**Effetti dell'incertezza modellistica e climatica sulla  
valutazione della produttività idroelettrica:  
applicazione all'impianto di Villa di Prali**



**Politecnico  
di Torino**

**Relatori:**

Prof. Paolo Vezza  
Prof. Alberto Viglione

**Candidato:**

Gianluca Lamberti

DICEMBRE 2025

# INDICE

## ABSTRACT

<b>1. INTRODUZIONE</b>	<b>1</b>
1.1. IL RUOLO STRATEGICO DELL'IDROELETTRICO NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA	2
1.2. CAMBIAMENTO CLIMATICO E IMPATTI SULL'IDROLOGIA ALPINA	4
1.3. IMPIANTO IDROELETTRICO VILLA DI PRALI	5
<b>2. MATERIALI E METODI</b>	<b>11</b>
2.1. SIMPO	11
2.1.1. SIMPO CORRETTIVO	13
2.2. RENERFOR	21
2.3. SCENARIO LIQUIDO	25
2.4. SCENARI RCP 2.6 E RCP 8.5, BACINO DI RIFERIMENTO PLESSUR-COIRA	28
2.5. SCENARIO RCP 8.5, BACINO DI RIFERIMENTO SIBERTAL	31
2.6. SCENARIO RCP 8.5 COMBINATO	34
2.7. PRODUZIONE DI ENERGIA	35
2.7.1. TEOREMA DI BERNOULLI	37
2.7.2. PERDITE IDRAULICHE NEGLI IMPIANTI IDROELETTRICI	40
2.8. DEFLUSSO MINIMO VITALE	49
<b>3. RISULTATI</b>	<b>52</b>
3.1. SCENARIO SIMPO CORRETTIVO	52
3.2. SCENARIO RENERFOR	58
3.3. SCENARIO LIQUIDO	65
3.4. SCENARI FUTURI RCP 2.6 E RCP 8.5, BACINO DI RIFERIMENTO PLESSUR-COIRA	69
3.5. SCENARIO FUTURO RCP 8.5, BACINO DI RIFERIMENTO SIBERTAL	78
3.6. SCENARIO COMBINATO RCP 8.5	82
<b>4. CONCLUSIONI</b>	<b>87</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>89</b>
<b>RINGRAZIAMENTI</b>	<b>90</b>

## ABSTRACT

Il presente lavoro di tesi è volto alla valutazione degli effetti delle incertezze delle stime delle portate fluviali e del cambiamento climatico sulla produzione di energia di un impianto idroelettrico ad acqua fluente. L'incertezza nella stima della portata risulta essere particolarmente rilevante nel contesto della produzione di energia rinnovabile nell'arco Alpino, regione caratterizzata da una crescente variabilità stagionale dovuta agli impatti del cambio climatico.

Lo studio è stato condotto sull'impianto idroelettrico di Villa di Prali, attualmente in costruzione lungo il torrente Germanasca, in provincia di Torino. È stata sviluppata un'analisi di sensibilità idrologico-energetica, sulla base dei modelli di regionalizzazione delle portate SIMPO e RENERFOR. L'analisi dell'effetto del cambiamento climatico ha preso in considerazione gli scenari climatici futuri RCP 2.6 e RCP 8.5 per i bacini della Plessur (Svizzera) e del Sibertal (Austria), con l'aggiunta di uno scenario estremo a precipitazioni esclusivamente liquide.

Dall'analisi dei risultati degli scenari futuri emerge una distribuzione più uniforme delle portate nel corso dell'anno, con riduzione e anticipo del picco primaverile delle portate. In particolare, si prevede una forte riduzione del deflusso nel periodo estivo che comporta una variazione negativa della produzione di energia fino a circa -40% nei mesi più caldi. Invece, si osservano forti incrementi di produzione nei mesi di marzo e aprile, con variazioni anche superiori al +170%. La maggiore distribuzione temporale del deflusso determina inoltre una riduzione del periodo di fermo impianto, e in alcuni scenari comporta un aumento complessivo della produzione annua superiore al 30% rispetto alle condizioni attuali.

Dalle analisi risulta che la configurazione progettuale attuale non ottimale in quanto in previsione di scenari futuri le turbine non lavorerebbero alla massima potenza in nessun periodo dell'anno, con conseguente diminuzione dei rendimenti medi. Lo studio sottolinea come i criteri progettuali per nuovi impianti idroelettrici debbano incorporare fin dall'inizio gli scenari di cambiamento climatico. Tale approccio consente una progettazione di impianti più resilienti, capaci di adattarsi alle future variazioni della disponibilità idrica.

# 1. INTRODUZIONE

L'obiettivo principale del presente lavoro di Tesi è la valutazione dell'impatto dell'incertezza nella stima delle portate fluviali sulla produzione di energia elettrica di un impianto idroelettrico ad acqua fluente. Tale analisi si sviluppa attraverso la modellazione del caso specifico dell'impianto Villa di Prali. In un contesto di crescente attenzione nei confronti della sostenibilità ambientale e della decarbonizzazione, l'analisi di sensibilità della produzione energetica rispetto a variazioni dei parametri idrologici risulta uno strumento significativo per la progettazione e gestione degli impianti.

Il lavoro rientra all'interno dell'ampio scenario della transizione energetica, un processo volto alla riduzione delle emissioni di gas serra e al contrasto degli effetti del cambiamento climatico. In tale senso, le fonti rinnovabili giocano un ruolo chiave e l'energia idroelettrica rappresenta una risorsa strategica grazie alle sue qualità di affidabilità, flessibilità operativa e capacità di integrarsi con altre fonti di energia variabile. In modo particolare, gli impianti ad acqua fluente sono fortemente influenzati dalla disponibilità idrica, che può variare in base alle condizioni climatiche e stagionali.

L'analisi è stata sviluppata sull'impianto di Villa di Prali, situato in Piemonte, nel Comune di Prali (Provincia di Torino), che sfrutta il salto idraulico disponibile lungo il torrente Germanasca. La disponibilità dei dati idrologici, messi a disposizione dall'azienda Scotta S.p.A. che ha sviluppato l'impianto, ha reso possibile le valutazioni sulle portate in ingresso.

Un elemento centrale della tesi riguarda l'analisi dell'incertezza associata alla stima delle portate. Tale incertezza deriva sia da limiti intrinseci dei modelli idrologici impiegati, i quali sono generalmente calibrati su serie storiche di dati che rappresentano il comportamento passato del bacino, sia dalla variabilità delle condizioni meteorologiche indotta dal cambiamento climatico. Quest'ultimo risulta una fonte aggiuntiva che può influenzare in modo significativo il regime idrologico di un corso d'acqua, variando la disponibilità della risorsa idrica e, conseguentemente, la produzione energetica degli impianti idroelettrici. Tale considerazione rappresenta un fattore particolarmente rilevante in quanto le concessioni per l'utilizzo delle risorse idriche hanno una durata pluridecennale. Pertanto, risulta fondamentale valutare non solo le condizioni attuali, ma anche l'evoluzione futura dei regimi idrologici, in modo tale da garantire una corretta progettazione tecnica ed economica dell'impianto complessivo nel lungo periodo.

Nello studio dell'idrologia nel contesto attuale sono stati impiegati i modelli SIMPO e RENERFOR per la stima delle portate in alveo, scelti per permettere un confronto tra le diverse metodologie. Tali modelli sono stati oggetto di un'analisi più approfondita delle incertezze. Attraverso l'applicazione della deviazione standard ai valori delle portate valutate nello scenario ordinario è stato possibile osservare l'impatto diretto sulla producibilità elettrica e pertanto l'affidabilità della valutazione energetica.

Il lavoro è suddiviso in tre capitoli. Nel presente capitolo introduttivo viene delineato il contesto generale dell'analisi, con riferimento all'idroelettrico nella transizione energetica, alla descrizione dell'impianto Villa di Prali e all'influenza del cambiamento climatico sul ciclo idrologico. Il secondo capitolo si concentra nell'esplicitare i materiali e metodi impiegati: i modelli idrologici adottati, i dati disponibili, le assunzioni di calcolo e la metodologia utilizzata per l'analisi di sensibilità. Il terzo capitolo presenta i risultati ottenuti dall'analisi, con particolare attenzione alla variazione della produzione di energia elettrica in funzione delle incertezze. Infine, il quarto capitolo è dedicato alle conclusioni in cui si riportano alcune considerazioni finali e spunti per futuri approfondimenti.

## 1.1. IL RUOLO STRATEGICO DELL'IDROELETTRICO NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

Le energie rinnovabili stanno assumendo sempre più un ruolo fondamentale per la transizione verso un sistema più sostenibile. Le fonti rinnovabili come eolico, solare, idroelettrico, biocarburante e altre tecnologie sostenibili, vengono impiegate per diversi scopi, dalla produzione di elettricità alla generazione di calore per edifici e industrie fino all'alimentazione dei mezzi di trasporto. In questi ultimi anni si sta assistendo a una rapida crescita della capacità di generazione di energia rinnovabile grazie al sostegno politico e alle forti riduzioni dei costi, specialmente per il settore dell'eolico e solare. [1]

Grazie alla transizione energetica si possono raggiungere diversi target come la necessità di ridurre radicalmente le emissioni di gas ad effetto serra per attenuare gli effetti del riscaldamento globale mirando all'obiettivo del raggiungimento dello scenario "Emissioni nette zero entro il 2050". Tale concetto è stato ribadito anche durante la conferenza COP28 di Dubai in cui i governi hanno garantito l'impegno di triplicare la capacità di energia rinnovabile a livello globale entro il 2030, aumentandola da 3,8 TW a 11,2 TW. [2] Gli attori principali di questo incremento saranno l'eolico e il solare con quest'ultima che dovrà quintuplicare la capacità passando da 1 TW a 5,5 TW in otto anni per raggiungere gli obiettivi. [2] Questo importante incremento da parte di queste energie rinnovabili variabili rappresenta una criticità rilevante per la sicurezza e la flessibilità della rete. Mentre, per far fronte alla sostituzione di tecnologie ad alto contenuto di carbonio come le centrali a gas e carbone e al contempo alla maggior richiesta di energia dovuta all'elettrificazione del riscaldamento e dei trasporti, la capacità idroelettrica dovrà almeno raddoppiare entro il 2050.

Diverse sono le sfide che si presentano con il processo della transizione energetica. La prima è legata a una generazione sufficiente di energia rinnovabile per sostituire la produzione da parte degli impianti fossili. È cruciale che questa energia non provenga soltanto da fonti rinnovabili variabili ma anche da quelle non variabili come l'idroelettrico, che assicura stabilità e sicurezza al sistema energetico. La seconda sfida, invece, riguarda l'esigenza di mantenere in equilibrio la domanda e l'offerta. Tradizionalmente, hanno svolto questo ruolo i generatori a combustibili fossili in quanto sfruttano l'energia chimica stoccati nel combustibile stesso. L'idroelettrico offre una valida

alternativa, fornendo flessibilità energetica grazie all'energia potenziale accumulata nell'acqua stoccati nei bacini. L'ultima sfida concerne la garanzia della stabilità e affidabilità del sistema elettrico. Pertanto, è necessario disporre di servizi ausiliari fondamentali come il controllo della frequenza e tensione, inerzia rotazionale e la capacità back start. Tradizionalmente questi compiti sono stati affidati ai generatori termici assieme agli impianti idroelettrici. Con il progressivo ritiro delle fonti fossili, sarà necessario un incremento dei generatori in grado di fornire tali servizi.

Per tali motivi la modernizzazione degli impianti esistenti gioca un ruolo chiave per supportare la transizione energetica e garantire l'affidabilità della rete.[2]

Come esplicitato precedentemente i punti di forza dell'idroelettrico sono la flessibilità e la resilienza, fattori che lo rendono complementare con le fonti rinnovabili variabili. L'idroelettrico possiede la capacità di fornire servizi di flessibilità su tutte le scale temporali, da secondi a settimane fino a mesi, garantendo il bilanciamento della domanda e offerta. Inoltre, si tratta di una tecnologia consolidata, costituita da infrastrutture a lunga durata che, se opportunamente modernizzate possono essere in attività per decenni. Per tali motivi, l'idroelettrico viene identificata come una tecnologia essenziale per garantire una transizione sicura e accessibile. [2]

Viene stimato che la capacità globale di energia elettrica rinnovabile sarà oltre i 17.000 TWh entro la fine di questo decennio. Si prevede che nei prossimi anni la produzione di energia eolica e solare superi quella nucleare. [1]

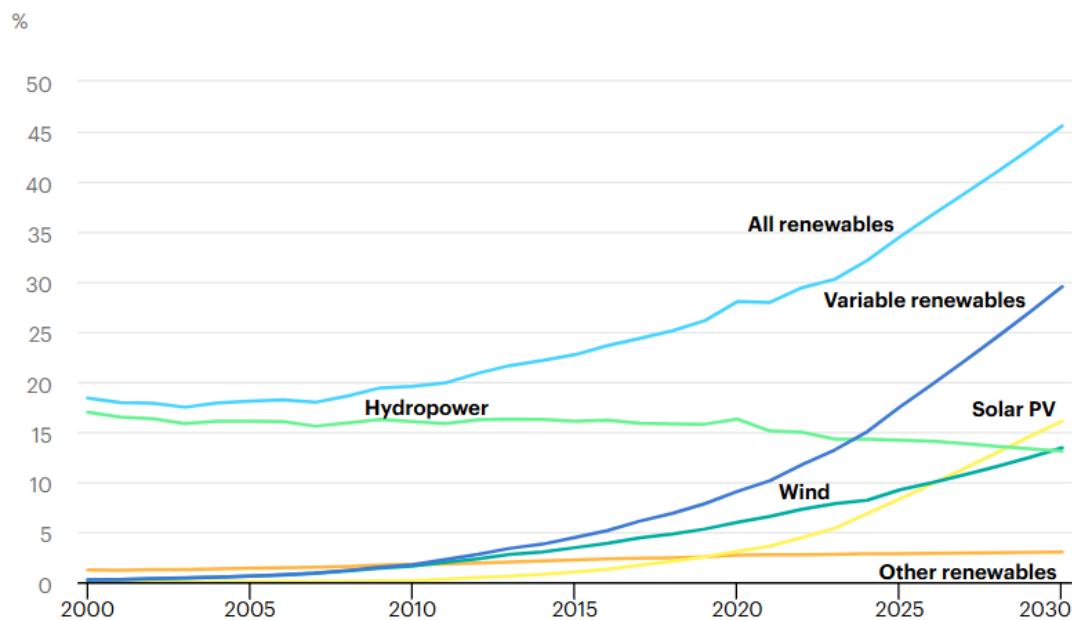


Figura 1-Evoluzione della capacità installata delle fonti rinnovabili nel periodo 2000-2030. La linea "All renewables" include tutte le fonti di tipo rinnovabile; "Variable renewables" rappresenta le fonti non programmabili (principalmente solare ed eolico). Fonte IEA

Inoltre, si pronostica che fino circa il 2030 l'idroelettrico rimarrà la principale fonte di produzione di energia elettrica rinnovabile successivamente superata dall'eolico e solare. Rivestirà un ruolo chiave

a supporto delle fonti rinnovabili variabili al fine di bilanciare le variazioni della produzione di energia solare ed eolica.

## 1.2. CAMBIAMENTO CLIMATICO E IMPATTI SULL'IDROLOGIA ALPINA

Il cambiamento climatico rappresenta oggi un elemento centrale da considerare nell'analisi idrologica, in quanto influisce in modo diretto sulla distribuzione temporale e sulla disponibilità delle risorse idriche. Esso è determinato principalmente dall'incremento delle emissioni di gas a effetto serra, come anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ), metano ( $\text{CH}_4$ ) e protossido di azoto ( $\text{N}_2\text{O}$ ), legate alle attività antropiche. L'effetto più evidente di tale fenomeno è l'aumento della temperatura media globale, che innesca alterazioni significative della circolazione atmosferica, con conseguenti variazioni dei parametri meteorologici: pioggia, vento, umidità.

Nel contesto regionale piemontese, i dati registrati degli ultimi decenni mostrano una trasformazione del regime delle precipitazioni più che un cambiamento del volume totale annuo. Nonostante la precipitazione media annua complessiva non evidenzi forti scostamenti, si osservano importanti variazioni stagionali: incremento delle piogge in autunno e in inverno, rispettivamente dell'ordine del 20% e del 30%, e una diminuzione del contributo primaverile in maniera modesta. Parallelamente, i fenomeni meteorologici si sono intensificati con maggiore frequenza di piogge intense e una maggiore estensione dei periodi secchi.

Nella stagione invernale, su un periodo di osservazione di sessant'anni, si rileva un calo delle precipitazioni nevose, stimato attorno ai valori 13-14%. Inoltre, si osserva anche una progressiva riduzione del numero di giorni con copertura nevosa al suolo e anche un calo dell'altezza della neve stessa. Tali tendenze comportano un anticipo e a un'accelerazione del processo di fusione primaverile, con una perdita più rapida della riserva idrica immagazzinata in forma solida.

Questi cambiamenti comportano importanti conseguenze sulla gestione della risorsa idrica e sulla produzione di energia idroelettrica, che ha un forte rapporto con la regolarità e la prevedibilità delle portate fluviali. In un contesto caratterizzato da un'evoluzione climatica, è pertanto essenziale integrare l'analisi idrologica con considerazioni su scenari climatici di medio-lungo termine. Tale approccio risulta essere particolarmente importante nell'ambito idroelettrico in quanto gli impianti sono a concessioni di lunga durata, come quello in oggetto della presente analisi, la cui concessione è prevista per un periodo di 30 anni. In un arco temporale così esteso, è molto probabile che le condizioni idrologiche di riferimento subiscano modifiche significative, e ignorare tali dinamiche comporterebbe il rischio di una errata valutazione delle portate con effetti di pianificazione ed efficienza errata della produzione energetica.

A livello globale, gli impatti del cambiamento climatico non si manifestano uniformemente, ma variano in funzione delle caratteristiche climatiche e geografiche dei singoli territori. Sovente tali effetti interagiscono tra loro, amplificandosi a vicenda in una sorta di "catena degli impatti". Le principali criticità sono legate alle alterazioni del ciclo idrologico causando riduzioni delle risorse

idriche disponibili, modifiche nella qualità delle acque, ritiro dei ghiacciai, aumento della frequenza e severità di siccità, inondazione ed erosione.

Nel caso specifico del Piemonte sono già in atto diversi effetti: maggiore variabilità delle condizioni meteorologiche con eventi fuori stagione, transizioni rapide tra i periodi secchi e piovosi, incremento della durata della siccità, riduzione della copertura nevosa stagionale e alterazione delle intensità delle piene. In tal senso il ciclo idrologico subisce modifiche profonde con aumento delle esposizioni del territorio ai rischi legati alle acque, sia per scarsità che per eccesso.

Le proiezioni prevedono che la gravità di questi impatti aumenta con l'incremento della temperatura media globale. Secondo il consenso scientifico globale, il contenimento del riscaldamento al di sotto della soglia di 1.5°C entro la fine del secolo rappresenterebbe un limite entro cui gli effetti sarebbero ancora gestibili, mentre superarla implicherebbe conseguenze molto più difficili da gestire e mitigare.

### 1.3. IMPIANTO IDROELETTRICO VILLA DI PRALI

L'impianto oggetto di studio è di nuova realizzazione, ad acqua fluente ed è sito nel comune di Prali, in alta Val Germanasca, in provincia di Torino all'interno della regione Piemonte. L'opera di presa si sviluppa lungo il torrente Germanasca tra l'abitato di Villa di Prali e Ghigo di Prali.

Il torrente Germanasca viene alimentato prevalentemente da acque meteoriche e dalla fusione nivale con caratteristiche tipiche del territorio piemontese. In particolare, la portata risulta essere più alta nel periodo primaverile quando il fenomeno dello scioglimento dei ghiacciai e della neve si manifesta con maggior intensità, mentre è ridotta nella stagione invernale, quando le temperature scendono e lo scioglimento rallenta fino ad arrestarsi.

Da un punto di vista altimetrico, l'opera di presa si colloca a una altezza rispetto alla quota del mare di 1479 m s.l.m mentre la centrale macchine si trova a monte del cimitero della borgata Villa di Prali con il livello idrico a valle delle macchine pari a 1392.95 m s.l.m. Il dislivello ottenuto permette di sfruttare un salto lordo disponibile pari a 30,60 m che rende l'impianto adatto a uno scenario a bassa-media caduta.

Da un punto di vista geotecnico, a livello complessivo i terreni presenti nell'area d'interesse mostrano buone caratteristiche. Il substrato è costituito prevalentemente da materiale a granulometria grossolana ed eventuale presenza di trovanti di discrete dimensioni trattandosi di intervento localizzato lungo l'alveo del corso d'acqua e sulle sponde dello stesso. Non sussistono interferenze di instabilità o fenomeni franosi in atto tali da pregiudicare l'esecuzione delle opere.

Invece, da un punto di vista idrogeologico gli interventi non determinano modifiche di rilievo dell'assetto del corso d'acqua, non essendo previste aperture di nuove vie di deflusso o variazioni sostanziali del regime idraulico dello stesso.

Nella seguente figura viene riportata la mappa che mostra il collocamento dell'intero impianto.



Figura 2- Mappa geografica Italia con individuazione dell'impianto Villa di Prali

Il bacino del torrente Germanasca si estende nel settore sudoccidentale dell'arco alpino nel territorio della provincia di Torino, in Piemonte. È delimitato a Sud-Ovest dallo spartiacque italo-francese e quello del torrente Pellice mentre a Nord con lo spartiacque che lo separa dalla vallata del torrente Chisone.

Il torrente Germanasca ha origine dalle pendici dello spartiacque italo francese e il bacino presenta una quota massima di 3060 m s.l.m., in corrispondenza della vetta del Gran Zueyron. L'area del bacino a monte della derivazione in oggetto di studio ha un'estensione di circa 42.37 km<sup>2</sup>.

Il tratto di bacino ricade all'interno del cosiddetto "settore di montagna", presentando una morfologia tipica delle zone alpine. Considerando il tratto d'interesse delle opere, l'alveo del torrente è di tipo monocursale (un solo canale principale senza ramificazione) e scorre nel fondovalle in direzione Nord-Est all'interno di depositi ghiaiosi e ciottolosi derivanti dall'attività torrentizia, a copertura del sottostante substrato roccioso, localmente fiorenti.

Il torrente Germanasca, in corrispondenza del tratto in cui si sviluppa l'opera di presa, presenta un andamento prevalentemente rettilineo con anse più o meno pronunciate. Il materiale trasportato dal torrente si caratterizza per una generale pezzatura grossolana, con prevalenza di ghiaie e ciottoli con blocchi di dimensioni generalmente decimetriche anche se in alcuni tratti dell'alveo si osserva una frequente presenza di massi angolosi di dimensioni metriche.

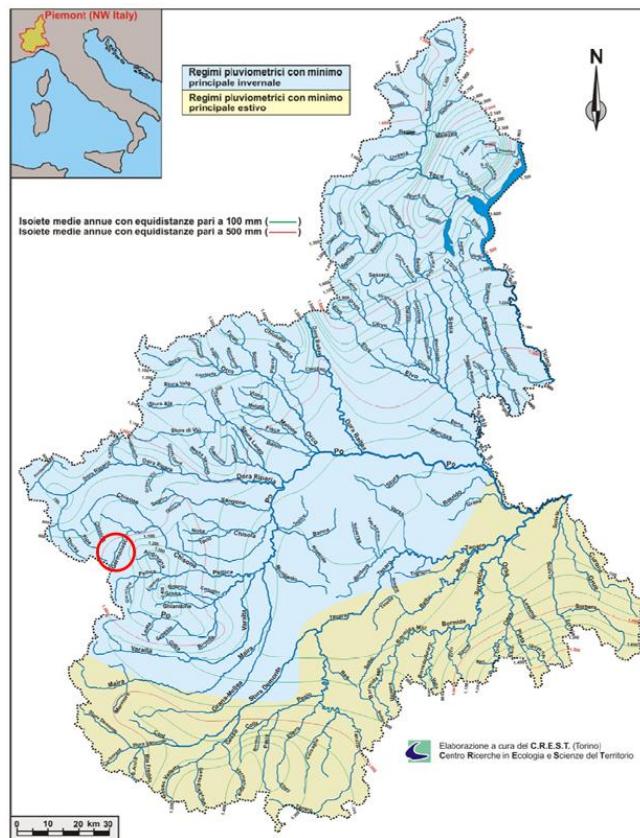


Figura 3- Mappa idrologica Piemonte, regimi pluviometrici

La portata di acqua viene prelevata attraverso l'opera di presa situata nell'alveo del torrente. Tale opera consiste nell'installazione di una traversa a trappola la cui quota superiore coincide con quella del salto del fondo esistente. L'opera di presa risulta ubicata in sponda orografica destra con una quota superiore della griglia pari a 1425,00 m slm che coincide con quella della soglia di fondo esistente.

La presa a trappola in esame è la griglia ad effetto Coanda che è un dispositivo utilizzato per il prelievo di una portata di acqua che sfrutta il principio della fluidodinamica noto come effetto Coanda, fenomeno scoperto dal fisico Henri Coanda. Tale fenomeno fisico rappresenta la capacità di un fluido di seguire la superficie solida leggermente incurvata.

Il suo particolare profilo superiore consente all'opera di essere autopulente evitando la necessità di installare uno sgrigliatore e riducendo in tal modo l'installazione di opere aggiuntive in alveo. Difatti, la griglia possiede la capacità di far scorrere le particelle solide trasportate dall'acqua al di sopra di essa in modo che non vengono condotte nella vasca di carico. L'emissione di ghiaia è quasi nulla ed anche quella della sabbia è ristretta al minimo. In tale modo non si necessita di macchinari di pulizia e sgrigliatura riducendo le dimensioni del dissabbiatore. Per tanto tale tecnologia permette di ridurre al minimo l'impatto ambientale in quanto è la soluzione che meno modifica la struttura dell'alveo fluviale e le sue caratteristiche.

Inoltre, la griglia ad effetto Coanda risulta essere ideale per opere di presa installate in torrenti o canali caratterizzati da un elevato tasso di concentrazione di detriti, come per il torrente in esame.

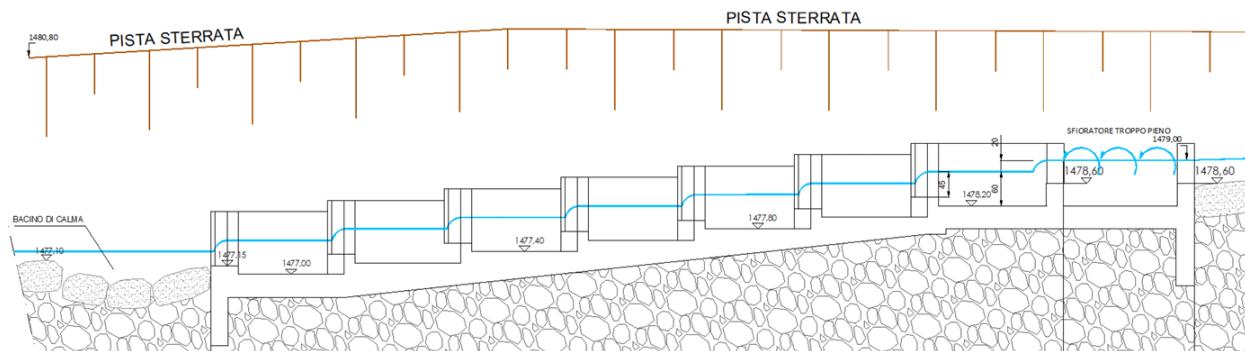
La Figura 4 mostra lo schema funzionale:



*Figura 4- Griglia a Coanda*

Al di sotto della griglia è presente un canale di alimentazione interrato che indirizza le acque al bacino di carico. Adiacente ad essa è prevista la scala di risalita per la fauna ittica. Tale opera consente ai pesci di superare ostacoli artificiali lungo i corsi d'acqua come le opere di presa in alveo. Permette, quindi, ai pesci di risalire il fiume per raggiungere zone di riproduzione e/o di alimentazione. Nel caso in esame, la scala di risalita permette di superare un dislivello di circa 1.50 metri ed è composta da sette vasche al netto di quella a monte che è dotata di sfioratore laterale che garantisce il mantenimento costante del livello e delle condizioni di deflusso. A valle della scala è presente una specie di conca in cui convoglia anche la componente modulata del DMV, affinchè che sia sempre presente una quantità d'acqua sufficiente per far riposare i pesci prima di affrontare la risalita della rampa. Per il dimensionamento della rampa, è stata assunta una lunghezza massima dei pesci pari a 0.60 metri che risulta ampiamente rappresentativa della taglia delle specie ittiche identificate nel corso d'acqua. La configurazione della rampa prevede fessure a "vertical slot" tra un bacino e l'altro e un profilo con una pendenza complessiva pari a circa il 10%, misurata tra i livelli idrici di monte e valle.

A seguito viene riportata la sezione della scala di rimonta:



*Figura 5- Sezione scala ittica di risalita dell'impianto Villa di Prali*

Inoltre, è prevista una paratoia sghiaiatrice che viene utilizzata anche per il rilascio del Deflusso Minimo Vitale modulato e di quota parte del Deflusso Ecologico rilasciato in aggiunta al DMV di base attraverso la scala di risalita.

Per una migliore comprensione dell'assetto progettuale dell'opera, si presenta la relativa planimetria nella quale sono individuabili i principali componenti dell'opera di presa e delle opere ausiliarie: griglia a Coanda, scala di risalita, bacino di carico, sfioratore e griglia sghiaiatrice.

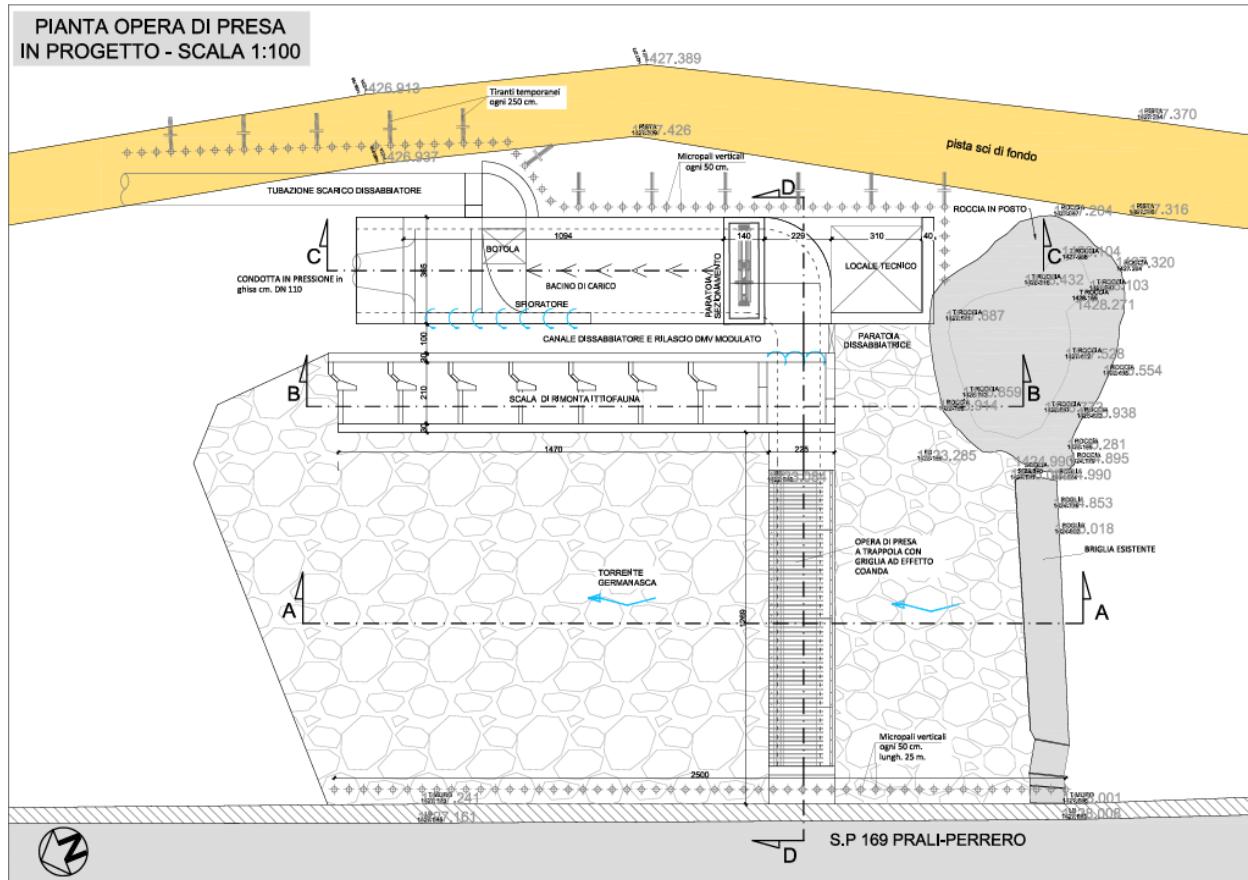


Figura 6- Pianta opera di presa dell'impianti di Villa di Prali

Le portate in eccesso vengono gestite da uno sfioratore laterale posto a lato dell'imbocco della scala di risalita, oppure tracimano al di sopra della griglia di derivazione. Perciò, lo sfioratore laterale, in corrispondenza della scala di risalita della fauna ittica, permette di mantenere il livello di monte. In tale modo è garantito il funzionamento ottimale della stessa conforme con il dimensionamento effettuato.

Una prima limitazione della portata di acqua viene svolta dalla griglia ad effetto Coanda grazie al suo particolare profilo.

La portata massima derivabile viene regolata attraverso un sistema automatico di regolazione (apertura/chiusura) delle pale delle macchine. Tale regolazione avviene grazie a un misuratore posizionato direttamente sulla condotta che trasmette i valori misurati al sistema di gestione dell'impianto che agisce sull'apertura/chiusura delle pale delle macchine in funzione della portata e

del battente idrico. In tal modo si ha un controllo istantaneo delle portate derivate con la possibilità di modulare eventualmente il valore nei vari periodi dell'anno.

In ogni caso, il massimo volume d'acqua derivabile è vincolato dalle caratteristiche intrinseche delle macchine dimensionate per una portata massima complessiva di 2 mc/s.

Per ottimizzare i costi e massimizzare l'efficienza dell'impianto si prevede l'installazione di due macchine di taglia diversa, in modo da sfruttare la potenzialità della risorsa idrica al massimo rendimento. La scelta si basa sul fatto che vengono impiegate turbine Francis che sono particolarmente adatte per salti medio-bassi, come quelli in esame, ma mostrano una significativa diminuzione del rendimento sotto al 35-40% della portata massima. Per tale motivo al fine di ottimizzare la produzione di energia anche nei periodi che presentano bassa disponibilità idrica, è stato adottato un sistema che prevede l'installazione di due gruppi turbina-alternatore di diversa taglia, in grado di lavorare in modo efficiente con portate che ricadono in un range di 210-2000 l/s. Questa tipologia di configurazione permette di adattare al meglio il funzionamento dell'impianto con la variabilità stagionale della risorsa idrica. In tale modo aumenta il rendimento complessivo annuo e si massimizza la produttività energetica.

Pertanto, è prevista l'installazione di due turbine di tipo Francis con il relativo alternatore progettate per una portata massima di 1400 l/s e 600 l/s, in grado di funzionare con una portata minima di 210 l/s.

La condotta forzata, in materiale acciaio, ha un diametro nominale pari a 1100 mm e una lunghezza complessiva di 644 metri. La posa della stessa è prevista lungo il tracciato della pista esistente sterrata, utilizzata nel periodo invernale come pista di sci di fondo. L'orientamento di tale scelta progettuale è stato dettato dalla minimizzazione dell'impatto ambientale e paesaggistico, in particolar modo sui terreni adiacenti, escludendo nuove interferenze con aree coltivate. L'installazione della condotta è prevista interrata, con una profondità di scavo massima pari a 6.40 metri.

La condotta permette uno trasferimento della portata d'acqua prelevata sfruttando un salto geodetico pari a 30.60 metri. Tale dislivello è rappresentato dalla differenza di quota tra la vasca di carico, a monte, e la turbina, a valle.

## 2. MATERIALI E METODI

Nel presente capitolo vengono presentati i dati idrologici utilizzati nel lavoro di Tesi specificando le fonti e le modalità di acquisizione dei dati. Inoltre, vengono illustrati le procedure seguite per l'elaborazione dei dati, nonché le metodologie impiegate per l'analisi e la modellazione idrologica. Nella prima parte vengono proposte le metodologie per l'analisi di sensibilità della produzione di energie elettrica in relazione all'incertezza del modello statistico SIMPO e del modello RENERFOR che sono due metodi utilizzati per la stima delle portate giornaliere e mensili.

In una seconda parte invece viene proposta la modalità che si è seguita per le proiezioni future delle portate del Torrente Germanasca.

Infine, viene descritta la procedura seguita per la valutazione della produzione dell'energia idroelettrica, che include il calcolo del potenziale energetico in funzione della portata disponibile e del salto netto, considerando anche l'efficienza complessiva del sistema di generazione.

### 2.1. SIMPO

Le portate sono state ricavate attraverso l'utilizzo di una metodologia statistica di regionalizzazione dei dati idrologici relativi alle stazioni di misura disponibili nell'intero bacino del PO.

Il modello statistico SIMPO risulta essere robusto e consolidato dall'applicazione di numerosi studi e progetti. Tale sistema deriva dall'elaborazione dei dati relativi di tutte le stazioni di misura presenti sul bacino del PO. Le formule SIMPO impiegano delle tecniche a regressione multipla in modo tale da individuare delle relazioni tra le portate e i fattori fisico-climatico, calibrando tali tecniche sui risultati dell'analisi sui dati storico- statisticci.

Pertanto, il modello fornisce una metodologia di calcolo dei contributi specifici di portata riferiti ai valori del deflusso come portata media annua, portate medie mensili e valori caratteristici della scala di durata delle portate e vengono messi in relazione con le grandezze principali del bacino idrografico.

Noti i dati di base, tali formule permettono di estrarre i valori caratteristici di deflusso per ogni sezione del reticolo idrografico del bacino padano.

Il modello è stato imposto su ipotesi di base che hanno definito le caratteristiche strutturali:

- Deflusso per unità di superficie del bacino sotteso [ $q$ , in  $\text{L/s/Km}^2$ ];
- Numero limitate di variabili non indipendenti;
- Esplicitazione del grado di affidabilità della simulazione basato sulla correlazione e deviazione standard;
- I parametri fisiografici considerati devo avere un chiaro significato idrologico;
- I principali parametri climatici e fisiografici impiegati sono: afflusso (mm), altitudine media del bacino sotteso (m s.l.m.), temperatura media del bacino sotteso ( $\text{C}^\circ$ ), superficie degli invasi e delle aree glaciali ( $\text{Km}^2$ );
- La struttura delle formule deve essere lineare o esponenziale;

- Le formule e/o i singoli coefficienti possono essere soggetti a limitata “zonatura”, in caso contrario si considera artificiosa;
- Definizione della modalità di distinzione tra la condizione di regime naturale e quella di regime regolato o alterato artificialmente;
- La calibratura del modello integra misure di portata disponibile;
- Identificazione del metodo di passaggio del dato simulato dal modello di regionalizzazione al dato di progetto.

SIMPO è un metodo di regionalizzazione idrologica ampiamente collaudato e impiegato per la caratterizzazione dei corsi d’acqua privi di misure dirette e di una serie storica sufficientemente lunga presso una stazione idrometrica. Come viene stabilito nel D.P.G.R 10/R/03, l’analisi idrologica rappresenta un elemento fondamentale della relazione tecnica alla domanda di concessione, oltre un aspetto cruciale per l’analisi di fattibilità di un impianto idroelettrico. Per tali motivi è fondamentale garantire la migliore attendibilità dei dati di sintesi derivanti dalle metodologie impiegate per la caratterizzazione idrologica della sezione dell’opera di presa e del tratto fluviale sotteso dalla derivazione.

Tale metodo ha generato un insieme di relazioni, valide per una porzione del bacino idrografico del Po, mediante un’elaborazione complessa dei dati idrologici raccolte dalle stazioni idrometriche attive all’interno del bacino stesso.

Da confronti effettuati tra i valori di Q355 ottenuti dalle relazioni del metodo SIMPO e i corrispondenti dati rilevati presso le stazioni idrometriche attive sul reticolo idrografico del Piemonte, per periodi di osservazione significativi, è una tendenza del modello a sovrastimare la Q355 nei bacini caratterizzati da elevate potenzialità idriche. Inoltre, si riportano due studi che mettono in evidenza le differenze dei valori stimati dal modello SIMPO e dalle misure delle stazioni idrometriche. I riferimenti in questione sono FORNERIS et al. (2007) e MORESCO et al. (2012).

Il primo studio ha analizzato le sezioni del reticolo idrografico appartenenti al bacino del Po, localizzate a monte della confluenza con la Dora Baltea, dove risultano essere funzionanti diverse stazioni idrometriche per periodi di osservazione significativi. È stato rilevato che i valori di portate medie annue stimate con il metodo SIMPO differiscono da quelle misurate di circa  $\pm 5\text{-}10\%$ . L’accostamento medio ammonta circa del 4% con i valori estremi che possono arrivare fino al 15%. Per alcuni bacini come lo Stura di Demonte, Stura di Lanzo e Dora Riparia a Beaulard, il modello risulta essere particolarmente accurato con i rapporti, tra stima e misura, prossimi all’unità. Invece, per quanto riguarda la stima dei valori caratteristici della curva di durata, gli scostamenti medi non superano il 10%. Per le portate di durata maggiore, Q274 e Q355, il rapporto tra i valori stimati e misurati è prossimo a uno. Dallo studio è stato osservato una maggiore variabilità dei rapporti per le singole stazioni rispetto a quella riscontrata per le portate medie annue.

Invece, il secondo studio, MORESCO, ha condotto valutazioni analoghe sul bacino del Sessera, considerando venti stazioni idrometriche piemontesi caratterizzate da lunghe serie storiche di

osservazioni a livello regionale. L'analisi ha messo in confronto la portata specifica media annua stimata con il metodo SIMPO con la corrispondente portata media specifica misurata. Il rapporto medio,  $Q_m/Q_s$  è pari a 0.99 evidenziando una buona coerenza della stima con i valori misurati, con una variabilità compresa nell'intervallo 0.83-1.12. Tale risultato conferma l'affidabilità del metodo di stima per la valutazione della portata media annua che risulta essere uno dei parametri idrologici più semplice stimare nell'ambito modellistico. Situazione differente si riscontra nel caso della portata magra Q355, il cui rapporto medio si attesta intorno al valore 0.72, indicando che il modello SIMPO sovrasta le portate di magra di circa il 40% rispetto ai valori misurati in campo. Inoltre, l'intervallo di variabilità risulta piuttosto ampio, compreso tra 0.35 e 1.08.

### 2.1.1. SIMPO CORRETTIVO

Alla luce delle osservazioni precedentemente riportate, è necessario considerare i risultati ottenuti dal modello SIMPO con cautela, soprattutto quando l'applicazione avviene in modo acritico. Pertanto, risulta necessario introdurre parametri correttivi per ottenere una stima con maggiore affidabilità.

I coefficienti correttivi per le relazioni del modello SIMPO valgono per un'area idrologica omogenea "7" individuata dall'Autorità di Bacino. Affinché tali coefficienti siano applicabili su larga scala e rappresentativi di condizioni idrologiche simili, è fondamentale che l'area presenti un buon grado di omogeneità idrologica. Da questo punto di vista, l'area idrologica 7 possiede caratteristiche coerenti: in ampia scala coincide con la Regione idrologicamente omogenea 3 individuata da CLAPS et al. (2007), comprendente i bacini alpini torinesi e cuneesi. Secondo la classificazione di Mennella (1967), tale area è caratterizzata da un regime sublitoraneo occidentale e da bacini impermeabili con un substrato prevalentemente cristallino.

Al fine di aumentare la omogeneità idrologica dell'area in esame, si sono considerati soltanto i bacini caratterizzati da un regime di tipo nivopluviale, il più rappresentativo e diffuso di tale area. Per tale motivo è stata esclusa la stazione di Crissolo in quanto è caratterizzata da un regime idrologico nivoglaciale.

Inoltre, per garantire una maggiore affidabilità dei dati utilizzati, sono state escluse le stazioni idrometriche che presentano periodi di osservazione inferiori a vent'anni. In particolare, sono state scartate le stazioni di Usseglio sullo Stura di Viù e di Limone sul Vermenagna. Invece, le stazioni di Bagni di Vinadio sul rio Bagni, Pietraporzio sul rio del Piz, Entracque sul Gesso di Entracque e S. Lorenzo sul Gesso della Valletta sono state escluse in quanto caratterizzate da regimi idrologici significativamente alterati dalla presenza di opere per la produzione di energia idroelettrica.

Le stazioni idrometriche che appartengono all'area idrologica 7, caratterizzate da un regime idrologico nivopluviale e da un periodo di osservazione pari o superiore ai 20 anni, sono in totale 11 e sono riportati nella tabella. Di queste, quattro hanno periodi di osservazione compresi tra i venti-venticinque anni, mentre le restanti sette presentano serie storiche superiori ai trentacinque anni e in alcuni casi oltre i cinquant'anni.

Fiume	Stazione	Area bacino [km <sup>2</sup> ]	Altitudini [m s.l.m]			Periodo di osservazione [anni]		Max	Min	
			Max	med	sez	Intervallo	N			
01	Orco	Pont Canavese	617	3.865	1.930	430	1928÷1943, 1948÷1976	45	1.400	2,50
02	Stura di Lanzo	Lanzo	582	3.632	1.751	447	1939÷1943, 1946÷1980, 2002÷2012	60	1.600	2,70
03	Dora di Bardonecchia	Beaulard	203	3.505	2.150	1.140	1931÷1944, 2002÷2007, 2010÷2012	23	-	-
04	Dora Riparia	Ulzio	262	3.304	2.169	1.071	1927÷1956	30	167	1,30
05	Dora Riparia	S. Antonino	1.048	3.627	1.613	385	1927÷1952	26	190	6,12
06	Chisone	Souchères Basses	94	3.280	2.223	1.460	1959÷1972, 2007÷2012	20	90	0,42
07	Chisone	Fenestrelle	155	3.280	2.169	1.137	1927÷1943, 1946÷1950	23	95	0,53
08	Chisone	S. Martino	581	3.280	1.751	400	1937÷1970, 2003÷2012	44	700	1,59
09	Grana	Monterosso	102	2.647	1.540	710	1934÷1973, 1975÷1978, 2002÷2007, 2009÷2012	54	219	0,36
10	Stura di Demonte	Pianche	181	3.297	2.070	958	1933÷1954	22	123	1,10
11	Stura di Demonte	Gaiola	562	3.297	1.817	644	1935÷1944, 1958÷1965, 2003÷2006, 2008÷2012	27	440	3,20

Tabella 1- Parametri descrittivi delle stazioni idrometriche

Inoltre, sono stati esclusi dalla trattazione i bacini che presentano un'altitudine massima inferiore a 1700 m s.l.m, valore corrispondente al limite climatico dello zero termico medio del trimestre invernale (secondo DURIO et al., 1982) oppure i bacini al di sopra di tale quota con una estensione areale inferiore al 10% dell'intera superficie dei bacini stessi. Tali bacini presentano regimi idrologici prevalentemente pluviali.

Sono stati esclusi anche i bacini caratterizzati da un'estensione significativa al di sopra della quota 3100 m s.l., limite climatico delle nevi persistenti secondo DURIO et al., 1982. Tali bacini costituiscono una eccezione nell'area idrologica in esame in quanto sono caratterizzate da un regime nivoglaciale.

Di seguito vengono riportati in tabella, i risultati delle elaborazioni effettuate sui dati provenienti da diverse fonti:

- Annali Idrologici (SERVIZIO IDROGRAFICO ITALIANO, 1927 ÷ 1985; SERVIZIO IDROGRAFICO ITALIANO, 1980);

- i volumi del “Progetto per la pianificazione delle risorse idriche del territorio piemontese” (REGIONE PIEMONTE, 1980);
- sito web dell’ARPA-Piemonte a partire dall’anno 2002.

		gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno					
Orco a Pont Canavese	A	mm	47	64	79	150	165	141	82	106	127	134	129	64	1.288				
	D	mm	34	33	42	88	165	193	118	79	87	95	72	40	1.046				
	D/A		0,71	0,52	0,53	0,59	1,00	1,37	1,44	0,75	0,68	0,71	0,56	0,63	0,81				
	Q	m <sup>3</sup> /s	7,87	7,72	9,78	20,73	38,71	45,32	27,82	18,61	20,39	22,30	16,89	9,42	20,46				
	Qs	L/s/km <sup>2</sup>	12,8	12,5	15,9	33,6	62,7	73,5	45,1	30,2	33,1	36,2	27,4	15,3	33,2				
	QsS	L/s/km <sup>2</sup>	13,2	13,0	16,2	31,0	59,7	73,4	50,0	34,2	31,7	30,6	27,3	16,8	36,0				
	R		0,96	0,96	0,98	1,08	1,05	1,00	0,90	0,88	1,04	1,18	1,00	0,91	0,92				
	10 giorni				91 giorni				182 giorni				274 giorni		355 giorni				
	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R			
	80,55	130,6	102,5	1,27	23,46	38,0	42,2	0,90	12,48	20,2	23,1	0,88	8,46	13,7	14,1	0,97	4,38	7,1	8,8

		gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno					
Stura di Lanzo a Lanzo	A	mm	52	60	95	145	188	135	75	98	133	130	121	68	1.302				
	D	mm	28	29	50	96	187	203	111	75	88	89	73	39	1.068				
	D/A		0,54	0,48	0,52	0,66	0,99	1,50	1,48	0,77	0,66	0,68	0,61	0,57	0,79				
	Q	m <sup>3</sup> /s	6,32	6,46	11,09	21,40	41,48	45,20	24,71	16,65	19,49	19,78	16,25	8,59	19,79				
	Qs	L/s/km <sup>2</sup>	10,9	11,1	19,1	36,8	71,3	77,7	42,5	28,6	33,5	34,0	27,9	14,8	34,0				
	QsS	L/s/km <sup>2</sup>	14,8	14,8	19,2	33,9	59,4	69,7	47,2	33,3	32,3	32,6	31,2	19,1	35,0				
	R		0,74	0,75	0,99	1,08	1,20	1,11	0,90	0,86	1,04	1,04	0,89	0,77	0,97				
	10 giorni				91 giorni				182 giorni				274 giorni		355 giorni				
	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R			
	74,90	128,7	105,4	1,22	23,39	40,2	43,2	0,93	12,10	20,8	23,6	0,88	6,84	11,7	14,5	0,81	4,10	7,0	9,1

		gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno					
Dora di Bardonecchia	A	mm	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	927				
	D	mm	30	30	38	65	124	151	95	57	52	48	44	35	769				
	D/A		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,83				
	Q	m <sup>3</sup> /s	2,33	2,28	2,92	5,06	9,56	11,69	7,34	4,43	3,99	3,72	3,39	2,70	4,95				
	Qs	L/s/km <sup>2</sup>	11,5	11,2	14,4	24,9	47,1	57,6	36,1	21,8	19,7	18,3	16,7	13,3	24,4				
	QsS	L/s/km <sup>2</sup>	9,1	8,9	10,8	18,4	47,1	65,4	45,4	27,8	21,5	17,8	12,7	10,1	25,6				
	R		1,27	1,27	1,33	1,36	1,00	0,88	0,80	0,78	0,91	1,03	1,31	1,32	0,95				
	10 giorni				91 giorni				182 giorni				274 giorni		355 giorni				
	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R			
	16,12	79,4	81,3	0,98	5,72	28,2	30,9	0,91	3,65	18,0	16,2	1,11	2,56	12,6	9,3	1,36	1,71	8,4	5,6

		gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno					
Dora Riparia a Uzio	A	mm	57	51	68	78	90	66	44	67	92	91	85	62	851				
	D	mm	23	22	27	60	123	151	77	41	39	40	33	25	661				
	D/A		0,40	0,43	0,40	0,77	1,36	2,30	1,75	0,61	0,43	0,44	0,39	0,40	0,78				
	Q	m <sup>3</sup> /s	2,27	2,16	2,67	5,98	12,25	15,09	7,69	4,10	3,88	4,00	3,32	2,50	5,49				
	Qs	L/s/km <sup>2</sup>	8,7	8,2	10,2	22,8	46,7	57,6	29,4	15,7	14,8	15,3	12,7	9,5	21,0				
	QsS	L/s/km <sup>2</sup>	7,1	6,5	8,5	17,5	41,7	60,4	42,2	24,7	17,4	13,1	9,6	7,5	23,1				
	R		1,22	1,27	1,20	1,30	1,12	0,95	0,70	0,63	0,85	1,16	1,32	1,28	0,91				
	10 giorni				91 giorni				182 giorni				274 giorni		355 giorni				
	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R			
	21,05	80,3	69,2	1,16	6,23	23,8	26,7	0,89	3,38	12,9	14,1	0,92	2,39	9,1	8,0	1,14	1,71	6,5	4,7

			gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno				
Dora Riparia a S. Antonino	A	mm	47	40	79	79	108	67	44	66	91	97	85	58	860				
	D	mm	32	30	32	45	88	105	61	37	40	46	43	33	592				
	D/A		0,68	0,75	0,40	0,57	0,82	1,56	1,39	0,56	0,44	0,47	0,50	0,58	0,73				
	Q	m <sup>3</sup> /s	12,20	11,92	12,64	18,10	35,19	41,67	24,51	14,73	15,95	18,21	16,99	13,30	19,62				
	Qs	L/s/km <sup>2</sup>	12,10	11,4	12,1	17,3	33,6	39,8	23,4	14,1	15,2	17,4	16,2	12,7	18,8				
	QsS	L/s/km <sup>2</sup>	10,1	10,2	12,5	17,1	33,6	41,1	28,4	17,3	14,3	12,8	14,2	12,0	18,7				
	R		1,20	1,11	0,97	1,01	1,00	0,97	0,82	0,81	1,06	1,36	1,14	1,06	1,00				
	10 giorni			91 giorni			182 giorni			274 giorni			355 giorni						
	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R			
	63,36	60,5	57,4	1,05	20,10	19,2	24,3	0,79	14,72	14,0	13,6	1,03	11,92	11,4	7,8	1,46	8,73	8,3	4,5

			gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno				
Chisone a Souchères Basses	A	mm	28	42	70	95	92	103	51	67	82	88	129	64	912				
	D	mm	21	19	21	52	176	188	97	47	38	42	33	24	759				
	D/A		0,74	0,46	0,30	0,55	1,91	1,82	1,92	0,70	0,47	0,48	0,26	0,38	0,83				
	Q	m <sup>3</sup> /s	0,75	0,68	0,74	1,87	6,29	6,71	3,49	1,67	1,37	1,51	1,18	0,87	2,26				
	Qs	L/s/km <sup>2</sup>	8,0	7,3	7,9	19,9	66,9	71,4	37,1	17,8	14,6	16,1	12,6	9,2	24,1				
	QsS	L/s/km <sup>2</sup>	7,9	7,2	8,0	17,2	51,5	66,9	46,6	28,2	20,7	17,0	11,1	8,6	25,7				
	R		1,02	1,01	0,99	1,16	1,30	1,07	0,80	0,63	0,71	0,95	1,13	1,07	0,94				
	10 giorni			91 giorni			182 giorni			274 giorni			355 giorni						
	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R			
	9,41	100,1	83,9	1,19	2,61	27,7	30,3	0,92	1,26	13,4	15,4	0,87	0,78	8,3	8,7	0,95	0,50	5,3	5,2

			gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno				
Chisone a Fenestrelle	A	mm	44	36	63	89	155	71	46	70	105	88	88	54	910				
	D	mm	21	19	21	44	125	157	86	42	40	41	32	24	651				
	D/A		0,46	0,52	0,33	0,50	0,81	2,21	1,85	0,60	0,38	0,46	0,36	0,43	0,72				
	Q	m <sup>3</sup> /s	1,21	1,10	1,24	2,60	7,39	9,28	5,05	2,49	2,37	2,40	1,89	1,39	3,20				
	Qs	L/s/km <sup>2</sup>	7,8	7,1	8,0	16,8	47,6	59,9	32,6	16,1	15,3	15,5	12,2	9,0	20,64				
	QsS	L/s/km <sup>2</sup>	7,0	6,4	8,0	13,9	41,2	59,9	41,9	24,4	17,1	12,7	8,9	7,3	25,2				
	R		1,12	1,11	1,00	1,21	1,16	1,00	0,78	0,66	0,90	1,22	1,37	1,23	0,82				
	10 giorni			91 giorni			182 giorni			274 giorni			355 giorni						
	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R			
	12,83	82,8	70,3	1,18	3,49	22,5	26,2	0,86	1,86	12,0	13,6	0,88	1,23	7,9	7,6	1,04	0,68	4,4	4,5

			gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno				
Chisone a S. Martino	A	mm	38	38	71	120	142	107	48	68	106	118	107	61	1.024				
	D	mm	22	21	31	71	146	146	58	30	39	52	53	31	698				
	D/A		0,58	0,54	0,44	0,59	1,03	1,36	1,22	0,44	0,37	0,44	0,49	0,50	0,68				
	Q	m <sup>3</sup> /s	4,79	4,56	6,84	15,60	32,32	32,20	12,80	6,59	8,58	11,47	11,70	6,78	12,85				
	Qs	L/s/km <sup>2</sup>	8,2	7,8	11,8	26,8	55,6	55,4	22,0	11,3	14,8	19,7	20,1	11,7	22,1				
	QsS	L/s/km <sup>2</sup>	9,0	8,6	12,0	20,2	42	50,4	34,8	18,5	17,9	16,7	16,3	12,4	25,5				
	R		0,92	0,91	0,98	1,33	1,32	1,10	0,63	0,61	0,83	1,19	1,24	0,94	0,87				
	10 giorni			91 giorni			182 giorni			274 giorni			355 giorni						
	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R			
	51,64	88,9	69,6	1,28	14,73	25,3	28,4	0,89	7,18	12,4	15,5	0,80	4,56	7,8	9,0	0,87	2,86	4,9	5,3

			gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno				
Grana a Monterosso	A	mm	62	65	94	121	149	108	60	76	96	132	112	78	1.153				
	D	mm	28	29	61	133	188	117	48	30	40	63	64	37	839				
	D/A		0,45	0,45	0,65	1,10	1,26	1,08	0,81	0,39	0,42	0,48	0,57	0,48	0,73				
	Q	m <sup>3</sup> /s	1,08	1,14	2,37	5,18	7,30	4,53	1,87	1,16	1,56	2,43	2,48	1,45	2,71				
	Qs	L/s/km <sup>2</sup>	10,6	11,2	23,2	50,8	71,6	44,4	18,3	11,4	15,3	23,9	24,4	14,2	26,6				
	QsS	L/s/km <sup>2</sup>	13,5	13,8	18,1	27,7	45,9	51,7	35,1	24,1	22,8	23,7	25,3	17,1	28,1				
	R		0,79	0,81	1,28	1,84	1,56	0,86	0,52	0,47	0,67	1,01	0,96	0,83	0,95				
	10 giorni			91 giorni			182 giorni			274 giorni			355 giorni						
	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R			
	10,41	102,1	92,0	1,11	3,32	32,5	33,5	0,97	1,52	14,9	17,0	0,87	0,98	9,6	9,8	0,98	0,60	5,9	6,0

			gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno				
Stura di Demonte a Pianche	A	mm	79	71	97	91	125	76	48	82	97	126	124	93	1.111				
	D	mm	35	34	41	90	171	172	102	60	53	64	71	40	932				
	D/A		0,44	0,48	0,42	0,99	1,36	2,25	2,13	0,73	0,55	0,51	0,57	0,43	0,84				
	Q	m <sup>3</sup> /s	2,40	2,35	2,80	6,19	11,78	11,82	7,02	4,12	3,68	4,43	4,87	2,73	5,35				
	Qs	L/s/km <sup>2</sup>	13,3	13,0	15,5	34,2	65,1	65,3	38,8	22,8	20,3	24,5	26,9	15,1	29,6				
	QsS	L/s/km <sup>2</sup>	10,9	10,5	13,6	25,2	54,9	71,5	49,1	32,0	27,6	25,1	20,5	13,3	31,2				
	R		1,21	1,23	1,14	1,36	1,19	0,91	0,79	0,71	0,74	0,98	1,31	1,13	0,95				
	10 giorni			91 giorni			182 giorni			274 giorni			355 giorni						
	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R			
	17,80	98,3	103,7	0,95	6,23	34,4	39,3	0,88	3,60	19,9	20,5	0,97	2,55	14,1	12,1	1,16	1,71	9,4	7,5

			gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	anno				
Stura di Demonte a Caiola	A	mm	64	63	93	131	123	93	52	66	116	153	144	107	1.206				
	D	mm	41	38	52	102	182	183	95	57	61	74	78	52	1.014				
	D/A		0,63	0,59	0,56	0,78	1,48	1,96	1,81	0,86	0,53	0,49	0,54	0,49	0,84				
	Q	m <sup>3</sup> /s	8,66	8,04	11,07	21,85	38,90	39,22	20,26	12,20	13,13	15,85	16,59	11,09	18,07				
	Qs	L/s/km <sup>2</sup>	15,4	14,3	19,7	38,9	69,2	69,8	36,1	21,7	23,4	28,2	29,5	19,7	32,2				
	QsS	L/s/km <sup>2</sup>	13,6	13,6	17,6	31,0	57,1	68,6	46,6	32,1	30,2	29,8	27,8	17,4	32,3				
	R		1,13	1,05	1,12	1,25	1,21	1,02	0,77	0,68	0,77	0,95	1,06	1,14	0,99				
	10 giorni			91 giorni			182 giorni			274 giorni			355 giorni						
	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R	Q	Qs	QsS	R			
	56,89	101,2	100,0	1,01	22,66	40,3	40,9	0,99	12,69	22,6	22,3	1,01	8,98	16,0	13,6	1,18	6,20	11,0	8,5

Tabella 2- Valori mensili ed annui dei parametri idrologici delle undici stazioni

Per ciascuna delle undici stazioni, è stata valutata la portata media annua specifica  $Q_{med\_ss}$  utilizzando il modello SIMPO, sulla base dei seguenti parametri: altitudine media  $H_{media}$ , superficie di bacino S e afflusso meteorico medio annuo A. I valori di tali parametri sono riportati nelle precedenti tabelle.

Le portate medie annue dal modello SIMPO sono confrontate con le corrispettive portate medie ottenute dalle misure delle stazioni idrometriche ( $Q_{med\_s}$ ) mediante il rapporto  $R = Q_{med\_s}/Q_{med\_ss}$ . Dai risultati ottenuti emerge che il valore R è inferiore all'unità per tutte le stazioni ad eccezione della stazione di S. Antonino sulla Dora Riparia che risulta essere pari a uno.

Nel dettaglio si riportano i seguenti risultati:

- media dei rapporti R è pari a 0.93;
- massimo dei rapporti R è pari a 1.00 (S. Antonino sulla Dora Riparia);
- minimo dei rapporti R è pari a 0.82 (Chisone delle Fenestrelle).

Ad eccezione della stazione di Fenestrelle sul Chisone, caratterizzata da un rapporto  $R = 0.82$  relativamente basso, per quasi tutte le stazioni idrometriche, il modello SIMPO ha la tendenza di sovrastimare la portata specifica media annua inferiore al 10%.

La media dei rapporti tra valori misurati e stimati risulta essere pari a 0.93, valore che viene adottato come fattore correttivo da applicare alla relazione per la determinazione della portata media annua. Oltre alla valutazione dei rapporti delle portate medie annue, l'analisi ha previsto la determinazione dei rapporti a livello mensile, confrontando i valori stimati con quelli misurati. Per il calcolo delle portate mensili stimate, sono stati utilizzati i valori di portata media annua specifica misurata ( $Q_{med\_s}$ ) all'interno delle formule previste dal modello.

Nella Tabella 3, sono riportati valori medi, massimi e minimi e deviazione standard percentuale.

	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
Medie	1,11	1,10	1,08	1,23	1,14	0,98	0,79	0,73	0,87	1,11	1,20	1,10
Massimo	1,29	1,29	1,33	1,36	1,32	1,10	0,90	0,88	1,06	1,36	1,37	1,32
Minimo	0,90	0,91	0,96	1,01	1,00	0,88	0,63	0,61	0,71	0,95	1,00	0,91
Dev. St. %	12	12	11	10	10	7	10	14	15	12	11	13

Tabella 3- Valori mensili medi, massimi, minimi e deviazione standard percentuale dei coefficienti di correzione formule SIMPO

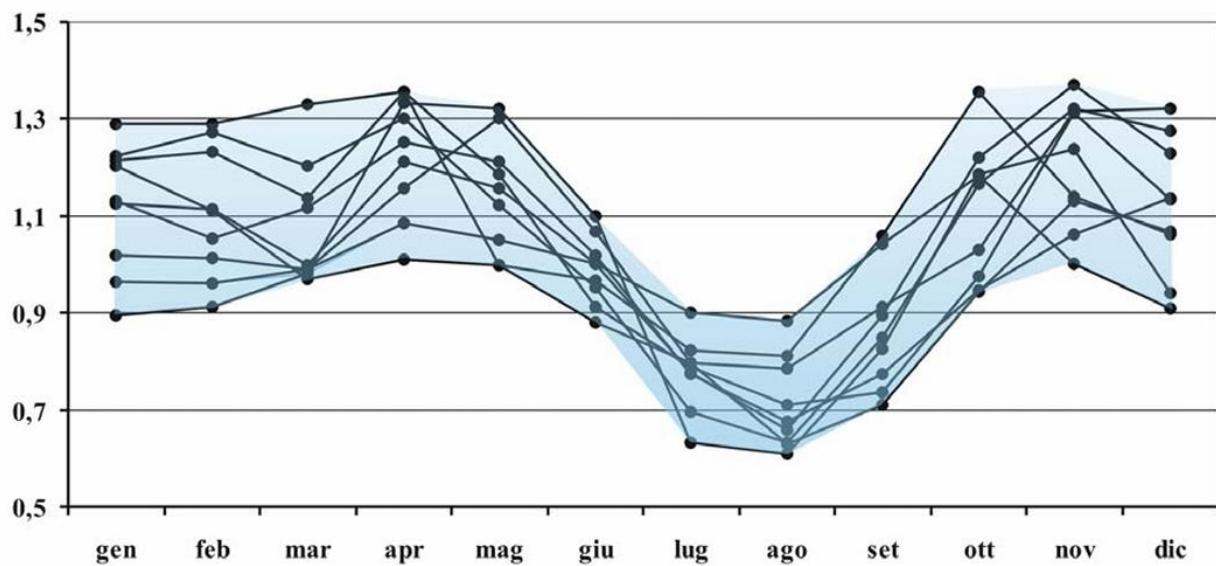


Grafico 1- Regimi mensili dei rapporti  $R = Q_{med\_s}/Q_{med\_ss}$

Il Grafico 1 rappresenta l'andamento dei valori medi mensili del rapporto R, con i corrispettivi valori massimi e minimi. In tale modo è possibile visualizzare l'intervallo di variabilità del rapporto R nei diversi mesi dell'anno e valutare la dispersione stagionale.

Come si può evincere dal Grafico 1, il rapporto *R* di tutti i bacini emerge più elevato nei mesi primaverili, in particolar nel mese aprile. Anche durante i mesi autunnali, il valore *R* risulta elevato con picchi in corrispondenza dei mesi di ottobre e novembre.

Al contrario, è evidente che nel periodo estivo il modello SIMPO tende a sottostimare le portate in quanto i valori di *R* sono inferiori all'unità.

I valori medi dei rapporti mensili vengono adottati come coefficienti correttivi nelle formule per il calcolo delle portate mensili stimate. Si evidenziano due picchi nei mesi di aprile e novembre con valori intorno a 1.2. Mentre il minimo si registra in corrispondenza del mese di agosto in cui *R* è pari a 0.73.

Si sono considerati tre scenari di stima delle portate mensili, uno con l'applicazione dei coefficienti medi mensili, uno con i valori massimi del rapporto *R* e uno con i valori minimi. In tal modo è possibile valutare la sensibilità della produzione di energia elettrica rispetto all'incertezza dei coefficienti di correzione del modello statistico SIMPO. Gli estremi dei coefficienti correttivi sono stati determinati mediante la deviazione standard di ogni mese.

Nella Tabella 4 vengono riportati i valori dei coefficienti mensili per i tre scenari.

	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
Medie	1.11	1.1	1.08	1.23	1.14	0.98	0.79	0.73	0.87	1.11	1.2	1.1
Dev. St. %	12	12	11	10	10	7	10	14	15	12	11	13
Massimo	1.24	1.23	1.20	1.35	1.25	1.05	0.87	0.83	1.00	1.24	1.33	1.24
Minimo	0.98	0.97	0.96	1.11	1.03	0.91	0.71	0.63	0.74	0.98	1.07	0.96

Tabella 4- Coefficienti correttivi impiegati per i tre scenari

Successivamente, si è proceduto alla valutazione delle portate mensili nei tre scenari, applicando i corrispettivi coefficienti medi, massimi e minimi del rapporto R alle relazioni del modello SIMPO.

La stima delle portate avviene inizialmente con la determinazione di tre parametri fondamentali per l'applicazione del modello SIMPO e nel dettaglio:

- S: superficie del bacino sotteso alla sezione fluviale di interesse [km<sup>2</sup>].  
La superficie a monte della derivazione in oggetto ha un'estensione di circa 42.37 km<sup>2</sup>;
- Hmed: altitudine media del bacino [m s.l.m.].  
Nel caso in esame l'altitudine media del bacino è pari a 2087 m s.l.m;
- A: afflusso meteorico medio annuo rappresentativo del bacino [mm].  
L'afflusso medio annuo del bacino in esame, ricavato dalla pubblicazione "Pluviometria della Provincia di Torino", risulta essere pari a 1038 mm.

Di seguito vengono riportate le formule del modello SIMPO moltiplicate per il coefficiente correttivo  $R$  relativo ai tre scenari. In particolare, il coefficiente rosso rappresenta lo scenario medio, quello di color verde lo scenario massimo mentre di color blu corrisponde allo scenario minimo.

La portata specifica media annua  $Qc_{s-med}$  viene determinata impiegando la seguente formula corretta mediante il fattore 0.93. Per tutti e tre gli scenari di sensibilità, tale valore si è mantenuto costante, per isolare l'effetto dei coefficienti mensili correttivi applicati successivamente.

$$Qc_{s-med} = (24.5694 + 0.0086 + 0.03416 \cdot A) \cdot 0.93$$

Invece, le portate medie mensili specifiche  $Qm_{s-med}$  vengono determinate sulla base dell'altitudine media del bacino e della portata specifica media annua:

- **Gennaio**  $Qm_{s-med} = (14.16232 - 0.00683 \cdot H_{med} + 0.36918 \cdot Qc_{s-med}) \cdot 1.11 - 1.24 - 0.98$
- **Febbraio**  $Qm_{s-med} = (16.49263 - 0.00824 \cdot H_{med} + 0.37478 \cdot Qc_{s-med}) \cdot 1.10 - 1.23 - 0.97$
- **Marzo**  $Qm_{s-med} = (22.74646 - 0.01111 \cdot H_{med} + 0.46902 \cdot Qc_{s-med}) \cdot 1.08 - 1.20 - 0.96$
- **Aprile**  $Qm_{s-med} = (13.85406 - 0.01101 \cdot H_{med} + 1.15662 \cdot Qc_{s-med}) \cdot 1.23 - 1.35 - 1.11$
- **Maggio**  $Qm_{s-med} = (-9.83665 + 0.00797 \cdot H_{med} + 1.63288 \cdot Qc_{s-med}) \cdot 1.14 - 1.25 - 1.03$
- **Giugno**  $Qm_{s-med} = (-34.9228 + 0.02826 \cdot H_{med} + 1.62190 \cdot Qc_{s-med}) \cdot 0.98 - 1.05 - 0.91$
- **Luglio**  $Qm_{s-med} = (-24.4942 + 0.02066 \cdot H_{med} + 1.04446 \cdot Qc_{s-med}) \cdot 0.79 - 0.87 - 0.71$
- **Agosto**  $Qm_{s-med} = (-16.0687 + 0.00955 \cdot H_{med} + 0.95881 \cdot Qc_{s-med}) \cdot 0.73 - 0.83 - 0.63$
- **Settembre**  $Qm_{s-med} = (-13.0179 + 0.00232 \cdot H_{med} + 1.21272 \cdot Qc_{s-med}) \cdot 0.87 - 1.00 - 0.74$
- **Ottobre**  $Qm_{s-med} = (-4.54832 + 0.00479 \cdot H_{med} + 1.33784 \cdot Qc_{s-med}) \cdot 1.11 - 1.24 - 0.98$
- **Novembre**  $Qm_{s-med} = (16.50174 - 0.016604 \cdot H_{med} + 1.25843 \cdot Qc_{s-med}) \cdot 1.20 - 1.33 - 1.07$
- **Gennaio**  $Qm_{s-med} = (18.06197 - 0.01030 \cdot H_{med} + 0.56036 \cdot Qc_{s-med}) \cdot 1.10 - 1.24 - 0.96$

Di seguito vengono riportati i valori di portata medi mensili, in forma tabellare, determinati dalle formule SIMPO impiegando i valori medi dei coefficienti mensili correttivi:

SIMPO	
mese	Q naturali [mc/s]
gennaio	0.46
febbraio	0.44
marzo	0.56
aprile	1.14
maggio	2.44
giugno	2.81
luglio	1.56
agosto	0.91
settembre	0.90
ottobre	1.00
novembre	0.85

dicembre	0.54
Q_media	1.13

Tabella 5- Portate medie mensili SIMPO- coefficienti medi mensili

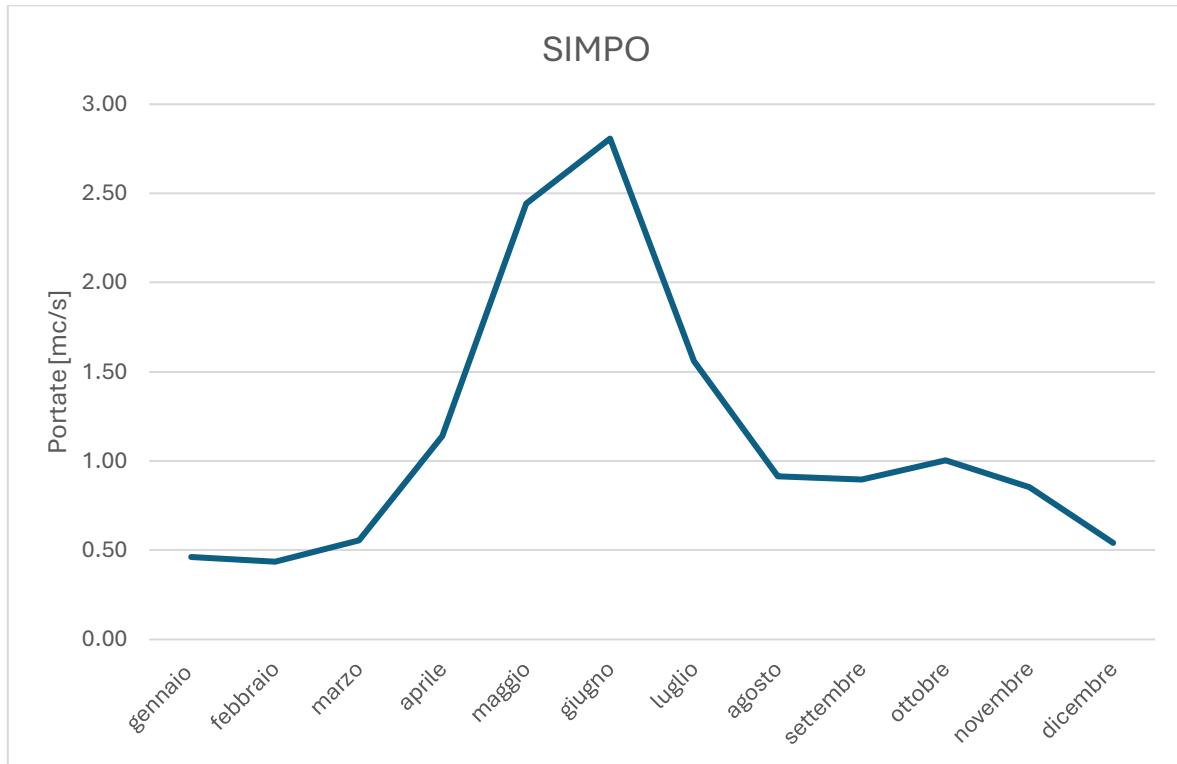


Grafico 2- Andamento delle portate medie mensili SIMPO

## 2.2. RENERFOR

Oltre all'analisi dell'incertezza dei coefficienti correttivi del modello statistico SIMPO, è stata valutata anche l'incertezza associata al modello RENERFOR, utilizzato per la stima delle portate giornaliere e medie mensili del torrente Germanasca.

L'obiettivo principale di tale analisi consiste nella valutazione della dispersione dei coefficienti di Pardé impiegati per la generazione dell'idrogramma e di valutare in un secondo momento l'influenza di tale incertezza sulla produzione di energia elettrica.

Per la determinazione dei coefficienti di Pardé, definiti come il rapporto tra la portata media mensile e quella annua, si sono considerate cinque stazioni idrologiche situate in area montana, ovvero con quote superiori ai 600 m slm, all'interno di bacini limitrofi a quello in oggetto di studio e caratterizzati da condizioni pluviometriche analoghe. Le stazioni impiegate sono: Perrero – torrente Germanasca, Soucheres – torrente Chisone, Crissolo – Po, Beaulard – Dora di Bardonecchia e Oulx – Dora Riparia.

Nella Tabella 6 vengono riportati i coefficienti di Pardé di ciascuna stazione e la media dei valori, successivamente impiegati per la generazione dell'idrogramma del torrente in esame.

Stazione	Quota [m s.l.m.]												
		gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
Perrero – t. Germanasca	662	0.13	0.13	0.28	1.22	3.56	3.28	0.72	0.29	0.5	0.45	1.14	0.29
Soucheres – t. Chisone	1.459	0.34	0.3	0.36	0.99	2.58	3.19	1.52	0.73	0.51	0.49	0.57	0.42
Crissolo – Po	1.342	0.37	0.29	0.33	0.86	1.8	2.51	1.47	0.97	0.91	0.9	0.99	0.62
Beaulard – Do-ra di Bard.	1.149	0.52	0.48	0.64	1.27	2.08	2.37	1.35	0.81	0.63	0.63	0.67	0.55
Oulx – Dora Riparia	1.105	0.45	0.4	0.56	1.25	2.62	2.72	1.34	0.63	0.54	0.51	0.55	0.42
media	-	0.36	0.32	0.44	1.12	2.53	2.81	1.28	0.68	0.62	0.6	0.78	0.46

Tabella 6- Coefficienti di Pardé ottenuti tramite l'analisi dei dati dei cinque bacini

Dai dati ottenuti dagli idrometri si rileva una differenza significativa tra la stazione di Perrero, situata a una quota inferiore, e le altre stazioni. Nello specifico, nei mesi di febbraio e gennaio si registrano coefficienti molto bassi mentre nei mesi di giugno e novembre si rivelano coefficienti più alti. Considerando la vicinanza geografica dei bacini analizzati, come base per lo sviluppo dell'analisi idrologica si è optato di impiegare la media dei coefficienti di "portata mensili/portata media annua" ottenuti dalle cinque stazioni.

I valori di portata media mensili per il caso studio sono stati determinati moltiplicando la portata media annua ottenuta mediante il metodo RENERFOR, pari a 1.308 mc/s, per i coefficienti di Pardé precedentemente valutati.

	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	media
k_idro	0.36	0.32	0.44	1.12	2.53	2.81	1.28	0.68	0.62	0.6	0.78	0.46	-
Media [mc/s]	0.471	0.419	0.575	1.465	3.309	3.675	1.674	0.889	0.811	0.785	1.02	0.602	1.308

Tabella 7- Valori mensili del coefficiente idrologico e delle corrispondenti portate medie valutate dal modello RENERFOR

Di seguito viene riportato l'idrogramma generato sulla base dei coefficienti e della portata media mensile ottenuta dal modello RENERFOR.

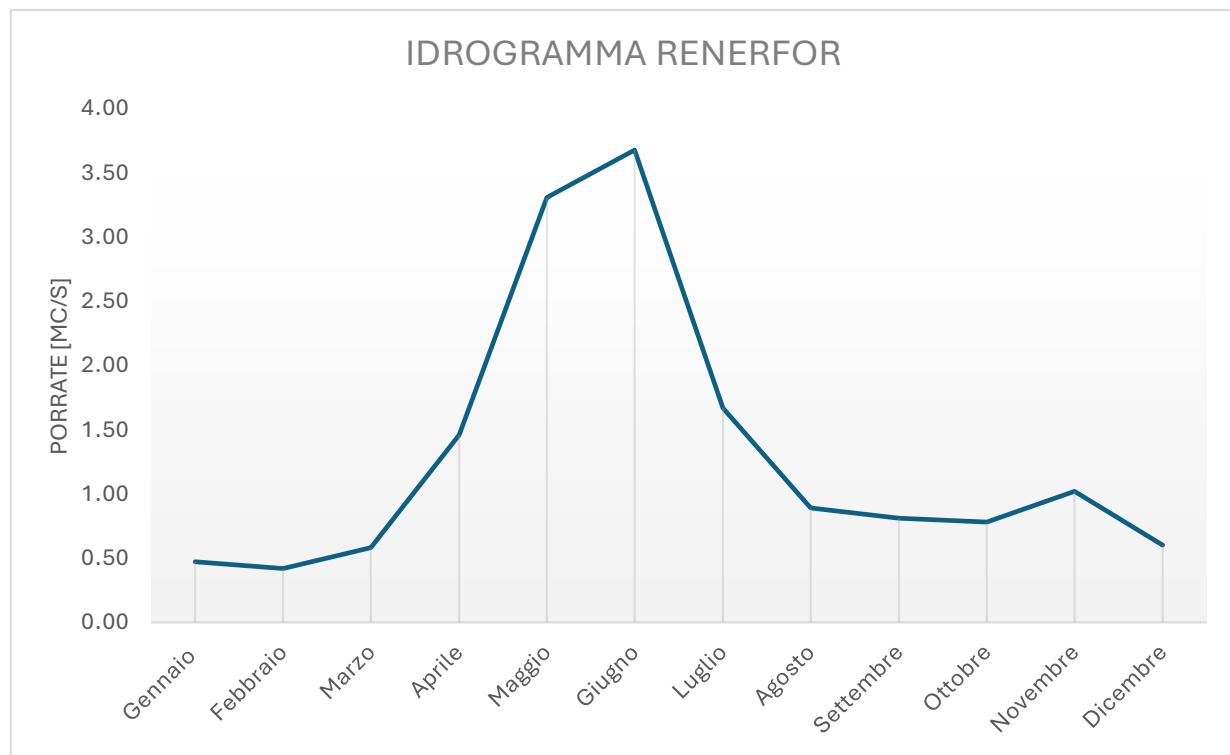


Grafico 3-Andamento delle portate medie mensili RENERFOR

Di seguito vengono riportati i valori di portata medi mensili che generano la curva, in forma tabellare, determinati mediante il modello RENERFOR:

mese	RENERFOR [mc/s]
gennaio	0.471
febbraio	0.419
marzo	0.575
aprile	1.465
maggio	3.309
giugno	3.675
luglio	1.674
agosto	0.889
settembre	0.811
ottobre	0.785
novembre	1.020
dicembre	0.602
media	1.308

Tabella 8- Portate medie mensili RENERFOR

Come si può osservare dal Grafico 3 l'andamento stagionale delle portate è molto simile a quello ottenuto dal modello SIMPO. Difatti, si registra un unico picco massimo delle portate nel periodo primaverile attribuibile alla combinazione di un elevato apporto meteorico e alla fusione nevosa. Al fine di valutare l'incertezza associata ai coefficienti di Pardé, è stata valutata la deviazione standard dei valori medi ottenuti dalle cinque stazioni mediante la seguente formula:

$$\sigma_m = \frac{\sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (x_{m,i} - \bar{x}_m)^2}}{\sqrt{n}}$$

Dove:

- $\sigma_m$ : deviazione standard del coefficiente di Pardé;
- $x_{m,i}$ : coefficiente di Pardé del mese  $m$  della stazione idrometrica  $i$ ;
- $\bar{x}_m$ : coefficiente medio del mese  $m$ .
- $n$ : numero di bacini impiegati per la valutazione dei coefficienti

Successivamente sono state valutate le deviazioni standard relative per ogni mese mediante la seguente relazione:

$$\sigma_m^* = \frac{\sigma_m}{\bar{x}_m}$$

In tal modo è stato possibile definire, per ciascun mese, un intervallo di variabilità del coefficiente (massimo e minimo), utile per la generazione di tre scenari di idrogramma.

Nella Tabella 9 vengono riportati i valori dei coefficienti di Pardé e la relativa deviazione standard.

Inoltre, sono indicati i valori incrementati (rappresentati da massimo) e diminuiti (indicati da Minimo) che saranno la base per la costruzione degli scenari massimo e minimo.

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
media	0.36	0.32	0.44	1.12	2.53	2.81	1.28	0.68	0.62	0.6	0.78	0.46
deviazione percentuale	18.33	18.83	15.42	14.31	22.93	23.23	22.80	20.60	12.88	13.86	15.25	12.66
Massimo	0.43	0.38	0.51	1.28	3.11	3.46	1.57	0.82	0.70	0.68	0.90	0.52
Minimo	0.29	0.26	0.37	0.96	1.95	2.16	0.99	0.54	0.54	0.52	0.66	0.40

Tabella 9- Valori mensili medi, massimi, minimi e deviazione percentuale del coefficiente idrologico ottenuti dal modello RENERFOR

Sulla base della deviazione standard dei coefficienti medi mensili, sono stati creati tre scenari di portata:

- Medio: impiega i coefficienti medi di Pardé;
- Massimo: impiega i coefficienti medi aumentati della deviazione standard;
- Minimo: impiega i coefficienti medi ridotti della deviazione standard.

## 2.3. SCENARIO LIQUIDO

Nel presente lavoro si è analizzato uno scenario idrologico estremo che prevede che le precipitazioni che interessano il bacino del torrente Germanasca siano soltanto in forma liquida, senza il contributo di quelle nevose. Tale ipotesi rappresenta una condizione limite, ma utile per comprendere in quale modo il regime idrologico del bacino in esame potrebbe mutare in relazione a un cambiamento climatico molto marcato, caratterizzato da un forte aumento delle temperature che ne consegue l'assenza del manto nevoso stagionale.

Il regime idrologico attuale del Germanasca è nivo-pluviale caratterizzato da una forte componente nivale in cui durante i mesi invernali, le precipitazioni risultano essere in parte solide generando una riserva idrica stagionale in aree di alta quota. Con l'aumento delle temperature nei mesi primaverili si ha la fusione della neve che determina un significativo incremento delle portate, con un picco che si verifica nei mesi di maggio e giugno.

In casi molto estremi, si può verificare uno scenario in cui le precipitazioni siano soltanto liquide, eliminando la riserva nivale e modificando significativamente la dinamica delle portate stagionali.

In tale scenario ci si attende un aumento del deflusso nei mesi autunnali ed invernali in cui si registrano alti valori di precipitazione. Inoltre, è probabile che il picco primaverile sia anticipato per l'assenza della riserva nivale.

Lo scenario liquido è stato realizzato attraverso un processo di redistribuzione delle portate mensili sulla base dell'andamento degli afflussi. Per simulare tale scenario e pertanto analizzare come potrebbe cambiare il regime idrologico del Torrente Germanasca in assenza della componente nivale, si è ipotizzato di mantenere costante il volume d'acqua annuo complessivo.

Il punto di partenza del procedimento è rappresentato dai dati di portata media mensile attuale valutati mediante il modello SIMPO.

Parallelamente, si dispone dell'andamento mensile degli afflussi ottenuti dalla pubblicazione *Pluviometria delle Provincia di Torino* (Centro Regionale per la Tutela della Biodiversità degli Ambienti Acquatici di Avigliana, 2008), utilizzando i dati relativi alla stazione pluviometrica di Prali, rappresentativa del bacino del caso studio.

Per la costruzione dello scenario, si è calcolata la distribuzione percentuale mensile degli afflussi determinando per ciascun mese  $m$  la frazione  $f_m$ :

$$f_m = \frac{A_m}{\sum_{i=1}^{12} A_i}$$

Dove:

- $A_m$ : afflusso mensile
- $\sum_{i=1}^{12} A_i$ : afflusso annuo

Pertanto, le frazioni  $f_m$  rappresentano la ripartizione stagionale delle precipitazioni nel corso dell'anno e rappresentano la base per i successivi step del procedimento. I valori di afflussi sono riportati nella Tabella 10.

Stazione Prali		
mese	Afflusso [mm]	f
gennaio	37	3.6
febbraio	46	4.4
marzo	72	6.9
aprile	129	12.4
maggio	146	14.1
giugno	90	8.7
luglio	49	4.7
agosto	68	6.6
settembre	100	9.6
ottobre	124	11.9
novembre	110	10.6
dicembre	67	6.5

Tabella 10- Afflussi mensili stazione Prali

La valutazione del volume totale del deflusso attuale è stata stimata a partire dalle portate medie mensili determinate dal modello SIMPO. Il volume d'acqua annuo è stato calcolato con la seguente relazione:

$$V_m = \sum_{m=1}^{12} Q_m \cdot T_m$$

Dove:

- $Q_m$ : portata media mensile;
- $T_m$ : numero di secondi all'interno del mese  $m$ .

Tale volume è la quantità di acqua annua disponibile dal Torrente Germanasca e viene assunto costante in questo tipo di scenario futuro senza modificare il bilancio idrico complessivo del bacino.

SIMPO		
mese	Q naturali [mc/s]	volume [mc/mese]
gennaio	0.46	1235470.67
febbraio	0.44	1053857.23
marzo	0.56	1487689.31
aprile	1.14	2957596.79
maggio	2.44	6544622.05
giugno	2.81	7277174.18
luglio	1.56	4180828.53
agosto	0.91	2450153.54
settembre	0.90	2326262.12
ottobre	1.00	2687322.9
novembre	0.85	2211477.29
dicembre	0.54	1447275.9
Q_media	1.135	35859730.5

Tabella 11- Portate e volume mensile valutate dal modello SIMPO

Per la generazione dell'idrogramma delle portate dello scenario futuro si è ipotizzato che la portata media mensile sia proporzionale alla frazione di afflusso del corrispondente mese (riportato nella Tabella 10), secondo la seguente formula:

$$Q'_m = \frac{V_{annuo} \cdot f_m}{T_m}$$

Dove:

- $Q'_m$ : portata media mensile nello scenario futuro;

In tale modo il volume d'acqua annuo resta invariato ma varia soltanto la distribuzione delle portate in relazione dell'andamento mensile delle precipitazioni.

Scenario liquido			
mese	f	volume [mc/mese]	Q naturali [mc/s]
gennaio	3.6	1290950.298	0.48
febbraio	4.4	1577828.142	0.65
marzo	6.9	2474321.404	0.92
aprile	12.4	4446606.582	1.72
maggio	14.1	5056222	1.89
giugno	8.7	3119796.553	1.20
luglio	4.7	1685407.333	0.63

agosto	6.6	2366742.213	0.88
settembre	9.6	3442534.128	1.33
ottobre	11.9	4267307.929	1.59
novembre	10.6	3801131.433	1.47
dicembre	6.5	2330882.482	0.87
totale		35859730	

Tabella 12- volumi e portate d'acqua mensile dello scenario futuro liquido

Di seguito viene riportato il Grafico 4, che confronta l'andamento delle portate medie mensili dello scenario liquido con gli afflussi.

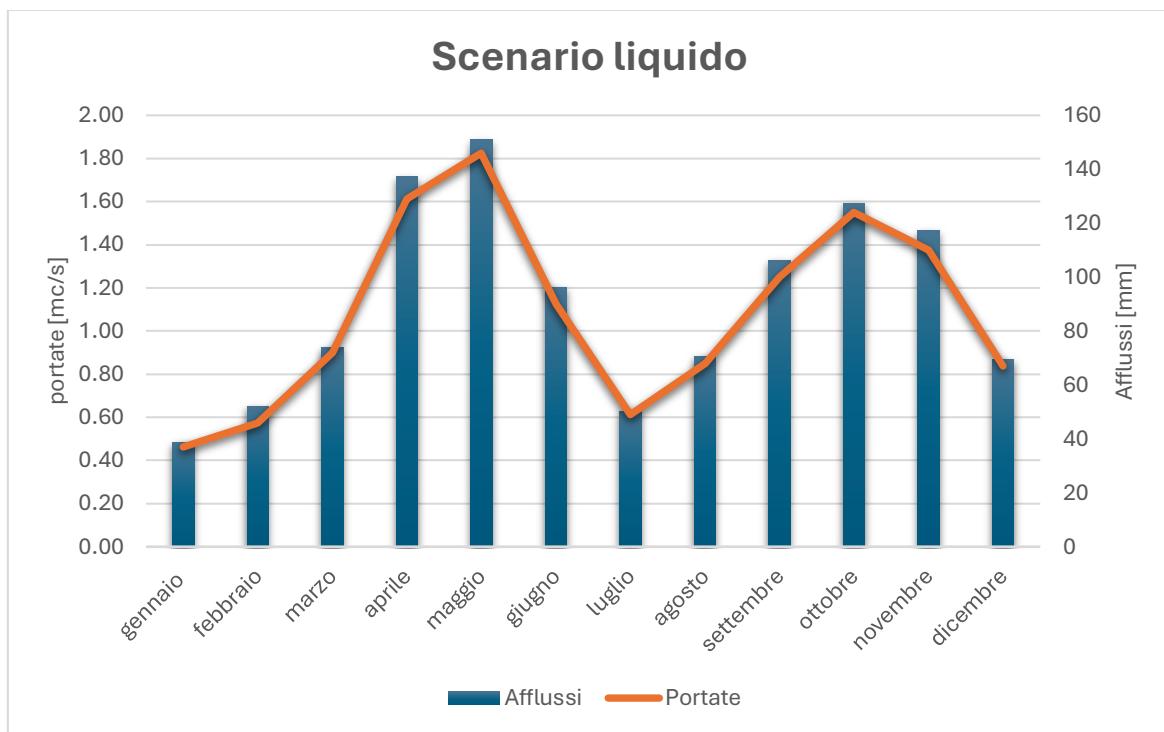


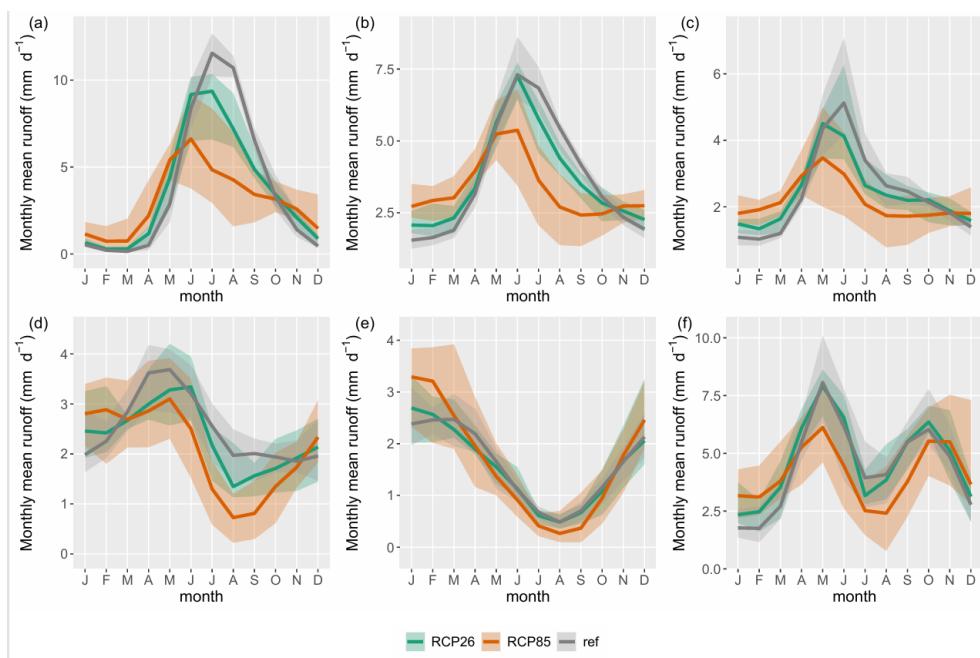
Grafico 4- confronto andamento portate ed afflussi mensili

## 2.4. SCENARI RCP 2.6 E RCP 8.5, BACINO DI RIFERIMENTO PLESSUR-COIRA

Per l'analisi della variabilità delle condizioni meteorologiche indotta dal cambiamento climatico si è analizzato lo studio dal titolo *River runoff in Switzerland in a changing climate – runoff regime changes and their time of emergence* di cui gli autori sono Regula Muelchi, Ole Rössler, Jan Schwanbeck, Rolf Weingartner, and Olivia Martius. Tale studio si è occupato di valutare gli impatti dei cambiamenti climatici sui regimi di deflusso in cui viene analizzato come i diversi scenari futuri possano influenzare la disponibilità idrica. Lo studio si è occupato di progettare le variazioni del regime di deflusso per sei bacini idrografici che rappresentano i tipici regimi di deflusso in Svizzera. Questi sono i bacini evidenziati nella Figura 7: Rosegbach–Pontresina, Kander–Hondrich, Plessur–Coira, Emme–Emmenmatt, Venoge–Ecublens e Verzasca–Lavertezzo. Gli scenari futuri che sono stati presi in considerazione sono il RCP 2.6 e RCP 8.5 di cui l'agronomo sta per Representative Concentration Pathways. Tali scenari climatici sono stati sviluppati dalla comunità scientifica

dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) e introdotti nel Quinto Rapporto di Valutazione. Gli scenari sono stati definiti in base al valore della forzante radiativa stimata per l'anno 2100, rispetto ai valori preindustriali del 1750: 2.6 W/m<sup>2</sup> per l'RCP 2.6 e 8.5 W/m<sup>2</sup> per lo scenario 8.5. Il primo si tratta di uno scenario di mitigazione in cui il forzante ha un livello molto basso. Si tratta dello scenario più cauto e richiede politiche climatiche molto forti. In questo caso il picco viene raggiunto entro il 2100 per poi abbassarsi. Invece, lo scenario RCP 8.5 conosciuto come il caso più estremo è caratterizzato da forti emissioni di gas ad effetto serra. In questo scenario il forzante radiativo continua a crescere fino al 2100 senza raggiungere il picco.

Per la proiezione futura delle portate del torrente Germanasca, sono stati confrontati gli andamenti dei deflussi di sei bacini svizzeri con l'andamento delle portate del torrente Germanasca. Per la valutazione degli scenari futuri del torrente Germanasca si è optato di prendere in considerazione il bacino Plessur–Coira in quanto ha un andamento dei deflussi medi mensili simile a quello del torrente in studio. Questo è dovuto al fatto che il bacino Plessur Coira è di tipo nivale. Nella Figura 7 il bacino Plessur–Coira è rappresentato con la lettera c.



*Figura 7 - grafici degli andamenti di riferimento e futuri 2.6 e 8.5 di sei bacini svizzeri*

Per una maggiore certezza della loro similarità, i valori dei regimi di deflusso e portate sono stati normalizzati massimo- minimo in modo da facilitare il confronto dei due andamenti.

I valori di deflusso del bacino Plessur–Coira e i suoi valori normalizzati sono riportati nella seguente tabella:

Osservato- Plessur-Coira		
mese	deflusso [mm/d]	normalizzato max
gennaio	1.092	0.016
febbraio	1.029	0.000
marzo	1.230	0.049
aprile	2.253	0.302
maggio	4.343	0.818
giugno	5.082	1.000
luglio	3.372	0.578
agosto	2.633	0.396
settembre	2.485	0.359
ottobre	2.106	0.266
novembre	1.789	0.188
dicembre	1.398	0.091

Tabella 13- valori di deflusso assoluto e normalizzati del bacino Plessur- Coira

Di seguito viene presentato il Grafico 5 che mostra il confronto delle due curve normalizzate.

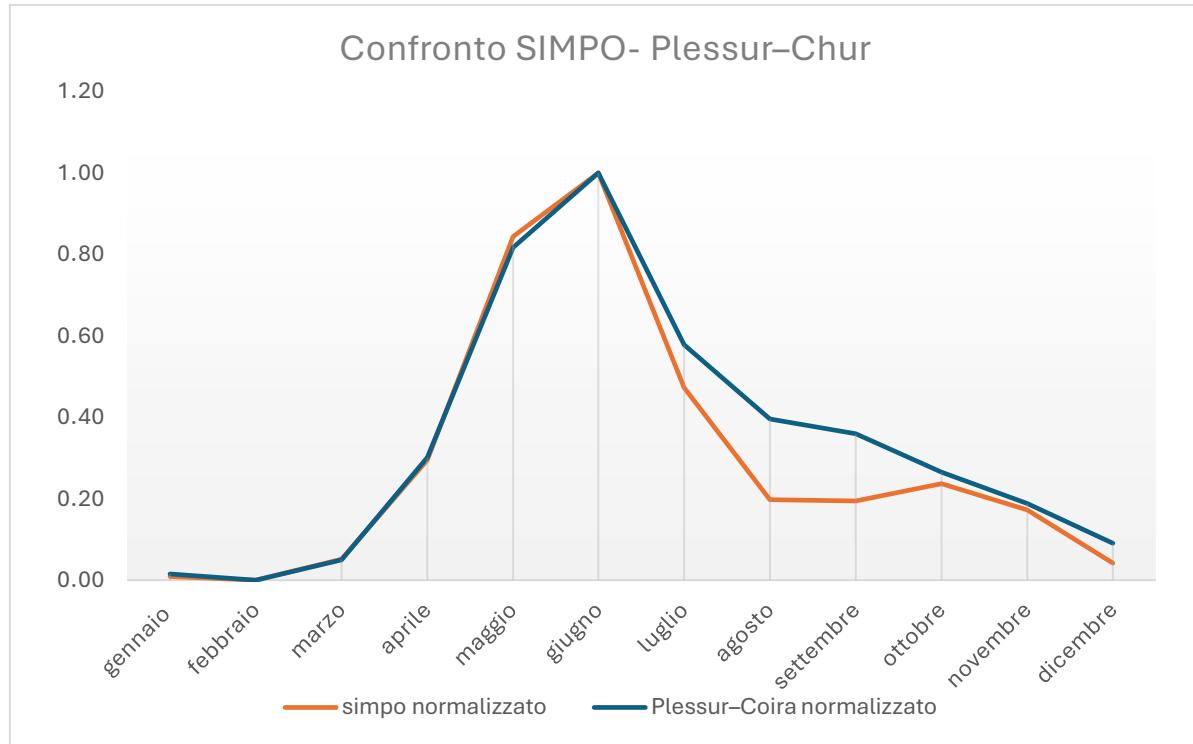


Grafico 5- Confronto andamenti deflussi T.Germanasca e bacino Plessur-Coira

Come si può osservare dal Grafico 5 sono presenti alcune differenze soprattutto nei mesi autunnali, in particolare agosto e settembre. Invece, si ha particolare affinità nei mesi primaverili ed estivi, con il periodo di picco che coincide.

Le proiezioni delle portate del torrente Germanasca sono state valutate, calcolando innanzitutto i coefficienti  $f$  che rappresentano il rapporto tra il deflusso dello scenario futuro del bacino Plessur-Coira e il deflusso di riferimento dello stesso bacino. I coefficienti  $f$ , sia dello scenario RCP 2.6 e del RCP 8.5 sono riportati rispettivamente nella Tabella 14 e Tabella 15.

RCP 2.6- Plessur–Coira		
mese	deflusso [mm/d]	Coefficiente f
gennaio	1.493	1.367
febbraio	1.356	1.318
marzo	1.662	1.352
aprile	2.718	1.206
maggio	4.470	1.029
giugno	4.132	0.813
luglio	2.675	0.793
agosto	2.338	0.888
settembre	2.179	0.877
ottobre	2.232	1.060
novembre	1.905	1.065
dicembre	1.609	1.151

Tabella 14- Valori mensili di deflusso medio e relativi coefficienti di variazione per lo scenario RCP 2.6 del bacino Plessur–Coira

RCP 8.5- Plessur–Coira		
mese	deflusso [mm/d]	Coefficiente
gennaio	1.799	1.647
febbraio	1.937	1.882
marzo	2.158	1.755
aprile	2.971	1.319
maggio	3.478	0.801
giugno	2.982	0.587
luglio	2.084	0.618
agosto	1.736	0.659
settembre	1.715	0.690
ottobre	1.757	0.835
novembre	1.810	1.012
dicembre	1.810	1.294

Tabella 15- Valori mensili di deflusso medio e relativi coefficienti di variazione per lo scenario RCP 8.5 del bacino Plessur–Coira

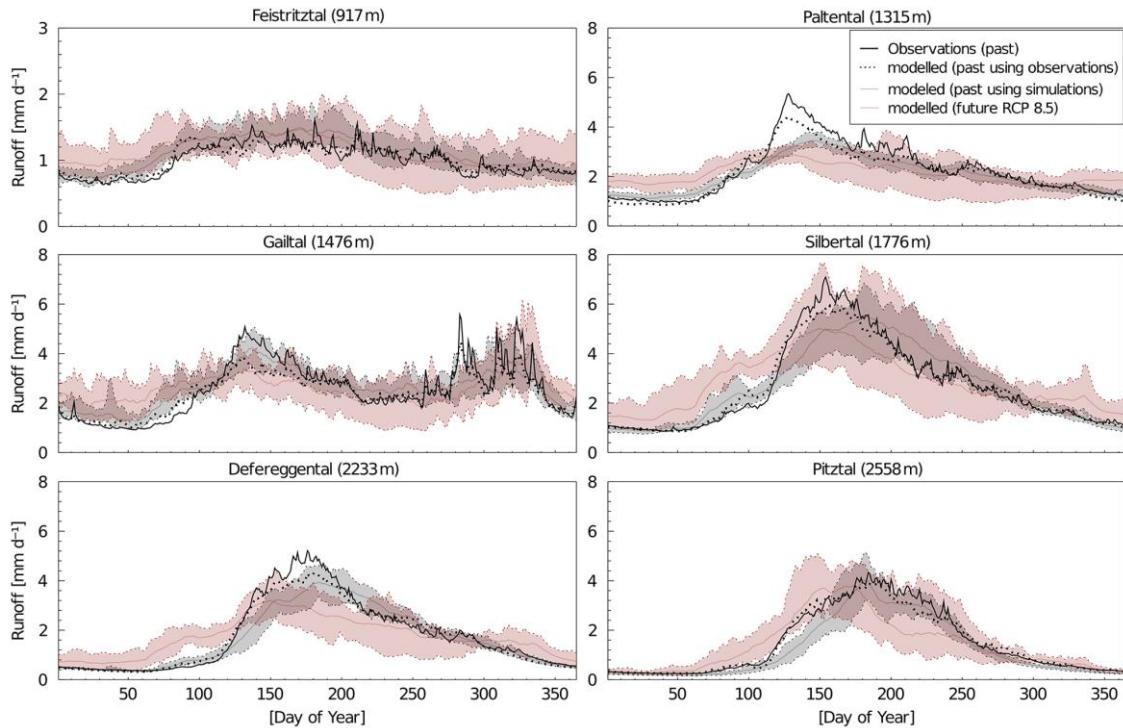
Successivamente, per la determinazione delle portate degli scenari futuri del torrente Germanasca, i coefficienti mensili f di ogni scenario sono stati moltiplicati per le portate di riferimento del torrente Germanasca. Le portate di riferimento sono le portate stimate dal modello statistico SIMPO.

## 2.5. SCENARIO RCP 8.5, BACINO DI RIFERIMENTO SIBERTAL

Per un’ulteriore modellazione dello scenario futuro estremo, RCP 8.5, per il torrente Germanasca è stato preso in considerazione lo studio *Future changes in annual, seasonal and monthly runoff signatures in contrasting Alpine catchments in Austria*. Tale studio si è occupato di analizzare le variazioni idrologiche di sei bacini Austriaci con differenti regimi idrologici: Feistritztal, Paltental, Gailtal, Silbertal, Defereggental e Pitztal.

Al fine di scegliere il bacino con l’andamento dei deflussi più simile a quello del torrente del Germanasca per la modellazione dello scenario futuro, sono stati confrontati i sei bacini Svizzeri.

Dall'analisi è emerso che il bacino con andamento più simile al caso studio del presente lavoro è quello di Silbertal. Di seguito, mediante la Figura 8 vengono presentati gli andamenti dei bacini austriaci con la relativa proiezione futura.



*Figura 8- grafici degli andamenti di riferimento e futuri 2.6 e 8.5 di sei bacini austriaci*

Successivamente per ottenere un confronto più solido tra l'andamento delle portate del torrente Germanasca con il bacino svizzero Silbertal sono stati normalizzati minimo-massimo i valori delle due curve.

Di seguito viene presento il grafico di confronto delle due curve normalizzate.

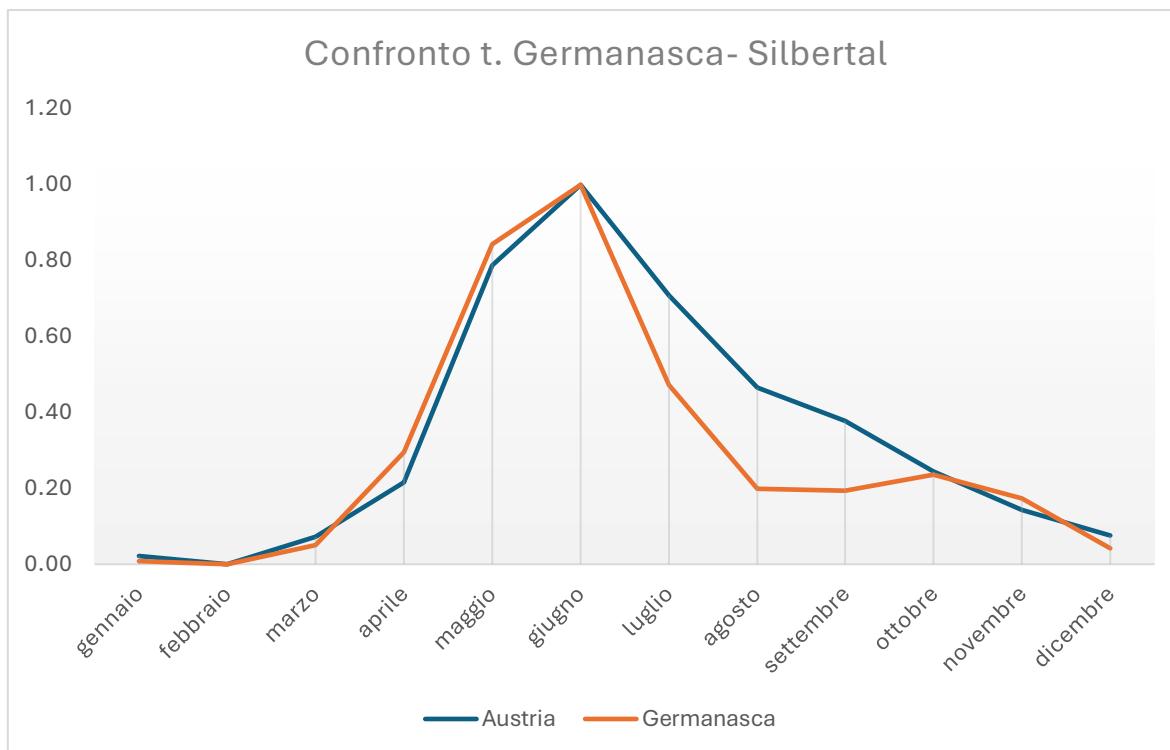


Grafico 6- Confronto andamenti deflussi T.Germanasca e bacino Silbertal

I valori di deflusso del bacino Silbertal e i suoi valori normalizzati sono riportati nella seguente tabella:

Silbertal attuale		
mese	deflusso [mm]	norm. Min-max
gennaio	1.025	0.02
febbraio	0.914	0.00
marzo	1.292	0.07
aprile	2.052	0.22
maggio	5.073	0.79
giugno	6.19	1.00
luglio	4.65	0.71
agosto	3.373	0.47
settembre	2.904	0.38
ottobre	2.202	0.24
novembre	1.67	0.14
dicembre	1.311	0.08

Tabella 16- valori di deflusso assoluti e normalizzati del bacino Silbertal

Entrambi gli andamenti presentano deflussi molto bassi nei mesi invernali con importanti incrementi nei mesi primaverili, fino al picco di giugno. Successivamente, i deflussi diminuiscono fino all'autunno. Si ritiene, dalla sovrapposizione delle due curve, una buona similarità nella dinamica stagionale, in particolare nel periodo di massima portata che coincide nei mesi primaverili. Maggiori differenze si notano nei primi mesi dopo il picco massimo primaverile: luglio, agosto e settembre.

La proiezione futura del torrente Germanasca è stata determinata valutando, prima di tutto, i coefficienti di variazioni f, definiti come il rapporto tra il deflusso previsto nello scenario futuro RCP 8.5 del bacino Sibertal e il deflusso di riferimento del medesimo bacino.

I valori dei coefficienti f sono riportati nella Tabella 17 .

Sibertal RCP 8.5		
mese	deflusso	Coefficienti f
gennaio	1.405	1.37
febbraio	1.626	1.78
marzo	2.78	2.15
aprile	3.665	1.79
maggio	4.557	0.90
giugno	4.8	0.78
luglio	3.863	0.83
agosto	3.01	0.89
settembre	2.543	0.88
ottobre	2.218	1.01
novembre	2.195	1.31
dicembre	1.886	1.44

Tabella 17- Valori mensili di deflusso medio e relativi coefficienti di variazione per lo scenario RCP 8.5 del bacino Sibertal

Per la determinazione delle portate dello scenario futuro del torrente Germanasca, i coefficienti mensili f precedentemente valutati sono stati moltiplicati alle portate medie mensili dello scenario di riferimento del torrente Germanasca.

Quest'ultime rappresentano le portate valutate mediante il modello statistico SIMPO, che rappresentano il regime idrologico attuale e vengono assunte come condizione base per la proiezione futura.

## 2.6. SCENARIO RCP 8.5 COMBINATO

In questo paragrafo si riporta la metodologia impiegata per lo sviluppo dello scenario RCP 8.5 combinato del torrente Germanasca.

L'obiettivo di tale elaborazione è quello di fornire una stima robusta ed affidabile delle variazioni future del deflusso. Tale studio deriva dall'utilizzo dei coefficienti correttivi f dei due bacini alpini soggetti delle analisi precedenti: bacino Plessur-Coira (svizzero) e il bacino Sibertal (austriaco).

Lo scenario RCP 8.5 combinato è stato determinato dalla media dei coefficienti correttivi f dei due bacini. Tale approccio permette di ottenere una serie di coefficienti medi mensili rappresentativi di una condizione climatica futura intermedia tra le due realtà prese in considerazione.

La Tabella 18 riporta i coefficienti mensili del bacino svizzero Plessur-Coira e il bacino Sibertal, valutati nei paragrafi precedenti, e la media dei coefficienti per ciascun mese. I valori ottenuti dalla media dei coefficienti sono la base per la costruzione del nuovo scenario RCP 8.5.

	Coeff. Plessur- Coira	Coeff. Sibertal	Media
Gennaio	1.647	1.371	1.509
Febbraio	1.882	1.779	1.831
Marzo	1.755	2.152	1.954
Aprile	1.319	1.786	1.552
Maggio	0.801	0.898	0.850
Giugno	0.587	0.775	0.681
Luglio	0.618	0.831	0.724
Agosto	0.659	0.892	0.776
Settembre	0.690	0.876	0.783
Ottobre	0.835	1.007	0.921
Novembre	1.012	1.314	1.163
Dicembre	1.294	1.439	1.366

Tabella 18- media coefficienti mensili del bacino Plessur Coira e del bacino Sibertal

La stima delle portate mensili future è stata calcolata moltiplicando i coefficienti medi mensili  $f$  (riportati nella Tabella 18) con le portate mensili di riferimento del torrente Germanasca, determinate mediante il modello SIMPO.

## 2.7. PRODUZIONE DI ENERGIA

La potenza generata da un volume d'acqua in movimento in un impianto idroelettrico si valuta nel seguente modo:

$$P = \eta * \dot{m} * g * H = \eta * \rho * Q * H$$

Dove:

- $P$  = potenza generata;
- $\eta$  = rendimento complessivo dell'impianto;
- $\dot{m}$  = portata d'acqua massica =  $Q * \rho$ ;
- $\rho$  = densità acqua;
- $Q$  = portata d'acqua = volume per unità di tempo;
- $g$  = accelerazione gravitazionale ( $9.81 \text{ m/s}^2$ );
- $H$  = altezza disponibile.

Come si evince dalla precedente relazione la produzione di energia elettrica, oltre alla caduta disponibile, è strettamente legata alla portata di acqua.

L'efficienza complessiva  $\eta$  dell'impianto, trascurando le perdite di carico distribuite e localizzate, è dato dal prodotto dell'efficienza della turbina e del generatore.

L'efficienza della turbina si attesta in linea di massima in un range tra 0.75-0.95. Il valore è il prodotto di tre rendimenti:

- idraulico: tiene in conto delle perdite di natura fluidodinamica all'interno della turbina, quegli attriti che si generano a causa dei profili delle pale e della scabrezza del materiale delle stesse;
- volumetrico: considera il fenomeno in cui una parte della portata d'acqua che attraversa la turbina non agisce sulle pale e perciò non contribuisce alla produzione di energia elettrica. Tale fenomeno è causato da una piccola portata d'acqua defluisce attraverso inevitabili giochi presenti tra la parte fissa e rotante della macchina.
- meccanico: legato agli attriti meccanici che si creano per via della trasmissione dell'energia all'interno della macchina come per esempio cuscinetti, assi, ecc.

Di seguito viene riportato il Grafico 7 che rappresenta le curve rendimento-portata tipiche delle principali tipologie turbine idrauliche. Nel caso specifico dell'impianto Villa di Prali si fa riferimento alla curva 2 in quanto rappresentativa della turbina Francis, tipologia effettivamente installata nell'impianto.

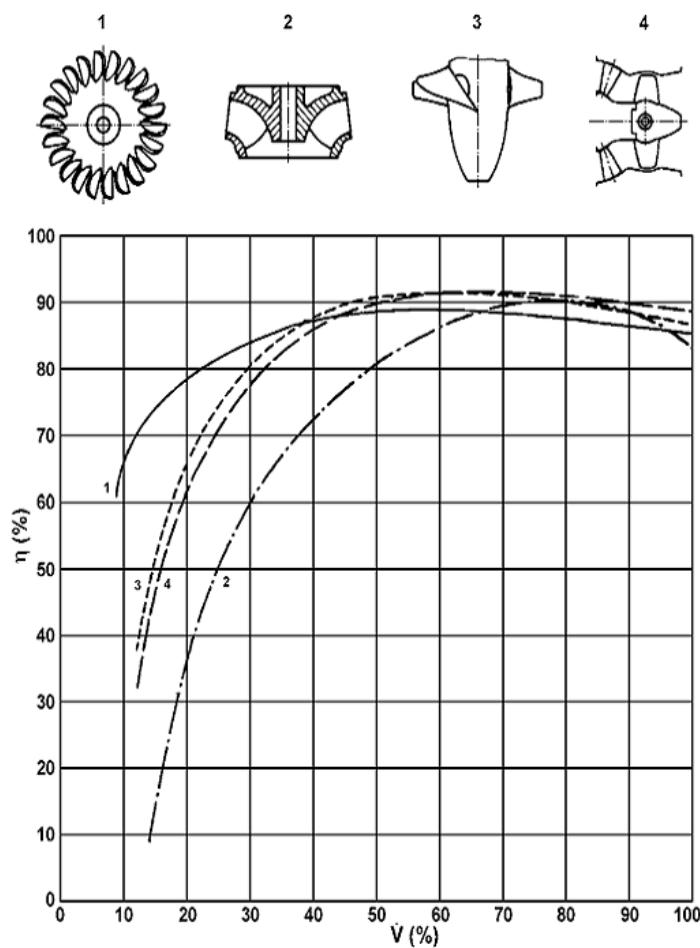


Grafico 7- curve rendimento- portata in base alla tipologia di turbina

Nella Tabella 19 vengono riportati i valori dei rendimenti della turbina big e small installate nell'impianto Villa di Prali.

TURBINA BIG	
PORTATA [mc/s]	RENDIMENTO
0.7	0.786
0.75	0.808
0.8	0.823
0.85	0.851
0.9	0.868
0.95	0.886
1	0.898
1.05	0.912
1.1	0.924
1.15	0.934
1.2	0.941
1.25	0.947
1.3	0.951
1.35	0.953
1.4	0.953

TURBINA SMALL	
PORTATA [mc/s]	RENDIMENTO
0.3	0.785
0.325	0.816
0.35	0.839
0.375	0.857
0.4	0.873
0.425	0.888
0.45	0.898
0.475	0.906
0.5	0.916
0.525	0.924
0.55	0.934
0.575	0.943
0.6	0.949

Tabella 19- rendimento turbina big e small

L'efficienza del generatore, conosciuto anche come rendimento elettrico, rappresenta l'efficienza dell'alternatore nel trasformare l'energia meccanica in energia elettrica. Solitamente tale rendimento si aggira intorno a un valore pari a 0.98.

Per la stima della produzione energetica si è tenuto conto, oltre ai limiti superiori, anche dei limiti inferiori delle turbine. Sebbene, il valore minimo tecnico delle macchine idrauliche sia di 210 l/s, ai fini delle valutazioni è 300 l/s. Tale valore più cautelare è stata adattata poiché, i rendimenti al di sotto di tale soglia, i rendimenti delle turbine risultano relativamente bassi, rendendo la produzione di energia elettrica poco efficiente.

## 2.7.1. TEOREMA DI BERNOULLI

Per la valutazione del salto disponibile in un caso ideale viene utilizzato il teorema di Bernoulli. In fluidodinamica, tale teorema esprime il concetto di conservazione dell'energia idraulica in fluido ideale lungo una linea di corrente. Tale principio relaziona la velocità di scorrimento e la pressione di un fluido con altezze e sezioni variabili, determinando una costante nel moto.

Lo sviluppo di tale teorema presenta cinque ipotesi:

1. Fluido perfetto: viscosità nulla;
2. Campo gravitazionale;
3. Densità costante;
4. Moto permanente;
5. Si individua una sola traiettoria.

Con l'ipotesi di trattare un fluido perfetto e pertanto la viscosità è nulla, le tensioni tangenziali sono pari a zero. Sulla base di tale premessa, l'equazione indefinita della dinamica dei fluidi si semplifica nel seguente modo:

$$\rho * (\bar{F} - \bar{a}) = \text{grad } p \quad (1), \text{ Equazione di Eulero}$$

Si assume che l'acqua è un fluido pesante e soggetto esclusivamente alla forza di massa generata dal campo gravitazionale. Considerando la terna di riferimento, l'asse z verticale è diretto verso l'alto:

$$\bar{F} = \text{grad}(-g * z) \quad (2)$$

Introducendo l'ipotesi di incompressibilità, ipotesi tre, si ottiene la seguente relazione:

$$\rho * \bar{F} = -\gamma * \text{grad } z \quad (3)$$

Combinando l'equazione (1) con la (3) si ottiene:

$$\text{grad} \left( z + \frac{p}{\gamma} \right) = -\frac{1}{g} * \bar{a} \quad (4)$$

Dall'equazione (4), emerge che il gradiente della quota piezometrica sia uguale al rapporto tra l'accelerazione, cui è soggetto l'elemento fluido in movimento, e l'accelerazione gravitazionale, cambiato di segno.

L'accelerazione  $\bar{a}$  che compare nella relazione (4) e che interviene nella valutazione della forza d'inerzia che agisce su un elemento materiale in moto lungo una traiettoria, presenta tre componenti. In particolare, si ha:

- Componete tangenziale: pari alla derivata nel tempo del modulo della velocità lungo la tangente della traiettoria (equazione 5)
- Componente normale: pari all'accelerazione centripeta,  $v^2/r$  con direzione normale alla tangente della traiettoria (equazione 6);
- Componente binormale: nullo (equazione 7).

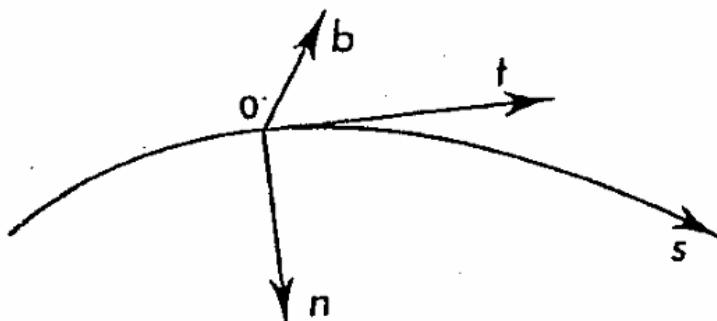


Figura 9- Terna di riferimento

Proiettando l'equazione (4) sui tre assi della terna di riferimento si ottiene il seguente sistema:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial s} \left( z + \frac{p}{\gamma} \right) = -\frac{1}{g} * \frac{Du}{dt} & (5) \\ \frac{\partial}{\partial n} \left( z + \frac{p}{\gamma} \right) = -\frac{1}{g} * \frac{u^2}{r} & (6) \\ \frac{\partial}{\partial b} \left( z + \frac{p}{\gamma} \right) = 0 & (7) \end{cases}$$

Dato che il fluido si muove lungo una traiettoria rettilinea, l'accelerazione centripeta è pari a zero.

Sviluppando la derivata sostanziale dell'equazione (5) si ottiene la seguente formula:

$$\frac{\partial}{\partial s} \left( z + \frac{p}{\gamma} \right) = -\frac{1}{g} * \frac{\partial u}{\partial t} - \frac{1}{g} * u + \frac{\partial u}{\partial s} \quad (8)$$

Il termine  $\frac{\partial u}{\partial t}$  è nullo dato che si considera il moto permanente, ipotesi numero 4.

$$\frac{\partial}{\partial s} \left( z + \frac{p}{\gamma} + \frac{u^2}{2g} \right) = 0$$

Pertanto, si ottiene che la sommatoria dei tre termini dell'equazione differenziale rimane costante lungo la traiettoria del fluido:

$$z + \frac{p}{\gamma} + \frac{u^2}{2g} = \text{costante} = H$$

Dove:

- $z$  = quota geodetica
- $z + \frac{p}{\gamma}$  = carico piezometrico
- $\frac{u^2}{2g}$  = carico cinetico

$$z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{u_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{u_2^2}{2g}$$

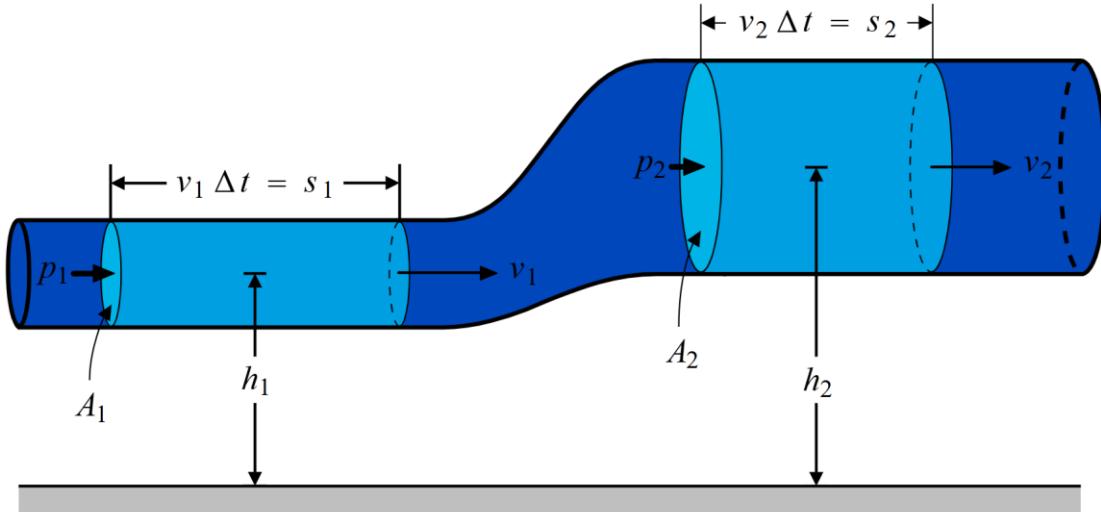


Figura 10- Tubo di sezione a quota variabile

## 2.7.2. PERDITE IDRAULICHE NEGLI IMPIANTI IDROELETTRICI

Precedentemente è stato esaminato il comportamento ideale di un fluido in movimento ponendo l'attenzione al teorema di Bernoulli descrivendo la conservazione dell'energia meccanica lungo una linea di corrente in assenza di dissipazioni. Nella realtà il fluido è intrinsecamente soggetto a perdite di carico dovute a turbolenze, attriti e discontinuità geometriche all'interno dell'impianto.

Tali dissipazioni energetiche riducono la capacità di produzione di energia elettrica in quanto il salto disponibile è minore.

Pertanto, l'energia disponibile è in funzione della differenza di quota tra il bacino di carico e la turbina definita come salto totale o salto lordo  $H_t$ . Lungo la condotta una frazione di questa energia viene dissipata a causa delle perdite di carico.

Perciò, la caduta effettivamente disponibile alla turbina, denominato come salto netto  $H_n$ , risulta essere minore del salto lordo e viene valutato nel seguente modo:

$$H_n = H_t - \sum H_p$$

Dove con il termine  $\sum H_p$  si indica la sommatoria di tutte le perdite distribuite e concentrate lungo il percorso idraulico.

Le perdite distribuite si manifestano lungo lo sviluppo longitudinale delle condotte dovute agli attriti viscosi che si manifestano tra il fluido e la parete della tubazione. Tali perdite sono rappresentate dalla pendenza motrice  $J$  definita come perdita di carico per unità di lunghezza risultando essere in funzione della lunghezza della condotta forzata. Perciò, la perdita totale di carico distribuita è valutata con la seguente relazione:

$$H_d = J * L$$

Dove:

- $J$ = pendenza motrice;
- $L$ = lunghezza condotta.

La valutazione del parametro  $J$  viene effettuata utilizzando l'equazione di Darcy-Weisbach nella forma:

$$J = \frac{\lambda}{D} * \frac{u^2}{2g}$$

In cui:

- $J$ = pendenza motrice, adimensionale;
- $\lambda$ = indice di resistenza, adimensionale;
- $D$ = diametro interno della condotta interna, espresso in m;
- $u$ = velocità media del fluido, espresso in m/s.

Pertanto, come si evince dall'equazione, il parametro  $J$  è in funzione del diametro interno della condotta, del coefficiente di resistenza  $\lambda$  e del termine cinetico del fluido.

Il termine  $\lambda$ , indice di resistenza, esprime il rapporto tra l'energia dissipata e il termine cinetico e può essere calcolato in diversi modi in base al tipo di moto che possiede il fluido:

- Moto laminare:

$$\lambda = \frac{96}{Re} \text{ per sezioni rettangolari}$$

$$\lambda = \frac{64}{Re} \text{ per sezioni circolari}$$

- Moto turbolento

- Tubo liscio: si verifica quando la scabrezza è compresa nel sottostato viscoso. L'indice di resistenza è in funzione soltanto del numero di Re e segue l'equazione di Blasius.

$$\lambda = 0.316 * Re^{-0.25}$$

- Regime transizione tra tubo liscio e scabro: parte della scabrezza emerge oltre il sottostato viscoso. In questo caso l'indice di resistenza è in funzione sia della scabrezza relativa che del numero Re. Per la valutazione dell'indice viene impiegata l'equazione di Colebrook- White:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 * \log_{10} * \left( \frac{\varepsilon/D}{3.71} + \frac{2.51}{Re * \sqrt{\lambda}} \right)$$

- Tubo idraulicamente scabro: la scabrezza riveste un ruolo dominante in quanto il sottostato viscoso è quasi nullo. In tal caso l'indice di resistenza è in funzione soltanto della scabrezza e totalmente indipendente dal valore del numero di Re.

L'indice si calcola mediante l'equazione di Colebrook-White trascurando il termine dipendente al numero di Reynolds:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 * \log_{10} * \left( \frac{1}{3.71} + \frac{\varepsilon}{D} \right)$$

In cui:

- $\varepsilon$  = rugosità della condotta;
- $Re$  = numero di Reynolds.

Oltre alle precedenti relazioni, il valore del coefficiente di scabrezza  $\lambda$  può essere determinato attraverso il diagramma di Moody. Tale diagramma è una rappresentazione grafica che consente la definizione del valore d'attrito  $\lambda$  in funzione del numero di Reynolds e della scabrezza relativa che rappresenta il rapporto tra la rugosità  $\varepsilon$  della parete interna della condotta e il diametro interno della tubazione.

Il diagramma unifica in una sola rappresentazione le relazioni precedentemente analizzate per i diversi regimi di moto:

- Regime laminare: i valori del numero di Reynolds sono inferiori a 2000, il coefficiente  $\lambda$  è indipendente dalla scabrezza relativa;
- Regime turbolento: validato per valori del numero di Reynolds superiori a 4000, in tal caso il coefficiente  $\lambda$  è in funzione sia del numero di Reynolds che della scabrezza.
- Zona di transizione: il numero di Reynolds è compreso tra i valori 2000 e 4000, in cui i valori del coefficiente  $\lambda$  risultano essere instabili e difficili da determinare.

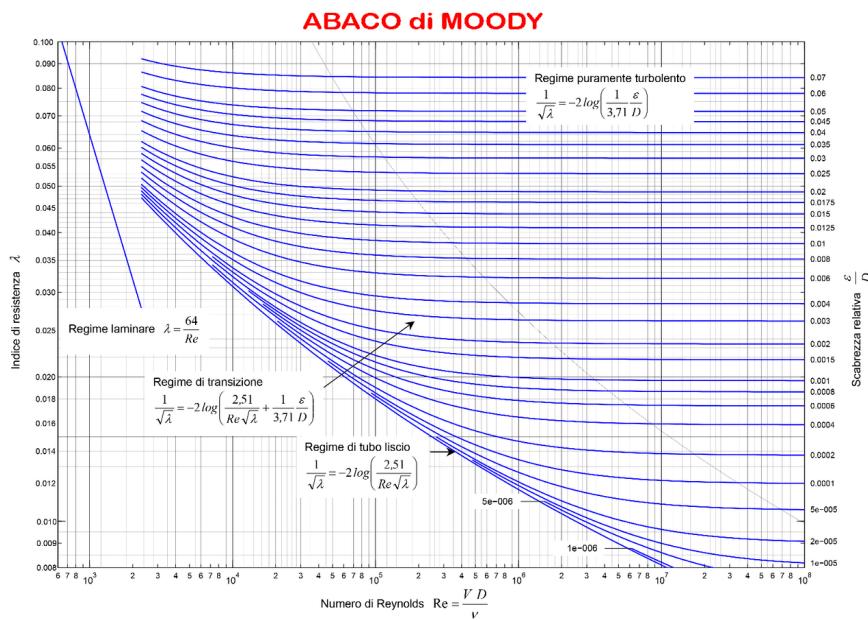


Figura 11- Diagramma di Moody

Nel caso in esame si utilizza la relazione di Hazen- Williams che è indicata per la valutazione della perdita di carico in sistemi in cui il flusso d'acqua è in condizioni di moto completamente sviluppato e regime permanente. Tale approccio consente di calcolare la perdita di carico evitando il calcolo diretto del coefficiente di Darcy- Weisbach utilizzando un coefficiente empirico di scabrezza C che considera il materiale della condotta.

Di seguito viene riportata, espressa nel Sistema Internazionale, la formula di Hazen- Williams:

$$H_d = J * L = \frac{10.675 * Q^{1.852}}{C^{1.852} * D^{4.8704}} * L$$

In cui:

- $H_d$ = perdita di carico, m;
- $J$ = perdita di carico per unità di lunghezza, m;
- $L$ = lunghezza della condotta, m;
- $C$ = coefficiente di scabrezza per tubi in ferro con rivestimento interno;
- $Q$ = portata derivabile, mc/s;
- $D$ = diametro condotta, m.

Oltre alle perdite distribuite lungo la condotta dovute all'attrito con le pareti interne della tubazione, è fondamentale esaminare le perdite concentrate che si manifestano in corrispondenza di particolari elementi geometrici o discontinuità del sistema. Tali perdite sono generate da turbolenze, fenomeni di separazione del flusso che non possono essere trascurate nell'analisi della produttività di energia elettrica dell'impianto.

Nei capitoli successivi vengono analizzati nel dettaglio le principali tipologie di perdite concentrate che si riscontrano lungo il percorso della condotta. In particolare, vengono analizzate le seguenti tre configurazioni: valvola a farfalla, curve altimetriche e planimetriche e ramificazione.

Per ogni tipologia di perdita localizzata vengono riportate le modalità di valutazione mediante il coefficiente di perdita K.

La presenza di curve altimetriche e planimetriche lungo le condotte forzate a sezione circolare ha un effetto diretto sull'efficienza globale dell'impianto con conseguenze negative nei confronti della produzione di energia elettrica. Tali curve provocano perdite localizzate del carico totale a causa di turbolenze e dissipazioni di energia cinetica. I cambi di direzioni del tracciato possono avvenire sia a livello altimetrico, per gestire variazioni di pendenza e dislivelli presenti lungo il percorso della condotta, sia a livello planimetrico per seguire l'andamento orizzontale del terreno dettato dal tracciato della pista di sci di fondo.

Ogni curva genera una perdita di carico riducendo il salto utile netto  $H_n$  e pertanto anche la produzione di energia idroelettrica.

Quindi nel caso in cui le curve siano numerose e mal progettate, la riduzione del salto utile e conseguentemente l'energia prodotta è ridotta significativamente. Per tali motivi, in fase di progettazione è cruciale minimizzare il numero di curve e la loro severità, aumentando il raggio di curvatura e privilegiando geometrie più fluide che limitano le perdite.

Le perdite riducibili alle curve sono determinate in particolar modo dall'angolo di deviazione, dalla geometria della curva e dal rapporto R/D (R: raggio di curvatura, D: diametro della condotta). Tali perdite vengono valutate attraverso il coefficiente di perdita  $K_c$ , impiegato nella seguente espressione:

$$H_{curve} = K_c * \frac{u^2}{2g}$$

Dove:

- $H_{curve}$  = perdita in carico dovuto alle curve, espresso in m;
- $K_c$  = coefficiente perdita curva, si ottiene con le curve presenti nella Figura 12;
- $u$  = velocità del fluido all'interno della condotta, espressa in m/s.

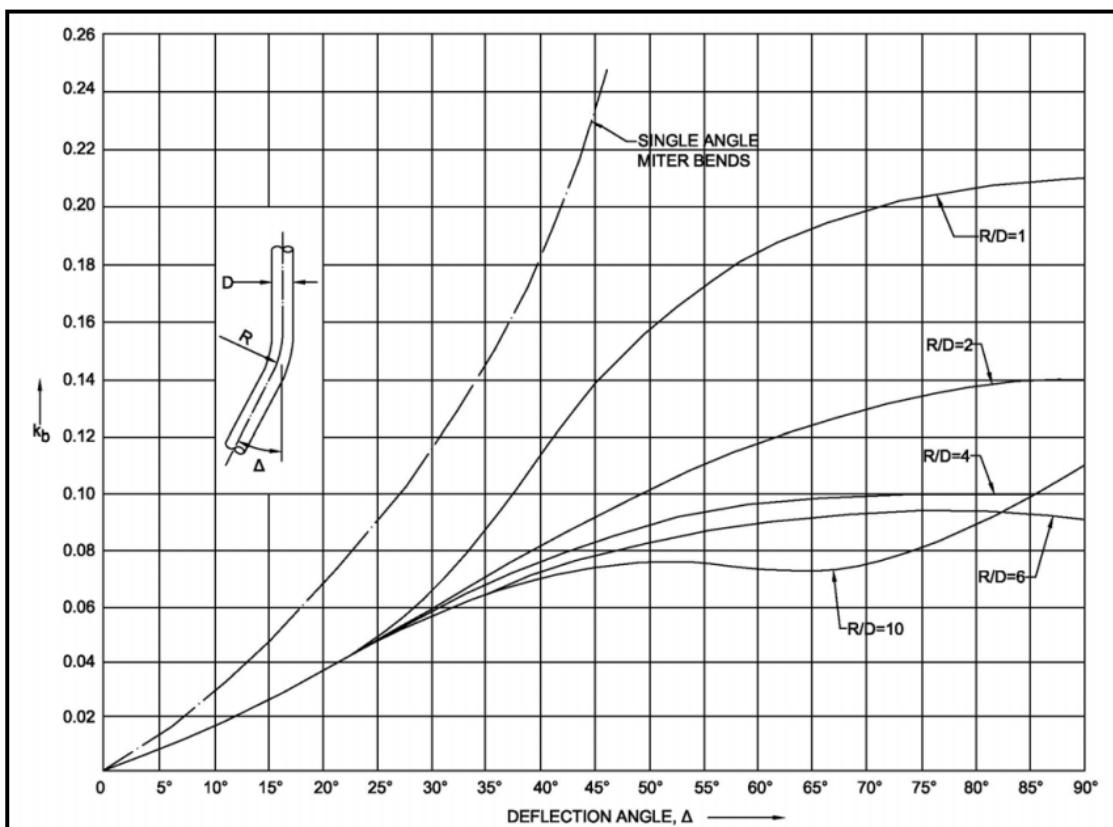


Figura 12- Coefficienti di perdita localizzata curve

Nel tracciato analizzato, attraverso la tavola planimetrica Figura 13, sono state individuate dodici curve con angoli di deviazione significativi; invece, le curve più piccole sono state considerate

trascurabili ai fini del calcolo delle perdite. Grazie alla rappresentazione del profilo altimetrico Figura 14, sono state individuate quattro variazioni di pendenza che risultano essere rilevanti ai fini della valutazione delle perdite localizzate.

Nella Tabella 20 vengono riportati i valori degli angoli delle curve planimetriche individuate e i rispettivi coefficienti  $K_c$  stimati attraverso il grafico.

CURVE PLANIMETRICHE				
CURVE	ANGOLO CURVA (°)	R/D	Kc	
1	33	2	0.065	
2	35	2	0.070	
3	21	2	0.039	
4	21	2	0.039	
5	19	2	0.035	
6	16	2	0.025	
7	29	2	0.060	
8	21	2	0.039	
9	32	2	0.064	
10	29	2	0.059	
11	18	2	0.030	
12	47	2	0.095	
				TOT. 0.620

Tabella 20- Coefficienti di perdita delle curve planimetriche del tracciato dell'impianto Villa di Prali

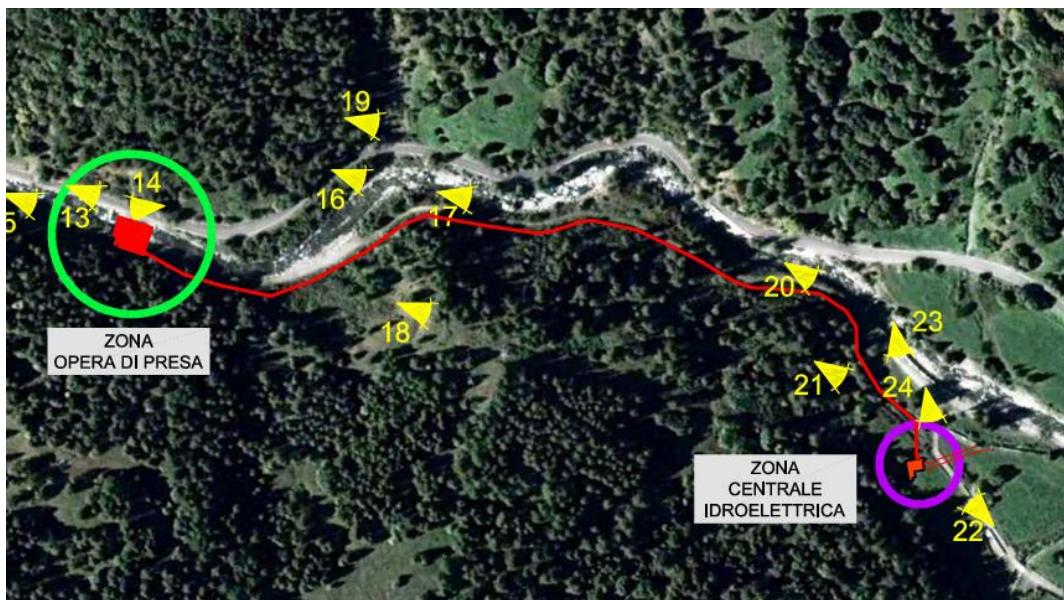


Figura 13- Profilo planimetrico della condotta forzata

Analogamente, vengono riportati i valori degli angoli di variazione di pendenza, non raccordate, e i relativi coefficienti  $K_c$ , anch'essi stimati attraverso il grafico presente nella Figura 12. Tali variazioni di pendenza sono state considerate come perdite concentrate, analogamente come in precedenza con

le curve planimetriche. Si precisa che nel caso in cui le variazioni fossero raccordate avrebbero un comportamento simile al caso trattato in analisi in quanto si è in presenza di variazioni con piccoli angoli.

CURVE ALTIMETRICHE			
CURVE	ANGOLO CURVA (°)	R/D	Kc
1	3.08	-	0.010
2	2.24	-	0.008
3	4.49	-	0.011
4	5.13	-	0.012
		TOT.	0.041

Tabella 21- Coefficienti di perdita delle curve altimetriche del tracciato dell'impianto Villa di Prali



Figura 14- Profilo altimetrico della condotta forzata

Un altro elemento che genera perdite di carico è la valvola a farfalla. Questo componente viene impiegato negli impianti idroelettrici per la regolazione on/off del flusso d'acqua producendo perdite localizzate anche quando sono completamente aperte. Questo è dovuto al fatto che la sezione di passaggio è ostruita parzialmente generando turbolenze attorno all'otturatore della valvola. Tale perdita localizzata viene determinata mediante un coefficiente di perdita  $K_v$ , che dipende dal diametro della condotta e dalla pressione.

La perdita di carico causata dalla presenza della valvola a farfalla, in posizione completamente aperta, può essere determinata attraverso la seguente formula:

$$H_{valvola} = K_v * \frac{u^2}{2g}$$

Dove:

- $H_{valvola}$  = perdita in carico dovuta alla valvola a farfalla, espresso in m;
- $K_v$  = coefficiente perdita valvola, si ottiene con le curve presenti nella Figura 15;
- $u$  = velocità del fluido in corrispondenza alla valvola, espressa in m/s.

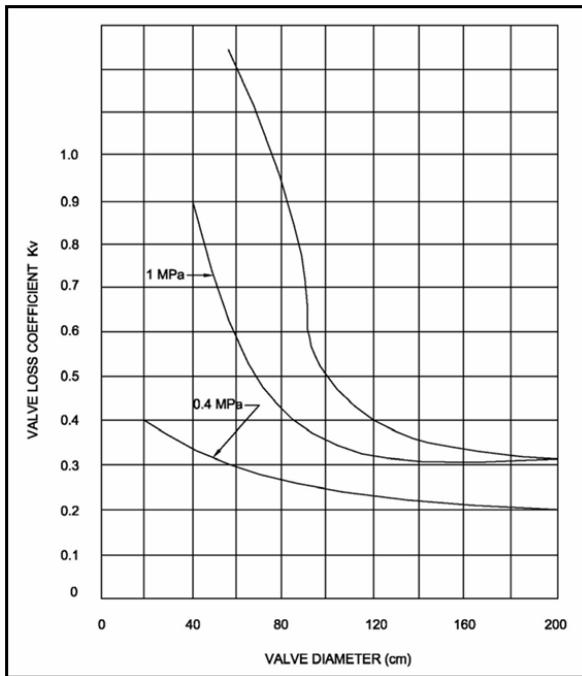


Figura 15- Coefficienti perdita localizzate valvola a farfalla

Considerando che la pressione del fluido all'interno della condotta esercita una pressione intorno al valore di 0.4 MPa, la determinazione del coefficiente  $K_v$  avviene facendo riferimento alla curva caratteristica del grafico presente nella Figura 15, specifica per tale valore di pressione.

Pertanto, considerando un diametro di 110 cm e una pressione di 0.4 MPa, il valore  $K_v$  è pari a 0.24. Dato che le valvole sono due, le perdite localizzate devono essere raddoppiate.

In prossimità della centrale macchine, la condotta forzata principale subisce una diramazione al fine di alimentare parallelamente le due turbine installate. Tale configurazione è indispensabile per garantire il corretto funzionamento delle due macchine in modo tale da permettere una gestione più efficiente e flessibile in funzione delle portate disponibili.

Dal punto di vista idraulico, la presenza di una biforcazione determina una perdita concentrata aggiuntiva legata alla variazione del flusso d'acqua e alla separazione della portata.

Anche tale perdita di carico localizzata viene valutata tramite il coefficiente empirico  $K_b$ , inserito nella seguente relazione:

$$H_{biforcazione} = K_b * \frac{u^2}{2g}$$

Dove:

- $H_{biforcazione}$  = perdita in carico dovuto alla diramazione, espresso in m;
- $K_b$  = coefficiente perdita diramazione, si ottiene con le curve presenti nella Tabella 22- Coefficienti di perdita localizzata per ramificazione;
- $u$  = velocità del fluido prima della ramificazione, espressa in m/s.

Angle or Divergence $\beta$ in Degrees	$q_b / q = 0.3$		$q_b / q = 0.3$		$q_b / q = 0.3$	
	Sharp	Rounded	Sharp	Rounded	Sharp	Rounded
	Edged	$r = 0.1 D_b$	Edged	$r = 0.1 D_b$	Edged	$r = 0.1 D_b$
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
90	$D_b = D$ $v_b = 0.3v$ $K_y = 0.85$	$D_b = D$ $v_b = 0.3v$ $K_y = 0.76$	$D_b = D$ $v_b = 0.5v$ $K_y = 0.87$	$D_b = D$ $v_b = 0.5v$ $K_y = 0.74$	$D_b = D$ $v_b = 0.7v$ $K_y = 1.00$	$D_b = D$ $v_b = 0.7v$ $K_y = 0.80$
60	$D_b = D$ $v_b = 0.3v$ $K_y = 0.7$	$D_b = 0.61D$ $v_b = 0.8v$ $K_y = 0.59$	$D_b = D$ $v_b = 0.5v$ $K_y = 0.59$	$D_b = 0.79D$ $v_b = 0.8v$ $K_y = 0.54$	$D_b = D$ $v_b = 0.7v$ $K_y = 0.57$	$D_b = D$ $v_b = 0.7v$ $K_y = 0.52$
45	$D_b = 0.58D$ $v_b = 0.9v$ $K_y = 0.43$	$D_b = 0.58D$ $v_b = 0.9v$ $K_y = 0.35$	$D_b = D$ $v_b = 0.5v$ $K_y = 0.42$	$D_b = 0.75D$ $v_b = 0.9v$ $K_y = 0.32$	$D_b = D$ $v_b = 0.7v$ $K_y = 0.34$	$D_b = D$ $v_b = 0.7v$ $K_y = 0.3$

Tabella 22- Coefficienti di perdita localizzata per ramificazione

Tali valori riferiti al coefficiente  $K_b$  si basano su prove sperimentali presso il Laboratorio della Technische Universität München (Germania), e si riferiscono al caso più efficiente dal punto di vista idraulico.

Nel caso in esame, si considera un angolo di divergenza pari a  $45^\circ$  con  $D_b$  pari a  $0.58 D$  e velocità  $0.9 v$ . Pertanto, il valore del coefficiente di perdite localizzata  $K_b$  risulta essere pari a 0.43.

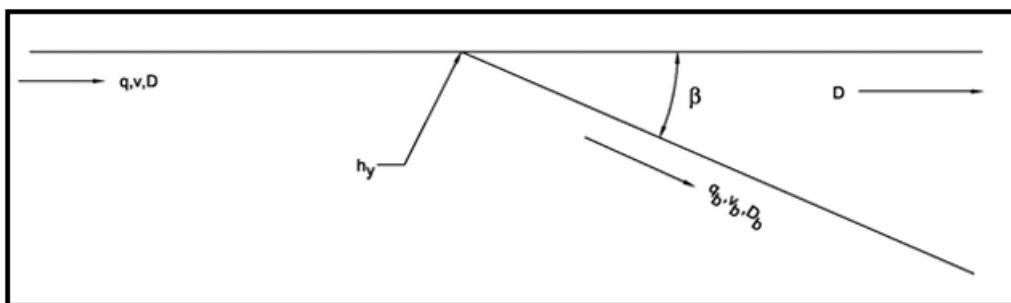


Figura 16- Schema derivazione

Per la valutazione del salto netto disponibile, la perdita concentrata associata alla diramazione viene considerata soltanto nel caso in cui siano in funzione entrambe le turbine. In tale configurazione la portata totale viene suddivisa nei due rami derivati, generando perdite energetiche.

Invece, quando è in funzione soltanto una turbina, il flusso è indirizzato lungo un solo ramo mentre l'altro resta inattivo grazie alla chiusura della valvola a farfalla. In tale condizione, l'effetto della biforcazione sulle perdite di carico è trascurabile e pertanto non viene considerato nel calcolo del salto netto.

## 2.8. DEFLUSSO MINIMO VITALE

In presenza di un'opera di sbarramento, è obbligatorio prevedere un sistema dedicato al rilascio del Deflusso Minimo Vitale (DMV), portata minima che la normativa vigente impone di mantenere costante in alveo al fine di tutelare e conservare gli ecosistemi fluviali a valle delle opere di derivazione idrica.

In conformità con D.P.G.R. n. 8/R del 17/07/2007, il deflusso minimo vitale viene definito come la portata minima istantanea che deve essere presente in alveo immediatamente a valle dei prelievi, a fine di mantenere vitali le condizioni di funzionalità e di qualità degli ecosistemi interessati.

Sulla base delle opere di presa di tale impianto, delle portate derivate ed ai sensi dell'allegato C del D.P.G.R. n. 8/R del 17/07/2007 "Disposizioni per la prima attuazione delle norme in materia di deflusso minimo vitale" è previsto un DMV modulato secondo quanto stabilito dal regolamento regionale. Tale modulazione prevede un rilascio aggiuntivo al DMV idrologico costante pari ad una determinata percentuale della differenza tra la portata in arrivo e il DMV idrologico. Il rilascio in alveo avviene direttamente nella scala di risalita della fauna ittica.

La formulazione adottata è la seguente:

portata istantanea in arrivo alla traversa Qt	Regime di rilascio: Qr
Qt <= DMV base	Qr = Qt
Qt > DMV base	Qr = DMV base + X% (Qt - DMV base)

Dove X rappresenta una percentuale variabile dal 10 al 20%.

Viene assunta una percentuale pari al 10%, intermedia fra i parametri previsti nel regolamento della Regione.

Il deflusso minimo vitale di base (DMV base) si ricava per ciascuna sezione di rilievo attraverso i fattori di correzione M ed A che tengono in considerazione rispettivamente dell'incidenza della morfologia dell'alveo come larghezza, pendenza, tipo di sezione e granulometria che determinano le condizioni di deflusso dell'acqua e degli effetti degli scambi idrici tra le acque superficiali e sotterranee.

Il deflusso idrologico si ottiene moltiplicando il fattore k per la portata media annua specifica del bacino sotteso.

Come precedentemente riportato, la superficie del bacino sotteso dalla derivazione S risulta pari a 42,37 kmq.

Il DMV modulato viene calcolato nel seguente modo:

$$\text{DMV modulato} = \text{DMV} + (\text{Q}_{\text{arrivo}} - \text{DMV}) * 0.10$$

La valutazione del DMV avviene sulla base dell'Allegato A alla D.P.G.R. citata, definita dalla seguente formula:

$$DMV \text{ base} = k * q \text{ meda} * S * M * A$$

Dove:

$k$ = frazione della portata media annua, determinato per singole aree omogenee;

$q \text{ meda}$ = portata specifica media annua naturale per unità di superficie di bacino sotteso [l/s km^2];

$S$ = superficie del bacino sottesa alla sezione del corpo idrico [km^2]

$M$ = parametro morfologico

$A$ = parametro che tiene conto dell'interazione tra le acque superficiali e le acque sotterranee.

Di seguito viene riportata la procedura per la determinazione dei parametri per il calcolo del DMV di base:

- Parametro  $k$ : rappresenta la percentuale della portata media annua naturale che deve essere inclusa per il calcolo della componente idrologica del DMV.

Questo valore deriva da analisi congiunte delle caratteristiche morfologiche, climatiche e idrologiche che alimentano il fiume Po. Nello specifico l'area idrografica del T. Chisone che comprende il T. Germanasca, il valore  $k$  risulta essere pari a 0.15 come riportato da "Regolazione del deflusso minimo vitale" del Piano di Tutela delle Acque.

- $q \text{ meda}$ : rappresenta la portata specifica media annua naturale di un corso d'acqua per unità di superficie del bacino ed è valutata utilizzando il modello di regionalizzazione delle portate secondo la seguente formula:

$$q \text{ meda} = 0.00860 * H + 0.03416 * A - 24.5694$$

Dove:

- $H$ : altitudine media sul livello del mare del baino idrografico sotteso alla presa, espresso in m;

il valore  $H$  viene valutato nel seguente modo:

$$H = 0.5 * (0.9 * H_{\max} + H_{\min})$$

- $A$ : afflusso meteorico medio annuo, rapportato al bacino idrografico, espresso in mm. Tale valore è ricavato dalla valutazione della pluviometria relativa alla stazione di misura di Prali, risulta essere pari a 1038 mm.

Il valore di  $q \text{ meda}$  risulta pertanto pari a 28,837 l/s km<sup>2</sup>

- Parametro  $M$ : fattore morfologico ed è definito in funzione della classe morfologica assegnata al corso d'acqua, definita anch'essa in "Regolazione del deflusso minimo vitale" del Piano di Tutela delle Acque. Nello specifico il Torrente Germanasca rientra nella classe morfologica 1 "Reticolo di versante in ambiente montano alpino", dove si ottiene un valore del fattore correttivo morfologico pari a 0.90.

- Parametro A: nel caso in cui si tratti di nuovi prelievi e per corsi d'acqua non individuati nella apposita tabella, secondo l'allegato A alla D.P.G.R. 17.07.2007 n.8/R il valore del fattore A viene valutato in funzione della classe di interscambio con la falda. Date le caratteristiche idrogeologiche dell'area e l'esistenza di un substrato roccioso a modeste profondità, il valore A risulta essere pari a 1.00.

Alla luce della determinazione di tutti i fattori che contribuiscono alla definizione del Deflusso Minimo Vitale base si ottiene il seguente valore:

$$DMV_{base} = k \cdot q_{meda} \cdot S \cdot M \cdot A = 0.15 \cdot 28,837 \cdot 42.37 \cdot 0.9 \cdot 1.00 = 165,95 \text{ l/s} = 0.17 \text{ mc/s}$$

Come riportato in precedenza viene aggiunta la componente di modulazione al 10%.

### 3. RISULTATI

In questo capitolo vengono riportati i risultati ottenuti mediante l'analisi idrologica e dalla successiva stima della produzione di energia elettrica nei diversi scenari presi in considerazione. I dati elaborati sono impiegati per valutare l'influenza della variabilità idrologica sulla quantità di energia producibile, con particolare attenzione alla sensibilità del sistema rispetto alle variazioni delle portate disponibili. È opportuno sottolineare che i risultati ottenuti mediante il modello SIMPO e RENERFOR non possono essere direttamente confrontabili in quanto l'analisi di incertezza ha riguardato due aspetti metodologicamente distinti.

Nel caso dello studio del modello SIMPO, l'analisi si è concentrata sull'incertezza relativa ai coefficienti correttivi impiegati nelle relazioni per la determinazione delle portate medie mensili.

Invece, nel caso del modello RENERFOR l'analisi ha riguardato l'incertezza dei coefficienti di Pardé per la costruzione dell'idrogramma medio mensile.

Di conseguenza, le due analisi non possono essere confrontate in termini quantitativi.

#### 3.1. SCENARIO SIMPO CORRETTIVO

Come anticipato nel capitolo Materiali e Metodi, per quanto riguarda l'analisi di sensibilità della produzione di energia elettrica in base alle variazioni dei coefficienti correttivi del metodo statistico SIMPO, sono stati analizzati tre scenari:

- Uno medio, ottenuto con i coefficienti medi mensili. Rappresenta lo scenario di riferimento per le analisi degli scenari relativi al cambiamento climatico;
- Uno massimo, i coefficienti sono stati incrementati della deviazione standard mensile;
- Uno minimo, i coefficienti sono stati diminuiti della deviazione standard mensile.

Nel presente capitolo vengono riportati i valori mensili delle portate corrette per i tre diversi scenari al fine di valutare i corrispondenti valori di produzione energetica.

MEDIA							
	Portate in alveo [l/s/km <sup>2</sup> ]	Portate in alveo [mc/s]	DMV_base [mc/s]	Portata al netto del DMV base [mc/s]	DMV_mod [mc/s]	Portate derivabili [mc/s]	Portate derivate [mc/s]
Gennaio	10.89	0.46	0.17	0.29	0.03	0.26	0
Febbraio	10.28	0.44	0.17	0.27	0.03	0.24	0
Marzo	13.11	0.56	0.17	0.39	0.04	0.35	0.35
Aprile	26.93	1.14	0.17	0.97	0.10	0.87	0.87
Maggio	57.67	2.44	0.17	2.27	0.23	2.05	2
Giugno	66.26	2.81	0.17	2.64	0.26	2.37	2
Luglio	36.84	1.56	0.17	1.39	0.14	1.25	1.25
Agosto	21.59	0.91	0.17	0.74	0.07	0.67	0.67
Settembre	21.18	0.90	0.17	0.73	0.07	0.65	0.65

Ottobre	23.68	1.00	0.17	0.83	0.08	0.75	0.75
Novembre	20.14	0.85	0.17	0.68	0.07	0.61	0.61
Dicembre	12.75	0.54	0.17	0.37	0.04	0.33	0

Tabella 23- portate medie mensili SIMPO- scenario medio

Il Grafico 8 mette in confronto le portate medie mensili valutate all'interno dello scenario massimo, ottenuto mediante l'incremento pari alla relativa deviazione standard dei coefficienti medi mensili, con lo scenario di riferimento (quello medio), ottenuto dai valori medi dei coefficienti.

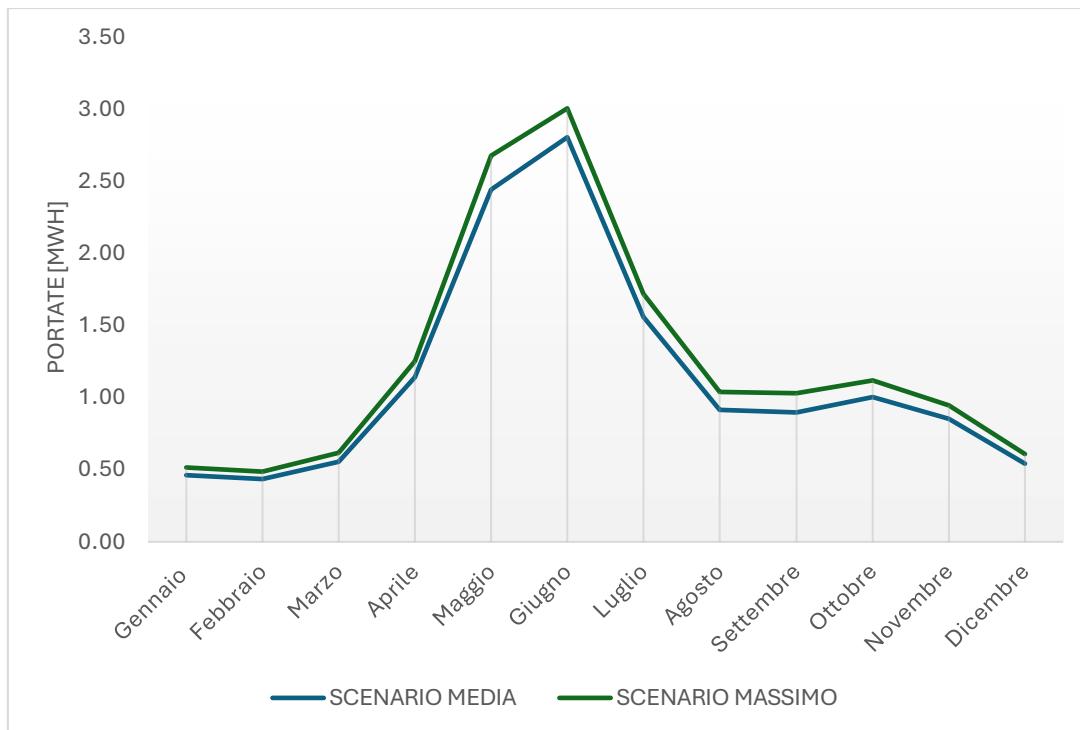


Grafico 8- confronto portate scenario medio e massimo

MASSIMO							
	Portate in alveo [l/s/km <sup>2</sup> ]	Portate in alveo [mc/s]	DMV_base [mc/s]	Portata al netto del DMV base [mc/s]	DMV_mod [mc/s]	Portate derivabili [mc/s]	Portate derivate [mc/s]
Gennaio	12.16	0.52	0.17	0.35	0.03	0.31	0.31
Febbraio	11.50	0.49	0.17	0.32	0.03	0.29	0.00
Marzo	14.57	0.62	0.17	0.45	0.04	0.40	0.40
Aprile	29.56	1.25	0.17	1.08	0.11	0.97	0.97
Maggio	63.23	2.68	0.17	2.51	0.25	2.26	2.00
Giugno	71.00	3.01	0.17	2.84	0.28	2.55	2.00
Luglio	40.57	1.72	0.17	1.55	0.15	1.39	1.39
Agosto	24.55	1.04	0.17	0.87	0.09	0.78	0.78
Settembre	24.35	1.03	0.17	0.86	0.09	0.78	0.78
Ottobre	26.45	1.12	0.17	0.95	0.10	0.86	0.86
Novembre	22.32	0.95	0.17	0.78	0.08	0.70	0.70
Dicembre	14.38	0.61	0.17	0.44	0.04	0.40	0.40

Tabella 24- portate medie mensili SIMPO- scenario massimo

Dall'analisi della Tabella 24 e del Grafico 8, risulta che in tale scenario l'impianto non opera per un solo mese (febbraio) rispetto ai tre mesi dello scenario medio. Mentre i mesi di picco, maggio e giugno, risultano rimane uguali al caso di riferimento.

Il tal scenario si prevede che nei mesi di gennaio e dicembre non si verifichi il fermo impianto, a differenza dello scenario medio, in quanto si prevedono portate superiori al valore minimo tecnico delle due macchine idrauliche.

Il Grafico 9 rappresenta il confronto tra le portate medie mensili dello scenario minimo, ottenuto mediante la diminuzione pari alla relativa deviazione standard dei coefficienti medi mensili, con lo scenario di riferimento.

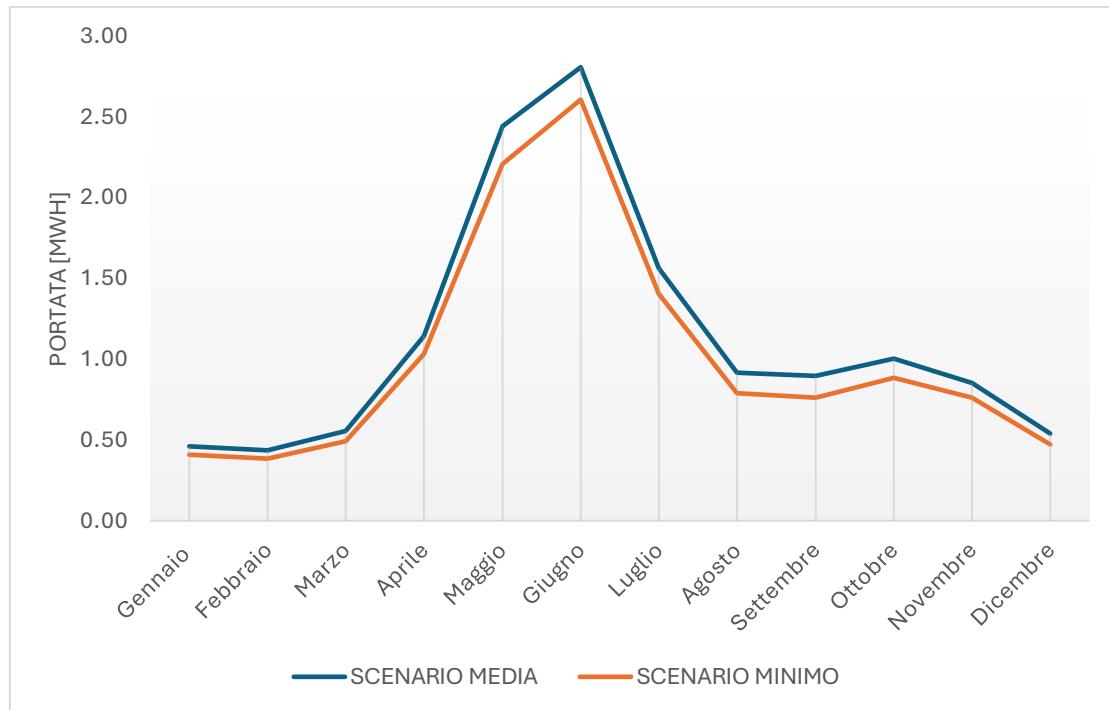


Grafico 9- confronto portate scenario medio e minimo

MINIMO							
	Portate in alveo [l/s/km2]	Portate in alveo [mc/s]	DMV_base [mc/s]	Portata al netto del DMV base [mc/s]	DMV_mod [mc/s]	Portate derivabili [mc/s]	Portate derivate [mc/s]
Gennaio	9.61	0.41	0.17	0.24	0.02	0.21	0.00
Febbraio	9.07	0.38	0.17	0.21	0.02	0.19	0.00
Marzo	11.65	0.49	0.17	0.32	0.03	0.29	0.00
Aprile	24.30	1.03	0.17	0.86	0.09	0.77	0.77
Maggio	52.11	2.21	0.17	2.04	0.20	1.83	1.83
Giugno	61.53	2.61	0.17	2.44	0.24	2.19	2.00
Luglio	33.11	1.40	0.17	1.23	0.12	1.11	1.11
Agosto	18.63	0.79	0.17	0.62	0.06	0.56	0.56
Settembre	18.02	0.76	0.17	0.59	0.06	0.53	0.53
Ottobre	20.91	0.89	0.17	0.72	0.07	0.64	0.64

Novembre	17.96	0.76	0.17	0.59	0.06	0.53	0.53
Dicembre	11.13	0.47	0.17	0.30	0.03	0.27	0.00

Tabella 25- portate medie mensili SIMPO- scenario minimo

Analizzando la Tabella 25 e il Grafico 9, si osserva che le turbine non operano per un complessivo di quattro mesi in quanto le portate derivate dei mesi di gennaio, febbraio, marzo e dicembre risultano essere inferiori al valore minimo tecnico. Con tale scenario si prevede che l'impianto lavori a massima capacità soltanto durante mese di giugno a differenza dello scenario di riferimento che opera in tali condizioni per due mesi: maggio e giugno.

MEDIA								
	Portate derivate [mc/s]	Perdita distribuita	Perdita valvola	Perdita curve	Salto disponibile	Rendimento	Potenza [kW]	Energia [MWh]
Gennaio	0	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Febbraio	0	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Marzo	0.35	0.075	0.002	0.005	30.5	0.824	86.3	64.24
Aprile	0.87	0.406	0.010	0.028	30.2	0.815	209.8	151.02
Maggio	2	1.897	0.054	0.149	28.5	0.934	522.3	388.56
Giugno	2	1.897	0.054	0.149	28.5	0.934	522.3	376.02
Luglio	1.25	0.795	0.021	0.058	29.7	0.842	306.9	228.35
Agosto	0.67	0.250	0.006	0.017	30.3	0.93	185.4	137.92
Settembre	0.65	0.237	0.006	0.016	30.3	0.93	179.9	129.55
Ottobre	0.75	0.308	0.008	0.021	30.3	0.79	175.9	130.87
Novembre	0.61	0.210	0.005	0.014	30.4	0.93	169.0	121.69
Dicembre	0	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
							TOTALE	1728.22

Tabella 26- valori di energia mensile e annua SIMPO- scenario medio-riferimento

MASSIMO								
	Portate derivate [mc/s]	Perdita distribuita	Perdita valvola	Perdita curve	Salto disponibile	Rendimento	Potenza [kW]	Energia [MWh]
Gennaio	0.31	0.060	0.001	0.004	30.5	0.8	74.3	55.27
Febbraio	0.00	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Marzo	0.40	0.096	0.002	0.006	30.5	0.856	102.4	76.21
Aprile	0.97	0.497	0.013	0.035	30.1	0.768	219.6	158.15
Maggio	2.00	1.897	0.054	0.149	28.5	0.934	522.3	388.56
Giugno	2.00	1.897	0.054	0.149	28.5	0.934	522.3	376.02
Luglio	1.39	0.967	0.026	0.072	29.5	0.935	376.6	280.16
Agosto	0.78	0.332	0.008	0.023	30.2	0.78	180.5	134.27
Settembre	0.78	0.332	0.008	0.023	30.2	0.78	180.5	129.94
Ottobre	0.86	0.397	0.010	0.028	30.2	0.815	207.4	154.31
Novembre	0.70	0.271	0.007	0.018	30.3	0.93	193.5	139.34
Dicembre	0.40	0.096	0.002	0.006	30.5	0.77	92.1	68.55
							TOTALE	1960.77

Tabella 27- valori di energia mensile e annua SIMPO- scenario massimo

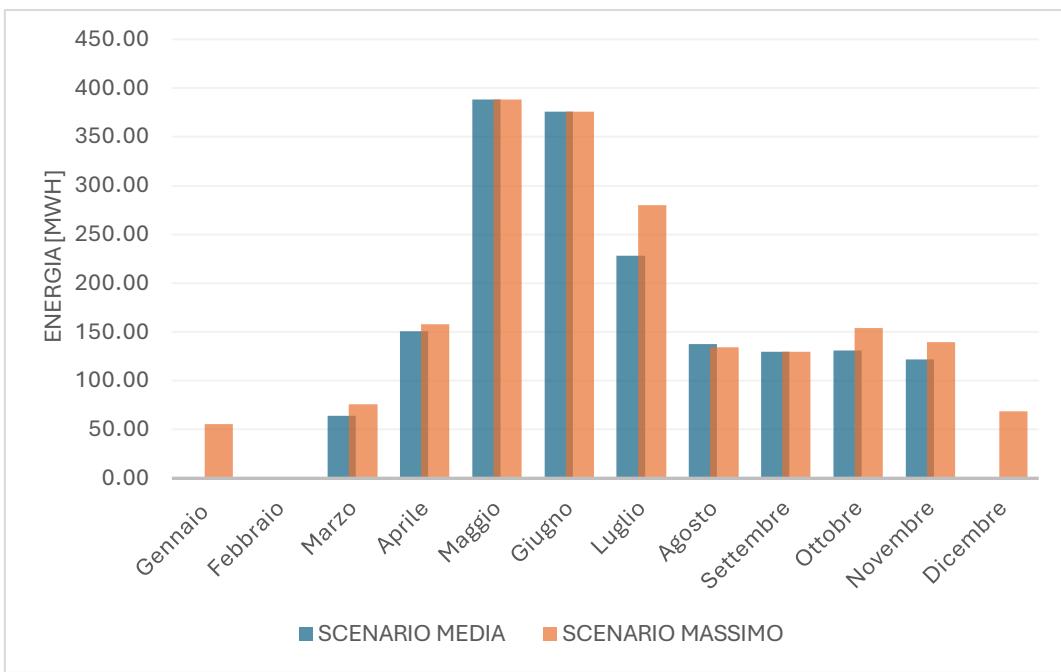


Grafico 10- Confronto scenario medio e massimo produzione energetica SIMPO

mese	medio [MWh]	massimo [MWh]	differenza max [%]
Gennaio	0	55	-
Febbraio	0	0	-
Marzo	64	76	18.6
Aprile	151	158	4.7
Maggio	389	389	0.0
Giugno	376	376	0.0
Luglio	228	280	22.7
Agosto	138	134	-2.6
Settembre	130	130	0.3
Ottobre	131	154	17.9
Novembre	122	139	14.5
Dicembre	0	69	-
Totali	1728.22	1960.77	13.5

Tabella 28- Differenza relativa produzione energetica scenario massimo e medio - SIMPO

Analizzando la Tabella 28 e il Grafico 10, si prevede che la produzione di energia elettrica dell'impianto Villa di Prali, nel caso dello scenario massimo, sia nulla nel mese di febbraio la cui portata non risulta sufficiente per il funzionamento delle turbine. Inoltre, si registrano contenute differenze nei mesi primaverili, con il mese di aprile che registra una differenza di +4.7%, mentre, per i mesi di maggio e giugno non risultano variazioni in quanto in tale scenario l'impianto opera a massimo regime come quello di riferimento. Si registra una differenza negativa nel mese di agosto dovuto al fatto che l'impianto, all'interno dello scenario massimo, opera con rendimenti minori rispetto al caso di riferimento. Quasi nulla è la differenza di produzione energetica nel mese di settembre che registra una variazione positiva di +0.3%. Al contrario, la massima variazione relativa risulta essere nel mese di luglio con un incremento pari a 22.7%.

A livello complessivo, in tale scenario si prevede un incremento della produzione di energia elettrica di circa del 13.5%.

MINIMO								
	Portate derivate [mc/s]	Perdita distribuita	Perdita valvola	Perdita curve	Salto disponibile	Rendimento	Potenza [kW]	Energia [MWh]
Gennaio	0.00	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Febbraio	0.00	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Marzo	0.00	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Aprile	0.77	0.324	0.008	0.022	30.2	0.78	178.2	128.31
Maggio	1.83	1.610	0.045	0.125	28.8	0.92	476.0	354.14
Giugno	2.00	1.897	0.054	0.149	28.5	0.934	522.3	376.02
Luglio	1.11	0.638	0.017	0.046	29.9	0.84	273.5	203.48
Agosto	0.56	0.180	0.004	0.012	30.4	0.915	152.8	113.71
Settembre	0.53	0.162	0.004	0.010	30.4	0.91	143.9	103.64
Ottobre	0.64	0.230	0.006	0.015	30.3	0.93	177.2	131.84
Novembre	0.53	0.162	0.004	0.010	30.4	0.908	143.6	103.41
Dicembre	0.00	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
							TOTALE	1514.55

Tabella 29- valori di energia mensile e annua SIMPO- scenario minimo

La Tabella 29 riporta la produzione media mensile di energia elettrica dell'impianto in oggetto di studio all'interno dello scenario minimo. Il Grafico 12 mette in confronto la produzione di energia elettrica mensile generata nello scenario minimo con quella ottenuta nello scenario di riferimento, evidenziando le differenze causate dall'incertezza della stima delle portate mediante il modello SIMPO.

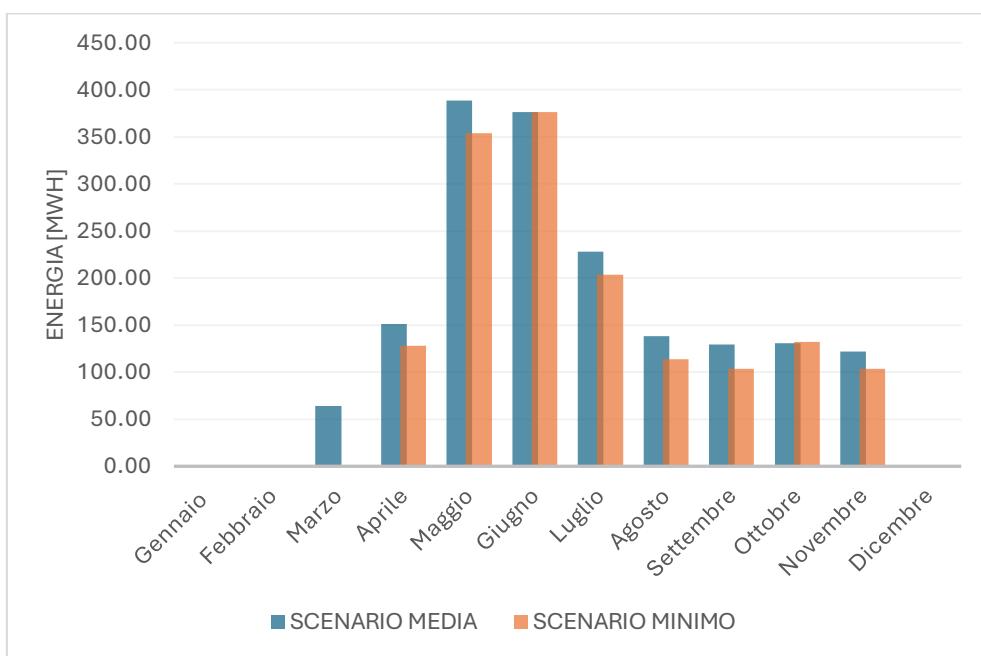


Grafico 11- Confronto scenario medio e minimo produzione energetica SIMPO

mese	medio [MWh]	Minimo [MWh]	differenza max [%]
Gennaio	0	0	-
Febbraio	0	0	-
Marzo	64	0	-100.0
Aprile	151	128	-15.0
Maggio	389	354	-8.9
Giugno	376	376	0.0
Luglio	228	203	-10.9
Agosto	138	114	-17.6
Settembre	130	104	-20.0
Ottobre	131	132	0.7
Novembre	122	103	-15.0
Dicembre	0	0	-
<b>Totale</b>	<b>1728</b>	<b>1507</b>	<b>-12.8</b>

Tabella 30- Differenza relativa produzione energetica scenario massimo e medio - SIMPO

Analizzando i risultati relativi alla produzione energetica dello scenario minimo, si osserva che la massima riduzione relativa è prevista nel mese di marzo, durante il quale si registra una produzione di energia elettrica nulla in quanto la portata media è inferiore al minimo valore tecnico delle turbine. Non si registrano differenze nel mese di giugno perché in entrambi i casi, l'impianto lavora alla massima portata. Allo stesso modo si verifica per i mesi invernali (gennaio, febbraio e dicembre) in cui non si prevedono variazioni poiché in entrambi gli scenari, le turbine sono in stato di fermo in quanto le portate non sono sufficienti.

A livello complessivo, la produzione di energia dello scenario minimo si riduce di circa 12.8% rispetto allo scenario di riferimento.

### 3.2. SCENARIO RENERFOR

In questo paragrafo vengono riportati e analizzati i risultati relativi agli scenari previsti in base all'incertezza associata alla stima delle portate attuali valutate mediante il modello RENERFOR. Pertanto, verrà valutata come le variazioni dalle portate in ingresso dei diversi scenari possano influenzare la produzione di energia elettrica dell'impianto in oggetto, Villa di Prali.

Come anticipato nella sezione Materiali e Metodi, si considerano tre diversi scenari, costruiti sulla base delle deviazioni standard mensili dei valori medi dei coefficienti di Pardé impiegati per la costruzione dell'andamento mensile:

- Scenario medio (scenario di riferimento): utilizza i coefficienti medi;
- Scenario massimo: utilizza i coefficienti medi incrementati della deviazione standard;
- Scenario minimo: utilizza i coefficienti medi diminuiti della deviazione standard.

Di seguito, la Tabella 31 riporta i valori delle portate medie mensili derivate per lo scenario di riferimento.

MEDIO							
	Portate in alveo [l/s/km2]	Portate in alveo [mc/s]	DMV_base [mc/s]	Portata al netto del DMV base [mc/s]	DMV_mod [mc/s]	Portate derivabili [mc/s]	Portate derivate [mc/s]
Gennaio	11.11	0.47	0.17	0.30	0.03	0.27	0
Febbraio	9.91	0.42	0.17	0.25	0.03	0.23	0
Marzo	13.69	0.58	0.17	0.41	0.04	0.37	0.37
Aprile	34.46	1.46	0.17	1.29	0.13	1.16	1.16
Maggio	78.12	3.31	0.17	3.14	0.31	2.83	2
Giugno	86.85	3.68	0.17	3.51	0.35	3.16	2
Luglio	39.41	1.67	0.17	1.50	0.15	1.35	1.35
Agosto	21.01	0.89	0.17	0.72	0.07	0.65	0.65
Settembre	19.12	0.81	0.17	0.64	0.06	0.58	0.58
Ottobre	18.41	0.78	0.17	0.61	0.06	0.55	0.55
Novembre	24.07	1.02	0.17	0.85	0.09	0.77	0.77
Dicembre	14.16	0.60	0.17	0.43	0.04	0.39	0.39

Tabella 31- portate medie mensili RENERFOR- scenario medio

Il Grafico 12 mostra il confronto dell'andamento mensile delle portate dello scenario massimo, ottenuto dall'incremento dei coefficienti medi mensili pari alla relativa deviazione standard, con lo scenario di riferimento, ottenuto dai valori medi dei coefficienti.

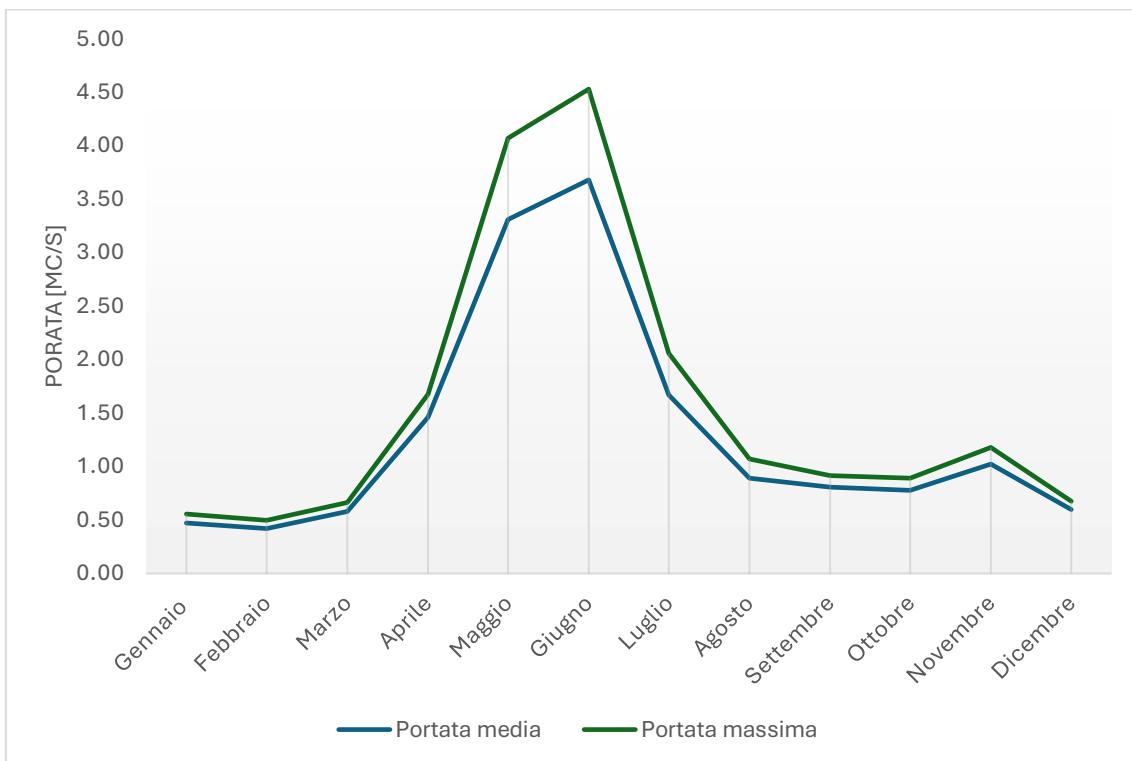


Grafico 12- confronto portate scenario medio e massimo RENERFOR

MASSIMO							
	Portate in alveo [l/s/km2]	Portate in alveo [mc/s]	DMV_base [mc/s]	Portata al netto del DMV base [mc/s]	DMV_mod [mc/s]	Portate derivabili [mc/s]	Portate derivate [mc/s]
Gennaio	13.15	0.56	0.17	0.39	0.04	0.35	0.35
Febbraio	11.73	0.50	0.17	0.33	0.03	0.29	0.00
Marzo	15.67	0.66	0.17	0.49	0.05	0.44	0.44
Aprile	39.53	1.68	0.17	1.51	0.15	1.35	1.35
Maggio	96.01	4.07	0.17	3.90	0.39	3.51	2.00
Giugno	106.89	4.53	0.17	4.36	0.44	3.92	2.00
Luglio	48.52	2.06	0.17	1.89	0.19	1.70	1.70
Agosto	25.32	1.07	0.17	0.90	0.09	0.81	0.81
Settembre	21.60	0.92	0.17	0.75	0.07	0.67	0.67
Ottobre	21.10	0.89	0.17	0.72	0.07	0.65	0.65
Novembre	27.76	1.18	0.17	1.01	0.10	0.91	0.91
Dicembre	16.00	0.68	0.17	0.51	0.05	0.46	0.46

Tabella 32- portate medie mensili RENERFOR- scenario massimo

Dall'analisi dello scenario massimo, durante l'anno si prevede un limitato periodo di fermo impianto nel mese di febbraio in quanto la portata di acqua derivabile è inferiore ai limiti minimi di funzionamento delle turbine. Inoltre, i mesi in cui l'impianto lavora a massimo regime risultano essere sempre due (maggio e giugno) con portata derivata massima pari a 2 mc/s.

Il Grafico 13 mostra il confronto dell'andamento mensile delle portate dello scenario minimo, ottenuto riducendo i coefficienti di Pardé della relativa deviazione standard, con lo scenario di riferimento, ottenuto dai valori medi dei coefficienti.

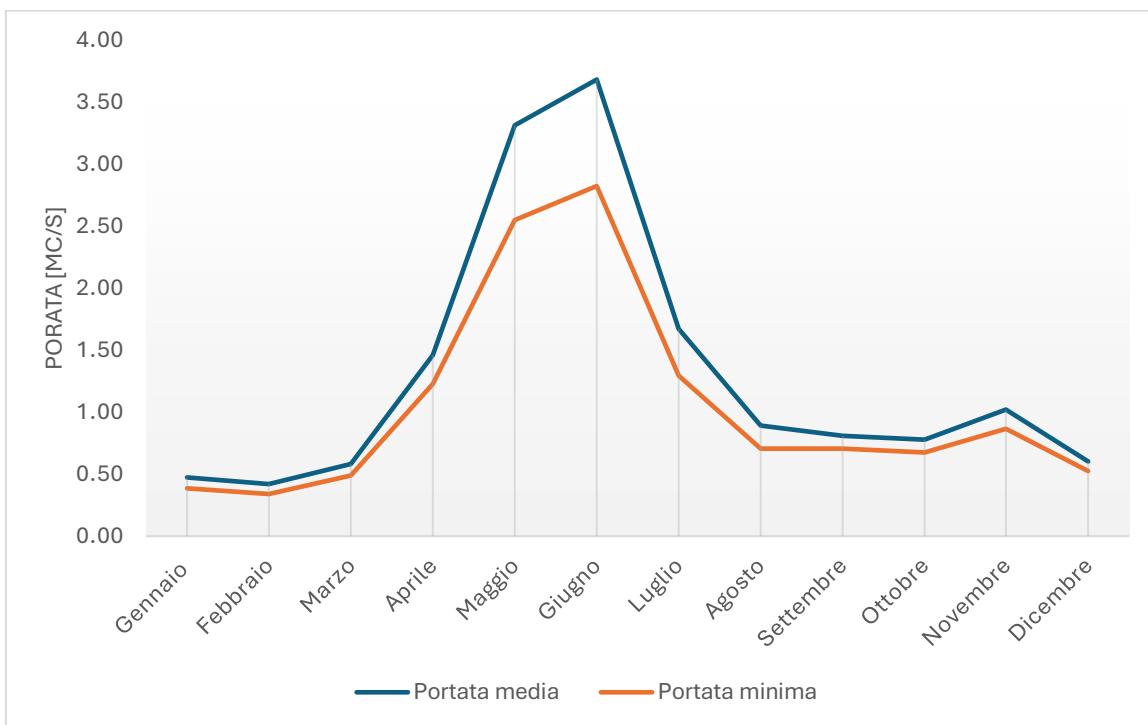


Grafico 13- confronto portate scenario medio e minimo RENERFOR

MINIMO							
	Portate in alveo [l/s/km <sup>2</sup> ]	Portate in alveo [mc/s]	DMV_base [mc/s]	Portata al netto del DMV base [mc/s]	DMV_mod [mc/s]	Portate derivabili [mc/s]	Portate derivate [mc/s]
Gennaio	9.09	0.39	0.17	0.22	0.02	0.19	0.00
Febbraio	8.02	0.34	0.17	0.17	0.02	0.15	0.00
Marzo	11.49	0.49	0.17	0.32	0.03	0.29	0.00
Aprile	28.91	1.23	0.17	1.06	0.11	0.95	0.95
Maggio	60.18	2.55	0.17	2.38	0.24	2.14	2.00
Giugno	66.60	2.82	0.17	2.65	0.27	2.39	2.00
Luglio	30.49	1.29	0.17	1.12	0.11	1.01	1.01
Agosto	16.66	0.71	0.17	0.54	0.05	0.48	0.48
Settembre	16.69	0.71	0.17	0.54	0.05	0.48	0.48
Ottobre	15.95	0.68	0.17	0.51	0.05	0.46	0.46
Novembre	20.42	0.87	0.17	0.70	0.07	0.63	0.63
Dicembre	12.41	0.53	0.17	0.36	0.04	0.32	0.32

Tabella 33- portate medie mensili RENERFOR- scenario minimo

Analizzando la Tabella 33 e il Grafico 13, i mesi invernali, in dettaglio gennaio, febbraio e marzo subiscono una diminuzione significativa del deflusso tale da prevede il fermo impianto a causa di portate inferiore al valore minimo tecnico delle due turbine. Il picco di portata si verifica sempre durante il periodo primaverile, nei mesi di maggio e giugno. Pertanto, in tale scenario l'impianto lavora a massima portata come nello scenario di riferimento.

La trattazione della tesi continua con l'analisi delle prestazioni energetiche dei due scenari estremi in confronto a quello di riferimento. Pertanto, l'analisi valuterà la sensibilità della produzione di energia elettrica rispetto alla variazione di portate in ingresso.

MEDIA								
	Portate derivate [mc/s]	Perdita distribuita	Perdita valvola	Perdita curve	Salto disponibile	Rendimento	Potenza [kW]	Energia [MWh]
Gennaio	0	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Febbraio	0	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Marzo	0.37	0.083	0.002	0.005	30.5	0.84	93.0	69.21
Aprile	1.16	0.692	0.018	0.050	29.8	0.916	311.0	223.95
Maggio	2	1.897	0.054	0.149	28.5	0.934	522.3	388.56
Giugno	2	1.897	0.054	0.149	28.5	0.934	522.3	376.02
Luglio	1.35	0.916	0.025	0.068	29.6	0.932	365.2	271.74
Agosto	0.65	0.237	0.006	0.016	30.3	0.93	179.9	133.87
Settembre	0.58	0.192	0.005	0.013	30.4	0.93	160.8	115.79
Ottobre	0.55	0.174	0.004	0.011	30.4	0.916	150.3	111.82
Novembre	0.77	0.324	0.008	0.022	30.2	0.8	182.8	131.60
Dicembre	0.39	0.092	0.002	0.006	30.5	0.856	99.9	74.32
TOTALE								1896.87

Tabella 34- valori di energia mensile e annua RENERFOR- scenario medio

MASSIMO								
	Portate derivate [mc/s]	Perdita distribuita	Perdita valvola	Perdita curve	Salto disponibile	Rendimento	Potenza [kW]	Energia [MWh]
Gennaio	0.35	0.075	0.002	0.005	30.5	0.824	85.9	63.93
Febbraio	0.00	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Marzo	0.44	0.117	0.003	0.007	30.5	0.878	116.7	86.82
Aprile	1.35	0.922	0.025	0.068	29.6	0.932	366.4	263.79
Maggio	2.00	1.897	0.054	0.149	28.5	0.934	522.3	388.56
Giugno	2.00	1.897	0.054	0.149	28.5	0.934	522.3	376.02
Luglio	1.70	1.404	0.039	0.108	29.0	0.916	443.8	330.15
Agosto	0.81	0.358	0.009	0.025	30.2	0.882	212.4	158.04
Settembre	0.67	0.251	0.006	0.017	30.3	0.926	184.7	132.99
Ottobre	0.65	0.238	0.006	0.016	30.3	0.926	179.6	133.62
Novembre	0.91	0.437	0.011	0.031	30.1	0.852	227.9	164.12
Dicembre	0.46	0.123	0.003	0.008	30.5	0.882	120.5	89.67
							TOTALE	2187.71

Tabella 35- valori di energia mensile e annua RENERFOR- scenario massimo

Il Grafico 14 mette in confronto la produzione di energia elettrica dello scenario massimo con lo scenario di riferimento.

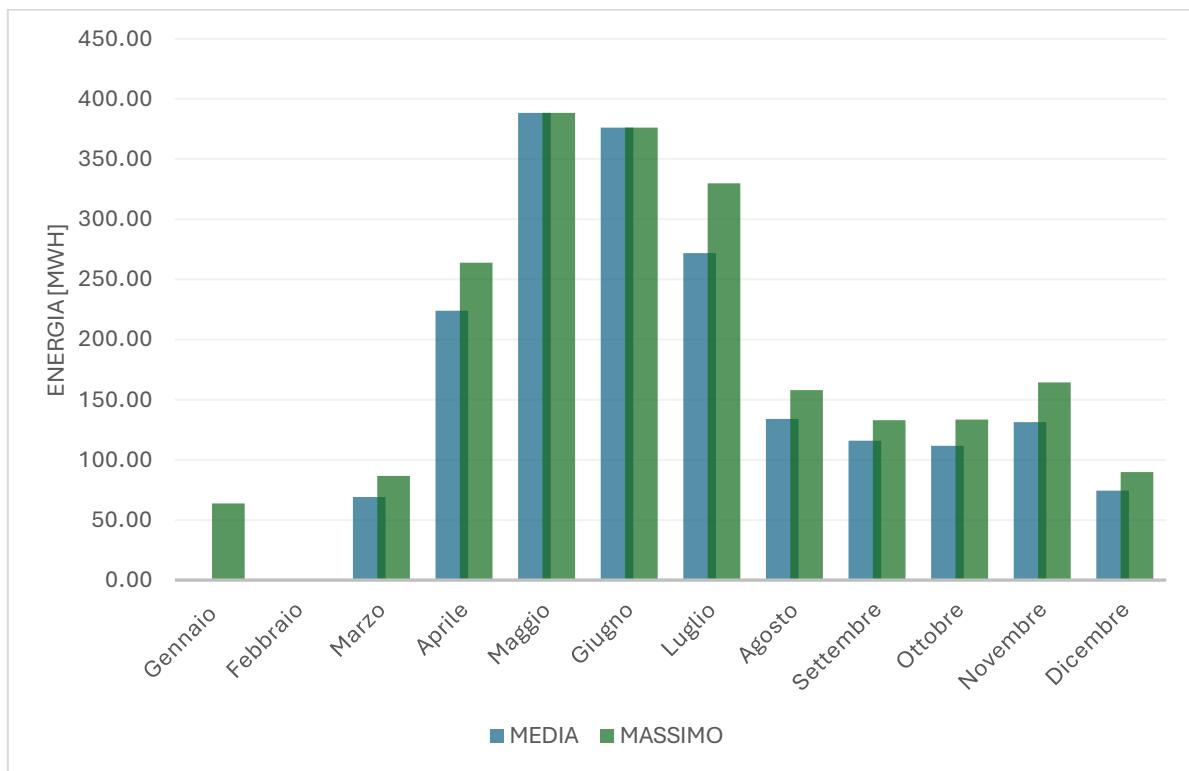


Grafico 14- Confronto scenario medio e massimo produzione energetica RENERFOR

mese	medio [MWh]	massimo [MWh]	differenza max [%]
gennaio	0.00	63.93	-
febbraio	0.00	0.00	-
marzo	69.21	86.82	25.4
aprile	223.95	263.79	17.8
maggio	388.56	388.56	0.0
giugno	376.02	376.02	0.0
luglio	271.74	330.15	21.5
agosto	133.87	158.04	18.1
settembre	115.79	132.99	14.9
ottobre	111.82	133.62	19.5
novembre	131.60	164.12	24.7
dicembre	74.32	89.67	20.7
<b>Totale</b>	<b>1896.87</b>	<b>2187.71</b>	<b>15.3</b>

Tabella 36- Differenza relativa produzione energetica scenario massimo e medio - RENERFOR

Come anticipato precedentemente, tale scenario prevede il fermo impianto soltanto durante il mese di febbraio. Durante il periodo di picco non si prevedono variazioni di produzione di energia elettrica in quanto l'impianto opera a massima capacità come nello scenario di riferimento.

Al contrario, si registrano maggiori incrementi nei mesi di marzo e novembre, rispettivamente 25.4% e 24.7%, in quanto in questi periodi l'impianto opera con maggiori rendimenti rispetto allo scenario di riferimento oltre di disporre maggiori portate. A livello complessivo, si prevede che l'impianto Villa di Prali all'interno di questo scenario aumenti la sua produzione energetica annua di circa del 15.3%.

MINIMO								
	Portate derivate [mc/s]	Perdita distribuita	Perdita valvola	Perdita curve	Salto disponibile	Rendimento	Potenza [kW]	Energia [MWh]
Gennaio	0.00	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Febbraio	0.00	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Marzo	0.00	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Aprile	0.95	0.477	0.012	0.034	30.1	0.868	243.2	175.08
Maggio	2.00	1.897	0.054	0.149	28.5	0.934	522.3	388.56
Giugno	2.00	1.897	0.054	0.149	28.5	0.934	522.3	376.02
Luglio	1.01	0.535	0.014	0.038	30.0	0.88	261.6	194.66
Agosto	0.48	0.136	0.003	0.009	30.5	0.888	128.0	95.21
Settembre	0.48	0.137	0.003	0.009	30.5	0.888	128.2	92.31
Ottobre	0.46	0.122	0.003	0.008	30.5	0.886	120.6	89.72
Novembre	0.63	0.220	0.005	0.015	30.4	0.926	172.5	124.20
Dicembre	0.32	0.064	0.001	0.004	30.5	0.80	77.0	57.26
							<b>TOTALE</b>	<b>1593.02</b>

Tabella 37- valori di energia mensile e annua RENERFOR- scenario minimo

Il Grafico 15 mostra il confronto della produzione dell'energia elettrica dello scenario minimo, ottenuto mediante la diminuzione dei coefficienti di Pardé della relativa deviazione standard, con lo scenario di riferimento costruito attraverso il modello idrologico RENERFOR.

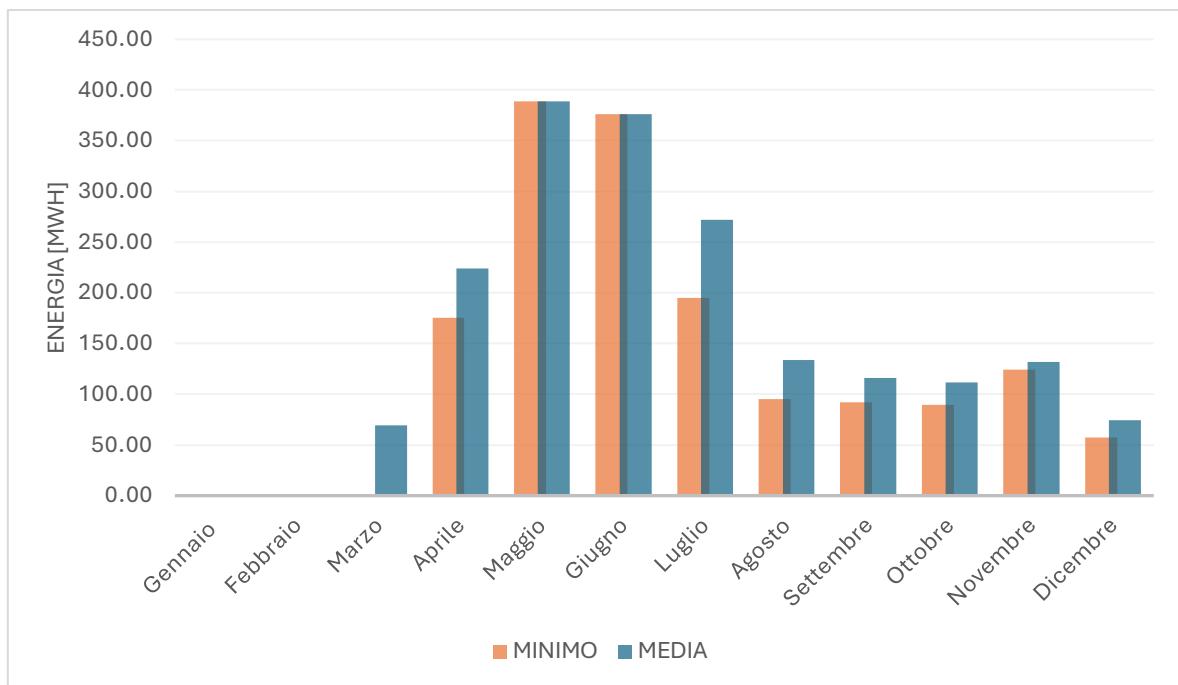


Grafico 15- Confronto scenario medio e minimo produzione energetica RENERFOR

mese	medio [MWh]	minimo [MWh]	differ. relativa [%]
gennaio	0.00	0.00	-
febbraio	0.00	0.00	-
marzo	69.21	0.00	-100.0
aprile	223.95	175.08	-21.8
maggio	388.56	388.56	0.0
giugno	376.02	376.02	0.0
luglio	271.74	194.66	-28.4
agosto	133.87	95.21	-28.9
settembre	115.79	92.31	-20.3
ottobre	111.82	89.72	-19.8
novembre	131.60	124.20	-5.6
dicembre	74.32	57.26	-23.0
Totali	1896.87	1593.02	-16.0

Tabella 38- Differenza relativa produzione energetica scenario minimo e medio- RENERFOR

Dai risultati ottenuti, si prevede che durante i mesi di gennaio, febbraio, marzo la produzione di energia elettrica sia nulla in quanto le turbine non operano dato che le portate sono inferiori al valore di portata minima tecnico. Difatti, per il mese di marzo si registra una differenza negativa del 100% in quanto si passa da produzione positiva, per lo scenario di riferimento, a una produzione nulla per lo scenario minimo. Inoltre, i mesi che subiscono una significativa diminuzione della generazione energetica sono luglio e agosto, rispettivamente -28.4% e -28.9%. Tale riduzione è dovuta principalmente al fatto che l'impianto opera con rendimenti di minore entità. Invece, durante i mesi

di maggio e giugno non si registrano differenze di produzione di energia, dovuto al fatto che in entrambi i casi le macchine idrauliche lavorano a massima capacità. A livello complessivo, si registra una diminuzione di circa -16%.

### 3.3. SCENARIO LIQUIDO

In questo paragrafo vengono presentati i risultati ottenuti dall'applicazione della metodologia di redistribuzione delle portate presentata nel capitolo Metodi e Materiali. L'obiettivo di tale analisi è analizzare come si trasforma l'andamento delle portate del torrente Germanasca da un regime nivopluviale a uno completamente pluviale.

In particolare, la trattazione dei risultati è composta da due sezioni:

- Analisi della variazione delle portate mensili dello scenario futuro in confronto di quello attuale;
- Analisi tali variazioni in termini di produzione di energetica, attraverso le variazioni di potenza ed energia prodotta mensilmente ed annualmente dall'impianto Villa di Prali.

Nel Grafico 16 viene mostrato il confronto tra le portate mensili medie attuali, valutate mediante il modello SIMPO, e quelle derivate dallo scenario futuro, ipotizzando condizioni di precipitazioni esclusivamente liquide.

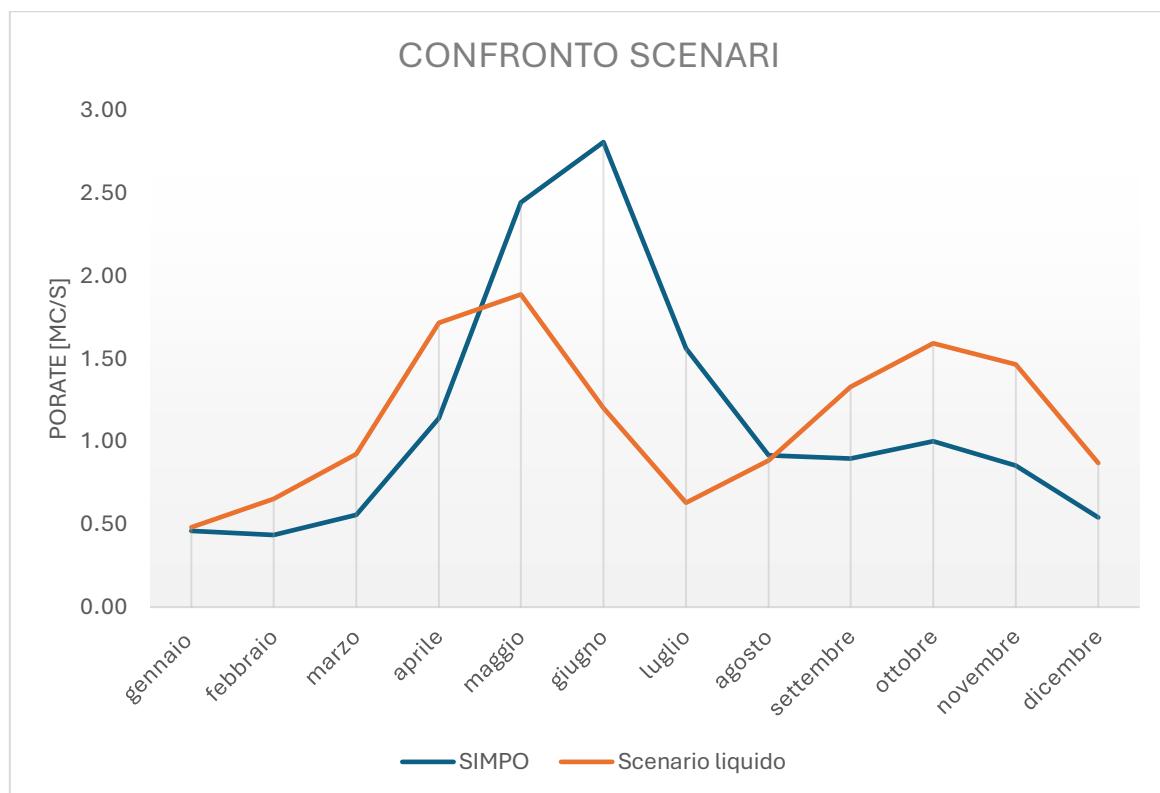


Grafico 16- Confronto andamento portate SIMPO e scenario liquido

mese	portate [mc/s] attuali- SIMPO	portate [mc/s] LIQUIDO	diff. Relativa
gennaio	0.46	0.63	37.07%
febbraio	0.44	0.78	77.90%
marzo	0.56	1.20	115.17%
aprile	1.14	2.04	78.61%
maggio	2.44	2.19	-10.17%
giugno	2.81	2.18	-22.46%
luglio	1.56	1.30	-16.92%
agosto	0.91	0.81	-10.76%
settembre	0.90	0.79	-12.43%
ottobre	1.00	1.01	0.73%
novembre	0.85	1.12	31.44%
dicembre	0.54	0.78	43.86%

Tabella 39- differenza relativa tra portate attuali SIMPO e portate scenario liquido

Come si può evincere dal Grafico 16 e dalla Tabella 39, l'assenza della componente nivale durante le stagioni invernali comporta una significativa variazione della distribuzione stagionale delle portate. In particolare, il picco primaverile, tipico di un regime idrologico nivopluviale, tende ad anticiparsi ed attenuarsi, con valori massimi che si verificano nei mesi di aprile e maggio piuttosto che maggio e giugno. Inoltre, nei mesi estivi (da metà aprile ad agosto) si registra una forte diminuzione delle portate dovuta all'eliminazione della fusione nivale, che nel regime attuale rappresenta un apporto significativo di portata dopo la cessione delle precipitazioni primaverili.

Parallelamente, le portate nei mesi autunnali e invernali tendono ad incrementarsi poiché in assenza di neve, l'intero volume di precipitazione si trasforma in modo molto rapido in deflusso. Dall'effetto combinato di questi fenomeni si ottiene un regime caratterizzato da un picco primaverile anticipato e da una redistribuzione delle portate a favore nei mesi più freddi.

Alla luce dei risultati, nello scenario futuro appena analizzato, il torrente sarebbe caratterizzato da un regime più simile a quello pluviale, caratterizzato da una riposta più rapida alle precipitazioni e da una minore stabilità stagionale delle portate. Questo comportamento è dovuto al fatto che il bacino, da un punto di vista idrologico, si comporta con maggiore reattività, per via della mancanza di capacità di immagazzinare temporaneamente la riserva nivale.

Di seguito vengono riportate la Tabella 40 con i valori delle portate derivabili dall'alveo per lo scenario futuro.

SCENARIO LIQUIDO							
	Portate in alveo [l/s/km2]	Portate in alveo [mc/s]	DMV_base [mc/s]	Portata al netto del DMV base [mc/s]	DMV_mod [mc/s]	Portate derivabili [mc/s]	Portate derivate [mc/s]
Gennaio	11.38	0.48	0.17	0.31	0.03	0.28	0.00
Febbraio	15.39	0.65	0.17	0.48	0.05	0.43	0.43
Marzo	21.80	0.92	0.17	0.75	0.08	0.68	0.68
Aprile	40.49	1.72	0.17	1.55	0.15	1.39	1.39
Maggio	44.55	1.89	0.17	1.72	0.17	1.55	1.55
Giugno	28.41	1.20	0.17	1.03	0.10	0.93	0.93
Luglio	14.85	0.63	0.17	0.46	0.05	0.41	0.41
Agosto	20.86	0.88	0.17	0.71	0.07	0.64	0.64
Settembre	31.35	1.33	0.17	1.16	0.12	1.04	1.04
Ottobre	37.60	1.59	0.17	1.42	0.14	1.28	1.28
Novembre	34.61	1.47	0.17	1.30	0.13	1.17	1.17
Dicembre	20.54	0.87	0.17	0.70	0.07	0.63	0.63

Tabella 40- portate medie mensili scenario liquido

Analizzando la tabella Tabella 40, le portate derivabili, ovvero quelle disponibili in alveo al netto del deflusso minimo vitale, oscillano tra i valori 0.28 e 1.55 mostrando una buona regolarità durante l'anno. Le portate risultano essere sufficienti per tutti i mesi dell'anno ad eccezione di gennaio, il cui deflusso risulta inferiore ai limiti tecnici delle due macchine idrauliche determinando il fermo impianto.

I valori più elevati risultano essere nei mesi di aprile e maggio, rispettivamente 1.39 e 1.55, coerente con il periodo di picco primaverile delle portate disponibili.

SCENARIO LIQUIDO								
	Portate derivate [mc/s]	Perdita distribuita	Perdita valvola	Perdita curve	Salto disponibile	Rendimento	Potenza [kW]	Energia [MWh]
Gennaio	0.00	0.000	0.000	0.000	30.6	0	0.0	0.00
Febbraio	0.43	0.112	0.003	0.007	30.5	0.87	112.9	75.86
Marzo	0.68	0.256	0.006	0.017	30.3	0.926	186.9	139.02
Aprile	1.39	0.968	0.026	0.072	29.5	0.936	377.2	271.58
Maggio	1.55	1.178	0.032	0.089	29.3	0.926	411.5	306.15
Giugno	0.93	0.460	0.012	0.032	30.1	0.856	235.1	169.28
Luglio	0.41	0.102	0.002	0.006	30.5	0.868	107.3	79.84
Agosto	0.64	0.231	0.006	0.015	30.3	0.926	177.1	131.73
Settembre	1.04	0.568	0.015	0.041	30.0	0.896	274.6	197.74
Ottobre	1.28	0.831	0.022	0.061	29.7	0.932	347.7	258.65
Novembre	1.17	0.699	0.018	0.051	29.8	0.922	314.8	226.68
Dicembre	0.63	0.224	0.005	0.015	30.4	0.926	173.8	129.30
							TOTALE	1985.85

Tabella 41- valori di energia mensile e annua scenario liquido

Nel Grafico 17 viene riportato il confronto della produzione di energia elettrica valutata mediante lo scenario futuro con precipitazioni esclusivamente liquide con quella ottenuta mediante lo scenario attuale (SIMPO).

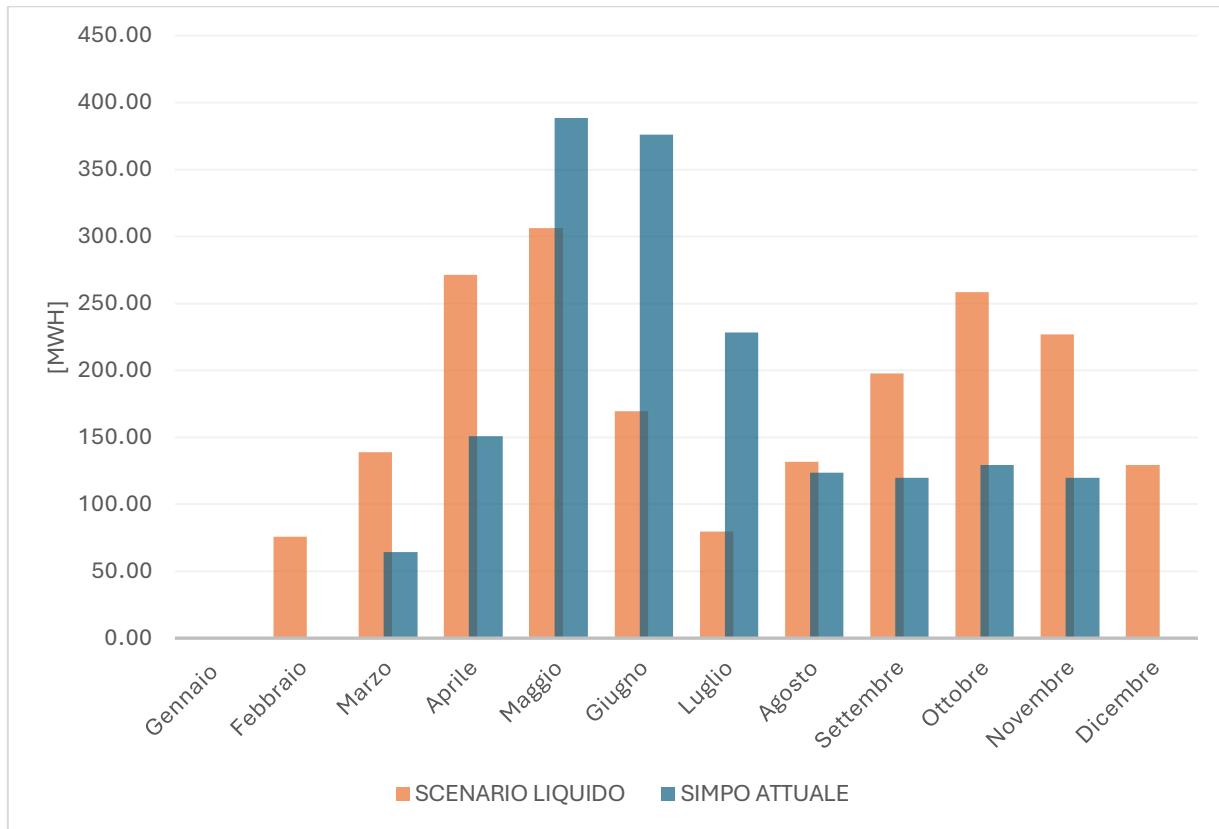


Grafico 17- Confronto scenario attuale SIMPO e scenario liquido produzione energetica RENERFOR

mese	SIMPO [MWh]	SCENARIO LIQUIDO [MWh]	differenza assoluta [MWh]	differenza relativa [%]
gennaio	0.00	0.00	0.0	0.00
febbraio	0.00	75.86	75.9	-
marzo	64.24	139.02	74.8	116.42
aprile	151.02	271.58	120.6	79.83
maggio	388.56	306.15	-82.4	-21.21
giugno	376.02	169.28	-206.7	-54.98
luglio	228.35	79.84	-148.5	-65.04
agosto	123.72	131.73	8.0	6.48
settembre	119.73	197.74	78.0	65.16
ottobre	129.21	258.65	129.4	100.17
novembre	119.73	226.68	107.0	89.33
dicembre	0.00	129.30	129.3	-

Tabella 42- Differenza relativa produzione energetica scenario attuale SIMPO e scenario liquido

L'analisi evidenza come la distribuzione stagionale della generazione di energia idroelettrica vari in modo significativo in risposta alle modifiche del regime idrologico.

Nello scenario futuro la produzione tende a concentrarsi nei mesi autunnali e primaverili mentre il contributo estivo diminuisce drasticamente. Ne è la dimostrazione del forte calo nei mesi di giugno

e luglio in cui si registrano perdite di produzione rispettivamente del 54.98% e 65.04% a causa della scomparsa del contributo dello scioglimento della neve che, invece, nel caso attuale garantisce un deflusso elevato.

Al contrario, nei mesi autunnali e inverNALI si registrano significativi aumenti di produzione, con incrementi relativi che raggiungono valori fino al 100% nei mesi di ottobre e novembre. Questo effetto, come detto precedentemente, è dovuto al fatto che in assenza di un accumulo nevoso, le precipitazioni liquide determinano un aumento delle portate in modo quasi istantaneo.

Considerando il funzionamento dell'impianto, composto dalle macchine idrauliche attuali, la produzione di energia elettrica nello scenario futuro aumenta di circa del 16.78%. Tale aumento è dovuto principalmente al fatto che l'impianto idroelettrico lavorerebbe anche nei mesi di febbraio e dicembre che invece nello stato attuale le turbine sono in stato di fermo. Mentre, anche nello scenario futuro si ha il fermo impianto nel mese di gennaio in quanto non si raggiunge la soglia minima tecnica di portata.

Lo scenario futuro consegue alcune criticità dal punto di vista tecnico per l'impianto esistente.

Le due turbine installate, progettate per una portata complessiva massima di 2.00 mc/s, risultano essere sovradimensionate nei confronti del nuovo regime idrologico. Difatti, nello scenario futuro le portate analizzate non raggiungono mai i valori di massima portata delle turbine, impedendo all'impianto di lavorare a massima capacità installata. Questo comporta una riduzione del rendimento complessivo dell'impianto.

### **3.4. SCENARI FUTURI RCP 2.6 E RCP 8.5, BACINO DI RIFERIMENTO PLESSUR-COIRA**

In questo paragrafo vengono riportate le proiezioni degli scenari futuri legati al cambiamento climatico RCP 2.6 e RCP 8.5 del torrente Germanasca. Come abbiamo visto nel capitolo Materiale e Metodi per generare gli scenari futuri del caso in studio si è fatto riferimento al bacino Plessur-Coira.

Il Grafico 18 mostra gli andamenti dello scenario futuro RCP 8.5 del torrente Germanasca con il caso di riferimento.

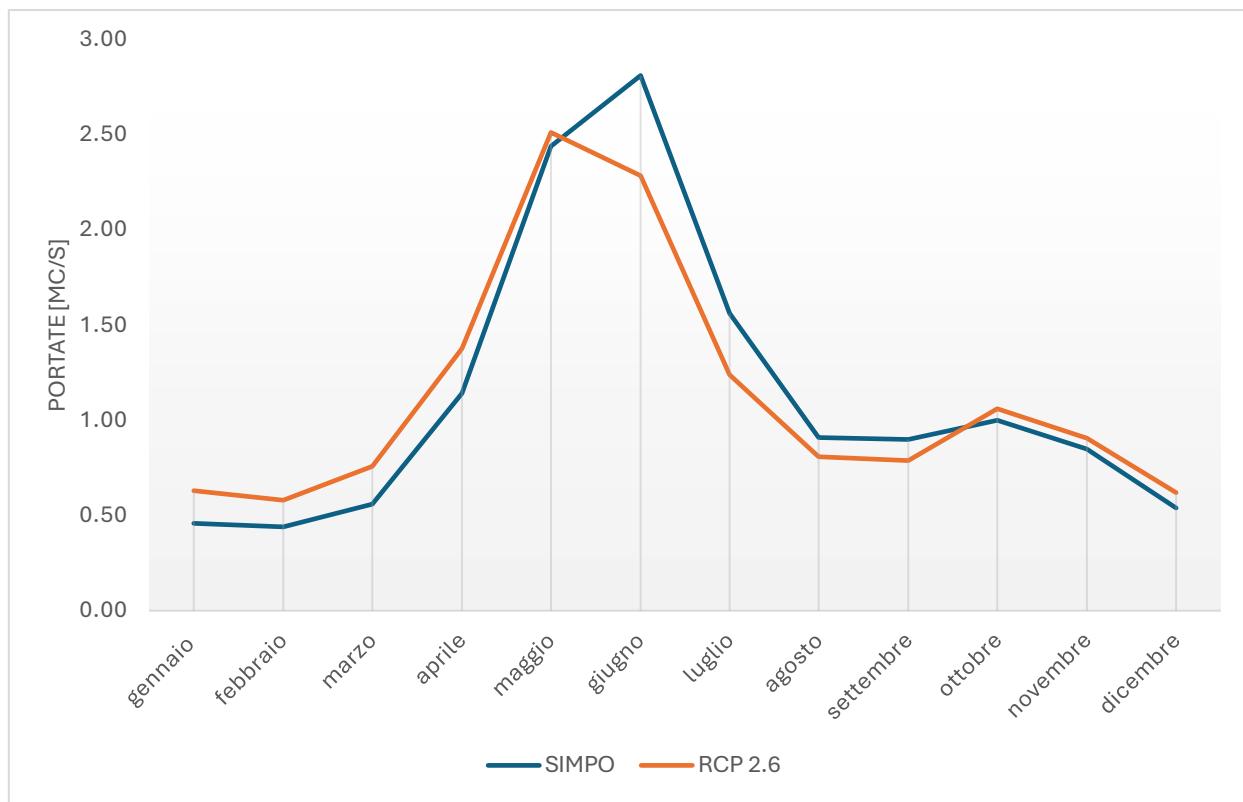


Grafico 18- Confronto andamento portate SIMPO e scenario RCP 2.6

mese	portate [mc/s] SIMPO	portate [mc/s] RCP 2.6	differenza relativa
gennaio	0.46	0.63	36.72%
febbraio	0.44	0.58	31.79%
marzo	0.56	0.76	35.19%
aprile	1.14	1.37	20.61%
maggio	2.44	2.51	2.92%
giugno	2.81	2.28	-18.69%
luglio	1.56	1.24	-20.66%
agosto	0.91	0.81	-11.22%
settembre	0.90	0.79	-12.31%
ottobre	1.00	1.06	6.02%
novembre	0.85	0.91	6.49%
dicembre	0.54	0.62	15.09%

Tabella 43- differenza relativa tra portate attuali SIMPO e portate scenario RCP 2.6

Il Grafico 18 mostra il confronto tra le portate medie mensili attuali, valutate mediante il modello statistico SIMPO, e quelle determinate nello scenario futuro RCP 2.6, caratterizzato da un riscaldamento moderato e da limitate variazioni del regime pluviometrico. Si registrano significative differenze dei valori mensili rispetto allo scenario attuale comportando una redistribuzione parziale delle portate dell'intero anno.

Durante i mesi invernali e i primi mesi primaverili (da gennaio a maggio) le portate risultano essere superiori a quelli attuali, con incrementi medi che rientrano nell'intervallo tra +20 a +37%. Tale

incremento è dovuto all'aumento delle temperature che anticipano la fusione della neve e un maggiore contributo delle precipitazioni liquide anche durante i mesi invernali. In particolare, si registra un aumento di circa di 36.7% per il mese di gennaio e di circa 35.2% per marzo, registrando un parziale spostamento delle portate verso i mesi più freddi.

Il picco primaverile si verifica sempre nei mesi di maggio e giugno ma con valori inferiori allo scenario attuale. La portata media del mese di maggio aumenta di circa del 3% mentre per il mese di giugno la portata diminuisce di circa del 19%.

Invece, durante il periodo estivo le portate risultano essere più basse nei confronti del caso attuale, con variazioni che oscillano nell'intervallo tra -11% e -21%. Tale andamento è attribuibile a più rapida fusione della neve e anche al minore accumulo nivale.

Nel periodo autunnale, da ottobre a dicembre, le portate medie mensili subiscono aumenti rispetto al regime attuale, con incrementi medi che oscillano tra i valori +6 e +15%. Pertanto, secondo lo scenario climatico 2.6, l'aumento delle temperature e la minore capacità di accumulo nivale favoriscono maggiori deflussi nella stagione invernale. Tuttavia, non avviene una sostanziale alterazione della forma idrologica.

Di seguito viene analizzata la produzione di energia elettrica dell'impianto secondo lo scenario RCP 8.5.

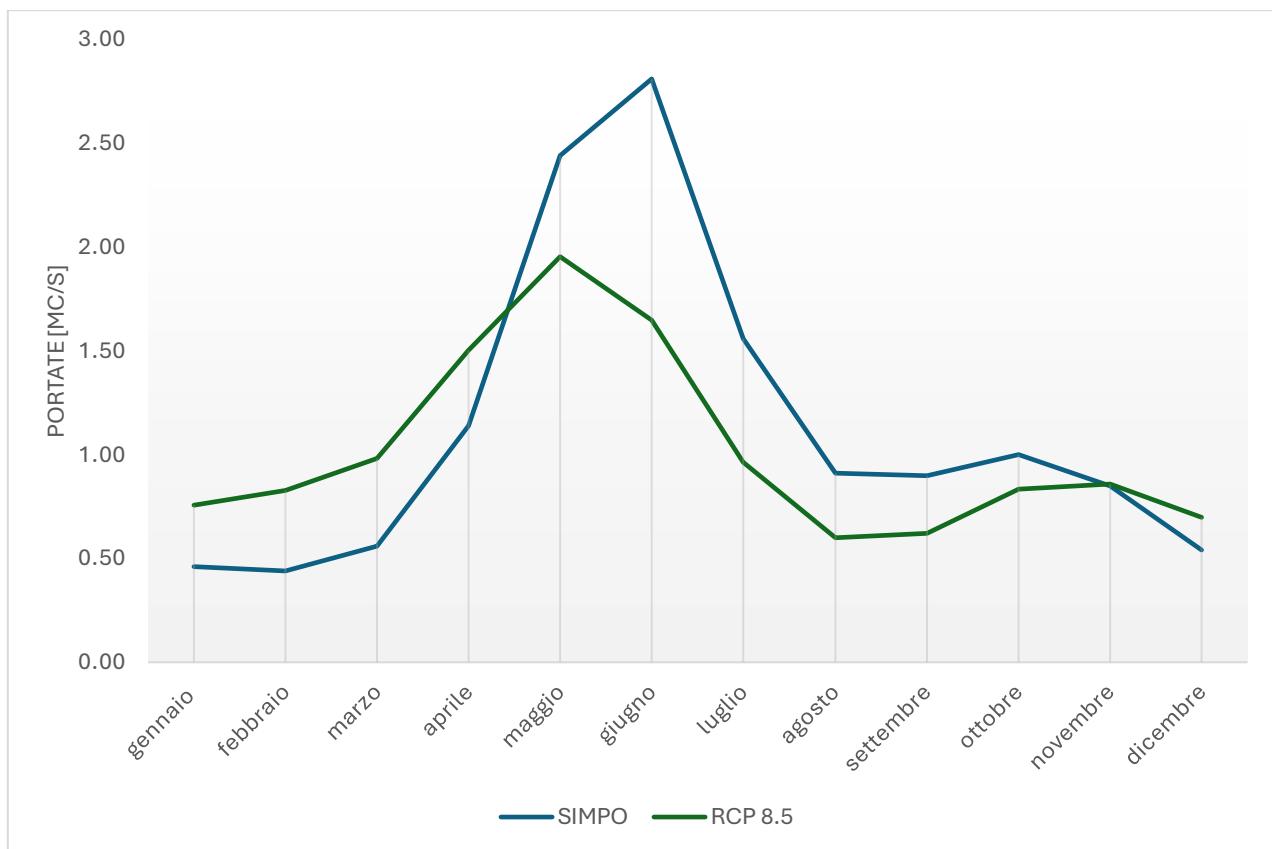


Grafico 19- Confronto andamento portate attuali SIMPO e scenario RCP 8.5

mese	portate [mc/s] SIMPO	portate [mc/s] RCP 8.5	differenza relativa
gennaio	0.46	0.76	64.73%
febbraio	0.44	0.83	88.21%
marzo	0.56	0.98	75.54%
aprile	1.14	1.50	31.85%
maggio	2.44	1.95	-19.93%
giugno	2.81	1.65	-41.33%
luglio	1.56	0.96	-38.18%
agosto	0.91	0.60	-34.07%
settembre	0.90	0.62	-31.00%
ottobre	1.00	0.83	-16.54%
novembre	0.85	0.86	1.18%
dicembre	0.54	0.70	29.43%

Tabella 44- differenza relativa tra portate attuali SIMPO e portate scenario RCP 8.5

Il Grafico 19 mostra il confronto delle portate medie mensili dello scenario futuro RCP 8.5 con quelle attuali valutate mediante il modello statistico SIMPO. Lo scenario RCP 8.5 è caratterizzato da un significativo aumento delle temperature, più estremo dello scenario RCP 2.6, e influenza fortemente la distribuzione stagionale del deflusso idrologico.

Analizzando il periodo invernale, da gennaio ad aprile, si notano importanti aumenti delle portate rispetto ai dati attuali, con incrementi che variano tra i valori +32% e +88% circa. Tale comportamento è riconducibile all'aumento delle temperature che consente la riduzione della riserva nivale e la trasformazione delle precipitazioni solide in liquide anticipando i deflussi fluviali verso i mesi più freddi dell'anno.

Nello scenario RCP 8.5 il picco annuale risulta essere sempre nel periodo primaverile ma più attenuato e anticipato rispetto al caso attuale. Difatti, il mese di maggio registra una riduzione della portata media di circa del 20%. Questi dati confermano un anticipo del picco massimo annuale, come è già risultato nello scenario RCP 2.6, segno di una diminuzione del manto nevoso.

Invece, durante il periodo estivo le portate subiscono consistenti riduzioni, con differenze che oscillano nell'intervallo -31% e -41% circa. In particolare, si registrano forti diminuzioni nei mesi di giugno e luglio rispettivamente -41.33% e -38.18%.

Per quanto riguarda i mesi autunnali, le differenze tra i due scenari sono meno accentuate, in particolar modo, nei mesi di ottobre e novembre rispettivamente -16.54% e +1.18%.

Da un punto di vista tecnico, l'installazione delle due attuali turbine non risulta essere ottimale ed efficiente. Tale considerazione è basata sul fatto che nello scenario analizzato le portate non superano mai i 2 mc/s, valore della massima capacità complessiva delle due macchine idrauliche.

Di seguito vengono riportate le tabelle per la valutazione delle portate derivabili dall'alveo per i due scenari.

La Tabella 45 indica i valori delle portate derivabili (portata disponibile in alveo al netto del deflusso minimo vitale) del torrente Germanasca nello scenario RCP 2.6.

RCP 2.6							
	Portate in alveo [l/s/km2]	Portate in alveo [mc/s]	DMV_base [mc/s]	Portata al netto del DMV base [mc/s]	DMV_mod [mc/s]	Portate derivabili [mc/s]	Portate derivate [mc/s]
Gennaio	14.84	0.63	0.17	0.46	0.05	0.41	0.41
Febbraio	13.69	0.58	0.17	0.41	0.04	0.37	0.37
Marzo	17.87	0.76	0.17	0.59	0.06	0.53	0.53
Aprile	32.45	1.37	0.17	1.20	0.12	1.08	1.08
Maggio	59.27	2.51	0.17	2.34	0.23	2.11	2.00
Giugno	53.92	2.28	0.17	2.11	0.21	1.90	1.90
Luglio	29.21	1.24	0.17	1.07	0.11	0.96	0.96
Agosto	19.07	0.81	0.17	0.64	0.06	0.57	0.57
Settembre	18.63	0.79	0.17	0.62	0.06	0.56	0.56
Ottobre	25.02	1.06	0.17	0.89	0.09	0.80	0.80
Novembre	21.36	0.91	0.17	0.74	0.07	0.66	0.66
Dicembre	14.67	0.62	0.17	0.45	0.05	0.41	0.41

Tabella 45- portate medie mensili scenario RCP 2.6

Durante il periodo del picco primaverile, maggio e giugno, le portate raggiungono o sono molto prossime alla massima portata di progetto delle turbine, consentendo in tal modo all'impianto di lavorare a piena capacità e garantendo la massima generazione di energia elettrica. Operativamente, tutte le portate medie mensili risultano essere superiori al valore minimo tecnico delle due macchine idrauliche e conseguentemente non si prevedono periodi di fermo impianto in questo tipo di scenario futuro.

RCP 8.5							
	Portate in alveo [l/s/km2]	Portate in alveo [mc/s]	DMV_base [mc/s]	Portata al netto del DMV base [mc/s]	DMV_mod [mc/s]	Portate derivabili [mc/s]	Portate derivate [mc/s]
Gennaio	17.88	0.76	0.17	0.59	0.06	0.53	0.53
Febbraio	19.54	0.83	0.17	0.66	0.07	0.59	0.59
Marzo	23.20	0.98	0.17	0.81	0.08	0.73	0.73
Aprile	35.48	1.50	0.17	1.33	0.13	1.20	1.20
Maggio	46.11	1.95	0.17	1.78	0.18	1.61	1.61
Giugno	38.91	1.65	0.17	1.48	0.15	1.33	1.33
Luglio	22.76	0.96	0.17	0.79	0.08	0.71	0.71
Agosto	14.16	0.60	0.17	0.43	0.04	0.39	0.39
Settembre	14.66	0.62	0.17	0.45	0.05	0.41	0.41
Ottobre	19.70	0.83	0.17	0.66	0.07	0.60	0.60
Novembre	20.30	0.86	0.17	0.69	0.07	0.62	0.62
Dicembre	16.50	0.70	0.17	0.53	0.05	0.48	0.48

Tabella 46- portate medie mensili scenario RCP 8.5

Nel caso in cui si verificasse lo scenario 8.5, la scelta progettuale della doppia turbina con un massimo turbinabile totale di 2.00 mc/s non risulta più essere ottima. Questo perché la portata massima è inferiore ai 2.00 mc/s senza tener in considerazione la sottrazione del deflusso minimo vitale. Questo è controproducente al rendimento delle turbine e l'efficienza complessiva dell'impianto in questione. A tal proposito, in fase di progettazione è bene considerare questo aspetto per una progettazione più attenta delle macchine idrauliche.

Tuttavia, tale scenario garantisce una maggiore continuità dell'impianto rispetto al caso di riferimento in quanto non sono previsti periodi di fermo impianto dato che non ci sono mesi che presentano portate medie mensili inferiori ai 210 l/s, valore minimo tecnico delle macchine.

RCP 2.6								
	Portate derivate [mc/s]	Perdita distribuita	Perdita valvola	Perdita curve	Salto disponibile	Rendimento	Potenza [kW]	Energia [MWh]
Gennaio	0.41	0.102	0.002	0.006	30.5	0.858	106.0	78.85
Febbraio	0.37	0.083	0.002	0.005	30.5	0.841	92.9	62.40
Marzo	0.53	0.161	0.004	0.010	30.4	0.888	140.0	104.19
Aprile	1.08	0.611	0.016	0.044	29.9	0.906	288.5	207.70
Maggio	2.00	1.897	0.054	0.149	28.5	0.934	522.3	388.56
Giugno	1.90	1.731	0.049	0.135	28.7	0.926	496.0	357.08
Luglio	0.96	0.488	0.013	0.034	30.1	0.868	246.0	183.03
Agosto	0.57	0.188	0.004	0.012	30.4	0.928	158.9	118.19
Settembre	0.56	0.178	0.004	0.012	30.4	0.928	154.3	111.06
Ottobre	0.80	0.349	0.009	0.024	30.2	0.78	185.2	137.82
Novembre	0.66	0.245	0.006	0.016	30.3	0.928	182.7	131.55
Dicembre	0.41	0.099	0.002	0.006	30.5	0.856	104.1	77.41
							TOTALE	1957.85

Tabella 47- valori di energia mensile e annua scenario RCP 2.6

Il Grafico 20 mostra il confronto della produzione di energia elettrica mensile ottenuta nello scenario climatico RCP 2.6 e con quella ottenuta dallo scenario attuale SIMPO.

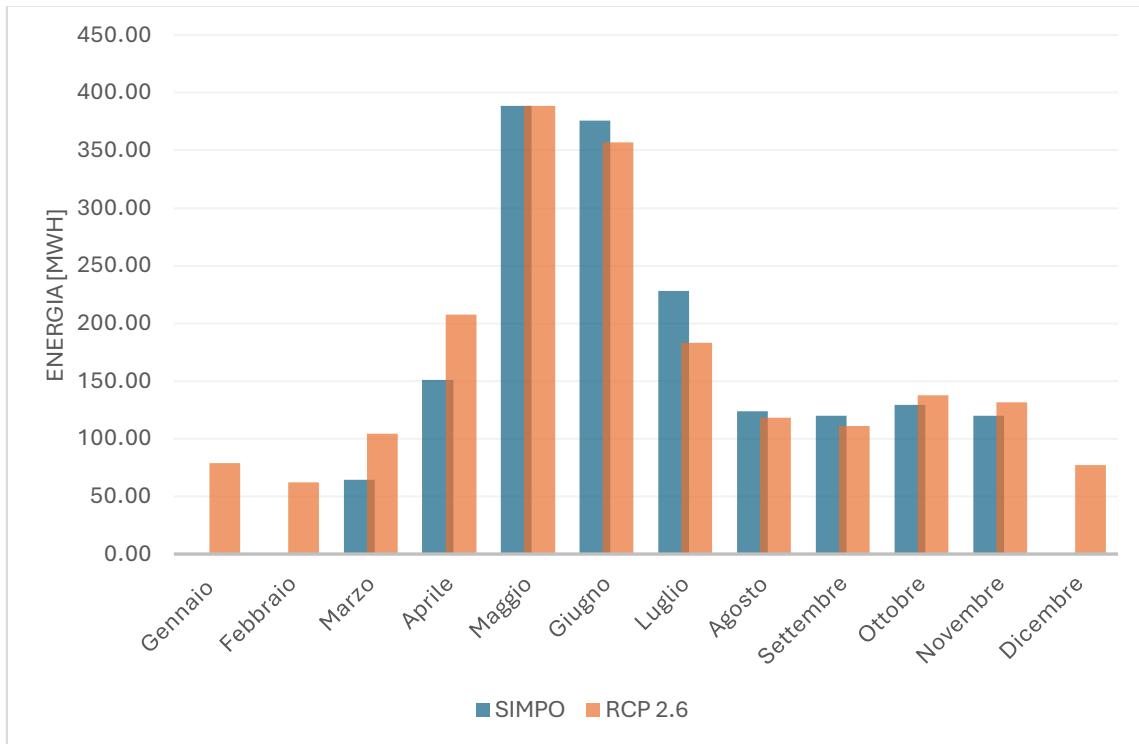


Grafico 20- Confronto scenario attuale SIMPO e scenario RCP 2.6 produzione energetica

	Energia [MWh] SIMPO	Energia [MWh] RCP 2.6	differenza relativa
Gennaio	0	79	-
Febbraio	0	62	-
Marzo	64	104	62%
Aprile	151	208	38%
Maggio	389	389	0%
Giugno	376	357	-5%
Luglio	228	183	-20%
Agosto	124	118	-4%
Settembre	120	111	-7%
Ottobre	129	138	7%
Novembre	120	132	10%
Dicembre	0	77	-
Totali	1701	1958	15%

Tabella 48-Differenza relativa produzione energetica scenario attuale SIMPO e scenario RCP 2.6

Dall'analisi risulta che la produzione complessiva annuale è maggiore rispetto alla situazione attuale, con un incremento di circa del 15%. Tale incremento è attribuibile all'assenza di mesi con fermo impianto grazie alla maggiore disponibilità del deflusso durante i mesi invernali. Si notano massime produzioni di energia elettrica durante i mesi di maggio e giugno, coerente con l'andamento delle portate precedentemente analizzato. Durante i mesi estivi, la produzione diminuisce

progressivamente per via della riduzione delle portate con valori leggermente inferiori del caso attuale.

Invece, si registrano maggiori valori di generazione di energia elettrica durante i mesi primaverili legato a un incremento dei deflussi, attribuibile all'anticipo dello scioglimento della riserva nivale.

Di seguito viene analizzata la produzione di energia elettrica per lo scenario RCP 8.5 con riferimento al bacino svizzero Plessur Coira.

RCP 8.5								
	Portate derivate [mc/s]	Perdita distribuita	Perdita valvola	Perdita curve	Salto disponibile	Rendimento	Potenza [kW]	Energia [MWh]
Gennaio	0.53	0.162	0.004	0.010	30.4	0.908	143.4	106.66
Febbraio	0.59	0.199	0.005	0.013	30.4	0.93	164.2	110.33
Marzo	0.73	0.295	0.007	0.020	30.3	0.782	170.0	126.45
Aprile	1.20	0.736	0.019	0.054	29.8	0.924	324.0	233.27
Maggio	1.61	1.263	0.035	0.096	29.2	0.934	429.6	319.63
Giugno	1.33	0.892	0.024	0.066	29.6	0.934	361.1	260.02
Luglio	0.71	0.282	0.007	0.019	30.3	0.77	163.6	121.70
Agosto	0.39	0.091	0.002	0.006	30.5	0.856	99.1	73.74
Settembre	0.41	0.099	0.002	0.006	30.5	0.856	103.9	74.84
Ottobre	0.60	0.203	0.005	0.013	30.4	0.93	165.8	123.34
Novembre	0.62	0.218	0.005	0.014	30.4	0.93	172.0	123.86
Dicembre	0.48	0.133	0.003	0.008	30.5	0.888	126.3	93.97
TOTALE								1767.80

Tabella 49- valori di energia mensile e annua scenario RCP 8.5

Il Grafico 21 illustra il confronto della produzione dell'energia elettrica generata nello scenario futuro RCP 8.5 con quella prodotta con lo scenario attuale, valutato mediante il modello statistico SIMPO.

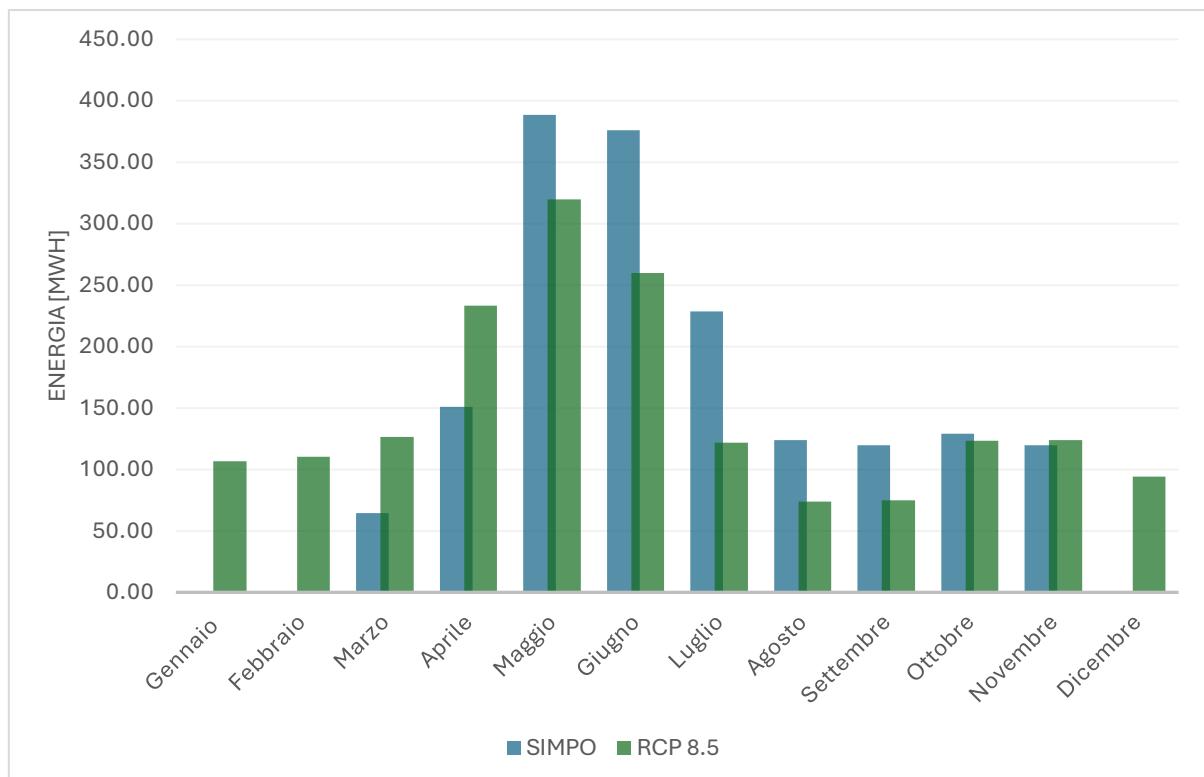


Grafico 21- Confronto scenario attuale SIMPO e scenario RCP 8.5 produzione energetica

	Energia [MWh] SIMPO	Energia [MWh] RPC 8.5	differenza relativa
Gennaio	0	107	-
Febbraio	0	110	-
Marzo	64	126	97%
Aprile	151	233	54%
Maggio	389	320	-18%
Giugno	376	260	-31%
Luglio	228	122	-47%
Agosto	124	74	-40%
Settembre	120	75	-37%
Ottobre	129	123	-5%
Novembre	120	124	3%
Dicembre	0	94	-
<b>Totale</b>	<b>1701</b>	<b>1767.80</b>	<b>4%</b>

Tabella 50- Differenza relativa produzione energetica scenario attuale SIMPO e scenario RCP 8.5

A livello complessivo, si osserva un moderato aumento della produzione di energia elettrica rispetto al caso attuale, circa del 4%. Tale incremento è contenuto grazie al fatto che non risultano fermi impianti nei mesi più freddi, conseguente a un maggior deflusso che permette di avere maggiore continuità. Tuttavia, nel periodo di massima portata, coincidenti nei mesi di maggio, giugno e luglio, si registra una riduzione della produzione di energia rispetto al caso attuale.

Lo scenario climatico RCP 8.5 prevede una produzione più regolare e continua durante l'intero anno ma caratterizzata da valori inferiori nei mesi di picco, evidenziando uno spostamento stagionale del regime idrologico.

### 3.5. SCENARIO FUTURO RCP 8.5, BACINO DI RIFERIMENTO SIBERTAL

Le proiezioni delle portate medie mensili del torrente Germanasca, secondo lo scenario di cambiamento climatico RCP 8.5, vengono riportate in questa sezione.

Come descritto nel capitolo Materiali e Metodi, i risultati delle proiezioni future derivano dall'applicazione dei coefficienti mensili valutati per il bacino Sibertal, adottato come riferimento per lo studio delle variazioni climatiche future.

Di seguito, viene proposto il Grafico 22 che mette in confronto gli andamenti stagionali delle portate del torrente Germanasca nello scenario di riferimento e quello futuro.

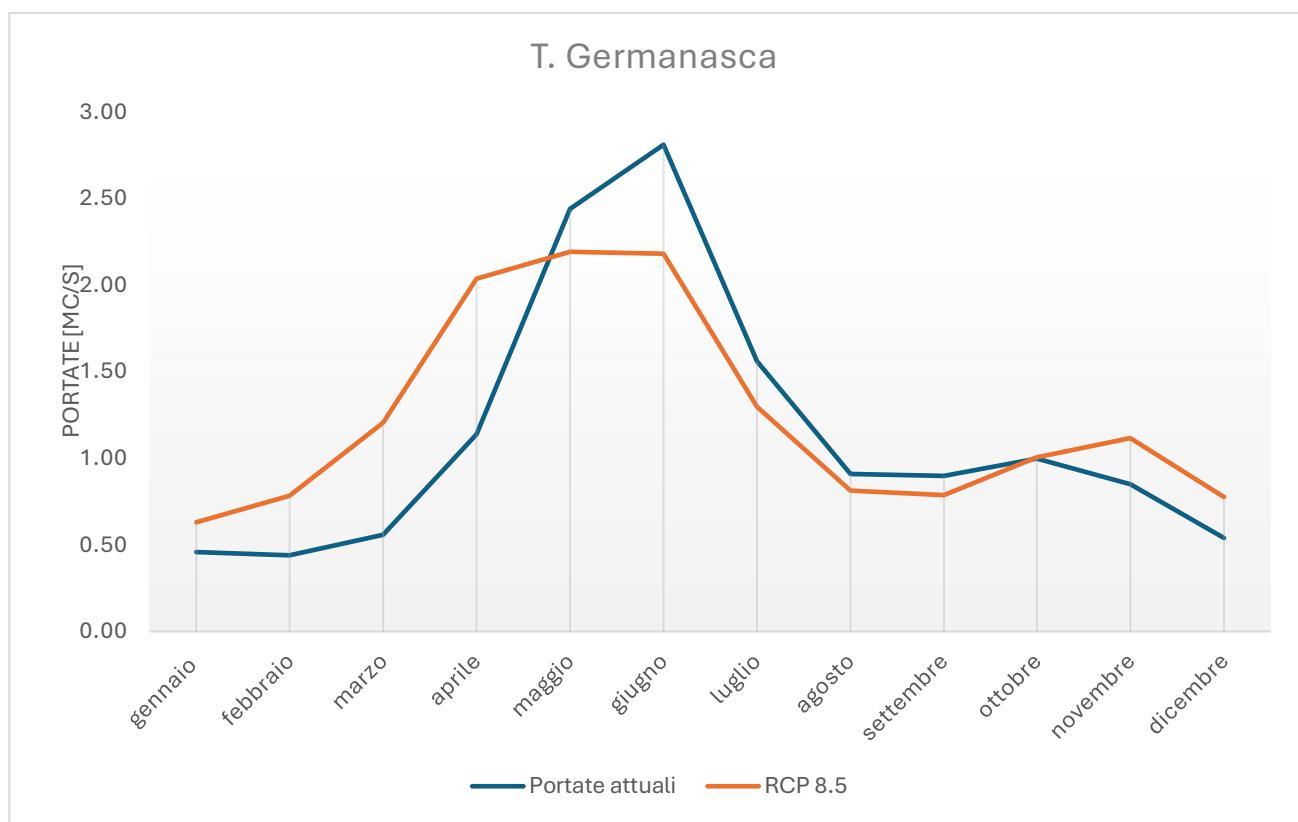


Grafico 22- Confronto andamento portate attuali SIMPO e scenario RCP 8.5

mese	portate [mc/s] attuali- SIMPO	portate [mc/s] RCP 8.5	diff. Relativa
gennaio	0.46	0.63	37.07%
febbraio	0.44	0.78	77.90%
marzo	0.56	1.20	115.17%
aprile	1.14	2.04	78.61%
maggio	2.44	2.19	-10.17%
giugno	2.81	2.18	-22.46%
luglio	1.56	1.30	-16.92%
agosto	0.91	0.81	-10.76%
settembre	0.90	0.79	-12.43%
ottobre	1.00	1.01	0.73%
novembre	0.85	1.12	31.44%
dicembre	0.54	0.78	43.86%

Tabella 51- differenza relativa tra portate attuali SIMPO e portate scenario RCP 8.5

Il Grafico 22 mostra il confronto tra le portate medie mensile stimate all'interno dello scenario futuro RCP 8.5 con le portate attuali di riferimento determinante attraverso il modello statistico SIMPO.

Come si evince dal confronto, l'andamento delle portate, nello scenario futuro, tende ad aumentare nei mesi invernali e primaverili con a seguire una significativa diminuzione nel periodo estivo. In particolare, si registrano forti aumenti tra i mesi di gennaio ed aprile, con marzo e aprile che raggiungono incrementi relativi rispettivamente +115% e +79%.

Invece, a partire da maggio le portate risultano essere minori rispetto a quelle del caso di riferimento. Si registra un calo massimo nei mesi di giugno e luglio, rispettivamente -22% e -17%, proseguendo successivamente con differenze più contenute fino al mese di settembre.

Durante i mesi autunnali le portate tendono essere più simili a quelle valutate dal modello SIMPO per il caso attuale. Si rivelano lievi incrementi nei mesi di novembre (31.44%) e dicembre (43.86%). A livello complessivo, lo scenario futuro RCP 8.5 rileva una distribuzione stagionale dei deflussi caratterizzata da una importante anticipazione del picco primaverile e una riduzione delle portate estive.

Dal punto di vista tecnico-impiantistico, le variazioni di portata secondo questo tipo di scenario comportano effetti diretti sull'efficienza complessiva dell'impianto idroelettrico in questione. La riduzione delle portate nel periodo estivo e la maggiore regolarità del deflusso nei mesi invernali ed autunnali comportano a un minor sfruttamento delle portate di picco in quanto le macchine idrauliche sono state progettate per lavorare con un massimo di 2.00 mc/s e pertanto in uno scenario futuro il loro esercizio sarebbe sottoutilizzato.

Di conseguenza, alla luce di tali considerazioni, in fase di progettazione è necessario una revisione della configurazione impiantistica, preferendo turbine che lavorano con portate massime minori al fine di aumentare il loro rendimento e l'efficienza complessiva dell'impianto.

Di seguito vengono riportate la Tabella 52 per la valutazione delle portate derivabili dal torrente Germanasca nello scenario RCP 8.5.

GERMANASCA RCP 8.5							
	Portate in alveo [l/s/km2]	Portate in alveo [mc/s]	DMV_base [mc/s]	Portata al netto del DMV base [mc/s]	DMV_mod [mc/s]	Portate derivabili [mc/s]	Portate derivate [mc/s]
Gennaio	14.88	0.63	0.17	0.46	0.05	0.41	0.41
Febbraio	18.47	0.78	0.17	0.61	0.06	0.55	0.55
Marzo	28.44	1.20	0.17	1.03	0.10	0.93	0.93
Aprile	48.06	2.04	0.17	1.87	0.19	1.68	1.68
Maggio	51.73	2.19	0.17	2.02	0.20	1.82	1.82
Giugno	51.43	2.18	0.17	2.01	0.20	1.81	1.81
Luglio	30.59	1.30	0.17	1.13	0.11	1.01	1.01
Agosto	19.17	0.81	0.17	0.64	0.06	0.58	0.58
Settembre	18.60	0.79	0.17	0.62	0.06	0.56	0.56
Ottobre	23.77	1.01	0.17	0.84	0.08	0.75	0.75
Novembre	26.37	1.12	0.17	0.95	0.09	0.85	0.85
Dicembre	18.33	0.78	0.17	0.61	0.06	0.55	0.55

Tabella 52- portate medie mensili scenario RCP 8.5

La Tabella 52 evidenza che le portate derivabili dal torrente Germanasca si mantengono in ogni mese sopra del minimo tecnico di esercizio delle due macchine idrauliche, corrispondente a 210 l/s. Tale considerazione implica che nello scenario futuro non avvengono fermi impianti a causa di insufficienza di portata, pertanto garantendo la continuità operativa dell'impianto durante l'intero anno.

Ciò nonostante, nei mesi di picco le turbine lavorano a un funzionamento parziale dato che le portate non raggiungono mai la massima capacità di 2.00 mc/s, con conseguente riduzione del rendimento medio delle turbine rispetto al caso attuale.

Di seguito, mediante la Tabella 53, viene riportata la valutazione della produzione dell'energia idroelettrica dell'impianto nello scenario RCP 8.5.

	Portate derivate [mc/s]	Perdita distribuita	Perdita valvola	Perdita curve	Salto disponibile	Rendimento	Potenza [kW]	Energia [MWh]
Gennaio	0.41	0.103	0.002	0.006	30.5	0.858	106.4	79.14
Febbraio	0.55	0.175	0.004	0.011	30.4	0.916	150.7	101.27
Marzo	0.93	0.461	0.012	0.032	30.1	0.86	236.5	175.95
Aprile	1.68	1.373	0.038	0.105	29.1	0.915	438.4	315.68
Maggio	1.82	1.593	0.045	0.124	28.8	0.926	476.7	354.66
Giugno	1.81	1.574	0.044	0.122	28.9	0.926	474.0	341.29
Luglio	1.01	0.539	0.014	0.038	30.0	0.882	263.1	195.76

Agosto	0.58	0.190	0.005	0.012	30.4	0.924	159.2	118.44
Settembre	0.56	0.177	0.004	0.012	30.4	0.918	152.3	109.68
Ottobre	0.75	0.311	0.008	0.021	30.3	0.792	177.2	131.81
Novembre	0.85	0.391	0.010	0.027	30.2	0.834	210.4	151.52
Dicembre	0.55	0.171	0.004	0.011	30.4	0.916	149.3	111.05

Tabella 53- valori di energia mensile e annua scenario RCP 8.5

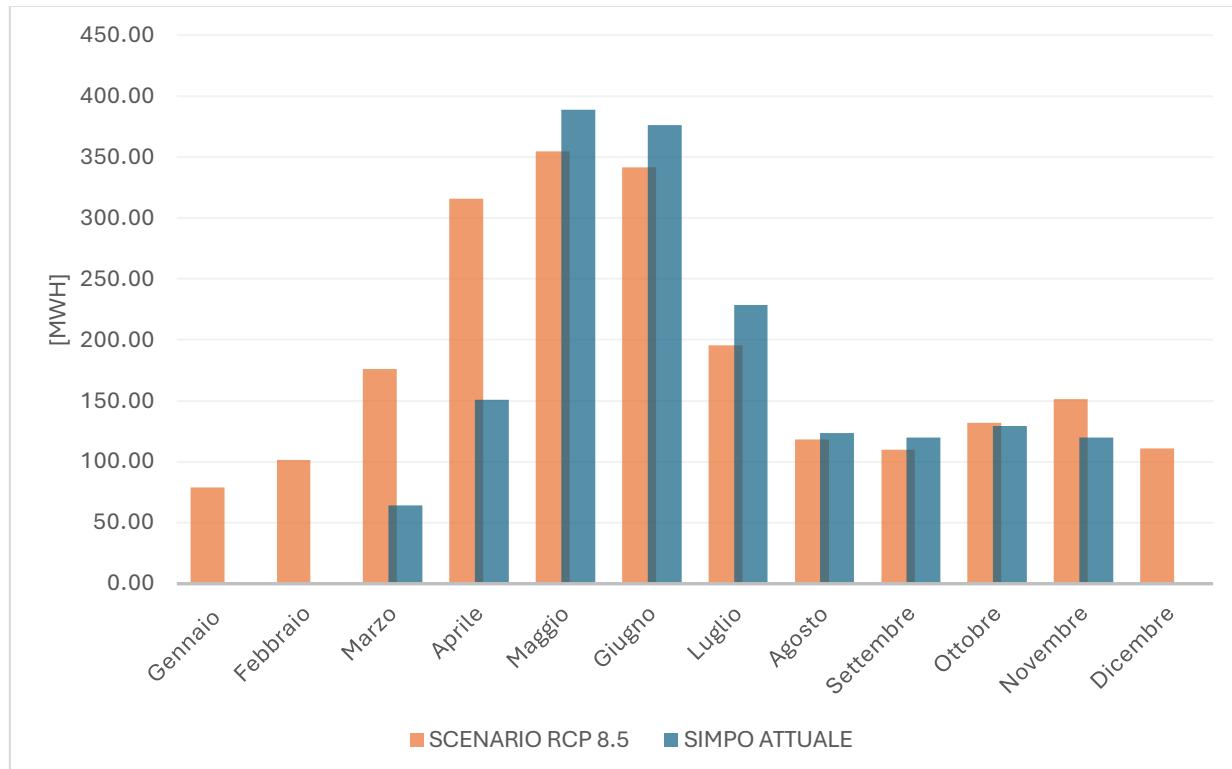


Grafico 23- Confronto scenario attuale SIMPO e scenario RCP 8.5 produzione energetica

	Energia [MWh] SIMPO	Energia [MWh] RCP 8.5	Differenza relativa
Gennaio	0	79	-
Febbraio	0	101	-
Marzo	64	176	174%
Aprile	151	316	109%
Maggio	389	355	-9%
Giugno	376	341	-9%
Luglio	228	196	-14%
Agosto	124	118	-4%
Settembre	120	110	-8%
Ottobre	129	132	2%
Novembre	120	152	27%
Dicembre	0	111	-
<b>Totale</b>	<b>1700.57</b>	<b>2186.26</b>	<b>28.56%</b>

Tabella 54- Differenza relativa produzione energetica scenario attuale SIMPO e scenario RCP 8.5

La Tabella 54 e il Grafico 23 mettono a confronto la produzione di energia elettrica generata nello scenario futuro RCP 8.5, sviluppato sulla base dei dati del bacino austriaco di Sibertal, con quella del caso attuale.

Nel complesso si registra un incremento della produzione annua totale che passa da un valore di 1700 MWh a circa 2186 MWh nello scenario futuro, che rappresenta un aumento di circa del 29%. Tale incremento è attribuibile principalmente all'assenza di periodi di fermo impianto a differenza del caso attuale in cui l'impianto non lavora per tre mesi. Analizzando la distribuzione mensile dell'energia prodotta si osservano significativi cambiamenti nelle diverse stagioni.

Si nota un importante incremento della produzione nei mesi invernali, coerente con l'aumento delle portate in questo periodo dell'anno. Invece, nei mesi di massima produttività si osserva una riduzione della produzione di energie elettrica di circa -10%, a causa della diminuzione delle portate in questo periodo. Nei mesi autunnali non si registrano significative differenze tra i due scenari che presentano valori molto simili tra di loro o leggermente superiori al caso attuale. Nei mesi di gennaio, febbraio e dicembre, grazie al maggior deflusso previsto, lo scenario futuro non prevede la sospensione d'esercizio per scarsità di deflusso a differenza dello stato attuale.

In sintesi, lo scenario futuro prevede una distribuzione più omogena della produzione con maggiore continuità annuale dell'impianto ma con picchi produttivi più bassi in estate e maggiore generazione nei mesi più freddi.

### 3.6. SCENARIO COMBINATO RCP 8.5

In questa sezione si analizza uno scenario combinato sviluppato a partire dalla media dai coefficienti mensili dello scenario futuro RCP 8.5 ottenuti dagli studi aventi come oggetto di analisi il bacino svizzero Plessur–Coira e il bacino austriaco Sibertal. Tali coefficienti rappresentano il rapporto tra il deflusso dello scenario futuro RCP 8.5 e il deflusso attuale degli entrambi i bacini. Pertanto, tale scenario rappresenta una condizione intermedia e più robusta rispetto ai singoli casi poiché tiene in considerazione due contesti idrologici diversi ma influenzati dallo stesso scenario di cambiamento climatico.

La Tabella 55 riporta i coefficienti mensili del bacino svizzero Plessur–Coira e il bacino Sibertal, valutati nei paragrafi precedenti, e la media dei coefficienti per ciascun mese. I valori ottenuti dalla media dei coefficienti sono la base per la costruzione del nuovo scenario RCP 8.5.

La Tabella 55 riporta i valori delle portate mensili del torrente Germanasca all'interno dello scenario RCP 8.5 combinato e la differenza relativa per ogni mese rispetto al caso di riferimento SIMPO.

mese	Portate [mc/s] SIMPO	portate [mc/s] RCP 8.5	Differenza relativa
gennaio	0.46	0.694	51%
febbraio	0.44	0.805	83%
marzo	0.56	1.094	95%
aprile	1.14	1.770	55%
maggio	2.44	2.073	-15%
giugno	2.81	1.914	-32%
luglio	1.56	1.130	-28%
agosto	0.91	0.706	-22%
settembre	0.9	0.705	-22%
ottobre	1	0.921	-8%
novembre	0.85	0.989	16%
dicembre	0.54	0.738	37%

Tabella 55- differenza relativa tra portate attuali SIMPO e portate scenario RCP 8.5 combinato

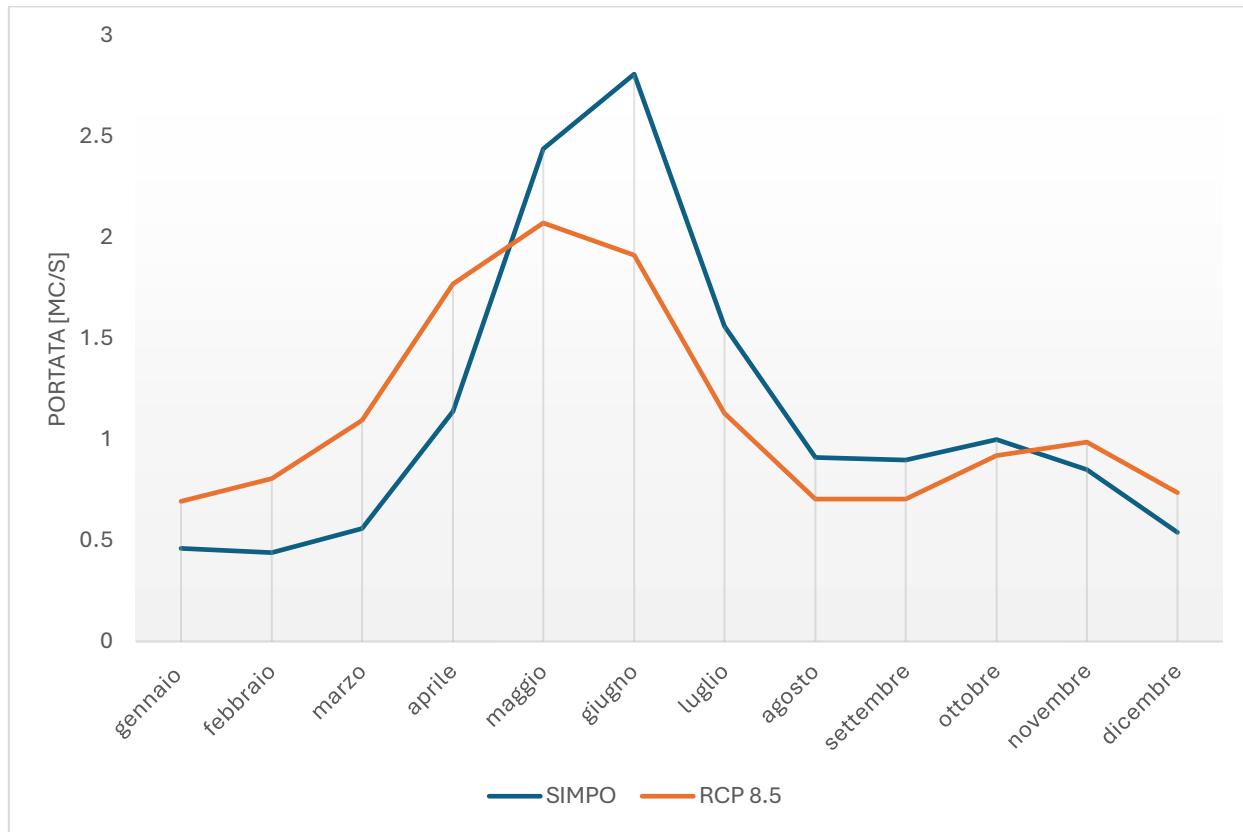


Grafico 24- Confronto andamento portate attuali SIMPO e scenario RCP 8.5 combinato

Analizzando il Grafico 24 si può osservare che il picco delle portate primaverile è anticipato da giugno a maggio ed è anche più contenuto. Durante i mesi invernali e alcuni primaverili, da gennaio ad aprile, i deflussi del torrente Germanasca aumentano in modo significativo, con lavori compresi

nell'intervallo 50-95%. In particolare, marzo risulta essere il mese con il maggior incremento pari a circa 95%.

Al contrario, i mesi compresi tra maggio e ottobre subiscono una riduzione delle portate con giugno e luglio che registrano una diminuzione di circa del 30%. Minori differenze risultano nel periodo autunnale soprattutto nei mesi di ottobre e novembre in cui si prevede una differenza negativa rispetto al caso di riferimento rispettivamente del -8% e +16%.

A livello complessivo, l'andamento risulta coerente con quanto osservato negli scenari RCP 8.5 sviluppati partendo dallo studio del bacino svizzero e austriaco, caratterizzato da aumenti significativi delle portate nei mesi primaverili e diminuzione nei mesi estivi.

SCANARIO RCP 8.5							
	Portate in alveo [l/s/km2]	Portate in alveo [mc/s]	DMV_base [mc/s]	Portata al netto del DMV base [mc/s]	DMV_mod [mc/s]	Portate derivabili [mc/s]	Portate derivate [mc/s]
Gennaio	16.38	0.69	0.17	0.52	0.05	0.47	0.47
Febbraio	19.01	0.81	0.17	0.64	0.06	0.57	0.57
Marzo	25.82	1.09	0.17	0.92	0.09	0.83	0.83
Aprile	41.77	1.77	0.17	1.60	0.16	1.44	1.44
Maggio	48.92	2.07	0.17	1.90	0.19	1.71	1.71
Giugno	45.17	1.91	0.17	1.74	0.17	1.57	1.57
Luglio	26.67	1.13	0.17	0.96	0.10	0.86	0.86
Agosto	16.66	0.71	0.17	0.54	0.05	0.48	0.48
Settembre	16.63	0.70	0.17	0.53	0.05	0.48	0.48
Ottobre	21.74	0.92	0.17	0.75	0.08	0.68	0.68
Novembre	23.33	0.99	0.17	0.82	0.08	0.74	0.74
Dicembre	17.42	0.74	0.17	0.57	0.06	0.51	0.51

Tabella 56- portate medie mensili scenario RCP 8.5 combinato

Dall'analisi della Tabella 56, si osserva che in tal scenario l'impianto non è in nessun mese in stato di fermo in quanto anche nei periodi di magra le portate sono sufficienti per il funzionamento delle macchine idrauliche. Durante i mesi di picco, le turbine non lavorano a massimo regime poiché le portate sono nettamente inferiori alla massima capacità complessiva delle turbine. Pertanto, tale configurazione di turbine non risulta essere ottimale in quanto con tali portate non si sfrutta completamente il loro potenziale con conseguente riduzione dell'efficiente globale dell'impianto.

La Tabella 57 riporta il calcolo dell'energia mensile e totale prodotta dall'impianto idroelettrico Villa di Prali nello scenario futuro combinato RCP 8.5.

SCENARIO RCP 8.5								
	Portate derivate [mc/s]	Perdita distribuita	Perdita valvola	Perdita curve	Salto disponibile	Rendimento	Potenza [kW]	Energia [MWh]
Gennaio	0.47	0.131	0.003	0.008	30.5	0.886	124.9	92.91
Febbraio	0.57	0.187	0.004	0.012	30.4	0.922	157.2	105.66
Marzo	0.83	0.374	0.009	0.026	30.2	0.832	204.9	152.46
Aprile	1.44	1.032	0.028	0.077	29.5	0.934	388.6	279.82
Maggio	1.71	1.423	0.040	0.109	29.0	0.916	446.7	332.34
Giugno	1.57	1.211	0.033	0.092	29.3	0.928	418.1	301.04
Luglio	0.86	0.401	0.010	0.028	30.2	0.834	213.2	158.65
Agosto	0.48	0.136	0.003	0.009	30.5	0.886	127.7	95.00
Settembre	0.48	0.136	0.003	0.009	30.5	0.886	127.3	91.69
Ottobre	0.68	0.254	0.006	0.017	30.3	0.77	154.8	115.17
Novembre	0.74	0.298	0.007	0.020	30.3	0.79	172.9	124.46
Dicembre	0.51	0.152	0.004	0.010	30.4	0.898	137.0	101.95
						TOTALE		1951.14

Tabella 57- valori di energia mensile e annua scenario RCP 8.5 combinato

Il Grafico 25 mostra il confronto della produzione di energia elettrica mensile tra lo scenario RCP 8.5 combinato e lo scenario di riferimento determinato attraverso il modello statistico SIMPO.

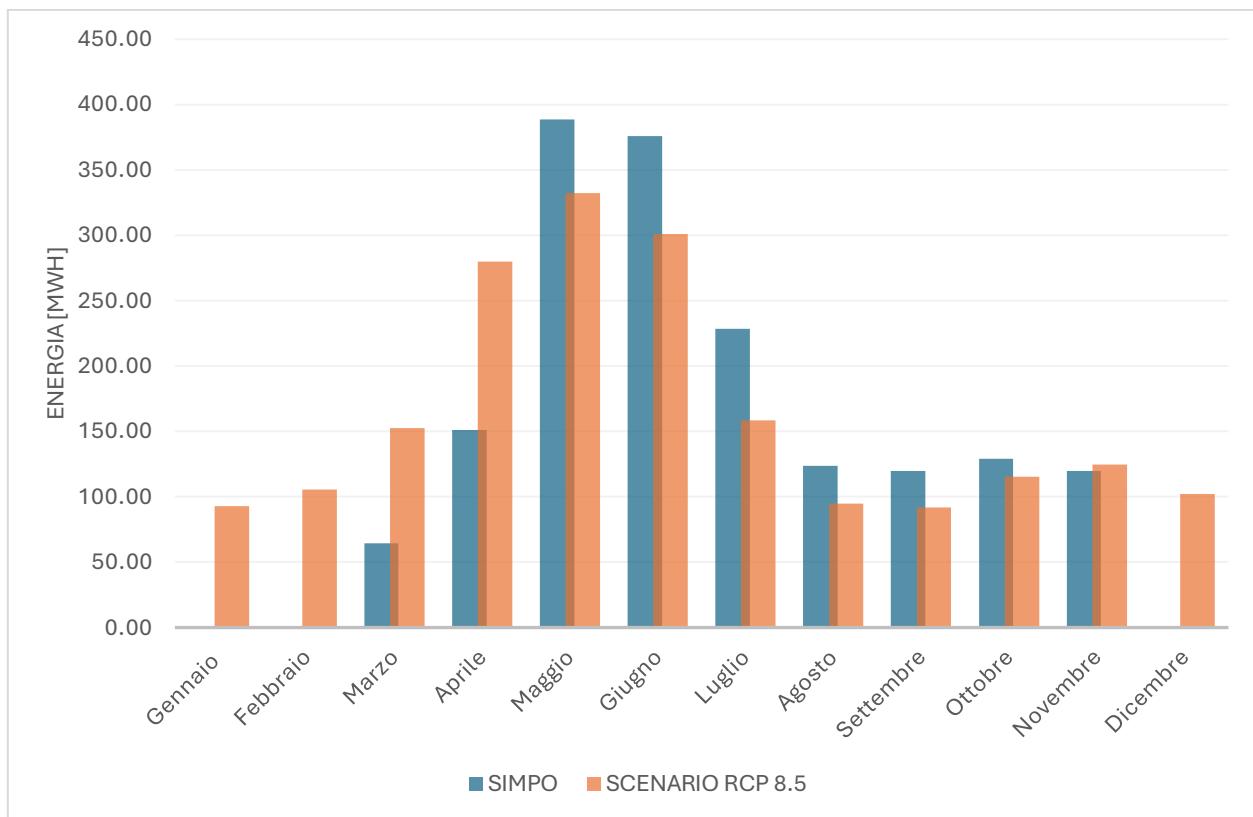


Grafico 25- Confronto scenario attuale SIMPO e scenario RCP 8.5 combinato produzione energetica

mese	SIMPO [MWh]	RCP 8.5 [MWh]	differenza [%]
Gennaio	0	93	-
Febbraio	0	106	-
Marzo	64	152	137.3
Aprile	151	280	85.3
Maggio	389	332	-14.5
Giugno	376	301	-19.9
Luglio	228	159	-30.5
Agosto	124	95	-23.2
Settembre	120	92	-23.4
Ottobre	129	115	-10.9
Novembre	120	124	4.0
Dicembre	0	102	-
<b>Totale</b>	<b>1701</b>	<b>1951</b>	<b>14.7</b>

Tabella 58- Differenza relativa produzione energetica scenario attuale SIMPO e scenario RCP 8.5 combinato

A livello complessivo, la produzione di energia elettrica aumenta di circa del 14.7%, principalmente dovuto al fatto che non si prevedono periodi di fermo impianto rispetto al caso attuale, SIMPO, in cui le turbine non lavorano per tre mesi a causa di insufficiente deflusso.

Si registrano forti aumenti nei mesi primaverili, in particolare per i mesi di marzo ed aprile rispettivamente del 137% e 85%. Al contrario, si osservano diminuzioni nei mesi estivi e autunnali ma con differenze relative più contenute. Per il mese di novembre, la differenza risultata essere molto contenuta con un valore pari al 4%.

## 4. CONCLUSIONI

Nell'ambito del presente lavoro di Tesi è stata sviluppata un'analisi di sensibilità della produzione di energia elettrica di un impianto idroelettrico ad acqua fluente al variare delle portate in ingresso. La variazione delle portate è determinata dall'incertezza dei modelli di stima SIMPO e RENERFOR e dal cambiamento climatico che influenza in modo diretto il regime idrologico. Pertanto, si è analizzato come la variabilità della risorsa idrica, relazionata alle incertezze di stima, possa influenzare in modo significativo gli aspetti energetici e impiantistici di un sistema idroelettrico.

Per l'esecuzione dell'analisi si è considerato come caso studio l'impianto Villa di Prali, situato lungo il torrente Germanasca, in comune di Prali (provincia di Torino).

La caratterizzazione idrologica ed energetica è stata condotta analizzando diversi casi. Per quanto concerne l'analisi dell'incertezza modellistica, RENERFOR e SIMPO, sono stati previsti tre scenari: minimo, medio e massimo. Il medio rappresenta l'andamento delle portate medie mensili valutate attraverso il modello di calcolo. Invece, gli scenari minimo e massimo sono stati determinati, riducendo o incrementando i valori dei coefficienti medi mensili in funzione della loro relativa deviazione standard. In tale modo è stato possibile quantificare la dispersione dei dati e valutare come le variazioni dei parametri idrologici possano influenzare la produzione di energia idroelettrica. Invece, per l'analisi di sensibilità delle variazioni del regime idrologico basata sul cambiamento climatico sono stati studiati diversi casi: uno scenario liquido in cui si verificano solamente precipitazioni di forma liquida, scenario RCP 2.6 e RCP 8.5 con riferimento il bacino svizzero Plessur–Coira, uno scenario RCP 8.5 con riferimento il bacino austriaco Sibortal e infine uno scenario RCP 8.5 ottenuto dalla combinazione delle previsioni del bacino austriaco e svizzero.

Dall'analisi del modello statistico SIMPO, i risultati hanno evidenziato che lo scenario massimo presenta un incremento complessivo di produzione di energia di circa 13.5% rispetto al caso di riferimento. Tale aumento è dovuto principalmente all'incremento delle portate d'acqua nei mesi di gennaio, luglio e dicembre. Per lo scenario minimo si prevede una diminuzione della produzione di circa -12.8% dovuto a un fermo impianto di quattro mesi e una significativa diminuzione registrata nel mese di settembre.

Dall'analisi del modello RENERFOR, i risultati ottenuti confermano che la variabilità dei coefficienti di Pradé influiscono in modo significativo la produzione di energia. Difatti, per lo scenario massimo si prevede un aumento complessivo annuo di circa +15.3%. Invece, quando l'impianto opera all'interno dello scenario minimo la produzione diminuisce circa del -16.0% rispetto al caso di riferimento.

Per quanto riguarda gli scenari climatici, dall'analisi dello scenario in cui si verificano soltanto precipitazioni di tipo liquido si osserva una maggiore distribuzione e omogeneità dei deflussi. Questo comporta lo sfruttamento della risorsa idrica tutto l'anno ad eccezione del mese di gennaio la cui

portata è inferiore del valore minimo tecnico delle due turbine. In questo scenario si registra un aumento della produzione annua di circa del 17%.

A livello complessivo, si osserva una differente distribuzione mensile della produzione, coerente con il nuovo andamento delle portate: maggiore nei mesi primaverili ed autunnali mentre molto ridotta nel periodo estivo.

L'analisi degli scenari futuri RCP 2.6 e RCP 8.5, valutati sulla base dei bacini Plessur-Coira e Sibertal, prevede un possibile anticipo del picco primaverile delle portate dovuto all'aumento delle temperature dell'aria che accelera la fusione della neve. L'effetto è più marcato negli scenari RCP 8.5, in cui si prevede una significativa diminuzione del deflusso primaverile.

Da un punto di vista tecnico, i risultati dimostrano che in fase di progettazione di impianti idroelettrici è necessario considerare non solo le condizioni idrologiche attuali, ma anche quelle che si prevedono in futuro a causa del cambiamento climatico in atto. Tale considerazione è alla base del fatto che le concessioni di tali impianti sono pluridecennali e modifiche sostanziali dei regimi idrologici potrebbero compromettere una gestione non ottimale dell'impianto.

Dalle analisi effettuate per gli scenari di cambiamento climatico RCP 2.6 ed RCP 8.5, risulta che le turbine attualmente installate, in futuro non lavorerebbero in nessun periodo a massima capacità in quanto si prevede una significativa riduzione delle portate nei mesi di picco, al di sotto dei 2.00 mc/s. Questo comporta una minor efficienza complessiva dell'impianto in quanto le turbine operano con rendimenti più bassi.

Alla luce di tali considerazioni, in fase di progettazione si suggerisce venga posta attenzione alla scelta progettuale delle macchine idrauliche. In tali casi sarebbe bene privilegiare soluzioni che comprendano turbine di taglia minore di modo da assicurare un alto rendimento delle stesse e continuità nell'esercizio nel lungo periodo.

In sostanza, il presente lavoro di tesi ha mostrato come la caratterizzazione idrologica possa rappresentarsi un elemento fondamentale per la progettazione di un impianto idroelettrico efficiente. Nel caso in cui non si consideri l'incertezza relativa alla stima delle portate disponibili in alveo si può rincorrere in errate valutazioni di produzione energetica con conseguenze a livello economico.

L'analisi di tale studio ha dimostrato quanto può incidere l'incertezza della stima delle portate in ingresso dovuto al cambiamento climatico anche per un impianto di piccola taglia come quello di Villa di Prali.

In prospettiva, per il contesto dei bacini piemontesi risulta fondamentale l'adozione di modelli idrologici in grado di integrare proiezioni climatiche con scenari di lungo periodo, così da valutare gli effetti del cambiamento climatico sulla disponibilità idrica. In tal modo si possono ottenere stime dei deflussi più accurati e attendibili per supportare una migliore progettazione e gestione di un impianto idroelettrico in un contesto di crescente variabilità climatica.

## BIBLIOGRAFIA

1. <https://www.iea.org/energy-system/renewables/hydroelectricity>
2. IHA (International Hydropower Association), World Hydropower Outlook 2024
3. Hermann-Josef Wagner, Jyotirmay Mathur- Introduction to Hydro Energy System
4. European Small Hydropower Association – ESHA, Guida alla realizzazione di un piccolo impianto idroelettrico
5. Scotta SpA, Relazione tecnico illustrativa-progetto di impianto idroelettrico “Villa di Prali” sul torrente Germanasca
6. Scotta SpA, Relazione Idrologica e Idraulica- progetto di impianto idroelettrico “Villa di Prali” sul torrente Germanasca
7. Paolo Vezza, “Impianti Idroelettrici”, Politecnico di Torino, 2024.
8. Mirko Baratta, “Complementi di macchine e meccanica strutturale (Complementi di macchine)”. 2023
9. AHEC-IITR, “2.2 and 2.3 Hydraulic and Structural Design”, standard/manual/guideline with support from Ministry of New and Renewable Energy, Roorkee, July 2013.  
IRENA- International Renewable Energy Agency
10. Città Metropolitana di Torino- “Opere di derivazione - Manuale di riferimento per i prelievi d’acqua da corpi idrici superficiali”
11. [https://webgis.arpa.piemonte.it/secure\\_apps/portale-sul-clima-in-piemonte/](https://webgis.arpa.piemonte.it/secure_apps/portale-sul-clima-in-piemonte/)
12. Future changes in annual, seasonal and monthly runoff signatures in contrasting Alpine catchments in Austria- Sarah Hanus, Markus Hrachowitz, Harry Zekollari, Gerrit Schoups, Miren Vizcaino, and Roland Kaitna
13. River runoff in Switzerland in a changing climate – runoff regime changes and their time of emergence- Regula Muelchi, Ole Rössler, Jan Schwanbeck, Rolf Weingartner, and Olivia Martius
14. Climate Change 2013 - The Physical Science Basis
15. IL METODO SIMPO CORRETTO PER LA PORZIONE OCCIDENTALE DEL BACINO DEL PO (“area idrografica sette” individuata dall’Autorità di Bacino del Fiume Po) - CREST (Centro Ricerche in Ecologia e Scienze del Territorio).

## RINGRAZIAMENTI

Il ringraziamento più grande è diretto ai miei genitori, il cui costante sostegno e i numerosi sacrifici hanno reso il raggiungimento di questo traguardo. Li ringrazio perché nelle difficoltà mi hanno sempre sostenuto e hanno creduto in me. Se sono diventato la persona che sono, è soprattutto grazie a loro.

Un forte grazie è dedicato ai miei nonni, fonte inesauribile di saggezza e affetto. Il vostro esempio mi ha dato la forza di superare ogni ostacolo.

Grazie a Danilo e Francesca che, con la loro esperienza, mi hanno sempre motivato e sostenuto lungo questo percorso di studio.

Grazie a Martina e Francesco che, con la loro compagnia, hanno reso più serene le serate in famiglia.

Un ringraziamento particolare va ai professori Paolo Vezza ed Alberto Viglione che con competenza e professionalità mi hanno aiutato nella realizzazione di questo lavoro. La loro disponibilità e la loro guida sono state fondamentali per portar a termine il lavoro di Tesi.

Ringrazio inoltre la Scotta SpA, che attraverso Andrea Lovera e Andrea Mattio, mi ha offerto l'opportunità di svolgere il tirocinio e di disporre il materiale per lo sviluppo di questo elaborato, contribuendo significativamente alla mia crescita personale.

Ringrazio i miei coinvilini, per il supporto, la comprensione e il clima armonioso che ha contribuito al raggiungimento di questo traguardo.

Un altro forte ringraziamento va ai miei amici cuneesi e tutti coloro che, a modo loro, mi hanno accompagnato lungo questo percorso.