

Realizzazione di una microcentrale idroelettrica sulla condotta di adduzione tra le sorgenti Val Pesta e il serbatoio Pianascio.

Studio di fattibilità. Settembre 2008.

Elaborato da:

Studio Ingegneria Sciarini SA
CH-6574 Vira Gambarogno

Per incarico di:

Società Elettrica Sopracenerina
Svizzera Energia per le Infrastrutture
Municipio di Cugnasco-Gerra



Committente:

Società Elettrica Sopracenerica
Svizzera Energia per le Infrastrutture
Municipio di Cugnasco-Gerra

Comune di Cugnasco-Gerra
CH-6516 Cugnasco
Tel. +41 91 850 50 30 , Fax +41 91 850 50 39

Con il sostegno dell'Ufficio Federale dell'Energia
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen
Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 31 322 56 11 , Fax +41 31 323 25 00

Incaricato:

Studio Ingegneria Sciarini SA
CH-6574 Vira Gambarogno
Tel. +41 91 785 90 30 , Fax +41 91 785 90 39

Autore:

Matteo Mutti

Indice

1.	Introduzione	p. 3
2.	Situazione attuale	p. 4
3.	Disponibilità d'acqua	p. 6
4.	Soluzioni proposte per il recupero energetico	p. 8
4.1.	Analisi tecnica: calcoli idraulici, potenza erogabile ed energia prodotta	p. 8
4.2.	Analisi economica: costi, ricavi e redditività	p. 23
5.	Conclusioni	p. 31
6.	Allegati	p. 32

1. Introduzione

Il Municipio di Cugnasco-Gerra, in accordo con la Società Elettrica Sopracenerina e Svizzera Energia per le Infrastrutture, ha incaricato, nell'Agosto 2007, lo Studio Ingegneria Sciarini SA di effettuare una valutazione tecnica e finanziaria sulla possibilità di installare una microcentrale idroelettrica nel territorio comunale sulla condotta di adduzione che collega la camera di raccolta delle sorgenti Val Pesta al nuovo serbatoio di compenso ubicato in località Pianascio.

Attualmente l'intera portata delle sorgenti Val Pesta, di spettanza dei Comuni di Locarno, Lavertezzo e Cugnasco-Gerra, dalla camera di rottura a quota 910 m s.l.m. viene addotta a una camera di ripartizione a quota 800 m s.l.m. tramite una tubazione di medio diametro (in ghisa Ø 125 mm per un tratto di circa 330 m). Giunta alla camera di ripartizione la portata delle sorgenti viene equamente suddivisa tra i comuni di Locarno e Lavertezzo e il Comune di Cugnasco-Gerra.

Dalla camera di ripartizione la portata delle sorgenti Val Pesta di spettanza del Comune di Cugnasco-Gerra viene poi addotta al serbatoio Pianascio tramite una tubazione di medio diametro (in ghisa Ø 125 mm per un tratto di circa 1900 m).

La condotta di adduzione nel suo complesso copre peraltro un dislivello molto interessante (circa 370 m) su un percorso di lunghezza significativa (circa 2230 m). La sua posa risale al 1972.

Appare quindi subito chiaro come, nel caso in cui si presentasse la necessità di sostituire la tubazione attuale per vetustà o altre ragioni, una soluzione tecnica che preveda l'adozione di condotte di diametro e resistenza maggiori e l'inserimento di uno o più gruppi turbina-generatore lungo il tracciato che raggiunge il serbatoio Pianascio sia senz'altro meritevole di attenzione poiché ne risulterebbe un migliore sfruttamento delle risorse idriche disponibili, producendo energia elettrica pulita e rinnovabile con un impatto ambientale pressoché nullo.

Questo studio si propone pertanto di:

- valutare il quantitativo d'acqua disponibile presso le sorgenti Val Pesta;
- verificare la fattibilità tecnica del collegamento idraulico tra la camera di raccolta delle sorgenti Val Pesta e il nuovo serbatoio Pianascio ipotizzando la sostituzione della condotta esistente con una di diametro e resistenza adeguate e l'inserimento di un gruppo turbina-generatore presso il serbatoio comunale; di tale serbatoio è già in corso un progetto esecutivo di costruzione in cui si sono previsti gli spazi necessari per l'eventuale futuro inserimento della turbina.
- individuare i tratti più critici in relazione alle variazioni di pressione a cui la condotta sarebbe soggetta in seguito alla realizzazione di una tale scelta progettuale;
- verificare la potenza elettrica che potrebbe erogarsi con un tale impianto e valutare l'energia che potrebbe prodursi annualmente, tenendo conto delle variazioni di portata che vengono naturalmente a verificarsi durante il corso delle stagioni;

- valutare la realizzabilità dell'impianto anche dal punto di vista economico stimandone la redditività;
- verificare inoltre che l'opera sia compatibile con l'integrazione e l'alimentazione del serbatoio intermedio Medoscio (635 m s.l.m.) situato lungo la tratta per l'alimentazione della frazione omonima.

2. Situazione attuale

In base a rilievi in situ e a informazioni forniteci dal Municipio di Cugnasco-Gerra, attualmente la condotta di adduzione (in ghisa Ø 125 mm) dalla camera di rottura delle sorgenti Val Pesta (910 m s.l.m.) raggiunge il serbatoio Pianascio (540 m s.l.m.) attraverso un percorso plano-altimetrico irregolare (si consulti la Figura 2.1 per i dettagli). La sua lunghezza complessiva è pari a circa 2230 m mentre il dislivello geodetico o salto lordo risulta di circa 370 m.

Tale condotta, la cui posa risale al 1972, presenta un diametro inadeguato a svolgere le funzioni richieste da un impianto per la produzione di energia elettrica sia perché incapace di resistere meccanicamente alle pressioni di esercizio richieste sia perché il flusso d'acqua transitante, a causa degli sforzi di natura viscosa, dissiperebbe troppa energia tra la camera di carico e il gruppo turbina-generatore. Essa andrebbe perciò sostituita.

Il progetto esecutivo del nuovo serbatoio Pianascio di ormai prossima costruzione invece già prevede lo spazio necessario per l'alloggiamento del gruppo turbina-generatore e non andrebbe perciò modificato.

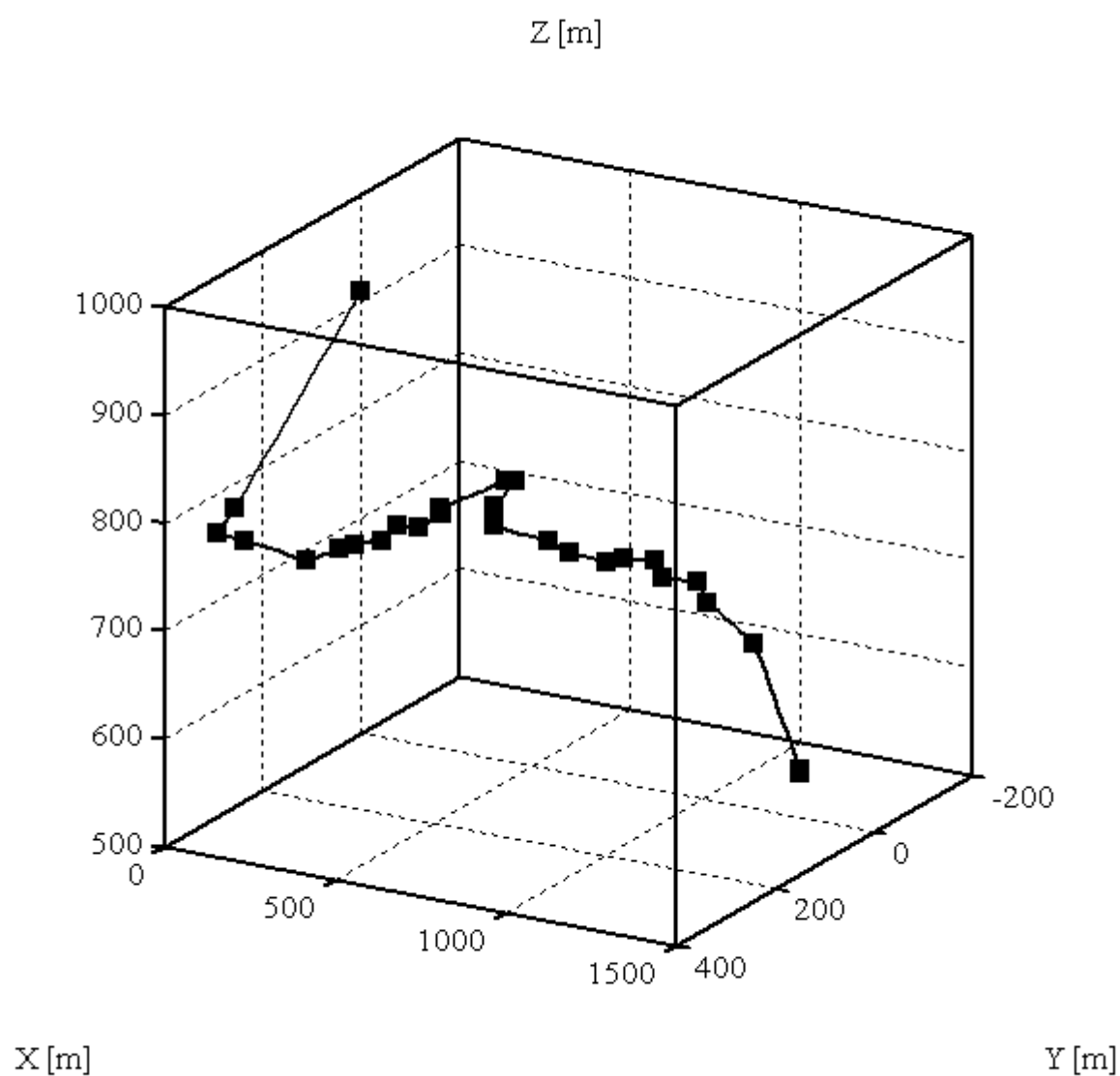


Figura 2.1. Schema piano-altimetrico (linee nere per le condotte e quadrati neri per i nodi) della condotta di adduzione tra la camera di rottura delle sorgenti Val Pesta (910 m s.l.m.) e il serbatoio di compenso di Cugnasco-Gerra in località Pianascio (540 m s.l.m.).

3. Disponibilità d'acqua

L'Azienda Acqua Potabile ha reso disponibili i valori medi di produzione delle sorgenti Val Pesta rilevati nel periodo 2005-2007, oltre che quelli già noti relativi agli anni precedenti. Come può dedursi sia dai valori medi complessivi relativi all'intero periodo di osservazione che da quelli relativi al periodo 2005-2007 (cfr. Tabella 3.1), la sorgenti Val Pesta presentano una portata media piuttosto significativa con scarti non eccessivi tra le portate minime e massime registrate. Sono d'altra parte evidenti gli effetti della siccità occorsa negli anni 2003-2006 sulla riduzione della portate osservate nei tempi più recenti.

Tabella 3.1. Caratteristiche medie delle sorgenti Val Pesta.

Sorgenti Val Pesta	$Q\left[\frac{1}{s}\right]$	$Q\left[\frac{1}{\min}\right]$	$Q\left[\frac{m^3}{g}\right]$
Portata minima (dati storici)	~16.7	~1000.0	~1440.0
Portata media (dati storici)	~50.0	~3000.0	~4320.0
Portata massima (dati storici)	~83.3	~5000.0	~7200.0
Portata minima (dati 2005-2007)	~16.0	~960.0	~1382.4
Portata media (dati 2005-2007)	~34.0	~2040.0	~2937.6
Portata massima (dati 2005-2007)	~56.0	~3360.0	~4838.4

Per procedere a una analisi più precisa della disponibilità d'acqua nel corso dell'anno, le frequenze di distribuzione delle portate sono state valutate adottando una funzione di distribuzione di probabilità di tipo lognormale a due parametri (media e deviazione standard) e stimando la media $m(\ln Q)$ e la deviazione standard $s(\ln Q)$ della distribuzione in funzione della media campionaria $m(Q)$ e della deviazione standard campionaria $s(Q)$ (i.e. $m(\ln Q) = f(m(Q), s(Q))$ e $s(\ln Q) = g(m(Q), s(Q))$ dove $m(Q) = m(Q)$ e $s(Q) = s(Q) = 0.2m(Q)$).

Nelle Figure 3.1 e 3.2 sono riportate la funzione densità di probabilità (Figura 3.1) e la funzione densità di probabilità cumulata (Figura 3.2) utilizzate per stimare la produttività delle sorgenti Val Pesta nel corso dell'anno.

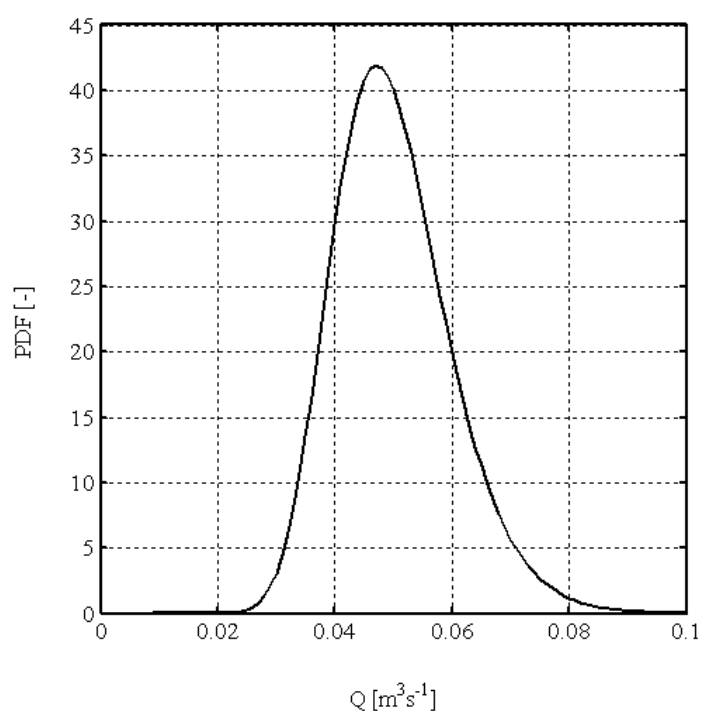


Figura 3.1. Funzione densità di probabilità di tipo lognormale per le portate delle sorgenti Val Pesta stimata in base ai dati disponibili sull'intero periodo di osservazione.

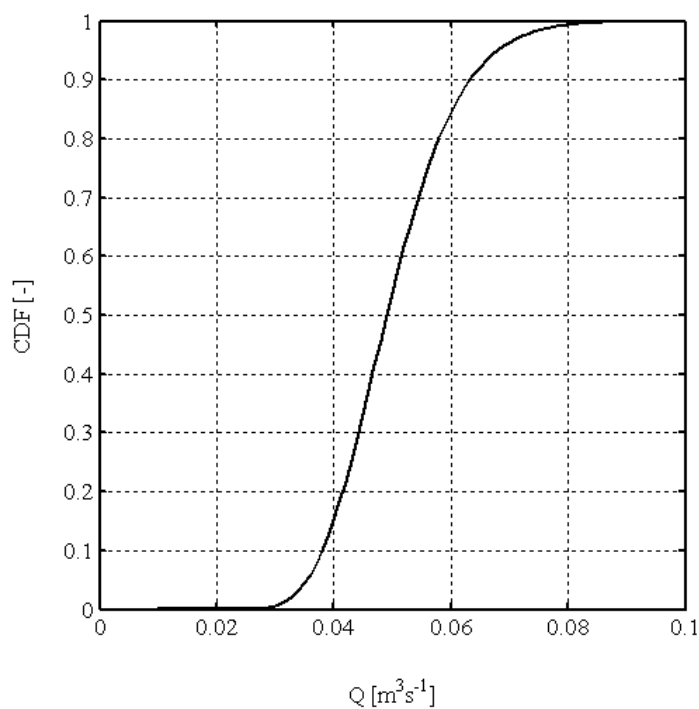


Figura 3.2. Funzione densità di probabilità cumulata di tipo lognormale per le portate delle sorgenti Val Pesta stimata in base ai dati disponibili sull'intero periodo di osservazione.

4. Soluzioni proposte per il recupero energetico

Nel caso in cui la condotta dovesse essere sostituita per raggiunti limiti di esercizio, si prospetterebbero due soluzioni alternative.

Una prima soluzione sarebbe quella di posare una condotta a bassa pressione con nuove camere di dissipazione dell'energia disposte lungo il percorso. Una seconda soluzione consisterebbe invece nel posare una condotta forzata ad alta resistenza e nell'installare un gruppo turbina-generatore per la produzione di energia elettrica nei pressi del serbatoio Pianascio.

Ci occuperemo dell'analisi di fattibilità tecnica ed economica di questa sola ultima soluzione.

4.1. Analisi tecnica: calcoli idraulici, potenza erogabile ed energia prodotta

Si presentano nel seguito le diverse soluzioni elaborate. Tutte risultano integrabili con le esigenze di alimentazione del serbatoio Medoscio.

Variante n. 1

Una prima soluzione prevede di sfruttare integralmente il carico lordo disponibile per la generazione di energia.

Tale obiettivo risulta perseguibile costruendo una nuova camera di ripartizione delle portate con camera di carico a quota 910 m s.l.m. poco sopra l'attuale camera di rottura e sostituendo l'attuale condotta con una tubazione in ghisa PUR Ø 175 mm di adeguata resistenza tra la camera di carico e il gruppo turbina-generatore a quota 545 m s.l.m. (si consulti la Figura 4.4 per ulteriori dettagli).

Il maggior diametro della condotta è reso necessario dalla condizione che, per i diversi valori della portata eventualmente turbinabile, le perdite di carico distribuite lungo la condotta non riducano eccessivamente il carico netto disponibile sulla turbina e non inducano depressioni in punti sfavorevoli del percorso.

Con tale scelta, la potenza media dell'impianto (cioè la potenza ottenibile turbinando la portata media delle sorgenti) risulterebbe quindi di circa 59 kW mentre la potenza massima (cioè la potenza ottenibile turbinando la portata massima delle sorgenti) potrebbe raggiungere all'incirca i 90 kW. Complessivamente l'energia prodotta nell'arco di un anno ammonterebbe a circa 520'000 kWh (si consultino la Figura 4.2 e la Figura 4.3 per ulteriori dettagli).

Per completezza in Figura 4.1 sono riportate le quote geometriche, le quote piezometriche e i carichi totali sulla condotta di adduzione (ghisa PUR Ø 175 mm) tra la camera di ripartizione e

carico delle sorgenti Val Pesta e il serbatoio Pianascio per valori di portata turbinata compresi tra 0 e 50 l/s. Inoltre nelle Figure 4.2 e 4.3 sono riportate rispettivamente la potenza erogabile dall'impianto e l'energia prodotta nell'arco di un anno.

Vantaggi:

- il salto disponibile sarebbe sfruttato integralmente;
- la gestione e automazione del sistema sarebbe semplice;

Svantaggi:

- sarebbe necessario costruire una nuova camera di ripartizione e carico a quota 910 m s.l.m. poco sopra l'attuale camera di rottura;
- la tubazione attuale dovrebbe essere sostituita con una condotta di diametro e resistenza maggiori e ciò si tradurrebbe in un investimento economico considerevole data la sua significativa lunghezza;

Maggiori dettagli sono deducibili dalla Figura 4.4 in cui è riportato sinteticamente lo schema idraulico previsto.

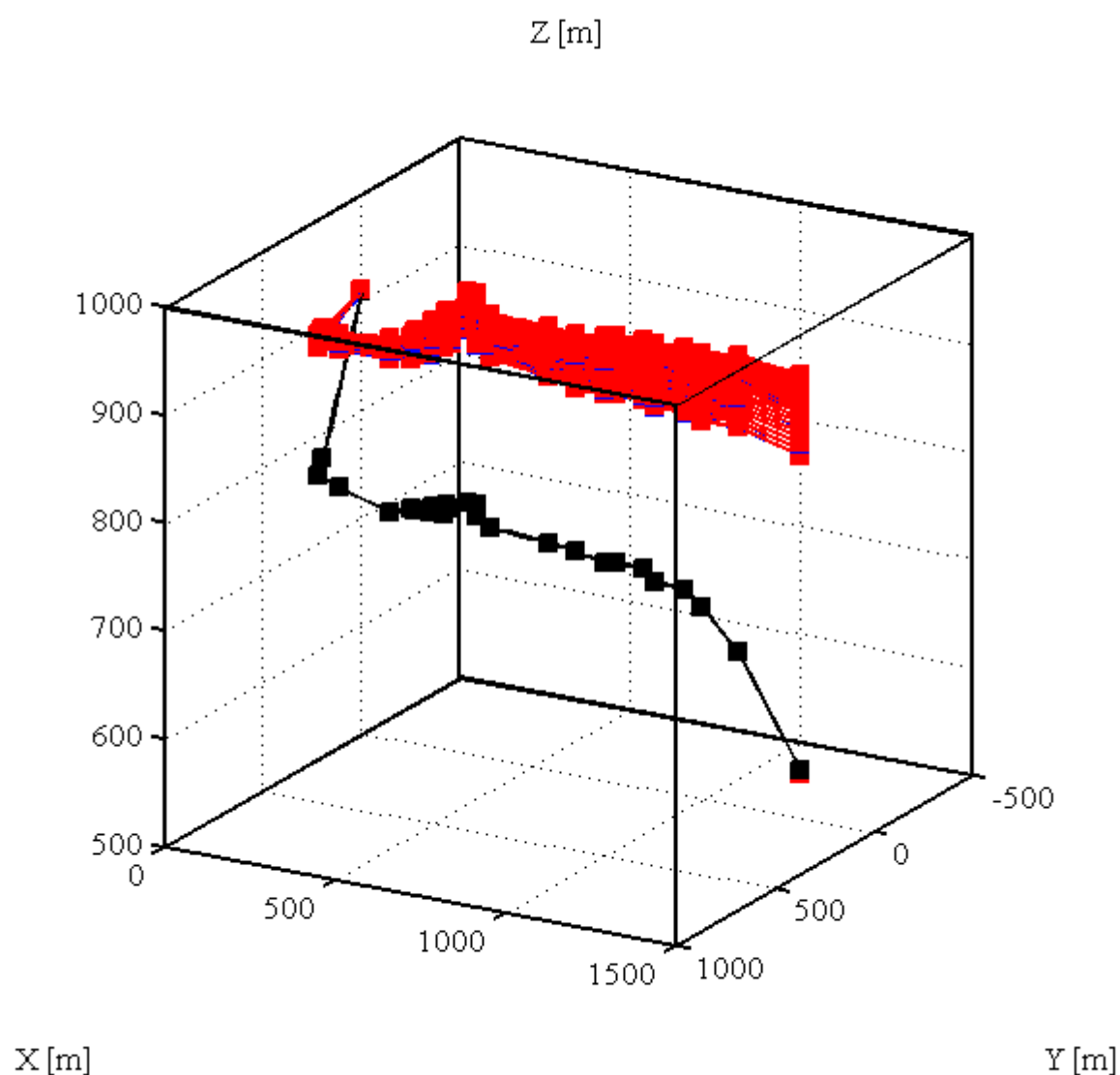


Figura 4.1. Variante n. 1. Quote geometriche (linee nere per le condotte e quadrati neri per i nodi), quote piezometriche (linee blu per le condotte e quadrati blu per i nodi) e carichi totali (linee rosse per le condotte e quadrati rossi per i nodi) sulla condotta di adduzione (ghisa PUR Ø 175 mm) tra la camera di ripartizione e carico delle sorgenti Val Pesta (910 m s.l.m.) e il gruppo turbina-generatore (545 m s.l.m.) da inserirsi all'interno del serbatoio Pianascio (540 m s.l.m.) per diverse condizioni di portata turbinata.

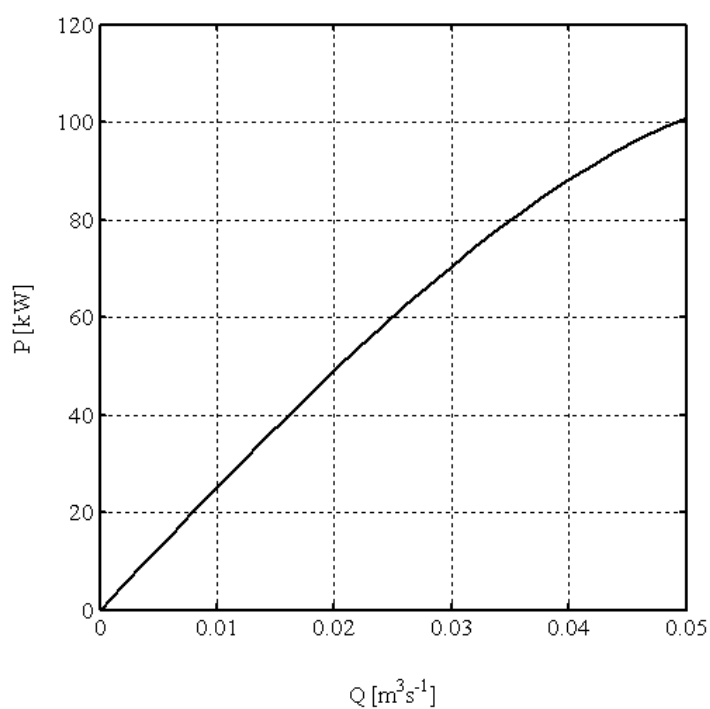


Figura 4.2. Variante n. 1. Potenza generata dall'impianto per diverse condizioni di portata turbinata.

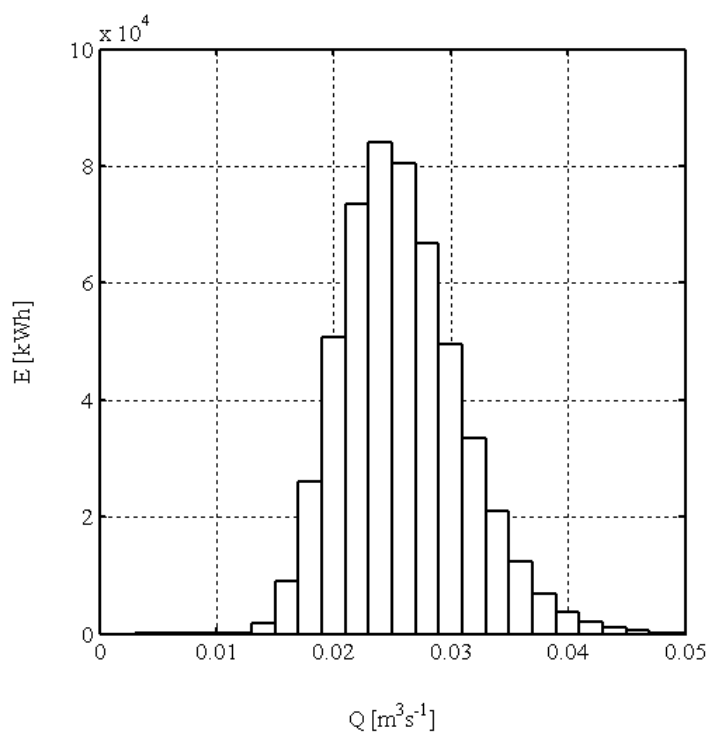


Figura 4.3. Variante n. 1. Energia prodotta dall'impianto nell'arco di un anno per diverse condizioni di portata turbinata.

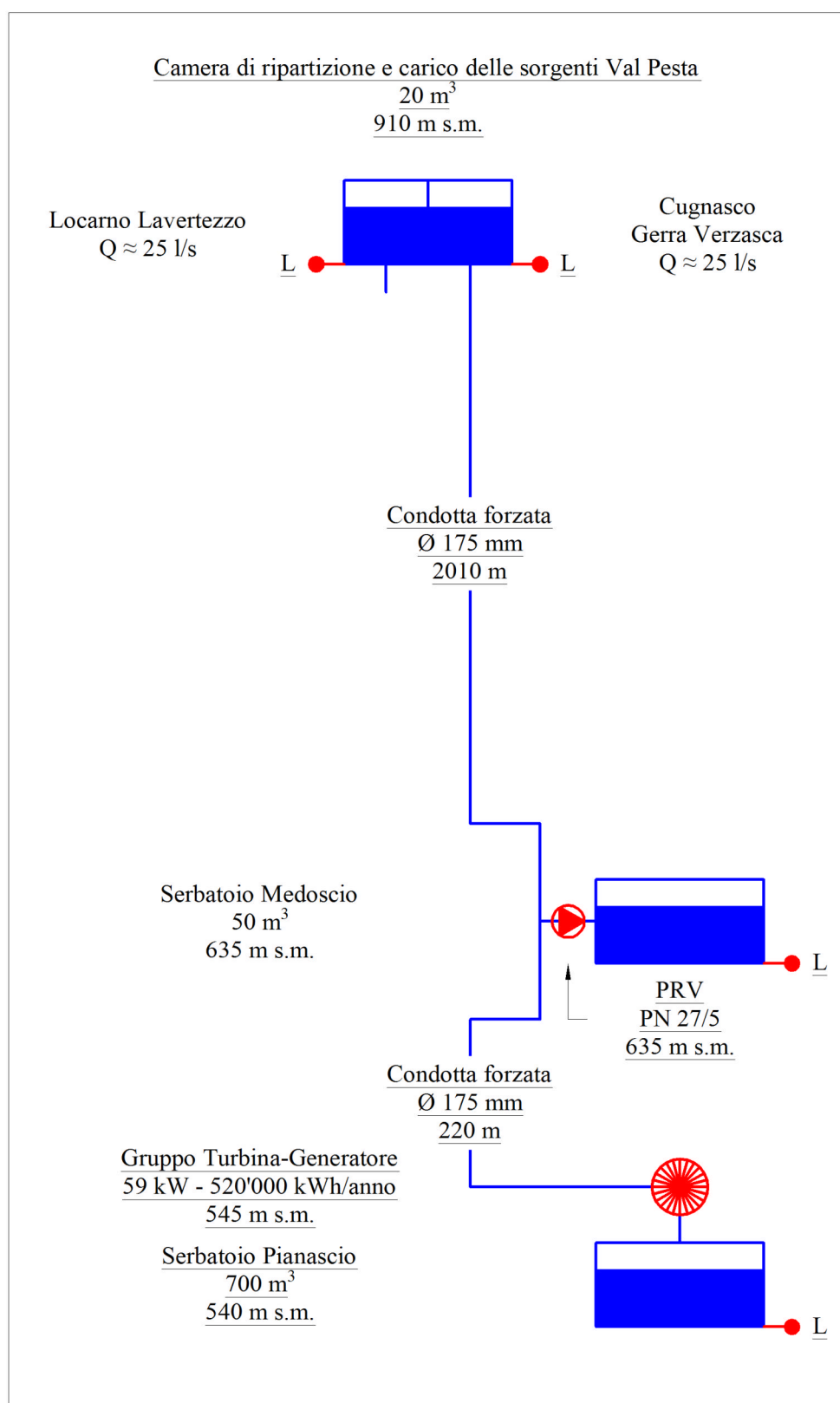


Figura 4.4. Variante n. 1. Schema idraulico dell'impianto e degli organi di controllo e regolazione. Le grandezze non sono in scala. Le nuove opere sono identificate dalle sottolineature.

Variante n. 2

Una seconda soluzione prevede di sfruttare il salto disponibile solo dove la pendenza del tracciato attuale sia tale da richiedere la sostituzione di limitati tratti di condotta coprendo peraltro gran parte del salto lordo.

Tale obiettivo risulta perseguibile costruendo due impianti separati anziché uno singolo.

Il primo impianto potrà essere realizzato costruendo una nuova camera di ripartizione delle portate con camera di carico a quota 910 m s.l.m. poco sopra l'attuale camera di rottura e sostituendo l'attuale condotta con una tubazione in ghisa PUR Ø 175 mm di adeguata resistenza tra la nuova camera di carico e il gruppo turbina-generatore n. 1 a quota 775 m s.l.m. (si consulti la Figura 4.11 per ulteriori dettagli). Il secondo impianto potrà invece essere realizzato utilizzando il serbatoio esistente Medoscio a quota 635 m s.l.m. come camera di carico e sostituendo l'attuale condotta con una tubazione in ghisa PUR Ø 175 mm di adeguata resistenza tra la camera di carico e il gruppo turbina-generatore n. 2 a quota 545 m s.l.m. all'interno del nuovo serbatoio Pianascio (si consulti la Figura 4.8 per ulteriori dettagli).

La potenza media del primo impianto (cioè la potenza ottenibile turbinando la portata media delle sorgenti) risulterebbe quindi di circa 22 kW mentre la potenza massima (cioè la potenza ottenibile turbinando la portata massima delle sorgenti) potrebbe raggiungere all'incirca i 40 kW e complessivamente l'energia prodotta nell'arco di un anno ammonterebbe a circa 200'000 kWh. Parimenti la potenza media del secondo impianto (cioè la potenza ottenibile turbinando la portata media delle sorgenti) risulterebbe quindi di circa 16 kW mentre la potenza massima (cioè la potenza ottenibile turbinando la portata massima delle sorgenti) potrebbe raggiungere all'incirca i 30 kW cosicché complessivamente l'energia prodotta nell'arco di un anno ammonterebbe a circa 140'000 kWh (si consultino la Figura 4.6 e la Figura 4.7 per ulteriori dettagli).

Per completezza in Figura 4.5 sono riportate le quote geometriche, le quote piezometriche e i carichi totali sulla condotta di adduzione (ghisa PUR Ø 175 mm) tra la camera di ripartizione e carico delle sorgenti Val Pesta e la nuova camera di alloggiamento del gruppo turbina-generatore e tra il serbatoio Medoscio e il serbatoio Pianascio per valori di portata turbinata compresi tra 0 e 50 l/s.

Inoltre nelle Figure 4.6 e 4.7 sono riportate rispettivamente le potenze erogabili dagli impianti e le energie prodotte nell'arco di un anno.

I due impianti potrebbero dunque produrre complessivamente circa 340'000 kWh annui.

Vantaggi:

- la tubazione attuale dovrebbe essere sostituita con una condotta di diametro e resistenza maggiori solo per tratti limitati;
- il finanziamento e la costruzione degli impianti potrebbero essere distribuiti nel tempo;

Svantaggi:

- sarebbe necessario costruire una nuova camera di ripartizione e carico a quota 910 m s.l.m. poco sopra l'attuale camera di rottura e una nuova camera di alloggiamento del gruppo turbina-generatore n. 1 a quota 770 m s.l.m.;
- il salto disponibile non sarebbe sfruttato integralmente;
- la gestione e automazione del sistema nonché la sua manutenzione sarebbero semplici ma più onerose essendo di fatto previsti due impianti separati;

Maggiori dettagli sono deducibili dalla Figura 4.8 in cui è riportato sinteticamente lo schema idraulico previsto.

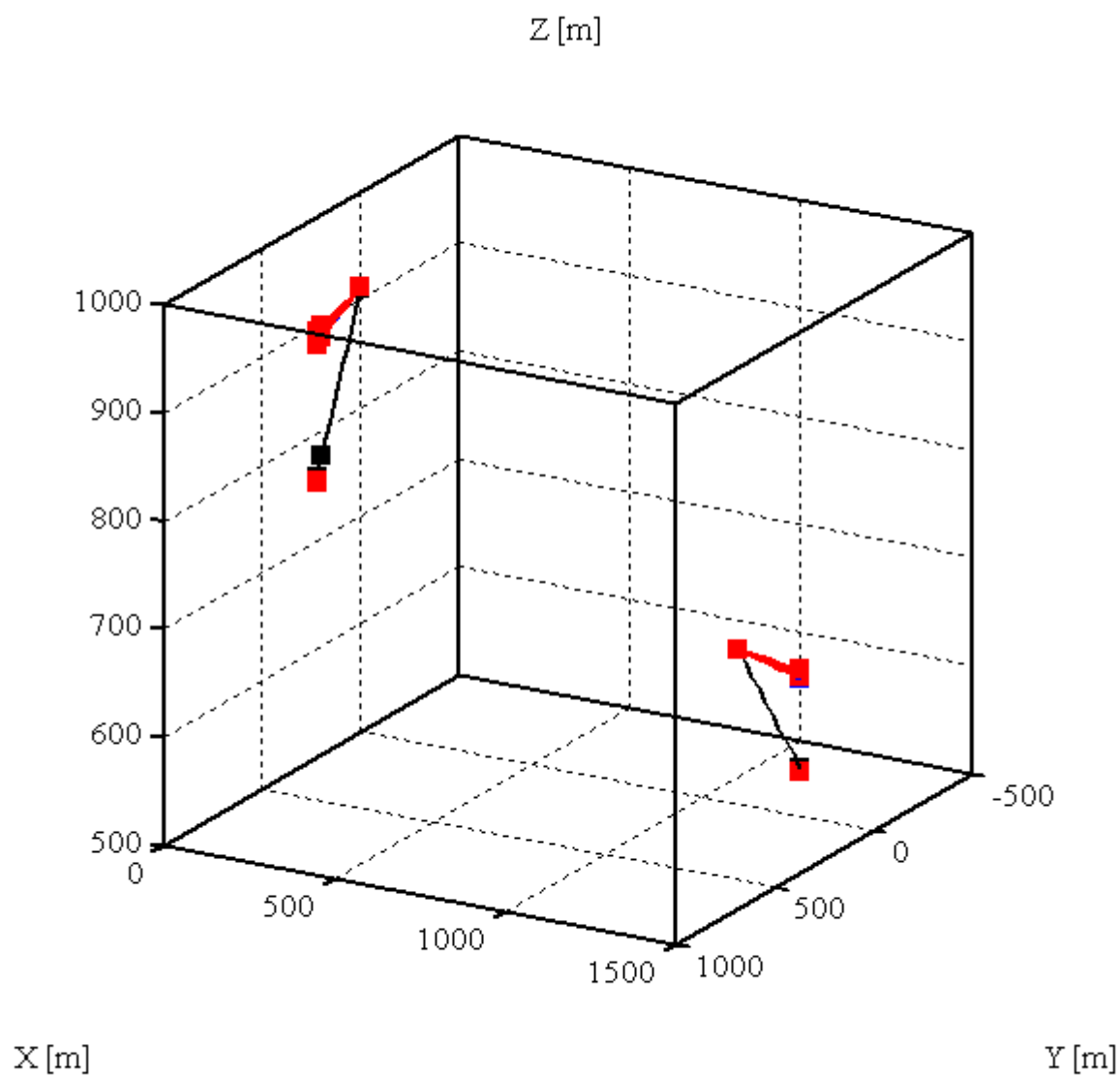


Figura 4.5. Variante n. 2. Quote geometriche (linee nere per le condotte e quadrati neri per i nodi), quote piezometriche (linee blu per le condotte e quadrati blu per i nodi) e carichi totali (linee rosse per le condotte e quadrati rossi per i nodi) sulla condotta di adduzione (ghisa PUR Ø 175 mm) tra la camera di ripartizione e carico delle sorgenti Val Pesta (910 m s.l.m.) e il gruppo turbina-generatore n. 1 (775 m s.l.m.) da inserirsi all'interno di una nuova camera (770 m s.l.m.) e tra il serbatoio Medoscio (635 m s.l.m.) e il gruppo turbina-generatore n. 2 (545 m s.l.m.) da inserirsi all'interno del serbatoio Pianascio (540 m s.l.m.) per diverse condizioni di portata turbinata.

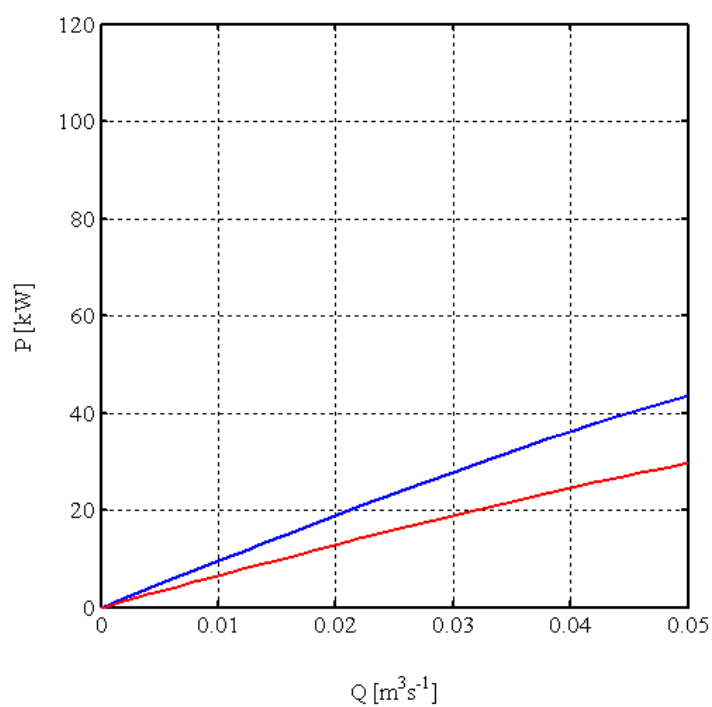


Figura 4.6. Variante n. 2. Potenza generata dagli impianti per diverse condizioni di portata turbinata

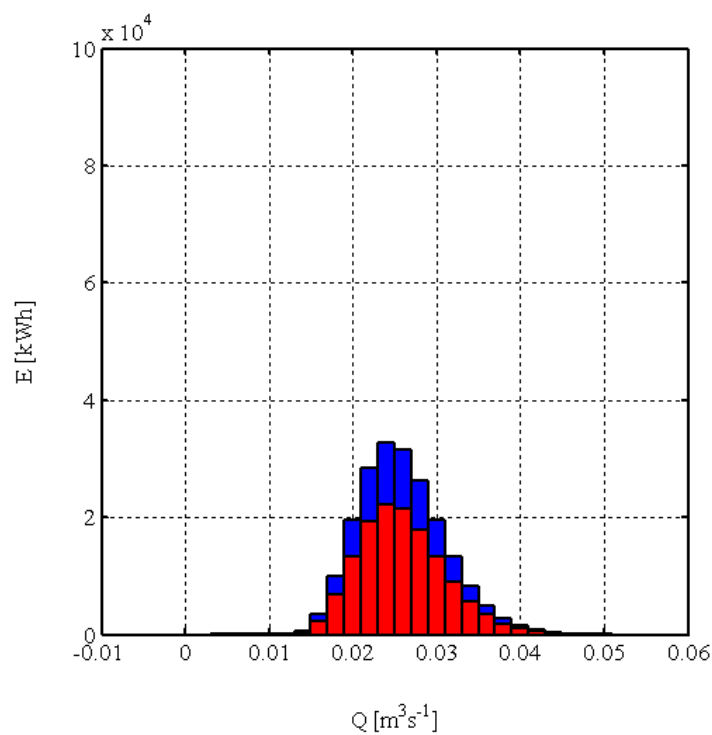


Figura 4.7. Variante n. 2. Energia prodotta dagli impianti nell'arco di un anno per diverse condizioni di portata turbinata.

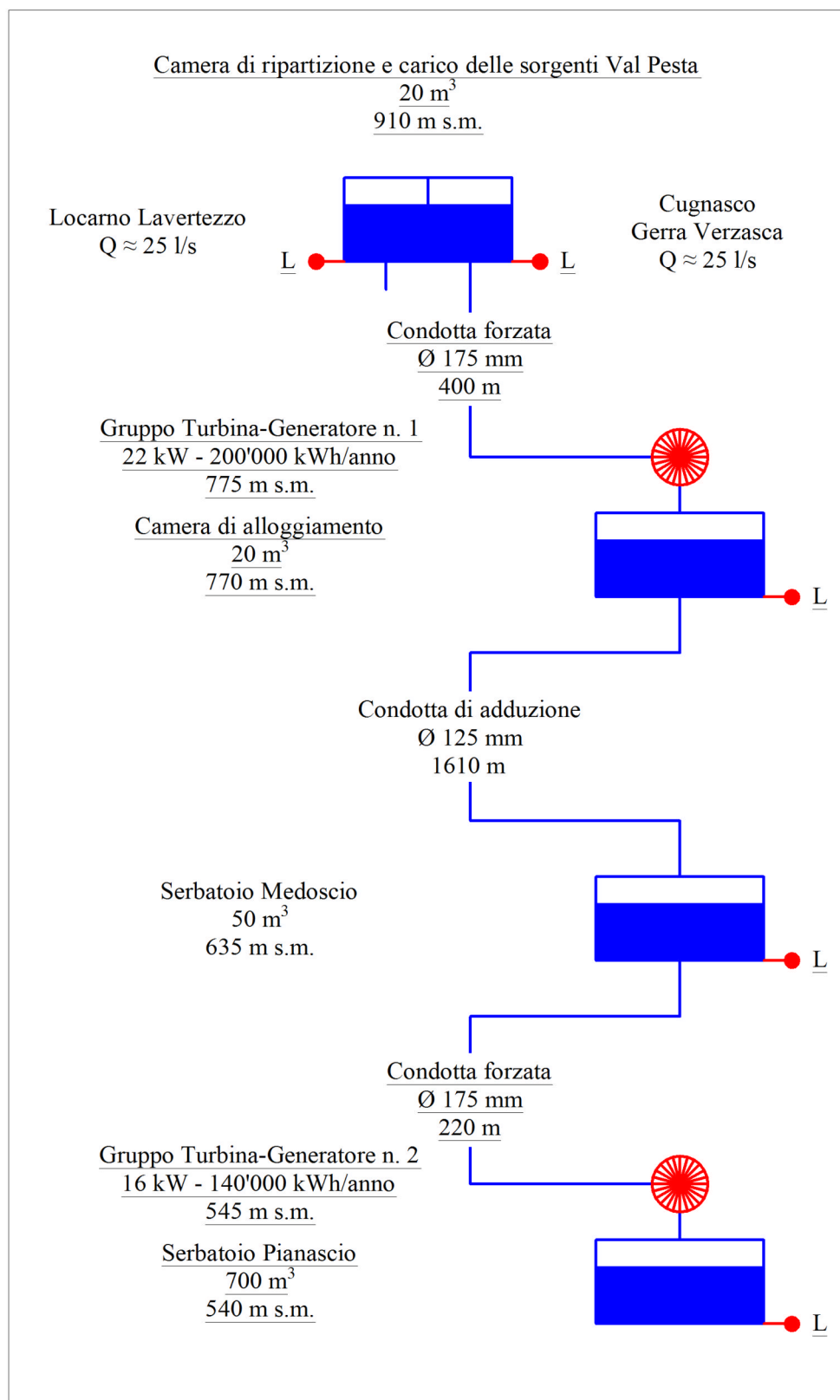


Figura 4.8. Variante n. 2. Schema idraulico degli impianti e degli organi di controllo e regolazione. Le grandezze non sono in scala. Le nuove opere sono identificate dalle sottolineature.

Variante n. 3

Un terza soluzione infine prevede sempre di sfruttare il salto disponibile solo dove la pendenza del tracciato attuale sia tale da richiedere la sostituzione di limitati tratti di condotta mantenendo però, dove ciò sia possibile, parte del tracciato in comune con i Comuni di Locarno e Lavertezzo.

Tale obiettivo risulta perseguibile costruendo due impianti separati di cui uno in comproprietà con i Comuni anzidetti.

Il primo impianto, in comproprietà, potrà essere realizzato costruendo una nuova camera di carico per l'intera portata delle sorgenti Val Pesta a quota 910 m s.l.m. poco sopra l'attuale camera di rottura e sostituendo l'attuale condotta con una tubazione in ghisa PUR Ø 250 mm di adeguata resistenza tra la camera di carico e il gruppo turbina-generatore n. 1 a quota 775 m s.l.m. a valle del quale la portata andrà poi ripartita tra i Comuni interessati secondo la Convenzione attuale. Il secondo impianto potrà invece essere realizzato utilizzando il serbatoio esistente Medoscio a quota 635 m s.l.m. come camera di carico e sostituendo l'attuale condotta con una tubazione in ghisa PUR Ø 175 mm di adeguata resistenza tra la camera di carico e il gruppo turbina-generatore n. 2 a quota 545 m s.l.m. all'interno del nuovo serbatoio Pianascio (si consulti la Figura 4.12 per ulteriori dettagli).

La potenza media del primo impianto (cioè la potenza ottenibile turbinando la portata media delle sorgenti) risulterebbe quindi di circa 47 kW, la potenza massima (cioè la potenza ottenibile turbinando la portata massima delle sorgenti) potrebbe raggiungere all'incirca gli 80 kW e complessivamente l'energia prodotta nell'arco di un anno ammonterebbe a circa 410'000 kWh.

La potenza media del secondo impianto (cioè la potenza ottenibile turbinando la portata media delle sorgenti) risulterebbe invece di circa 16 kW, la potenza massima (cioè la potenza ottenibile turbinando la portata massima delle sorgenti) potrebbe raggiungere all'incirca i 30 kW e complessivamente l'energia prodotta nell'arco di un anno ammonterebbe a circa 140'000 kWh. Si consultino la Figura 4.10 e la Figura 4.11 per ulteriori dettagli.

Per completezza in Figura 4.9 sono riportate le quote geometriche, le quote piezometriche e i carichi totali sulla condotta di adduzione (ghisa PUR Ø 250 mm) tra la camera di ripartizione e carico delle sorgenti Val Pesta e la nuova camera di alloggiamento per valori di portata turbinata compresi tra 0 e 100 l/s e tra il serbatoio Medoscio e il serbatoio Pianascio per valori di portata turbinata compresi tra 0 e 50 l/s. Inoltre nelle Figure 4.10 e 4.11 sono riportate rispettivamente la potenza erogabile dagli impianti e l'energia prodotta nell'arco di un anno.

I due impianti potrebbero dunque produrre complessivamente circa 550'000 kWh annui di cui 205'000 kWh annui spettanti a Locarno e Lavertezzo e 345'000 kWh annui spettanti a Cugnasco-Gerra.

Vantaggi:

- la tubazione attuale dovrebbe essere sostituita con una condotta di diametro e resistenza maggiori solo per tratti limitati;
- le spese di costruzione del primo impianto potrebbero essere suddivise con i Comuni di Locarno e Lavertezzo semplificandone peraltro la gestione rispetto alla Variante n. 2;
- il finanziamento e la costruzione degli impianti potrebbero essere distribuiti nel tempo;

Svantaggi:

- sarebbe necessario costruire una nuova camera di carico a quota 910 m s.l.m. poco sopra l'attuale camera di rottura e una nuova camera di alloggiamento del gruppo turbina-generatore n. 1 a quota 775 m s.l.m. con successiva camera di ripartizione a quota 770 m s.l.m.;
- il salto disponibile non sarebbe sfruttato integralmente;
- la gestione e automazione del sistema nonché la sua manutenzione sarebbero semplici ma più onerose rispetto alla Variante n. 1 essendo di fatto previsti due impianti separati;

Maggiori dettagli sono deducibili dalla Figura 4.12 in cui è riportato sinteticamente lo schema idraulico previsto.

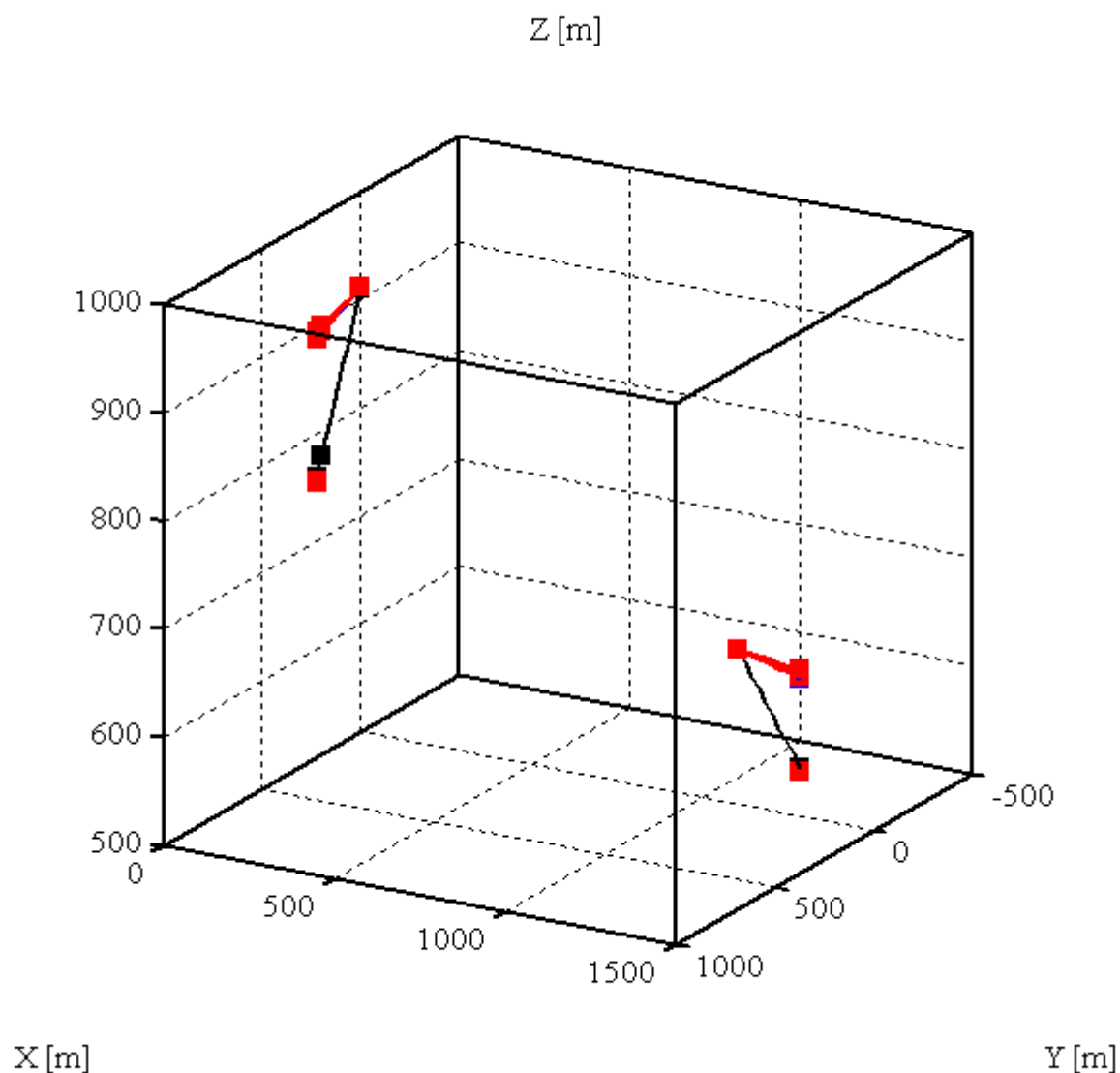


Figura 4.9. Variante n. 3. Quote geometriche (linee nere per le condotte e quadrati neri per i nodi), quote piezometriche (linee blu per le condotte e quadrati blu per i nodi) e carichi totali (linee rosse per le condotte e quadrati rossi per i nodi) sulla condotta di adduzione (ghisa PUR Ø 250 mm) tra la camera di carico delle sorgenti Val Pesta (915 m s.l.m.) e il gruppo turbina-generatore n. 1 (775 m s.l.m.) da inserirsi all'interno di una nuova camera di ripartizione (770 m s.l.m.) e tra il serbatoio Medoscio (635 m s.l.m.) e il gruppo turbina-generatore n. 2 (545 m s.l.m.) da inserirsi all'interno del serbatoio Pianascio (540 m s.l.m.) per diverse condizioni di portata turbinata.

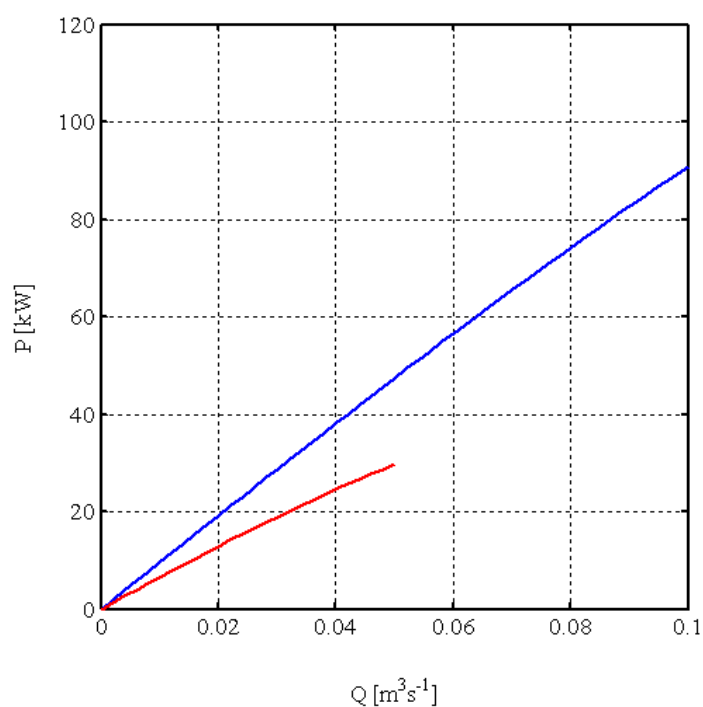


Figura 4.10. Variante n. 3. Potenza generata dagli impianti per diverse condizioni di portata turbinata

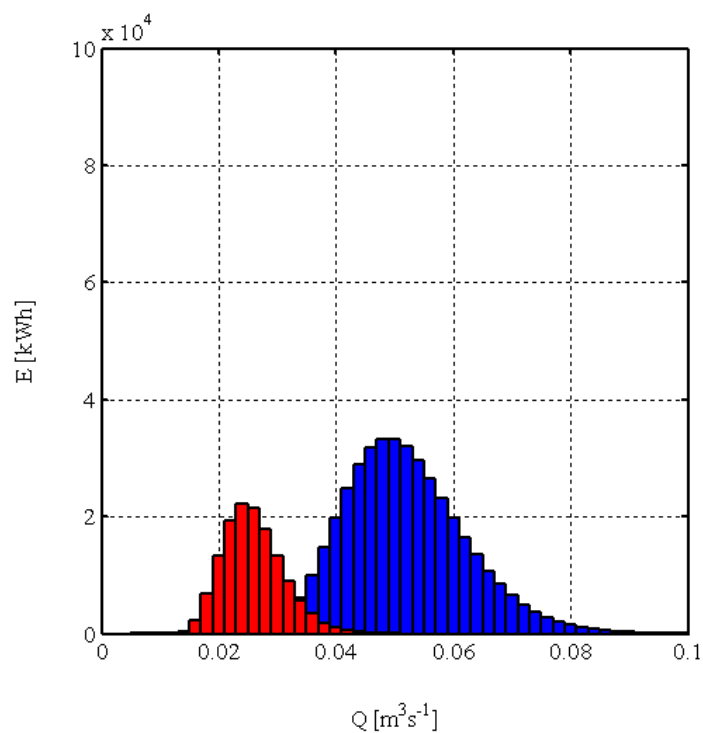


Figura 4.11. Variante n. 3. Energia prodotta dagli impianti nell'arco di un anno per diverse condizioni di portata turbinata.

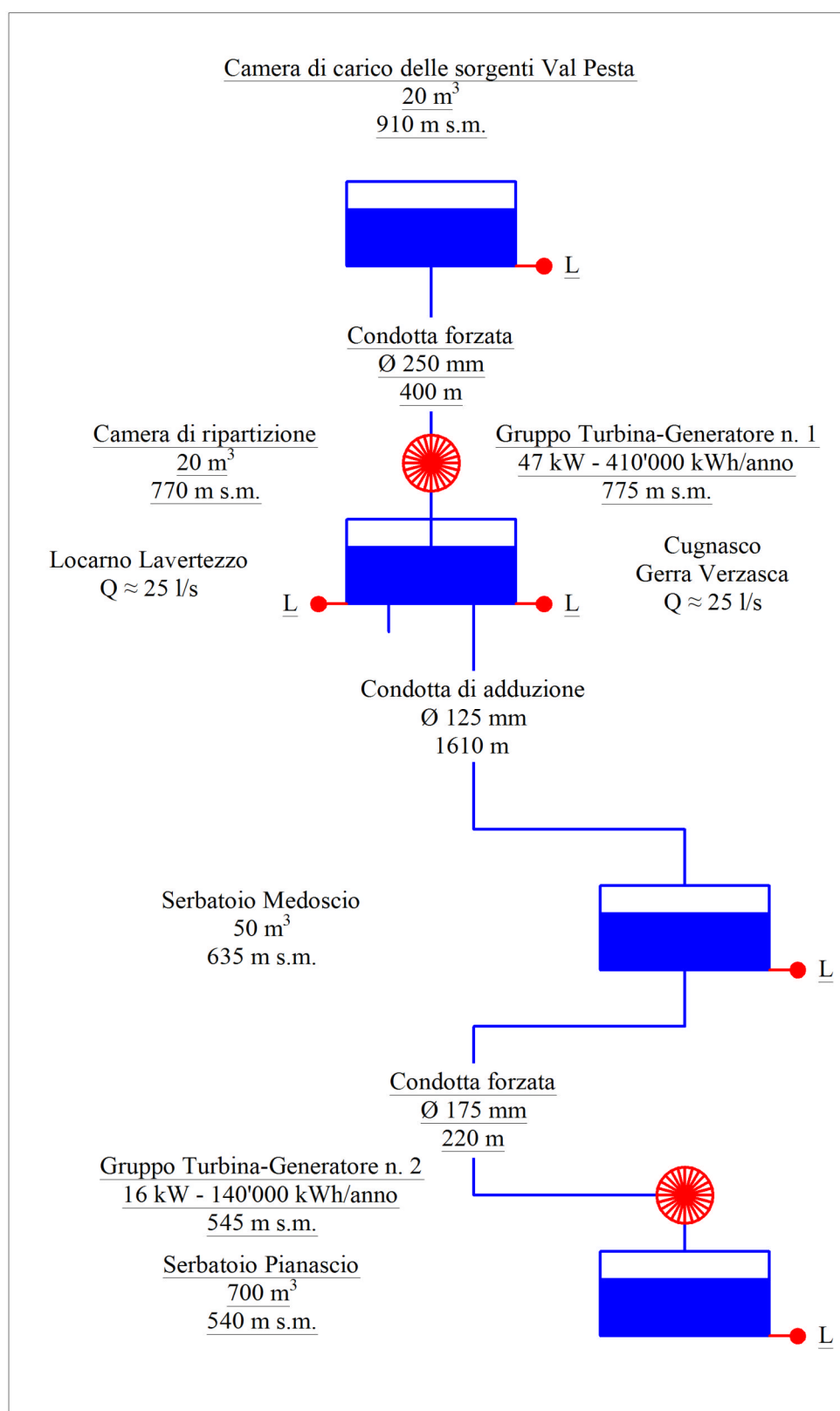


Figura 4.12. Variante n. 3. Schema idraulico dell'impianto e degli organi di controllo e regolazione. Le grandezze non sono in scala. Le nuove opere sono identificate dalle sottolineature.

4.3. Analisi economica: costi, ricavi e redditività

Vista la fattibilità tecnica degli impianti si è deciso di procedere a valutare i progetti dal punto di vista finanziario.

Come si è visto, in ciascuna delle proposte presentate per il recupero energetico delle sorgenti Val Pesta, sono inclusi uno o più mini impianti idroelettrici indipendenti. Tali impianti verranno pertanto qui analizzati separatamente.

Nel seguito con il nome di Microcentrale A si farà riferimento al progetto di impianto idroelettrico che sfrutta il salto tra l'attuale camera di rottura a quota 910 m s.m. e il serbatoio Pianascio a quota 540 m s.m. (Variante n. 1) mentre con il nome di Microcentrale B si farà riferimento al progetto di impianto idroelettrico che sfrutta il salto tra il serbatoio Medoscio a quota 635 m s.l.m. e il serbatoio Pianascio a quota 540 m s.l.m. (Variante n. 2 e Variante n. 3).

Le rimanenti Minicentrali presentate sinteticamente negli schemi idraulici esposti al paragrafo precedente, che sfruttano seppur in modo diverso il salto tra l'attuale camera di rottura a quota 910 m s.l.m. e l'attuale camera di ripartizione a quota 770 m s.l.m., non sono state prese in considerazione sia per l'attuale assenza della rete elettrica nella zona interessata sia perché di fatto tali possibilità andrebbero valutate più attentamente anche in funzione delle esigenze dei comuni di Locarno e Lavertezzo.

In base all' Ordinanza sull'Approvvigionamento Elettrico del 14 Marzo 2008 il prezzo di vendita dell'energia risulta definito sulla base di una remunerazione di base dipendente dalla classe di prestazione dell'impianto (potenza equivalente erogata) e da altri bonus. La remunerazione deve in ogni caso essere mantenuta inferiore al valore di 0.35 CHF per kWh ed essa viene garantita per un periodo di 25 anni. La normativa stabilisce inoltre che al termine di tale periodo l'energia prodotta dell'impianto potrà essere venduta al prezzo di mercato.

Alla luce di queste indicazioni, e per meglio comprendere la reale capacità di produzione e redditività dell'impianto, si sono considerati due diversi scenari nei quali si sono ipotizzate differenti modalità di ammortamento dei costi compatibili con la realtà attuale. La prima ipotesi effettuata, assai cautelativa, è stata quella di prevedere come periodo di ammortamento dei costi quello previsto dalla Normativa. La seconda ipotesi effettuata, più realistica, è stata invece quella di prevedere come periodo di ammortamento dei costi la durata di vita effettiva delle costruzioni civili ed elettromeccaniche.

Ciò premesso, in base alle nostre valutazioni, il costo annuo complessivo degli investimenti necessari per le opere civili e per l'equipaggiamento elettromeccanico necessari alla produzione di energia elettrica (considerando un interesse del denaro annuo pari al 5%, una vita delle opere civili di 25 – 50 anni e una vita dei macchinari di 25 anni) risulta pari a circa 140'841 – 113'180 CHF annui per la Microcentrale A e a circa 32'283 – 29'372 CHF annui per la Microcentrale B. Maggiori dettagli sono deducibili dalla Tabelle 4.1 – 4.2, dalle Tabelle 4.3 – 4.4 e dal Preventivo

generale allegato. Al costo annuo dell'investimento vanno poi aggiunti circa 2'000 CHF annui per l'esercizio e la manutenzione dell'impianto (i.e. sostituzione dei cuscinetti del generatore, etc.).

Nel caso in oggetto il prezzo di vendita risulterebbe di circa 0.25 CHF/kWh per la Microcentrale A (potenza equivalente erogata pari a circa 59 kW, salto lordo di circa 370 metri e costi di costruzione delle armature idrauliche superiori al 50% del valore dell'investimento totale) garantendo un ricavo annuo di circa 130'000 CHF e di circa 0.30 CHF/kWh per la Microcentrale B (potenza equivalente erogata pari a circa 16 kW, salto lordo di circa 100 metri e costi di costruzione delle armature idrauliche superiori al 50% del valore dell'investimento totale) garantendo un ricavo annuo di circa 42'000 CHF.

Ne consegue che:

- nel caso della Microcentrale A il costo complessivo dell'investimento con un ammortamento di 25 anni per le opere civili ed elettromeccaniche (142'841 CHF/anno) non verrebbe recuperato (differenza tra ricavo e costo -12'841 CHF/anno);
- nel caso della Microcentrale A il costo complessivo dell'investimento con un ammortamento di 50 anni per le opere civili e di 25 anni per le opere elettromeccaniche (115'180 CHF/anno) verrebbe recuperato con un piccolo profitto (differenza tra ricavo e costo 14'820 CHF/anno);
- nel caso della Microcentrale B il costo complessivo dell'investimento con un ammortamento di 25 anni per le opere civili ed elettromeccaniche (34'283 CHF/anno) verrebbe recuperato con un piccolo profitto (differenza tra ricavo e costo 7'717 CHF/anno);
- nel caso della Microcentrale B il costo complessivo dell'investimento con un ammortamento di 50 anni per le opere civili e di 25 anni per le opere elettromeccaniche (31'372 CHF/anno) verrebbe recuperato con un piccolo profitto (differenza tra ricavo e costo 10'628 CHF/anno);

A titolo di ricapitolazione nella Figura 4.13, nella Figura 4.14, nella Figura 4.15 e nella Figura 4.16 i costi di investimento per la costruzione e la manutenzione dell'impianto di produzione di energia elettrica sono confrontati con i ricavi che conseguirebbero alla vendita dell'energia prodotta in funzione del prezzo di vendita dell'energia per le due minicentrali considerate. In Figura 4.17 e in Figura 4.18 le soluzioni vengono confrontate evidenziando per ogni Microcentrale il costo totale, il ricavo dalla vendita dell'energia e la differenza tra ricavi e costi derivante dall'investimento.

Tabella 4.1. Progetto di recupero energetico. Microcentrale A. Caratteristiche dei costi per la costruzione e l'esercizio delle opere civili ed elettromeccaniche (ipotizzando un interesse annuo pari al 5%, l'ammortamento delle opere civili ed elettromeccaniche in 25 anni) e ricavi ottenibili dalla vendita dell'energia.

Costi	Costo dell'investimento [CHF]	Costo annuo $\left[\frac{\text{CHF}}{\text{anno}} \right]$
Opere civili	~1'710'000	~121'329
Opere elettromeccaniche	~275'000	~19'512
Esercizio e manutenzione	-	~2'000
Costo totale	~1'985'000	~142'841
Ricavo dall'impianto	-	~130'000
Differenza tra Ricavo e Costo	-	~-12'841

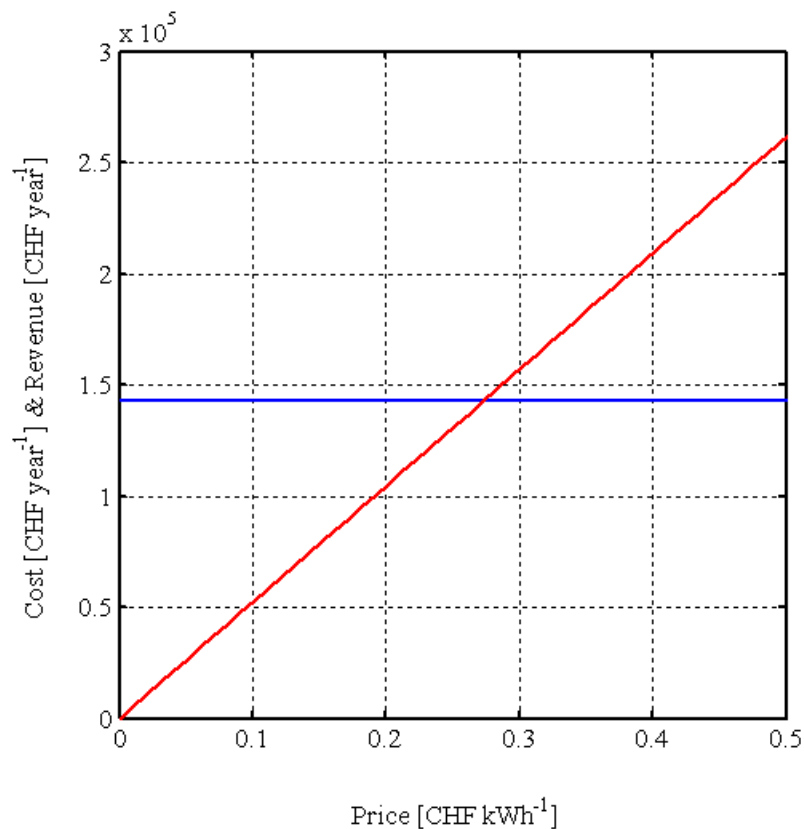


Figura 4.13. Microcentrale A. Costi annui di costruzione dell'impianto di produzione dell'energia elettrica (in blu) e ricavi annui (in rosso) in funzione del prezzo di vendita dell'energia.

Tabella 4.2. Progetto di recupero energetico. Microcentrale A. Caratteristiche dei costi per la costruzione e l'esercizio delle opere civili ed elettromeccaniche (ipotizzando un interesse annuo pari al 5%, l'ammortamento delle opere civili in 50 anni e l'ammortamento delle opere elettromeccaniche in 25 anni) e ricavi ottenibili dalla vendita dell'energia.

Costi	Costo dell'investimento [CHF]	Costo annuo $\left[\frac{\text{CHF}}{\text{anno}} \right]$
Opere civili	~1'710'000	~93'668
Opere elettromeccaniche	~275'000	~19'512
Esercizio e manutenzione	-	~2'000
Costo totale	~1'985'000	~115'180
Ricavo dall'impianto	-	~130'000
Differenza tra Ricavo e Costo	-	~14'820

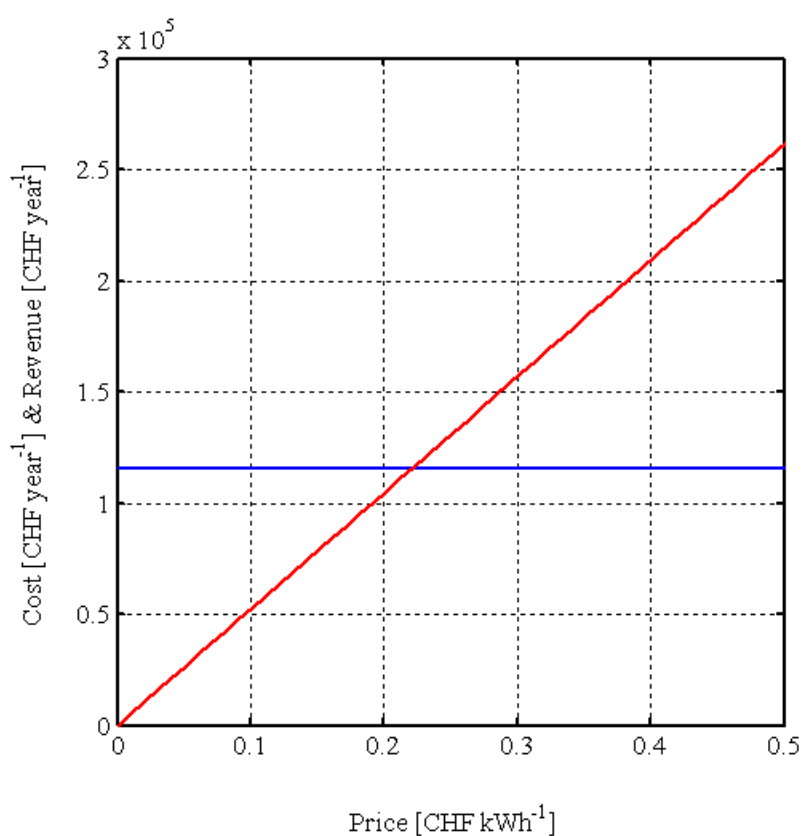


Figura 4.14. Microcentrale A. Costi annui di costruzione dell'impianto di produzione dell'energia elettrica (in blu) e ricavi annui (in rosso) in funzione del prezzo di vendita dell'energia.

Tabella 4.3. Progetto di recupero energetico. Microcentrale B. Caratteristiche dei costi per la costruzione e l'esercizio delle opere civili ed elettromeccaniche (ipotizzando un interesse annuo pari al 5%, l'ammortamento delle opere civili ed elettromeccaniche in 25 anni) e ricavi ottenibili dalla vendita dell'energia.

Costi	Costo dell'investimento [CHF]	Costo annuo $\left[\frac{\text{CHF}}{\text{anno}} \right]$
Opere civili	~180'000	~12'771
Opere elettromeccaniche	~275'000	~19'512
Esercizio e manutenzione	-	~2'000
Costo totale	~455'000	~34'283
Ricavo dall'impianto	-	~42'000
Differenza tra Ricavo e Costo	-	~7'717

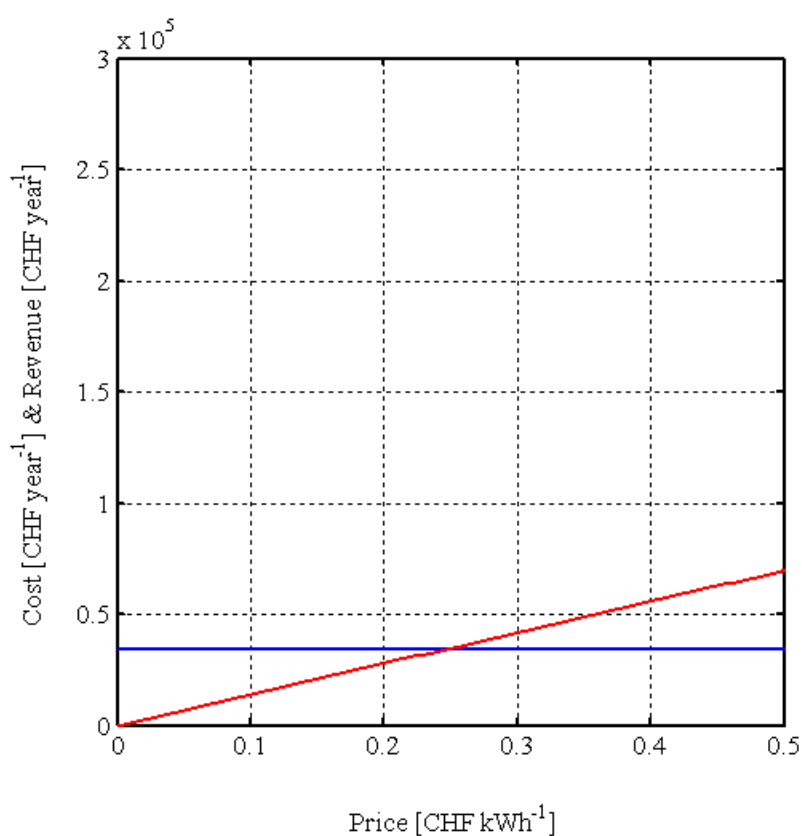


Figura 4.15. Microcentrale B. Costi annui di costruzione dell'impianto di produzione dell'energia elettrica (in blu) e ricavi annui (in rosso) in funzione del prezzo di vendita dell'energia.

Tabella 4.4. Progetto di recupero energetico. Microcentrale B. Caratteristiche dei costi per la costruzione e l'esercizio delle opere civili ed elettromeccaniche (ipotizzando un interesse annuo pari al 5%, l'ammortamento delle opere civili in 50 anni e l'ammortamento delle opere elettromeccaniche in 25 anni) e ricavi ottenibili dalla vendita dell'energia.

Costi	Costo dell'investimento [CHF]	Costo annuo $\left[\frac{\text{CHF}}{\text{anno}} \right]$
Opere civili	~180'000	~9'860
Opere elettromeccaniche	~275'000	~19'512
Esercizio e manutenzione	-	~2'000
Costo totale	~455'000	~31'372
Ricavo dall'impianto	-	~42'000
Differenza tra Ricavo e Costo	-	~10'628

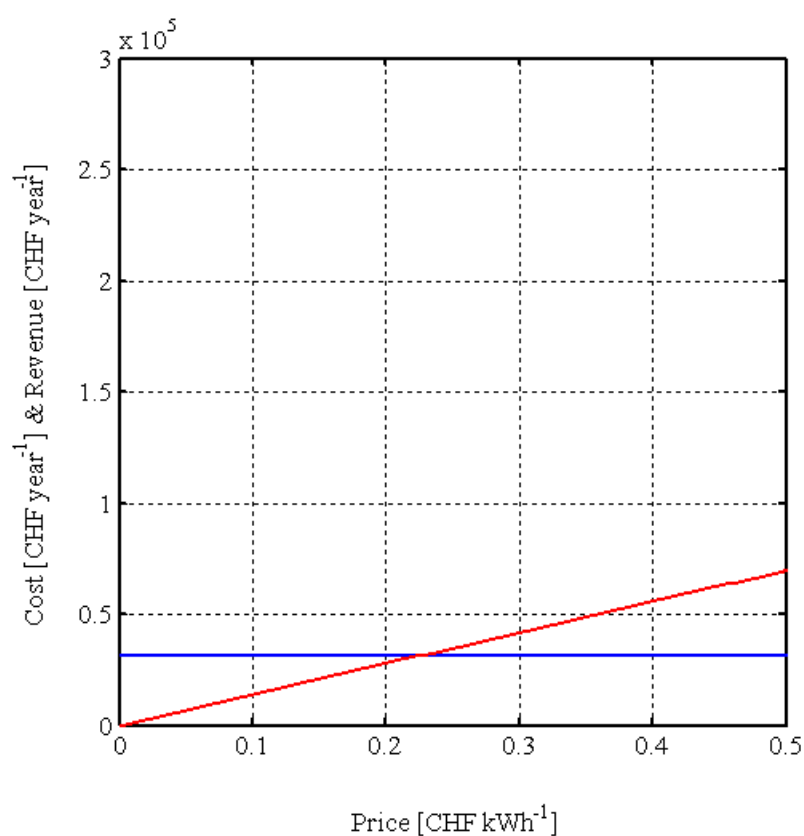


Figura 4.16. Microcentrale B. Costi annui di costruzione dell'impianto di produzione dell'energia elettrica (in blu) e ricavi annui (in rosso) in funzione del prezzo di vendita dell'energia.

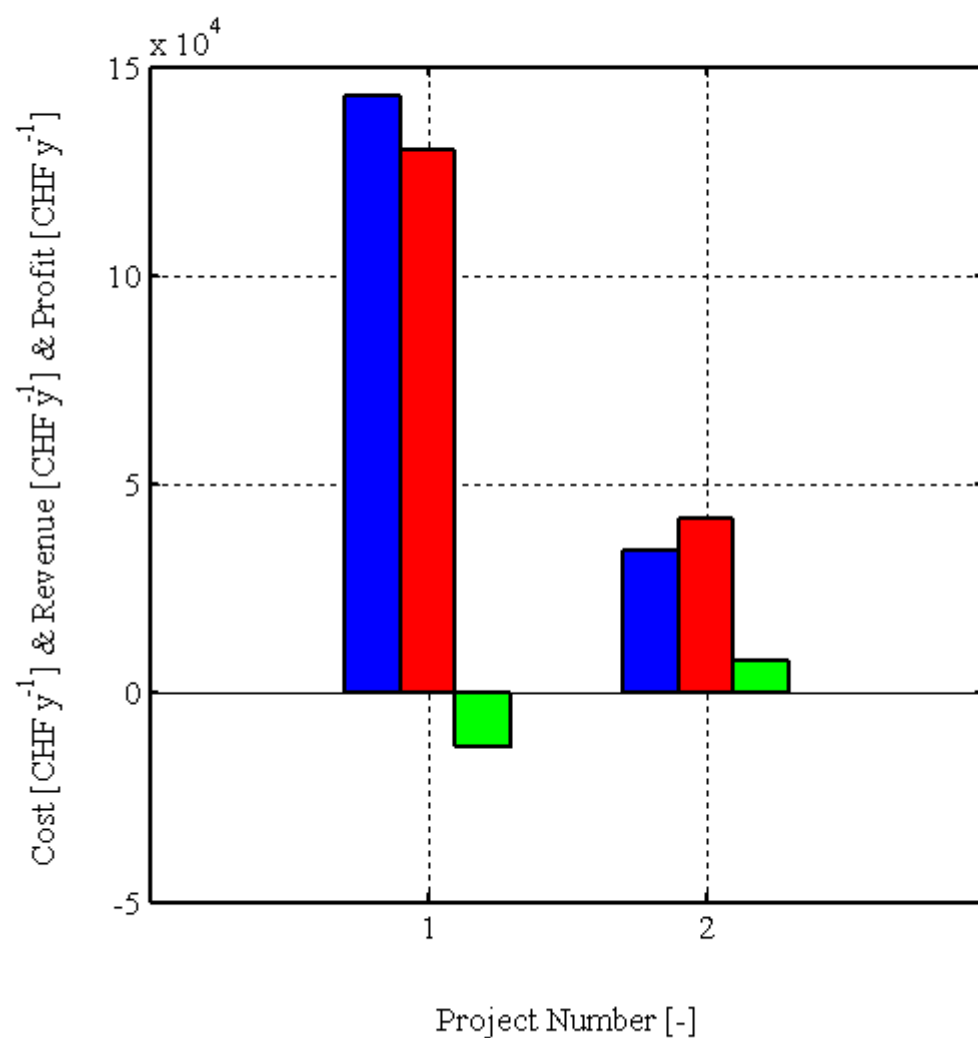


Figura 4.17. Confronto tra costi (in blu), ricavi (in rosso) e differenza tra ricavi e costi (in verde) annui per le varianti considerate. I valori sono stati dedotti ipotizzando il prezzo di vendita dell'energia secondo quanto previsto dall'Ordinanza sull'Approvvigionamento Elettrico del 14 Marzo 2008 e assumendo un periodo di ammortamento di 25 anni per le opere civili ed elettromeccaniche.

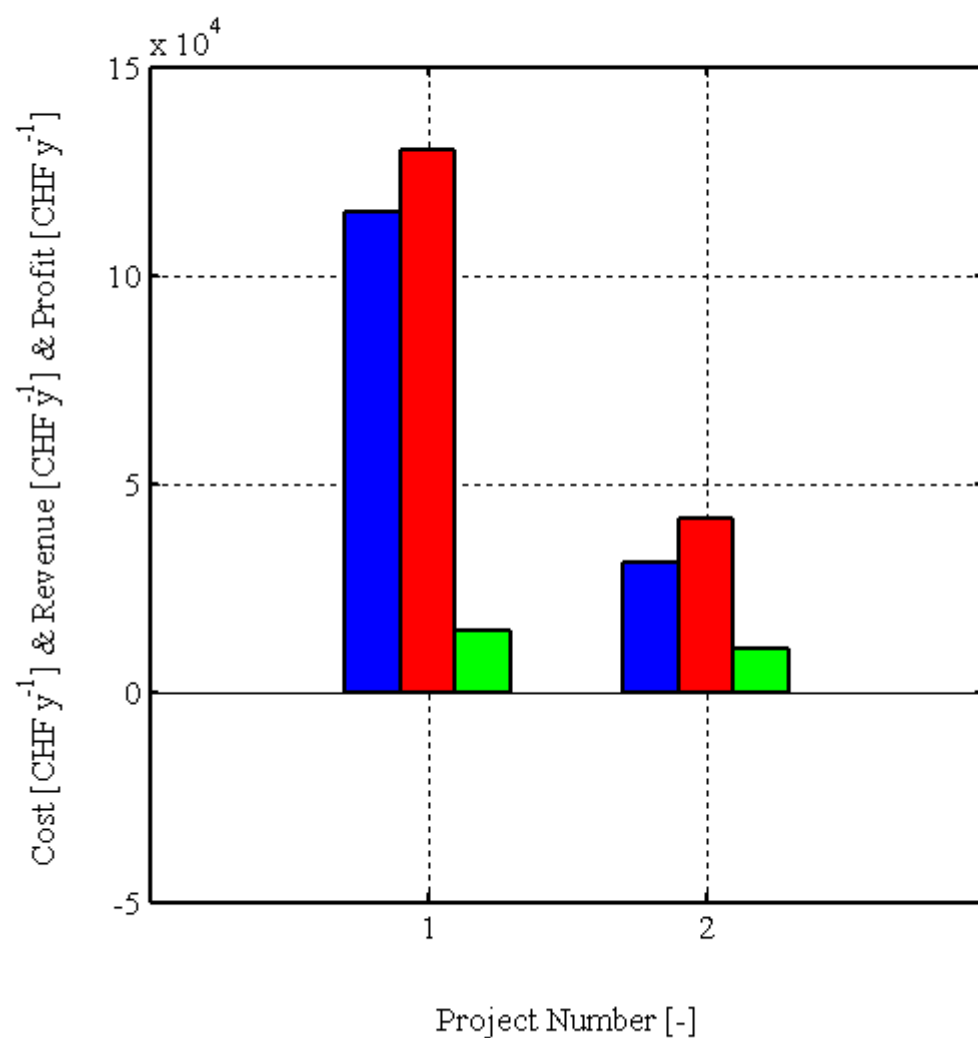


Figura 4.18. Confronto tra costi (in blu), ricavi (in rosso) e differenza tra ricavi e costi (in verde) annui per le varianti considerate. I valori sono stati dedotti ipotizzando il prezzo di vendita dell'energia secondo quanto previsto dall'Ordinanza sull'Approvvigionamento Elettrico del 14 Marzo 2008 e assumendo un periodo di ammortamento di 50 anni per le opere civili e di 25 anni per le opere elettromeccaniche.

5. Conclusioni

In base alle informazioni raccolte e alle nostre analisi, la realizzazione di una microcentrale idroelettrica sulla condotta di adduzione tra la camera di raccolta delle sorgenti Val Pesta e il serbatoio Pianascio nel Comune di Cugnasco-Gerra risulta tecnicamente fattibile.

Sostituendo infatti l'attuale condotta (GGG Ø 125 mm) con una di diametro e resistenza maggiori (GGG PUR Ø 175 mm) e posizionando un gruppo turbina-generatore di diversa potenza all'interno del serbatoio Pianascio è infatti possibile produrre circa 520'000 kWh annui nel caso della Microcentrale A e circa 140'000 kWh annui nel caso della Microcentrale B.

Dal punto di vista economico la costruzione dell'intero impianto ex-novo garantirebbe un ricavo di circa 130'000 CHF all'anno nel caso della Microcentrale A e circa 42'000 CHF nel caso della Microcentrale B.

Alla luce delle nuove indicazioni fornite dall' Ordinanza sull'Approvvigionamento Elettrico del 14 Marzo 2008 si sono valutate due possibili modalità di ammortamento dei costi.

Nel caso in cui si consideri un periodo di ammortamento di 25 anni per le opere civili ed elettromeccaniche (ipotesi assai cautelativa) i costi di investimento complessivi non potrebbero essere recuperati in tutte le varianti considerate. Nel caso invece in cui si consideri un periodo di ammortamento di 50 anni per le opere civili e di 25 anni per le opere elettromeccaniche (ipotesi più realistica) i costi di investimento complessivi verrebbero recuperati e garantirebbero un margine di guadagno per tutte le varianti considerate.

6. Allegati

Preventivi

Preventivo	Oggetto	Descrizione
1	Costi di investimento	Microcentrale A
2	Costi di investimento	Microcentrale B

Piani

Piano	Oggetto	Descrizione
0	Planimetria (Scala 1:5000)	Situazione esistente
1	Planimetria (Scala 1:5000)	Microcentrale A
2	Planimetria (Scala 1:5000)	Microcentrale B

Direttore:

(Dipl. Ing. G. Sciarini)

Resp. progetto:

(Dipl. Ing. Ph. D. M. Mutti)