



**Progetto**  
**di ampliamento del bacino del Sambuco e**  
**potenziamento della centrale Peccia**

**Studio di fattibilità**

**NOVEMBRE 2022**



**Sommario**

1	Premessa.....	3
1.1.	Strategia energetica 2050.....	3
1.2.	Obbiettivo climatico 2050.....	3
1.3.	Scenari energetici 2050.....	3
1.4.	Sicurezza d'approvvigionamento 2025-2050.....	4
1.5.	Atto mantello per un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili.....	4
1.6.	Politica energetica cantonale.....	6
1.7.	Studio ETHZ sul potenziale dei bacini svizzeri.....	6
2	Situazione esistente impianti idroelettrici in Ticino.....	8
2.1.	Potenziamenti progetti in Ticino.....	8
2.2.	Risultati della valutazione preliminare.....	9
3	L'impianto del Sambuco e la centrale di Peccia.....	11
4	Descrizione tecnica del progetto.....	14
4.1.	Innalzamento della diga.....	14
4.2.	Nuovo sfioratore.....	15
4.3.	Ampliamento pozzo piezometrico.....	16
4.4.	Innalzamento della strada che costeggia il lago.....	16
4.5.	Rinnovo della centrale di Peccia.....	16
4.6.	Ampliamento del bacino di compenso.....	18
4.7.	Altri interventi.....	18
4.8.	Stima dei costi.....	18
5	Analisi degli impatti ambientali.....	19
6	Conclusioni.....	20
	ALLEGATO 1: Impianti idroelettrici in Ticino.....	23
	ALLEGATO 2: Principali impianti idroelettrici in Ticino con potenza >1 MW (fonte: UFE 2021).....	24
	ALLEGATO 3: Tabella valutazione dei potenziali progetti di innalzamento dei bacini in Ticino.....	25
	ALLEGATO 4: Aumento della capacità del bacino Sambuco in relazione all'innalzamento (fonte: OFIMA)..	26
	ALLEGATO 5: Afflussi annuali nel bacino del Sambuco (fonte: OFIMA).....	27
	ALLEGATO 6: Planimetria innalzamento bacino del Sambuco.....	28
	ALLEGATO 7: Planimetria Piano di Peccia.....	29
	ALLEGATO 8: Valutazione ambientale preliminare per l'inserimento nel Piano direttore.....	30

## 1 Premessa

### 1.1. Strategia energetica 2050

L'energia idroelettrica è un pilastro fondamentale dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera. Con una quota annuale di produzione di energia elettrica pari a circa il 60%, contribuisce in modo decisivo alla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico.

Il 21 maggio 2017, l'elettorato svizzero ha approvato la revisione della Legge sull'energia (LEne), entrata in vigore il 1° gennaio 2018. La revisione descrive la nuova strategia energetica nazionale (Strategia energetica 2050) che prevede tra l'altro l'abbandono dell'energia nucleare, una riduzione del consumo di energia attraverso l'efficienza energetica e la promozione delle energie rinnovabili. Con la Strategia energetica 2050, la Svizzera vuole ridurre la sua dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e rafforzare le energie rinnovabili nazionali. Con la prevista chiusura delle centrali nucleari che garantiscono il 30% del fabbisogno svizzero, la produzione di energia idroelettrica assumerà un ruolo ancora più importante e andrà rafforzata con varie misure di sostegno.

### 1.2. Obiettivo climatico 2050

Il 28 agosto 2019, il Consiglio federale ha deciso che, entro il 2050, la Svizzera dovrà avere un bilancio neutro dei gas serra (obiettivo zero emissioni nette). Questo approccio consente alla Svizzera di garantire il proprio obiettivo per limitare al massimo a 1.5 gradi il riscaldamento globale come definito negli accordi di Parigi. Per raggiungere questo obiettivo sarà necessario ridurre il consumo di combustibili fossili, in particolare nel settore dei trasporti, nella produzione di calore e nelle diverse attività industriali.

### 1.3. Scenari energetici 2050

Nel 2020 l'Ufficio Federale dell'Energia (UFE) ha commissionato uno studio per valutare la fattibilità di raggiungere contemporaneamente gli obiettivi della Strategia energetica (abbandono nucleare) e della Strategia climatica entro il 2050 considerando fattori economici, tecnici e di sicurezza d'approvvigionamento. Nello studio sono stati elaborati vari scenari energetici che mostrano diverse vie percorribili per raggiungere gli obiettivi prefissati. Nello studio è stato definito uno scenario base che prevede un aumento dei consumi elettrici in Svizzera di 14.5 TWh entro il 2050, ovvero un aumento del 24% rispetto al 2019. L'aumento dei consumi è dovuto principalmente allo sviluppo dell'elettromobilità, alla sostituzione degli impianti di riscaldamento a gasolio e gas con le pompe di calore e alla costruzione di impianti di elettrolisi.

Scenari di sviluppo dei consumi elettrici in Svizzera fino al 2050 in TWh

Scenari	2019	2030	2040	2050
<b>Scenario base</b>				
Consumo elettrico consumatori	57.2	57.9	61.5	63.2
di cui veicoli elettrici	0.2	2.4	8.1	13.1
di cui pompe di calore	2.4	5.8	7.8	9.0
impianti di elettrolisi, Power-to-X	0.0	1.8	5.0	7.4
Perdite	4.3	4.5	5.0	5.3
Consumo elettricità	61.5	64.1	71.5	76.0
<b>Status quo</b>				
Consumo elettricità	61.5	64.7	67.7	70.5

Figura 1: Prospettive evoluzione dei consumi in Svizzera (UFE 2021)

Dal punto di vista della produzione elettrica, lo scenario base prevede di compensare l'abbandono del nucleare (25.3 TWh) e l'aumento dei consumi elettrici (14.5 TWh) attraverso l'installazione di nuovi impianti ad energia rinnovabile, in particolare fotovoltaico (35 TWh) ed eolico (2 TWh), e un maggiore sfruttamento degli impianti di pompaggio idroelettrico.

Lo scenario base evidenzia un'accresciuta necessità di importare energia elettrica dall'estero tra il 2030 e il 2040. In questo periodo la Svizzera sarà fortemente dipendente dall'importazione dall'estero. Allo stato attuale non si hanno però garanzie tecniche e/o commerciali che queste importazioni saranno disponibili.

Sviluppo del mix produttivo elettrico in Svizzera fino al 2050 in TWh

Scenario	2019	2030	2040	2050
<b>Scenario base</b>				
Idroelettrico	40.6	41.7	43.8	44.7
Centrali nucleari	25.3	8.8	0	0
Centrali ad energia fossile	1.9	1.6	1.4	1
Impianti rinnovabili	4.2	10.9	25.8	39.1
Produzione nazionale (lorda)	71.9	63	71	84.8
Consumo pompaggio	-4.1	-6.3	-8.0	-8.5
Produzione nazionale (netta)	67.8	56.7	63	76.4
Import dall'estero	-6.3	7.5	8.5	-0.4
Consumo elettricità	61.5	64.1	71.5	76

Figura 2: Prospettive evoluzione mix produttivo in Svizzera (UFE 2021)

#### 1.4. Sicurezza d'approvvigionamento 2025-2050

L'UFE ha commissionato degli studi per verificare la sicurezza d'approvvigionamento elettrico a seguito dell'implementazione degli scenari pianificati.

Nei seguenti grafici viene evidenziato l'aumento del fabbisogno d'importazione di energia in inverno e il surplus di produzione in estate in particolare con lo sviluppo della produzione fotovoltaica. Nel 2035 l'import dall'estero nel periodo invernale supererà i 14 TWh (37% dei consumi invernali) mentre nel 2050 il surplus di produzione estivo raggiungerà i 9 TWh (22% dei consumi estivi).

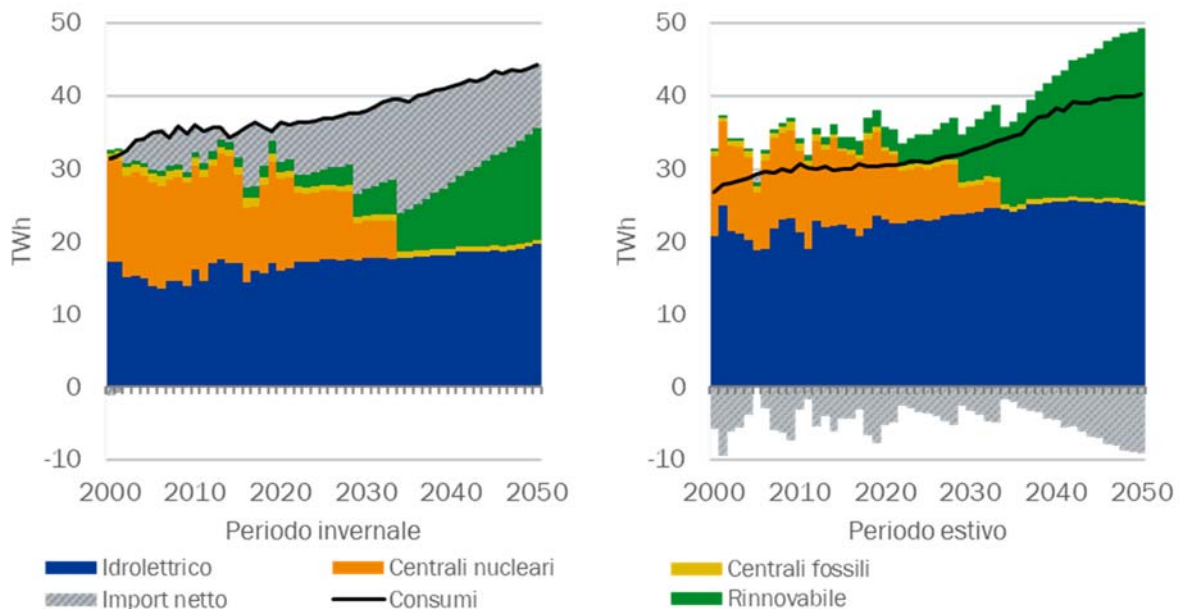


Figura 3: Prospettive di import/export nei periodi invernali ed estivi (UFE 2021)

Considerati gli scenari energetici e alla luce del mancato accordo quadro con l'Unione Europea, il Consiglio federale ha pianificato ulteriori misure per attenuare i rischi legati alla sicurezza d'approvvigionamento a medio termine e ridurre la dipendenza dall'estero. Le principali misure sono descritte nel capitolo seguente.

#### 1.5. Atto mantello per un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili

Nel 2020 il Consiglio federale ha deciso di avviare una revisione della Legge sull'energia (LEne) e della Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) nell'ambito di uno stesso atto mantello denominato "Legge federale su un approvvigionamento elettrico sicuro con le energie rinnovabili". La revisione ha lo scopo di migliorare le condizioni quadro per l'incremento della produzione di energia elettrica rinnovabile e aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Svizzera.

##### Misure per l'aumento dello stoccaggio invernale

L'obiettivo nell'ambito della sicurezza d'approvvigionamento è di garantire l'attuale autosufficienza in ambito elettrico di circa 22 giorni anche dopo l'abbandono del nucleare in caso si verificassero situazioni di penuria a livello europeo. A questo scopo nelle centrali ad accumulazione (bacini idroelettrici) la produzione invernale di elettricità deve essere aumentata di circa 2 TWh entro il 2040. Si otterrà così un trasferimento stagionale, dall'estate all'inverno, di questa quantità di energia elettrica, analogamente al concetto dell'attuale costituzione

di scorte obbligatorie di vettori energetici fossili. A questo scopo, la LEna ha introdotto uno strumento per il sostegno finanziario di progetti di produzione di energia a partire dalle centrali ad accumulazione ritenuti idonei. Le capacità di stoccaggio devono soddisfare tre criteri: devono essere accessibili in modo sicuro, collegate alla rete elettrica svizzera e neutre dal punto di vista delle emissioni di CO<sub>2</sub>. La priorità sarà data all'incremento dell'energia idroelettrica, data la sua particolare idoneità e i lunghi processi di realizzazione. Il sostegno finanziario avviene sotto forma di contributi d'investimento fino a un massimo del 40% (in casi eccezionali fino a un massimo del 60%) dei costi d'investimento computabili. I contributi d'investimento vengono finanziati con il supplemento sui costi di trasporto dall'importo massimo di 0.2 cts/kWh, già definito nell'articolo 9 capoverso 4 LAEI per evitare possibili deficit di approvvigionamento.

La preselezione dei progetti candidati al finanziamento viene effettuata con il coinvolgimento delle parti interessate (gestori, associazioni ambientaliste) e dei Cantoni (tavola rotonda sull'energia idroelettrica). Per motivi di stabilità della pianificazione, questa preselezione deve essere confermata in modo vincolante dalla Confederazione; rimane da determinare in quale fase e in quale forma.

### Riserva strategica

Quale ulteriore misura per garantire la sicurezza d'approvvigionamento viene istituita una riserva strategica di energia che garantisca la disponibilità di energia alla fine dell'inverno. Normalmente, grazie alla gestione delle capacità delle centrali elettriche sul mercato e allo scambio con i mercati elettrici dei Paesi confinanti, l'approvvigionamento energetico della Svizzera viene ottimizzato dal punto di vista economico. In situazioni straordinarie, non prevedibili dagli operatori di mercato, potrebbe tuttavia emergere una minaccia per la sicurezza di approvvigionamento. In questi casi la riserva di energia offre una garanzia efficace, poiché mette a disposizione energia anche nel caso in cui meccanismi di mercato dovessero fallire e può contribuire all'autosufficienza della Svizzera. La riserva è costituita mediante una gara d'appalto indetta dalla società nazionale di rete Swissgrid. In caso di aggiudicazione il gestore s'impegna a detenere nel proprio impianto di stoccaggio una determinata quantità minima di energia per il periodo stabilito oppure a rinunciare al suo prelievo. Con questo strumento darà nuovi stimoli all'ampliamento degli stoccaggi d'energia invernali.

### Tavola rotonda sull'energia idroelettrica

Il 18 agosto 2020 la Consigliera federale Simonetta Sommaruga ha istituito una Tavola rotonda sull'energia idroelettrica con l'intento di sviluppare una presa di coscienza comune delle sfide che attendono il settore idroelettrico in relazione alla Strategia energetica 2050, all'obiettivo climatico del saldo netto di emissioni pari a zero, alla sicurezza di approvvigionamento e alla preservazione della biodiversità. Per lo svolgimento dei lavori tecnici, delineati alla Tavola rotonda del 21 giugno 2021, è stato creato un gruppo di accompagnamento coordinato dal Politecnico federale di Zurigo.

La Tavola rotonda ha identificato 15 progetti per centrali ad accumulazione<sup>1</sup> che, secondo lo stato attuale delle conoscenze, risultano più promettenti sotto il profilo energetico e incidono il meno possibile sulla biodiversità e sul paesaggio. Realizzando questi progetti si potrebbe conseguire un aumento della capacità di stoccaggio invernale di 2 TWh entro il 2040. I 15 progetti selezionati si trovano in cinque Cantoni (VS [8], BE [3], GR [2], TI [1], UR [1]).

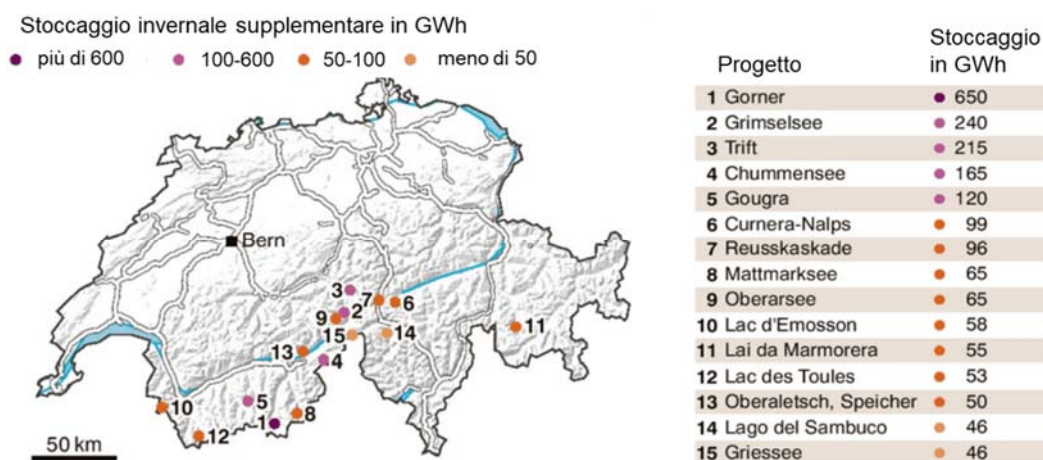


Figura 4: Progetti prioritari identificati dalla tavola rotonda

Tra i vari progetti selezionati figura anche il progetto d'innalzamento del bacino del Sambuco. La Tavola rotonda ha inoltre formulato una serie di raccomandazioni per le autorità e i titolari dei progetti. In particolare,

<sup>1</sup> <https://www.admin.ch/gov/it/pagina-iniziale/documentazione/comunicati-stampa.msg-id-86432.html>

si chiede ai Cantoni di provvedere affinché nei piani direttori cantonali siano definiti i territori e le sezioni di corsi d'acqua adeguati alla realizzazione di questi progetti.

### **1.6. Politica energetica cantonale**

La politica energetica cantonale è definita nel Piano Energetico Cantonale (PEC, attualmente in fase di aggiornamento). Nel PEC si sottolinea come il Cantone, e più specificatamente per il tramite dell'Azienda elettrica cantonale (AET), deve assumere un ruolo sempre più attivo nella gestione e valorizzazione delle proprie risorse naturali, al fine di incrementare la quota parte di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare indigene, a copertura del fabbisogno e allo stesso tempo garantire la sicurezza dell'approvvigionamento a prezzi sostenibili. Nei propri indirizzi operativi, il documento evidenzia la necessità di pianificare l'ammodernamento degli impianti idroelettrici di proprietà dell'AET e di procedere con le riversioni dei grandi impianti idroelettrici presenti sul territorio cantonale alla scadenza delle concessioni, cosa che permetterà di gestire in proprio le risorse e garantire nel contempo una maggiore copertura del fabbisogno. Inoltre, si mette in risalto oltre alla distribuzione razionale ed efficiente dell'energia, anche l'uso razionale dell'energia. L'ammodernamento degli impianti idroelettrici permette di ottimizzare la produzione ed aumentare l'efficienza degli stessi.

### **Le Linee direttive del programma di legislatura 2019-2023**

L'obiettivo 16 di questo documento programmatico stabilisce la necessità di valorizzare il settore idroelettrico ticinese in particolare tramite la creazione di condizioni quadro a sostegno dell'idroelettrico per ottimizzare le produzioni esistenti, garantendo un sostegno agli investimenti a lungo termine nelle centrali idroelettriche sia nell'ammodernamento sia nell'ampliamento (vedi innalzamento dighe). Questo anche nell'ottica di garantire la sicurezza di approvvigionamento tramite una maggiore produzione indigena (anche invernale) e, di conseguenza, una minore dipendenza dall'estero, valorizzando anche la produzione cantonale e mantenendo le competenze e il valore aggiunto in Ticino e nelle zone periferiche.

### **Riversione impianti Maggia**

Il 23 giugno 2021 il Gran Consiglio ha respinto la domanda di rinnovo della concessione per l'utilizzo delle acque della Maggia e dei suoi affluenti, presentata dalle Officine Idroelettriche della Maggia SA (OFIMA) avviando così il processo di riversione dei grandi impianti idroelettrici a partire dal 2035. La risoluzione getta le basi per il trasferimento dei primi impianti di OFIMA (bacini Sambuco, Peccia e Palagnedra e impianti di Peccia, Caverigno, Borgnone e Verbano). Con questa prima riversione AET incrementerà la propria potenza idroelettrica del 50% (da 600 a 900 MW) a partire dal 2035. La riversione per gli altri impianti di OFIMA concernente il tronco Naret – Cavagnoli – Robiei – Bavona – Caverigno, compresa l'adduzione delle acque della valle Bedretto, avverrà nel 2048.

### **Stato del Piano direttore cantonale**

Negli obiettivi pianificatori del Piano direttore è indicata la necessità di sviluppare e attuare una politica energetica sostenibile tramite l'uso equilibrato delle attuali infrastrutture, il risparmio e l'impiego delle fonti rinnovabili (obiettivo pianificatorio 27). Ciò deve avvenire favorendo il ruolo del Ticino quale regione produttrice di energia elettrica pregiata e centro di competenza, rinnovando e ottimizzando le infrastrutture per la produzione, il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica, diversificando l'offerta e favorendo lo sfruttamento sostenibile delle fonti indigene e rinnovabili e risanando il parco immobiliare.

La scheda V3 "Energia" del Piano direttore specifica che l'obiettivo è quello di incrementare la produzione di elettricità attraverso fonti di energia rinnovabile (acqua, solare, eolico) e di valorizzare la risorsa acqua ottimizzando, e per quanto possibile incrementando, la produzione di energia idroelettrica così da mantenere un'elevata produzione propria e rafforzare la posizione di AET sul mercato.

Per quanto concerne le misure da adottare per incrementare la produzione di energia idroelettrica, nella scheda V3 "Energia" vengono indicate al punto 3.1 le seguenti misure: "utilizzare il diritto di riversione, per affidare all'AET la gestione degli impianti idroelettrici" e "sostenere l'ammodernamento e agevolare gli interventi di potenziamento degli impianti idroelettrici esistenti nell'ottica di un utilizzo più razionale ed efficiente della forza idrica nel rispetto delle esigenze ambientali e paesaggistiche".

### **1.7. Studio ETHZ sul potenziale dei bacini svizzeri**

In Svizzera è già stato sfruttato oltre il 90% del potenziale idroelettrico presente sul territorio. Il restante 10% si trova spesso in aree naturali protette. Considerato questo limitato potenziale, uno studio dell'ETHZ<sup>2</sup> ha analizzato la possibilità di ampliare gli attuali bacini idroelettrici svizzeri ed ha identificato gli impianti con le migliori caratteristiche in ottica di un aumento dello stoccaggio invernale. Tra gli impianti identificati con il

<sup>2</sup> Felix, Müller-Hagmann, Boes, 2020, Ausbaupotenzial der bestehenden Speicherseen in der Schweiz.

maggiore potenziale sette sono situati in Ticino. Lo studio è stato recentemente ripreso anche dall'UFE per le valutazioni nell'ambito della tavola rotonda sull'energia idroelettrica.

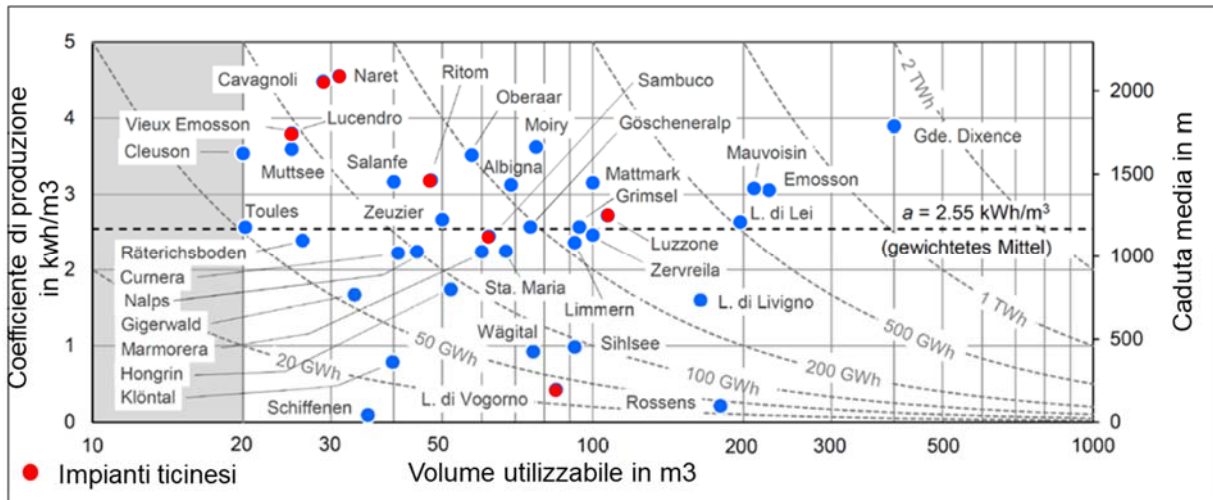


Figura 5: Volume utile, coefficiente di produzione e contenuti energetici dei grandi bacini esistenti (> 20 milioni di m<sup>3</sup>) in Svizzera (fonte: modificato da Felix, 2020).

**Innalzamento dei bacini realizzati**

Negli ultimi 30 anni sono stati realizzati 3 progetti di innalzamento di grandi sbarramenti in Svizzera. Uno di questi riguarda l'impianto del Luzzone di OFIBLE nel 1999. L'ultimo è stato realizzato qualche anno fa nel Canton Vallese a Vieux Emosson. Nella seguente tabella sono descritti i parametri degli ampliamenti effettuati.

Bacino	Anno realizzazione	Altezza m	Δh m	Δh/h %	Volume Mio.m <sup>3</sup>	ΔV Mio.m <sup>3</sup>	ΔV/V %
Mauvoisin (VS)	1991	237	13.5	6%	182	30	17%
Luzzone (TI)	1999	208	17	8%	88	20	23%
Vieux Emosson (VS)	2016	55	21.5	39%	13	12	93%

Figura 6: Dati chiave dei principali progetti d'innalzamento di dighe in Svizzera

Con i lavori di innalzamento della diga del Luzzone la capacità del bacino è aumentata di 20 mio m<sup>3</sup> grazie ai 17 m di muro aggiuntivo. Attualmente 107 mio m<sup>3</sup> dei 130 mio m<sup>3</sup> di acqua che affluiscono mediamente al lago in estate possono essere trattenuti per poi essere sfruttati in inverno quando la domanda di elettricità è maggiore. Il bacino pieno ha così una riserva energetica di ca. 316 GWh.

## 2 Situazione esistente impianti idroelettrici in Ticino

In Ticino si trovano 32 centrali idroelettriche con una potenza installata superiore a 300 kW. Fra di esse vi sono 16 centrali con una potenza superiore a 10 MW. La potenza installata totale è di circa 1'670 MW e la produzione annua media si attesta attorno ai 3'700 GWh. Negli allegati 1 e 2 sono illustrati i principali impianti presenti in Ticino nonché informazioni relative alle produzioni annuali invernali ed estive.

Per quanto riguarda gli impianti ad accumulazione solamente 10 bacini hanno una capienza superiore ai 5 mio m<sup>3</sup>. Nella figura seguente viene mostrata l'ubicazione di questi bacini nelle valli Maggia, Leventina, Blenio e Verzasca.

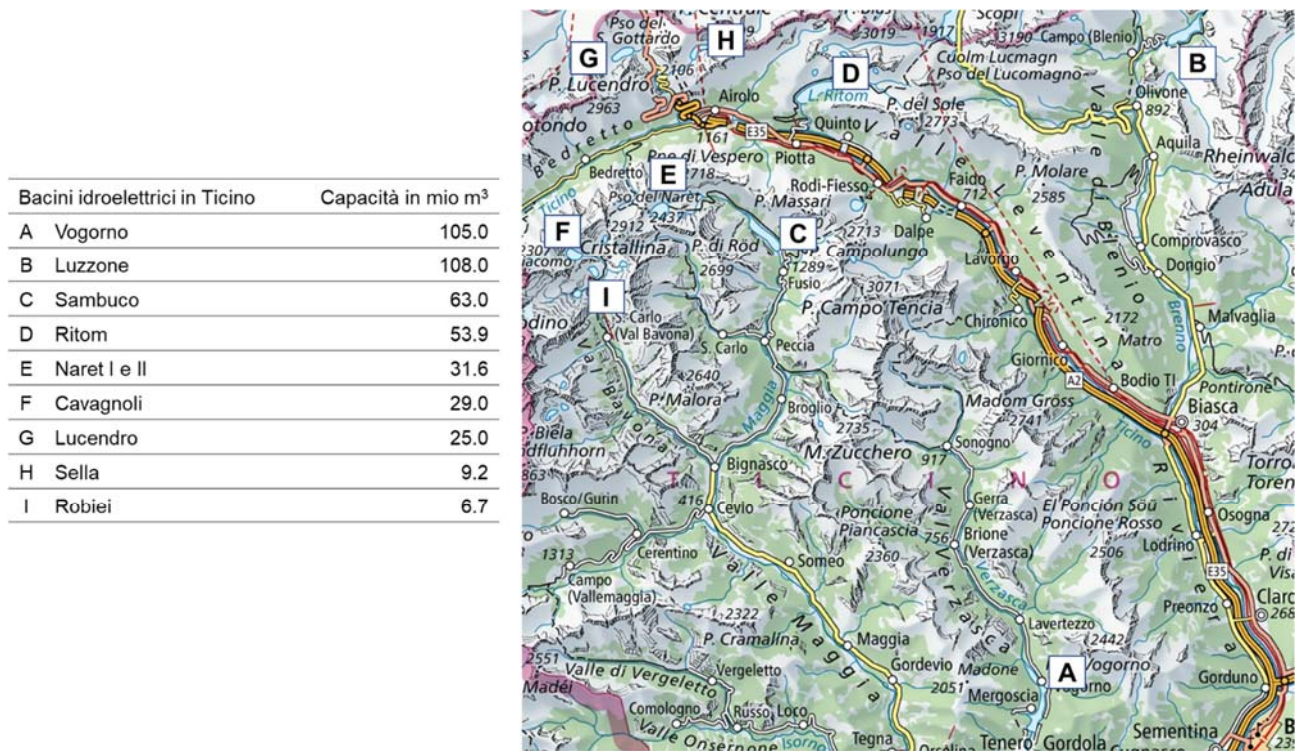


Figura 7: Principali bacini idroelettrici situati sul territorio ticinese (> 5 mio m<sup>3</sup>)

Per valutare l'importanza energetica di un bacino è necessario considerare il salto utile oltre alla capacità dello stesso. Per esempio, Vogorno (Verzasca) e Luzzone hanno un volume molto simile attorno ai 100 mio m<sup>3</sup> ma il Luzzone può stoccare 316 GWh di energia, ovvero 6 volte rispetto alla diga della Verzasca (50 GWh di stoccaggio a lago pieno).

### 2.1. Potenziali progetti in Ticino

Per valutare i potenziali progetti di ampliamento in Ticino sono stati considerati i principali criteri che definiscono la fattibilità per questa tipologia di progetti. La figura seguente mostra la matrice utilizzata per valutare i progetti.

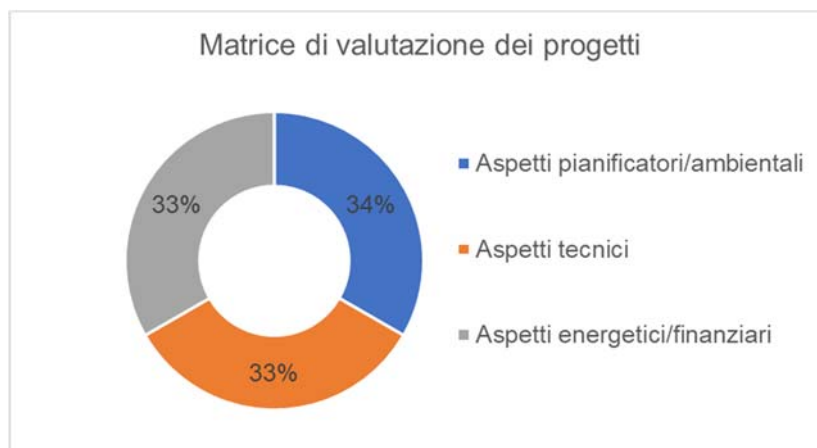


Figura 8: Matrice di valutazione dei progetti di ampliamento



### Aspetti pianificatori/ambientali

Per ogni potenziale progetto bisogna valutare il possibile impatto sul paesaggio, sugli ambienti naturali, la biodiversità e l'impatto sulla popolazione locale. La tavola rotonda ha identificato una serie di fattispecie che potrebbero ostacolare la realizzazione di questo tipo di progetti:

- Aree golenali di importanza nazionale (Art. 18a Legge federale sulla protezione della natura e del paesaggio (LPN)).
- Aree di riproduzione degli anfibi di importanza nazionale (Art. 18a LPN).
- Torbiere e paesaggi palustri di importanza nazionale (Art. 18a LPN/ 23c LPN).
- Riserva idrica e di uccelli migratori (Art. 11 Legge sulla caccia, LCP).
- Oggetti di importanza nazionale (Art. 5 LPN). In questa categoria rientra anche l'inventario federale dei paesaggi e dei monumenti naturali (IFP).
- Patrimoni naturali dell'UNESCO.
- Convenzione sulle zone umide d'importanza internazionale.
- Condizioni per ottenere le indennità di compensazione (Art. 2-5 Ordinanza sull'indennizzo delle perdite subite nell'utilizzazione delle forze idriche, OIFI).

Nella valutazione vengono considerati anche oggetti d'importanza cantonale.

Oltre agli aspetti ambientali bisogna valutare la presenza di infrastrutture o immobili che subirebbero un forte impatto dall'innalzamento.

### Aspetti tecnici

Un innalzamento di una diga presuppone che vi siano le condizioni adatte per procedere ad un ampliamento, in particolare bisogna considerare:

- Verificare se la morfologia della montagna permette un innalzamento.
- Verificare se gli aspetti statici dello sbarramento attuale permettono un ampliamento.
- Verificare che non vi siano problemi di perdite dal bacino.
- Verificare la necessità di adattare altre componenti dell'impianto (opere di prese, scarichi di fondo, ...)
- Stimare i costi complessivi dell'opera.

### Aspetti energetici

L'innalzamento deve permettere di aumentare in maniera significativa la produzione di energia elettrica nel periodo invernale. Per aumentare la produzione invernale bisogna considerare il fattore energetico della catena, la disponibilità di afflussi sufficienti per usufruire della capacità di stoccaggio supplementare. Anche la presenza di un impianto di pompaggio contribuisce ad ottimizzare l'utilizzo del bacino.

### Aspetti finanziari

L'investimento deve essere sostenibile finanziariamente in considerazione che i contributi federali coprono fino ad un massimo del 40% dell'investimento. Gli aspetti finanziari verranno valutati più dettagliatamente in una fase successiva del progetto valutando l'ammontare effettivo degli investimenti, la disponibilità dei contributi federali e la prevista evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica sul medio-lungo termine.

## 2.2. Risultati della valutazione preliminare

Un riassunto delle valutazioni effettuate per i potenziali progetti è illustrato nella tabella dell'allegato 3. Diversi progetti presentano degli aspetti critici che, allo stato attuale, rendono difficilmente realizzabile l'ampliamento. Di seguito sono riassunti i risultati delle valutazioni preliminari effettuate.

- Lucendro (valutazione 2/6)  
L'innalzamento è di fatto irrealizzabile a causa della tipologia della diga (a gravità alleggerita) che è vuota all'interno. Per poter ampliare il bacino sarebbe necessario rinforzare l'attuale sbarramento con dei costi non sostenibili.
- Luzzone (valutazione 2/6)  
La diga del Luzzone è già stata innalzata nel 1999. Un ulteriore ampliamento non sembra possibile né dal punto di vista tecnico né da quello ambientale.
- Ritom (valutazione 2/6)  
La diga del Ritom avrebbe un potenziale energetico molto interessante. I problemi di perdite dall'attuale bacino a lago pieno e le zone naturali protette presenti nelle vicinanze rendono difficile un ampliamento dello stesso.
- Verzasca-Vogorno (valutazione 2/6)

L'innalzamento della diga della Verzasca è problematico dal punto di vista tecnico e da quello pianificatorio. Le infrastrutture presenti nelle vicinanze rendono un ampliamento difficilmente realizzabile. Anche l'impatto energetico è limitato a causa del salto molto inferiore rispetto agli altri impianti situati ad alta quota.

- Robiei (valutazione 2.5/6)

Tra gli impianti considerati si tratta del bacino con la minor quantità d'energia stoccabile. Un ampliamento risulta difficilmente realizzabile dal punto di vista tecnico e finanziario.

- Naret e Cavagnoli (valutazione 4/6)

I bacini di Naret e Cavagnoli sono collegati. Un innalzamento di uno sbarramento implicherebbe l'ampliamento anche dell'altro. Inoltre la diga del Naret ha una doppia corona molto ampia. La complessità e i costi di un tale intervento ad alta quota, non sembrano al momento essere sostenibili senza un forte contributo da parte della Confederazione.

- Sella (valutazione 4.5/6)

Il progetto è fattibile dal punto di vista ambientale e da quello tecnico (innalzamento di >7 m). Il costo dell'opera dovrebbe essere relativamente ridotto. L'aumento dello stoccaggio invernale ammonterebbe ad 8-15 GWh, inferiore rispetto alla soglia di 35 GWh fissato dalla tavola rotonda per i progetti prioritari.

- Sambuco (valutazione 6/6)

Il bacino del Sambuco è il terzo con la maggior capacità in Ticino dopo Vogorno e Luzzone ed il secondo se si considera l'energia elettrica stoccabile (172 GWh). Dall'analisi preliminare risulta che il progetto del Sambuco è l'unico che soddisfa pienamente i criteri ambientali, tecnici e pianificatori.

- Il progetto ha un impatto limitato sul territorio (vedi allegato 8).
- La diga e la conformazione della valle permettono un ampliamento del bacino senza la necessità di rinforzare la diga esistente.
- Gli afflussi del bacino e l'impianto di pompaggio permettono di incrementare sensibilmente l'energia stoccata nel periodo invernale (allegati 4 e 5). L'aumento dello stoccaggio ha effetto su tutta la catena della Maggia aumentando sensibilmente la produzione nel periodo invernale. L'acqua stoccata nel bacino Sambuco può infatti essere turbinata non solo nella centrale di Peccia ma anche nelle successive centrali di Caveragno, Borgnone, Verbano con un salto di 1'200 m fino al lago Verbano.
- L'ampliamento rientra nei progetti d'interesse nazionale come indicato nell'articolo 8 dell'Ordinanza sull'energia (OEn) in quanto la capacità aggiuntiva del bacino è di almeno 10 GWh.

A conferma di questa valutazione il progetto è stato inserito tra i 15 progetti prioritari a livello federale. Dalle prime analisi effettuate risulta che anche a livello finanziario l'investimento sia sostenibile con i sussidi federali previsti.

### 3 L'impianto del Sambuco e la centrale di Peccia

L'impianto è stato costruito tra il 1954 e il 1956 dalle Officine Idroelettriche della Maggia SA (OFIMA). La diga del Sambuco funge da bacino di accumulazione per la sottostante centrale di Peccia e le sottostanti centrali di OFIMA. L'acqua accumulata viene dapprima convogliata nella galleria di adduzione che ha una lunghezza di 5'340 m, un diametro interno di 2 metri e un salto utile lordo medio di 425 metri. Di seguito l'acqua viene turbinata nella centrale in caverna di Peccia attraverso due turbine Pelton da 24 MW. L'acqua defluisce quindi nell'omonimo bacino di compenso, unendosi al deflusso della centrale Bavona e agli afflussi della zona di Peccia. Da qui alimenta dapprima la centrale di Caverigno per poi defluire tramite una galleria lunga 24 km, nella quale convergono anche gli afflussi delle principali valli laterali, nel bacino di compenso di Palagnedra, nelle Centovalli. Prima di entrare nel bacino di Palagnedra, le acque vengono dapprima turbinate nella centrale di Borgnone, recentemente realizzata, per poi raggiungere, attraverso una galleria sotto carico, la centrale Verbano e infine il Lago Maggiore.

Nella centrale di Peccia vi è anche una turbina Kaplan da 1 MW che sfrutta il salto di 90 metri proveniente dalla presa Corgello. Dopo essere stata turbinata l'acqua proveniente dalla presa Corgello viene di norma stoccata nel bacino del Sambuco attraverso due pompe da 12 MW. Attraverso delle pompe di adduzione è inoltre possibile pompare l'acqua del bacino di compenso nel bacino del Sambuco.

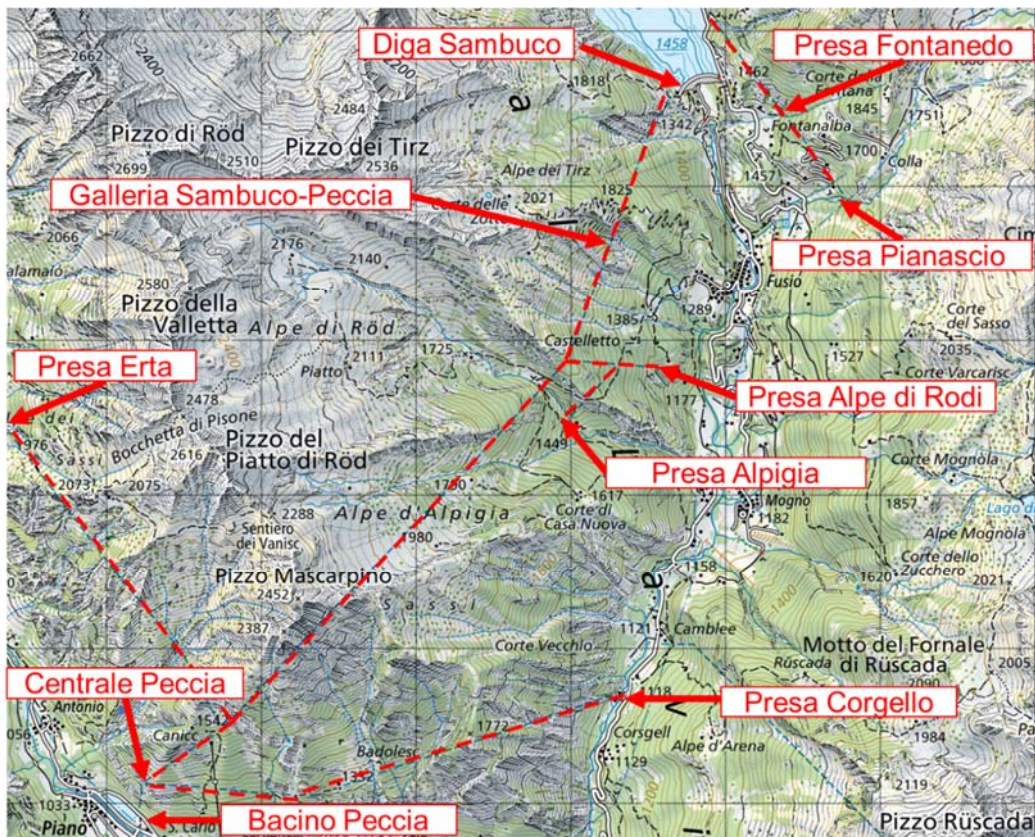


Figura 9: Ubicazione delle principali parti dell'impianto Peccia-Sambuco (tratteggiato condotte)

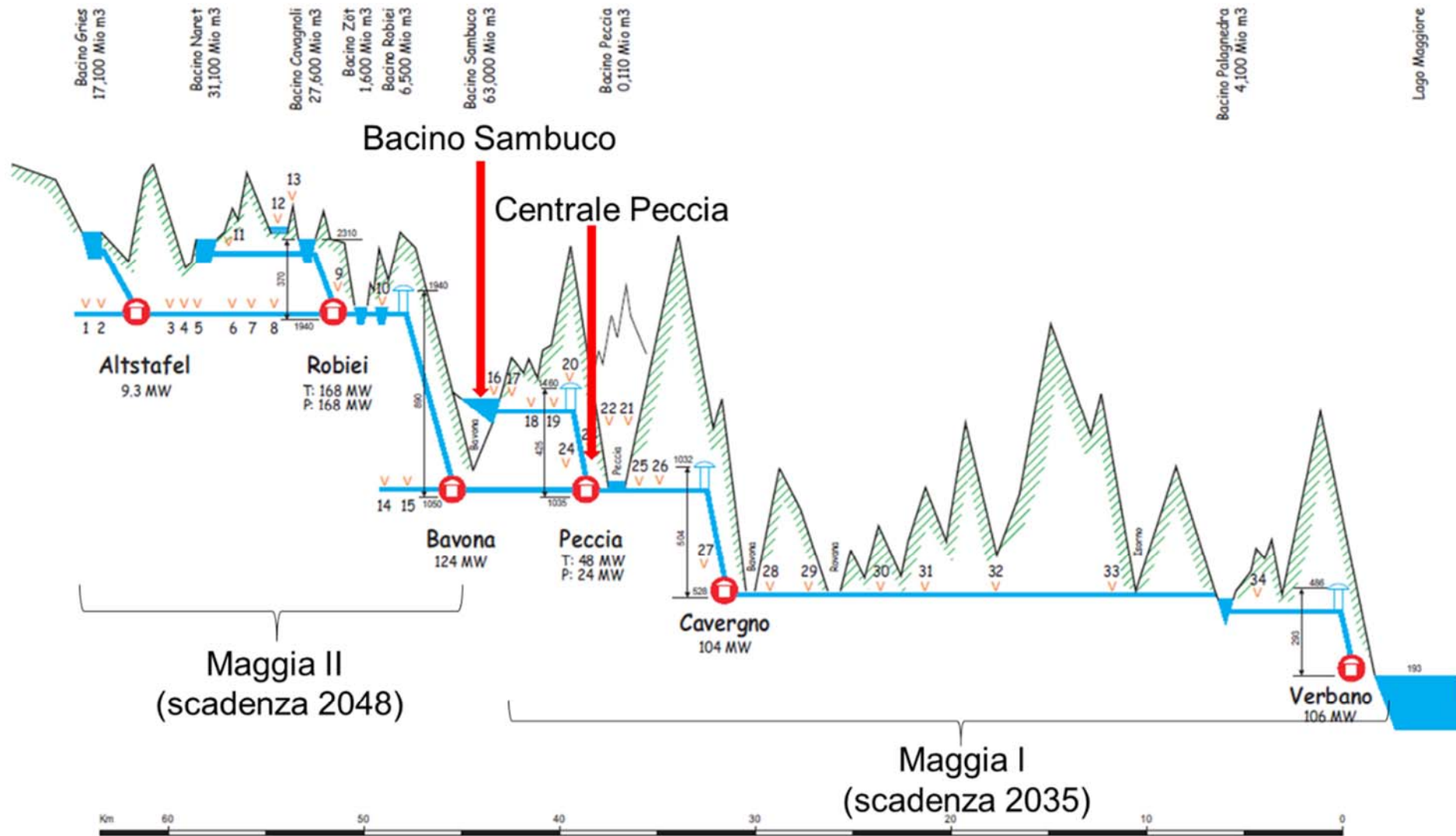


Figura 10: Illustrazione della catena di produzione di OFIMA (fonte: OFIMA)

### **Informazioni generali**

Nome dell'impianto:	Lago di Sambuco e centrale Peccia
Ubicazione:	Comune di Lavizzara
Gestore dell'impianto:	Ofima SA
Concessione:	Decreto legislativo del 10.3.1949. Scadenza concessione 2035.

### **Dati tecnici bacino Sambuco**

Tipo diga:	Arco-gravità con fondazione in roccia
Quota massima bacino:	1'461 m.s.m.
Altezza bacino:	130 m
Lunghezza coronamento:	363 m
Volume del bacino:	63 mio m <sup>3</sup>
Superficie del bacino	1.11 km <sup>2</sup>
Superficie bacino imbrifero:	57.2 km <sup>2</sup>

### **Prese e condotte**

Lunghezza galleria	5'340 m
Diametro galleria d'adduzione	2.15-2.20 m
Presa Ertà:	afflussi Q=1.9 m <sup>3</sup> /s, quota presa 1'480 m.s.m
Prese Fontanedo e Pianascio:	afflussi Q=4.4 m <sup>3</sup> /s, quota presa 1'484 m.s.m.
Presa Alpe di Rodi e Alpigia:	afflussi Q=1.5 m <sup>3</sup> /s, quota presa 1'475 m.s.m
Corgello:	afflussi Q=7.4 m <sup>3</sup> /s, quota presa 1'098 m.s.m

### **Centrale di produzione**

Quota centrale	1'035 m.s.m.
Salto lordo medio:	425 m
Portata nominale:	14.5 m <sup>3</sup> /s
Potenza turbinaggio:	2 gruppi con turbine Pelton da 24 MW e 1 turbina Kaplan da 1 MW
Potenza pompaggio:	2 pompe ad asse orizzontale da 12 MW.
Produzione media:	85 GWh/anno di cui 61 GWh in inverno.
Volume bacino di compenso:	110'000 m <sup>3</sup>

## 4 Descrizione tecnica del progetto

In passato OFIMA ha effettuato diversi studi sull'innalzamento della diga del Sambuco e il potenziamento della centrale di Peccia. Recentemente è stato anche svolto un lavoro di diploma dell'ETHZ<sup>3</sup> che ha studiato un ampliamento del bacino del Sambuco sotto i diversi aspetti. Nel 2021 AET ha commissionato uno studio ad IM Maggia per valutare possibili scenari di potenziamento dell'impianto. La descrizione che segue riassume gli esiti dei vari studi e presenta il progetto di massima per il suo consolidamento nel Piano direttore.

### 4.1. Innalzamento della diga

Le pendici della montagna in cui è incassato l'arco della diga sono costituite da roccia metamorfica compatta (Gneiss). Il versante sinistro della montagna è molto ripido e consente un innalzamento della diga fino a un'altezza di 1500 m s.l.m. ( $\Delta h = 39$  m) o addirittura superiore. Il versante destro, invece, si appiattisce con l'aumentare della quota e rappresenta quindi un fattore limitante, consentendo un'altezza massima della diga fino a una quota di 1473.5 m s.l.m. ( $\Delta h = 12.5$  m). L'innalzamento effettivo andrà approfondito nell'ambito della progettazione di dettaglio dell'impianto considerando il rapporto costi-benefici. A livello di studio preliminare si può ipotizzare che l'optimum dovrebbe situarsi tra i 10 m e i 15 m. A livello di impatto visivo l'intervento non presenta particolari criticità come confermato dallo studio di Ecocontrol (vedi allegato 8).



Figura 11: Rendering dell'innalzamento 15 metri

Il coronamento della diga è costituito da 16 blocchi separati, larghi circa 20 m e alti 2.5 m. Per la costruzione del corpo diga aggiuntivo, è necessario innanzitutto rimuovere 3 m della cresta di calcestruzzo esistente fino a raggiungere l'ultimo giunto orizzontale, situato a 1459 m s.l.m. Di seguito verranno installati i blocchi di calcestruzzo da 20 m per arrivare fino alla quota desiderata.

<sup>3</sup> Study of an extension of the Sambuco reservoir, Lamberti. 2020

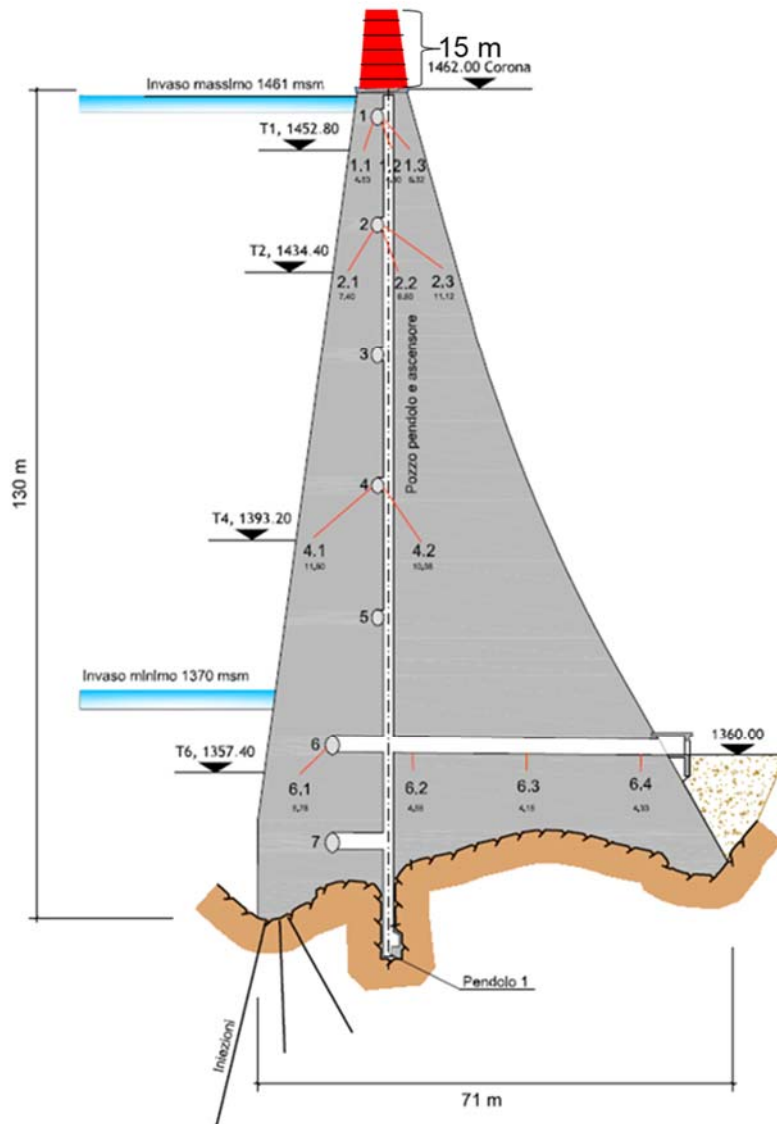


Figura 12: Sezione della diga con innalzamento di 15 m in rosso (fonte: OFIMA)

#### 4.2. Nuovo sfioratore

Lo sfioratore è un dispositivo di sicurezza usato per far fuoriuscire le acque dal bacino in maniera controllata attraverso delle paratoie al livello massimo del bacino. Nel caso del bacino di Sambuco, lo sfioratore esistente è situato sul lato destro della diga, e limita il livello massimo operabile dell'invaso a una quota di 1461 m.s.m. Di conseguenza, un innalzamento della diga richiede la costruzione di un nuovo sfioratore. L'innalzamento di questa componente non presenta particolari problemi dal punto di vista tecnico.



Figura 13: Sfiatore della diga del Sambuco (fonte: Ecocontrol 2022)

#### 4.3. Ampliamento pozzo piezometrico

Il pozzo piezometrico è un pozzo verticale che si utilizza nelle centrali idroelettriche. Il pozzo ha la funzione di proteggere dal colpo d'ariete la condotta forzata posta a monte della centrale. Il colpo d'ariete si genera a causa di una brusca interruzione del flusso dell'acqua nella condotta (p. es. chiusura improvvisa delle valvole in centrale). Per assorbire tale sovrappressione, che potrebbe danneggiare la condotta, si utilizza il pozzo piezometrico, costruito a monte della condotta forzata, nel quale viene dissipata la sovrappressione in una camera d'espansione in caverna. L'altezza del pozzo piezometrico è tale da raggiungere almeno la quota di massimo invaso nel lago posto a monte. Per questo motivo con l'innalzamento della diga sarà necessario ampliare anche la camera d'espansione.



Figura 14: Funzionamento del pozzo piezometrico

#### 4.4. Innalzamento della strada che costeggia il lago

L'attuale strada che costeggia il lago Sambuco per circa 3 km è situata ad un'altitudine di circa 1'465 m.s.m. La strada è aperta al pubblico nel periodo estivo e viene utilizzata per raggiungere la diga del Naret oltre che per scopi agricoli e turistici. La strada è gestita da un consorzio composto da OFIMA (51%), Comune di Lavizzara (37%) e i patriziati di Airolò (8%) e Fusio (4%). Con l'innalzamento della diga l'attuale strada andrà dismessa e sarà necessario realizzare una nuova strada ad una quota superiore. Sono ipotizzabili diversi tracciati che andranno valutati attentamente considerando gli aspetti geologici, ambientali, i costi e le esigenze degli utenti. Per il primo tratto andrà realizzato verosimilmente un tunnel per evitare una zona con pericoli di caduta massi. Nell'allegato 6 è illustrato un possibile tracciato della strada con un primo tratto di circa 500 metri realizzato in galleria. Per la realizzazione della galleria dovranno essere scavati all'incirca 9'000 m<sup>3</sup> di roccia.



Figura 15: Tracciato attuale della strada (in rosso) e possibile tracciato futuro (in giallo)

#### 4.5. Rinnovo della centrale di Peccia

I gruppi di produzione (turbine, generatori) della centrale Peccia sono a fine vita e andranno sostituiti a medio termine. Nell'ambito dello studio per il rinnovo è stato verificato che il sistema di adduzione presenta una riserva di capacità. La portata nel sistema può essere aumentata dagli attuali 14.5 m<sup>3</sup>/s fino ad un massimo di 20 m<sup>3</sup>/s. Il potenziamento porterebbe ad un aumento della potenza installata da 48 MW (2 turbine da 24 MW)



a 62 MW (2 turbine da 31 MW). In contemporanea si potrebbe potenziare l'impianto di pompaggio da 24 MW (2 pompe da 12 MW) a 40 MW (due pompe da 20 MW o una pompa da 40 MW). Con la sostituzione dei gruppi si avrà un aumento della produzione di circa il 5%-7% grazie alla maggior efficienza delle nuove macchine. Il potenziamento potrebbe venir realizzato nell'attuale caverna senza la necessità di interventi di ampliamento dell'attuale centrale o la costruzione di edifici esterni.

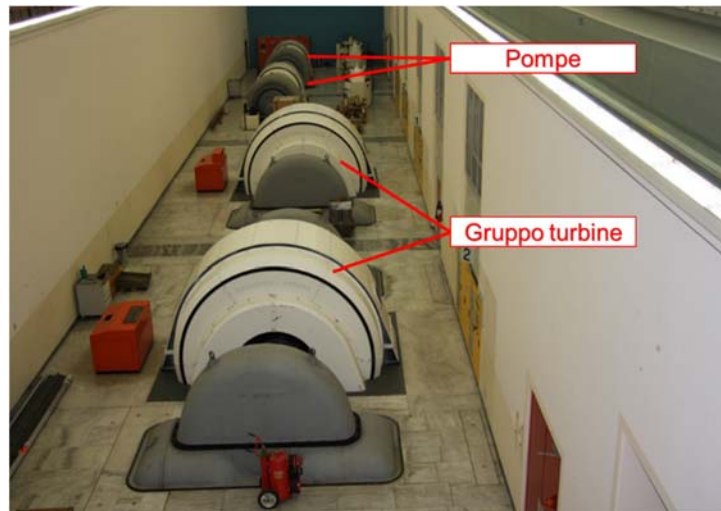


Figura 16: Vista dall'interno della centrale Peccia con i due gruppi turbine e le due pompe (foto: Studio IM Maggia)

Nella figura seguente è illustrato lo schema idraulico della variante selezionata per il potenziamento con le nuove turbine e le nuove pompe.

Con il previsto forte aumento della produzione elettrica fotovoltaica ed eolica in Svizzera e all'estero si avrà una sempre maggiore variabilità delle produzioni, dei prezzi di mercato e una maggiore necessità di regolazione della rete. L'aumento della potenza installata per il turbinaggio e il pompaggio permetterà di aumentare la flessibilità della centrale e sfruttare in maniera ottimale le acque captate e contribuirà a stabilizzare la domanda d'energia durante l'anno.

#### Variante 1a:

2 gruppi Pelton orizzontali gemelle  
2 pompe

2 x 31 MW  
2 x 20 MW

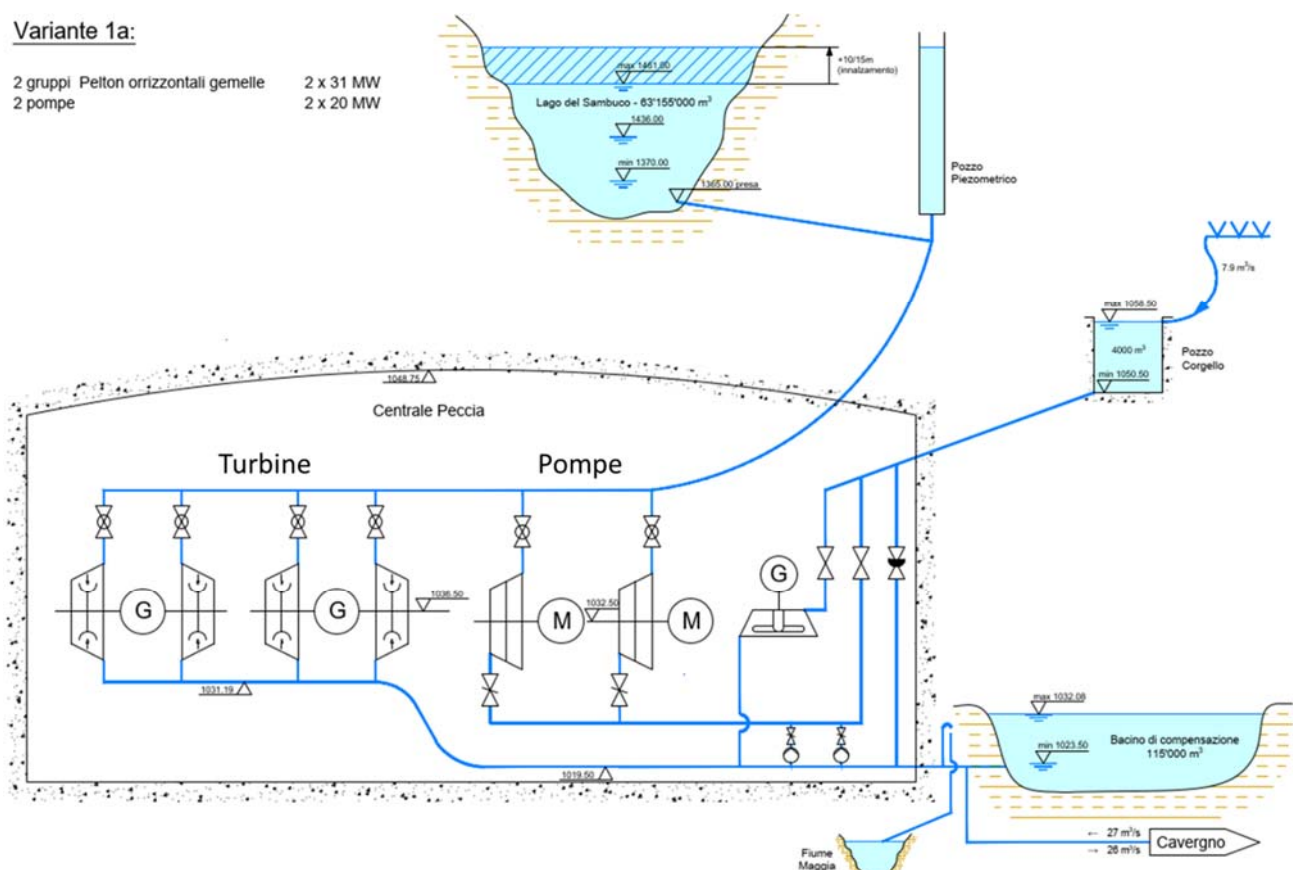


Figura 17: Schema della centrale dopo il rinnovo (fonte: Studio IM Maggia)

#### 4.6. Ampliamento del bacino di compenso

Nell'ottica dell'implementazione della strategia energetica 2050, gli impianti di pompaggio giocano un ruolo essenziale per ottimizzare la produzione elettrica. Il pompaggio permette di stoccare l'energia nel bacino del Sambuco nei periodi in cui vi è un'eccedenza di produzione, per esempio nel periodo estivo durante il giorno quando la produzione fotovoltaica è molto elevata. L'impianto di pompaggio risulta tanto più efficace tanto è la dimensione del bacino di compenso. Secondo alcune valutazioni preliminari (vedi schema nell'allegato 7) sarebbe possibile aumentare la capacità del bacino di compenso di circa il 50% portando la capienza a circa 160'000 m<sup>3</sup>. L'ampliamento possibile del bacino è limitato dalla montagna a nord-ovest e dal fiume e da edifici privati nel lato sud-est. Attraverso questo ampliamento risulterebbe un aumento del volume di pompaggio durante l'anno e un sensibile aumento dei ricavi. I maggiori ricavi previsti andranno messi in relazione con i costi d'investimento e le eventuali criticità che emergeranno durante la fase di progettazione.



Figura 18: Bacino di compenso di Peccia (veduta verso sud e verso nord)

#### 4.7. Altri interventi

Al momento non risultano necessari ulteriori interventi alle altre principali componenti dell'impianto (sistema di adduzione, prese, scarichi). Non si esclude che possa emergere la necessità di altri interventi minori durante la fase di progettazione.

#### 4.8. Stima dei costi

La stima d'investimento per l'ampliamento del bacino del Sambuco e il potenziamento della centrale Peccia è stata calcolata con una precisione del +/-20% e comprende i costi di progettazione e gli imprevisi.

La stima dei costi d'investimento è suddivisa nelle seguenti voci principali:

Opera	Stima investimento
Innalzamento diga del Sambuco	Lavori di genio civile CHF 61.3 mio
Opere idrauliche accessorie (sfioratore, pozzo piezometrico, ...)	
Nuova strada con tratto in galleria	Parti elettromeccaniche CHF 44.0 mio
Rinnovo completo centrale Peccia	
Ampliamento bacino demodulazione	
Progettazione / costi generali	Costi generali: CHF 21.1 mio
<b>Totale</b>	<b>CHF 126.4 mio</b>

Gli importi non considerano l'IVA le possibili perdite di produzione di energia elettrica durante la fase di cantiere.

## 5 Analisi degli impatti ambientali

Per l'inserimento del potenziamento dell'impianto idroelettrico del Sambuco nel Piano direttore sono stati valutati i possibili conflitti di tipo paesaggistico e ambientale.

Sono state constatate delle zone di pericolo (o pericolo indicativo) sia nella valle del Sambuco (zone valangarie e scivolamento profondo) sia a Piano di Peccia (zona valanga e crollo). Si segnala che oltre alle zone di pericolo già definite, si dovrà tener conto che praticamente in tutte le aree di progetto possono esserci fenomeni di crolli e valangari. Sulla base dei monitoraggi già eseguiti si può comunque escludere fenomeni di scivolamenti di versante per il bacino del Sambuco. Queste zone di pericolo andranno indagate nell'ambito della pianificazione delle utilizzazioni.

Sul piano paesaggistico non sono stati costatati impatti particolari, in quanto vengono modificati e ampliati elementi già esistenti nel comprensorio e la percezione del paesaggio rimarrà invariata rispetto allo stato attuale.

Per quanto riguarda gli aspetti naturali, il regime idrico a valle della diga rimarrà invariato rispetto allo stato attuale (nessuna modifica sui deflussi minimi o sul regime di sfioro) per cui non si prevedono impatti sulle zone golenali della Maggia.

Per gli aspetti legati alla fauna sarà da approfondire la tematica dell'avifauna (presenza di balestrucci sulla diga) per la fase di cantiere. L'impatto del progetto sullo spazio vitale per rettili, iscritto all'inventario ISVR, sarà da approfondire nell'ambito della pianificazione delle utilizzazioni quando verranno valutate possibili misure di compensazione da realizzare in loco in sostituzione degli ambienti persi.

L'innalzamento del lago e lo spostamento della strada interessano zone boschive, corsi d'acqua (in particolare il tratto della Maggia a monte del bacino) e zone prative di pascolo. A Piano di Peccia l'ampliamento del bacino interessa pure zone boschive, aree agricole e lo spazio riservato alle acque. Nelle prossime fasi pianificatorie vi sarà quindi la necessità di approfondire questi temi e verificare le superfici perse, quelle che dovranno essere dissodate e quelle (agricole) che potranno essere compensate. In generale saranno da prevedere i necessari compensi agli impatti previsti.

L'innalzamento del lago ha un impatto limitato sulle vie storiche di importanza regionale o locale presenti nel comparto e sulla rete sentieristica generale. Sarà comunque necessario valutare la riorganizzazione della rete di sentieri, anche in funzione della nuova strada, al fine di rendere agibili le vie storiche a progetto ultimato. Si dovrà inoltre verificare se la vecchia strada potrà essere ancora utilizzata o se più opportuno un suo abbandono con relativa riqualifica del tratto.

Nelle prossime fasi progettuali sarà inoltre necessario approfondire le tematiche legate al cantiere, come la gestione del materiale di scavo (derivante dalla galleria della nuova strada) e il traffico indotto.

Il rapporto completo di Ecocontrol è inserito nell'allegato 8.

## 6 Conclusioni

### Importanza del progetto a livello nazionale

Per l'attuazione della strategia energetica 2050 è essenziale aumentare la capacità di stoccaggio di energia nel periodo invernale. L'innalzamento della diga del Sambuco è il progetto con il maggior potenziale in Ticino. Vi sono diverse argomentazioni a favore di questo progetto:

- A differenza di altri progetti elencati nel capitolo 2.2 le zone toccate dall'ampliamento del bacino del Sambuco non comprendono zone di protezione del paesaggio, ambienti protetti a livello federale o altre infrastrutture sensibili.
- La staticità della diga e la morfologia della valle permettono un ampliamento del bacino a dei costi ragionevoli.
- Gli afflussi del bacino imbrifero del Sambuco permettono di utilizzare la capacità supplementare e quindi vi è la possibilità di aumentare sensibilmente l'energia stoccata nel periodo invernale.
- La presenza di un impianto di pompaggio e il suo potenziamento permettono di ottimizzare l'utilizzo dell'impianto spostando la produzione quando vi è maggiore necessità di energia in Svizzera.
- L'acqua stoccata nel bacino Sambuco può essere turbinata nelle centrali di Peccia, Cavigno, Borgnone, Verbano con un salto di 1'200 m fino al lago Verbano. Lo sfruttamento dell'acqua risulta quindi ottimale.

Nella tabella seguente sono riassunti gli elementi principali del progetto dal punto di vista energetico.

Parametri dell'impianto	Stato attuale	Stato dopo ampliamento	Variazione in %
Capacità bacino	63 mio m <sup>3</sup>	75 mio m <sup>3</sup> – 80 mio m <sup>3</sup>	+20-27%
Potenza turbinaggio	48 MW	62 MW	+29%
Potenza pompaggio	24 MW	40 MW	+67%
Energia prodotta	85 GWh	90 GWh	+6%
Pompaggio	7 GWh	60 GWh	+750%
Energia invernale stoccabile <sup>4</sup>	172 GWh	207-221 GWh	+22%-30%
Superficie lago Sambuco	1.11 km <sup>2</sup>	1.25 km <sup>2</sup>	+12%
Volume bacino di compenso	110'000 m <sup>3</sup>	160'000 m <sup>3</sup>	+45%

Tabella 1: Riassunto degli effetti principali del progetto

### Proseguimento del progetto

La realizzazione del progetto di ampliamento rende necessario un percorso procedurale di consolidamento formale a fasi, così caratterizzato:

- **Fase 1:** Allestimento dello Studio di fattibilità e inserimento nella scheda V3 del Piano direttore cantonale (2022-2023).
- **Fase 2:** Approfondimento a livello di progetto di massima (fase 31 SIA) (2022-2023)  
Nella fase di progettazione di massima bisognerà stabilire la quota ideale di innalzamento della diga (da 10 a 15 m) in considerazione dei costi dell'opera. Per valutare questi aspetti andranno eseguite delle analisi geologiche più approfondite.  
Un ampliamento del bacino di compenso permette un maggiore utilizzo del pompaggio e un'ottimizzazione migliore della produzione dell'impianto e della catena della Maggia nel suo complesso. Durante la fase di progettazione bisognerà verificare in maniera dettagliata il rapporto costi-benefici per questo investimento. Parallelamente dovrà essere eseguito il rapporto d'impatto ambientale di fase 1 (RIA 1) con elaborazione del quaderno dei compiti dei temi da approfondire.  
Sono ipotizzabili vari tracciati per la nuova strada. Oltre ai costi e gli aspetti ambientali andrà considerata anche la sicurezza del tracciato (frammenti, valanghe, ecc.).
- **Fase 3:** Pianificazione delle utilizzazioni, allestimento del progetto definitivo, rapporto d'impatto ambientale di fase 2 (RIA 2) e procedura autorizzativa (fase 32-33 SIA) (2024-2026)  
Questa fase comprende la progettazione definitiva, l'elaborazione del RIA 2, la pianificazione delle utilizzazioni e la domanda di costruzione. Per questi ultimi due punti la procedura si può svolgere o

<sup>4</sup> Considerando la catena della Maggia.

tramite piano di utilizzazione cantonale (Art. 44 LST) a cui deve seguire una domanda di costruzione, oppure tramite un piano particolareggiato cantonale con autorizzazione a costruire (Art. 55a LST). Quest'ultimo è un nuovo strumento pianificatorio che permette di autorizzare la costruzione di edifici e impianti d'interesse cantonale o regionale. La scelta dello strumento pianificatorio più opportuno avverrà in base all'evoluzione del progetto.

In questa fase verranno inviate le richieste per l'ottenimento dei contributi federali previsti per la realizzazione delle opere.

- **Fase 4:** Allestimento delle gare d'appalto, del progetto esecutivo e realizzazione del progetto (2026-2030)  
La fase 4 comprende la procedura degli appalti e la fase esecutiva del progetto (fasi 41-53 SIA).

### **Procedura di riversione**

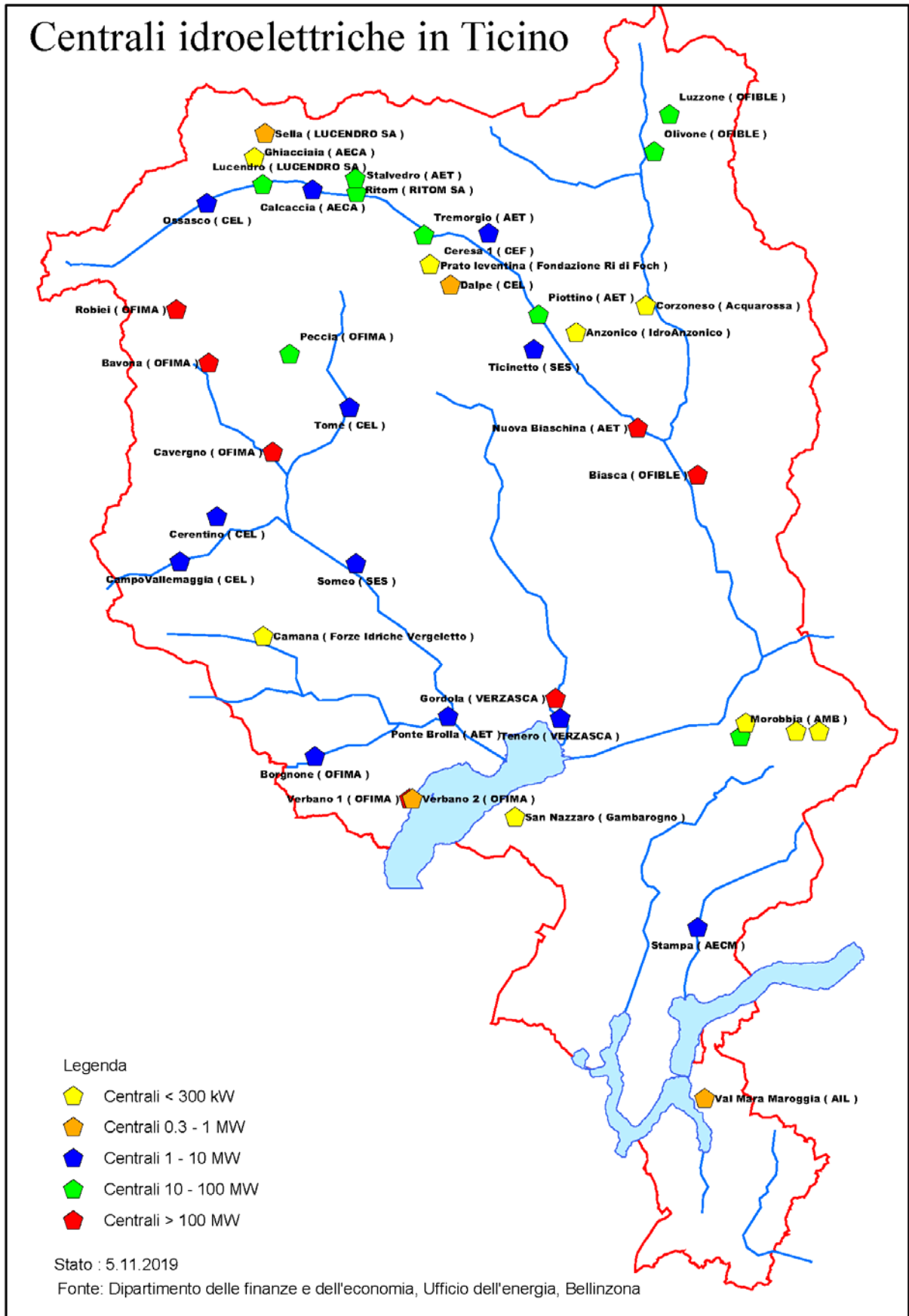
Parallelamente alle procedure autorizzative è necessario considerare gli aspetti legati alla riversione. Nel 2022 è stata avviata la procedura di riversione degli impianti Maggia. A questo scopo è stato creato un gruppo di lavoro composto da rappresentanti di OFIMA, Cantone Ticino e AET.

Secondo la Legge federale sull'utilizzazione delle forze (LUF1) all'art. 69 negli ultimi dieci anni prima della scadenza della concessione, il concessionario deve intraprendere, contro piena indennità, tutti i lavori di trasformazione, in particolare di modernizzazione e ampliamento dell'impianto, prescritti dall'autorità concedente in vista del trasferimento dell'impianto a un altro gestore (in questo caso AET).

La realizzazione di questo progetto di ampliamento dovrà quindi essere coordinata nell'ambito della procedura di riversione.

**ALLEGATI**

ALLEGATO 1: Impianti idroelettrici in Ticino



**ALLEGATO 2: Principali impianti idroelettrici in Ticino con potenza >1 MW (fonte: UFE 2021)**

Nome impianto	Comune	Potenza installata in MW	Produzione invernale in GWh	Produzione estiva in GWh	Produzione annua in GWh	Produzione invernale in %	Gestore	Anno costruzione	Scadenza concessione
Biasca	Biasca	324	313	375	688	45%	OFIBLE	1959	2042
Verbano	Brissago	146	217	290	507	43%	OFIMA	1953	2035
Cavergho	Cavergho	104	201	197	398	50%	OFIMA	1955	2035
Nuova Biaschina	Personico	135	142	240	382	43%	AET	1966	-
Bavona	San Carlo	124	177	147	324	55%	OFIMA	1966	2048
Piottino	Lavorgo	60	128	172	300	43%	AET	1932	-
Verzasca (Gordola)	Gordola	105	100	115	215	47%	VERZASCA	1965	2046
Olivone	Olivone	120	140	70	210	67%	OFIBLE	1962	2042
Ritom	Piotta	44	86	75	160	53%	FFS	1920	2085
Lucendro	Airolo	58	70	33	102	68%	LUCENDRO	1947	2024
<b>Sambuco-Peccia</b>	<b>Lavizzara</b>	<b>48</b>	<b>61</b>	<b>25</b>	<b>85</b>	<b>71%</b>	<b>OFIMA</b>	<b>1955</b>	<b>2035</b>
Stalvedro (AET)	Piotta	13	22	33	55	40%	AET	1968	-
Morobbia	Giubiasco	15	15	28	42	35%	AMB	1903	2050
Robiei	Robiei	165	27	4	30 <sup>5</sup>	88%	OFIMA	1968	2048
Luzzone	Ghirone	19	6	21	27	21%	OFIBLE	1963	2042
Giumaglio	Giumaglio	9	9	16	25	36%	SES	1967	2045
Stampa	Sonvico	4	8	7	15	53%	AEM	1926	2032
Calcaccia	Airolo	3	5	9	14	36%	AECA	1922	2043
Ponte Brolla	Ponte Brolla	3	5	8	13	40%	AET	1904	-
Verzasca (Tenero)	Tenero	4	5	7	12	42%	VERZASCA	1972	2046
Borgnone	Palagnedra	3	5	6	11	45%	OFIMA	2018	2035
Ceresa 1	Faido	2	4	7	11	40%	CEF	1950	2046
Cerentino	Cerentino	2	3	8	11	26%	CEL	2004	2059
Ticinetto	Chironico	3	3	8	11	24%	SES	1907	2038
Campo Vallemaggia	C. Vallemaggia	3	2	6	9	27%	CEL	2002	2059
Tremorgio	Rodi-Fiesso	10	6	1	7	82%	AET	1925	-
Tomè	Broglio	2	2	5	7	30%	CEL	2016	2056
Valmara	Maroggia	1	2	3	6	44%	AIL	1890	2043
Piumogna, Dalpe	Dalpe	1	1	4	5	24%	CEL	2000	2040
Ossasco	Bedretto	1	1	4	5	26%	CEL	2012	2051
Sella	Airolo	2	2	1	3	69%	LUCENDRO	1991	2024
Sigirino	Sigirino	1	1	2	3	39%	AIL	2015	-
Corgello-Peccia	Lavizzara	1	1	1	2	30%	OFIMA	1991	2035

<sup>5</sup> Valore al netto del pompaggio



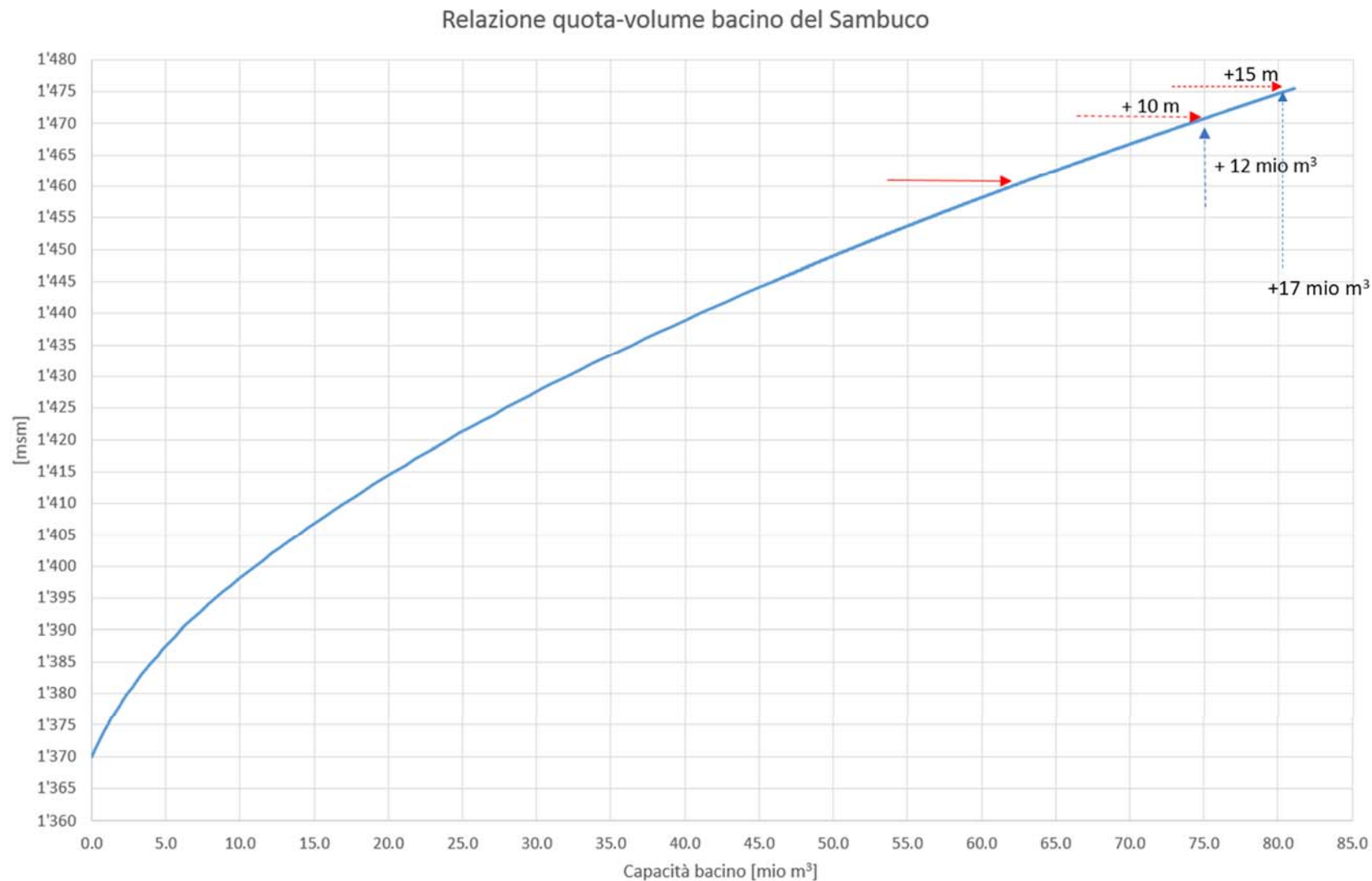
**ALLEGATO 3: Tabella valutazione dei potenziali progetti di innalzamento dei bacini in Ticino**

La tabella mostra le valutazioni sui possibili progetti di ampliamento in Ticino. Il progetto di ampliamento del Sambuco risulta soddisfare tutti i criteri.

Valutazione	Lucendro	Sella	Ritom	Sambuco	Cavagnoli	Naret	Robiei	Verzasca	Luzzone
<b>Volume bacino</b>	25 mio m <sup>3</sup>	9 mio m <sup>3</sup>	48 mio m <sup>3</sup>	64 mio m <sup>3</sup>	29 mio m <sup>3</sup>	31 mio m <sup>3</sup>	6 mio m <sup>3</sup>	85 mio m <sup>3</sup>	107 mio m <sup>3</sup>
<b>Rendimento</b>	4.11 kWh/m <sup>3</sup>	4.36 kWh/m <sup>3</sup>	3.50 kWh/m <sup>3</sup>	2.7 kWh/m <sup>3</sup>	4.37 kWh/m <sup>3</sup>	4.56 kWh/m <sup>3</sup>	3.71 kWh/m <sup>3</sup>	0.61 kWh/m <sup>3</sup>	2.8 kWh/m <sup>3</sup>
<b>Energia stoccabile</b>	102 GWh	39 GWh	168 GWh	172 GWh	126 GWh	141 GWh	22 GWh	51 GWh	299 GWh
<b>Aspetti pianificatori e ambientali</b>	1/2 Riserva naturale nei paraggi. Zona protezione paesaggio	1.5/2 Zona protezione paesaggio	0/2 Zona naturale d'interesse e infrastrutture presenti	2/2 Nessuna zona protetta.	1.5/2 Zona protezione paesaggio	1.5/2 Zona protezione paesaggio	1.5/2 Zona protezione paesaggio	0/2 Numerose infrastrutture presenti (abitazioni e strade).	1/2 Zona di protezione nei paraggi.
<b>Aspetti tecnici</b>	0/2 Struttura della diga non adatta	2/2 Innalzamento fino a 7 m possibile	0/2 Conformazione montagna sfavorevole, perdite della diga.	2/2 Innalzamento fino a 15 m possibile	1/2 Innalzamento possibile. Difficilmente raggiungibile. Collegato al Naret.	1/2 Innalzamento possibile. Doppia corona. Collegato al Cavagnoli.	1/2 Morfologia non particolarmente adatta.	1/2 Innalzamento tecnicamente complesso.	0/2 Innalzamento ulteriore difficile.
<b>Aspetti energetici e finanziari</b>	1/2 Benefici moderati	1/2 Benefici moderati +8-15 GWh produzione invernale	2/2 Benefici elevati grazie al pompaggio	2/2 Benefici elevati grazie al pompaggio e l'ottimizzazione della catena OFIMA	1.5/2 Benefici elevati grazie al pompaggio	1.5/2 Benefici elevati grazie al pompaggio	0/2 Benefici limitati, si tratta di un bacino utilizzato per il pompaggio.	1/2 Benefici moderati a causa del salto ridotto.	1/2 Benefici moderati senza pompaggio
<b>Valutazione globale</b>	2/6	4.5/6	2/6	6/6	4.0/6	4.0/6	2.5/6	2/6	2/6

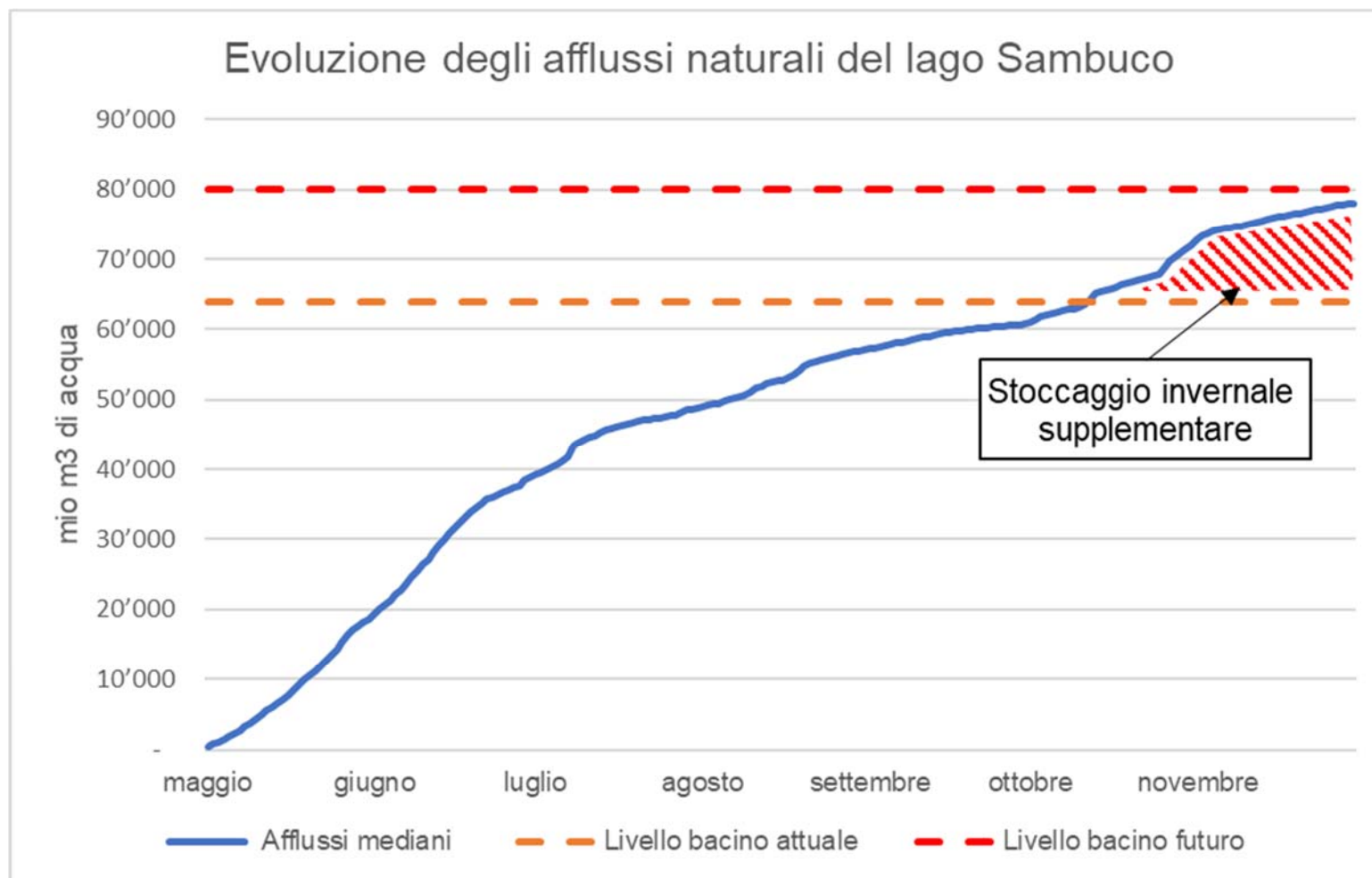
**ALLEGATO 4: Aumento della capacità del bacino Sambuco in relazione all'innalzamento (fonte: OFIMA)**

Il grafico mostra l'aumento della capacità del bacino in relazione all'innalzamento della diga.



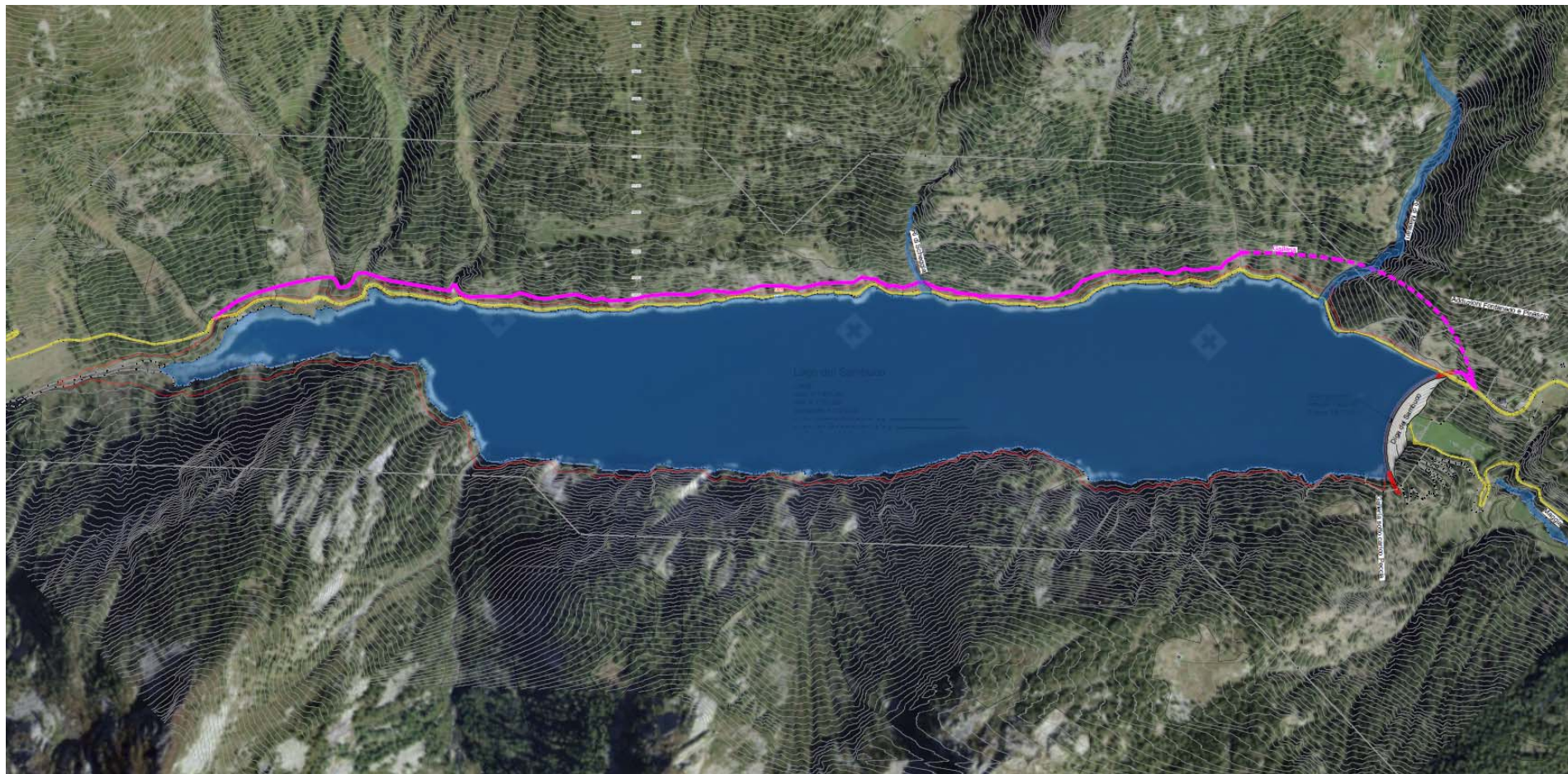
**ALLEGATO 5: Afflussi annuali nel bacino del Sambuco (fonte: OFIMA)**

Il grafico seguente mostra gli afflussi mediani al bacino Sambuco negli ultimi 20 anni. I valori mediani un maggior potenziale di stoccaggio invernale rispetto all'attuale capacità del bacino. Gli afflussi non considerano il possibile pompaggio dal bacino di demodulazione.



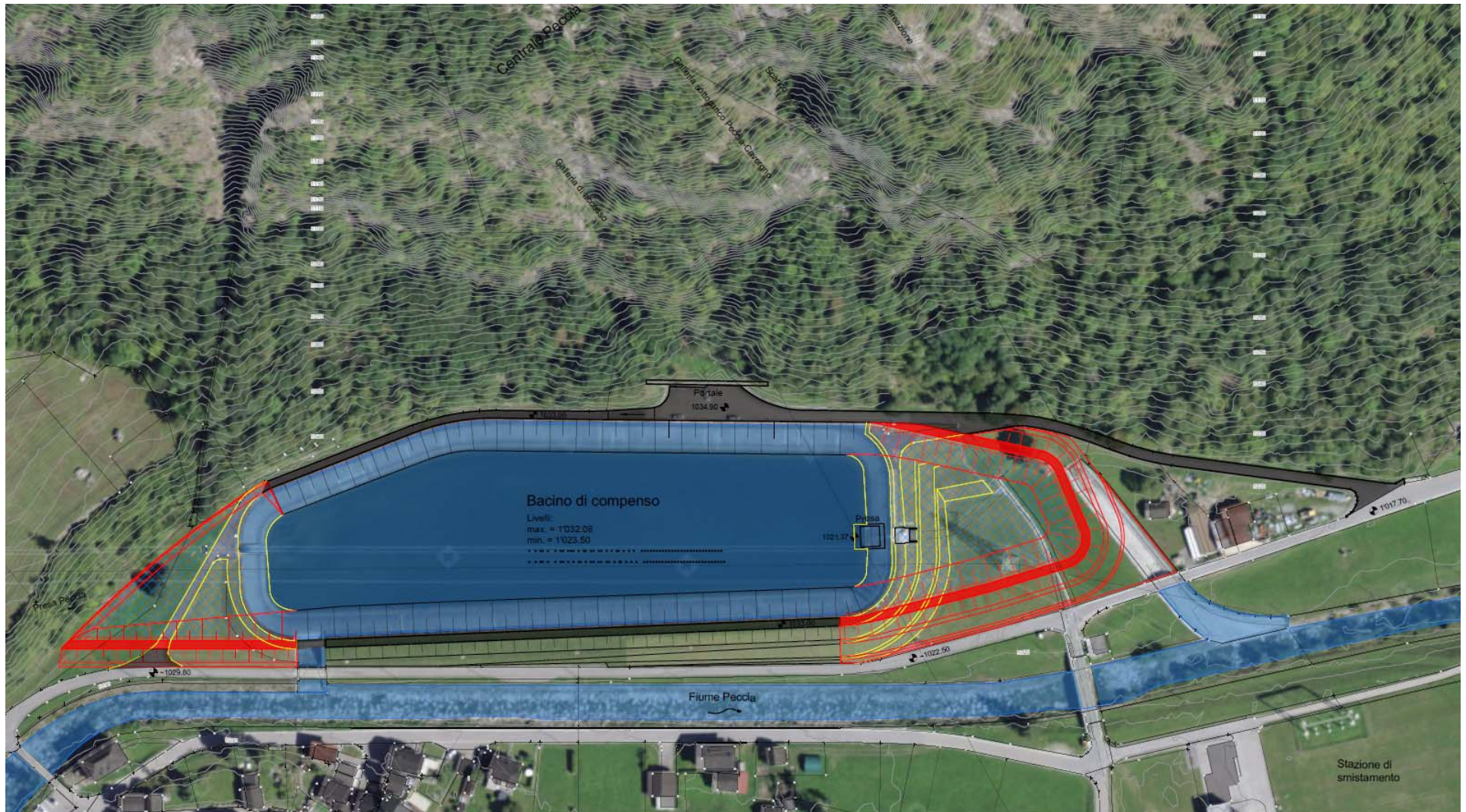
**ALLEGATO 6: Planimetria innalzamento bacino del Sambuco**

La curva di livello in rosso mostra il punto massimo raggiunto dal bacino nel caso di un innalzamento di 15 metri. La linea gialla mostra l'attuale tracciato della strada. La linea rosa in grassetto mostra un possibile tracciato della nuova strada, la linea tratteggiata il possibile tunnel per aggirare la zona soggetta a caduta massi.



**ALLEGATO 7: Planimetria Piano di Peccia**

Variante di ampliamento del bacino di compenso dagli attuali 110'000 m<sup>3</sup> a circa 160'000 m<sup>3</sup>.



**ALLEGATO 8: Valutazione ambientale preliminare per l'inserimento nel Piano direttore**