

## Appendice A

# Analisi delle Alternative di Progetto

Doc. No. P0030780-1-H1 Rev. 0 - Giugno 2022



# “TACCU SA PRUNA”

Impianto di accumulo idroelettrico mediante pompaggio  
ad alta flessibilità

Comune di Esterzili (SU)

COMMITTENTE



PROGETTAZIONE

STRATEGIES FOR WATER



Progettisti: Ing. Luigi Lorenzo Papetti

## Analisi delle alternative di progetto



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
0	PRIMA EMISSIONE	15/06/2022	E. Marchesi	C. Pasqua	L. Papetti
Codice commessa: 1351		Codifica documento: 1351-A-FN-P-01-0			

---

## INDICE

<b>PREMESSA</b>	<b>3</b>
<b>1 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO DI ACCUMULO IDROELETTRICO</b>	<b>3</b>
<b>2 ALTERNATIVE SULLA LOCALIZZAZIONE DEL BACINO AGGIUNTIVO</b>	<b>4</b>
<b>3 ALTERNATIVE PER L'ACCESSO ALLA CENTRALE IN CAVERNA</b>	<b>10</b>
<b>4 ALTERNATIVE DIMENSIONALI</b>	<b>12</b>
<b>5 SCENARI ALTERNATIVI PER LA CONNESSIONE ALLA RTN</b>	<b>13</b>
<b>6 ALTERNATIVE TECNOLOGICHE</b>	<b>13</b>

## PREMESSA

Il presente documento analizza le alternative di progetto che sono state considerate per l'impianto di accumulo idroelettrico denominato "Taccu Sa Pruna" ubicato nel territorio comunale di Esterzili (SU), e per le relative opere connesse.

Le motivazioni che hanno portato alla scelta finale sono descritte nei seguenti capitoli:

1. Alternative alla localizzazione dell'impianto di accumulo idroelettrico
2. Alternative sulla localizzazione del bacino aggiuntivo
3. Alternative per l'accesso alla centrale in caverna
4. Alternative dimensionali
5. Scenari alternativi per la connessione alla RTN
6. Alternative tecnologiche

## 1 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO DI ACCUMULO IDROELETTRICO

La scelta di utilizzare l'invaso di Nuraghe Arrubiu per la realizzazione dell'impianto di accumulo idroelettrico è stata effettuata a seguito di un'attenta analisi di alternative che ha interessato numerosi invasi sardi (circa 30), privilegiando quelli che hanno un volume d'invaso maggiore di 10 Mm<sup>3</sup>. Ciò anche al fine di non impattare sugli usi irrigui degli stessi, considerando che costituiscono una risorsa fondamentale per la Regione Sardegna. Inoltre, è stata eseguita un'analisi multicriteria (e.g., aspetti vincolistici, morfologia nell'intorno del bacino esistente, etc.) che ha definito il sito di Taccu Sa Pruna come una delle migliori soluzioni possibili.

L'obiettivo era quello di realizzare un impianto di grande taglia, quindi con almeno 200 MW di potenza, ipotizzando un numero minimo di ore di funzionamento consecutivo a massima potenza di almeno 6 ore.

Sono stati presi in considerazione i siti che presentano, nel raggio di 5 km dall'invaso esistente, dislivelli maggiori ai 200 m (si ricorda infatti che la potenza di un impianto idroelettrico è direttamente proporzionale al salto ed alla portata).

È possibile realizzare anche impianti di pompaggio con salti inferiori ai 200 m; tuttavia, a parità di potenza, è richiesta una maggiore portata, e dunque un maggiore volume "impegnato" nonché opere più grandi (vie d'acqua, macchine idrauliche, bacino aggiuntivo).

Oltre ad una valutazione mirata esclusivamente a valutare la topografia dei vari siti analizzati, sono stati condotti anche approfondimenti di carattere vincolistico e geologico. I siti ritenuti più idonei sono stati studiati con maggiore dettaglio, ipotizzando un layout molto preliminare degli elementi principali di progetto (i.e., bacino aggiuntivo, opere in sotterraneo).

Sono state eseguite anche analisi preliminari volte ad individuare le opzioni relative agli allacciamenti alla rete elettrica.

**In seguito a questa serie di analisi e delle valutazioni di tutti gli esperti coinvolti, la scelta di progettare un impianto di accumulo idroelettrico connesso all'invaso di Nuraghe Arrubiu e delle relative opere di rete è stata ritenuta una delle migliori sotto molteplici punti di vista (i.e., disponibilità idrica, potenza dell'impianto, contesto geologico, contesto vincolistico, impatto paesaggistico, tempi e costi di realizzazione dell'impianto, collegamento alla rete elettrica).**

## **2 ALTERNATIVE SULLA LOCALIZZAZIONE DEL BACINO AGGIUNTIVO**

Fin dalla fase iniziale degli studi condotti per la progettazione dell'impianto di accumulo idroelettrico presso l'invaso di Nuraghe Arrubiu, sono state considerate diverse alternative, al fine di valutare ogni singola problematica tecnica ed ambientale e quindi adottare le migliori opzioni progettuali.

In particolare, la scelta più rilevante è stata quella relativa all'individuazione del sito dove dovrà essere ubicato il nuovo bacino, a tal riguardo è utile sottolineare che la topografia del territorio consente solo la possibilità di realizzare un bacino di monte. È quindi stata condotta l'analisi dell'altimetria nel raggio di 5 km dalla diga esistente, al fine di individuare aree con dislivelli superiori ai 200 m, in cui poter realizzare il nuovo invaso (Figura 1).

Tuttavia, l'area di indagine non è stata estesa a tutta la lunghezza del lago (~15 km), in quanto è opportuno che l'opera di presa del nuovo impianto di accumulo sia ubicata ad una quota di invaso più bassa possibile. Ovviamente, la morfologia originaria della valle presenta quote inferiori in prossimità della diga esistente (ossia nell'area analizzata).

Tale scelta consente di migliorare la compatibilità tra l'impianto di pompaggio e la gestione ordinaria dell'invaso di Nuraghe Arrubiu. Infatti, ad una quota inferiore dell'opera di presa corrisponde una quota inferiore del lago al di sotto della quale è impedito il prelievo in pompaggio; in altre parole, ad una quota inferiore dell'opera di presa corrisponde un maggior periodo temporale in cui è possibile far funzionare l'impianto, in quanto è sufficiente un volume invasato minore per consentire il funzionamento dell'impianto di pompaggio.

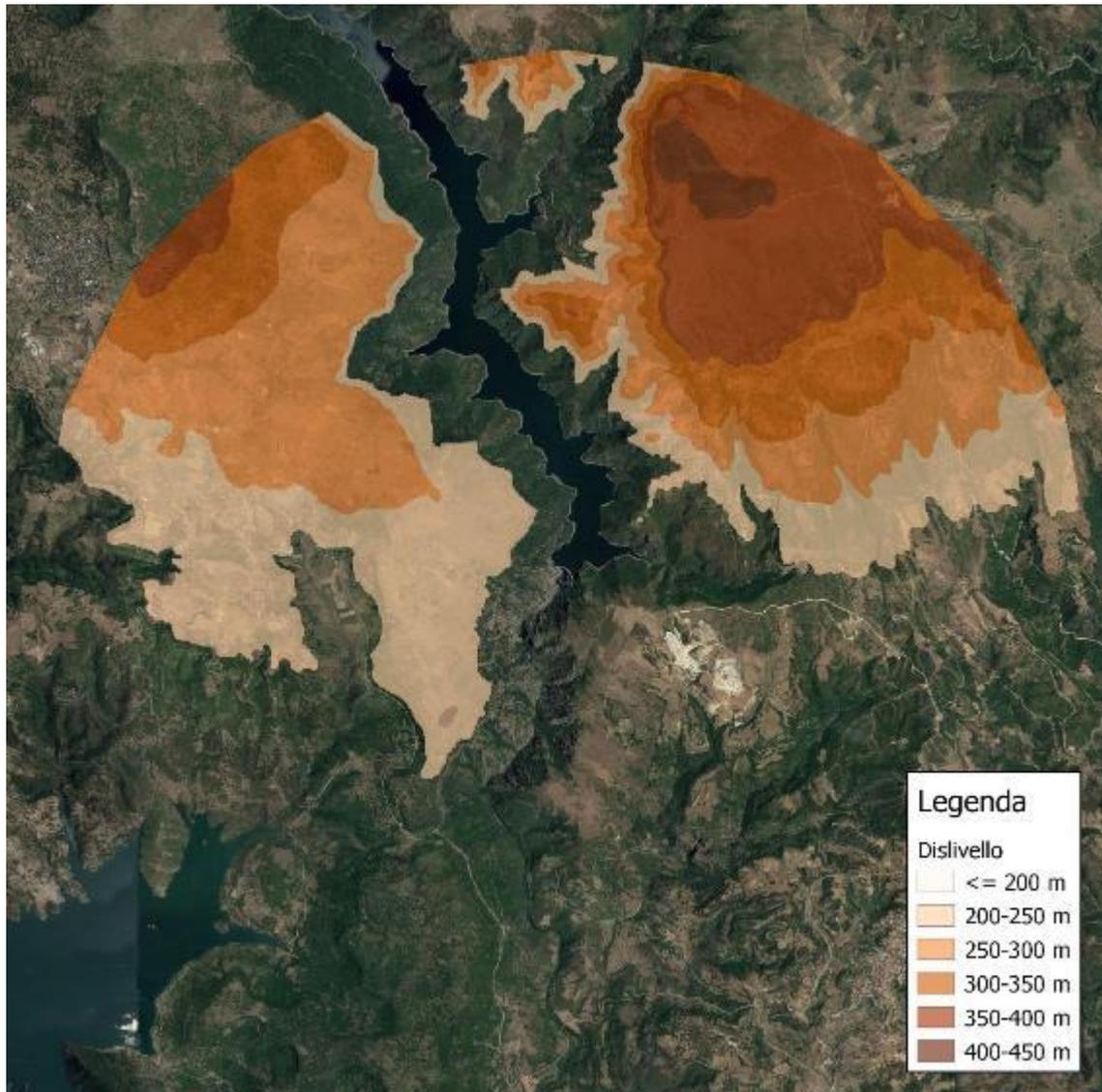


Figura 1 - Disponibilità di salti nel raggio di 5,5 km dalla diga di Nuraghe Arrubiu (inquadramento su Google Satellite®)

Considerando il fatto che, a parità di “energia accumulabile” (in altri termini, a parità di potenza e di un significativo numero di ore consecutive di funzionamento a massima potenza), ad un maggior salto corrisponde un minore volume d’acqua da mobilizzare, sono state privilegiate le aree associate ad un salto maggiore.

In tal senso, le aree identificate come le più promettenti sono quelle situate a Nord-Est ed a Nord-Ovest rispetto alla diga di Nuraghe Arrubiu, in cui sia il dislivello che la conformazione pianeggiante del terreno si prestano indiscutibilmente alla realizzazione di un bacino di accumulo.

In Figura 2 ed in Figura 3 sono mostrati i due siti (Opzione A e B) considerati come i migliori per la realizzazione del bacino di monte.

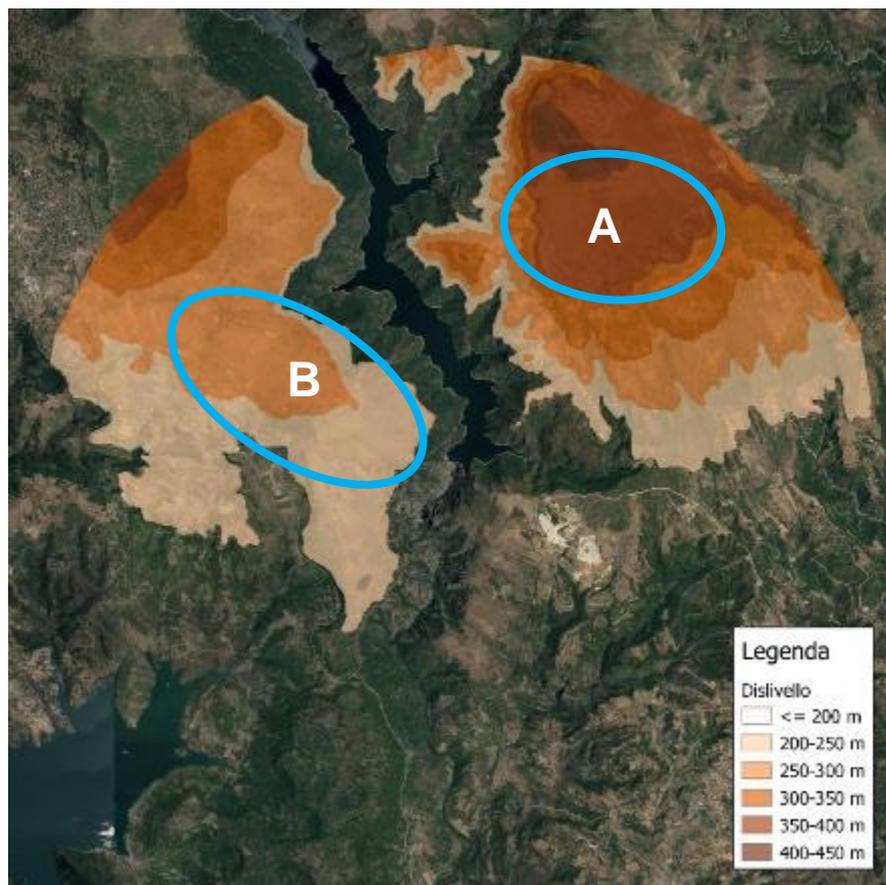


Figura 2 – Potenziali aree individuate per la realizzazione del bacino di monte - dislivelli  
Di seguito si illustrano le valutazioni effettuate.

➤ **Salto**

Indubbiamente, l'opzione A è quella che presenta un dislivello maggiore rispetto al lago di Nuraghe Arrubiu, compreso tra 350 e 400 m, contro i 200-300 m dell'opzione B. Richiamando quanto detto in precedenza, a parità di potenza dell'impianto, l'opzione A consente di prelevare un volume minore dal Lago del Flumendosa (con conseguente minore interferenza sugli usi attuali dell'invaso esistente).

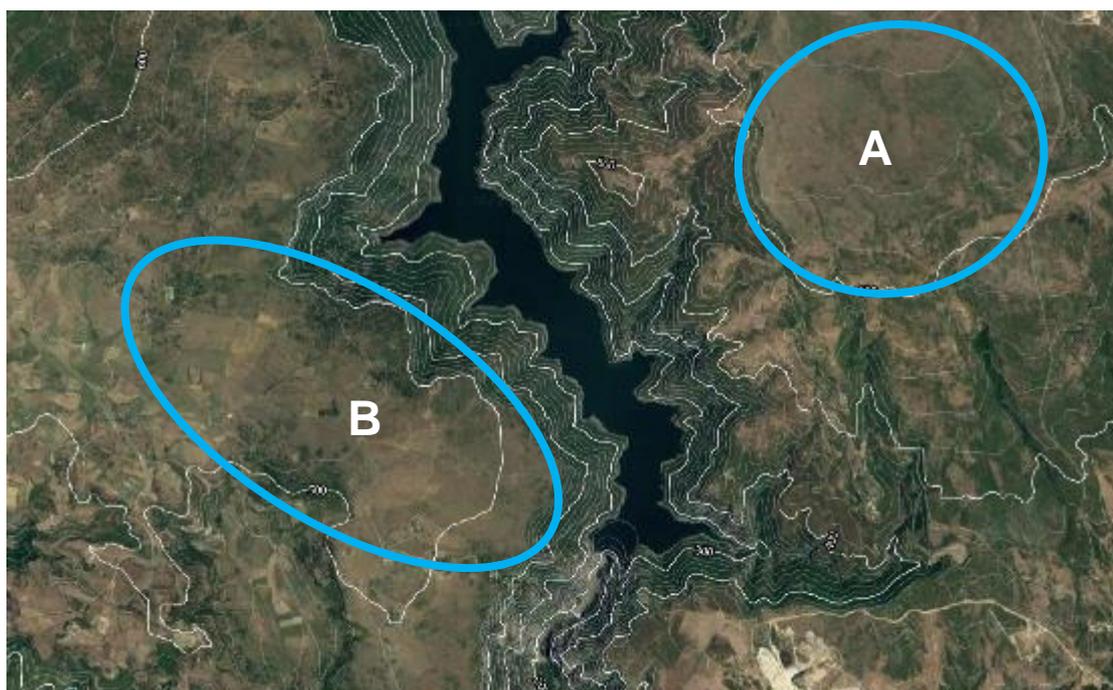


Figura 3 - Potenziali aree individuate per la realizzazione del bacino di monte - curve di livello su ortofoto

➤ *Interferenze con fabbricati e viabilità*

Come mostrato in Figura 4 ed in Figura 5, al contrario dell'opzione A, la B presenta interferenze con viabilità o fabbricati esistenti.

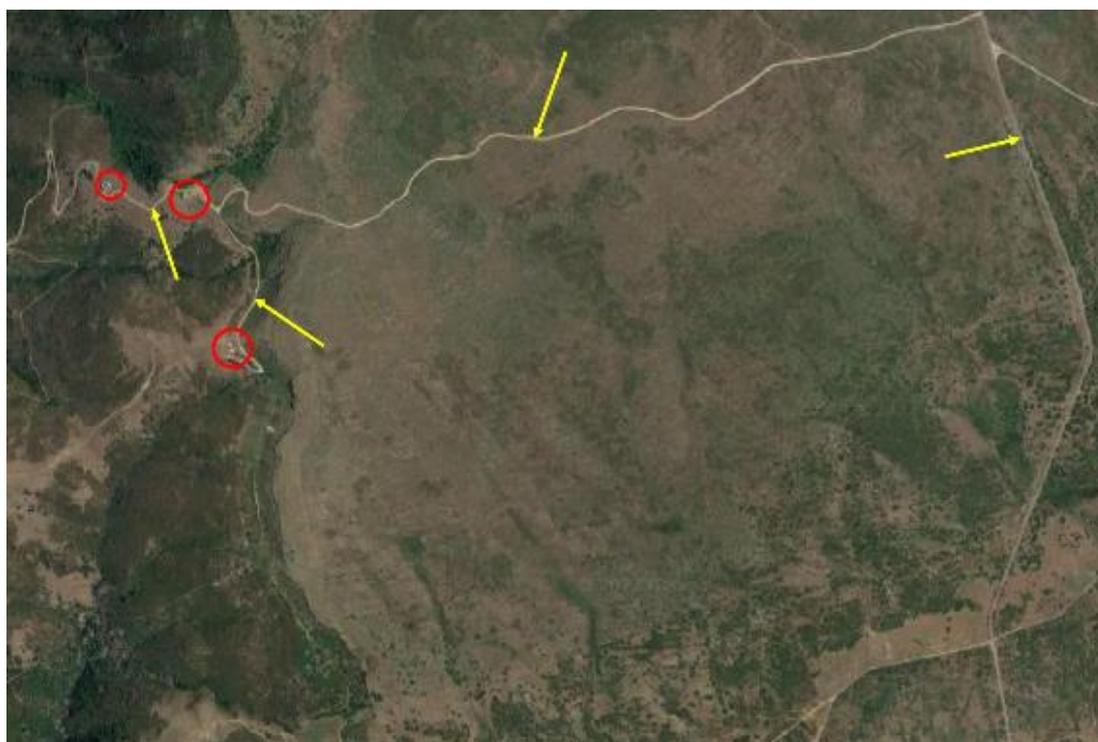


Figura 4 - "Opzione A": localizzazione dei fabbricati (cerchi rossi) e della viabilità (freccie gialle) nell'area interessata dalla realizzazione del bacino di monte



Figura 5 - "Opzione B": localizzazione dei fabbricati (cerchi rossi) e della viabilità (frecce gialle) nell'area interessata dalla realizzazione del bacino di monte

➤ *Interferenze con vincoli*

Dal punto di vista vincolistico, l'opzione B è decisamente peggiore rispetto all'opzione A per i motivi seguenti principali:

- Nelle immediate vicinanze dell'opzione B sono segnalati numerosi siti archeologici segnalati dalla Regione Sardegna (repertorio beni 2017), come si può notare in Figura 6.
- L'opzione B ricade parzialmente all'interno di un'area segnalata dalla Regione Sardegna come "Oasi di protezione faunistica e di cattura istituita", mentre l'opzione A ricade all'interno di un'area segnalata dalla Regione Sardegna come "Oasi di protezione faunistica e di cattura proposta", come mostrato in Figura 7.

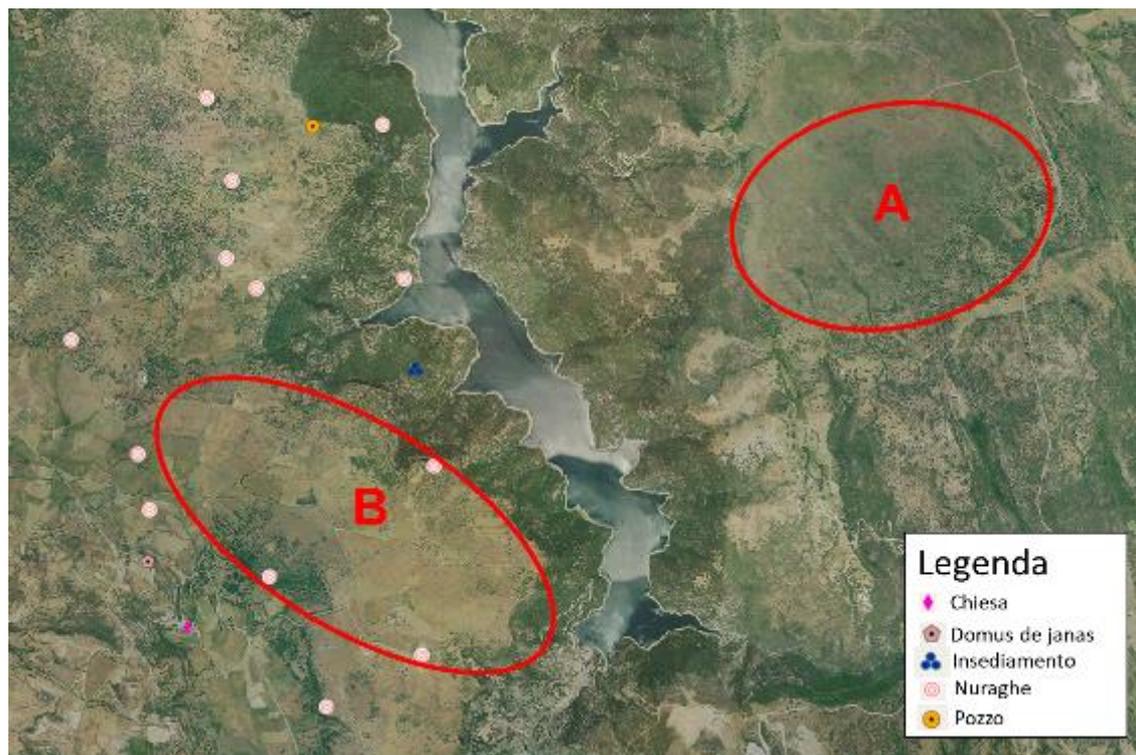


Figura 6 – Repertorio beni 2017 (fonte dati: Geoportale Regione Sardegna)

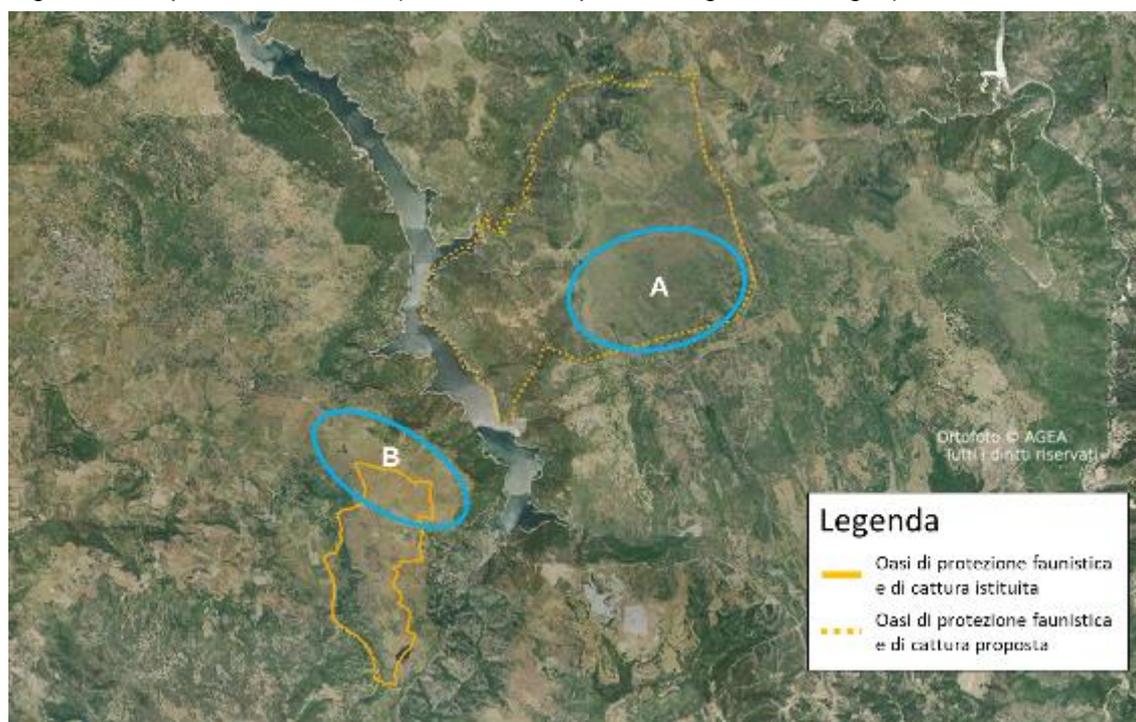


Figura 7 – Oasi di protezione faunistica e di cattura istituite e proposte (fonte dati: Geoportale Regione Sardegna)

**Sulla base di quanto sopra, l'Opzione A (altopiano di Taccu Sa Pruna) è stata identificata come quella ottimale.**

### 3 ALTERNATIVE PER L'ACCESSO ALLA CENTRALE IN CAVERNA

La posizione della centrale in caverna, posta planimetricamente in ~~prossimità~~ dell'opera di presa di monte (ad una profondità di circa 500 m dal piano campagna), è stata scelta in modo da limitare l'estensione della condotta forzata (porzione di via d'acqua che collega il bacino di monte alla centrale in caverna), la quale è sottoposta a pressioni maggiori (indicativamente 500 m di colonna d'acqua) rispetto al resto delle vie d'acqua (porzione che collega la centrale in caverna al bacino di valle).

Definita la posizione ideale della centrale in caverna, tra le molteplici alternative di accesso alla stessa sono state analizzate tre opzioni principali (Figura 8):

- Opzione A: galleria di accesso lunga circa 1,5 km da Ovest (in prossimità del lago del Flumendosa).
- Opzione B: galleria di accesso lunga circa 3 km da Sud.
- Opzione C: pozzo di accesso verticale prossimo al bacino di monte.

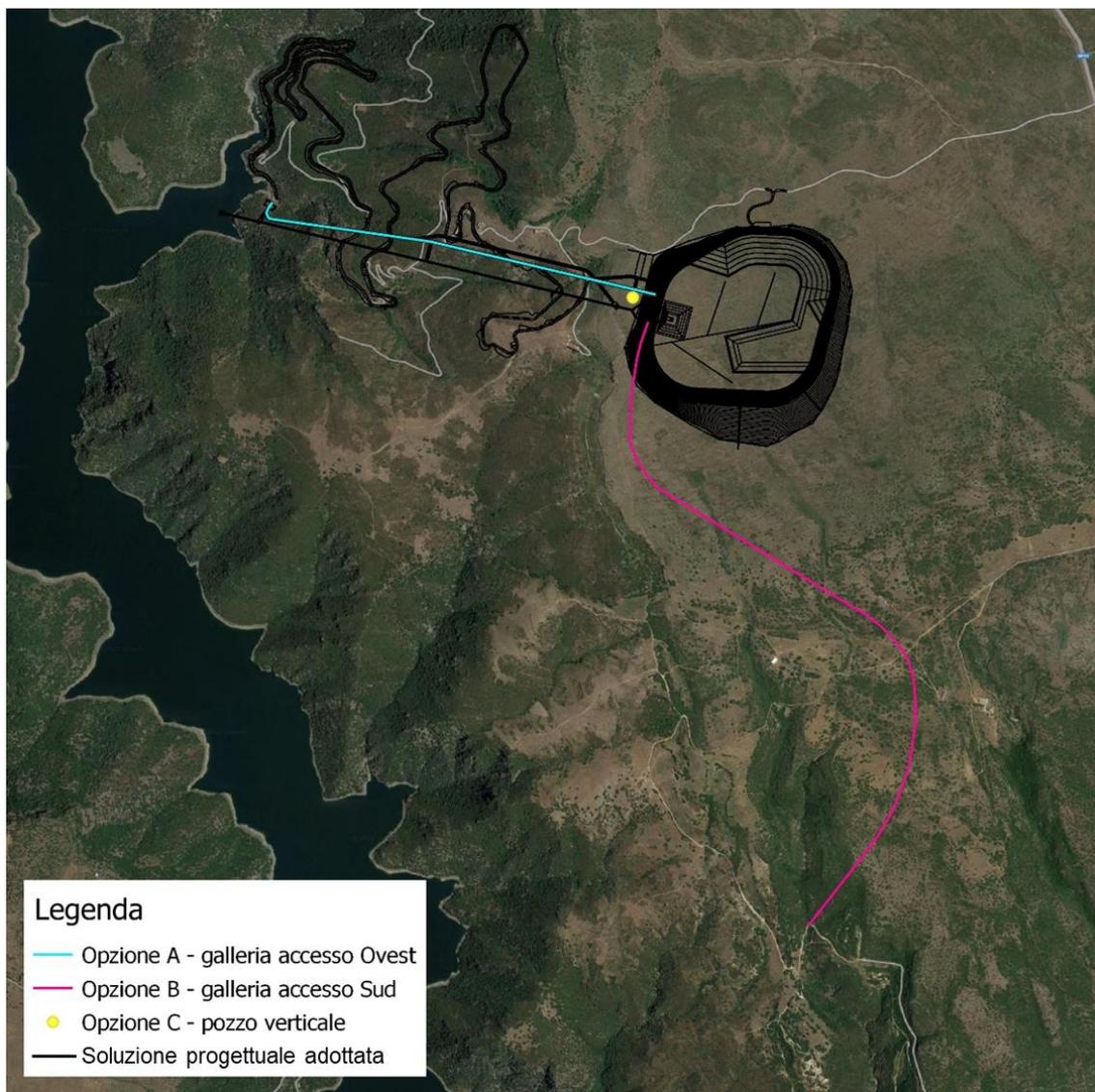


Figura 8 - Inquadramento su base Google Earth delle alternative relative all'accesso alla centrale in caverna

Di seguito vengono riportati i principali vantaggi/svantaggi delle opzioni sopracitate.

➤ *Opzione A: galleria di accesso lunga circa 1,5 km da Ovest (in prossimità del lago)*

Vantaggi:

- I mezzi possono accedere al piano di lavoro della centrale in caverna e della sottostazione elettrica (SSE) semplicemente viaggiando su strada.
- L'imbocco è posto ad una quota bassa, consentendo quindi di minimizzare la lunghezza della galleria d'accesso.
- La galleria d'accesso funge da galleria principale da cui partono diramazioni che consentono di raggiungere le varie componenti dell'impianto (e.g., pozzo piezometrico, pozzo paratoie, etc.).
- Le dimensioni (importanti) della sezione della galleria consentono di avere una corsia per senso di marcia, permettendo una più comoda e rapida gestione degli scavi in fase di realizzazione delle opere sotterranee.

Svantaggi:

- Necessità di realizzare una nuova viabilità di collegamento tra il bacino di monte e l'imbocco della galleria d'accesso alla centrale, posta in prossimità all'invaso di Nuraghe Arrubiu. La viabilità esistente spesso raggiunge pendenze eccessive (anche superiori al 15%), che non consentirebbero il transito dei mezzi di cantiere necessari per il trasporto degli elementi più ingombranti dell'impianto (i.e., trasformatori, componenti elettromeccaniche dei gruppi ternari).

➤ *Opzione B: galleria di accesso lunga circa 3 km da Sud*

Vantaggi:

- Come per l'Opzione A, i mezzi possono accedere al piano di lavoro della centrale in caverna e della sottostazione elettrica semplicemente viaggiando su strada;
- Non c'è la necessità di adeguare la viabilità di collegamento tra il bacino di monte e l'invaso di Nuraghe Arrubiu (o quantomeno gli interventi di adeguamento sarebbero meno consistenti rispetto all'Opzione A), in quanto gli elementi più ingombranti dell'impianto (i.e., trasformatori e componenti dei gruppi ternari) sarebbero trasportati tramite la galleria di accesso da Sud.

Svantaggi:

- È comunque necessario realizzare una piccola galleria di accesso lungo il tracciato dell'Opzione A, in quanto è essenziale per ospitare i cavi ad alta tensione in uscita dalla sottostazione elettrica in caverna; pertanto, le gallerie di accesso sono due (invece di una sola come previsto dall'Opzione A).
- L'imbocco della galleria è situato ad una quota ben più alta (circa 470 m s.l.m.) dell'imbocco in prossimità del lago (invece 270 m s.l.m.); pertanto, è necessario eseguire una galleria molto lunga per evitare pendenze eccessive.

- La lunghezza complessiva delle gallerie aumenta, con ripercussioni negative sia sui costi di realizzazione che di manutenzione dell'impianto, nonché sull'aumento dei volumi di scavo.

➤ *Opzione C: pozzo di accesso verticale prossimo al bacino di monte*

Vantaggi:

- Non c'è la necessità di adeguare la strada di collegamento tra il bacino di monte e l'invaso di Nuraghe Arrubiu (o quantomeno gli interventi di adeguamento sarebbero meno consistenti), in quanto gli elementi più ingombranti dell'impianto (i.e., trasformatori, componenti elettromeccaniche dei gruppi ternari) sarebbero calati tramite il pozzo.
- L'allontanamento dello smarino delle caverne (centrale e SSE), avviene tramite il pozzo stesso, consentendo di recapitare direttamente i volumi di scavo al sito di destinazione finale (bacino di monte).

Svantaggi:

- È comunque necessario realizzare l'imbocco per una galleria di accesso lungo il tracciato dell'Opzione A, in quanto è essenziale per ospitare i cavi ad alta tensione in uscita dalla sottostazione elettrica in caverna.
- Serve realizzare un pozzo di grande diametro (>10 m), molto profondo (~500 m), dotato di un complesso sistema di movimentazione di persone, mezzi e componenti elettromeccaniche.
- La manutenzione degli elementi presenti in centrale e nella SSE risulterebbe più complicata, in quanto la sostituzione di qualsiasi elemento elettromeccanico in centrale dovrebbe essere movimentato tramite il pozzo.

**In seguito al confronto delle tre alternative sopradescritte, l'Opzione A è identificata come quella ottimale.**

#### **4 ALTERNATIVE DIMENSIONALI**

I parametri principali di un impianto di accumulo idroelettrico sono:

- salto;
- portata;
- volume utile (volume che può essere trasferito dal bacino di monte a quello di valle e viceversa).

I primi due parametri determinano le potenze in fase di generazione-pompaggio, mentre il volume utile influisce sul numero di ore consecutive per le quali l'impianto può funzionare a massima potenza in generazione ed in pompaggio.

Considerando il fatto che sugli impianti di accumulo idroelettrico l'economia di scala ha un'influenza significativa, in fase di progettazione si è cercato di massimizzare il volume utile, al fine di poter fornire un servizio migliore alla rete elettrica (cercando di garantire

un maggiore assorbimento di potenza istantanea per un periodo di almeno 6÷8 ore) ed, inoltre, diminuire il rapporto tra il costo dell'opera e l'energia accumulabile. Definito il salto (dipendente dalla posizione scelta per il bacino di monte) ed il volume utile, l'ultimo parametro da definire è la durata di funzionamento a massima potenza dell'impianto che a cascata determina tutti i rimanenti parametri (i.e., portate, potenze). A valle delle suddette considerazioni, la soluzione ottimale ha previsto la progettazione di un bacino di accumulo avente un dislivello pari a circa 400 m rispetto all'invaso di valle e capace di accumulare un volume di circa 3 Mm<sup>3</sup>. Quindi, avendo come obiettivo di sfruttare al massimo tale risorsa idrica (volume mobilizzato che verrà interamente restituito in fase di generazione) e garantire una generazione giornaliera, fondamentale per poter agire come reale stabilizzatore della rete elettrica, si è optato per l'installazione di circa 390 MW con cicli di pompaggio e generazione di circa 8,5 h; la portata massima dell'impianto conseguente alla definizione dei parametri citati pocanzi è pari a 96,5 m<sup>3</sup>/s. Così facendo, stimando un funzionamento annuo di 1.500 h si potranno produrre circa 590.000 MWh/anno, senza interferire con la normale gestione dell'invaso esistente di Nuraghe Arrubiu.

## 5 SCENARI ALTERNATIVI PER LA CONNESSIONE ALLA RTN

Le analisi degli scenari relativi al collegamento dell'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sono riportate al capitolo 4 della *Relazione tecnica generale del PTO* (codice elaborato G929\_DEF\_R\_002\_Rel\_tec\_gen\_1-1\_REV00) redatta da GEOTECH S.r.l.

## 6 ALTERNATIVE TECNOLOGICHE

Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), predisposto in attuazione del regolamento europeo sulla governance dell'unione dell'energia e dell'azione per il clima, costituisce lo strumento con il quale ogni Stato, in coerenza con le regole europee vigenti e con i provvedimenti attuativi del pacchetto europeo Energia e Clima 2030, stabilisce i propri contributi agli obiettivi europei al 2030 sull'efficienza energetica e sulle fonti rinnovabili e quali sono i propri obiettivi in tema di sicurezza energetica, mercato unico dell'energia e competitività.

Il PNIEC prevede, fra l'altro, azioni per decarbonizzare il sistema energetico e raggiungere i target previsti al 2030, ovvero:

- 30% quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia (55,4% sui consumi elettrici);
- 43% riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007;
- 43% riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS (-33% sui settori non ETS).

Il settore della generazione elettrica subirà dunque notevoli cambiamenti in previsione del *phase-out* del carbone e dell'installazione al 2030 di 30 GW di fotovoltaico e 10 GW

di eolico (più che raddoppiando la quota attuale di fotovoltaico e raddoppiando quella di eolico).

La crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico pone una serie di sfide da affrontare affinché il processo di transizione energetica si possa svolgere in maniera decisa ed efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di qualità del servizio.

Le variazioni del contesto (incremento FER e contestuale dismissione di impianti termoelettrici poco efficienti) causano infatti già oggi, e ancor di più in futuro, significativi impatti sulle attività di gestione della rete. Tali impatti sono riconducibili a:

- caratteristiche tecniche degli impianti: gli impianti FER che si collegano alla rete tramite inverter non hanno la medesima capacità delle macchine rotanti di sostenere la stabilità dei parametri fondamentali di rete (frequenza e tensione) e di resistere alle perturbazioni, come ad esempio la perdita improvvisa di impianti di generazione/carico o altri elementi di rete e la riduzione della potenza regolante e dei margini di riserva alla punta, oltre a richiedere una maggiore quantità di risorse rapide di regolazione;
- non programmabilità degli impianti: la produzione di energia elettrica da FER non segue le dinamiche del fabbisogno di energia per il consumo, bensì dinamiche caratteristiche della disponibilità della fonte energetica primaria che sono per loro natura intermittenti. In un sistema elettrico a crescente penetrazione FER tale caratteristica genera criticità nel bilanciamento tra consumo e produzione a causa della riduzione del numero di risorse in grado di fornire servizi di regolazione, in particolare nei momenti critici per la rete quali picchi e rampe di carico, che aumentano sempre più soprattutto nella fascia serale. Il sistema inoltre è ancor di più a rischio nei periodi in cui la produzione da FER supera il fabbisogno di energia elettrica (*overgeneration*), soprattutto nelle ore centrali della giornata quando il solare arriva al suo picco di produzione, con conseguente necessità di disporre di adeguata capacità di accumulo al fine di non dover ricorrere al taglio dell'energia prodotta;
- localizzazione degli impianti: gli impianti FER, in particolare l'eolico, sono spesso localizzati lontani dai centri di consumo, causando un aumento delle situazioni di congestione sulla rete di trasmissione, specialmente da Sud verso Nord.

Terna S.p.A., (Terna) ritiene indispensabile la realizzazione di ulteriore capacità di accumulo idroelettrico e/o elettrochimico in grado di contribuire alla sicurezza e all'inerzia del sistema attraverso la fornitura di servizi di rete (regolazione di tensione e frequenza) e di garantire la possibilità di immagazzinare l'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili quando questa è in eccesso rispetto alla domanda o alle capacità fisiche di trasporto della rete, minimizzando/eliminando le inevitabili situazioni di congestione; un maggior apporto di accumulo, segnatamente accumulo idroelettrico, è indispensabile per un funzionamento del sistema elettrico efficiente ed in sicurezza.

Per sopperire a queste criticità, il PNIEC prevede la necessità di sviluppare 3 GW di accumulo idroelettrico e 3 GW di accumulo elettrochimico soprattutto al Centro, al Sud Italia e nelle Isole dove è più intenso lo sviluppo delle rinnovabili ed è minore la capacità di accumulo.

In particolare, gli impianti di pompaggio costituiscono una risorsa strategica per il sistema elettrico, stante la capacità di fornire servizi pregiati di regolazione di frequenza e tensione, nonché di fornire un contributo significativo all'inerzia del sistema, potendo quindi contribuire significativamente in termini di adeguatezza, qualità e sicurezza del sistema elettrico nazionale.

In Figura 9 si riportano le principali tecnologie di accumulo energetico.

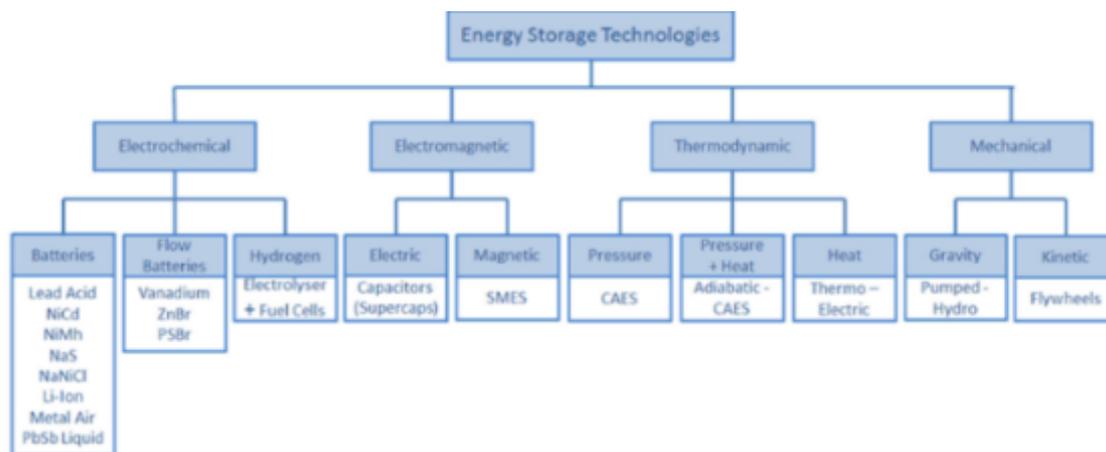


Figura 9 - Classificazione delle tecnologie di accumulo energetico

Rispetto ad altri sistemi di accumulo energetico, il sistema di accumulo idroelettrico presenta molteplici vantaggi. In primo luogo, si tratta di una tecnologia di accumulo di energia meccanica con una lunga storia alle spalle, dotata di un'importante maturità tecnica ed un ampio intervallo di potenze.

In Figura 10 si mostra come, per alte potenze, l'unica alternativa possibile ai sistemi di accumulo idroelettrico sono i sistemi di accumulo ad aria compressi (CAES).

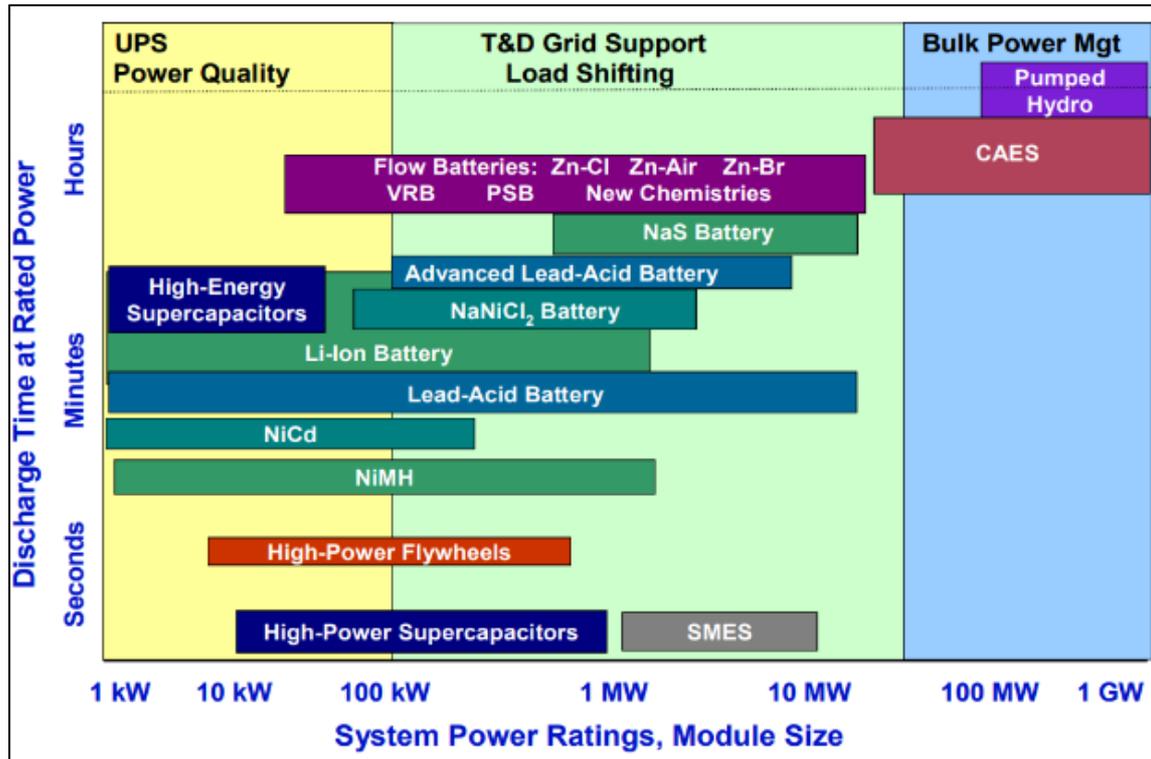


Figura 10 - Andamento delle tecniche di accumulo in funzione dei campi di applicazione<sup>1</sup>

Il sistema di accumulo ad aria compressa prevede l'utilizzo di compressori che iniettano aria in un contenitore di stoccaggio (caverna sotterranea o serbatoio fuori terra), consentendo un successivo azionamento di turbine.

Il vantaggio principale della tecnologia ad aria compressa, rispetto al sistema di accumulo idroelettrico, è il fatto di poter essere scalabile e di poter essere ubicata in più località, mentre il sistema di accumulo idroelettrico è sostanzialmente vincolato al fatto di poter essere previsto solamente in località che prevedono dislivelli ed aree consone alla realizzazione di due bacini di accumulo (o uno, nel caso l'altro sia già esistente). Questo vantaggio di fatto è influente nel caso del sito in questione (Taccu Sa Pruna), in quanto la conformazione del territorio e la disponibilità di aree è compatibile con la tecnologia di accumulo idroelettrico. Infine, il sistema di accumulo ad aria compressa, ha tendenzialmente un'efficienza inferiore, che si attesta attorno al 70 %, mentre il sistema di accumulo idroelettrico consente di avere efficienze indicativa dell'ordine del 70÷85%.

In base a queste considerazioni, **la tecnologia di accumulo idroelettrico è stata ritenuta la migliore per il sito in questione.**

<sup>1</sup> Rastler D (2010) Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits: Electric Power Research Institute.



Tel: +39 030 3702371 – Mail: [info@frosionext.com](mailto:info@frosionext.com) - Sito: [www.frosionext.com](http://www.frosionext.com)  
Via Corfù 71 - Brescia (BS), CAP 25124  
P.Iva e Codice fiscale: 03228960179