

Via P. F. Calvi, 9 - 25123 Brescia - ITALIA
Tel. +39-030-3702371 - Fax +39-030-396143 - info@studiofrosio.it
Codice fiscale e Partita IVA 01690560170 - www.studiofrosio.it

STUDIO FROSIO
STUDIO ASSOCIATO DI INGEGNERIA



VIS S.r.l.

Comune di CASTELNUOVO BOCCA D'ADDA

Provincia di LODI

IMPIANTO IDROELETTRICO "BUDRIESSE"

Valutazione di Impatto Ambientale

PROGETTO DEFINITIVO

Quadro economico e piano finanziario



Progettista generale: *dott. ing. Nino Frosio*

INDICE

1	PREMESSE	3
2	COSTO DEGLI INTERVENTI	3
3	MODALITÀ E COSTI DI ESERCIZIO	4
3.1	MODALITÀ DI ESERCIZIO	4
3.2	PIANO DI MANUTENZIONE	4
3.2.1	<i>Opere civili</i>	4
3.2.2	<i>Opere idrauliche</i>	4
3.2.3	<i>Macchinario di centrale</i>	4
3.2.4	<i>Impiantistica elettrica</i>	4
3.2.5	<i>Automazione e teletrasmissioni</i>	4
3.2.6	<i>Varie</i>	4
3.3	COSTI DI ESERCIZIO	5
4	VALORE DELL'ENERGIA PRODOTTA E PROGRAMMA ELETTRICO	6
4.1	VALORE DELL'ENERGIA VENDUTA ALLA SOLANA S.P.A.	6
4.2	VALORE DELL'ENERGIA VENDUTA ALL'ENEL S.P.A.	7
4.3	VALORE COMPLESSIVO DELL'ENERGIA PRODOTTA DALL'IMPIANTO	8
5	ANALISI ECONOMICA E PIANO FINANZIARIO DELL'INVESTIMENTO	9



1 PREMESSE

La presente relazione illustra il quadro economico e il piano finanziario del progetto di realizzazione di un impianto idroelettrico sul fiume Adda, in comune di Castelnuovo Bocca d'Adda (LO) in località Budriesse. Per la descrizione dettagliata degli interventi e delle opere in progetto, si rimanda alle relazioni progettuali allegate, in particolare alla *Relazione tecnica particolareggiata*.

2 COSTO DEGLI INTERVENTI

Di seguito si riassume la stima del costo di realizzazione dell'impianto in progetto; per maggiori dettagli si rimanda al computo metrico estimativo allegato al progetto definitivo.

A) COSTO DEI LAVORI	€
A.1) interventi previsti	11.789.848,91
A.2) oneri di sicurezza	151.097,00
A.3) opere di mitigazione	1.004.186,00
A.4) spese previste dal SIA	0,00
A.5) opere connesse	0,00
TOTALE A	12.945.131,91
B) SPESE GENERALI	
B.1) spese tecniche redazione progetto e SIA	510.000,00
B.2) spese direzione lavori	610.000,00
B.3) spese per rilievi, accertamenti ed indagini	38.000,00
B.4) Eventuali spese per imprevisti	1.000.000,00
B.5) Spese consulenza e supporto (ittiologi; esperto acustico; ...)	40.000,00
B.6) Spese per collaudi specialistici	25.000,00
B.7) Allacciamenti a Pubblici servizi (ENEL)	45.000,00
B.8) Spese per attività di consulenza o di supporto	20.000,00
B.9) Interferenze	0,00
B.10) Arrotondamenti	1.868,09
B.11) Spese per pubblicità e, ove previsto, per opere artistiche	0,00
B.12) Spese varie: telemonitoraggio e guardiana cantiere	15.000,00
B.13) Spese per accertamenti di laboratorio e verifiche tecniche	30.000,00
B.14) Spese per risoluzioni, bonarie e non, di contenziosi	40.000,00
TOTALE B	2.374.868,09
C) Eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge	0,00
TOTALE (A + B + C): Valore complessivo dell'opera	15.370.000,00
Acquisto aree ed espropriazioni	180.000,00
INVESTIMENTO TOTALE	15.550.000,00

3 MODALITÀ E COSTI DI ESERCIZIO

3.1 MODALITÀ DI ESERCIZIO

L'impianto in argomento è concepito per una gestione del tipo "non presidiato": questo non significa che l'impianto sia "abbandonato", ma semplicemente che, in condizioni normali (non certo, per esempio, durante una situazione di piena del fiume o in fase di avviamento) non è necessaria la presenza costante di personale in centrale, bensì sono sufficienti visite e sopralluoghi periodici. Questo è consentito dal fatto che l'impianto è equipaggiato con un sistema d'acquisizione di segnali e allarmi che può essere teletrasmesso facilmente con diverse modalità e con diversi supporti. Nondimeno è importante notare che, in caso d'anomalie gravi, gli automatismi di controllo dell'impianto agiscono autonomamente in modo da "mettere in sicurezza" lo stesso e che l'intervento del personale di norma è necessario solo per rimettere in funzione la produzione d'energia. In ogni caso nemmeno i migliori automatismi raggiungono il discernimento d'un uomo correttamente istruito, quindi è sempre necessaria, 24 ore su 24 per 365 giorni all'anno, una persona di adeguata competenza, reperibile dal sistema di supervisione e normalmente adibita anche ad altre incombenze.

3.2 PIANO DI MANUTENZIONE

3.2.1 Opere civili

- Revisione coperture, serramenti e rivestimenti Decennale
- Revisione impermeabilizzazioni e drenaggi Quinquennale

3.2.2 Opere idrauliche

- Ritocchi verniciature Biennale
- Ingrassaggio meccanismi sgrigliatore Semestrale
- Revisione parti elettriche Quinquennale

3.2.3 Macchinario di centrale

- Ritocchi verniciatura Biennale
- Ingrassaggi Annuale
- Sorveglianza e reperibilità Continuativa

3.2.4 Impiantistica elettrica

- Revisione parti elettriche Quinquennale
- Controllo rete di terra Biennale

3.2.5 Automazione e teletrasmissioni

- Aggiornamento programmi e assistenza Triennale

3.2.6 Varie

- Pulizie generali Annuale
- Carroponte Annuale

3.3 COSTI DI ESERCIZIO

Nel seguito è riportata una stima del costo annuo d'esercizio, comprensivo delle spese amministrative.

▪ Per il personale: reperibilità	35.000 €
▪ Canone e addizionale regionale = (15,44 €/kW x 2.550,59 kW)	39.381 €
▪ Sovraccanone enti rivieraschi = (5,72 €/kW x 2.550,59 kW)	14.589 €
▪ Manutenzioni ordinarie	15.000 €
▪ Indennizzi ai proprietari di aree non coltivabili	30.000 €
▪ Assicurazioni, amministrazione e varie	11.030 €
▪ Arrotondamenti	1.030 €

Totale costi annui d'esercizio	145.000 €

4 VALORE DELL'ENERGIA PRODOTTA E PROGRAMMA ELETTRICO

Come accennato nella Premessa della *Relazione tecnica particolareggiata*, l'impianto di Budriesse è predisposto per il collegamento diretto con propria linea elettrica alla cabina d'alimentazione dello stabilimento della Solana S.p.A., che effettua la trasformazione di produzioni agricole provenienti da aziende del territorio circostante.

Tale configurazione permette eventualmente d'optare per la vendita alla Solana S.p.A. di parte della produzione elettrica a prezzi vantaggiosi per entrambi nell'ambito dei cosiddetti Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU) o analoghi meccanismi.

In tal caso il valore dell'energia prodotta dall'impianto di Budriesse sarebbe composto da due termini: il primo costituito dal prezzo di vendita alla Solana S.p.A. e il secondo dalla vendita dell'eccedenze al distributore locale, che è l'ENEL S.p.A..

4.1 VALORE DELL'ENERGIA VENDUTA ALLA SOLANA S.P.A.

Per definire la quantità d'energia destinata prioritariamente alla Solana S.p.A. sono stati esaminati i consumi su base mensile della stessa negli ultimi cinque anni, riportati nella tabella seguente.

	2010	2011	2012	2013	2014	MEDIE
	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>
Gennaio	28.932	25.301	28.530	42.539	33.172	31.695
Febbraio	28.848	29.090	30.375	39.309	30.878	31.700
Marzo	23.041	66.136	31.212	37.474	32.941	38.161
Aprile	20.375	33.987	23.510	31.566	53.961	32.680
Maggio	24.635	31.162	24.849	35.798	24.186	28.126
Giugno	30.491	49.735	40.012	45.917	49.619	43.155
Luglio	414.708	714.405	109.420	99.065	240.939	315.707
Agosto	1.969.772	2.455.058	2.431.321	1.177.169	2.591.210	2.124.906
Settembre	1.580.941	1.774.745	1.515.179	1.947.425	1.597.241	1.683.106
Ottobre	138.274	102.220	123.976	291.934	71.227	145.526
Novembre	27.556	33.243	41.056	168.000	33.515	60.674
Dicembre	24.617	25.396	30.067	34.749	24.719	27.910
	4.312.190	5.340.478	4.429.507	3.950.946	4.783.606	4.563.346

Abbiamo quindi comparato le produzioni medie mensili dell'impianto ricavate su base statistica con i consumi della Solana di cui sopra, introducendo un coefficiente di copertura dei carichi per tenere conto d'eventuali picchi di consumi che potrebbero non essere coperti da omologhe produzione dell'impianto idroelettrico.

Si sottolinea la prudenzialità del valore adottato per tale coefficiente, posto uguale all'80% pur in presenza di profili di consumi dei macchinari della Solana S.p.A. molto regolari, in quanto la stessa lavora su turni di 24 ore/giorno nei periodi di massimo consumo elettrico, che sono i più critici dal punto di vista della contemporaneità di consumi vs produzione.

In definitiva l'entità di copertura dei consumi potrebbe essere la seguente.

gg	Mese	Q	H	η tot	P	En prod	Con. Solana	E a Solana	
		m^3/s	m	%	kW	kWh	kWh	kWh	%
31	gen	43,64	4,18	85,1%	1.603	1.171.035	31.695	31.695	2,71%
28	feb	43,23	4,18	85,1%	1.587	1.047.275	31.700	31.700	3,03%
31	mar	57,94	4,04	84,4%	2.040	1.489.777	38.161	38.161	2,56%
30	apr	101,89	3,33	85,0%	2.975	2.102.559	32.680	32.680	1,55%
31	mag	89,15	2,38	85,2%	1.862	1.360.147	28.126	28.126	2,07%
30	giu	89,15	2,28	85,2%	1.788	1.263.620	43.155	43.155	3,42%
31	lug	101,89	3,14	85,0%	2.805	2.048.493	315.707	315.707	15,41%
31	ago	83,92	3,71	84,2%	2.705	1.975.458	2.124.906	1.580.366	80,00%
30	set	101,89	3,18	85,0%	2.847	2.012.449	1.683.106	1.609.959	80,00%
31	ott	89,15	2,28	85,2%	1.788	1.305.741	145.526	145.526	11,15%
30	nov	101,89	2,85	85,0%	2.550	1.802.193	60.674	60.674	3,37%
31	dic	65,91	4,13	85,1%	2.394	1.748.839	27.910	27.910	1,60%
365						19.327.586	4.563.346	3.945.659	20,41%

Quanto al valore dell'energia fornita, poiché si tratta d'un costo evitato si è indagato il costo medio d'acquisto sostenuto dalla Solana S.p.A., depurandolo per dalle varie componenti per desumere il valore medio della sola energia, che risulta pari a 0,0784 €/kWh.

Ipotizzando di vendere l'energia alla Solana S.p.A. a un prezzo del 15% più basso di quello che affronta attualmente, questa parte dell'energia prodotta dall'impianto di Budriesse, pari al ~20,4 % dell'intera produzione, assume il valore di 0,0667 €/kWh.

Si sottolinea come la vendita di energia alla Solana S.p.A. non costituisca un vantaggio significativo per la VIS, data la scarsa incidenza dell'energia così valorizzata.

Invece per la Solana S.p.A. l'acquisto dell'energia dall'impianto di Budriesse copre circa l'86,5 % dei suoi consumi, consentendo un risparmio rilevante (15%) su questa voce di costo di produzione, con ricadute positive sulla competitività sui mercati internazionali cui è destinato più del 90% della produzione di questa azienda che valorizza il comparto agro-alimentare tipico della zona.

4.2 VALORE DELL'ENERGIA VENDUTA ALL'ENEL S.P.A.

Al momento della stesura del progetto di massima, nel 2009, era in vigore e disponibile una tariffa incentivata, mentre attualmente e per il futuro è ragionevole ipotizzare che non si potrà far conto su tale supporto finanziario, essendo ormai prossimo il raggiungimento del limite di 5.800 M€, che ai sensi del DM 6/7/2012 (emanato del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare, sentita l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e la Conferenza unificata) causa il blocco di ogni incentivo per le energie rinnovabili non fotovoltaiche.

Pur non potendo conoscere le future decisioni governative in materia di incentivazione alle fonti rinnovabili, riteniamo ragionevolmente cautelativa l'ipotesi d'assenza di ogni incentivo al momento della messa in servizio dell'impianto e quindi il perseguimento della sostenibilità economica dell'iniziativa anche in termini di *grid-parity*, come peraltro auspicato nei programmi energetici nazionali e comunitari.

Facendo riferimento al valore medio del PUN (Prezzo Unico Nazionale) registrato nel triennio 2012-2014, il valore attribuibile all'energia sarebbe 65,6 €/MWh. Però non si può ignorare che il *trend* degli ultimi anni è stato negativo, fino ad arrivare a prezzi intorno ai 50 €/kWh, invero con concordi previsioni di ripresa da parte delle agenzie internazionali dell'energia, confermate da confortanti segni positivi negli ultimi mesi.

In definitiva, sempre nel segno della prudenza, si ritiene congruo assegnare un valore di 60 €/MWh alla parte d'energia venduta all'ENEL, che è pari al 79,7 % (15.877.588 kWh) di quella complessiva prodotta dall'impianto idroelettrico.

4.3 VALORE COMPLESSIVO DELL'ENERGIA PRODOTTA DALL'IMPIANTO

Sulla base di quanto riportato nei capitoli precedenti, si può calcolare l'incasso lordo dell'impianto di Budriesse, come somma delle due componenti costituite dalla vendita alla Solana S.p.A. e all'ENEL S.p.A..

1. Valore dell'energia destinata alla Solana S.p.A.
 $3.945.659 \text{ kWh} \times 0,0667 \text{ €/kWh} = 263.068 \text{ €}$
2. Valore dell'energia destinata all'ENEL S.p.A.
 $15.381.927 \text{ kWh} \times 0,0600 \text{ €/kWh} = 922.916 \text{ €}$
3. Incasso lordo annuo totale
 $(263.068 \text{ €} + 922.916 \text{ €}) = 1.185.984 \text{ €}$

In definitiva il valore medio dell'energia prodotta dall'impianto diventerebbe:
 $(1.185.984 \text{ €} : 19.327.586 \text{ kWh}) = 0,0614 \text{ €/kWh}$

Nel caso non fosse possibile o conveniente la vendita alla Solana S.p.A., il valore dell'energia prodotta dall'impianto sarebbe semplicemente 0,060 €/kWh e l'incasso lordo annuo 1.159.655 €.

5 ANALISI ECONOMICA E PIANO FINANZIARIO DELL'INVESTIMENTO

In base ai valori riportati nei capitoli precedenti, si può procedere all'analisi economica e finanziaria della redditività dell'impianto nella situazione più critica da questo punto di vista, cioè in assenza totale d'incentivi, nel caso che ciò si verifichi, e senza il contributo, praticamente irrilevante per la Vis, di vendita di parte dell'energia alla Solana S.p.A..

1. Ricavi lordi medi annui da cessione energia
1.159.655 €
2. I costi annui per canoni, gestione, manutenzione e accudienza
145.000 €
3. Ricavi netti medi annui
 $1.159.655 \text{ €} - 145.000 \text{ €} = 1.014.655 \text{ €}$

Dal punto di vista finanziario, il *cash flow* dell'investimento può essere calcolato sulla base delle ipotesi normalmente adottate per questo tipo d'investimenti.

Per quanto riguarda la scelta del tasso di attualizzazione, o costo opportunità del capitale, con cui scontare i flussi di cassa annui s'utilizza un valore prudenziale di **3,96%**, sulla base di considerazioni legate alla differenza tra il rendimento medio sul lungo periodo del mercato azionario e il rendimento di un investimento senza rischio (BoT a sei mesi), tenendo conto del rischio specifico dell'investimento in campo idroelettrico.

La vita tecnica dell'impianto è limitata ai **30 anni** di durata della concessione, benché gli impianti idroelettrici dimostrino nei fatti una longevità propria ben maggiore.

Da ultimo si è valutato pari a **0 €** il valore residuo dell'impianto, equiparando i costi d'una eventuale dismissione con quelli residui delle installazioni che rimangono nella disponibilità del Concessionario; si tenga comunque presente che questo parametro ha scarsa rilevanza nell'analisi finanziaria, essendo un costo/valore spostato molto in avanti nel tempo.

Utilizzando i valori sopra individuati, i principali parametri di valutazione economica diventano:

- | | |
|-------------------------------------|--------------|
| ▪ VAN (Valore Attuale Netto): | ~3.100.000 € |
| ▪ <i>Simple payback time</i> | ~15 anni |
| ▪ <i>Discounted payback time</i> | ~23 anni |
| ▪ TIR (tasso interno di rendimento) | 5,51 % |