



## Piano di fattibilità costruzione centrale idroelettrica sul “Rio Cavelonte” in C.C. Panchià (TN)

**Aggiornamento Piano economico - Rendiconto finanziario  
Attualizzazione Flussi di cassa**

**Partners:**

**Impresa per la realizzazione impianto: contratto di associazione in partecipazione con durata pari al periodo di realizzazione impianto fino a termine concessione (31/12/2040)**

**criteri economici/finanziari/statistici  
dati certi e variabili utilizzate**

**Vendita energia a tariffa GSE € 150x90% = €135/Mwh –vendita a prezzi di mercato da maggio 2035 (ipotesi prezzi di mercato > incentivo GSE)**

**Produzione media stimata: 4.200.000 Kwh annui**

# **METODOLOGIA**

- 1. Piani economici e finanziari: modelli semplificati pluriennali**
- 2. Studio della situazione di fatto**
- 3. Evidenza dei principali aspetti**
- 4. Formulazione delle ipotesi**
- 5. Fissazione dei criteri e delle variabili da utilizzare**
- 6. Elaborazione per singoli centri di costo/ricavo**
- 7. Assemblaggio conto economico**
- 8. Riconversione in flussi finanziari**
- 9. Attualizzazione flussi di cassa**
- 10. Stima rendimento per l'associato in partecipazione**
- 11. Evidenza principali aspetti critici**

## Autorizzazioni – iscrizioni

### **Concessione derivazione d'acqua per sfruttamento idroelettrico:**

- Determinazione del Dirigente del Servizio Utilizzazione Acque Pubbliche n. 119 del 8 agosto 2011.
- Derivazione acqua: dal Rio Cavelonte in C.C. Panchià
- Potenza nominale media annua: Kw 638,16
- Scadenza concessione: 31 dicembre 2040
- Periodo di derivazione: 1 gennaio – 31 dicembre di ogni anno

### **Iscrizione al Registro GSE:**

- Posizione Registro: 48
- Codice di richiesta FER: 100929
- Data richiesta iscrizione al Registro GSE: 24 ottobre 216
- Data comunicazione esito positivo iscrizione registro GSE: 25 novembre 2016

## Tempistiche

### Disciplinare provvisorio PAT (art. 2)

➤ Termine fine lavori: maggio 2015 (36 mesi da notifica concessione avvenuta a maggio 2012 – verificare giorno esatto). **Per il presente piano di fattibilità s'intende ovviamente ottenuta la proroga della scadenza per la realizzazione dei lavori.**

### Ipotesi inizio/termine lavori/entrata in funzione/anni sfruttamento impianto:

- Inizio lavori: 01.07.2022 (ipotesi)
- Durata lavori: 12 mesi (stima)
- Fine lavori/entrata in funzione impianto: 01/07/2023
- Sfruttamento concessione: 17,5 anni (2023 – 2040 compresi)

## Dati tecnici impianto

- Potenza nominale impianto: Kw 638,16
- Periodo possibilità derivazione acqua: 1 gennaio – 31 dicembre
- Kwh prodotti annui: 4.200.000 (stima)

## **Costo investimento – apporto impresa associata in partecipazione**

### **Costo costruzione ed accessori/rimborsi:**

Costo di costruzione netto Iva 4.364.691

---

**Totale costi di costruzione impianto 4.364.691 (escluso iva)**

Totale costi di realizzazione impianto (valore apporti associato) 4.364.691

Ipotesi margine minimo di commessa per l'impresa 10% - 436.469

**Costo realizzazione impianto a carico impresa (ipotesi) 3.928.222**

Contributo iniziale del Comune di Panchià da erogare all'associato  
alla data di inizio produzione (remunerazione iniziale associato) 800.000

**Costo netto iniziale impianto a carico associato (al netto oneri  
finanziari per la realizzazione) 3.128.222**

**Durata contratto di associazione in partecipazione: tempo di realizzazione  
impianto fino a termine concessione (scadenza 31.12.2040)**

# Tariffe incentivanti GSE - penalizzazioni

DM 23 giugno 2016

- **Tempo massimo messa in esercizio dell'impianto senza decurtazioni tenendo presente tutte le proroghe per Vaia ed emergenza Covid-19: 11 luglio 2023 (Tecnoenergia srl – 25/01/2022)**
- Ulteriore tempo concesso messa in esercizio impianto con decurtazione tariffa pari allo **0,5% mensile: 6 mesi: 11 luglio 2023 + 6 mesi = 11 gennaio 2024**

<b>Tariffa base GSE per impianti in funzione entro 11 luglio 2023 (costante)</b>	<b>150,00/Mwh</b>	<b>a)</b>
<u>Decurtazione comunicazione esito procedura GSE 10%</u>	<u>15,00/Mwh</u>	<u>b)</u>
<b>Tariffa incentivante netta impianto con entrata in funzione entro il 11/07/2023</b>	<b>135,00/Mwh</b>	<b>c)</b>
<b><u>Tariffa definitiva per impianto in funzione al 01/07/2023</u></b>	<b><u>135,00/Mwh</u></b>	
<b>Scadenza incentivi GSE (20 anni) – oltre scadenza concessione</b>	<b>30/06/2043</b>	
<b>Scadenza concessione</b>	<b>31.12.2040</b>	

## **Tariffa globale GSE/vendita energia**

Il GSE corrisponde una tariffa (in moneta costante) derivante dal seguente calcolo (all. 1 DM 23/06/2016):

Tariffa base spettante (al 90%)	135,00/Mwh
<u>Prezzo medio zonale orario vendita energia pubblicati dal GSE (ipotesi media gennaio – novembre 2021)</u>	<u>105,69/Mwh</u>
Tariffa incentivante corrisposta dal GSE	29,31/Mwh

**La tariffa base prevista dal GSE è quella per impianti di potenza compresa fra 500 e 1000 Kw ad acqua fluente. Nel caso “Rio Cavelonte” la tariffa base sarebbe di euro 150/Mwh ridotta al 90% in sede di iscrizione al Registro GSE.**

**Negli elaborati allegati alla presentazione del piano di fattibilità è stato considerato che mediamente il Comune di Panchià conseguirà dalla vendita di energia elettrica sul mercato il medesimo prezzo zonale orario (Italia zona nord media gennaio – novembre 2021) preso a base dal GSE a decurtazione della tariffa incentivante.**

**Inoltre, nei piani economici finanziari allegati, è stato ipotizzato che la tariffa media zona nord di vendita dell’energia elettrica rivalutata supererà l’incentivo del GSE nel mese di maggio del 2035. Da tale data i ricavi sono valutati a tariffa di mercato (con influenza comunque limitata sul piano economico finanziario).**

## Costi di gestione

Descrizioni	Costo/Kw	Costo totale annuo da rivalutare	Stima decorrenza per l'associato
Canone PAT	17,41	11.110	01/07/2023
Sovraccanone BIM	31,13	19.866	01/07/2023
Canone comuni rivieraschi	6,00	3.829	01/07/2023
Canone energia PAT	0,05 x 220 x Kw	7.020	01/07/2023
Manutenzione ordinaria (/Kwh prod.)	0,003	12.600	01/07/2023
Manutenz. straordinaria (/Kwh prod.)	0,003	12.600	01/07/2023
Assicurazione "all risks"/Kw nom.	10,00	6.382	01/07/2023
Costi amministrativi annui		5.000	01/07/2023
Costi per vendita energia sul mercato	0,0005	2.100	01/07/2023

N.B. I costi sopra riportati sono rivalutati in base al tasso di inflazione stimata come riportato nel piano economico allegato.

## **Variabili statistiche prese a base per il piano**

Tasso medio inflazione stimato	1,5%
Variazione annua prezzo energia stimata	2%
Aggiornamento canone energia PAT ogni 3 anni (minimo 5%)	6%

## **Variabili contrattuali/contabili/fiscali prese a base per il piano**

Percentuale dei ricavi da destinare a sviluppo sostenibile	20,00%
Ammortamento economico impianto	a carico impresa associata in partecipazione
Aliquota Ires	Ires non dovuta
Aliquota Irap	Irap non dovuta

## **Modalità operativa elaborazione piano economico finanziario**

\*\*\*

### **Elaborazione per singoli centri di costo/ricavo**

Rinvio agli elaborati allegati

### **Assemblaggio conto economico pluriennale**

Rinvio agli elaborati allegati

### **Riconversione in flussi finanziari pluriennali**

Rinvio agli elaborati allegati

### **Attualizzazione dei flussi finanziari**

Rinvio agli elaborati allegati

## Scelta del tasso di attualizzazione dei flussi finanziari

Ogni partecipante ad un'iniziativa imprenditoriale con capitale di rischio valuta il proprio rendimento atteso dell'operazione. Uno degli indicatori più importanti è individuato nel c.d. tasso di "attualizzazione dei flussi di cassa" ovvero quel tasso minimo che un imprenditore si configura per partecipare all'iniziativa e che normalmente è costruito secondo i seguenti parametri:

**Rf** = Rendimento titoli a rischio nullo (Risk free rate)

**β** = Coefficiente rischiosità sistematica non diversificabile

**MRP** = Market risk premium (tasso di premio per il rischio)

**Tasso attualizzazione atteso  $R_e = R_f + \beta \times MRP$**

Per il **Rf** (rendimento di titoli a rischio nullo) il riferimento è al:

- **Bund decennale** 0,25% (dati attuali arr.)

- **BTP** decennale nazionale 1,70% (dati attuali arrot. - spread 145 punti base - variabile)

## **Determinazione tasso attualizzazione flussi (rendimento atteso)**

A) Per il  $\beta$  l'AEEG (autorità elettrica per l'energia ed il gas) prevede un coefficiente max dello 0,67, il riferimento al BTP per il tasso privo di rischio ed un MPR del 4%.

Il Re attuale risulterebbe quindi:  $1,70\% + 0,67 \times 4\% = 4,38\%$

B) Per il  $\beta$  il Gruppo Hera (Holding Energia Risorse Ambiente) prevede un coefficiente max dello 0,74, il riferimento al BPT per il tasso privo di rischio ed un MPR del 6% min.

Il Re attuale risulterebbe quindi:  $1,70\% + 0,74 \times 6\% = 6,14\%$

C) Per il  $\beta$  il Prof. Aswath Damodaran (New York University) prevede un coefficiente dello 0,87, il riferimento al Bund decennale per il tasso privo di rischio ed un MPR del 8,4%. (fonte Damodaran)

Il Re attuale risulterebbe quindi:  $0,25\% + 0,87 \times 8,4\% = 7,56\%$

**Tasso di rendimento medio atteso Re (media A + B + C): 6,03%**

## **Evidenza principali aspetti critici che potrebbero influenzare i risultati del piano**

1. Scelta del tasso di attualizzazione dei flussi.
2. Scelta dei tassi futuri di inflazione (Istat)
3. Andamento futuro prezzi energia elettrica (Istat – AEEG)
4. Tassi di inflazione reali diversi da quelli ipotizzati
5. Quantificazione costo manutenzione ordinaria e straordinaria
6. Margine di commessa per l'impresa realizzatrice dell'impianto
7. Disposizioni in materia di dispacciamento (sbilanciamento energia prodotta/richiesta) non ipotizzabili, non programmabili e non quantificabili
8. Modifiche impreviste alla normativa nazionale/locale
9. Effettiva produzione annua anche in considerazione dell'andamento delle precipitazioni

elaborato da:  
**Gianni Mocatti**  
Dottore Commercialista  
Via E. Chini 15  
38023 Cles (TN)  
Tel. 0463 424137  
cell. 348 6953487  
e-mail: [gianni.mocatti@studiocles.it](mailto:gianni.mocatti@studiocles.it)