



INDICE

1. INTRODUZIONE.....	2
2. BIOMASSA DISPONIBILE IN VALLE DEL CHIESE.....	3
3. TECNOLOGIA E DIMENSIONAMENTO.....	6
3.1 Dimensionamento dell'impianto Valle del Chiese	7
3.2 Considerazioni sulla localizzazione dell'impianto	10
4. ANALISI DELL'INVESTIMENTO.....	12
4.1 Costi di investimento	12
4.2 Costi e ricavi	12
4.3 Analisi dell'investimento senza vendita di energia termica	13
4.4 Analisi dell'investimento con vendita di energia termica	15
5. CONCLUSIONI.....	17

1. INTRODUZIONE

Con la presente relazione si vuole rendere conto delle analisi che sono state condotte per verificare la fattibilità tecnico economica di un impianto di produzione di biogas che utilizzi i liquami zootecnici prodotti nel territorio della Valle del Chiese.

Nel primo paragrafo sono stati riportati i dati raccolti relativi alla disponibilità di biomassa, utilizzabile ai fini della produzione di biogas.

Nel secondo paragrafo è stata descritta la tecnologia di produzione di biogas che risulta più indicata per la produzione del biogas, è stato ipotizzato un primo dimensionamento di massima e sono riportate alcune considerazioni relative alla collocazione dell'impianto all'interno del territorio del BIM.

Nell'ultimo paragrafo è stata eseguita un'analisi economica dell'investimento proposto.

Per realizzare il presente studio sono stati contattati diversi produttori di impianti di produzione di biogas: in particolare, i costruttori che hanno fornito i dati più significativi sono i seguenti:

- Etaone Italia srl – Bussolengo (VR);
- Schmack Biogas srl – Bolzano;
- Farenergia – Lonato (BS).

2. BIOMASSA DISPONIBILE IN VALLE DEL CHIESE

Attraverso dei colloqui con un rappresentante degli allevatori locali, è stato appurato che in valle del Chiese ci sono 1.500 di bovini, così suddivisi:

- 800 capi da latte
- 200 manze (tra 24 e 36 mesi)
- 500 capi con meno di 24 mesi

che corrispondono all'incirca a 1.200 Unità di Bovino Adulto (UBA). Ad esclusione di un allevamento da 100 capi che produce liquame, tutti gli altri producono letame solido (cioè refluo mescolato con paglia, segatura o trucioli). Ai fini della realizzazione di un impianto di digestione anaerobica, il numero di UBA rilevato è piuttosto piccolo: in Alto Adige, ad esempio, la taglia ottimale per impianti di questo tipo è quella di 2.000 UBA¹. Diventa quindi indispensabile individuare sul territorio altri conferimenti che possano migliorare la sostenibilità economica dell'impianto.

Sul territorio sono presenti alcuni allevamenti di pollame, tra cui uno di notevoli dimensioni, localizzato nella campagna di Storo. In seguito ad un sopralluogo è stato appurato che:

- nell'allevamento sono presenti 85.000 galline ovaiole (è il più grande della Provincia di Trento),
- le galline sono allevate in gabbie sopra elevate rispetto al pavimento e l'impianto è dotato di un sistema automatico di raccolta ed essiccazione della pollina;
- vengono prodotte 9.000/ 9.500 q.li/anno di pollina essicata con un umidità variabile tra il 20 (estate) e 35% (inverno), contro un valore dell'85% del prodotto fresco, e non sono presenti altri elementi quali trucioli, segatura, paglia o altro
- è presente un sistema di essiccazione naturale su nastri trasportatori che sfrutta l'aria calda evacuata dal capannone (che è scaldata dalle galline stesse) per essicare la pollina;
- analisi chimiche condotte sulla pollina hanno appurato quanto segue:
 - o Umidità residua: 21,6%
 - o Ceneri: 65,1% sul secco
 - o Fibra grezza: 12,4% sul secco
 - o Azoto come Azoto: 2,5% sul secco
 - o Azoto come protidi: 15,8% sul secco

¹ Dal Savio, Rosanelli, Schoenafinger e Stocker *Metodologia per l'individuazione di bacini per lo sfruttamento del biogas a partire da liquami zootecnici tal quali o miscelati a conferimenti. Caso di studio: la realtà altoatesina.*

- o Lipidi grezzi: 0,3% sul secco

Nel territorio sono presenti altri allevamenti di polli e di conigli, di dimensioni più piccoli che in questa fase non sono stati presi in considerazione, ma che in sede progettuale dovranno essere riconsiderati.

Di norma negli impianti di produzione di biogas, accanto ai liquami e ai letami, viene utilizzato dell'insilato di mais in una percentuale che varia tra il 10 e il 70% perché questo prodotto agricolo garantisce un'ottima resa energetica nella produzione del biogas. Nella valle del Chiese non c'è una grande disponibilità di questo prodotto, in quanto, soprattutto nei campi di fondovalle della piana di Storo e Condino si è diffusa la coltivazione del grano Nostrano di Storo, che ha sostituito le precedenti culture di mais da foraggio.

Attraverso il tecnico di Agri90 Arturo Donati è stato appurato che nella piana tra Condino e Storo circa 250/300 ettari vengono coltivati a grano Nostrano di Storo e la prospettiva è che in pochi anni tale superficie possa raggiungere i 400 ettari. In queste coltivazioni, la raccolta delle pannocchie avviene tra il 15 ottobre e il 20 novembre e dopo il raccolto nel campo rimane lo stocco (pianta secca) che normalmente viene trinciato e distribuito nel campo stesso.

Invece che essere lasciati nei campi, tali stocchi opportunamente macinati potrebbero essere utilizzati quale additivo nei digestori anaerobici, mentre il residuo della produzione (digestato) potrebbe essere utilizzato quale concime nei campi di mais. Tale utilizzo ha, però, due controindicazioni che in fase di progetto dovranno essere attentamente valutate:

1. per essere sicuri di poter utilizzare lo stocco del Nostrano di Storo è necessario analizzarlo chimicamente per verificare che il contenuto di acqua sia superiore ad un certo valore minimo e che il contenuto di lignina non sia troppo elevato;
2. la distribuzione sui campi agricoli del digestato è soggetta ad alcuni limiti legislativi². In generale, comunque, i sistemi di digestione anaerobica offrono la possibilità di migliorare il negativo impatto odorifero prodotto dalle deiezioni zootecniche, specie se si andranno ad utilizzare sistemi di spargimento innovativi, già disponibili sul mercato. Potrebbe quindi risultare molto interessante trovare un accordo con gli agricoltori per la distribuzione del digestato nei campi di Nostrano di Storo.

Un altro aspetto che dovrà essere attentamente valutato in fase di progetto è quello della composizione del letame: per ogni allevamento di bovini dovrà essere rilevato che tipo di addensanti vengono aggiunti ai liquami (paglia, trucioli, ecc.) e che

² La gestione delle biomasse per il recupero energetico in impianti di digestione anaerobica sottostà ad una disciplina specifica riconducibile a diversi corpi normativi: il decreto legislativo 152/99 e 99/92 nel caso di depurazione di parte o tutto il materiale digerito con scarico finale in acque superficiali; il decreto del ministero delle Politiche agricole (Mipaf) relativo alla loro utilizzazione agronomica in corso di pubblicazione (decreto Mipaf applicativo dell'art. 38 del decreto legislativo 152/99); il decreto legislativo 22/97 sui rifiuti (decreto Ronchi); il nuovo testo unico in materia ambientale (decreto legislativo 152/06); il regolamento CE 1774/2002 che stabilisce norme sanitarie per il trattamento dei sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano.

dimensione hanno, perché da questa composizione dipende il progetto dell'impianto di miscelazione e preparazione della materia prima. Se si rilevasse, ad esempio, la presenza di una alta percentuale di paglia potrebbe risultare necessario prevedere un sistema di triturazione del letame.

Un altro tipo di materia prima che potrebbe essere utilizzata in un digestore anaerobico è la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU), che però introduce delle problematiche di tipo autorizzativo, in quanto si passa da impianto di tipo agricolo ad impianto industriale.

3. TECNOLOGIA E DIMENSIONAMENTO

Dal confronto e dall'analisi dei dati forniti da vari produttori di impianti di digestione anaerobica è stato stabilito che la tecnologia più adatta al caso in esame si compone degli impianti e dei processi qui di seguito elencati.

1. **Trincea orizzontale:** è una costruzione scoperta, delimitata da muri in cemento armato dell'altezza di 4/5 m; ha la funzione di deposito per gli stocchi di mais raccolti ad ottobre e che deve essere utilizzato in tutti gli altri mesi dell'anno; serve anche quale deposito della pollina;
2. **Dosatore di alimentazione:** è il contenitore meccanizzato che provvede alla miscelazione delle varie componenti (letame, liquami, stocchi di mais e pollina) e aggiunge la giusta dose d'acqua. Il processo di digestione anaerobica più indicato prevede l'utilizzo di una materia prima molto liquida, per cui utilizzando parecchio materiale solido (letame e soprattutto pollina essiccata) è necessario aggiungere parecchia acqua;
3. **Primo digestore anaerobico:** può avere forma cilindrica o di parallelepipedo (a seconda del costruttore) ed è costituito da una vasca chiusa ermeticamente, riscaldata fino a circa 36°C dall'energia termica prodotta dal cogeneratore, all'interno del quale degli organismi meccanici movimentano in continuazione il substrato; il biogas che si sviluppa in questa fase viene raccolto in un serbatoio appositamente dedicato;
4. **Secondo digestore anaerobico (postdigestore):** solitamente ha forma cilindrica ed è costituito da una vasca chiusa ermeticamente da un telone di raccolta del biogas, che viene inviato al deposito dedicato; anche questo digestore è riscaldato con l'energia termica prodotta dal cogeneratore e anche qui il substrato è continuamente rimestato; indicativamente tutto il processo digestivo (digestione e postdigestione ha una durata di 30-40 giorni)
5. **Deposito finale:** ciò che rimane del substrato dopo che è stato stabilizzato ed ha liberato tutto il metano che era possibile ricavare prende il nome di digestato e viene immagazzinato nel deposito finale, un'altra vasca cilindrica di notevoli dimensioni; il digestato è sottoforma liquida e deve essere trasportato con autobotti;
6. **Serbatoio biogas:** raccoglie il biogas prodotto nei due digestori;
7. **Cogeneratore:** è un motore endotermico alternativo a ciclo Otto ed ha un rendimento elettrico che, in funzione della taglia, varia tra il 35 e il 40% ed un rendimento termico compreso tra il 40 e il 50%; i valori di emissione standard

sono uguali a 500 mg/Nmc di NOx e a 650 mg/Nmc di CO; il motore solitamente è installato in container.



FIGURA 1 – IMPIANTO DI PRODUZIONE BIOGAS: IN PRIMO PIANO IL CONTAINER DEL MOTORE E LA CABINA ELETTRICA (FOTO SCHMACK BIOGAS SRL)

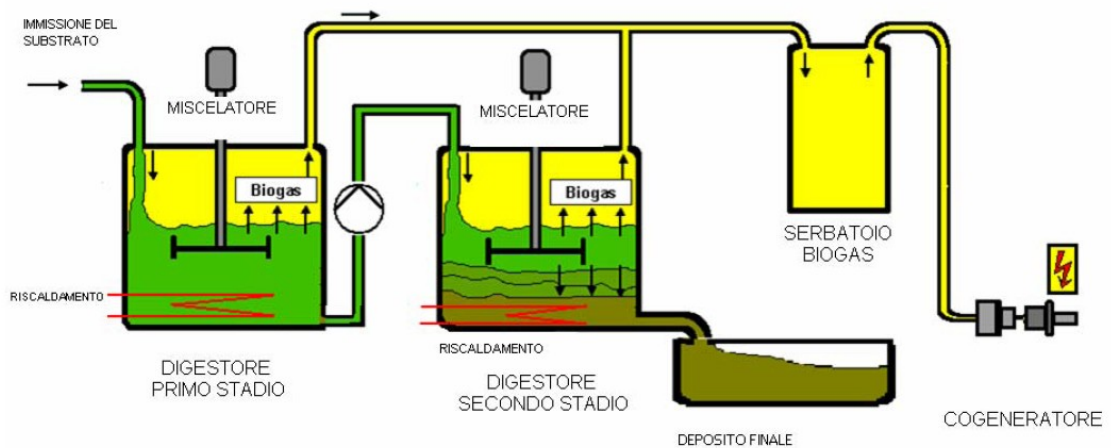


FIGURA 2 – SCHEMA IMPIANTO BIOGAS (FONTE ETAONE ITALIA SRL)

3.1

Dimensionamento dell'impianto Valle del Chiese

Dai dati raccolti presso gli operatori agricoli della valle del Chiese è stata ricostruita la seguente tabella.

Materia prima	Quantità [t/anno]	Sostanza secca [%]	Sostanza organica secca [%]	Sostanza organica secca [t/anno]	Produzione unitaria biogas [mc/t]	Produzione annuale biogas [mc/anno]	Percentuale rispetto al totale [%]
stocchi	8.000 ³	50,00%	50,00%	2.000	380	760.000	40,93%
pollina	950	75,00%	30,00%	214	500	106.875	5,76%
liquame	2.000	8,00%	80,00%	128	341	43.648	2,35%
letame	14.400 ⁴	25,00%	80,00%	2.880	341	982.080	52,89%
TOTALE						1.892.603	

TABELLA 1 – PRODUZIONE ANNUALE DI BIOGAS

Considerando un contenuto energetico del biogas prodotto pari a 5,4 kW/mc abbiamo una produzione di circa 10.220.056 kWh/anno, che utilizzati in un cogeneratore da 537 kW elettrici (Deutz TCG 2016 B V12) consentono una produzione annua di circa 4.190.000 kWh elettrici e di circa 3.751.000 kWh termici, con un numero di ore equivalenti di funzionamento pari a circa 7.800.

E' importante rilevare che oltre il 40% della produzione di biogas dipende dalla qualità e dalla quantità di stocco di mais, che come è stato già scritto, non è stata ancora provata.

Tenendo conto che circa il 40/50% della produzione di energia termica è utilizzata per il processo di produzione del biogas, risulta che rimangono a disposizione delle eventuali utenze circa 2.000 MWh.



FIGURA 3 – IL MOTORE DEUTZ TCG 2016 B V12, APPPOSITAMENTE PROGETTATO PER BIOGAS

Dalla quantità e dalla qualità di biomassa da trattare, il dimensionamento delle vasche risulta il seguente:

³ Si è considerata una produzione per ettaro di 30 t.

⁴ Non è stata considerata la diminuzione di letame dovuta ad eventuali alpeggi

- **trincea orizzontale:** è un'area di 3.000 m² delimitata da un muro di cemento armato di 5 m di altezza;
- **dosatore di alimentazione:** tramoggia a base rettangolare della capacità di circa 70 m³;
- **digestore:** vasca cilindrica di 21 metri di diametro e 2.500 m³ di capacità (h= 7m);
- **postdigestore:** vasca cilindrica di 21 metri di diametro e 2.500 m³ di capacità (h= 7m);
- **deposito finale:** vasca cilindrica di 30 metri di diametro e 5.600 m³ di capacità (h= 8m);
- **serbatoio biogas:** è un serbatoio metallico cilindrico della capacità di 100 m³;
- **locali cogeneratore:** sono i locali necessari per l'installazione del cogeneratore, del trafo e della cabina elettrica e hanno una superficie indicativa di 80 m²;
- **locali per la supervisione dell'impianto e per il personale:** indicativamente sono sufficienti circa 50 m²;
- **magazzino:** serve quale deposito dei mezzi agricoli eventualmente necessari alla conduzione dell'impianto (trattore-ruspa, autobotte, spargitori, ecc.) e dei pezzi di ricambio degli impianti di produzione del biogas; ha una superficie coperta di 200 m²;
- **centrale termica e locale pompe (eventuali):** sono i locali necessari ad alimentare l'eventuale rete di teleriscaldamento.

Nella figura successiva è riportata una planimetria schematica, dalla quale si deduce che per la costruzione dell'impianto sono necessari circa 8.000 m² di terreno.

In questa descrizione non si è tenuto conto della possibilità di separare per sedimentazione ed essiccazione la parte solida del digestato dalla parte liquida, perché per attuare questo processo sarebbero necessari altri impianti ed investimenti.

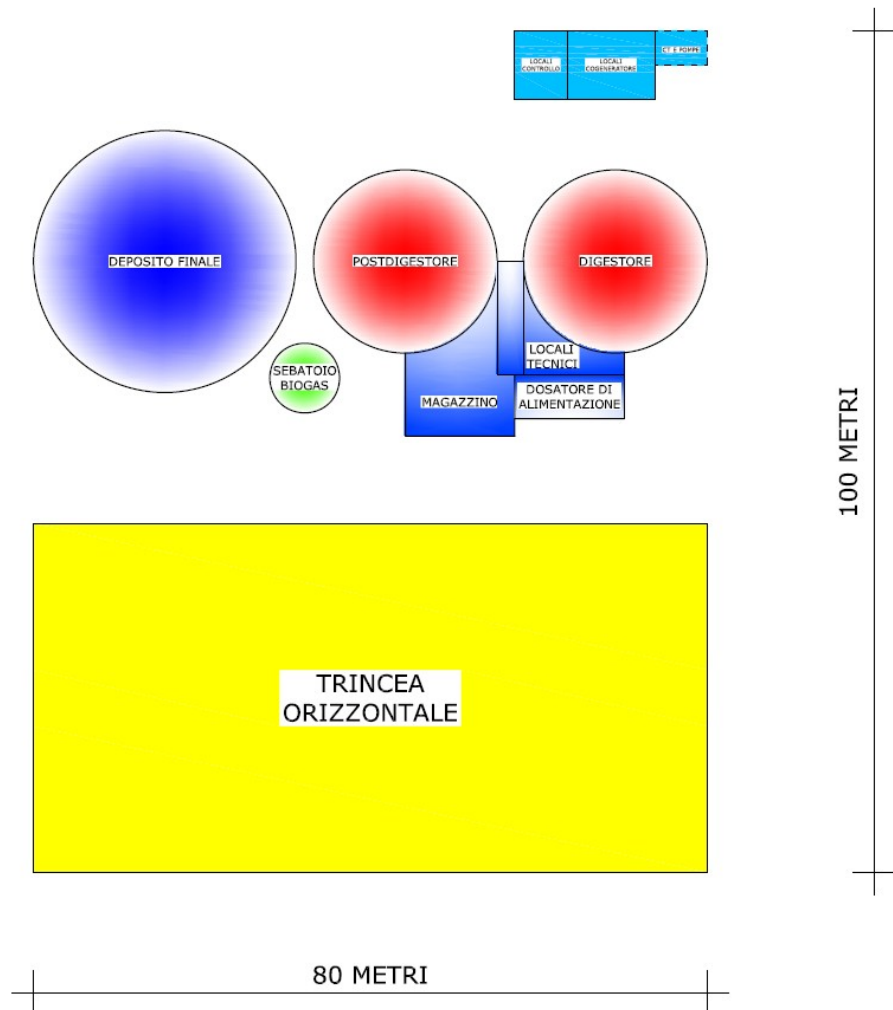


FIGURA 4 – PLANIMETRIA IMPIANTO DI PRODUZIONE BIOGAS VALLE DEL CHIESE

3.2

Considerazioni sulla localizzazione dell'impianto

Nel paragrafo precedente è stato evidenziato come l'area necessaria alla costruzione dell'impianto sia piuttosto grande.

Un altro aspetto molto importante è quello della sua localizzazione, che dovrà rispondere ai seguenti requisiti:

1. **centralità rispetto alla produzione delle biomassa:** l'impianto dovrà essere possibilmente baricentrico rispetto alle stalle che dovranno conferire il letame e il liquame e rispetto alle coltivazioni di granoturco;
2. **centralità rispetto ai campi da concimare:** l'impianto dovrà essere anche baricentrico rispetto ai campi che andranno concimati con il digestato; va tenuto presente che la quantità di digestato prodotto dall'impianto corrisponde grossomodo alla quantità di materia prima introdotta dal progetto;

3. **vicinanza a possibili utenze termiche:** per massimizzare il ritorno economico è molto importante che nei pressi dell'impianto siano presenti delle utenze che possano assorbire i 2.000.000 di kWh termici che ogni anno l'impianto produce; tali utenze potrebbero essere delle serre oppure piccoli stabilimenti artigianali o industriali;
4. **vicinanza ai sottoservizi:** per non aumentare i costi di investimento è importante che l'impianto sorga in prossimità di una linea di media tensione.

Da queste considerazioni, a nostro parere, emerge che l'impianto dovrebbe sorgere nella piana a valle dell'abitato di Storo, magari in prossimità della zona industriale a sud dell'abitato.

4. ANALISI DELL'INVESTIMENTO

Nel presente paragrafo saranno innanzitutto valutati i costi di investimento e quindi sarà svolta l'analisi dell'investimento.

4.1 Costi di investimento

I costi necessari per effettuare un investimento di questo tipo dipendono fortemente da chi realizza l'impianto e dalle tecnologie utilizzate. Dall'analisi delle offerte ricevute dai vari costruttori contattati, risulta che l'importo complessivo necessario per realizzare un impianto "chiavi in mano" composto da:

- Opere civili (trincea orizzontale, vasca di premiscelazione, reattori, fondazioni, drenaggio, asfaltature, messa a terra, vasca di accumulo digestato, magazzino e locali tecnici);
- Cogeneratore da 530 kW elettrici;
- Trasformatore e cabina di MT
- Sistema di tubazioni biogas;
- n.2 campane a doppia membrana, tubazioni, apparecchiatura di sicurezza e di intercettazione;
- Fiaccola, valvola di sopra e sottopressione, analisi del gas, misurazione continua della qualità e quantità del biogas;
- Container tecnico con ripartizione del calore, comandi per le coclee;
- pompe per liquame e substrato, regolazione, comando e visualizzazione
- Progettazione, preparazione della documentazione, coordinamento e controllo dei lavori, engineering, messa in servizio e consegna;

che adotti la migliore tecnologia oggi disponibile sul mercato, è uguale a **2.500.000,00 Euro** (poco meno di 5.000 Euro/kW_{el}).

In questo importo non è compreso il costo del terreno.

4.2 Costi e ricavi

Nella tabella della pagina successiva sono riassunti i costi gestionali e i ricavi annui dell'impianto in oggetto.

RICAVI		
Energia elettrica prodotta		4.190.223 kWh
Autoconsumi impianto	5%	209.511
Perdite di trasmissione	2%	83.804
Energia elettrica venduta		3.896.907 kWh
Prezzo medio unitario di vendita (del. AEEG 34/05)		0,0816357 €/kWh
Ricavo vendita energia elettrica (97% tariffa del. AEEG 34/05)		331.809,65 €/anno
Prezzo unitario di vendita Certificati Verdi (80% prezzo di mercato attuale)		0,112 €/kWh
Ricavo vendita Certificati Verdi		436.453,63 €/anno
Energia termica prodotta		2.000.000 kWh
Perdite		200.000 kWh
Energia termica vendibile		1.800.000 kWh
Prezzo unitario energia termica (utenza industriale o agricola)		0,05 €/kWh
Ricavo vendita energia termica		90.000,00 €/anno
RICAVI TOTALI ANNUALI (SENZA E.T.)		768.263,29 €/anno
RICAVI TOTALI ANNUALI (CON E.T.)		858.263,29 €/anno

COSTI DI GESTIONE	
Costo personale	40.000,00 €/anno
Contratto di manutenzione impianto	40.000,00 €/anno
Contratto di manutenzione cogeneratore	70.000,00 €/anno
Analisi chimiche	20.000,00 €/anno
Assicurazione Impianto	10.000,00 €/anno
Trasporti materie prime e digestato	50.000,00 €/anno
COSTI TOTALI ANNUALI	230.000,00 €/anno

UTILE DI GESTIONE	
UTILE DI GESTIONE ANNUO (SENZA E.T.)	538.263,29 €/anno
UTILE DI GESTIONE ANNUO (CON E.T.)	628.263,29 €/anno

TABELLA 2 – COSTI E RICAVI

4.3 Analisi dell'investimento senza vendita di energia termica

Per l'analisi dell'investimento è stato ipotizzato che l'impianto entrerà in funzione dopo un anno dall'inizio dei lavori e che la vita utile dell'impianto sia pari a 15 anni.

L'analisi dell'investimento si basa su alcuni indici economici quali il VAN (Valore Attuale Netto) rispetto al tasso di sconto deflazionato, il Pay Back o tempo di ritorno dell'investimento, semplice e attualizzato, ed il TIR (Tasso Interno di Rendimento).

Per una corretta valutazione dell'efficacia dell'investimento sono stati considerati i costi iniziali, i costi di manutenzione e di esercizio dell'impianto e i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica e dei certificati verdi, mentre non sono stati considerati la vendita di energia termica e l'erogazione di contributi in conto capitale da parte della Provincia Autonoma di Trento. La differenza tra i flussi degli incassi e degli esborsi rappresenta la misura della convenienza dell'impianto. Tutto questo è stato fatto attualizzando i valori monetari attraverso un tasso di sconto deflazionato. Dalla somma dei flussi di cassa netti attualizzati di ciascun anno è stato determinato il VAN.

Altro indice economico preso in considerazione è il Pay Back Period o tempo di ritorno dell'investimento, che indica il periodo nel quale l'investimento per la realizzazione dell'impianto si espone al rischio di subire delle perdite finanziarie, nel caso la realtà si dimostrasse peggiore del previsto: ovviamente minore sarà il Pay Back Period e più vantaggioso sarà l'investimento.

Le analisi condotte tramite lo studio di VAN e Pay Back sono basate su delle previsioni. Per tal ragione è utile un'analisi della sensibilità del valore attuale netto (VAN) rispetto alla variazione del tasso di attualizzazione, che viene effettuata attraverso il Tasso Interno di Redditività (TIR), definito come il tasso di attualizzazione per cui il VAN risulta uguale a zero a parità di altre ipotesi. Risulterà così che il tasso di sconto effettivo, affinché l'investimento sia proficuo, dovrà risultare non superiore al TIR; naturalmente tanto maggiore è la differenza tra tasso di sconto e TIR, tanto minore sarà il rischio di una stima approssimata del tasso di sconto.

Riassumendo, il Pay Back rappresenta il periodo nel quale l'investimento rientra ossia è esposto al rischio; il VAN rappresenta i flussi di cassa e il valore netto dell'impianto con la sua rendita, mentre il TIR dà un'indicazione sulla sicurezza dell'investimento ossia sulla sua vulnerabilità rispetto a variazioni del tasso di sconto.

Nella tabella seguente sono riassunti i principali risultati ottenuti.

ANALISI FINANZIARIA SENZA ENERGIA TERMICA	
INVESTIMENTO INIZIALE	€ 2.500.000,00
CONTRIBUTO PAT	€ 0,00
CERTIFICATI VERDI (MEDIA PRIMI 12 ANNI)	€ 436.453,63
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE	5,00%
PAYBACK SEMPLICE	4,64 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO	5,42 anni
VAN₁₀	€ 1.656.326,41
VAN₁₅	€ 2.425.147,75
TIR	19,09%

TABELLA 3 – RISULTATI DELL'ANALISI FINANZIARIA SENZA VENDITA DI ENERGIA TERMICA

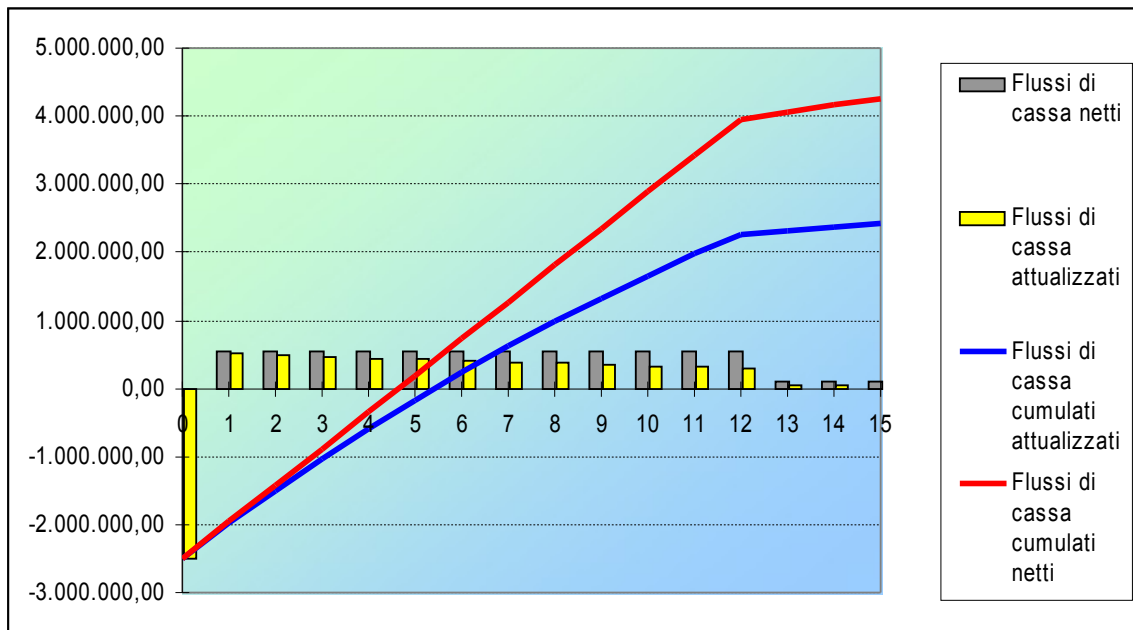


FIGURA 5 – ANDAMENTO DEI FLUSSI DI CASSA

4.4 Analisi dell'investimento con vendita di energia termica

In questa ipotesi si suppone di vendere l'energia termica a delle utenze vicine all'impianto e per questo si è stimato un investimento ulteriore di 200.000 Euro per la realizzazione di una sala pompe e di una mini rete di teleriscaldamento.

La distribuzione di energia termica comporta anche l'acquisizione dei certificati bianchi (Titoli di efficienza energetica): al contrario dei certificati verdi la loro incidenza sui flussi di cassa è del tutto marginale (si tratta di circa 8.000 Euro per 5 anni) e quindi non è stata considerata nell'analisi. Per il resto, l'analisi dell'investimento è stata condotta in modo del tutto simile a quella spiegata nel paragrafo precedente.

ANALISI FINANZIARIA CON ENERGIA TERMICA	
INVESTIMENTO INIZIALE	€ 2.700.000,00
CONTRIBUTO PAT	€ 0,00
CERTIFICATI VERDI (MEDIA PRIMI 12 ANNI)	€ 436.453,63
TASSO REALE DI ATTUALIZZAZIONE	5,00%
PAYBACK SEMPLICE	4,30 anni
PAYBACK ATTUALIZZATO	4,96 anni
VAN₁₀	€ 2.151.282,55
VAN₁₅	€ 3.159.316,98
TIR	21,28%

TABELLA 4 – RISULTATI DELL'ANALISI FINANZIARIA CON VENDITA DI ENERGIA TERMICA

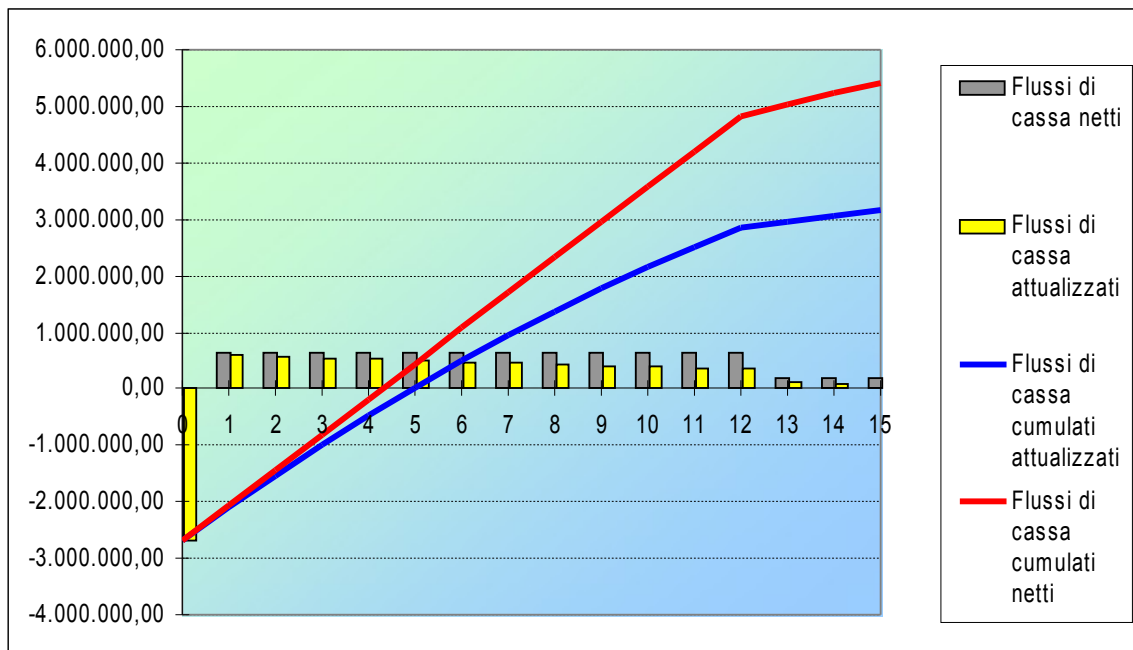


FIGURA 6 – ANDAMENTO DEI FLUSSI DI CASSA CON VENDITA DI ENERGIA TERMICA

5. CONCLUSIONI

Lo studio si era proposto di verificare se la Valle del Chiese abbia una produzione di biomasse di origine animale ed agricola tale da poter sostenere un impianto di produzione di biogas: i risultati ottenuti sembrano confermare che tale produzione esiste e che l'impianto di produzione di biogas potenzialmente realizzabile potrebbe avere dei riscontri economici veramente interessanti, che sono stati messi in evidenza nel precedente capitolo.

In sede di conclusioni, ci pare opportuno sottolineare ancora una volta i presupposti che sono stati alla base del presente studio e che dovranno essere nuovamente valutati e verificati qualora si arrivasse alla fase progettuale:

1. solamente con il conferimento dei reflui zootecnici l'impianto di produzione di biogas non è economicamente sostenibile in quanto il biogas producibile potrebbe alimentare solamente un cogeneratore da 250 kW, mentre la dimensione dell'impianto (e di conseguenza i costi) rimarrebbe quasi uguale;
2. le caratteristiche energetiche e la quantità di stocco disponibile sul territorio vanno attentamente analizzate, perché è su questi dati che si decide la sorte dell'impianto;
3. il posizionamento dell'impianto ha un ruolo fondamentale per le problematiche di conferimento delle biomasse, di distribuzione del digestato e di vendita dell'energia termica altrimenti dissipata;
4. nell'analisi economica non è stato considerato il costo del terreno, né è stato previsto un pagamento per la biomassa conferita;
5. non sono stati considerati contributi pubblici al fuori di quelli previsti per l'incentivazione delle fonti rinnovabili;
6. per la buona riuscita del progetto è importante individuare un soggetto che sia in grado di portare avanti il non facile iter di realizzazione dell'impianto e che sappia far convergere verso un obiettivo comune tutti gli attori coinvolti (allevatori, agricoltori, amministrazioni comunali, ecc.).