SCUOLA DOTTORALE IN INGEGNERIA

DOTTORATO DI RICERCA IN INGEGNERIA MECCANICA E INDUSTRIALE

CICLO XXV

"ANALISI DELLE PROSPETTIVE TECNICO - ECONOMICHE DI IMPIANTI DI PICCOLA POTENZA PER L'UTILIZZAZIONE ENERGETICA DI BIOMASSA"

Docente guida
Prof. Giancarlo Chiatti

Dottoranda
Mariangela Salerno

Coordinatore del dottorato
Prof. Edoardo Bemporad

SOMMARIO

1 INTRODUZIONE 4

2 QUADRO NORMATIVO: Gli incentivi statali per la produzione elettrica da fonti rinnovabili 6

2.1 L'incentivazione delle energie rinnovabili in Italia fino al 2012 7

2.2 L'incentivazione dal 2013: contesto d'intervento e principali aspetti dell'incentivazione 9

2.3 I nuovi incentivi per gli impianti biogas e biomasse 15

3 STATO DELL'ARTE DELLE TIPOLOGIE DI IMPIANTI PER L'UTILIZZO ENERGETICO DI BIOMASSA: Le tecnologie per l'utilizzazione energetica della biomassa 18

3.1 La tecnologia del biogas 18

3.1.1 Processi di conversione biochimica 18

3.1.2 La Digestione Anaerobica 18

3.1.3 Dal Biogas all'Energia 22

3.1.4 Substrati avviati alla cogestione anerobica 23

3.1.5 La codigestione 25

3.1.6 Tecnologie di digestione anaerobica applicabili 27

3.2 Conversione termochimica 29

3.2.1 La Pirolisi 30

3.2.2 La Tecnologia del Syngas 31

3.2.3 I Prodotti 32

3.3 La Combustione 34

4 ELEMENTI DI CAPITAL BUDGETING PER LA VALUTAZIONE ECONOMICA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE 36

4.1 Introduzione 36

5 IMPIANTI A BIOGAS 41

5.1 Analisi tecnico-economico per impianti a biogas 41

5.2 Analisi per un impianto tipo di 250 kWe 45

5.3 Analisi dei costi e dei benefici impianto a biogas 250 kWe (Tf 0.28 €/kWhe) 46

5.4 Analisi dei costi e dei benefici impianto a biogas 250 kWe con la nuova tariffa incentivante al 2014 50

5.5 Analisi dei costi e dei benefici impianto a biogas 100 kWe con la nuova tariffa incentivante al 2014 55

6 IMPIANTI A SYNGAS: Analisi tecnico-economico per impianti a Syngas 59

6.1 Descrizione Impianto a Syngas (198kWe) 59

7 IMPIANTI TURBOMASS: Analisi tecnico-economica per impianti Turbomass 77

8 CRITICITA' ECONOMICO-GESTIONALI DEGLI IMPIANTI ANALIZZATI 85

8.1 Criticità Impianti alimentati a Biomasse 85

8.2 Criticità Impianti a Biogas 87

9 STUDIO E SPERIMENTAZIONE DI UN IMPIANTO SU SCALA PILOTA A DOPPIO STADIO PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO E METANO DA EFFLUENTI ZOOTECNICI E SOTTOPRODOTTI DA CASEIFICI 90

9.1 Introduzione 90

9.2 Stato dell'arte 91

9.3 Obbiettivi economici dell'impianto pilota 94

10 PROSPETTIVE FUTURE DEGLI IMPIANTI BIOGAS, IL BIOMETANO 96

10.1 Introduzione 96

10.2 Le modalità di upgrading del biometano 96

10.3 Meccanismi di incentivazione del biometano e tipologie di vendita 102

10.4 Vendita diretta del biometano sul mercato per nuovi impianti 103

10.4.1 Vendita diretta del biometano sul mercato per impianti esistenti 104

10.4.2 Ritiro da parte del GSE per Impianti nuovi 104

10.4.3 Ritiro da parte del GSE per Impianti esistenti 105

10.4.4 Confronto tra Vendita e Ritiro del Biometano 105

11 CONCLUSIONI 107

BIBLIOGRAFIA

INTRODUZIONE

Il presente lavoro di Tesi di Dottorato prende spunto dal Bando ENAMA (Ente Nazionale per la Meccanizzazione Agricola) "Programma nel settore delle fonti energetiche rinnovabili da biomasse" e in particolare "*biomassa e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali*" finanziato dal MIPAAF con D.M. 11077 del 19 dicembre 2008.

Il CRA-ING (Consiglio per la Ricerca e la Sperimentazione in Agricoltura – Unità di Ricerca per l'Ingegneria Agraria) e alla cui Unità la sottoscritta è in forza, con alcuni dei suoi Ricercatori, ha preso parte sia alla Commissione valutatrice degli impianti sia alla Commissione incaricata per effettuare i collaudi di tali impianti. Inoltre, tenuto conto che il Bando Enama obbligava le aziende interessate al monitoraggio degli impianti finanziati con raccolta di dati e la costituzione di una vera e propria banca dati.

Il presente lavoro ha come obiettivo lo studio degli aspetti tecnico-economici di impianti di piccola potenza, inferiore a 300 kW_e, alimentati a biomassa, prevalentemente di natura aziendale, per la produzione di Energia Elettrica (EE) con particolare riferimento all'analisi dei costi e dei ricavi degli impianti stessi e ha come obiettivo la formulazione di un quadro di riferimento per future realizzazioni.

Le attività si sono basate sulla analisi dello stato dell'arte e utilizzazione energetica delle biomasse e in 4 tipologie di impianti. In particolare è stata curata l'analisi tecnica degli impianti, la valutazione dei flussi economici ed è stato fatto, mediante una procedura di calcolo specificatamente messa a punto, il confronto della redditività degli impianti alla luce della passata normativa sugli incentivi e quella vigente introdotta con il D.M. n. 28 del 6 luglio 2012 e in base ad esso si sono cercate le prospettive più favorevoli per l'utilizzazione energetica delle biomasse.

Nel periodo di studi sono stati analizzati gli aspetti tecnico-economici di un ulteriore impianto avente la potenzialità di 500 kW_e che risultava particolarmente redditizio alla luce del previgente sistema incentivante (D.M. Sviluppo Economico del 18/12/2008 "Decreto Rinnovabili) che si applicava a tutti gli impianti autorizzati fino al 31/12/2012.

Le quattro tipologie di impianto, sotto riportate, per ognuna delle quali è stata fatto lo studio di fattibilità tecnico-economico per l'inserimento dell'impianto in questione in una azienda agricola, considera sia il vecchio sistema incentivante che il nuovo. Le tipologie impiantistiche , sono state scelte in base allo loro diffusione sia sul territorio nazionale sia su quello estero. Inoltre la limitazione della taglia di potenza non superiore a 249 kW_e. scaturisce, nel caso di impianti già marcianti alla data del 31/12/2012, dalla semplicità dell'iter autorizzativo, (presentazione di una semplice DIA) e dal fatto che molte Regioni concedevano l'autorizzazione

all'installazione dell'impianto solo per potenze fino a 250 kW_e; Nel caso di nuovi impianti installati dopo il 31/12/2012 oltre alle ragioni suddette di carattere amministrativo si è tenuto conto della volontà del legislatore di favorire economicamente, con un incentivo maggiore, gli impianti fino a 300 kW_e e dal punto di vista amministrativo, favorire gli impianti a biogas con potenza installata fino a 100 kW_e e impianti a biomasse con potenza installata fino a 200 kW_e.

Si riporta, inoltre, l'analisi riguardante un innovativo impianto di digestione anaerobica a doppio stadio per la produzione separata di CH_2 e H_2.

Questo impianto sperimentale è di rilevante interesse sia in termini produttivi perché si dimezza il tempo di ritenzione idraulica e sia sotto gli aspetti agevolativi in quanto è alimentato solo da sottoprodotti zootecnici e da residui da produzione di prodotti di caseificio con una maggiore incentivazione (D.M. n. 28 del 6 luglio 2012).

Per gli impianti analizzati sono state individuate le principali criticità e si sono delineate per il futuro le prospettive di sviluppo della filiera biogas alla luce del nuovo DM.

2 QUADRO NORMATIVO: Gli incentivi statali per la produzione elettrica da fonti rinnovabili

2.1 L'incentivazione delle energie rinnovabili in Italia fino al 2012

Le fonti energetiche rinnovabili in Italia hanno visto la loro prima incentivazione nel 1992 con una delibera del Comitato interministeriale prezzi denominata Cip6. Tale delibera stabiliva un prezzo fisso di ritiro, superiore a quelli di mercato, per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e ad esse assimilate. L'incentivazione era quindi garantita riconoscendo un *premium price* all'energia prodotta da determinate fonti energetiche. La critica mossa al sistema del Cip6 riguarda gli impianti che ha effettivamente incentivato: l'introduzione nel novero delle fonti ammissibili anche di quelle classificate come "assimilate" ha di fatto concesso risorse finanziarie anche a produzioni non verdi. Nelle fonti "assimilate" sono infatti ricompresi i derivati del petrolio e i rifiuti urbani indifferenziati, andando quindi contro alle definizioni di fonte energetica rinnovabili che si ritrovano nella normativa europea. Tale apertura verso fonti non rinnovabili è stata criticata e sanzionata dall'Unione europea e l'Italia si è adeguata ai dettami europei nel 2007. Il Cip6 ha avuto comunque il pregio di avviare il percorso della produzione energetica da rinnovabili e di introdurre il ruolo del produttore indipendente di energia elettrica in un mercato mopolistico.

Nel 1999 la produzione elettrica in Italia e da rinnovabili ha compiuto un deciso passo avanti con la liberalizzazione del mercato elettrico e l'introduzione del sistema dei Certificati verdi (Cv), sistema basato su un obbligo posto capo a produttori e importatori di energia da fonte fossile: questi soggetti devono immettere in rete anche una quota di energia prodotta da fonte rinnovabile, in modo proporzionale alla propria presenza sul mercato. L'obbligo è quindi calcolato come percentuale, crescente nel tempo, del consumo di energia elettrica, con provenienza fossile, in Italia. Il produttore da fonte fossile non deve necessariamente dotarsi di impianti a fonti rinnovabile, ma può avvalersi di un produttore terzo di energia verde, che gli cederà i Certificati verdi maturati, a dimostrazione che a livello italiano, anche se non direttamente, l'impegno è stato assolto. Il Cv si configura quindi come un attestato di produzione di energia rinnovabile che può essere scambiato e che il possessore finale può esibire di fronte alle autorità preposte al controllo del sistema.

I Cv non sono quindi un'incentivazione diretta al produttore di energia verde ma un titolo che deve essere scambiato su un apposito mercato o mediante contratti bilaterali, e che nelle contrattazioni acquista un valore. L'energia elettrica rinnovabile prodotta rimane invece nelle disponibilità del soggetto possessore dell'impianto che la può autoconsumare o cedere alla rete. Il sistema dei Cv, basandosi su meccanismi di. mercato, vuole quindi raggiungere la massima

efficacia ed efficienza finanziaria, gravando il meno possibile sulle casse statali e sui consumatori. Il sistema ha funzionato nei primi anni dalla partenza, con valori di scambio dei Cv che sono stati considerati interessanti dagli operatori del settore, che hanno infatti realizzato molteplici impianti, soprattutto di grande taglia. Ne sono rimasti invece penalizzati i piccoli impianti che hanno visto nel rischio delle fluttuazione dei prezzi, associato al sistema di mercato e alle difficoltà burocratiche di gestione dei Cv stessi e della vendita dell'energia elettrica, un forte deterrente alla loro realizzazione. Il sistema dei Cv ha iniziato a mostrare i propri limiti negli anni 2006 e 2007, quando il valore dei certificati ha iniziato a scendere, anche in modo considerevole, poiché l'offerta era di molto superiore alla domanda di titoli. Nel 2008, tramite la legge finanziaria e i successivi decreti attuativi, è stata quindi introdotta una prima modifica al sistema dei Cv, le cui maggiori novità possono essere ricercate nell'allungamento del periodo di diritto dell'incentivazione, nell'aumento della quota percentuale dell'obbligo di energia verde immessa in rete, nella differenziazione del rilascio dei Cv per fonti e infine nell'introduzione di una Tariffa fissa ,omnicomprensiva (Tf) per gli impianti di minori dimensioni (inferiori a 1 MW_e o 200 kW_e per l'eolico). È importante soffermarsi sulla Tf in quanto rappresenta un deciso cambio di strategia nell'incentivazione delle rinnovabili, al fine di far proseguire lo sviluppo degli impianti Fer (Fonti energetiche rinnovabili) anche di piccola taglia. La Tariffa fissa presuppone un, valore prefissato e stabile nel tempo che viene riconosciuto a tutta l'energia elettrica immessa in rete. La tariffa riconosciuta comprende quindi al suo interno sia una quota di remunerazione dell'energia sia l'incentivo vero e proprio assegnato alle produzione rinnovabili. La Tariffa fissa ha il pregio di semplificare la burocrazia legata al suo riconoscimento e di rendere certe le entrate di cassa, a meno di impreviste fermate d'impianto, lungo tutto l'orizzonte temporale di incentivazione. Tale novità ha permesso uno sviluppo importante degli impianti di minori dimensione. e tra questi un ruolo preminente lo hanno avuto gli impianti a biogas e biomasse che, per le caratteristiche tecnologiche proprie, preferiscono taglie ridotte. La tariffa per gli impianti biogas e biomasse, di potenza inferiore a 1MW di potenza, stabilita in
280 €/MWh_e (0,28€/kWh_e) prodotto e immesso in rete, senza distinzione sulla provenienza della biomassa, ha reso decisamente remunerativi questi investimenti, soprattutto per quei soggetti che hanno la possibilità di approvvigionarsi di materia prima in modo autonomo o con contratti di conferimento pluriennali. I dati estrapolati dal "Rapporto statistico del 2010" del GSE alla voce "Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili, IAFR" confermano la bontà della scelta di tale meccanismo di incentivazione, Tf. Basti pensare che fino a tutto il 2008 gli impianti biogas e biomasse, erano circa 150 a cui corrispondeva una potenza installata pari a 54.8 MW. Alla fine del 2011 gli impianti installati sono quasi raddoppiati in solo 3 anni (391) per una potenza

immessa in rete pari a 241.6 MW (Fonte CRPA). È quindi possibile concludere che il sistema dei Cv ha dato un primo impulso alla nascita di un vero settore delle rinnovabili in Italia. Tale sistema non ha avuto un grande impatto sul settore del biogas, malgrado le potenzialità presenti sul territorio italiano, e per avere un vero incremento del numero di impianti è stato necessario il superamento del meccanismo di mercato, almeno per quelli di minore dimensione, a favore di una Tariffa fissa, maggiormente tutelante dei piccoli investitori e imprenditori.

Tab. 2.1-Tariffe incentivanti base previste per il 2013 e premi stabiliti dal Decreto

Tabella 1 – Tariffe incentivanti base previste per il 2013 e premi stabiliti dal Decreto

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	TARIFFA INCENTIVANTE BASE (per il 2013)	PREMI (Pr)											
					Biomasse da filiera	Riduzione gas serra	Requisiti di emissioni in atmosfera	Cogenerazione ad alto rendimento	Cogenerazione ad alto rendimento + teleriscaldamento	Cogenerazione ad alto rendimento + recupero azoto per produrre fertilizzanti	Cogenerazione ad alto rendimento + recupero 30% azoto per produrre fertilizzanti	Recupero 40% azoto per produrre fertilizzanti	Totale reiniezione fluido geotermico con emissioni nulle	Primi 10 MW su aree nuove	Abbattimento 95% gas incondensabili nel fluido in ingresso	Opere di connessione alla rete a proprie spese
				(Tb)	art. 8, c. 6, Tab.1-B	art. 8, c. 6	art. 8, c. 7, all. 5	art. 8, c. 8	art. 8, c. 8	art. 26, c. 1 e 2	art. 26, c. 3	art. 26, c. 3	art. 27, c. 1	art. 27, c. 1	art. 27, c. 1	all. 1, tab. 1.1
		kW	anni	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Eolica	On-shore	1<P≤20	20	291												
		20<P≤200	20	268												
		200<P≤1000	20	149												
		1000<P≤5000	20	135												
		P>5000	20	127												
	Off-shore	1<P≤5000	25	176												40
		P>5000	25	165												40
Idraulica	ad acqua fluente (compresi gli impianti su acquedotto)	1<P≤20	20	257												
		20<P≤500	20	219												
		500<P≤1000	20	155												
		1000<P≤10000	25	129												
		P>10000	30	119												
	a bacino o a serbatoio	1<P≤10000	25	101												
		P>10000	30	96												
Oceanica (comprese maree e moto ondoso)		1<P≤5000	15	300												
		P>5000	20	194												
Geotermica		1<P≤1000	20	135									30	30	15	
		1000<P≤20000	25	99									30	30	15	
		P>20000	25	85									30	30	15	
	tecnologie avanzate (art. 27, comma 2)	1<P≤5000	25	200 *										30	15	
Gas di discarica		1<P≤1000	20	99												
		1000<P≤5000	20	94												
		P>5000	20	90												
Gas residuati dai processi di depurazione		1<P≤1000	20	111												
		1000<P≤5000	20	88												
		P>5000	20	85												
Biogas	a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	180				40		30	20	15				
		300<P≤600	20	160				40		30	20	15				
		600<P≤1000	20	140				40		30						
		1000<P≤5000	20	104				40		30						
		P>5000	20	91				40		30						
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	236				10		30	20	15				
		300<P≤600	20	206				10		30	20	15				
		600<P≤1000	20	178				10		30						
		1000<P≤5000	20	125				10		30						
		P>5000	20	101				10		30						
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2	1<P≤600	20	216				10		30	20	15				
		600<P≤1000	20	216				10		30						
		1000<P≤5000	20	109				10		30						
		P>5000	20	85				10		30						
Biomasse	a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	229			30	40								
		300<P≤1000	20	180			30	40								
		1000<P≤5000	20	133	20	10	30	40								
		P>5000	20	122	20 **	10 **	30	40								
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	257			30	10	40							
		300<P≤1000	20	209			30	10	40							
		1000<P≤5000	20	161		10	30	10	40							
		P>5000	20	145		10 **	30	10	40							
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2	1<P≤5000	20	174				10								
		P>5000	20	125				10								
Bioliquidi sostenibili		1<P≤5000	20	121				40								
		P>5000	20	110				40								

* 1) Sempre Tariffa Onnicomprensiva; 2) 200 è il valore massimo; nel caso la temperatura (T) del fluido geotermico sia maggiore di 151°C, la tariffa è pari a: 200-(T-151)0,75.
** Solo per i rifacimenti

Premi non cumulabili tra di loro

2.2 L'incentivazione dal 2013: contesto d'intervento e principali aspetti dell'incentivazione

Quanto presentato nel precedente paragrafo riguarda il regime incentivante vigente per gli impianti che entrati in esercizio entro la fine del 2012. Dal 2013 in avanti il sistema di incentivazione viene profondamente modificato, con l'eliminazione definitiva del Certificato verde e l'introduzione di diverse forme di incentivazione sulla base della taglia dell'impianto Fer. Il riassetto delle incentivazioni è partito con il Dlgs 28/2011, che ha tracciato le linee guida del nuovo sistema, e dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 6 luglio 2012, che ha attuato la strategia del precedente atto normativo. L'uscita del decreto del 6 luglio 2012, che ha avuto una lunga gestazione, è stata preceduta da alcuni documenti del Ministero dello sviluppo economico che illustrano i motivi della modifica al sistema di incentivazione. Le motivazioni possono essere in parte ritrovate anche nei visti e considerati in apertura del decreto stesso, che vertono sostanzialmente sui costi di sostegno alle energie rinnovabili e gli obiettivi, europei e nazionali, di copertura dei fabbisogni energetici mediante fonti non fossili. Su questo secondo punto in particolare si fa riferimento al rapido incremento della produzione elettrica da rinnovabili, dovuto in larga parte al solare fotovoltaico, che ha permesso di raggiungere quasi i 100 TWh_e/anno previsti al 2020 dal Piano d'azione nazionale (Pan) sulle energie rinnovabili. Al 2011 infatti la produzione elettrica da rinnovabile è di 94 TWh_e. Anche la copertura da rinnovabili del fabbisogno complessivo italiano di energia è in aumento, attestandosi oltre il 10% nel 2010 a fronte di un obiettivo al 2020 del 17% . È da ricordare che in quest'ultimo dato sono ricompresi anche i consumi di energia per scopi termici e di trasporto, settori in cui l'Italia deve ancora raggiungere significativi miglioramenti.

La motivazione economica invece riguarda l'ammontare annuale di spesa pubblica, finanziata mediante contributi presenti in bolletta elettrica, a favore delle energie rinnovabili. In un'ottica di efficienza, efficacia, armonizzazione con strumenti di analoga finalità, nonché di riduzione dei costi a carico dei consumatori, il governo ha deciso di limitare a 5,8 miliardi di euro l'anno il costo indicativo cumulato degli incentivi alle Fer elettriche, fotovoltaico escluso. Congiuntamente a queste motivazioni il Ministero confronta gli incentivi alle fonti rinnovabili in Italia con gli analoghi strumenti europei, evidenziando come quelli nazionali siano decisamente più elevati in valore riconosciuto rispetto a quelli operativi in altri stati esteri. È ora opportuno tracciare lo schema del nuovo sistema d'incentivazione per poi focalizzarsi sulle novità riguardanti gli impianti biogas e biomasse. Le potenze incentivate sono contingentate, al fine del controllo dei costi complessivi del sistema. Questo contingentamento viene effettuato per il tramite di registri, a iscrizione obbligatoria, e di aste, per gli impianti di maggiori dimensione. Vi

sono delle esclusioni per impianti di piccola taglia, in particolare hanno accesso diretto alle incentivazione:

- gli impianti eolici e alimentati dalla forza del mare di potenza inferiore a 60 kWe;
- gli impianti idroelettrici di potenza di concessione fino a 50 kWe, che può essere elevata a 250 kWe per particolari risorse idriche, come le acque di scarico o canali esistenti;
- gli impianti a biomassa fino a 200 kWe di potenza che non utilizzano rifiuti di alcun genere;
- gli impianti a biogas fino a 100 kWe di potenza.

Queste esclusioni sono mantenute anche per i rifacimenti totali o parziali nel caso non superino queste soglie di potenza dopo l'intervento. Esistono altre fattispecie escluse dall'adempimento del registro, quali gli impianti derivanti dalla riconversione del settore bieticolo-saccarifero e quelli geotermoelettrici innovativi di potenza inferiore a 5 MW. Viene invece concesso un limite di potenza doppio agli impianti realizzati da pubbliche amministrazioni con procedura di evidenza pubblica. L'accesso alle tariffe per impianti che superano le soglie di potenza appena riportate è subordinato all'iscrizione a un apposito registro, che è sostanzialmente una lista di impianti che potranno o non potranno accedere gli incentivi. Per ogni fonte energetica rinnovabile è previsto un contingente di potenza per il periodo 2013-2015 che non può essere complessivamente superato, secondo quanto mostrato nella tabella 10.3. Gli impianti oggetto di rifacimento totale o parziale seguono un proprio registro, con continenti di potenza assegnati in via 'esclusiva, come mostrato nella tabella 10.4.

Per poter accedere allo specifico registro dei rifacimenti un impianto deve soddisfare questi requisiti:

- essere in esercizio da un periodo pari almeno ai due terzi della vita utile convenzionale dell'impianto stabilita per ogni specifica Fer, come di seguito spiegato;
- non beneficiare, alla data di avvio della procedura, di incentivi sulla produzione energetica attribuiti ai sensi di norme statali.

L'iscrizione al registro avviene in finestre temporali determinate dall'autorità, della durata di 60 giorni. Gli esclusi da un registro dovranno iscriversi a quello successivo. Dalla seconda apertura del registro, ai contingenti disponibili saranno sottratte le quote di potenza utilizzate dagli impianti .esclusi dal registro stesso. I registri si sono aperti nel settembre 2012 e negli anni successivi si apriranno entro il mese di aprile. Le graduatorie sono formate secondo criteri gerarchici di preferenza differenziati per ogni tipologia di fonte e solo come ultimo discrimine viene considerata l'esclusione da precedenti registri la minor potenza, la data di autorizzazione e di iscrizione al registro. Per esempio per biogas e biomasse i criteri di preferenza sono i seguenti:

- impianti fino a 600 kW a servizio di aziende o associate, alimentati mediante prodotti di origine biologica o sottoprodotti;
- impianti alimentati a sottoprodotti;
- impianti alimentati a rifiuti operanti per una corretta gestione del ciclo dei rifiuti, come da pianificazione regionale.

Requisito fondamentale per l'iscrizione al registro è che il soggetto proponente abbia ottenuto l'autorizzazione o il titolo concessorio per la realizzazione dell'impianto, nonché abbia già accettato il preventivo di connessione alla rete elettrica. Queste condizioni impongono che il progetto non sia più solo "sulla carta" ma che il proponente abbia un reale interesse alla sua realizzazione in quanto l'ottenimento dell'autorizzazione e l'accettazione del preventivo di connessione elettrica comportano un impegno economico e di tempo non trascurabile. Inoltre, l'impianto, presente in posizione utile nei registri per l'accesso alle tariffe, deve entrare in esercizio entro un periodo di tempo determinato a partire dalla notifica di esito positivo di procedura, sulla base della tipologia di fonte rinnovabile utilizzata (tabella art. 11, comma 1). È concessa una proroga di 12 mesi con conseguente decurtazione della tariffa incentivante di riferimento. Se viene superato anche questo termine si perde il diritto all'incentivazione e si deve nuovamente iscrivere l'impianto a un nuovo successivo registro e la tariffa spettante sarà ridotta del 15%. Nel caso in cui l'impianto che si intende realizzare abbia una potenza superiore ai 5 MW – 10 MW per la fonte idroelettrica e 20 MW per la fonte geotermoelettrica - l'accesso alle tariffe è demandato a una procedura basata sul sistema delle aste al ribasso. Anche per gli impianti ricadenti in questa fascia di potenza è. previsto un contingentamento, per il 2013-2015, delle potenze incentivabili, secondo quanto mostrato nella tabella 10.5.
Le quote di potenza eccedenti l'assegnazione del 2013 saranno rimesse all'asta negli anni successivi. Il sistema ad asta previsto è del tipo al ribasso, partendo da un valore della tariffa base pari al valore della stessa alla data di entrata in esercizio dell'impianto. Il ribasso deve essere di almeno il 2 % e viene comunque riconosciuta una tariffa minima pari alla tariffa decurtata del 30% del valore. La partecipazione alle aste è concessa a quei soggetti che abbiano ottenuto il titolo autorizzativo, concessorio o di compatibilità ambientale (eolico offshore inferiore a 20 MW) nonché accettato il preventivo di connessione alla rete elettrica. Nuovamente emerge come il legislatore voglia favorire progetti di impianti che abbiano già avviato le prime attività necessarie alla realizzazione degli stessi. Altro requisito importante riguarda la capacità economica e finanziaria dei soggetti proponenti, che devono 'presentare una dichiarazione di un istituto bancario o di un intermediario finanziario che la attesti nonché avere una capitalizzazione societaria pari al 10% del valore dell'impianto, calcolato sulla base dei costi fissati nell'allegato

2. Infine, la partecipazione alle aste è subordinata al versamento di una cauzione provvisoria, che sarà tramutata in definitiva in caso di esito positivo della procedura d'asta. La formazione delle graduatorie d'asta si basa sulla maggior riduzione percentuale proposta e, a parità di decremento, subentrano altri criteri quali la priorità di data di entrata in esercizio o di titolo autorizzativo, nonché le caratteristiche tecniche o l'utilità pubblica dell'impianto. Anche per questi impianti esiste un limite massimo di tempo di realizzazione, dalla formazione delle graduatorie, con una proroga possibile di 24 mesi che comporta però una riduzione percentuale delle tariffe per ogni mese di ritardo.

Presentate le modalità di accesso agli incentivi, è possibile presentare le tariffe associate alle diverse tipologie di fonti e alle taglie di potenza degli impianti. Le tariffe riconosciute sono sostanzialmente di due tipologie, una omnicomprensiva *(feed in tariff)* e una premium sulla produzione rinnovabile *(feed in premium).* Gli impianti di minori dimensioni, quelli inferiori al megawatt di potenza, ricevono una tariffa fissa omnicomprensiva calcolata sulla base dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete. Gli impianti di questa taglia devono quindi prediligere la cessione alla rete piuttosto che l'autoconsumo per avere il massimo vantaggio economico dagli incentivi. Gli impianti fino al megawatt, in alternativa alla tariffa fissa, possono decidere per l'incentivo, come di seguito presentato per gli impianti di maggiori dimensioni.

Gli impianti che devono iscriversi ai registri o che partecipano alle aste hanno invece una diversa forma di incentivazione basata su un premio per la produzione di energia da fonte rinnovabile. Infatti, assegnata una tariffa incentivante sulla base della tipologia dell'impianto, il reale incentivo risulta essere la differenza tra il valore della tariffa spettante e il valore del prezzo zonaie orario dell'energia elettrica. Ne consegue che le tariffe che sono indicate nel decreto, di seguito riportate, sono i ricavi da produzione di energia elettrica che il legislatore intende assegnare a questi impianti, composti appunto da una duplice voce, incentivo e generazione elettrica. L'energia prodotta rimane nella disponibilità del gestore che può autoconsumarla o venderla sul mercato, in quanto non è previsto il meccanismo del ritiro dedicato a opera del GSE. Nel primo caso avrà probabilmente un aumento dei ricavi, derivanti da mancati costi, in quanto il prezzo di acquisto dell'energia è generalmente più elevato del prezzo di vendita, cioè quello zonale di riferimento. Le tariffe sono riconosciute per un periodo differenziato per ogni tipologia di fonte, secondo la vita utile convenzionale stimata all'interno del decreto stesso.

La tabella 2.1.1 riporta i valori degli incentivi per le differenti fonti e taglie e la vita utile degli impianti.

Le tariffe riportate sono riferite agli impianti che entrano in esercizio nel 2013, mentre per gli anni successivi si deve applicare una riduzione del 2 % annuo. Sono previsti anche dei premi

aggiuntivi ma, essendo principalmente riferiti a impianti a biomasse e biogas, saranno trattati nel paragrafo successivo. Il decreto 6 luglio 2012 contiene due importanti norme per la gestione del transitorio dal vecchio sistema di incentivazione a quello che sarà operativo nel 2012. La prima riguarda gli impianti in corso di realizzazione che possono godere di una proroga di alcuni mesi del sistema di incentivazione stabilito con la Finanziaria 2008 e successive modificazioni. La seconda concerne invece il cambio di incentivazione, dal 2016, per gli impianti che attualmente percepiscono Cv. All'articolo 30 del decreto 6 luglio 2012 si trova un'importante facilitazione per quegli impianti che hanno ottenuto le necessarie autorizzazioni antecedentemente la data di entrata in vigore del decreto stesso. A questi impianti è concessa una proroga di quattro mesi (sei mesi per gli impianti alimentati a rifiuti) per l'entrata in esercizio rispetto al 31 dicembre 2012. Ogni mese di ritardo comporta comunque una decurtazione dell'incentivo previsto del 3%, sia per gli impianti che richiedono la Tariffa fissa sia per quelli assegnatari di Certificati verdi. A questo proposito la riduzione percentuale sarà applicata rispettivamente al valore della Tf spettante e al coefficiente moltiplicativo, differenziato per fonte rinnovabile, stabilito nelle tabelle della legge n. 244 del 2007 (Finanziaria 2008). Come già anticipato, la fine del sistema dei Certificati verdi è fissata nel 2015. A quella data saranno tuttavia presenti impianti che non avranno ancora esaurito il periodo di incentivazione spettante, 12 o 15 anni sulla base dell'entrata in esercizio prima o dopo l'inizio del 2008. Per questi impianti il sistema si trasforma in una tariffa fissa di *premium price*, come di fatto sta già funzionando a causa dell'esubero di offerta di Cv rispetto alla domanda. La tariffa è calcolata con la seguente formula:

$I = k \times (180 - Re) \times 0{,}78$

ove:

I = incentivo riconosciuto;

k = coefficiente moltiplicativo pari a 1 per gli impianti entrati in esercizio prima del 10 gennaio 2008 e secondo tabella contenuta nella Finanziaria 2008 per gli impianti entrati in esercizio successivamente a tale data;

Re = è il prezzo di cessione dell'energia elettrica riferito all'anno precedente a quello di riferimento e stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Per gli impianti a biomasse entrati in esercizio entro il 2012 questo prezzo sembra fissato a quello registrato nel 2012 stesso.

Il Cv si svincola quindi dalle dinamiche del proprio mercato dedicato e rimane ancorato solo a quello del mercato elettrico. La nuova tariffa premiale è riconosciuta per il periodo residuale di incentivazione di cui ha diritto l'impianto a fine 2015.

2.3 I nuovi incentivi per gli impianti biogas e biomasse

Gli impianti che utilizzano biomatrici per il loro funzionamento presentano delle peculiarità nell'incentivazione che rispecchiano anche la maggior complessità di realizzazione e gestione associate a questa fonte. È opportuno seguire la distinzione del legislatore, che classifica biomasse quelle biomatrici con un basso contenuto di umidità e che subiscono quindi processi termici o termochimici di utilizzo, . e biogas gli impianti che utilizzano matrici biodegradabili con un alto contenuto di umidità, per le quali si deve eseguire un processo di trasformazione intermedio di produzione di biogas. Già con la revisione degli incentivi eseguita nel 2008, questa tipologia di impianti fu distinta in modo netto dalle altre fonti, soprattutto quelle maggiormente affermate, al fine di favorirne lo sviluppo, fino ad allora abbastanza limitato. La tariffa di 280 €/MWh e il coefficiente moltiplicativo dei Cv rilasciati, posto a 1,8 (per le biometrici proveniente da filiera corta, altrimenti posto a 1,3), sono stati dei buoni strumenti per favorire l'incremento sul territorio di questi impianti, come infatti si è verificato. Nel decreto 6 luglio 2012, a biogas e biomasse sono nuovamente riservate delle regole di incentivazione particolareggiate, contenute principalmente nell'art. 8 del testo normativo. Tali norme specifiche devono essere viste come aggiuntive rispetto a quelle precedentemente esposte. La tipologia di matrice utilizzata in alimento è di forte importanza per la determinazione dell'incentivo. Vengono infatti definite quattro tipologie di possibili prodotti utilizzabili:

- prodotti di origine biologica, cioè biometrici vegetali che vengono, in pratica, appositamente coltivate o raccolte per alimentare gli impianti;
- sottoprodotti di origine biologica, cioè quelle matrici biodegradabili che si generano da processi produttivi che non hanno come fine ultimo la loro produzione;. Un esempio sono il siero di latte, le rimanenze della macellazione, le deiezioni animali;
- rifiuti parzialmente biodegradabili, definiti dall'allegato 2 al decreto;
- rifiuti non provenienti da raccolta differenziata e diversi da quelli ricompresi al punto precedente.

Prima di procedere nella descrizione delle singole matrici è importante notare come la distinzione sia fondamentale per l'assegnazione e il mantenimento dell'incentivo. Infatti, a queste quattro classi di prodotti sono assegnate tariffe differenziate, con valori anche molto distanti fra loro. Inoltre, la ricetta di alimento dell'impianto deve essere da subito indicata nella relativa autorizzazione in quanto è sulla base di quanto riportato in questo documento che il GSE assegnerà la tariffa. In particolare se vengono indicate differenti tipologie di biomatrici in alimento la tariffa assegnata è quella a minor valore tra quelle possibili. Se invece non vi è alcuna indicazione, la tariffa assegnata è quella minore fra tutte le tipologie di matrici, presenti

nel decreto, che possono essere utilizzate nell'impianto considerato. Esiste comunque una facilitazione per gli impianti inferiori al megawatt di potenza, che possono utilizzare sottoprodotti congiuntamente a prodotti vegetali, con un limite del 30% in peso di questi ultimi. Tornando invece alle tipologie di prodotti utilizzabili, la prima fattispecie, i prodotti biologici, è forse quella maggiormente conosciuta e utilizzata in quanto il grande sviluppo dei bioimpianti fino a ora visto è stato supportato da queste matrici. Rientrano infatti in questa tipologia il mais, il sorgo, le biomasse forestali. Diverso invece il caso dei sottoprodotti. È opportuno segnalare che la nozione di sottoprodotto è presente nel Dlgs 152/2006, il Testo unico ambientale, e l'utilizzo negli impianti energetici, quindi, non si svincola dalle norme ambientali della legislazione nazionale. Il decreto 6 luglio 2012 prova inoltre a fare un elenco dei possibili sottoprodotti utilizzabili suddividendoli in categorie (tabella lA, allegato 1). Fra queste, di interesse le categorie dei sottoprodotti di origine animale che devono però rispettare per il loro utilizzo, anche le prescrizione tecniche e gestionali contenute nei regolamenti comunitari 1069/2009 e 142/2011 sulle norme sanitarie. Vi sono inoltre i prodotti di origine vegetale e quelli dell'agroindustria e dell'industria del legno. Alcuni di questi sottoprodotti sono già abitualmente utilizzati negli impianti, come per esempio le deiezioni animali o alcuni scarti delle produzioni alimentari. È comunque opportuno prestare attenzione alle nuove norme contenute nel decreto incentivi per il loro corretto utilizzo ai fmi dell'incentivazione stessa nonché le altre norme comunitarie e nazionali di carattere ambientale e sanitario. La terza categoria di prodotti utilizzabili sono i rifiuti parzialmente biodegradabili che si trovano descritti, nelle loro caratteristiche e modalità di utilizzo, nell'allegato 2. Questi sono rifiuti che il legislatore indica come parzialmente biodegradabili a cui viene riconosciuto l'incentivo forfettariamente (dal 35% al 51%) sull'energia prodotta. L'allegato mostra un elenco di questi rifiuti. La fattispecie sembra comunque riferirsi maggiormente a impianti di combustione rispetto a quelli a biogas. Venendo ora all'ultima categoria è probabile che sia stato commesso un errore dal legislatore. La definizione contenuta nel decreto, "rifiuti non provenienti da raccolta differenziata e diversi dalla lettera c)", in cui la lettera c)è riferita ai rifiuti parzialmente biodegradabili, sembra escludere per esempio la frazione organica dei rifiuti urbani - Forsu - che invece è un alimento totalmente biodegradabile e già utilizzato dagli impianti biogas. Il GSE, all'interno delle procedure applicative del decreto 6 luglio 2012, specifica infatti che la Forsu rientra in questa categoria, a cui viene assegnata un'incentivazione pari a quella dei sottoprodotti. Le tariffe sono quindi distinte per tipologie di impianto, biomasse e biogas, e all'interno di queste due categorie per prodotto utilizzato e per fascia di potenza, con differenze anche importanti di incentivazione fra

le diverse classi così individuate. Si veda in merito la 2.1.1.1. le tariffe base possono essere aumentate mediante dei premi aggiuntivi:

- per gli impianti a biomasse tra 1 e 5 MW di potenza, 10 €/MWh di maggiorazione se riducono le emissioni di CO_2 secondo obiettivi ancora da stabilire per decreto; per gli impianti a biomasse tra 1 e 5 MW di potenza, 20 €/MWh di maggiorazione se utilizzano biomasse da filiera corta di particolari tipologie (si veda la tabella lE dell'allegato 1);
- per gli impianti a biomasse, alimentati con matrici biologiche o sottoprodotti, un premio di 30 €/MWh se rispettano certe soglie emissive (siveda l'allegato 5);
- per tutti gli impianti che usano biomatrici, premi per la cogenerazione ad alto rendimento, che variano dai 10 ai 40 €/MWh in base alla fonte di alimentazione prescelta.

Questi premi sono aggiuntivi rispetto alla tariffa base, individuata secondo le modalità prima elencate. È inoltre previsto un premio specifico per i biogas a cui è abbinato un impianto di rimozione dell'azoto dal digestato. Per questo premio esistono tre fattispecie da considerare, a cui è associata una diversa maggiorazione delle tariffe:

- 30 €/MWh se l'impianto funziona in regime cogenerativo e garantisce una rimozione di almeno il 60% dell'azoto all'ingresso dell'impianto;
- 20 €/MWh se l'impianto funziona in regime cogenerativo e garantisce una rimozione di almeno il 30% dell'azoto all'ingresso dell'impianto;
- 15 €/MWh se l'impianto garantisce una rimozione di almeno il 40% dell'azoto all'ingresso dell'impianto.

La concessione dei premi è comunque correlata al rispetto di alcune regole tecniche e gestionali tra le quali è opportuno ricordare quelle relative alle vasche di stoccaggio del digestato, che devono essere coperte, e quelle sulle emissioni in atmosfera, che devono risultare prive di ammoniaca o composti ammoniacali. Inoltre i premi per riduzioni del 30% e del 40% dell'azoto sono riservati a impianti fino a una potenza installata di 600 kW.

3 STATO DELL'ARTE DELLE TIPOLOGIE DI IMPIANTI PER L'UTILIZZO ENERGETICO DI BIOMASSA: Le tecnologie per l'utilizzazione energetica della biomassa

3.1 La tecnologia del biogas

Gli impianti a biogas sono certamente quelli maggiormente diffusi sul territorio Nazionale, ma anche a livello europeo, rispetto ad altre tipologie di impianto (Piyrolisi, OCR, combustione etc.) per cui , per questa tipologia di impianto viene fatta una più accurata descrizione a livello impiantistico cercando anche di individuando possibili sviluppi futuri (Biometano).

3.1.1 Processi di conversione biochimica

I processi di conversione biochimica trasformano e/o convertono l'energia chimica della materia organica in forme energetiche più facilmente sfruttabili (biocombustibili,calore) grazie al contributo di microrganismi (batteri, enzimi, funghi, lieviti). Poiché tali microrganismi si formano nella biomassa sotto particolari condizioni, i processi biochimici sono impiegati, in genere, per quelle biomasse in cui il rapporto *C/N* sia compreso tra 16 e 35 e l'umidità alla raccolta superiore al 30%. Infatti l'acqua è una condizione indispensabile al microorganismo per crescere. Se la biomassa ha alti rapporti *C/N* vuol dire che è presente un eccesso di carbonio che, nei processi biochimici, resta in parte inutilizzato invece se il rapporto C/N è troppo basso vuol dire che è presente un eccesso di azoto, e, venendo normalmente ridotto ad ammoniaca, è probabile che la concentrazione di ammoniaca raggiunga livelli di tossicità per i batteri. Quindi sono idonei alla conversione biochimica le colture acquatiche, le deiezioni umane ed animali e molti prodotti e sottoprodotti di colture vegetali ed alcuni scarti di lavorazione. In generale un alto valore del rapporto *C/N* presuppone tessuti vegetali vitali, verdi, ricchi d'acqua e sostanze minerali, che costituiscono un ottimo substrato per l'attacco biochimico. Ciò vuol dire che la biomassa con alti contenuti di azoto ed emicellulosa è più facilmente convertibile tramite processi biochimici, quella con alti contenuti di lignite, invece, è più adatta a processi termochimici.

3.1.2 La digestione anaerobica

La digestione anaerobica è costituita da un insieme di processi biologici mediante i quali le sostanze organiche complesse (lipidi, protidi, glucidi), contenute nei vegetali e nei sottoprodotti di origine animale, in assenza di ossigeno, vengono "digerite" in un ambiente privo di ossigeno, arrivando alla produzione di un gas combustibile (biogas o gas biologico), di un liquido e di fanghi umificati e mineralizzati (cioè prodotti metastabili ed innocui, soggetti a decomposizione molto lenta) con migliorate caratteristiche fertilizzanti. La digestione anaerobica è condotta in reattori (digestori), opportunamente concepiti per evitare il contatto con l'ossigeno atmosferico.

Affinché il processo avvenga è necessaria l'azione di diversi gruppi di microrganismi, in grado di trasformare la sostanza organica in composti intermedi, principalmente acido acetico, anidride carbonica ed idrogeno, utilizzabili dai microrganismi metanigeni che concludono il processo producendo il metano. I microrganismi anaerobi presentano basse velocità di crescita e basse velocità di reazione e quindi occorre mantenere ottimali, per quanto possibile, le condizioni dell'ambiente di reazione. Nonostante questi accorgimenti, i tempi di processo sono relativamente lunghi se confrontati con quelli di altri processi; tuttavia il vantaggio del processo è che la materia organica complessa viene convertita in metano e anidride carbonica, portando quindi alla produzione finale di un gas combustibile a medio potere calorifico. L'ambiente di reazione, definito solitamente digestore (o reattore anaerobico), per permettere la crescita contemporanea di tutti i microrganismi coinvolti, dovrà risultare da un compromesso tra le esigenze dei singoli gruppi microbici. Il pH ottimale, ad esempio, è
intorno a 7÷7,5. La temperatura ottimale di processo è intorno ai 35°C, se si opera con batteri mesofili, o intorno a 55°C, se si utilizzano batteri termofili.
Un tipico esempio di degradazione anaerobica di un substrato organico puro è rappresentato dalla digestione anaerobica del glucosio. In questo caso si ha un primo passaggio in cui il glucosio viene convertito ad acido acetico ed un successivo in cui l'acido acetico viene ulteriormente degradato a metano e biossido di carbonio:

$$C_6H_{12}O_6 \rightarrow 3CH_3COOH$$
$$CH_3COOH \rightarrow CH_4+CO_2$$

Partecipano al processo i seguenti gruppi di batteri:

- batteri idrolitici, che spezzano le macromolecole biodegradabili in sostanze più semplici;
- batteri acidogeni, che utilizzano come substrato i composti organici semplici liberati dai batteri idrolitici e producono acidi organici a catena corta, che a loro volta rappresentano il substrato per i gruppi batterici successivi;
- batteri acetogeni, produttori obbligati di idrogeno (OPHA: Obbligate Hydrogen Producing Acetogens), che utilizzano come substrato i prodotti dei batteri acidogeni dando luogo ad acetato, idrogeno ed anidride carbonica;
- batteri omoacetogeni, che sintetizzano acetato partendo da anidride carbonica e idrogeno;
- batteri metanigeni, distinti in due gruppi a seconda che producano:

metano ed anidride carbonica da acido acetico, detti aceto clastici o metano partendo da anidride carbonica e idrogeno, detti idrogenotrofì.

Mentre il metano viene liberato quasi completamente in fase di gas vista la sua scarsa solubilità in acqua, l'anidride carbonica partecipa all'equilibrio dei carbonati presenti nella biomassa in reazione. Le interazioni tra le diverse specie batteriche sono molto strette ed i prodotti del metabolismo di alcune specie possono essere utilizzati da altre specie come substrato o come fattori di crescita.

La digestione anaerobica si sviluppa in tre fasi successive: idrolisi, fase acidogenica e metanizzazione.

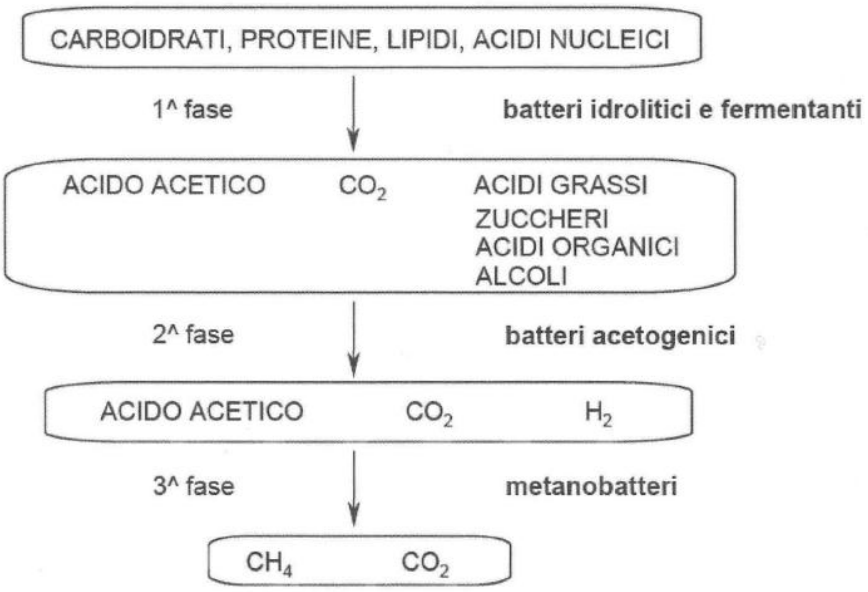


Fig. 3.1.2.1 – Fasi della digestione anaerobica

Idrolisi ed Acidificazione

In questa prima fase, per intervento di diversi gruppi batterici, si ha la degradazione di substrati organici complessi particolati o solubili, quali proteine, grassi e carboidrati, con formazione di composti semplici, quali aminoacidi, acidi grassi e monosaccaridi in forma solubile.

Acetogenesi

A partire dai substrati formatisi nel corso della fase di idrolisi ed acidificazione i batteri acetogeni operano una serie di ossidoriduzioni producendo acido acetico, acido formico, CO_2 ed H_2

Metanogenesi

La produzione di CH_4 rappresenta la conclusione della catena trofica anaerobica. Il metano infatti è l'unico composto non reattivo nell'intero processo di digestione anaerobica e può, pertanto, essere considerato il prodotto finale dell'intero processo. La maggior parte della

produzione del metano avviene per via acetoclastica, la quale prevede la dismutazione anaerobica dell'acido acetico con formazione di metano e biossido di carbonio. Infatti i metanobatteri degradano un numero limitato di molecole, essenzialmente acido acetico, acido formico, etanolo, CO_2, H_2 e producono CH_4 e CO_2 . Sottraendo H_2 e acido acetico svolgono un ruolo essenziale nel digestore anaerobico mantenendo il pH a valori ottimali, smaltendo l'H_2 prodotto dai batteri acetogenici.

Per la digestione anaerobica la fase controllante l'intero processo, cioè la metanogenesi, risulta particolarmente sensibile alle variazioni ambientali del mezzo di reazione. Di particolare importanza risultano parametri quali il pH, la concentrazione di acidi grassi volatili (VFA), l'alcalinità, il rapporto tra acidi grassi volatili ed alcalinità, la produzione e composizione percentuale del biogas, la temperatura.

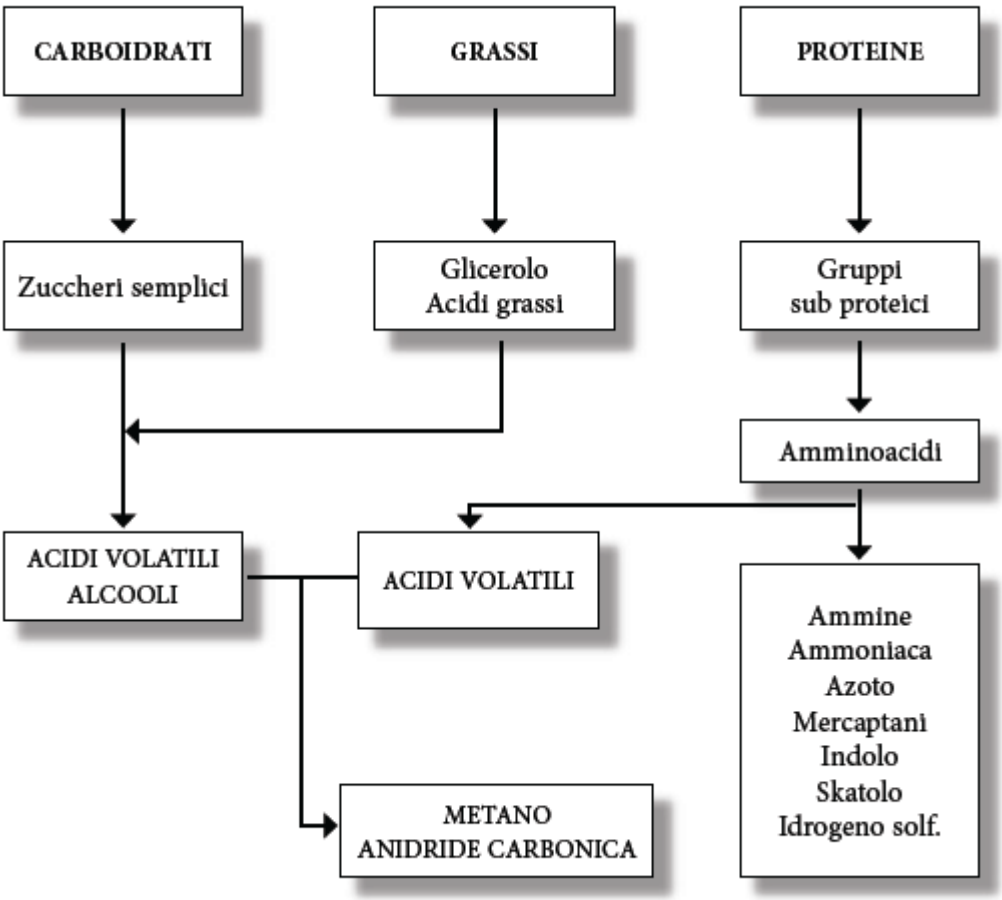


Fig. 3.1.2.2 – Schema di decomposizione anaerobica delle sostanze organiche

La figura 3.1.2.2 mostra lo Schema di decomposizione anaerobica delle sostanze organiche durante la digestione. Composti polimerici ad alto peso molecolare, carboidrati, grassi e proteine

vengono frammentati in sostanze più semplici, quali zuccheri, glicerolo, acidi grassi e amminoacidi.

3.1.3 Dal Biogas all'Energia

Il biogas e una miscela composta da metano, in genere pari al 55-75% quando e ottenuto con gli effluenti zootecnici, da anidride carbonica, tracce di idrogeno solforato e umidità elevata, derivante dalla degradazione in ambiente anaerobico (assenza di ossigeno) della sostanza organica. La digestione anaerobica per il trattamento delle biomasse organiche trova applicazione negli allevamenti zootecnici in quanto:

- accelera il processo di stabilizzazione dei liquami destinati allo stoccaggio e al successivo utilizzo agronomico;
- permette un buon abbattimento degli odori e delle emissioni di metano (gas serra) e di ammoniaca;
- consente il recupero dai liquami.

La trasformazione del biogas in energia utilizzabile in azienda può avvenire:

- per combustione diretta in caldaia, con produzione di sola energia termica;
- per combustione in motori azionanti gruppi elettrogeni per la produzione
- di energia elettrica;
- per combustione in cogeneratori per la produzione combinata di energia elettrica e di energia termica. Con 1 m3 di biogas e possibile produrre mediamente 1,8 ÷ 2 kWh di energia elettrica e 2 ÷ 3 kWh di energia termica;

Il biogas, dopo essere stato purificato a metano (biometano) al 95 ÷ 98%, può anche essere utilizzato per autotrazione (tale uso del biogas fino ad ottobre 2013 non era incentivato in Italia, a differenza degli altri biocarburanti, quali biodisel e bioetanolo) e/o immesso nella rete di distribuzione del gas naturale.

La *combustione diretta in caldaia* si presta molto bene per impianti realizzati negli allevamenti ai caseifici; questi sono forti consumatori di combustibili, utilizzati per produrre il vapore necessario per la caseificazione e sono in grado di bruciare tutto il biogas prodotto, realizzando risparmi significativi.

Oltre che per la lavorazione del latte, l'energia termica può avere un impiego, anche se più discontinuo per il riscaldamento di serre, per l'essiccazione di foraggi e cereali, per usi civili (teleriscaldamento).

Nel caso invece di produzione di sola energia elettrica per autoconsumo il limite e sempre stato rappresentato dalla scarsa convenienza economica a immagazzinare il biogas prodotto in eccesso rispetto ai fabbisogni aziendali.

La cogenerazione ha il vantaggio di produrre sia energia termica che elettrica, favorendo un maggiore coefficiente di sfruttamento del biogas a copertura dei vari fabbisogni aziendali (acqua calda ed energia elettrica). Anche in questo caso, pero, il consumo di energia termica e quasi sempre disaccoppiato rispetto al consumo di energia elettrica e con carichi molto variabili. In alternativa, ed e il caso più frequente e quindi preso in considerazione in questa sede, si può cedere l'energia elettrica in eccesso rispetto ai fabbisogni aziendali alla rete elettrica nazionale.

3.1.4 Substrati avviati alla cogestione anerobica

I substrati utilizzabili per la trasformazione in biogas sono vari e non necessariamente di produzione zootecnica e/o agricola:

- **Liquame suino**. Il contenuto di sostanza secca di questo effluente zootecnico varia dall'1 al 6%, a seconda della tipologia di allevamento di origine; dal liquame prodotto da un suino da ingrasso del peso vivo medio di 85 kg si possono ottenere mediamente 0,100 m^3 di biogas al giorno.
- **Liquame bovino**. Il contenuto di solidi totali oscilla tra l'8 e il 15% e varia oltre che in funzione del tipo di allevamento anche in base alla quantità di paglia aggiunta nelle stalle. dal liquame prodotto; da una vacca da latte del peso vivo medio di 500 kg si possono ottenere mediamente 0,750 m3 di biogas al giorno.
- **Deiezioni avicole**. Tra le varie deiezioni avicole, la pollina di galline ovaiole e quella che più si presta alla digestione anaerobica, perche l'allevamento in gabbie non prevede l'uso di lettiera. Le deiezioni asportate fresche presentano un contenuto in solidi totali del 18 ÷ 20% e alto contenuto di azoto. L'ammoniaca, che si libera in presenza di acqua per idrolisi enzimatica, può raggiungere alte concentrazioni e inibire il processo di digestione e dare luogo a forti emissioni nella fase di stoccaggio del digestato. Inoltre, frequentemente la pollina contiene inerti che sedimentando possono causare problemi operativi e ridurre il volume utile dei reattori.
- **Residui colturali**. Si tratta di residui provenienti dai raccolti agricoli quali foraggi, frutta e vegetali di scarsa qualità, percolati da silos e paglia che possono essere addizionati come co-substrati alle deiezioni animali.
- **Colture non alimentari ad uso energetico.** La coltivazione di piante specifiche da avviare alla digestione anaerobica per la produzione di biogas può essere, in Europa, una soluzione per ridurre la sovrapproduzione agricola, ma anche una valida alternativa per l'utilizzo di aree incolte e a riposo (*set aside*) o di aree irrigate con acque recuperate dai depuratori urbani. Le colture maggiormente utilizzate che hanno dimostrato di possedere un buon potenziale di produzione di biogas sono: mais, sorgo e foraggi (oltre ad altre colture). L'uso delle colture

energetiche come co-substrato, infatti, permette di ottimizzare la produzione di biogas e il riciclo dei nutrienti. Questo perchè possono essere prodotte in azienda ed essere addizionate come co-substrati agli effluenti zootecnici direttamente o dopo insilamento e il digestato ottenuto a seguito del trattamento anaerobico può essere utilizzato per fertilizzare le aree agricole in cui le stesse vengono coltivate.

- **Scarti organici e acque reflue dell'agro-industria.** Le ingenti quantità di prodotti agricoli lavorati dall'industria alimentare producono reflui spesso avviabili alla digestione anaerobica. Si tratta, ad esempio, del siero di latte proveniente dall'industria casearia, di reflui liquidi dell'industria che processa succhi di frutta o che distilla alcool, ma anche degli scarti organici liquidi e/o semisolidi dell'industria della carne (macellazione e lavorazione della carne), quali grassi, sangue, contenuto stomacale, budella (vedi regolamento CE 1774/2002 "Norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano"). Questi ultimi possono essere addizionati come co-substrati nella digestione di liquami zootecnici e/o fanghi di depurazione. Il digestato risultante può essere utilizzato come ammendante sui terreni agricoli.
- **Fanghi di depurazione**. Costituiti da biomassa batterica e da sostanza inerte organica ed inorganica, sono il residuo del processo di depurazione delle acque reflue urbane e industriali. In questo caso la digestione anaerobica permette la stabilizzazione della sostanza organica e la distruzione di eventuali microoganismi patogeni, facilitando lo smaltimento finale. Viste le problematiche insite nelle attuali normative di riferimento, non è consigliabile l'utilizzo dei fanghi di depurazione negli impianti di biogas aziendali per liquami zootecnici.
- **Frazioni organiche di rifiuti urbani**. Nei rifiuti urbani domestici la frazione organica umida si trova in percentuale variabile tra il 25 e il 35% in peso. La composizione media di questa frazione se derivante da raccolta differenziata secco-umido non differisce in modo sostanziale dall'organico raccoglibile da utenze selezionate, quali mercati all'ingrosso dell'ortofrutta e dei fiori, mercati ittici e rionali, esercizi commerciali di generi alimentari, punti di ristoro (pizzerie, ristoranti, ristorazione collettiva); la presenza di piccole quantità di plastica e vetro e in genere inferiore al 5% sul totale. Queste frazioni organiche presentano un elevato grado di putrescibilità ed umidità (> 65%) che le rendono adatte alla digestione anaerobica. Il loro uso non e pero consigliabile negli impianti di biogas aziendali per liquami zootecnici, a causa delle problematiche connesse alle attuali normative italiane di riferimento.

In tabella 3.1.4.1 è riportata la resa indicativa in biogas di varie biomasse e scarti organici.

Materiali	m³ biogas/t SV(*)
Deiezioni animali (suini, bovini, avi-cunicoli)	200 - 500
Residui colturali (paglia, colletti barbabietole, ecc.)	350 - 400
Scarti organici agro-industria (siero, scarti vegetali, lieviti, fanghi e reflui di distillerie, birrerie e cantine, ecc.)	400 - 800
Scarti organici macellazione (grassi, contenuto stomacale ed intestinale, sangue, fanghi di flottazione, ecc.)	550 - 1000
Fanghi di depurazione	250 - 350
Frazione organica rifiuti urbani	400 - 600
Colture energetiche (mais, sorgo zuccherino, erba, ecc.)	550 - 750

(*) Solidi Volatili = frazione della sostanza secca costituita da sostanza organica.

Tab. 3.1.4.1- Biomasse e rifiuti organici per la digestione anaerobica e loro resa indicativa in biogas

3.1.5 La codigestione

La codigestione di effluenti zootecnici con altri scarti organici al fine di aumentare la produzione di biogas e pratica standard in Europa ormai da diversi anni. L'interesse che spinge gli operatori del settore verso la codigestione è costituito principalmente dal fatto che la vendita della maggior quantità di elettricità prodotta, unitamente agli introiti ricevuti dai produttori del rifiuto organico utilizzato come co-substrato, permette di ottenere guadagni maggiori. Nelle piccole e medie strutture aziendali, in particolare, l'utilizzo della codigestione può notevolmente migliorare l'economia globale in quanto gli aumentati guadagni consentono di bilanciare anche i maggiori investimenti necessari e i costi sostenuti per rendere idoneo l'impianto al trattamento di più scarti (alcuni dei quali sono anche soggetti a restrizioni di legge che obbligano a costosi pre-trattamenti). La miscelazione di diversi prodotti consente di compensare le fluttuazioni di massa stagionali dei rifiuti, di evitare sovraccarichi o al contrario carichi inferiori alla capacita stessa del digestore e di mantenere quindi più stabile e costante il processo. Diversi problemi infatti possono nascere da un utilizzo non congruo delle diverse matrici; un'aggiunta incontrollata di oli e grassi contenuti nello scarto, ad esempio, può determinare un'eccessiva formazione di schiume, mentre rifiuti contenenti considerevoli quantità di inerti, quali sabbia, pietre e terra, possono favorire la formazione di sedimento nel digestore e accumulo di materiali inerti con conseguente riduzione del volume attivo del reattore o blocco di valvole e tubazioni, invece un quantitativo eccessivo di deiezioni avicole può causare tossicità alla flora metanigena a causa di una concentrazione eccessiva di ammoniaca. Le matrici attualmente più utilizzate nella codigestione con effluenti zootecnici sono gli scarti organici agroindustriali e le colture energetiche. Gli scarti organici da utilizzare come co-substrati provengono dalle più svariate fonti e possiedono quindi forti differenze nella composizione chimica e nella biodegradibiltà. Alcune sostanze (quali

percolati, acque reflue, fanghi, olii, grassi e siero) sono facilmente degradabili mediante digestione anaerobica senza richiedere particolari pre-trattamenti, mentre altre (quali gli scarti di macellazione, sostanze ad elevato tenore proteico) necessitano di essere fortemente diluite con il substrato base (effluenti zootecnici liquidi), in quanto possono formare metaboliti inibitori del processo (ad esempio l'ammoniaca). Una vasta gamma di matrici richiede step vari di pre-trattamento quali, ad esempio, il rifiuto organico da raccolta differenziata, gli alimenti avanzati e/o scaduti, gli scarti mercatali, i residui agricoli, gli scarti di macellazione. Nel caso di codigestione con i liquami zootecnici di colture energetiche e/o scarti organici agroindustriali, e necessaria la presenza in testa al digestore di un sistema di alimentazione che tagli e sminuzzi i co-substrati, e ne consenta la dosatura e la pesatura figura 3.1.5.1.

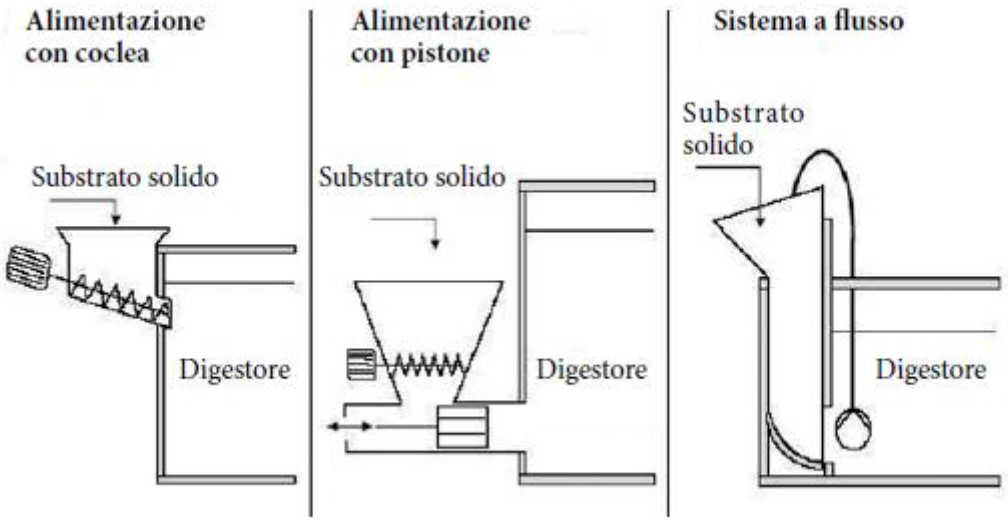


Fig.3.1.5.1 – Sistema di carica diretta delle frazioni solide (fonte: Weiland P., Rieger C., Ehrmann T. – 2003)

3.1.6 Tecnologie di digestione anaerobica applicabili

Le tecniche di digestione anaerobica possono essere suddivise in due gruppi principali:

- **digestione a umido**, quando il substrato in digestione ha un contenuto di sostanza secca inferiore al 10%; e questa la tecnica più diffusa, in particolare con i liquami zootecnici;
- **digestione a secco**, quando il substrato in digestione ha un contenuto di sostanza secca superiore al 20%.

  Processi con valori intermedi di sostanza secca sono meno comuni e vengono in genere definiti a semisecco.

  Il processo di digestione anaerobica e anche suddiviso in:

- processo monostadio; quando le fasi di idrolisi, fermentazione acida e metanigena avvengono contemporaneamente in un unico reattore;
- processo bistadio; quando si ha un primo stadio durante il quale il substrato organico viene idrolizzato e contemporaneamente avviene la fase acida, mentre la fase metanigena avviene in un secondo momento.

Una ulteriore suddivisione dei processi di digestione anaerobica può essere fatta in base al tipo di alimentazione del reattore, che può essere continua o in discontinuo, e in base al fatto che il substrato all'interno del reattore venga miscelato o venga spinto lungo l'asse longitudinale attraversando fasi di processo via via diverse (flusso a pistone o plug-flow)

Inoltre, la digestione anaerobica può essere condotta, o in condizioni **mesofile** (circa 35°C) o **termofile** (circa 55°C); la scelta tra le due determina in genere anche la durata (tempo di residenza) del processo. Mediamente in mesofilia si hanno tempi di residenza compresi nel range 15 ÷ 40 giorni, mentre in termofilia il tempo di residenza e in genere inferiore ai 20 giorni (con i liquami zootecnici ed i reflui agroindustriali).

Il rendimento in biogas e quindi energetico del processo è molto variabile e dipende dalla biodegradabilita del substrato trattato. In genere durante la digestione anaerobica si ottiene una riduzione di almeno il 45-50% dei SV o sostanza organica alimentati.

Il reattore più comune è quello completamente miscelato,CSTR (Completely Stirred Tank Reactor), coibentato ed operante ad umido, in mesofilia e/o termofilia (fig. 3.1.6.1 e fig.3.1.6.2), dotato in testa di un sistema di alimentazione che tagli e sminuzzi le varie matrici, e ne consenta la dosatura e la pesatura Nei processi ad umido si opera generalmente con carichi organici compresi tra 2-5 kg SV/m^3 giorno

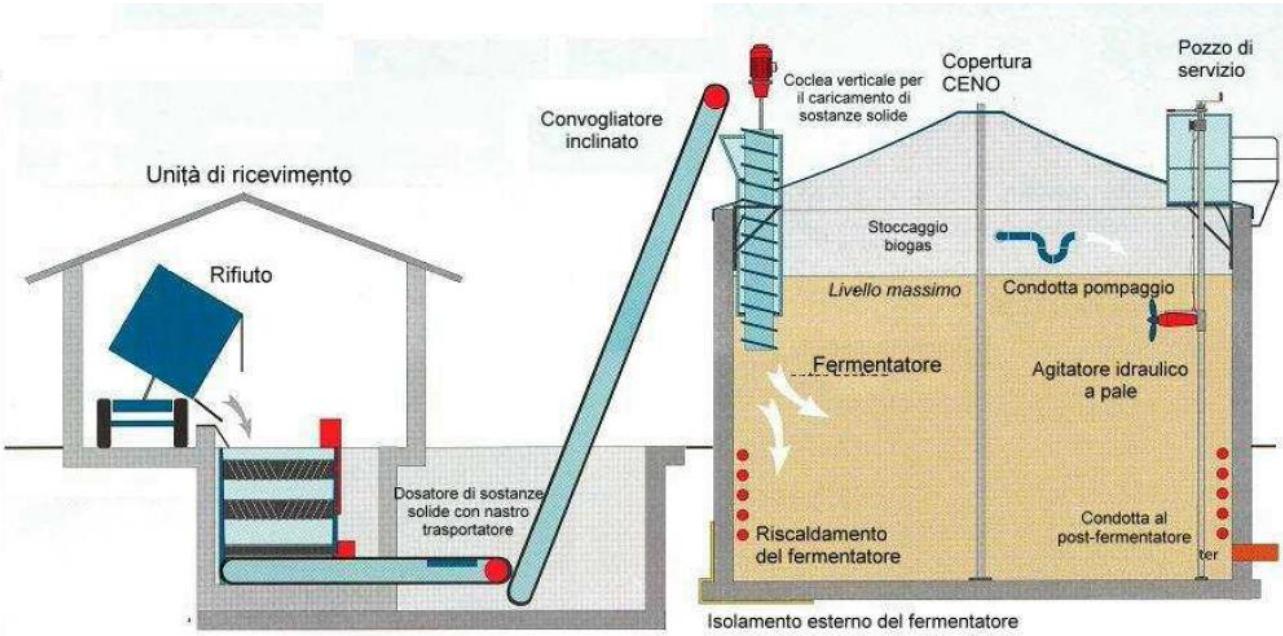


Fig.3.1.6.1 – Scema impianto completamente miscelato CSTR, coibentati ed operanti ad umido (Fonte UTS)

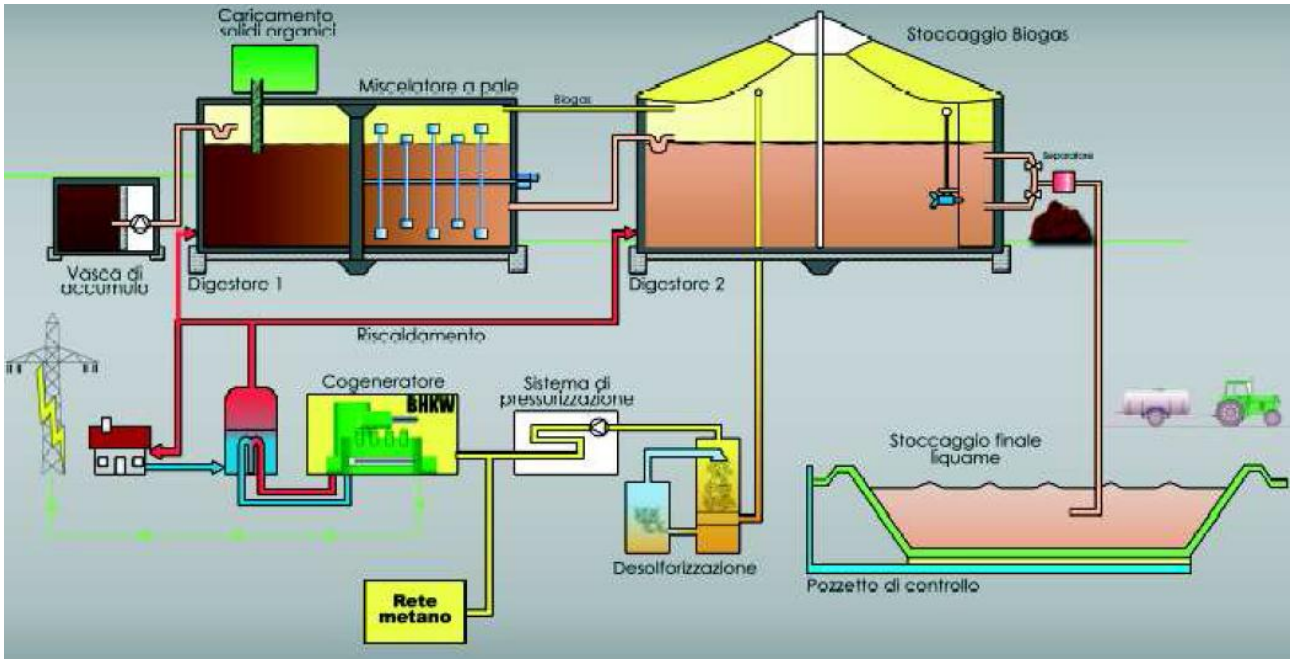


Fig.3.1.6.2 – Scema impianto completamente miscelato CSTR, coibentati ed operanti ad umido (Fonte Thöni**)**

3.2 Conversione termochimica

La produzione di combustibili gassosi a partire da materiali contenenti carbonio è una tecnologia di lunga storia: la distillazione a secco fu, infatti, realizzata per la prima volta su scala commerciale nel 1812, quando una compagnia di Londra la utilizzò per la produzione del cosiddetto "gas di città". Il primo reattore commerciale, nella versione più semplice, cioè in controcorrente, per la gassificazione continua di combustibili solidi con aria fu, invece, installato nel 1839. La tecnologia della gassificazione, sempre per lo più mediante reattori in controcorrente, fu in seguito ampiamente utilizzata per svariate applicazioni industriali (basti pensare al gas di città, prodotto dalla gassificazione del carbone) fino agli anni 20, quando i gassificatori vennero gradualmente dismessi in favore di altre tecnologie basate su fonti liquide e gassose. Una rinascita dell'interesse nei confronti di questa tecnica si ebbe a seguito della crisi energetica degli anni 70. Essa venne infatti vista come un'alternativa, relativamente poco costosa, per impianti di generazione di piccola taglia, in quei paesi in via di sviluppo che maggiormente risentivano degli elevati prezzi del petrolio e che disponevano, al contrario, di grandi quantità di biomasse reperibili a basso costo: alla fine degli anni '80 almeno una diecina di costruttori (prevalentemente europei) producevano impianti di generazione di piccola taglia a legna o a carbone di legna, almeno quattro paesi in via di sviluppo (Filippine, Indonesia, Brasile e India) avevano avviato piani energetici che prevedevano lo sviluppo di tecnologie locali in questo settore e alcuni impianti di gassificazione vennero installati grazie a progetti finanziati da imprenditori locali; tuttavia praticamente nessuno di questi progetti ebbe pieno successo, a causa di problemi sia tecnici (non va dimenticato che la gestione di questi impianti richiede grande competenza), sia economici.

I processi di conversione termochimica dei combustibili sono basati su reazioni chimiche di ossidoriduzione ad alta temperatura (oltre 100°C). Lo scopo è quello di trasformare il combustibile di partenza in altri combustibili più "utili" e più "sfruttabili" (a più alto *PC*, liquidi o gassosi invece di solidi, ecc.) o di convertire l'energia chimica del combustibile in calore. Generalmente nel primo caso (processi di pirolisi e gassificazione) bisognerà globalmente fornire calore (per il passaggio di stato e/o per aumentare il *PC),* si tratta quindi di processi di trasformazione di energia chimica con ausilio di energia termica; mentre nel secondo caso (processi di combustione) si avrà globalmente una produzione di calore, quindi si tratta di un processo di conversione di energia chimica in energia termica. Tutti i processi termochimici comunque hanno conversioni di energia termica in chimica e viceversa poiché sono costituiti da reazioni endotermiche (che richiedono calore) ed esotermiche (che producono calore).

Quindi i processi di conversione termochimica, avvenendo ad alte temperature, sono "veloci" (ovvero alcuni secondi) e possono applicarsi a molteplici combustibili. In generale sono utilizzabili per i prodotti ed i residui cellulosici e legnosi in cui il rapporto *C/N* abbia valori superiori a 30 ed il contenuto di umidità almeno minore del 50%. Le biomasse più adatte a subire processi di conversione termochimica sono la legna e tutti i suoi derivati (segatura, trucioli, cascami derivanti dalla pulitura del bosco, ecc.), i più comuni sottoprodotti colturali di tipo lignocellulosico (paglia di cereali, residui di potatura della vite e dei fruttiferi, ecc.), taluni scarti di lavorazione (lolla, pula, gusci, noccioli, ecc.) ed i rifiuti solidi urbani e quelli industriali (gomma, plastica) a carattere organico. Tutti i processi termochimici sono composti da una successione di reazioni chimico-fisiche. Quando la biomassa viene immessa nel reattore subisce inizialmente un' essiccazione (per questo non sono adatti a trattare biomasse con umidità maggiore del 50%: spenderei tutta l'energia del combustibile nell'essiccamento!), quindi, man mano che la temperatura aumenta si succedono processi di pirolisi, gassificazione e combustione.

3.2.1 La Pirolisi

La pirolisi, dal greco "scissione col fuoco", è un processo di decomposizione termochimica di materiali, ottenuto mediante l'applicazione di calore a temperature comprese tra 150 e 400°C. Infatti, al di sopra dei 400 °C ha luogo un complesso di reazioni esotermiche ed endotermiche, ancora oggi poco conosciute, con le quali le macromolecole sono spezzate in catene di minor peso molecolare in proporzioni che dipendono dai metodi di pirolisi.

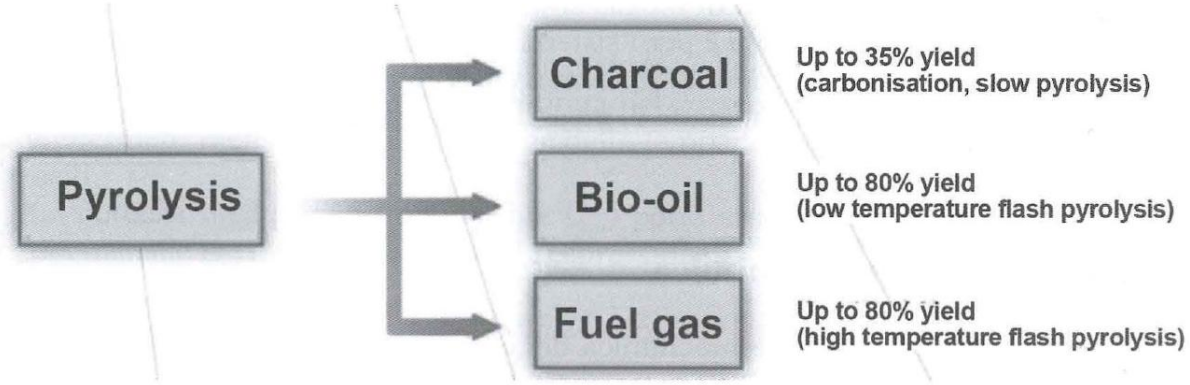


Fig. 3.2.1.1 – I prodotti della pirolisi (Fonte Biomass Green Energy for Europe)

Tutti i processi termochimici di un combustibile solido iniziano con la pirolisi. Naturalmente, il materiale di alimentazione, in particolare se solido, deve essere sottoposto a pretrattamenti per portarlo a dimensioni e caratteristiche consone al processo (sminuzzamento, essiccazione, ecc.). Uno dei maggiori problemi legati alla produzione di energia basata sui prodotti della pirolisi è la qualità di detti prodotti, che non ha ancora raggiunto un livello sufficientemente adeguato con

riferimento alle applicazioni, sia con turbine a gas sia con motori diesel. Generalmente, con il processo di pirolisi si trasforma un combustibile solido a bassa densità energetica (12.500 ÷ 16.500 MJ/kg) in un altro liquido a più elevato contenuto energetico specifico (25.000 ÷ 40.000 MJ/kg), aumentando l'efficienza di conversione finale e riducendo i costi di trasporto.

Processi a bassa temperatura e alti tempi di residenza favoriscono la conversione della biomassa in carbone. Processi a temperatura elevata e alti tempi di residenza favoriscono la conversione della biomassa in gas. Processi a temperatura moderata e di breve tempo di permanenza sono ottimali per la produzione di liquidi. La distribuzione di prodotti ottenuti da diversi modi di processo di pirolisi è riassunta nella tabella 3.2.1.1 che segue:

Tipologia	Caratteristiche	Liquid	Char	Gas
Pirolisi veloce e flash	Temperature medie, tempi di residenza brevi	75%	12%	13%
Pirolisi lenta	Basse temperature, altissimi tempi di residenza	30%	35%	35%
Gassificazione	Alte temperature, tempi di residenza lunghi	5%	10%	85%

Tab. 3.2.1.1 - Pirolisi veloce, lenta e gassificazione (Pyrolysis Network, http://www.pyne.co.uk.)

3.2.2 La tecnologia del Syngas

Il Syngas o gas di sintesi è un biocombustibile gassoso ad elevato contenuto di idrogeno ottenuto dalla biomassa, intesa come "*una risorsa di energia chimica*", che attraverso processi di trasformazione o di conversione termochimici trasformano in energia termica l'energia chimica contenuta nella biomassa; Il gas di sintesi in uscita dai processi di gassificazione è costituito fondamentalmente da monossido di carbonio, anidride carbonica, idrogeno, vapor d'acqua e metano ai quali, nel caso della gassificazione con aria, va aggiunto l'azoto, nelle seguenti percentuali:

- **H_2 9 ÷ 60%**
- **CO 14 ÷ 50%**
- **H_2O 5 ÷ 30%**
- **CO_2 9 ÷ 20%**
- **CH_4 1 ÷ 7%**
- **N_2 0 ÷ 50%**

Il potere calorifico inferiore varia da 5,4 a 11,3 MJ/Nm^3. Oltre a queste sostanze, sono sempre presenti anche composti, per lo più indesiderati, come particolato (particelle solide contenute nel gas), composti dello zolfo (H_2S e COS) e dell'azoto (NH_3 e HCN), composti alogenati (HCI), tar (un complesso di composti organici ossigenati prodotti in fase di pirolisi e che subiscono delle trasformazioni nelle successive fasi del processo di gassificazione), alcali (KOH, KCI), fenoli e

altri composti. Lo zolfo e l'azoto presenti nella biomassa, infatti, sono convertiti principalmente in H_2S ed in NH_3 ma i bassi contenuti di S ed N nella biomassa utilizzata nei processi di gassificazione (meno dello 0,3%) permettono di trascurarne la presenza senza risentirne in accuratezza. Infatti, la biomassa è costituita per più del 95% da carbonio, ossigeno ed idrogeno, più piccolissime percentuali di zolfo, azoto, ed altri elementi che dipendono dal tipo di suolo ed acqua, nonché dal tipo di fertilizzanti ed antiparassitari usati.

Inoltre, poiché i risultati sperimentali e teorici della letteratura indicano che i maggiori componenti del gas prodotto sono monossido di carbonio (CO), vapor d'acqua (H_2O), anidride carbonica (CO_2), idrogeno (H_2) e metano (CH_4), ci si può fermare a considerare solo quest'ultimi, avendo comunque un' ottima descrizione del processo. Da tenere presente che il processo di gassificazione produce anche char (schematizzato come carbonio solido (C)) e tar (schematizzato come una miscela di idrocarburi di composizione bruta CH_xO_y).

Le impurità, le cui concentrazione nel syngas grezzo dipende dalla particolare tecnologia di gassificazione e dal combustibile impiegato, devono essere necessariamente rimosse, in maniera tale da evitare l'emissione di inquinanti in atmosfera e il danneggiamento delle apparecchiature attraversate dal gas di sintesi. Indipendentemente dal tipo di utilizzatore che tratterà il syngas (caldaie, MCI, turbina a gas, cella a combustibile), la pulizia del gas è una operazione estremamente importante poiché non solo garantisce una minore quantità di emissioni da parte dell'impianto ma ne migliora anche le *performance.*

3.2.3 I Prodotti

Attraverso la pirolisi il materiale viene generalmente trasformato in:

l. GAS: una frazione "gassosa", contenente CO, CO_2, idrocarburi leggeri (CH_4, C_2H_4, C_3H_6) e H_2.

2. **TAR:** *Topping Atmospheric Residue:* una frazione "liquida oleosa" contenente vapor acqueo e composti, in forma di vapore, a basso-medio peso molecolare (metanolo, acido acetico) come aldeidi, acidi, chetoni, alcoli, idrocarburi pesanti condensabili a temperature inferiori ai 200-100 °C

3. CHAR: un prodotto "solido" carbonioso composto principalmente da carbonio, contenente residui a più alto peso molecolare, come furani derivati e composti fenolici.

4. ASH: ceneri.

È tecnicamente possibile incrementare la resa di una di esse, selezionando opportunamente le condizioni del processo, che avviene in ambiente con quantità di aria rigidamente controllata, e dove l'apporto di calore esterno alla sostanza organica provvede, dapprima, a essiccare la sostanza stessa, quindi ad attivare la dissociazione della materia con la produzione di frazioni

solide (carbone), liquide (oli combustibili e catrame) e gassose, in percentuali differenti a seconda della temperatura alla quale si opera. Ciò avviene a partire da temperature dell'ordine di 200 °C. A queste temperature si ha, soprattutto, produzione di carbone (sino all' 80%), mentre per temperature più elevate si ha un progressivo aumento della frazione liquida e gassosa. In genere, nelle realizzazioni tecniche i gas ed i succhi pirolegnosi vengono separati dal carbone, che invece resta all'interno del reattore. Il carbone, poi, può essere utilizzato sia per la combustione diretta, sia in processi di gassificazione. Le parti liquide e gassose, invece, possono essere utilizzate come combustibili direttamente all'interno dell'impianto per coprire il fabbisogno energetico del processo.

3.3 La Combustione

La combustione è l'ossidazione completa di una sostanza, che brucia in presenza di ossigeno, contenuto nell'aria, che agisce da comburente. Si tratta di una reazione esotermica nel corso della quale 1'energia chimica contenuta nel combustibile si libera sotto forma di calore. A seconda della composizione del combustibile, del sistema di combustione e delle modalità di funzionamento dell'impianto, la combustione delle biomasse può avere maggiori o minori emissioni di CO, idrocarburi (CB), idrocarburi policiclici aromatici (IPA), catrame, fuliggine, particolato (particelle di incombusti, ceneri), NO_x N_2O, HCl, SO_2 sali, diossine e metalli pesanti.

La combustione viene applicata a tutte e tre le forme di combustibile: solido, liquido, gassoso. I combustibili solidi da biomassa hanno la proprietà di non essere infiammabili in condizioni ambiente. Perché un combustibile solido possa bruciare deve aver luogo una catena di processi termochimici molto complessa. I requisiti tecnici per una completa combustione di un combustibile solido sono: l'aria ossidante che deve essere fornita in eccesso (più di quella stechiometrica) dopo di che il gas combustibile prodotto durante il processo di combustione deve essere correttamente miscelato con l'aria comburente. Una volta generato il gas combustibile durante il processo di combustione deve risiedere un tempo di attesa sufficientemente lungo nella zona di reazione. L'intero processo richiede una temperatura di combustione sufficientemente alta.

Possiamo definire le seguenti fasi del processo di combustione:

1.Riscaldamento del combustibile (inferiore a 100°C): quando viene introdotto in camera di combustione, il combustibile solido si trova a temperatura ambiente, vale a dire ad una temperatura tra i 10 e i 25°C. È perciò necessaria una prima fase di riscaldamento del combustibile.

1. Essiccazione del combustibile (tra 100 °C e 150°C): al di sopra dei 100 °C inizia l'evaporazione dell'acqua presente nel combustibile.
2. Pirolisi del combustibile: decomposizione pirolitica dei componenti del legno (tra 150°C e 230°C). In questo processo i componenti chimici a catena lunga dei combustibili solidi vengono scissi in composti a catena corta. I prodotti che ne derivano sono composti da carbonio solido (Char), catrame liquido (Tar), gas come monossido di carbonio (CO) e idrocarburi gassosi (C_mH_n) Per la decomposizione pirolitica si lavora in difetto d'aria.

Le fasi da 1 a 3 sono caratterizzate da reazioni endotermiche (assorbimento di calore) e servono a preparare il combustibile per l'ossidazione. Una volta raggiunto il punto di ignizione, che si aggira intorno ai 230°C, dopo aver introdotto un'opportuna quantità di aria, iniziano le reazioni esotermiche (rilascio di calore).

3. Gassificazione del combustibile essiccato (tra 230 e 500°C): a 230°C inizia la decomposizione termica del combustibile essiccato, sostenuta dalla combustione parziale mediante l'introduzione di ossigeno in quantità minore di quella stechiometrica. Il calore prodotto è sufficiente per dar luogo alle reazioni di pirolisi di componenti come il carbone ed il catrame.
4. Gassificazione del carbonio solido (da 500 a 700°C): in questa fase, sotto l'influenza dell'anidride carbonica (CO_2), vapore acqueo ed ossigeno (O_2) disponibili, viene generato il monossido di carbonio. La gassificazione del carbonio solido è esotermica ed emana luce e raggi infrarossi che assumono la forma di una fiamma visibile.
5. Ossidazione dei gas combustibili (da 700 a circa 1.400 CC): l'ossidazione di tutti i gas combustibili derivanti dagli stadi dei processi precedenti rappresenta la fine della reazione di combustione dei combustibili solidi. Sotto l'influenza di aria secondaria, si cerca di ottenere una combustione completa della miscela di gas

4 ELEMENTI DI CAPITAL-BUDGETING PER LA VALUTAZIONE ECONOMICA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE

4.1 Introduzione

Le scelte di investimento e le conseguenze di tali scelte sono temi complessi e non possono prescindere da alcuni concetti base essenziali che saranno poi estesamente utilizzati nel descrivere i diversi metodi di valutazione degli investimenti delle varie tipologie di impianti.

- **Flussi di cassa**

Il primo concetto essenziale che occorre introdurre al fine di dare una valutazione di un progetto è quello di "flusso di cassa"; si tratta di un concetto molto semplice, che coincide con la differenza tra Euro pagati ed Euro incassati. Per capire l'importanza di ciò, si consideri, ad esempio, che i profitti contabili sono in generale calcolati partendo da entrate ed uscite di cassa, ma nelle seconde sono incluse solamente le spese correnti, mentre le spese per investimenti sono ammortizzate e detratte in quote annue. Questo implica che il profitto contabile includa alcuni flussi di cassa e ne escluda altri, creando la necessità di procedere ad alcune rettifiche per ottenere i flussi di cassa a partire dal profitto contabile stesso. Ad esempio, le quote di ammortamento andranno aggiunte al profitto contabile per ottenere i flussi di cassa.

- **Operazione di sconto**

La valutazione degli investimenti impone la necessità di considerare non solo l'entità di costi e benefici connessi ad un progetto, ma anche il modo in cui tali costi e benefici si distribuiscono nel tempo. Al fine di confrontare valori monetari che si realizzano in differenti momenti nel tempo è necessario introdurre il concetto di *valore attuale* e quello di *sconto*. Il concetto di valore attuale incorpora esplicitamente il valore della moneta nel tempo

Per calcolare il valore attuale di un qualsiasi flusso di cassa (X) da ricevere di qui a un anno si utilizza la formula:

$$VA = \frac{X}{1+r}$$

dove r indica il tasso di interesse (o tasso di sconto), dal momento che investendo $\frac{X}{1+r}$ oggi al tasso r si otterrà tra un anno esattamente x. è possibile calcolare il valore attuale di un flusso di cassa Fn che si realizzerà tra n anni utilizzando la seguente formula:

$$VA\ Fn = \frac{Fn}{1+r\ ^{n}},$$

questo processo di calcolo del valore attuale è chiamato operazione di sconto e il tasso di interesse *r* prende il nome di tasso di sconto

- **Il costo medio ponderato del capitale**

Più noto come WACC (dall'inglese Weighted Average Cost of Capital), misura il costo che è necessario sostenere al fine di finanziare progetti di investimento che non alterino la struttura di rischio dell'impresa. In altri termini, il WACC può essere definito come il rendimento che i sotto scrittori delle passività finanziarie dell'impresa richiedono in rapporto al rischio da essi sopportato. Il costo medio ponderato del capitale è dato, analiticamente, da una media ponderata del costo del capitale proprio e del costo del debito. I pesi, sono rappresentati dall'importanza relativa dell'indebitamento e del capitale proprio nella struttura finanziaria dell'impresa. Il WACC si calcola utilizzando la seguente formula:

$$WACC = r_e \frac{E}{D+E} + r_d \frac{D}{D+E}$$

dove:

r_e = costo del capitale proprio;

r_d = costo dell'indebitamento;

E = valore di mercato del capitale proprio (dall'inglese Equity)

D = valore di mercato del debito (dall'inglese Debt)[1]

- **Il costo del capitale di rischio**

Il costo del capitale di rischio è definito come la somma del rendimento di titoli privi di rischio (come i titoli di Stato) e di una componente che rappresenta un "premio" per il rischio:

$$r_e = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

dove:

r_e = costo del capitale proprio

r_f = rendimento di un titolo privo di rischio

r_f = rendimento del mercato azionario nel suo insieme

β = sensibilità dell'attività al rischio non diversificabile

Di conseguenza, il premio per il rischio (il secondo addendo nella formula sopra riportata) sarà dato dall'eccesso di rendimento di un portafoglio composto da tutti i titoli del mercato azionario rispetto ad un titolo privo di rischio $(r_m - r_f)$, "corretto" per considerare, attraverso il parametro β, la sensibilità del singolo titolo o progetto di investimento alle variazioni di rendimento dell'intero mercato. Un β maggiore di 1 implicherà un rischio medio maggiore di quello di mercato, mentre un β minore di 1 implicherà un rischio medio minore di quello del mercato.

[1] La metodologia di calcolo considerata in questa sede non tiene conto dei vantaggi fiscali connessi agli interessi passivi.

- **I criteri di scelta tra gli investimenti**

  Per valutare l'opportunità di un determinato tipo di investimento o di dover confrontare opportunità di investimento tra loro alternative e la scelta se investire o meno risente sia della quantità di risorse a disposizione sia dei risultati connessi all'investimento; Sulla base dei concetti su introdotti si possono valutare gli investimenti che generino flussi di cassa in momenti diversi nel tempo.

- ***Valore Attuale Netto (VAN)***

  Il criterio del VAN (o NPV, dall'inglese Net Present Value) è uno degli strumenti più utilizzati, per la sua semplicità, per la valutazione degli investimenti. Il VAN ha come peculiarità la straordinaria capacità di cogliere tutti gli elementi cruciali in un investimento tra cui: i flussi di cassa generati, la loro manifestazione nel tempo ed il costo opportunità delle risorse necessarie affinché l'investimento possa essere posto in essere (includendo considerazioni legate a rischio ed incertezza).

Nella valutazione di un singolo progetto se il VAN è positivo (>0), l'investimento deve essere intrapreso; parimenti nel confronto tra due o più progetti, quello da intraprendere è il progetto caratterizzato dal VAN più elevato, ovviamente se positivo. La "potenza" del VAN come strumento di decisione è legata al fatto che un VAN positivo assicura il "rientro" delle fonti di investimento (siano esse legate a capitale proprio o ad indebitamento), oltre a garantirne la remunerazione coerentemente con il profilo rischio/rendimento stimato, rappresentata, dai valori assunti dal WACC.

$$VAN = F_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

dove:

F_t = flusso di cassa in ciascun periodo t

r = tasso di sconto (WACC)

F_0 = flusso di cassa iniziale

T = orizzonte temporale di valutazione.

Da tener presente che un flusso di cassa iniziale negativo, rappresenta l'investimento e sarà accompagnato da successivi flussi di cassa positivi.

Nel caso in cui il progetto considerato implica flussi di cassa successivi all'orizzonte temporale di pianificazione come ad es. ad esempio, un investimento riguardante un impianto la cui durata di vita utile è superiore all'intervallo scelto per la valutazione dell'investimento stesso,.la formula sopra riportata dovrà essere modificata per tenere conto di tali flussi:

$$VAN = F_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{F_t}{(1+r)^t} + VAN_{T+1}$$

dove VAN_{T+1} rappresenta il valore attuale netto ipotizzato per l'investimento dopo il termine di durata dell'orizzonte temporale di valutazione (T).

- ***Il Tasso Interno di Rendimento (TIR)***

Il Tasso Interno di Rendimento (*TIR, o IRR*, dall'inglese InternaI Rate or Return), rappresenta una modalità alternativa di valutazione degli investimenti strettamente connessa al VAN; più precisamente, il TIR consiste nel valore del tasso di sconto che rende nullo il VAN di un progetto. L'utilizzo del TIR come metodo di valutazione si basa sul calcolo del massimo costo del capitale che il progetto potrebbe sopportare senza produrre perdite in termini di valore attuale netto. In altre parole, dati i flussi di cassa previsti per un investimento, il TIR rappresenta il costo del capitale al di sopra del quale l'investimento non sarebbe redditizio. Il criterio basato sul TIR implica le seguenti regole di scelta:

- nella valutazione sull'opportunità di un singolo investimento, scegliere gli investimenti con TIR superiore al costo del capitale;
- nel confronto tra diversi possibili investimenti, scegliere l'investimento con TIR maggiore, a patto che quest'ultimo sia a sua volta superiore al costo del capitale.

$$VAN = 0 \Rightarrow F_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

- ***Il Payback Time (PT)***

Il PT indica quanto tempo è richiesto per rientrare dei capitali investiti, esso è sintetizzato nella seguente formula:

$$PT = \frac{I}{F_t}$$

dove:

I = valore investimento

F_t = flusso di cassa netto (costante nel tempo) generato da I in ogni periodo t.

Tale metodo ha il vantaggio della semplicità ma ha molte controindicazioni e può essere usato solo in prima approssimazione, infatti non considera in alcun modo la redditività dell'investimento.

- ***Indicatori di bancabilità degli investimenti***

Gli indicatori di bancabilità permettono di valutare un progetto finanziario dal punto di vista di chi "presta" le risorse necessarie. Tali indicatori assicurano, ogni anno e nel tempo, la copertura delle rate del mutuo o dei canoni del leasing. I due principali indicatori di bancabilità sono il *Debt Service Cover Ratio (DSCR)* e il *Loan Lite Cover Ratio (LLCR).*

Il *DSCR* è riferito al "servizio" del debito e si calcola attraverso il rapporto tra il flusso di cassa di un progetto in un dato anno e il servizio del debito totale dell'anno (quota capitale e quota interessi):

$$DSCR = \frac{FC_t}{K_{t+}I_t}$$

dove:

It è la quota interessi,

Kt è la quota capitale

FCt è il flusso di cassa,

tutti relativi al periodo *t.* Un valore uguale o maggiore dell'unità (1,25 ÷ 1,4) implica la capacità del progetto di generare risorse sufficienti a coprire le rate del debito o i canoni del leasing.

Il *LLCR* è riferito all'intera vita del debito ed è pari al rapporto tra il valore attuale netto dei flussi di cassa generati dal progetto e il valore del debito:

$$LCR = \frac{\sum_{t=s}^{s+n} \frac{FC_t}{1+r\ ^t}}{D_s}$$

dove r rappresenta il tasso di sconto, FC_t sono i flussi di cassa nel periodo *t*, mentre *s* rappresenta il momento in cui la valutazione viene effettuata e D_s il valore del debito residuo in tale momento. Se *s* è uguale a 0 la valutazione è effettuata nel momento in cui si sta ponendo in essere il progetto e D_s rappresenta il valore totale del debito. Infine *n* ne rappresenta l'orizzonte temporale di pianificazione. Un valore di LLCR superiore ad 1 garantisce i finanziatori lungo l'intero arco di vita del finanziamento erogato ed implica che vi sia liquidità residua una volta ripagato il debito.

Come per il DSCR, anche per il LLCR non è possibile identificare valori di benchmark universalmente accettati. Si tende comunque, nella prassi, a privilegiare progetti in cui il valore di questo indicatore sia significativamente superiore all'unità.

5 IMPIANTI A BIOGAS

5.1 Analisi tecnico-economico per impianti a biogas

Gli impianti di biogas sono quelli maggiormente diffusi sul territorio Nazionale e quindi il lavoro di Tesi Dottorale sarà prevalentemente incentrato su questa tipologia di impianto.

Premesso che la scelta imprenditoriale di realizzare un impianto di digestione anaerobica in un'azienda agricola comporta quasi sempre investimenti molto onerosi, che possono arrivare anche a diversi milioni di euro e superare talvolta il valore stesso delle proprietà immobiliari aziendali. Anche nelle realtà più piccole gli investimenti rappresentano sempre voci significative che non possono essere affrontate senza avere un quadro preciso della loro rimuneratività e delle modificazioni che l'inserimento di questa tecnologia determina nella propria realtà produttiva e gestionale. A fronte degli elevati investimenti che questa tecnologia richiede, pero, la produzione di biogas e la conseguente conversione in energia elettrica e/o termica può portare ad un reddito netto che talvolta arriva a superare quello dell'attività agricola e/o zootecnica propria dell'azienda e rappresentare, quindi, un'attività imprenditoriale non più solamente integrativa ma addirittura alternativa. La produzione di energia con impianti di digestione anaerobica non richiede solamente la costruzione di uno o più digestori e di opere di gestione e conversione termochimica del biogas, ma molto spesso anche trasformazioni del sistema di gestione delle deiezioni a monte e a valle dell'impianto stesso. La qualità degli effluenti zootecnici e lo stoccaggio delle materie prime insilabili

(colture energetiche e/o scarti agro-industriali), l'adeguamento dei volumi di stoccaggio del digestato a seguito dell'utilizzo di biomasse aggiuntive agli effluenti zootecnici e l'eventuale trattamento del digestato rappresentano solamente alcune delle voci di costo di investimento e di gestione che incidono sulla remuneratività dell'operazione. Solamente la conoscenza e l'analisi di tutte le variabili tecniche che possono avere influenza sui rendimenti energetici e delle voci di costo dirette e indirette analizzate preliminarmente può permettere all'imprenditore di individuare i punti di criticità dell'investimento e di decidere la tipologia costruttiva e la dimensione dell'impianto.

Accanto agli aspetti tecnici, l'imprenditore deve poter valutare, infine, la sensibilità della remuneratività dell'investimento alle variazioni delle voci attive: prezzo dell'energia elettrica, prezzo degli incentivi, incidenza degli eventuali contributi pubblici. L'analisi della sensitività e lo strumento che permette di confrontarsi con tutti gli scenari possibili e giungere alla decisione con più tranquillità. Affinchè, però, l'allevatore possa avere benefici economici in grado di ripagare il proprio lavoro e l'investimento sostenuto diviene fondamentale affrontare la scelta

imprenditoriale con una analisi approfondita dei benefici e dei costi energetici ed extra-energetici che l'introduzione della tecnologia della digestione anaerobica comporta.

Con l'analisi di fattibilità i principali temi da affrontare sono:

- l'inseribilità dell'impianto nell'azienda;
- il dimensionamento del digestore e dei relativi accessori tecnologici di gestione e controllo;
- le modalità di conversione energetica;
- l'analisi finanziaria dell'investimento.
- L'inseribilità dell'impianto nell'azienda deve valutare la compatibilità del processo di digestione anaerobica con la gestione degli effluenti in corso, il rispetto della normativa ambientale vigente e la compatibilità con i vincoli fissati dai piani di spandimento agronomici del digestato.

Il dimensionamento del digestore e il primo elemento da cui si deve partire perche da questo dipendono le rese in biogas e i principali costi di opere edili.

Per la sua stima devono essere considerate:

- la disponibilità complessiva e temporale delle biomasse. Le biomasse stagionali (colture energetiche, scarti colturali e scarti agroalimentari) devono poter essere utilizzate per la maggior parte dell'anno e quindi necessitano di investimento per strutture di stoccaggio (insilamento),
- il contenuto di sostanza secca e della relativa percentuale di sostanza organica (frazione digeribile durante il processo anaerobico) di tutti i substrati;
- il carico organico volumetrico, ovvero la quantità di sostanza organica che mediamente si ritiene che possa essere caricata giornalmente nel digestore;
- il tipo di processo: psicrofilo (temperatura ambiente), mesofilo (temperature comprese fra 35 e 40°C), termofilo (temperature comprese fra 50 e 55°C). In linea generale all'aumentare della temperatura il processo diviene più efficiente, ma al contempo più delicato e aumenta la professionalità richiesta al gestore.

Per quanto concerne la conversione del biogas prodotto in energia elettrica, l'analisi di fattibilità deve considerare la quantità e la qualità del biogas prodotto questo perché la percentuale di metano, e quindi il contenuto energetico del biogas stesso, cambia a seconda del contenuto di lipidi, proteine e carboidrati delle diverse matrici caricate e della stabilita del processo digestivo;

Rivestono un ruolo di particolare importanza per il calcolo dei ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica il periodo di funzionamento del cogeneratore, il suo di rendimento elettrico dipendente dalla sua taglia e la sua affidabilità. Per quanto riguarda affidabilità e la continuità di prestazioni e del servizio di assistenza del cogeneratore, essi contribuiscono sensibilmente

all'introito economico, tenuto conto che gli incentivi per la produzione di energia elettrica rinnovabile sono fissati per un determinato periodo di tempo (15 o 20 anni) e quindi un basso rendimento e/o un fermo macchina si traducono automaticamente in una perdita assoluta di introito;

L'analisi finanziaria dell'impianto è lo strumento che consente di ordinare tutte le voci, attive e passive, del flusso di cassa.

VOCI ATTIVE che devono essere considerate sono:

1 La vendita di energia elettrica al gestore della rete cioè le quantità di energia elettrica venduta al gestore della rete (GSE) al netto degli autoconsumi da parte del digestore e degli ausiliari del cogeneratore;

2 L'eventuale energia termica in eccesso e gli eventuali ricavi da conferimenti (sottoprodotti o rifiuti) calcolate sulla base delle specifiche realtà aziendali e proprio per questo difficilmente quantificabili.

VOCI PASSIVE che devono essere considerate sono:

1. il service del cogeneratore in genere dato dalla ditta fornitrice dell'impianto considerando un importo standard per unita di energia elettrica prodotta generalmente variabile con la taglia della macchina. Da tenere presente che il service rappresenta la garanzia al funzionamento del motore e quindi garantisce l'introito degli incentivi dovuti alla vendita dell' EE;
2. La produzione e/o il conferimento di matrici organiche che deve comprendere tutti i costi relativi alla produzione delle biomasse vegetali e/o di conferimento da aziende esterne;
3. La manodopera relativa alla gestione delle biomasse vegetali che a differenza degli effluenti zootecnici che normalmente sono pompabili e già gestiti all'interno dell'azienda, le biomasse vegetali richiedono un impegno di manodopera aggiuntivo che deve essere conteggiato sulla base del costo medio dell'operaio e della macchina operatrice;
4. La manodopera relativa alla gestione ordinaria dell'impianto che rappresenta il tempo impegnato da parte del conduttore a gestire l'impianto stesso ed eseguire tutte le operazioni di controllo e gestione dell'impianto nel suo complesso;
5. La manutenzione ordinaria delle attrezzature elettromeccaniche connesse a tutta la filiera impiantistica (digestore anaerobico, pompe, agitatori);

6. La manutenzione straordinaria del cogeneratore in termine della sua vita utile (generalmente 60.000 ore di funzionamento, corrispondenti a 7÷8 anni di vita) e delle opere elettromeccaniche (generalmente 10 anni);

7. L'eventuale affitto e/o concessione per terreni aggiuntivi a quelli di proprietà per gestire le quantità di azoto eccedenti dovute al ritiro di biomasse dall'esterno dell'azienda;
8. L'assistenza tecnica biologica esterna (analisi chimiche dei substrati, qualità del gas prodotto, emissioni) fondamentali per valutare il processo di digestione e massimizzare il rendimento biologico;
9. Imprevisti e spese generali.

5.2 Analisi per un impianto tipo di 250 kWe

Il seguente studio di fattibilità è stato fatto considerando una azienda a indirizzo prevalentemente zootecnico cerialicolo, stimando un volume di liquame giornaliero proveniente dai ricoveri dell'allevamento suinicolo pari a 31 t/giorno con l'apporto di silomais di circa 9 t/giorno, il rapporto tra silomais e liquame è inferiore, se pur di poco, al 30%, questa scelta consente di utilizzare il valore 0,236 €/kWh_e (valido per tutto il 2013) come stabilito dalla Tab.1 del D.M. 28 del 6 luglio 2012 riferito ad impianti alimentati a sottoprodotti di origine biologica con potenza elettrica inferiori a 300 kWh_e, infatti il D.M. 28 considera l'impianto alimentato a sottoprodotti se i prodotti sono inferiori al 30% del totale. Per gli impianti che entrano in marcia negli anni successivi al 2013 l'incentivo è decurtato del 2% l'anno.

Per l'analisi dei costi e dei benefici è stato implementato un foglio elettronico interattivo che sulla base di studi fatti sul potenziale metanigeno massimo, BMP (Biochemical Methane Potential) delle varie matrici in funzione della loro percentuale dei solidi volatili, Sv, restituisce: il volume di metano in m^3 delle varie matrici, il loro tempo di permanenza all'interno del digestore, HRT, e il volume in m^3 del digestore necessari per definire costi e ricavi dell'investimento. (Tab.5.2.1)

Tipologia	Quantità da digerire	Contenuto ST frazione da	Apporto di ST		Percentuale SV	Apporto di SV		Carico orgnico volumetrico	Volume digestore	HRT	Produzione biogas specifica			Percentuale di Metano
	[t/giorno]	[g/kg]	[kg/giorno]	[t/anno]	[%SV]	[kg/giorno]	[t/anno]	[kg SV/m3/giorn	[m3]	[giorni]	[m3/kg SV.giorno]	[m3/anno]	[%]	[%]
	40.0	**132**	**5295**	**1933**	**80%**	**4565**	**1666**	2.1	2174	**54**		**1.090.620**		**58%**
Liquame suinicolo	31.0	75	2325	849	75%	1744	636				0.5	318.234	29%	70%
Silomais	9.0	330	2970	1084	95%	2822	1030				0.75	772.386	71%	53%
													0%	
													0%	
													0%	
													0%	
													0%	
													0%	
													0%	
													0%	

Tab.5.2.1

5.3 Analisi dei costi e dei benefici impianto a biogas 250 kW_e (Tf 0.28 €/kWh_e)

Il piano economico presuppone il ricorso all'indebitamento finanziario per il 100% dell'investimento.

La tabella 5.3.1 riporta la produzione di Energia del cogeneratore in funzione dei parametri riportati sempre in tabella;

Produzione energia		
Funzionamento impianto	365	[giorni/anno]
Temperatura di processo	35	[°C]
pci CH4	9,88	[kWh/Nm3]
Percentuale di metano	57%	
Ore funzionamento cogeneratore	8200	[h/anno]
Potenza totale cogeneratore	712	[kW]
Rendimento elettrico	35%	[%]
Rendimento termico	40%	[%]
Potenza elettrica cogeneratore	250,00	[kW]
Energia elettrica lorda prodotta	2.050.000	[kWhe]
Energia termica lorda prodotta	3.807.143	[kWh]
Autoconsumo EE	7%	[%]
Energia elettrica netta prodotta	1.906.500	[kWhe]

Tab.5.3.1 - produzione di Energia del cogeneratore

La tabella 5.3.2 riporta i costi specifici, riferito al kW_e installato, desunti dall'attività di monitoraggio degli impianti ammessi a finanziamento del Bando ENAMA.

Costi specifici		
Costo service (compresa manutenzione straordinaria)	2,5	[c€/kWh]
Costo specifico digestore	200	[€/m3]
Costo specifico cogeneratore	1500	[€/kW_e installato]
Vasca stoccaggio aggiuntiva	50	[€/m3]
Tariffa incentivante Tf	0,28	[€/kWh]
Silos stoccaggio biomassa	50	[€/t]
Insilati	40	€/t

Tab. 5.3.2 – Costi specifici

Le tabelle 5.3.3 e 5.3. riassumono i principali costi, raggruppati per macrovoci, di investimento dell'impianto in esame e i costi di esercizio dell'impianto;

Investimenti		
Descrizione bene	**Costo**	
	€	1.164.321,43
Digestore	€	429.821,43
Cogeneratore	€	375.000,00
Silos per silomais	€	182.500,00
Impianto Connessione MT	€	60.000,00
Progettazione e DL	€	37.000,00
Varie	€	80.000,00

Tab. 5.3.3 – Investimenti

Passivo: Gestione e manutenzione		
Risorsa	**Costo risorsa**	
	€	220.250,00
Full Service (compresa manutenzione	€	51.250,00
Matrici organiche	€	146.000,00
Operario	€	-
Assicurazione	€	3.000,00
Monitoraggio Biologia	€	15.000,00
Spargimento Digestato	€	5.000,00

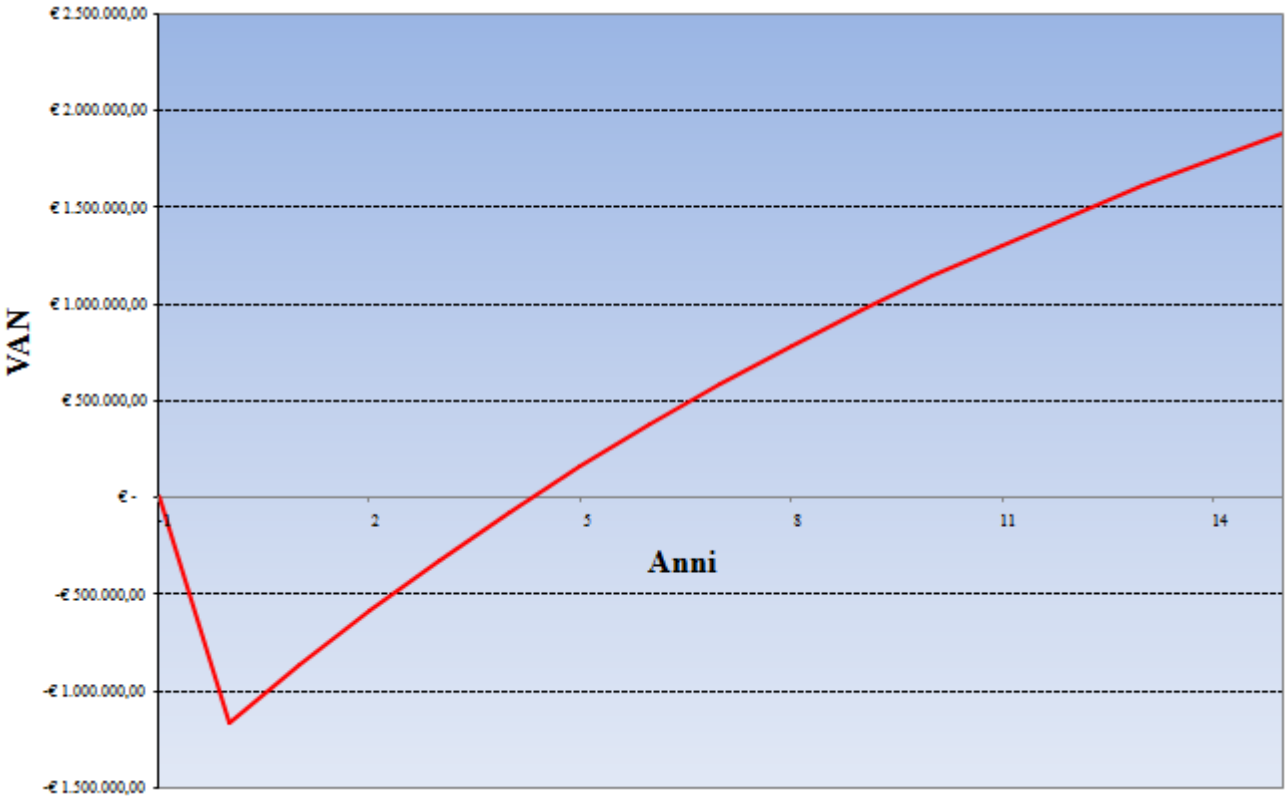
Tab. 5.3.4 – Gestione e manutenzione

Questi dati consentono di effettuare l'analisi finanziare dell'investimento utilizzando il metodo dei flussi di cassa scontato così come riportato in tabella 5.3.5

Analisi finanziaria (Metodo del flusso di cassa scontato)		
Anni	15	
Tariffa	0,28	[€/kWh]
Ricavo Vendita EE	€ 533021,0	[€/anno]
Investimento (Costo)	€ 1164321,429	[€]
Margine operativo lordo	€ 312771,0	[€/anno]
Pay Back Time	3,7	[anni]
Quota capitale	€ 77621,429	[€/anno]
Margine operativo netto	€ 235149,571	[€/anno]
Interessei passivi	€ 42260,324	[€/anno]
Interessi Totali	€ 633904,858	[€]
Montante	€ 1798226,286	[€]
Reddito netto	€ 192889,248	[€/anno]
Tasso interesse	6,00%	[%]
VAN	€ 1873388,40	[€]
TIR	26,0%	[%]

Tab. 5.3.5 – Analisi Finanziaria

Il ricavo delle vendita di energia elettrica è risulta pari a: 0.28 €/kWh$_e$ X 1.906.500 = **533.021,00 €**



Graf.5.3

L'indice **VAN**, come più volte evidenziato, rappresenta la differenza tra la sommatoria di tutti i flussi di cassa attualizzati (Margini operativi lordi dei 15 anni attualizzati all'anno zero) e l'investimento che in questo caso risulta positivo è pari a 1.873.388 € significando che l'investimento risulta positivo dal punto di vista economico e finanziario in quanto genera valore, ciò significa che la ricchezza finale, intraprendendo l'investimento, risulta infatti maggiore rispetto al caso in cui questo non si faccia.

Il progetto di investimento risulta desiderabile poiché il **TIR**, il cui valore è pari al 26% risulta superiore al costo opportunità del capitale, ipotizzato a 6% per progetti di rischiosità comparabili, con un Pay back Time di poco meno di 4 anni (tabella. 5.3.5).

Se si considera il costo delle biometrici zero, ossia considerando solo sottoprodotti e/o scarti di lavorazioni di natura aziendali, considerando solo il costo di trasporto pari a 10€/t con un risparmio quindi di circa 110.000 €/anno, la tabella 5.3.6 evidenzia, in questo caso, il notevole incremento del VAN e del TIR e la riduzione del PBT.

Analisi finanziaria (Metodo del flusso di cassa scontato)		
Anni	15	
Tariffa	0.28	[€/kWh]
Ricavo Vendita EE	€ 533820.0	[€/anno]
Investimento (Costo)	€ 1164321.429	[€]
Margine operativo lordo	€ 423070.0	[€/anno]
Pay Back Time	2.8	[anni]
Quota capitale	€ 77621.429	[€/anno]
Margine operativo netto	€ 345448.571	[€/anno]
Interessei passivi	€ 42260.324	[€/anno]
Interessi Totali	€ 633904.858	[€]
Montante	€ 1798226.286	[€]
Reddito netto	€ 303188.248	[€/anno]
Tasso interesse	6.00%	[%]
VAN	€ 2944639.751	[€]
TIR	36.0%	[%]

Tab. 5.3.6

5.4 Analisi dei costi e dei benefici impianto a biogas 250 kW_e con la nuova tariffa incentivante al 2014

Considerando lo stesso impianto visto in precedenza si analizzano i ricavi applicando la nuova tariffa incentivante differente a seconda che si usano prodotti o sottoprodotti;

Essendo l'impianto il medesimo, i costi di investimento sono leggermente superiori in quanto i sottoprodotti hanno un potenziale metanigeno (BMP) inferiore e quindi bisogna aumentane il volume immesso nel digestore e aumentarne il suo volume che passa da 2149 a 2204 m^3. I costi di gestione rimangono invariati, quello che cambia è la tariffa incentivante che per gli impianti autorizzati nel corrente anno, 2014, è pari a 231 €/MWh_e (236 – 2%) se si utilizzano i sottoprodotti a cui possono essere eventualmente addizionati prodotti fino a un massimo del 30% in peso del totale delle biometrici in ingresso ed essere considerate ancora sottoprodotti. Nel caso si utilizza un quantitativo di prodotti superiore al 30% la tariffa incentivante è pari a 176 €/MWh_e (180 – 2%). Nel il calcolo della redditività dell'impianto, al fronte di un aumento dell'orizzonte temporale degli incentivi da 15 anni della Tf a 20 anni della nuova tariffa incentivante, bisogna considerare un autoconsumo non inferiore all'11% fissato dal D.M. 28, l'eventuale differenza viene conteggiata e pagata dal GSE a prezzo di mercato, circa 100 €/MWh_e che in ogni caso non viene considerata in questo lavoro, come non è stato considerato il bonus CAR (Cogenerazione ad alto rendimento) e il bonus azoto e le altre premialità previste essendo la loro valutazione difficilmente stimabile e non rappresenta quindi un utile certo. La non considerazione dei bonus e delle premialità suddette è adottata da tutte le ditte costruttrici di impianti nel redigere il business plan dell'investimento.

In tabella 5.4.1, 5.4.2, 5.4.3, 5.4.4, sono riportatiti i valori della produzione di energia, dei costi specifici,di investimenti e di gestione dell'impianto:

Produzione energia		
Funzionamento impianto	365	[giorni/anno]
Temperatura di processo	35	[°C]
pci CH4	9.88	[kWh/Nm3]
Percentuale di metano	60%	
Ore funzionamento cogeneratore	8200	[h/anno]
Potenza totale cogeneratore	713	[kW]
Rendimento elettrico	35%	[%]
Rendimento termico	40%	[%]
Potenza elettrica cogeneratore	250.00	[kW]
Energia elettrica lorda prodotta	2.050.000	[kWhe]
Energia termica lorda prodotta	3.807.143	[kWh]
Autoconsumo EE	11%	[%]
Energia elettrica netta prodotta	1.824.500	[kWhe]

Tab.5.4.1

Costi specifici		
Costo service (compresa manutenzione straordinaria)	2.5	[c€/kWh]
Costo specifico digestore	200	[€/m3]
Costo specifico cogeneratore	1500	[€/kW$_e$ installato]
Vasca stoccaggio aggiuntiva	50	[€/m3]
Tariffa incentivante Tf	0.231	[€/kWh]
Silos stoccaggio biomassa	50	[€/t]
Matrici organiche	40 €	€/t

Tab.5.4.2

Investimenti		
Descrizione bene	Costo	
	€	1.164.321.43
Digestore	€	429.821.43
Cogeneratore	€	375.000.00
Silos per matrici organiche	€	182.500.00
Impianto Connessione MT	€	60.000.00
Progettazione e DL	€	37.000.00
Varie	€	80.000.00

Tab. 5.4.3

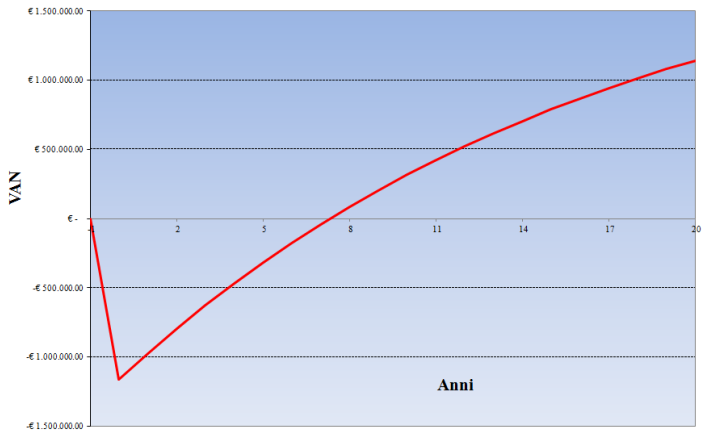
Passivo: Gestione e manutenzione		
Risorsa	**Costo risorsa**	
	€	220.250.00
Full Service (compresa manutenzione straordinaria)	€	51.250.00
Matrici organiche	€	146.000.00
Operario		
Assicurazione	€	3.000.00
Monitoraggio Biologia	€	15.000.00
Spargimento Digestato	€	5.000.00

Tab. 5.4.4

Analisi finanziaria (Metodo del flusso di cassa scontato)		
Anni	20	
Tariffa	0.231	[€/kWh]
Ricavo Vendita EE	€ 421459.50	[€/anno]
Investimento (Costo)	€ 1164321.429	[€]
Margine operativo lordo	€ 201209.50	[€/anno]
Pay Back Time	5.8	[anni]
Quota capitale	€ 58216.071	[€/anno]
Margine operativo netto	€ 142993.429	[€/anno]
Interessei passivi	€ 43294.777	[€/anno]
Interessi Totali	€ 865895.530	[€]
Montante	€ 2030216.959	[€]
Reddito netto	€ 99698.652	[€/anno]
Tasso interesse	6.00%	[%]
VAN	€ 1143535.685	[€]
TIR	16.5%	[%]

Tab. 5.4.5

La Tabella 5.4.5 e il grafico 5.4.1, riportano rispettivamente l'analisi finanziaria e il VAN.



Graf. 5.4.1

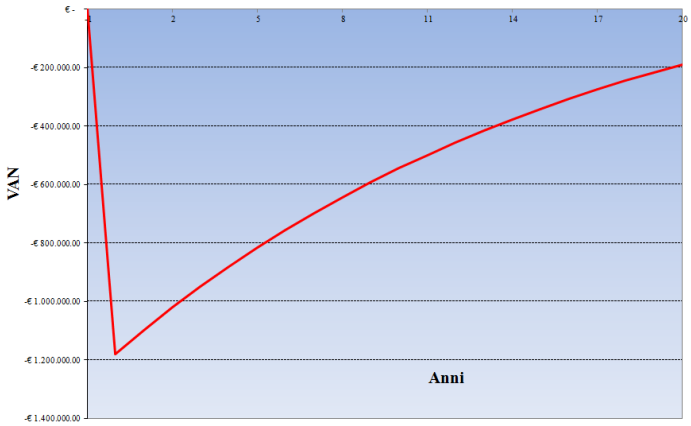
In questo caso VAN è TIR hanno subito una riduzione notevole riduzione passando da 1.873.388 € garantito dalla Omnicomprensiva, Tf, se pur per 15 anni a 1.143.535 € con una flessione pari a circa il 39% ma rimanendo abbondantemente positivo;

Il TIR è pari a 16.5 % ovviamente inferiore al 26 % garantito dalla Tf, ma sempre con ampi margini di convenienza economica dell'investimento.

Nel caso dello stesso impianto alimentato a prodotti ad es. silomais pari a una percentuale in peso del 37.5%, la tabella 5.4.5 e il grafico 5.4.2 ne riportano l'analisi finanziaria e il grafico del VAN:

Analisi finanziaria (Metodo del flusso di cassa scontato)		
Anni	20	
Tariffa	0.176	[€/kWh]
Ricavo Vendita EE	€ 321112.0	[€/anno]
Investimento (Costo)	€ 1178678.571	[€]
Margine operativo lordo	€ 86262.0	[€/anno]
Pay Back Time	13.7	[anni]
Quota capitale	€ 58933.929	[€/anno]
Margine operativo netto	€ 27328.071	[€/anno]
Interessei passivi	€ 43828.640	[€/anno]
Interessi Totali	€ 876572.810	[€]
Montante	€ 2055251.381	[€]
Reddito netto	-€ 16500.569	[€/anno]
Tasso interesse	6.00%	[%]
VAN	-€ 189260.227	[€]
TIR	3.9%	[%]

Tab. 5.4.5



Graf.5.4.2

Dai valori del VAN del TIR e del PBT, è evidente che un investimento di questo tipo è a forte rischio finanziario, ciò è dovuto essenzialmente al valore dell'incentivo, in questo caso molto più basso (176 €/kWh$_e$) rispetto, rispetto all'utilizzo di sottoprodotti, ma anche al costo del silomais pari a 166.000€ come si vede in tabella 5.4.6

Passivo: Gestione e manutenzione	
Risorsa	**Costo risorsa**
	€ 234.850.00
Full Service (compresa manutenzione straordinaria)	€ 51.250.00
Matrici organiche	€ 160.600.00
Operario	
Assicurazione	€ 3.000.00
Monitoraggio Biologia	€ 15.000.00
Spargimento Digestato	€ 5.000.00

Tab.5.4.6

5.5 Analisi dei costi e dei benefici impianto a biogas 100 kWh_e con la nuova tariffa incentivante al 2014

Il D.M. 28 introduce per gli impianti a biogas fino a 100 kWh_e una procedura semplificata per accedere agli incentivi come si può vedere dalla figura. 5.5.1. sottostante.

Accesso diretto e Accesso dopo procedure Aste e Registri (Fonte GSE)

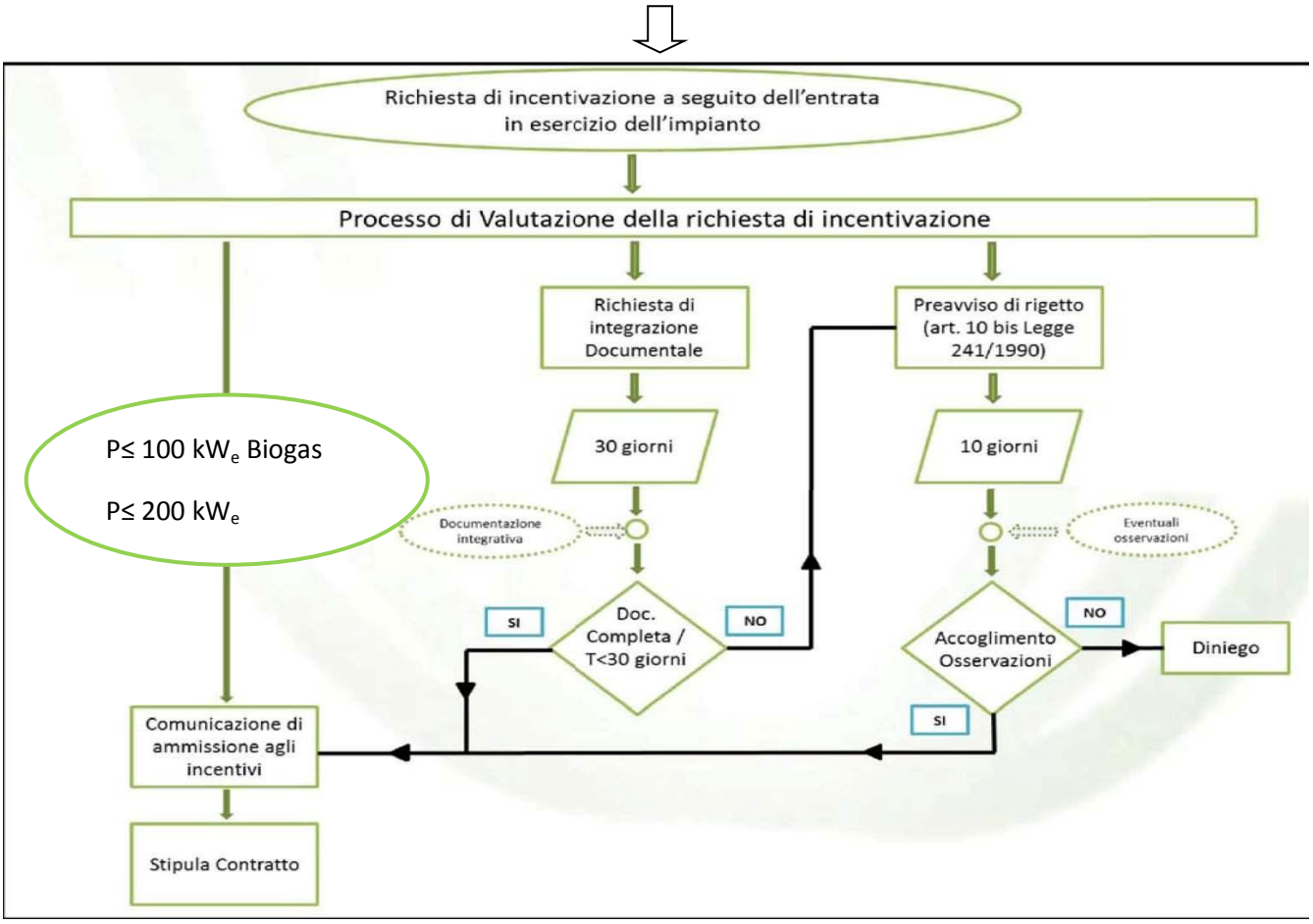


Fig. 5.5.1

Lo studio di fattibilità di un impianto da 100 kW_e, richiede molta attenzione in fase di progettazione in quanto i margini di guadagno sono molto limitati.

Valgono le stesse considerazioni circa i bonus e le premialità già fatte per l'impianto da 250 kW_e.

In tabella 5.5.1, 5.5.2 5.5.3, 5.5.4, sono riportatiti i valori della produzione di energia, dei costi specifici,di investimenti e di gestione dell'impianto. Queste ultime due voci sono state ottenute dopo una approfondita indagine di mercato in quanto a differenza delle altre taglie di potenza maggiori, non sono stati censiti impianti di così limitata potenza.

Produzione energia		
Funzionamento impianto	365	[giorni/anno]
Temperatura di processo	35	[°C]
pci CH4	9.88	[kWh/Nm3]
Percentuale di metano	61%	
Ore funzionamento cogeneratore	8200	[h/anno]
Potenza totale cogeneratore	284	[kW]
Rendimento elettrico	35%	[%]
Rendimento termico	40%	[%]
Potenza elettrica cogeneratore	100.00	[kW]
Energia elettrica lorda prodotta	820.000	[kWhe]
Energia termica lorda prodotta	1.522.857	[kWh]
Autoconsumo EE	11%	[%]
Energia elettrica netta prodotta	729.800	[kWhe]

Tab.5.5.1

Costi specifici		
Costo service (compresa manutenzione straordinaria)	5.25	[c€/kWh]
Costo specifico digestore	300	[€/m3]
Costo specifico cogeneratore	1720	[€/kW$_e$ installato]
Vasca stoccaggio aggiuntiva	50	[€/m3]
Tariffa incentivante Tf	0.231	[€/kWh]
Silos stoccaggio biomassa	50	[€/t]
Matrici organiche (solo stoccaggio e trsporto)	10 €	€/t

Tab.5.5.2

Investimenti	
Descrizione bene	Costo
	€ 660.875.00
Digestore	€ 266.250.00
Cogeneratore	€ 172.000.00
Silos per matrici organiche	€ 45.625.00
Impianto Connessione MT	€ 60.000.00
Progettazione e DL	€ 37.000.00
Varie	€ 80.000.00

Tab.5.5.3

Passivo: Gestione e manutenzione	
Risorsa	Costo risorsa
	€ 75.175.00
Full Service (compresa manutenzione straordinaria)	€ 43.050.00
Matrici organiche (solo stoccaggio e trsporto)	€ 9.125.00
Operario	
Assicurazione	€ 3.000.00
Monitoraggio Biologia	€ 15.000.00
Spargimento Digestato	€ 5.000.00

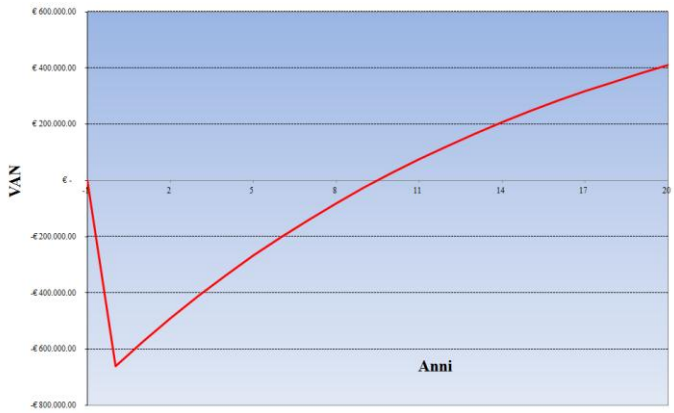
Tab.5.5.4

La spesa operativa, riassunta nella tabella 5.5.4. Si è fatta l'ipotesi di costo del personale operaio pari a zero, ovvero per la gestione dell'impianto, il suo caricamento giornaliero si utilizza personale operaio aziendale già adibito altre mansioni all'interno dell'azienda stessa.

La tabella 5.5.5 riporta l'analisi finanziaria per l'impianto da 100 kW_e, e in particolare si può notare che il reddito netto annuale è di soli 35.790,00 € ovvero 2982,00 € mensili.

Analisi finanziaria (Metodo del flusso di cassa scontato)		
Anni	20	
Tariffa	0.231	[€/kWh]
Ricavo Vendita EE	€ 168583.80	[€/anno]
Investimento (Costo)	€ 660875.0	[€]
Margine operativo lordo	€ 93408.80	[€/anno]
Pay Back Time	7.1	[anni]
Quota capitale	€ 33043.750	[€/anno]
Margine operativo netto	€ 60365.050	[€/anno]
Interessei passivi	€ 24574.344	[€/anno]
Interessi Totali	€ 491486.882	[€]
Montante	€ 1152361.882	[€]
Reddito netto	€ 35790.706	[€/anno]
Tasso interesse	6.00%	[%]
VAN	€ 410516.577	[€]
TIR	12.9%	[%]

Tab.5.5.5



Graf.5.5.1

Il VAN è pari a 410.516,00 €, e dal grafico 5.5.1 si vede che l'investimento raggiunge un pareggio di bilancio solo dopo i 10 anni (VAN=0). Inoltre il TIR è di soli 12.9%, il PBT è superiore a 7 anni.

L'investimento legato a un impianto di solo 100 kW_e preso in considerazione è da considerare ad alto rischio imprenditoriale, inoltre l'impianto risulta ancora sostenibile dal punto di vista finanziario solo se si utilizzano sottoprodotti aziendali a costo ZERO;

La volontà del Legislatore di favorire la filiera corta o addirittura cortissima e stimolare lo sviluppo di piccoli impianti di micro generazione che utilizzano solo sottoprodotti di origine aziendale, si scontra con gli alti costi degli attuali impianti.

C'è da considerare,inoltre, l'effettivo rischio di non riuscire a mantenere all'interno del digestore le adeguate temperature di processo (mesofile) in quanto un cogeneratore di così ridotta taglia (1.522.857 kWh_t 184 kWt, complessivamente vedi tabella 5.5.1) potrebbe non essere sufficiente a riscaldare il digestore utilizzando solo l'acqua di raffreddamento delle camicie dei cilindri, specie in regioni del Nord Italia dove la T media ambientale è sensibilmente più bassa. Per avere maggiore energia termica si dovrebbe recuperare l'energia termica contenuta nei fumi di scarico attraverso scambiatori fumi/acqua che purtroppo hanno costi ancora troppi elevati e quindi di difficile utilizzo in un impianto che ha dei margini operativi molto ridotti.

A titolo di puro esempio nella figura 5.5.2 si può vedere l'energia necessaria per tenere un digestore asservito ad un cogeneratore di 250 kW di potenza in stallato nella prov. di CS.

Come si vede il calore totale giornaliero richiesto dalla biologia è dato dal contributo di calore necessario per mantenere in temperatura il materiale in ingresso ai digestori (istogramma di colore rosa) ed il calore per ogni ora da reintegrare in quanto disperso dal digestori (istogramma di colore rosso).

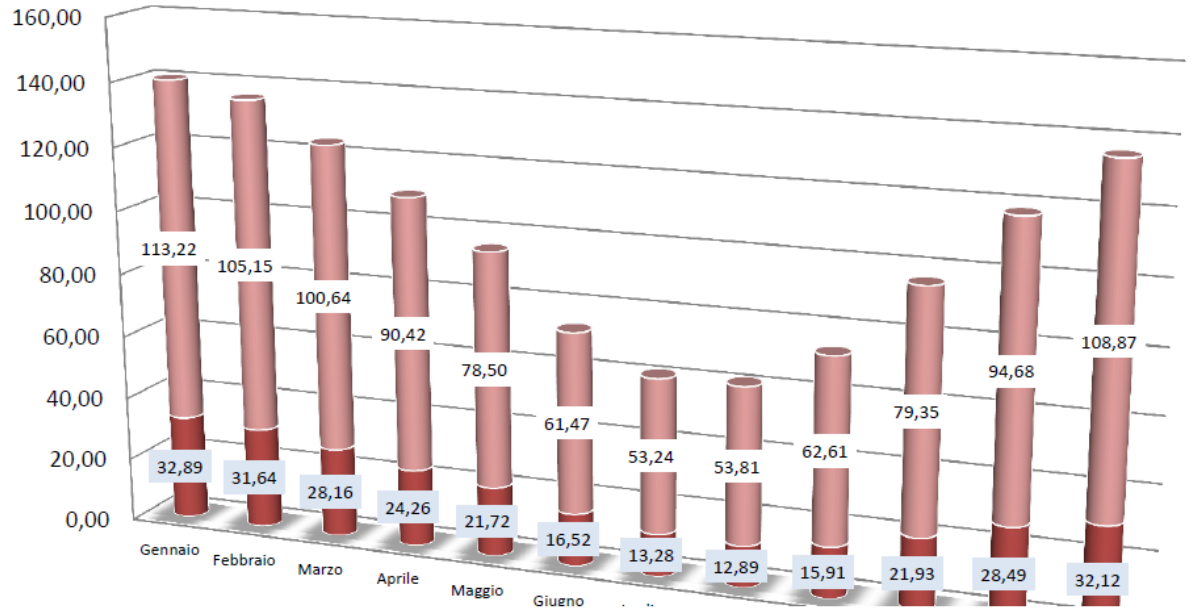


Fig.5.5.2

6 IMPIANTI A SYNGAS: Analisi tecnico-economico per impianti a Syngas

6.1 Descrizione impianto a Syngas (198 kWe)

Come si è detto il processo di gassificazione permette di ottenere a partire da biomassa vegetale e mediante una combustione a basso contenuto di ossigeno un prodotto intermedio, il Syngas, da utilizzarsi come combustibile all'interno di motori endotermici a combustione interna; Tale processo utilizza, come materia prima, la biomassa vegetale ottenuta da residui e/o da coltivazioni agricoli/forestali secondo lo schema a blocchi riportato in Fig.6.1.1.4. Il risultato di tale processo chimico è un gas (Syngas) combustibile composto principalmente da monossido di carbonio (CO), idrogeno (H_2), metano (CH_4), anidride carbonica (CO_2) e azoto (N_2). Particolare importanza, per ottenere un Syngas di buona qualità, riveste l'umidità relativa della biomassa da utilizzare nel processo di gassificazione, la quale non deve superare il 45% sul t.q., per questa ragione la biomassa in ingresso deve essere sottoposta preliminarmente ad un processo di essiccazione e successivamente inviata ad un reattore di gassificazione dove avvengono i processi di pirolisi e gassificazione che danno origine ad un gas combustibile di basso potere calorifico.

La composizione del Syngas è funzione sia della temperatura di processo della gassificazione, sia, come si è detto, dall'umidità relativa e della natura della biomassa di partenza tenuto conto del rapporto cellulosa lignina presente nella matrice, ciò è dovuto al fatto che cellulosa ed emicellulosa hanno un potere calorifico più basso (18 MJ/kg) rispetto alla lignina (24 MJ/kg). Tale SYNGAS è utilizzato, previo raffreddamento e pulizia, per l'alimentazione del gruppo generatore elettrico equipaggiato con motore endotermico per la produzione di energia elettrica.

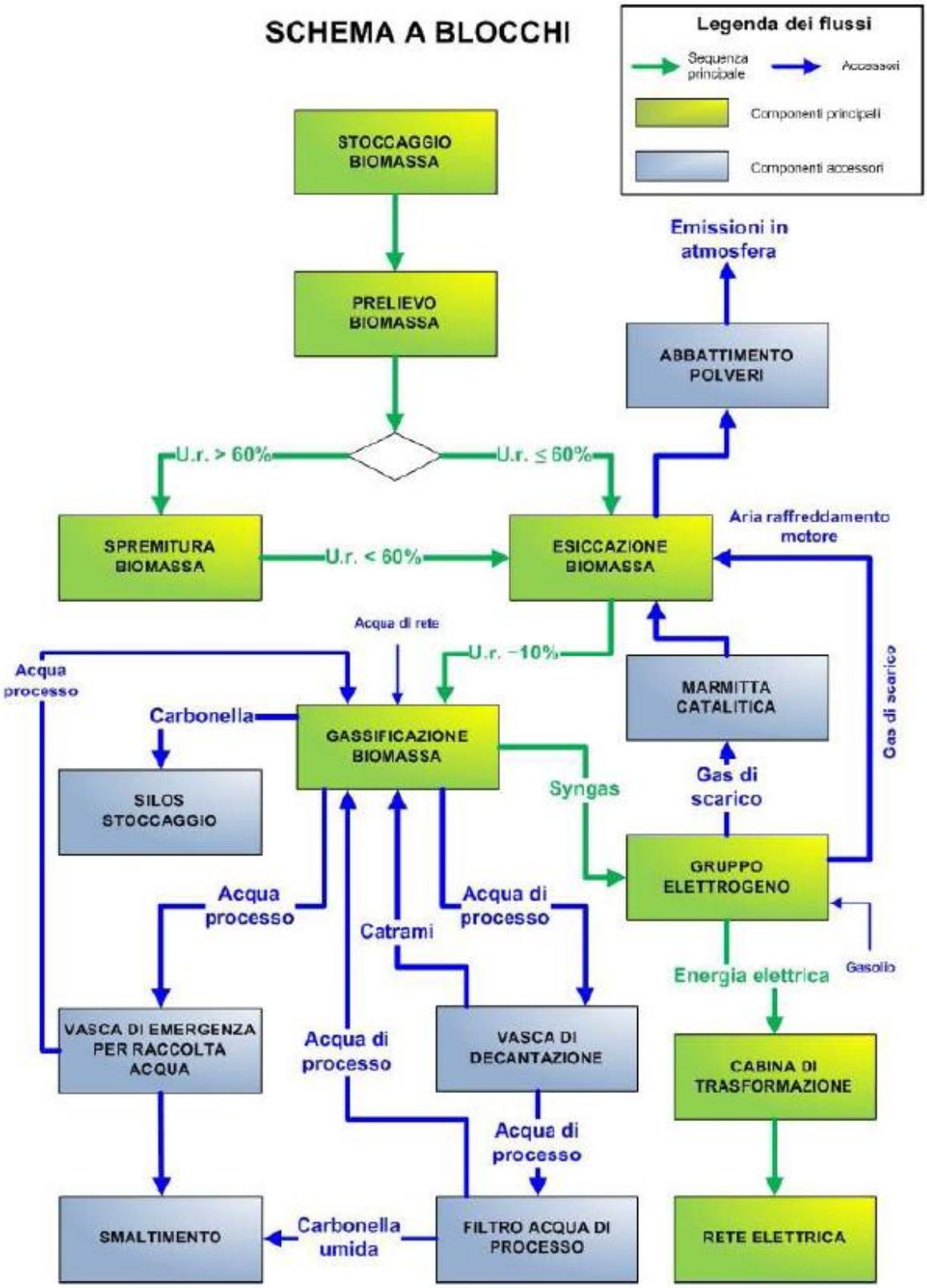


Fig. 6.1.1.1 Schema a blocchi di processo impianto.

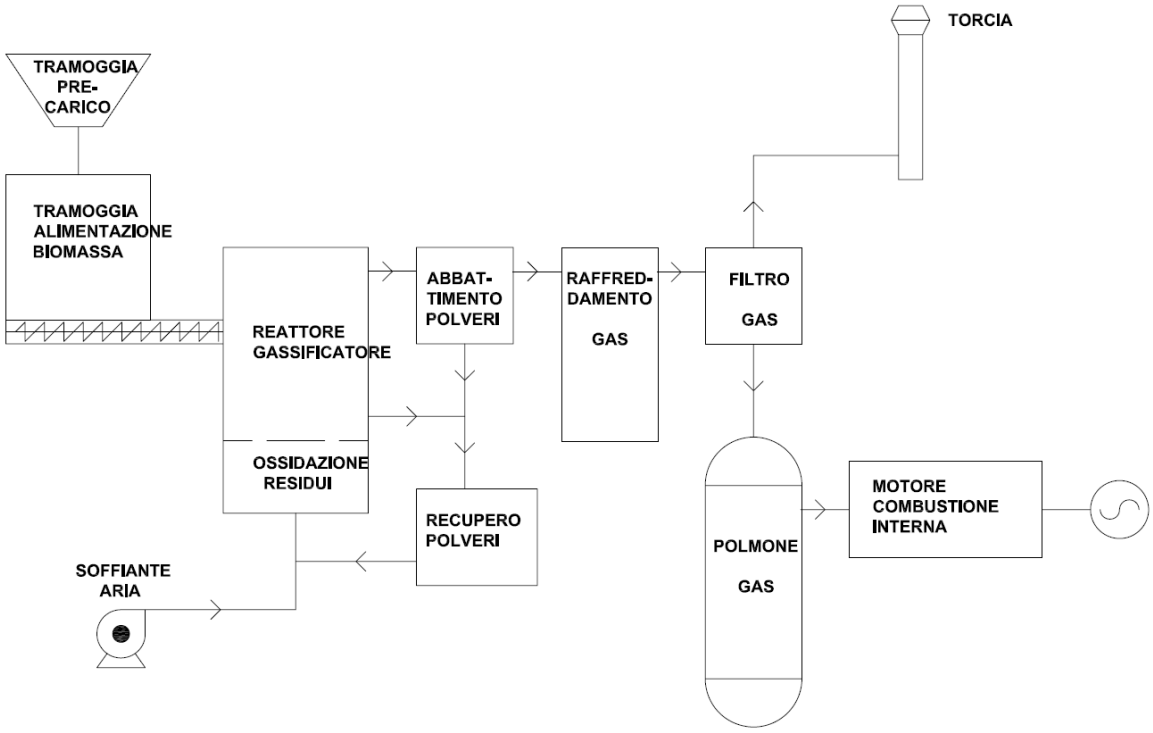


Fig.6.1.1.2 Schema funzionale impianto

L'impianto preso in esame per la produzione di Syngas è essenzialmente costituito da un insieme di sotto sistemi di seguito schematicamente descritti:

A. sistema di stoccaggio e movimentazione dei combustibili (biomassa);

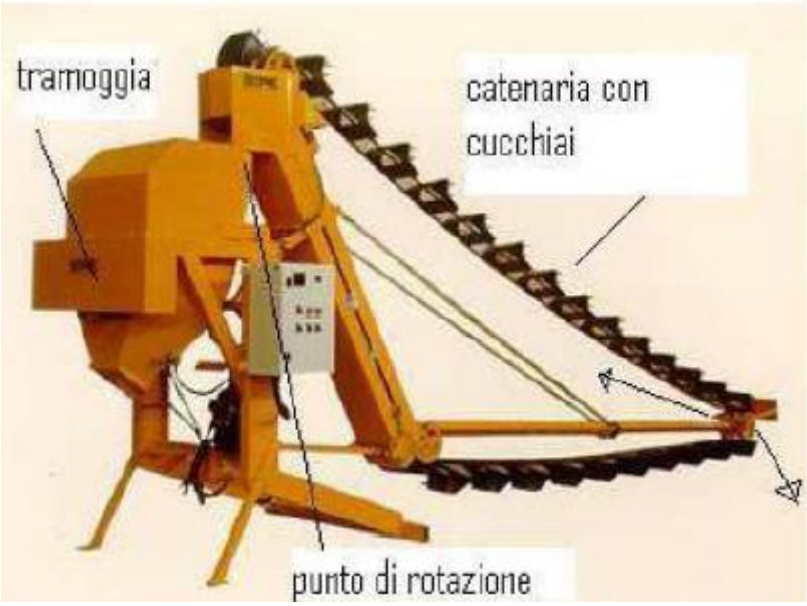
B. essiccazione biomassa;

C. gassificatore: reattore e sistema pulizia Syngas;

D. sistema filtrazione fumi;

- **Lo stoccaggio biomassa e il prelievo biomassa** è importante per assicurare in ogni condizione la continuità di esercizio dell'impianto ed evitare dannosi cicli di spegnimento e accensione del reattore, bisogna assicurare una autonomia di almeno 10 giorni per quanto riguarda la disponibilità di combustibile. Tale combustibile che alimenta l'impianto preso in esame è costituito da cippato di legno vergine per un totale di 271 Kg/h e pertanto si dovranno stoccare almeno 100 tonnellate di materiali. II cippato di legno è scaricato da camion in una area di stoccaggio a quota zero, di dimensioni dimensione di circa 500 m^2. Il prelievo della biomassa necessaria per il funzionamento dell'impianto, viene caricata mediante pala meccanica, in un apposito container metallico dotato di pettine di estrazione. Da qui viene raccolta e convogliata, tramite un sistema di movimentazione a coclea e dopo avere subito un processo di vagliatura

meccanica, alla tramoggia di carico dell'essiccatore, dove viene sottoposta ad essiccazione da parte di un flusso di aria calda generato a partire dai fumi di scarico provenienti dai motogeneratori e dal circuito di raffreddamento dei generatori stessi. In tal modo si ottiene il duplice obbiettivo di eliminare dalla biomassa l'umidità residua prima di inserirla nell'impianto di gassificazione e una biofiltrazione dei fumi di scarico dei motori, prima della loro immissione in atmosfera.



- **B. L'essiccazione biomassa** è importante per poter ottenere condizioni di combustione ottimali, questo trattamento viene effettuato all'interno di un serbatoio dedicato al carico del gassificatore, utilizzando il calore dissipato dai motori e quello dei fumi prodotti dalla combustione negli stessi motori endotermici alimentati dal Syngas.I fumi di scarico e l'aria di raffreddamento del radiatore motore, rispettivamente ad una temperatura compresa tra i 350°·C e i 400°·C i primi e 50°·C la seconda, vengono inviati, tramite ventilatori, ad una temperatura di 80 ÷ 100°·C. La biomassa viene collocata in maniera uniforme su un nastro di essicazione di tipo filtrante ed adatto ad impieghi fino a 180°C: La biomassa ed il nastro di supporto vengono attraversati dal flusso di aria calda dall'alto verso il basso sfruttando anche la la capacità filtrante del nastro per la la depolverazione del flusso di aria.
- **Gassificazione della biomassa**

La biomassa opportunamente essiccata è trasportata mediante una coclea di carico al gassificatore che non è altro di un sistema complesso in cui intervengono differenti processi che trasformano la biomassa in gas combustibile (syngas).

All'interno del modulo di gassificazione si assiste a questi processi principali:

- **pirolisi della biomassa**

- **gassificazione del carbone**
- depolverazione del SYNGAS prodotto
- raffreddamento dei SYNGAS prodotto
- pulizia del SYNGAS dai catrami presenti

I processi sopra descritti *avvengono* nel modulo di gassificazione che è rappresentato nella figura seguente:

Fig. 6.1.1.3

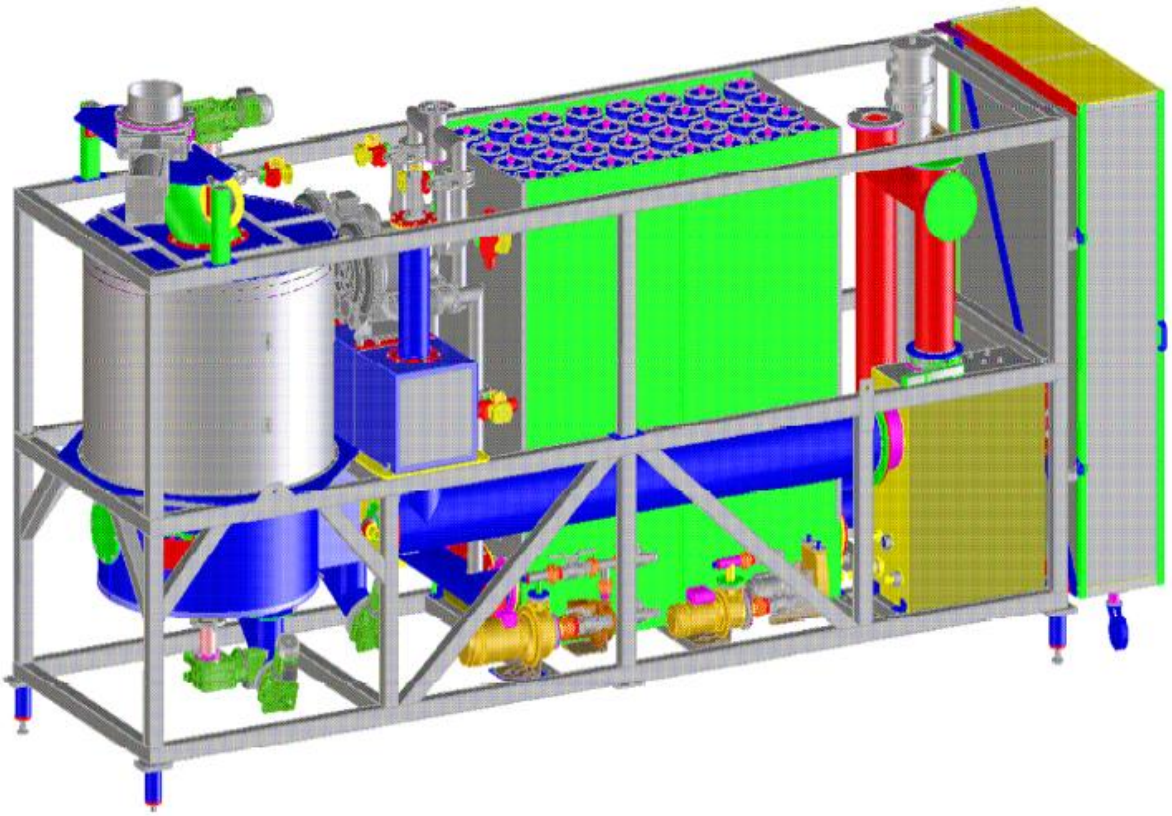
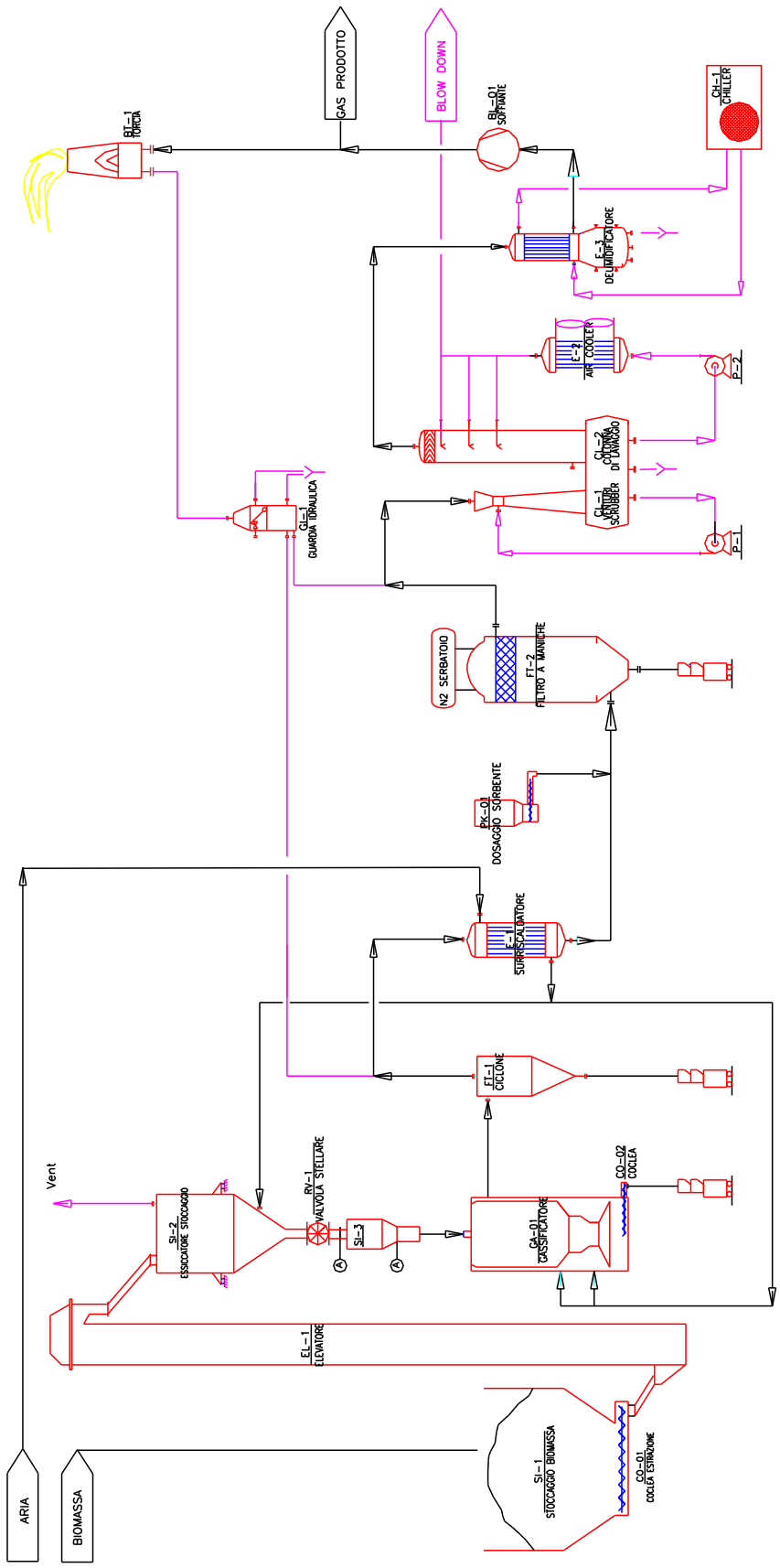


Fig. 6.1.1.4 - Rappresentazione 3D di un impianto di gassificazione di potenza elettrica di 200 kWe



Schema di principio impianto di gassificazione

Il gassificatore è formato da due sezioni principali:

- il reattore di gassificazione dove avvengono le reazioni di pirolisi e di gassificazione vera e propria della biomassa.
- la pulizia del gas dove si provvede al raffreddamento, depolverazione e decatramazione del syngas.

Il reattore di gassificazione e costituito da un contenitore in acciaio inox contenente una camera in materiale refrattario all'interno della quale avviene la combustione della biomassa, caricata all'interno della camera tramite una coclea comandata da un sistema automatico. Per le caratteristiche della sua sezione, esso e da considerarsi di tipo letto fisso – down draft open core.

La biomassa e l'aria comburente entrano nel reattore dalla parte alta, dove la prima riceve calore scaldandosi e completando la sua essicazione. Appena sotto si identifica una zona di pirolisi dove la temperatura e soggetta ad un gradiente crescente compreso tra i 200 °C e gli oltre 1000 °C della zona di combustione/ossidazione e dove i componenti volatili della biomassa, la cellulosa e la emicellulosa evaporano generando il cosiddetto gas di pirolisi; i rimanenti componenti non volatili della biomassa, in genere identificabili con la lignina, rimangono in fase solida formando carbone. I gas di pirolisi sono molto ricchi di idrocarburi, comunemente indicati come catrami (TAR). Questo gas di pirolisi proseguendo il suo movimento verso il basso attraversa la zona di combustione/ossidazione ad alta temperatura dove subisce un cracking termico: la maggior parte dei catrami viene distrutta e nella parte sottostante la zona di combustione/ossidazione si trovano solo molecole elementari contenenti i componenti fondamentali degli idrocarburi e cioè: H_2, CO, CH_4, CO_2.

Nella zona di combustione/ossidazione (nel disegno colorata di rosso) avvengono le seguenti reazioni:

$O_2 + C \Rightarrow CO_2 + 401{,}9$ kJ/mol

$H_2 + O_2 \Rightarrow H_2O + 241{,}1$ kJ/mol

Le reazioni sopra descritte presentano una elevata esotermicità, pertanto la temperatura può raggiungere i 1200°C ÷ 1300°C in funzione del tipo di biomassa e dell'umidità della stessa. Nella parte sottostante si individua una zona di riduzione formata da solo carbone, dove avvengono le reazioni di gassificazione vere e proprie:

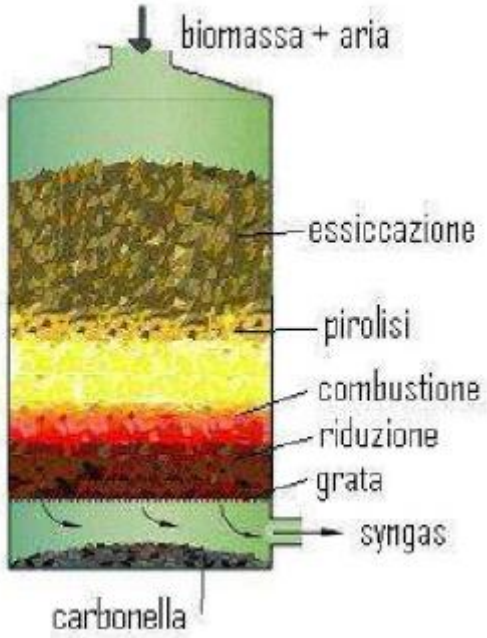
$CO_2 + C \Rightarrow 2CO + 164{,}9$ kJ/mol

$H_2O + C \Rightarrow CO + H_2 + 122{,}6$ kJ/mol

$2H_2 + C \Rightarrow CH_4 + 74$ kJ/mol

$CO + 3H_2 \Rightarrow CH_4 + H_2O + 205{,}9$ kJ/mol

$CO_2 + H_2 \Rightarrow CO + H_2O + 42{,}3$ kJ/mol



Queste reazioni sono quasi tutte endotermiche ed avvengono a temperature superiori a 600°C. Il gas che fuoriesce dalla zona di combustione/ossidazione e che si trova a temperature superiori a 1000 °C cede calore alle reazioni di gassificazione raffreddandosi attraversando la zona di riduzione fino ad uscire dalla grata sottostante ad una temperatura di 600 ÷ 700 °C. Durante il processo di riduzione il carbone si consuma e si genera polvere di carbone: questa impedisce il regolare passaggio del syngas nel reattore e quindi viene evacuata agitando o pulendo la grata con appositi sistemi. La polvere di carbone che cade dalla grata viene raccolta nella zona sottostante il reattore da dove viene convogliata verso l'esterno mediante apposite coclee. Nella sezione di depolverazione, raffreddamento e decatramazione, il syngas viene dapprima fatto passare in un ciclone attraverso il quale si eliminano la maggior parte delle particelle di carbone trascinate dallo stesso e, successivamente, raffreddato e ulteriormente pulito mediante apposito eiettore (sistema scrubber-venturi). Il syngas in uscita da quest'ultimo contiene un aerosol di catrami formatisi durante il raffreddamento dello stesso. L'eliminazione dell'aerosol di catrami e realizzato mediante filtri elettrostatici a umido, che, sfruttando l'emissione di elettroni da appositi elettrodi ad alto voltaggio, per "effetto corona" eliminano quasi completamente le

goccioline di liquido presenti nel syngas incluse le gocce di catrame e di acqua. Il gas cosi pulito e raffreddato e idoneo alla sua utilizzazione in motori endotermici per la produzione di energia elettrica o meccanica. I catrami raccolti nel filtro elettrostatico vengono ricircolati, mediante apposita pompa peristaltica, nel reattore di gassificazione per una loro distruzione e per recuperare il loro contenuto energetico. All'uscita del filtro elettrostatico il syngas viene inviato al motore endotermico attraverso una tubazione in acciaio inox dove e inserita una soffiante che ne permette l'aspirazione attraverso tutte le sezioni del gassificatore. Il gas di sintesi ottenuto ha una composizione volumetrica assimilabile alla seguente:

$N_2 \rightarrow$ 53,10%; $CO_2 \rightarrow$ 13,10%; CO $\rightarrow$ 16,60%; $H_2 \rightarrow$ 14,00%; $CH_4 \rightarrow$3,20%.

Gruppo elettrogeno

Il gruppo elettrogeno e costituito da un motore endotermico e da un generatore elettrico direttamente accoppiato sull'albero motore. L'impianto di gassificazione impiega motori a ciclo Diesel utilizzati come By-Fuel, ovvero con doppia alimentazione, avviati utilizzando come combustibile normale gasolio. La combustione della miscela aria/syngas in un motore endotermico avviene nel cilindro previa accensione della stessa mediante scintilla e non per compressione. Risulta pertanto necessario disporre di un ciclo Otto per utilizzare il syngas. Considerazioni di carattere economico suggeriscono che il tipo di motore più facilmente reperibile e più economico sia dal punto di vista dei costi di investimento che di manutenzione sia il motore Diesel. Tale motore può essere utilizzato con aria/Syngas nel seguente modo: la miscela aria/Syngas, costituita in un apposito miscelatore, e introdotta nel cilindro mediante il normale sistema di aspirazione del motore; al termine della fase di compressione del pistone, viene iniettata una piccola quantità di gasolio nella camera di combustione che per effetto della temperatura e della pressione presenti nel cilindro, si accende accendendo a sua volta la suddetta miscela che può essere facilitata . gasolio per ciclo e per cilindro, e facilitata dall'utilizzo di sistemi di iniezione ad alta pressione "common rail". La combustione della miscela aria/syngas all'interno della camera di scoppio avviene in modo rapido ed efficiente in quanto le goccioline di gasolio iniettate nella camera di scoppio vengono uniformemente distribuite in tutto il volume disponibile nel cilindro e, accendendosi contemporaneamente, accendono la miscela gassosa in tutti i punti della camera di scoppio come se si avessero a disposizione migliaia di candele distribuite. Inoltre questo sistema, avendo una energia specifica di accensione con ordini di grandezza superiore a quella di un arco elettrico generato da una candela, consente di utilizzare

miscele molto "povere", necessarie per una riduzione degli NOx. Il sistema di miscelazione aria/syngas consiste in un dispositivo posto a monte del turbocompressore in cui viene inserita la quantità di gas desiderata; l'H_2 presente nel Syngas consente di utilizzare miscele con λ (rapporto aria/combustibile) molto alti, senza la necessita di provvedere ad un controllo molto sofisticato del rapporto aria/Syngas, al contrario del gas metano e del biogas. I gruppi elettrogeni utilizzati sono pertanto costituiti da motori Diesel "common rail" con micro-iniezione di gasolio.

In alternativa ai motori diesel, su specifica richiesta del committente, è possibile l'adozione di un elettro-generatore basato su motore a gas. I gas di scarico vengono trattati in una marmitta catalitica a 3 vie per l'abbattimento del CO, NO_x e degli idrocarburi incombusti. Inoltre essi, come già descritto, vanno ad alimentare il flusso d'aria in uscita dal radiatore del motore per completare l'essiccazione della biomassa all'interno dell'essiccatoio. Il generatore elettrico e un generatore sincrono trifase a 380 V comunemente installato sui gruppi elettrogeni di potenza equivalente.

Caso in studio:
Impianto di cogenerazione costituito da un sistema di gassificazione di biomasse vegetali naturali per la produzione di energia elettrica con motori endotermici della potenza di 198 kW elettrici lordi e 68 kW termici. L'impianto preso in esame si configura come un impianto di produzione di energia elettrica con l'uso di biomasse vegetali naturali che alimentano un gassificatore per produrre Syngas usato poi come combustibile per alimentare un sistema di cogenerazione con motore endotermico. L'approvvigionamento della biomassa è garantita da residui della potatura di kiwi, dalle produzioni di pioppo in short rotation forestry e infine dal legno da manutenzioni demaniali in aree in concessione per la pulizia. L'impianto è costituito da tre sezioni funzionalmente connesse tra loro:

- impianto di essiccazione biomassa e di gassificazione;
- impianto di recupero calore dai fumi del gassificatore per produzione energia termica ed
- motore endotermico;
- impianto per alimentare con acqua calda, recuperata dal ciclo di raffreddamento dei motori,
- un frigorifero ad assorbimento.

Le caratteristiche dell'impianto sono descritte in tabella 1**Caratteristiche principali impianto (7.5 00 h/anno)**

	Valore	U.M.
Quantità biomassa vegetale introdotta tal quale	271	Kg/h
Produzione Syngas	487	Nmc/h
Potere calorifico inferiore Syngas	44	MJ/Kg
Potenza termica (Syngas + 5% biodisel)	631	kW
Potenza elettrica lorda generata	214	kW
Potenza elettrica netta generata	198	kW
Rendimento elettrico netto	31,38	%
Potenza termica recuperata	68	kW
Rendimento lordo globale impianto di cogenerazione	44,70	%

Tab. . 6.1.1.1

La casa costruttrice l'impianto garantisce almeno 7.500 h/anno di funzionamento corrispondente a = 1.485.000 kWh/anno (198 x 7.500) oltre a 68 kWt di energia termica recuperabile, sotto forma di acqua calda alla temperatura di 85°C, che potrà essere impiegata per essiccare il cippato.

Per la realizzazione dell'impianto sono previsti i seguenti acquisti:

1. 1'impianto di gassificazione completo (essiccatore materia prima, gassificatore, gruppo motori endotermici, sistemi di abbattimento fumi);
2. Costruzione cabina Enel
3. Costo allacciamento in MT

4. Capannone agricolo
5. Piazzale

Dati economici di sintesi

Costi:
Da indagini di mercato e dall'analisi e il monitoraggio di almeno 10 di questa tipologia di impianti di taglia simile a quello oggetto di studio, si sono desunti i seguenti costi:

- L'acquisto dell'impianto di gassificazione, compreso di essiccatoio, sistema filtrante e motori cogenerativi, la costruzione del capannone e del relativo piazzale, della cabina ENEL compreso l'allacciamento elettrico è stimato in: 1.300.500 €
- Manutenzione dell'impianto di gassificazione comprensivi di tutti i materiali di consumo, di revisione periodica e delle macchine accessorie nel corso degli anni: 70.000 €/anno
- Per la conduzione degli impianti, compresa la movimentazione degli scarti è necessaria una persona che periodicamente provveda a caricare la biomassa e a gestire lo smaltimento delle ceneri e che, a un costo medio 25.000 € lordi all'anno c'è da considerare a riguardo che questo addetto è comunque già impiegato per le normali mansioni di conduzione della azienda agricola.
- Costo smaltimento delle ceneri, prodotte nella misura del 2 ÷ 4% della sostanza essiccata e quindi circa 40 ton/anno consideriamo un costo pari a 140 € alla tonnellata corrispondente al costo di trasporto e conferimento in discarica 40 x 140 = 5.600 €/anno.
- Il costo d'acquisto della materia prima medio per il conferimento delle biomasse è stimato a
- 55 € per tonnellata e in un anno è pari a: 2.032 x 55 = 111.760 €/anno.
- L'impianto necessita anche di biodisel nella misura del 5 % con un consumo orario di circa 3 litri a un costo di 0,9 euro litro; il costo totale annuo risulta: 3 x 7.200 x 0,9€* = 19.940 €/anno.
- Altri costi generali (noleggi, spese amministrative, assicurazioni, materiali di consumo) stimabili a 21.500 €/anno.

Da quanto su esposto annuo per il combustibile e per tutte le manutenzioni, servizi materiali di consumo e personale e fornitura biomasse risulta essere pari a 268.700,00€ (vedi Tab 6.1.1.4)
*Fonte CTI (Comitato Termotenico Italiano)

La valutazione della congruità economico finanziaria dell'investimento viene fatta anche in questo caso attraverso la determinazione del VAN, del TIR e del PBT, distinguendo tra vecchio

sistema incentivante valido come detto per impianti autorizzati e in marcia alla data del 31/12/2012 che beneficiano della tariffa omnicomprensiva, Tf pari a 0.28€/kWh$_e$ e con un autoconsumo stimato del 7%.

I costi di gestione sono riassunti in tabella 6.1.1.4:

Passivo: Gestione e manutenzione		
Risorsa	**Costo risorsa**	
	€	268.700.00
Full Service (compresa manutenzione straordinaria)	€	70.000.00
Biomassa	€	111.760.00
Biodisel	€	19.940.00
Assicurazione e spese amministrative	€	21.500.00
Monitoraggio Biologia	€	15.000.00
Smaltimento Ceneri	€	5.500.00
Personale Tecnico	€	25.000.00

Tab.6.1.1.4 – Costi gestione impianto Tf

Nella tabella 6.1.1.5 è evidenziata l'analisi finanziaria

Analisi finanziaria (Metodo del flusso di cassa scontato)		
Anni	15	
Tariffa	0.28	[€/kWh]
Ricavo Vendita EE	€ 417942.0	[€/anno]
Investimento (Costo)	€ 1300500.0	[€]
Margine operativo lordo	€ 149242.0	[€/anno]
Pay Back Time	8.7	[anni]
Quota capitale	€ 86700.0	[€/anno]
Margine operativo netto	€ 62542.0	[€/anno]
Interessei passivi	€ 47203.075	[€/anno]
Interessi Totali	€ 708046.118	[€]
Montante	€ 2008546.118	[€]
Reddito netto	€ 15338.925	[€/anno]
Tasso interesse	6.00%	[%]
VAN	€ 148975.463	[€]
TIR	7.7%	[%]

Tab.6.1.1.5 – Analisi finanziaria Tf

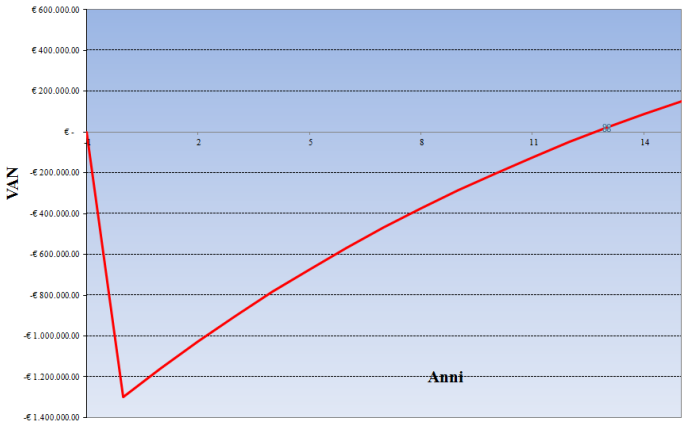


Grafico 6.1.1.1 – VAN Tf

I dati in tabella 6.1.1.5 mostrano un PBT di circa 9 ; Il VAN è pari a 148.975,00 mentre il TIR è pari a 7.7 %; Il grafico 6.1.1.1 mostra che si ha pareggio di bilancio dopo circa 13 anni a fronte di una tariffa omnicomprensiva di erogata per 15 anni. Questi valori sono indice di un investimento ad alto rischio dal punto di vista finanziario, ciò è dovuto essenzialmente al costo della biomassa in ingresso pari a circa 111.760,00 €;

Nel caso che la biomassa fosse tutta di natura aziendale e quindi il suo costo risulta pari alle sole operazioni di raccolta e stoccaggio stimabili a circa 15 €/t avremmo un significativo abbattimento dei costi. In questo caso il costo per l'approvvigionamento della biomassa risulta essere pari a 15 X 2.032 = 30.480,00 €

Ciò comporta i seguenti costi di gestione:

Passivo: Gestione e manutenzione		
Risorsa	**Costo risorsa**	
	€	187.420.00
Full Service (compresa manutenzione straordinaria)	€	70.000.00
Biomassa	€	30.480.00
Biodisel	€	19.940.00
Assicurazione e spese amministrative	€	21.500.00
Monitoraggio Biologia	€	15.000.00
Smaltimento Ceneri	€	5.500.00
Personale Tecnico	€	25.000.00

Tab.6.1.1.6 - Costi gestione impianto biomassa propria Tf

I valori dell'analisi finanziaria sono riportati in tabella 6.1.1.7 e mostrano come cambia lo scenario dell'investimento in caso la provenienza della biomassa è aziendale;

Analisi finanziaria (Metodo del flusso di cassa scontato)		
Anni	15	
Tariffa	0.28	[€/kWh]
Ricavo Vendita EE	€ 417942.0	[€/anno]
Investimento (Costo)	€ 1300500.0	[€]
Margine operativo lordo	€ 230522.0	[€/anno]
Pay Back Time	5.6	[anni]
Quota capitale	€ 86700.0	[€/anno]
Margine operativo netto	€ 143822.0	[€/anno]
Interessei passivi	€ 47203.075	[€/anno]
Interessi Totali	€ 708046.118	[€]
Montante	€ 2008546.118	[€]
Reddito netto	€ 96618.925	[€/anno]
Tasso interesse	6.00%	[%]
VAN	€ 938387.061	[€]
TIR	15.7%	[%]

Tab.6.1.1.7 - Analisi finanziaria biomassa propria Tf

In questo caso il VAN è pari a 938387,061 € con un TIR del 15.7 % e un PBT di circa 6 anni, e un pareggio di bilancio dopo 7 anni, (grafico 6.1.1.2)

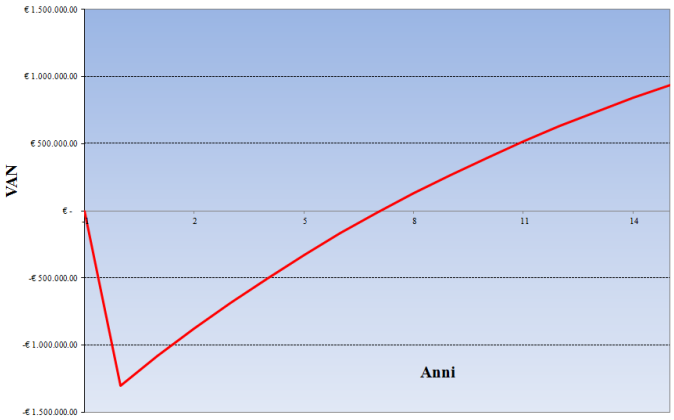


Grafico 6.1.1.2 – VAN biomassa propria Tf

Per impianti autorizzati dopo il 31/12/2012 la nuova Tariffa Incentivante prevede anche per l'utilizzo di biomasse un diverso valore dell'incentivo a seconda che si utilizzano prodotti o sottoprodotti, la vita utile dell'impianto è anche in questo caso di 20 anni come per gli impianti a biogas. La differenza sostanziale tra impianti a biomasse e impianti a biogas è il valore dell'energia auto consumata che nel caso degli impianti a biomasse sale al 17%. Tale valore risulta molto penalizzante per la tipologia di impianti che usano la biomassa per usi diversi della produzione di biogas.

Per gli impianti a biomasse, inoltre, Il D.M. 28 porta a 200 kW la potenza degli impianti che hanno accesso diretto.

La tariffa incentivante per l'anno in corso, 2014, per impianti a biomasse che utilizzano sottoprodotti è pari a **0.252 €/kWh$_e$ (0.257 – 2%).**

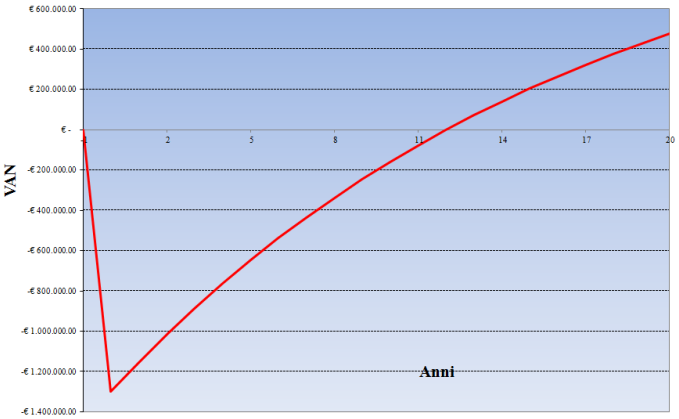
I costi di gestione e manutenzione sono sempre riportati in tabella 6.1.1.6.

La tabella 6.1.1.8 riporta i valori dell'analisi finanziaria considerando l'uso di sottoprodotti aziendali e l'autoconsumo pari al 17 %:

Analisi finanziaria (Metodo del flusso di cassa scontato)		
Anni	20	
Tariffa	0.257	[€/kWh]
Ricavo Vendita EE	€ 342362.550	[€/anno]
Investimento (Costo)	€ 1300500.0	[€]
Margine operativo lordo	€ 154942.550	[€/anno]
Pay Back Time	8.4	[anni]
Quota capitale	€ 65025.0	[€/anno]
Margine operativo netto	€ 89917.550	[€/anno]
Interessei passivi	€ 48358.516	[€/anno]
Interessi Totali	€ 967170.327	[€]
Montante	€ 2267670.327	[€]
Reddito netto	€ 41559.034	[€/anno]
Tasso interesse	6.00%	[%]
VAN	€ 476678.842	[€]
TIR	10.2%	[%]

Tab.6.1.1.8 Analisi finanziaria utilizzo sottoprodotti aziendali (0.252 €/kWh$_e$)

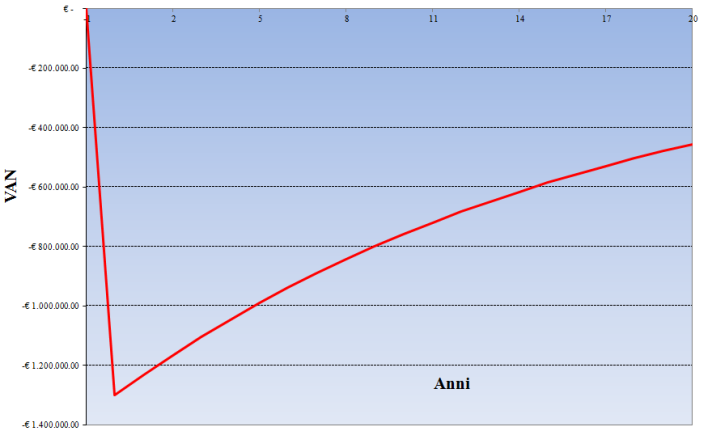
I dati in tabella 6.1.1.8 mostrano un PBT di oltre 8 anni a fronte di una fruizione degli incentivi di 20 anni. In questo caso il VAN è pari a 476.678,84 €, con un valore del TIR pari a 10.2 %, il pareggio di bilancio si ha dopo 12 anni come mostra il grafico 6.1.1.3.



Graf. 6.1.1.3 VAN - utilizzo sottoprodotti aziendali (0.252 €/kWh$_e$)

Analisi finanziaria (Metodo del flusso di cassa scontato)		
Anni	20	
Tariffa	0.257	[€/kWh]
Ricavo Vendita EE	€ 342362.550	[€/anno]
Investimento (Costo)	€ 1300500.0	[€]
Margine operativo lordo	€ 73662.550	[€/anno]
Pay Back Time	17.7	[anni]
Quota capitale	€ 65025.0	[€/anno]
Margine operativo netto	€ 8637.550	[€/anno]
Interessei passivi	€ 48358.516	[€/anno]
Interessi Totali	€ 967170.327	[€]
Montante	€ 2267670.327	[€]
Reddito netto	-€ 39720.966	[€/anno]
Tasso interesse	6.00%	[%]
VAN	-€ 455596.355	[€]
TIR	1.2%	[%]

Tab 6.1.1.9 - Analisi finanziaria utilizzo sottoprodotti provenienza esterna (acquisto biomassa)



Graf. 6.1.1.4 – VAN utilizzo sottoprodotti provenienza esterna (acquisto biomassa)

Questo tipo di investimento deve essere attentamente valutato specialmente se l'impianto deve essere acquistato con un mutuo del 100% del valore dell'impianto stesso.

Nel caso di biomassa non aziendale l'investimento sarebbe antieconomico con un VAN negativo pari a –45.5596€ pari e un TIR di soli 1.2% senza raggiungere mai il pareggio di bilancio (tabella 6.1.1.9 e grafico 6.1.1.4).

7 IMPIANTI TURBOMASS: Analisi tecnico-economica per impianti Turbomass

7.1 Descrizione impianto Turbomass

Questo tipo di impianto è stato scelto per la sua originalità.

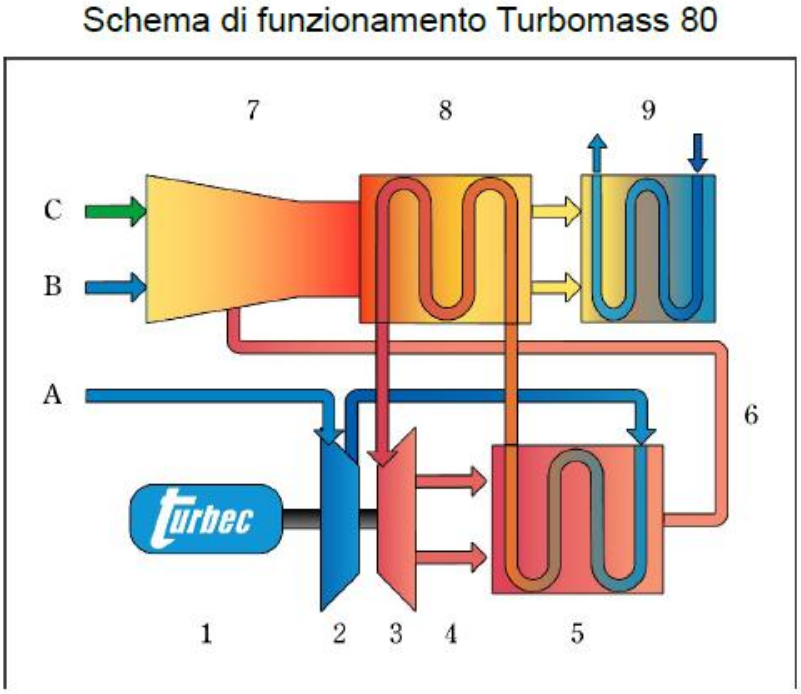
La tecnologia denominata commercialmente Turbomas + ORC. Tale tecnologia combina un sistema di produzione di energia elettrica attraverso l'impiego di un sistema turbocompressore chiamato Turbomass con una turbina a Ciclo Rankine con fluido organico ORC (Organic Rankine Cycle).

L'impianto Turbomass e essenzialmente costituito da una caldaia a biomassa che attraverso uno speciale scambiatore ad alta temperatura fornisce l'energia termica necessaria al funzionamento di una microturbina a gas operante a ciclo aperto.

Il sistema che si configura viene denominato "a combustione esterna" (spesso identificato con L'acronimo EFGT Externally Fired Gas Turbine) che grazie al disaccoppiamento tra il ciclo dei gas di combustione della biomassa e quello del fluido (aria) evolvente in turbina, consente l'utilizzo di combustibili solidi altrimenti non impiegabili nei sistemi di piccola taglia basati sulle turbine a gas.

La Tab.7.1.1.1 mostra i dati generali dell'impianto.

Dati generali impianto TurboMASS ® 80 + Ciclo ORC	
Combustibile	Biomassa vegetale
Potenza termica bruciata	950 kW
Potenza elettrica prodotta dal Turbomass 80	80 kW
Potenza elettrica prodotta da gruppo ORC *(Organic Rankine Cycle)*	110 kW



1. Generatore elettrico
2. Compressore
3. Turbina
4. Scarico turbina
5. Recuperatore
6. Scarico recuperatore
7. Caldaia a biomassa
8. Scambiatore ad alta temperatura
9. Scambiatore per cogenerazione
A. Aspirazione aria ambiente
B. Aria comburente caldaia
C. Ingresso biomassa

Fig.7.1.1.1 - schema di funzionamento dell'impianto Turbomass

La Fig.7.1.1.1 mostra lo schema di funzionamento dell'impianto. Con riferimento allo schema precedente, l'aria ambiente (A) viene aspirata e portata alla pressione di esercizio dal compressore della microturbina (2); l'aria compressa viene preriscaldata attraverso un recuperatore di calore (5) posto sugli scarichi di turbina (4) per poi essere inviata allo scambiatore ad alta temperatura (8) posto sui fumi della caldaia a biomassa (7). Grazie a quest'ultimo componente, la maggior parte dell'energia sviluppata dalla combustione della biomassa (C) viene ceduta all'aria che andrà ad espandersi in turbina (3). Il lavoro utile sviluppato dalla turbina consente di porre in rotazione il gruppo rotorico composto da compressore (2) e generatore elettrico (1). Il generatore converte poi l'energia meccanica in energia elettrica. L'aria scaricata dalla microturbina a valle del recuperatore (6), avendo ancora un significativo contenuto entalpico, viene impiegata come aria comburente per la caldaia a biomassa. I fumi della combustione prima di lasciare il camino cedono energia termica all'utenza

per usi cogenerativi attraverso un opportuno scambiatore di calore (9).

Schema di funzionamento del ciclo ORC

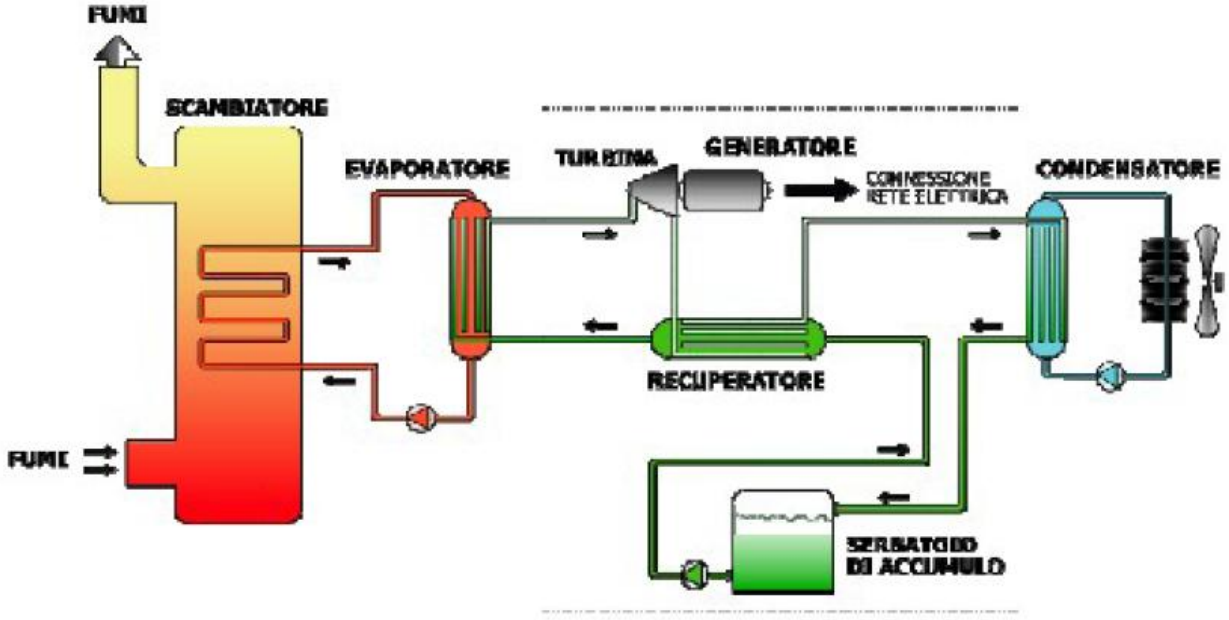


Fig.7.1.1.2 - Schema di funzionamento del ciclo ORC

Dai fumi di scarico del focolare e dal calore residuo della turbina Turbomass® 80 ,viene collocato un ulteriore scambiatore che produce acqua surriscaldata per la produzione ulteriore di 110 kW elettrici tramite una ulteriore turbina, con un processo a fluido organico denominato ORC, sopra schematizzato.

IMPIANTO TURBOMASS 80

Fig.7.1.1.3 – Impianto Turbomass 80

In particolare, l'impianto TurboMASS® 80 + Ciclo ORC e costituito da un sistema di combustione di biomasse e da una prima Turbina. I gas combusti provenienti dal bruciatore confluiscono in un unico sistema di trattamento fumi ed espulsione in atmosfera. Prima del trattamento i fumi passano attraverso uno scambiatore dove cedono calore all'acqua surriscaldata che viene inviata ad una seconda Turbina per un processo ORC.

L'ORC "ORGANIC RANKINE CYCLE è un gruppo elettrogeno prefabbricato e preconfezionato, appositamente studiato per sorgenti di calore a medio-basse temperature. È costituito principalmente da un gruppo turbogeneratore, un recuperatore, un serbatoio di accumulo per il fluido organico e una pompa di alimentazione

Fig.7.1.1.4 – Particolare sezione ORC

L'impianto utilizza biomassa proveniente da scarti di lavorazione e di produzione quali tralci di potatura e raspi e vinacce da pigiatura provenienti da una cantina sociale. In questo contesto il costo sostenuto per l'approvvigionamenti della biomassa è dovuto solo al trasporto e all'operazione di cippatura della biomassa per poter essere utilizzata in caldaia. Tale costo è stimato in 15 €/t.

La biomassa necessaria per il funzionamento dell'impianto per un totale di 7200 h/anno è pari a 2700t/anno come da tabella 7.1.1.2 fornita dalla casa costruttrice dell'impianto.

Combustibile	Biomassa vegetale
Biomassa annua necessaria	2.700 ton/anno
ciclo di lavoro anno	7200 ore
Potenza termica bruciata su generatore per acqua surriscaldata	950 kW
Potenza elettrica prima turbina a combustione esterna	80 kW
potenza elettrica seconda turbina ORC	110 kW
Potenza elettrica per autoconsumo	33 kW
Potenza elettrica netta	**155 kW**
Produzione acqua calda, a bassa temperatura	600 kW
Rendimento elettrico sulla produzione senza gli autoconsumi	**16,31 %**
Rendimento termico per ora non recuperabile	63,15%
TEP, tonnellate equivalenti petrolio risparmiate per la produzione di energia elettrica resa	208,69 TEP
Tonnellate di CO2 non emesse su energia resa	592.59 Ton/anno
Costo tecnologia Turbomass 80 *Orc Whg 125 Calnetix con caldaie ed alimentazione	890.000 Euro
Impiantistica di completamento, elettrica ed idraulica ed accessori ausiliari	110.000,00 Euro
Autorizzazioni, sicurezza, ingegneria,	95.000,00 Euro
Opere edili	escluse
PREZZO COMPLESSIVO	1.095.000,00 EURO

Tab. 7.1.1.2 – Caratteristiche impianto Turbomass

Impianto di cogenerazione macchine principali combustione	1		€ 650.000
Scambiatore per ORC	1		€ 38.000
Turbine Turbec	1		€ -
turbina ORC WHG 125	1		€ 270.000
sistema di carico	1		€ -
struttura edile (con fossa)	1		€ 81.665
opere impianti meccanici	1		€ 110.358
montaggio elettrico	1		€ 145.000
Pratiche	1		€ 10.000
autorizzazioni-collaudo-allaccio rete elettrica	1		€ 35.000
	1		€ -
Ingegneria	1		€ 77.449
Oneri sicureza	1		€ 18.845
	1		€ -
	-		€ -
			€ -
Totale investimento			**€ 1.436.316**

Tab. 7.1.1.3 – Piano di investimento impianto Turbomass

Il Piano di investimento e i costi di gestione impianto sono riportato in tab. 7.1.1.3 e in tab.7.1.1.4 Essendo la biomassa un sottoprodotto aziendale, il solo costo da considerare è dovuto alla sua cippatura e al trasporto per l'utilizzo in centrale stimato in 15 €/t per un costo complessivo di 40.500 €.

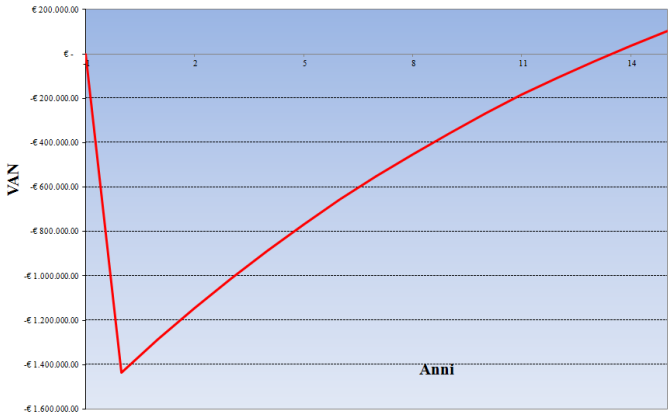
Passivo: Gestione e manutenzione		
Risorsa	**Costo risorsa**	
	€	153.500.00
Full Service (compresa manutenzione straordinaria)	€	32.000.00
Biomassa	€	40.500.00
Assicurazione e spese amministrative	€	28.000.00
Smaltimento Ceneri	€	13.000.00
Personale Tecnico/Operaio	€	40.000.00

Tab.7.1.1.4 Gestione manutenzione impianto

Per gli impianti che godono della tariffa omnicomprensiva di 0.28 €/kWh$_e$, autorizzati entro il 31/12/2012 si hanno i seguenti indici economici avendo considerato un autoconsumo del 18.5% così come dichiarato dalla casa costruttrice (155 kW$_e$ a fronte di una potenza complessiva di 190 kW$_e$ (110+80).:

Analisi finanziaria (Metodo del flusso di cassa scontato)		
Anni	15	
Tariffa	0.28	[€/kWh]
Ricavo Vendita EE	€ 312177.60	[€/anno]
Investimento (Costo)	€ 1436316.0	[€]
Margine operativo lordo	€ 158677.60	[€/anno]
Pay Back Time	9.1	[anni]
Quota capitale	€ 95754.40	[€/anno]
Margine operativo netto	€ 62923.20	[€/anno]
Interessei passivi	€ 52132.665	[€/anno]
Interessi Totali	€ 781989.979	[€]
Montante	€ 2218305.979	[€]
Reddito netto	€ 10790.535	[€/anno]
Tasso interesse	6.00%	[%]
VAN	€ 104800.360	[€]
TIR	7.1%	[%]

Tab.7.1.1.5 – Analisi finanziaria impianto Turbomass tariffa omnicomprensiva



Graf. 7.1.1.1 – VAN tariffa omnicomprensiva

Il grafico del VAN indica che il pareggio di bilancio è di circa 14 anni a fronte dell'erogazione dell'incentivo per 15 anni; In ogni caso il VAN risulta essere positivo e pari a 104.800,36 € , il TIR è pari a 7.1% e il PBT è di poco più di 9 anni.

L'investimento sembra molto rischioso dal punto di vista finanziario.

Oltre alla convenienza economica, bisogna tenere conto che l'impianto in questione è al servizio di una cantina sociale che produce molta biomassa che avrebbe in ogni caso un costo di smaltimento. Inoltre l'energia termica prodotta dall'impianto, pari a circa 600kW$_t$, anche se non produce reddito diretto, può essere recuperata sotto forma di acqua calda e impiegata nel processo produttivo di distillazione o per riscaldare gli ambienti di lavoro (teleriscaldamento).

Nel caso di applicazione della nuova tariffa incentivante per l'anno 2014 si ha un valore di 0,252 €/kWh$_e$ (0,257 – 2%), l'autoconsumo minimo del 17% previsto dal D.M.è addirittura inferiore all'autoconsumo effettivo pari a 18.5% reale dell'impianto.

I valori dell'analisi economica sono riportati nella tabella 7.1.1.6 e il grafico 7.1.1.1 riporta l'andamento del VAN:

Analisi finanziaria (Metodo del flusso di cassa scontato)		
Anni	20	
Tariffa	0.252	[€/kWh]
Ricavo Vendita EE	€ 280959.840	[€/anno]
Investimento (Costo)	€ 1436316.0	[€]
Margine operativo lordo	€ 127459.840	[€/anno]
Pay Back Time	11.3	[anni]
Quota capitale	€ 71815.80	[€/anno]
Margine operativo netto	€ 55644.040	[€/anno]
Interessei passivi	€ 53408.774	[€/anno]
Interessi Totali	€ 1068175.483	[€]
Montante	€ 2504491.483	[€]
Reddito netto	€ 2235.266	[€/anno]
Tasso interesse	6.00%	[%]
VAN	€ 25638.323	[€]
TIR	6.2%	[%]

Tab.7.1.1.6 - Analisi finanziaria impianto Turbomass nuovo D.M.

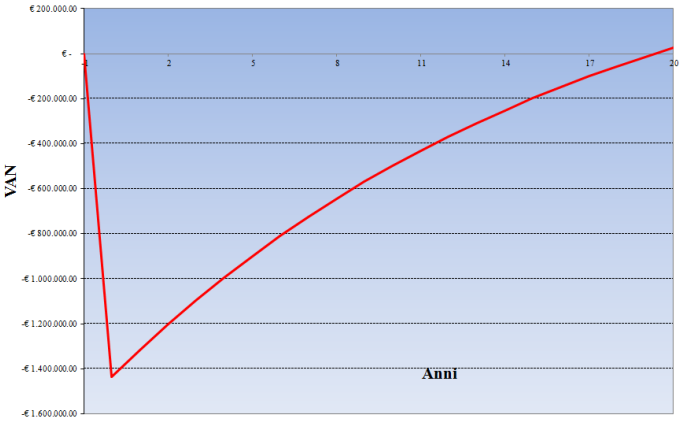


Grafico 7.1.1.2 - VAN nuovo DM

Il questo caso il grafico del VAN indica che il pareggio di bilancio è a circa 19 anni. Il VAN è leggermente positivo pari a 25.638,32 € ,così come il TIR pari a 6.2% con un PBT è di poco meno di 11 anni.

L'applicazione della nuova tariffa a questa tipologia di impianto ne sconsiglia la realizzazione a meno delle stesse considerazioni fatte in precedenza.

8 CRITICITÀ ECONOMICO-GESTIONALI DEGLI IMPIANTI ANALIZZATI

8.1 Criticità impianti alimentati a biomasse.

Dall'analisi economica degli impianti presi in considerazione, risulta evidente che il nuovo sistema incentivante penalizza in modo rilevante gli impianti alimenti a biomassa. Questo è dovuto essenzialmente alla percentuale di energia per autoconsumo da intendersi come consumi attribuibili ai servizi ausiliari, alle perdite nei trasformatori principali e alle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica. Essi sono definiti su base convenzionale e sono espressi in termini di percentuale dell'energia elettrica prodotta lorda. (Art. 22, comma 3, lettere a) e b) del Decreto).

Nella tabella 8.1.1 sono riportati i valori espressi in percentuale in base alle tipologia di impianto.

Fonte rinnovabile	Tipologia	Assorbimento ausiliari e perdite di linea e trasformazione
Eolica	on-shore	1,0%
	off-shore	2,0%
Idraulica	ad acqua fluente e a bacino o a serbatoio	3,0%
	impianti in acquedotto	2,0%
Oceanica (comprese maree e moto ondoso)		n.d.
Geotermica		7,0%
Gas di discarica		5,0%
Gas residuati dai processi di depurazione		11,0%
Biogas	a) prodotti di origine biologica;	11,0%
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A; d) rifiuti non provenienti dalla raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	11,0%
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è riconosciuta forfetariamente ai sensi dell'Allegato 2	11,0%
Biomasse	a) prodotti di origine biologica;	17,0%
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A; d) rifiuti non provenienti dalla raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	17,0%
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è riconosciuta forfetariamente ai sensi dell'Allegato 2	19,0%
Bioliquidi sostenibili		8,0%

Tab.8.1.1 – Percentuale autoconsumo in base alla fonte rinnovabile

Per gli impianti alimentati a biomassa, è necessario accedere alle "premialità aggiuntive" previste dal nuovo sistema incentivante come riportato nella Tab.8.1.2:

Impianti a Biomassa	CAR	Teleriscal.	Emissioni	filiera	Risp. CO2
Prodotti di origine biologica	0,04		0,03	0,02	0,01
Sottoprodotti di origine biologica	0,01	0,04	0,03	0,02	0,01
Rifiuti	0,01				

Tab.8.1.2 - Premialità per impianti a biomassa (€/kWh$_e$)

Per beneficiare della premialità sulla CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento) o sul teleriscaldamento occorre avere o costruire un progetto intelligente sull'utilizzo dell'energia termica.

Tutti gli impianti presi in considerazione sono stati concepiti quando era in vigore la vecchia tariffa omnicomprensiva di 0.28 (€/kWh$_e$) e con un autoconsumo di energia stimata al 7%, (a eccezione dell'impianto Turbomass che risulta pari al 18.5%) e quindi, a meno di investimenti aggiuntivi, da valutare attentamente, difficilmente soddisfano i requisiti richiesti per il bonus CAR, che come detto è di difficile interpretazione. Per quanto riguarda l'energia termica utilizzabile per il teleriscaldamento bisogna distinguere tra le due tipologie impiantistiche, Syngas e Turbomass; Nel caso degli impianti a Syngas infatti tutta l'energia termica recuperabile dal cogeneratore è impiegata per l'essiccazione della biomassa prima del processo di pirolisi.

Quindi le uniche premialità aggiuntive che possono, eventualmente, essere considerate sono quelle sulle emissioni e sul contenimento della CO_2 pari complessivamente a 0.04 €/kWh$_e$ (0.03+0.01) che porterebbero un introito aggiuntivo di circa 59.400,00 € (198*7500*0.04).

Altra criticità di questa tipologia di impianto è la manutenzione dei motori alimentati a syngas e le 7500 h prese in considerazione sono da considerare stimate sicuramente per eccesso.

Nel caso dell'impianto che utilizza la tecnologia "Turbomass" si potrebbe considerare, oltre alla premialità appena viste, anche l'eventuale premialità dell'energia termica utilizzata per il teleriscaldamento, ovviamente solo nell'ipotesi di utilizzo di sottoprodotti. Anche in questo caso valgono le stesse considerazioni fatte per il bonus CAR, ovvero l'impossibilità quantificare l'energia termica valorizzata.

8.2 Criticità Impianti a Biogas

Per i piccoli impianti a biogas, specie per quelli fino a 100 kW che consentono l'accesso diretto al sistema incentivate, è ancora di più sentita la necessita di disporre di reflui zootecnici e sottoprodotti di provenienza aziendale e quindi difficilmente nel futuro verranno installati impianti con potenza maggiore di 300 kW perché oltre al minor valore della tariffa incentivante, per le aziende di medie/grandi dimensioni non si riesce ad alimentare i digestori con le sole matrici "autoprodotte".

L'aggiunta consentita di prodotti di origine biologica fino a un massimo del 30% in peso sull'ammontare totale della biomassa immessa nel digestore, consente importanti aumenti della potenza installata senza perdere il diritto alla tariffa più elevata prevista per i sottoprodotti di origine biologica, ma si resta quasi sempre entro il primo scaglione (300 kW_e), a meno dell'impiego di prodotti a contenuto energetico elevato, in genere particolarmente costosi.

Le aziende potenzialmente interessate alla realizzazione di impianti a biogas di piccola taglia, sono stimate in circa 8000 su tutto il territorio nazionale (Censimento dell'agricoltura del 2010). Nell'ipotesi che solo il 10% di queste aziende possa effettivamente concretizzare tale potenzialità, si tratterebbe comunque di ben 800 impianti da realizzare sul territorio italiano.

Il mercato, per questi piccoli impianti, dovrebbe quindi aprirsi ed è prevedibile una buona diffusione, a patto che si riescano a ridurre i costi di costruzione in modo da contenere gli oneri per l'ammortamento in valori accettabili. Per per impianti di questa taglia, il costo per kW elettrico installato, arriva facilmente a 6-8.000 €, portando l'incidenza dell'ammortamento, per impianti da 100 kWe, a100 ÷ 110 €/MWh di energia elettrica prodotta. Sono valori elevati, che rischiano di escludere gli operatori che non sono in grado di provvedere all'investimento con una rilevante quota di mezzi propri.

Visto la criticità di questi impianti è importante esaminare gli aspetti costruttivi fine di garantire l'affidabilità di funzionamento per tutto il periodo di godimento della tariffa incentivante. Si tratta di un periodo particolarmente lungo, durante il quale l'impianto dovrà mantenere efficienza e affidabilità con costi di manutenzione sostenibili.

Questo è un aspetto da non sottovalutare in quanto potrebbe essere nel futuro fonte di sgradevoli sorprese a causa sia del forte aumento dei costi gestionali per le manutenzioni sia dei minori ricavi dovuti ai maggiori periodi di fermo dell'impianto. È necessario precisare subito che, contrariamente a quanto generalmente ritenuto, i piccoli impianti, soprattutto quando utilizzano prevalentemente effluenti d'allevamento, hanno esigenze tecnologiche particolari, spesso anche di livello superiore a quelle degli impianti di maggiori dimensioni. Tale esigenza è ulteriormente aumentata dall'impossibilità, a causa delle piccole dimensioni, di dedicare alla gestione

dell'impianto personale a tempo pieno e ben specializzato. Per questo motivo è spesso necessario assicurare un maggior livello di automazione e di affidabilità.

Le maggiori criticità di negli impianti di piccola taglia alimentati con reflui zootecnici .sono essenzialmente la difficoltà di per il mantenimento e controllo della temperatura di processo che in quanto il calore fornito dal gruppo di cogenerazione può risultare, soprattutto nei periodi più freddi dell'anno, inferiore alle necessità, con difficoltà nel garantire sia il mantenimento nel tempo della temperatura del processo di digestione sia, soprattutto, nell'assicurarne l'omogeneità all'interno della biomassa. Per questo risulta importante realizzare digestori che dispongano, oltre che di un'eccellente coibentazione, anche di una buona inerzia termica. Sempre per poter far fronte alle esigenze del processo anche nei periodi invernali, contrariamente a quanto di norma si prevede negli impianti di maggiore potenza, ove si ricorre al recupero del calore dei fumi solo in presenza di utenze esterne, negli impianti di piccola taglia (particolarmente in quelli fino a 100-150 kWe) di fatto è indispensabile prevedere tale recupero. La qualità della regolazione della temperatura nel digestore è uno dei fattori che maggiormente incide sulla stabilità e sull'efficienza del processo.

Ne consegue che la progettazione del digestore deve quindi essere particolarmente attenta evitando sia sottodimensionamenti, che porterebbero all'incompleta digestione della sostanza organica (con perdita di produzione) e al sovraccarico organico (con pericolo di blocco completo del processo biologico), sia sovradimensionamenti che renderebbero più difficili miscelazione e riscaldamento e porterebbero a un aumento degli autoconsumi di energia elettrica.

Da tenere presente che l'utilizzo prevalente degli effluenti zootecnici aumenta, rispetto all'impiego di biomasse vegetali, la concentrazione del solfuro di idrogeno (H_2S) per cui i trattamenti per la sua riduzione devono essere sempre previsti con attenzione.

Le prospettive per la realizzazione dei piccoli impianti, anche di quelli di soli 100 kWe, sono sicuramente positive, a patto di disporre, come detto, di biomasse a costo zero. Affinché si concretizzino le discrete previsioni di redditività che risultano dallo sviluppo dei business plan, è essenziale che la realizzazione dell'impianto e la sua tipologia derivino da un intenso scambio di informazioni tra progettista e imprenditore. Lo scopo è quello di calibrare le caratteristiche dell'impianto in funzione delle contingenti situazioni aziendali, evitando soluzioni preconfezionate o, per lo meno, verificandone attentamente la validità per il caso specifico.

La corretta realizzazione dell'impianto, aspetto sicuramente importante, è però solo un prerequisito, essenziale ma non sufficiente ad assicurare il raggiungimento dei risultati attesi. È indispensabile che anche la gestione sia attenta e rispettosa delle esigenze del processo anaerobico e di quelle del gruppo di cogenerazione.

Quindi, l'esigenza di contenere i costi di costruzione non deve mai far rinunciare alla presenza delle apparecchiature per il controllo della qualità del biogas e all'adozione di un sistema computerizzato per il controllo in continuo dei fondamentali parametri di processo. Solo così si potrà, pur nella ristrettezza del tempo dedicabile all'impianto, assicurare una gestione ottimale.

9 STUDIO E SPERIMENTAZIONE DI UN IMPIANTO SU SCALA PILOTA A DOPPIO STADIO PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO E METANO DA EFFLUENTI ZOOTECNICI E SOTTOPRODOTTI DA CASEIFICI.

9.1 Introduzione

L'esigenza di avere impianti a biogas di piccola potenza, al di sotto di 100 kWe,che abbiano un costo contenuto ed alimentati solo a sottoprodotti delle aziende zootecniche e della trasformazione, ha spinto i Ricercatori del CRA a sviluppare un impianto su scala pilota a doppio stadio per la produzione separata di idrogeno e metano da soli effluenti zootecnici (liquame + scotta e/o siero di latte)

Tenuto conto che la gestione delle deiezioni zootecniche deve essere affrontata secondo principi di sostenibilità ambientale ed economica, per andare verso una società del riciclaggio, secondo le indicazioni dell'UE. Che se da un lato limitano l'utilizzo diretto, in ossequio alla direttiva nitrati, dall'altro spingono verso il massimo recupero di energia e materia.

La produzione di energia dalle deiezioni è stata finora legata alla tradizionale produzione di biogas, che ha raggiunto un buon livello di maturità, ma che può subire ancora importanti miglioramenti grazie a nuove tecnologie; è infatti possibile la contemporanea produzione di idrogeno, combustibile pulito e di alto valore aggiunto. L'idrogeno può essere prodotto durante la prima fase del processo, nel quale avviene tra l'altro l'idrolisi della sostanza organica; ottimizzare questo primo stadio consente una serie di vantaggi:

- riduzione del volume del reattore e di conseguenza ridotti tempi di ritenzione
- rendimenti superiori in termini energetici, se si considera il valore complessivo di metano e idrogeno effluente più stabile, e quindi più facilmente stoccabile ed utilizzabile
- possibilità di trattare effluenti misti, zootecnici miscelati con scarti agroindustriali

La ricerca, a livello mondiale, sta tentando di diminuire i tempi di ritenzione, aumentando nel contempo le rese, e questo è anche l'obiettivo del progetto pilota che con la realizzazione di un reattore pilota a doppio stadio, atto a verificare l'efficacia di mix microbici selezionati e la definizione delle condizioni di processo per ottenere rese elevate di idrogeno per via biologica. Nel primo stadio, grazie all'applicazione di parametri di funzionamento già provati in laboratorio, avviene l'idrolisi della sostanza organica e la produzione di idrogeno; nel secondo stadio avviene invece la produzione di metano, utilizzando la sostanza organica trasformata nel primo stadio.

9.2 Stato dell'arte

L'impianto (figura 9.1) è costituito da un serbatoio aperto ed agitato nel quale viene accumulata l'alimentazione del processo. L'alimentazione viene inviata con una pompa, in continuo, in un bioreattore ove viene prodotto idrogeno e metano (in fase gassosa) ed un brodo di fermentazione (in fase liquida). Quest'ultimo viene inviato, anch'esso in continuo in un secondo bioreattore, più grande ed in grado di produrre metano ed anidride carbonica. Il suo prodotto non gassoso è il digestato che fuoriuscirà, con un sistema a sifone e sarà convogliato in una vasca esterna. Il gas sarà eliminato mediante bruciatori. I bioreattori dovranno assicurare una temperatura di 38 °C e sono posti in ambiente esterno, ma coperti da una tettoia.

Fig.9.1 Impianto pilota per la produzione separata di idrogeno e metano presso il CRA – PCM di Monterotondo (Roma)

Le dimensioni delle principali componenti dell'impianto sono riassunte in tabella 9.2.1

B1 s: 4 mm		
Volume totale:	0,330	m^3
Diametro:	0,664	m
Altezza:	0,954	m
Volume acciaio:	0,016	m^3
Peso:	120	kg
B2 s: 4 mm		
Volume totale:	3	m^3
Volume acciaio:	0,048	m^3
Diametro:	1,24	m
Altezza:	2,48	m
Peso:	386	kg
S. Alim. 1 s: 1,5 mm		
Volume totale:	1	m^3
Volume acciaio:	0,009	m^3
Diametro:	0,850	m
Altezza:	1,763	m
Peso:	63	kg

Tab 9.2.1 Dimensioni rettori impianto bistadio

La realizzazione di un impianto in scala pilota, inoltre, permette lo studio delle problematiche che intervengono nella movimentazione e controllo di quantitativi consistenti di materiale e consente di superare il concetto che questo tipo di applicazioni siano relegate ad una ricerca di nicchia limitata a studi di laboratorio.

L'impianto e dovrà trattare 250 litri al giorno di liquami zootecnici, eventualmente miscelati con scotta o altri sottoprodotti.

Nella configurazione di progetto, gli effluenti da trattare, superata la vasca di carico, vengono pompati all'interno del bioreattore 1 ove avverrà l'idrolisi, l'acidogenesi e l'acetogenesi con la produzione di idrogeno e anidride carbonica. I m.o. idrogeno produttori hanno delle perfomance maggiori in ambiente a pH acido, circa 5, e quindi il pH è monitorato ed eventualmente regolato in automatico con l'aggiunta di soluzioni tampone. Il reattore è tenuto in leggera depressione,

-0.2 bar relativi per favorire ulteriormente la produzione di idrogeno. Il tempo di ritenzione idraulica in questa fase è di soli 24/48 h. Alla fine di questa fase una pompa dosatrice convoglia il digestato al bioreattore 2 ove avviene la metanogenesi, con produzione di metano e CO_2 gassosi. I m.o. metanigeni, a differenza degli idrogeno produttori, si riproducono più facilmente in ambiente neutro a pH 7, ci sarà quindi nel secondo bioreattore l'eventuale correzione del pH.Sia il bioreattore 1 che il 2 sono agitati (tramite ricircolo liquido), termostatati (per mantenere la temperatura di processo) e coibentati.

Il rapporto dimensionale tra primo e secondo stadio è di 1 a 10, i gas prodotti sono analizzati in continuo e bruciati, mentre sono controllati e registrati tutti i parametri di funzionamento, quali flussi, temperatura e pH.

Dai primi risultati ottenuti si è visto che il tempo di ritenzione idraulica HRT nel secondo reattore è di soli 20 giorni a differenza dell'impianto a biogas tradizionale di 50/55 giorni. Inoltre la % di CH_4.è di circa il 65 ÷ 70% contro i 55 ÷ 58% degli impianti tradizionali.

Ciò è dovuto sostanzialmente al fatto che esso è alimentato da matrici organiche liquide in cui è già avvenuta l'idrolisi, l'acidogenesi e l'acetogenesi e dal fatto che le condizioni operative sono state regolate per favorire la fase metanigena.

Ne consegue che a parità di volume del reattore si ottiene più del doppio di biogas prodotto. Ciò significa anche che a parità di biogas necessario al funzionamento del cogeneratore per sviluppare la sua potenza di targa, i digestori possono essere più che dimezzati (in volume) con conseguente abbattimento dei costi.

La riduzione del volume del reattore (digestore) e di conseguenza del volume delle biomatrici al suo interno, ha, inoltre, come risvolto positivo, una proporzionale riduzione dell' energia termica richiesta al cogeneratore per tenere il reattore in condizioni di mesofilia (37° C)

Nel caso di impianti di piccola potenza (fino a 100 kW_e) è proprio la ridotta potenza termica erogata dall'acqua di raffreddamento delle camicie del cogeneratore per termostatare il digestore che ne limita la diffusione oltre ovviamente al costo specifico elevato per kWh_e installato, come già evidenziato nel capiti tolo criticità impianti.

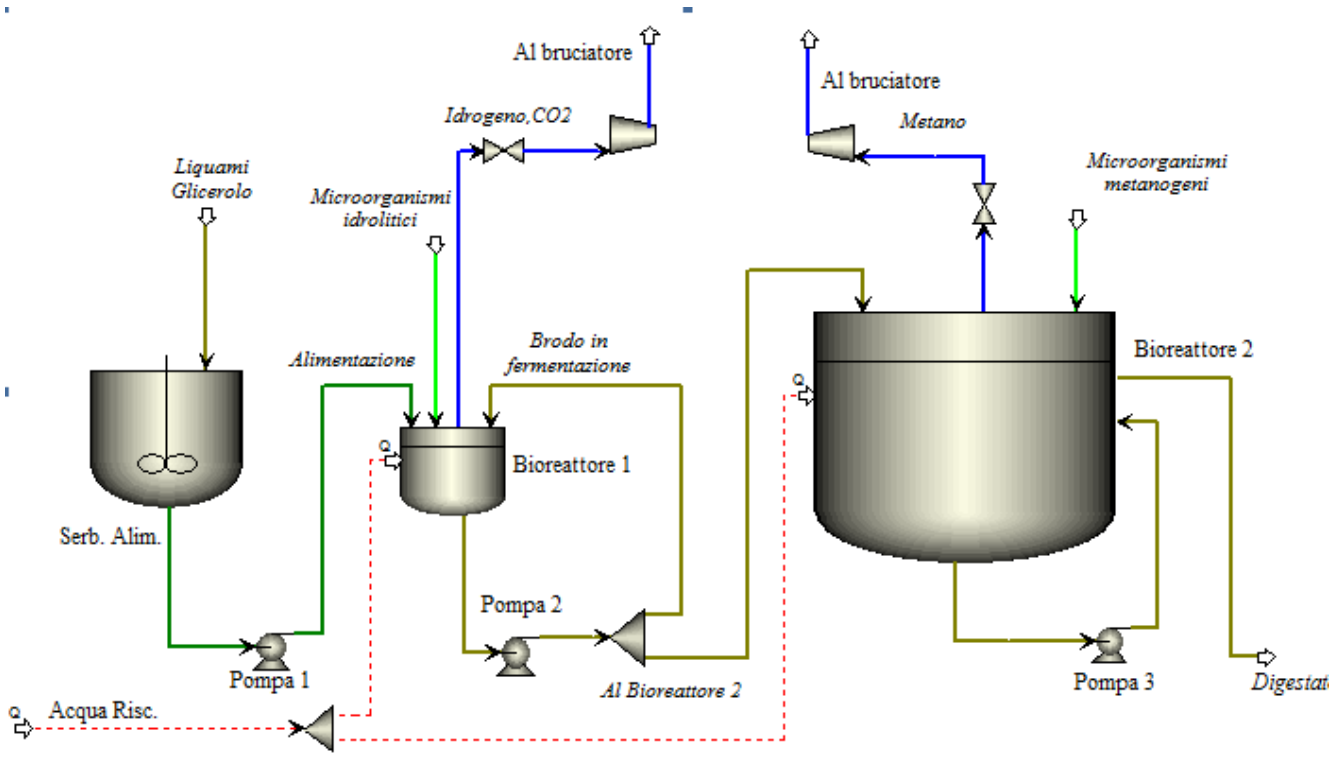


Fig.9.2 Schema di processoimpianto pilota per la produzione separata di idrogeno e metano da effluenti zootecnici

9.3 Obbiettivi economici dell'impianto pilota

Tenuto conto di quanto detto nel precedente paragrafo, si è simulato un confronto tra impianto tradizionale ed impianto innovativo a doppio stadio di DA.

La tabella 9.3.1 riassume le principali caratteristiche tecnico economiche dei due impianti:

Esaminando gli indici economici VAN, TIR e PBT, così come fatto per le altre tipologie di impianti viste in precedenza, si evidenzia come questi indici siano tutti a favore dell'impianto innovativo a doppio stadio, in particolare il PBT in quest'ultimo caso è di soli 3 anni contro i 9 dell'impianto tradizionale.

	Impianto convenzionale	Impianto innovativo
Tipo di alimentazione:	liquami + insilati	liquami + scotta
Vita impianto (a)	20	20
Investimento iniziale (k€)	2503	3131
Volume utile bioreattore metanazione (m^3)	3540	3540
Volume utile bioreattore idrogenazione (m^3)	0	350
Ore annue di funzionamento	8000	8000
Produzione netta di biogas (Nm^3/d)	6903	10620
Produzione di metano (Nm^3/d)	3727	6265
Produzione di idrogeno (Nm^3/d)	0	875
Produzione energia elettrica netta* (kWh/a)	4518014	7930722
Produzione di energia termica netta* (kWh/a)	1626485	2855060
Tasso di interesse reale (%)	6	6
Fattore di annualità in 20 anni	11,470	11.470
Costo silomais (k€/a)	203	0
Costo del lavoro (k€/a)	130	130
Costi operativi e di manutenzione (k€/a)	236	236
Costo ammortamento impianto (k€/a)	270	325
Incentivo base (al 2015)*	0,134	0,171
Premio art 8 comma 6 (obiettivo riduzione gas serra) (€/kWh)	0,01	0,01
Premio art 8 comma7 (obiettivo requisiti emissioni atmosferiche) (€/kWh)	0,03	0,03
Ricavo da incentivi per produzione biogascomprensivo di premi (k€/a)	949	1674
Valore Attuale Netto	**1853**	**11865**
Tasso Interno di Rendimento (TIR) %	**14**	**41,7**
Return of Investment %	**6,5**	**33**
Pay Back Period (a)	**9**	**3**

Tab. 9.3.1 Caratteristiche principali tecnico economiche impianto tradizionale e impianto innovativo

10 PROSPETTIVE FUTURE DEGLI IMPIANTI BIOGAS, IL BIOMETANO

10.1 Introduzione

Grazie alle politiche di incentivo per la produzione di energia da fonti rinnovabili il numero di impianti a biogas è aumentato in maniera esponenziale negli ultimi anni. Nel 2012 risultavano in esercizio più di 1500 impianti a biogas divisi a seconda delle tipologie di alimentazione tra rifiuti, fanghi, deiezioni animali e prodotti delle attività agricole e forestali. In particolare l'incremento maggiore è stato registrato dagli impianti connessi ad attività agricole e forestali che sono aumentati del 150% mentre quelli alimentati da deiezioni animali sono cresciuti del 90%. In entrambi i casi si tratta di impianti prevalentemente realizzati in ambito agricolo e di dimensioni contenute visto che la potenza mediamente installata non è superiore al MW per i primi e di circa 500 kW per gli altri. Il trend di forte crescita è confermato, alla luce dei dati provvisori del GSE, anche per il 2013.

Gli impianti a biogas già in esercizio potrebbero essere interessati da processi di conversione in biometano (upgrading), una possibilità da cogliere in particolare per gli impianti a biogas in esercizio da più anni per proseguire la produzione a condizioni economicamente interessanti.

Nei paesi dove la valorizzazione del biogas è una realtà già da diversi anni, una parte consistente degli impianti utilizza la produzione di gas per la conversione in biometano. Nei Paesi Bassi infatti un impianto di biogas su dieci produce biometano mentre in Svezia tale rapporto sale al 20%, anche se il paese europeo con il maggior numero di impianti rimane la Germania dove ne sono attivi più di ottanta a fronte però di una diffusione enorme degli impianti a biogas (circa 8.800).

10.2Le modalità di upgrading del biometano

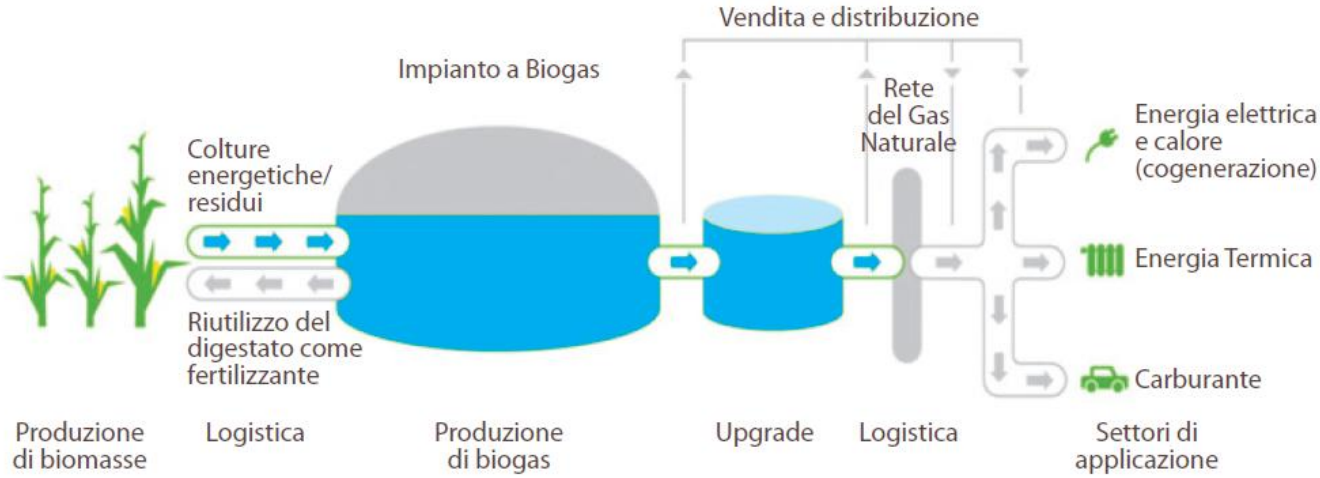
Il Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28, (articolo 2, comma 1, lettera o) definisce il biometano come il *"gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale"*.

Il biometano [BioCH_4], come il biogas, è prodotto attraverso la decomposizione biologica della sostanza organica in assenza di ossigeno in un processo conosciuto come Digestione Anaerobica (DA). Il biogas è composto da una miscela di gas quali metano [CH_4] che costituisce il 60 - 70% in volume, anidride carbonica [CO_2] che rappresenta il 30-40% e vapore acqueo [H_2O] nonché da altri gas presenti in concentrazioni minori, tra cui l'acido solfidrico [H_2S] e l'ammoniaca [NH_3].

Ad oggi il biogas è sfruttato prevalentemente per la produzione di energia termica, per la produzione di energia elettrica e soprattutto in sistemi di cogenerazione per la produzione combinata di energia termica e elettrica (CHP). Un impiego del biogas alternativo alla valorizzazione energetica è rappresentato dalla produzione di biometano, che può essere immesso e distribuito nella rete locale e nazionale del gas naturale, oppure utilizzato per autotrazione.

Il biogas può essere trasformato in un gas assimilabile al gas naturale, mediante un processo di rimozione dell'anidride carbonica denominato upgrading, legato ad un trattamento di purificazione suddiviso in diverse fasi, la cui sequenza dipende dalla specifica tecnologia di upgrading adottata. Il biometano così prodotto è un biogas raffinato ad alto contenuto di metano, superiore al 95%, tramite la rimozione dell'elevato contenuto di CO_2 e dei contaminanti presenti, con le caratteristiche analoghe a quelle del comune gas naturale, e può essere utilizzato tal quale sia per autotrazione, che per l'immissione nella rete di distribuzione del gas o usato in impianti a cogenerazione ad alto rendimento (CAR). Per poter essere immesso nella rete gas esistente il biogas deve possedere composizione chimica, purezza, proprietà termiche e anche organolettiche analoghe a quelle del gas naturale.

Grafico 10.2.1 – Schema impianto di produzione biometano.



Fonte http://www.biogaspartner.de/en/biowhat-biomethane/value-chain.html

Fasi del processo chimico - fisico di trasformazione del biogas in biometano

L'upgrading del biogas e la produzione di biometano è un processo di separazione di gas. Le tecnologie in grado di produrre biometano di qualità conforme per essere utilizzato come carburante per autotrazione o da iniettare nella rete del gas naturale sono già disponibili in

commercio ed hanno dimostrato di essere tecnicamente ed economicamente attuabili. Tuttavia, si stanno ancora studiando modi per ottimizzare e sviluppare ulteriormente tali processi e nuove tecnologie nel campo dell'upgrading del biogas. La scelta del processo di raffinazione economicamente ottimale ed altamente efficiente è fortemente condizionata della qualità e quantità dei biogas grezzo in entrata, la qualità di biometano desiderata e l'utilizzazione finale di questo gas, il funzionamento dell'impianto di digestione anaerobica ed i tipi e la continuità dei substrati utilizzati, così come le peculiarità specifiche dell'impianto. A seconda della composizione grezza del biogas, questo processo comprende la separazione di anidride carbonica, l'essiccamento del gas, la rimozione delle sostanze in tracce come ossigeno, azoto, idrogeno solforato, ammoniaca o silossani nonché la compressione ad una pressione necessaria per l'utilizzo successivo del gas. Inoltre, può essere richiesto un addizionale processo di odorizzazione (se iniettato in una rete del gas naturale locale a bassa pressione) e di regolazione del potere calorifico tramite dosaggio di propano.

Il processo di raffinazione dal biogas al biometano comprende diversi trattamenti chimico - fisici:

- **Depurazione:** deumidificazione o essiccamento e desolforazione;
- **Rimozione di ammoniaca gassosa, azoto, silossani, polveri;**
- **Raffinazione (upgrading);**
- **Condizionamento finale: odorizzazione e/o compressione;**
- **Miscelazione ed immissione in rete.**

La **depurazione** o deumidificazione e il processo di desolforazione consistono nella rimozione di vapore d'acqua presente nel biogas, che può creare condense nelle condotte del gas e causare fenomeni di corrosione e nella rimozione di acido solfidrico (H_2S).

Oltre che metano e CO_2 il biogas può contenere acqua, azoto, ossigeno, ammoniaca, silossani e particelle. La concentrazione di queste impurità dipende dalla composizione dei substrati da cui il gas è stato prodotto. In ogni caso può essere vantaggioso pulire il gas prima di procedere con la raffi nazione con alcuni trattamenti chimici.

Successivamente si avvia il processo di raffinazione – **upgrading**.

La separazione dell'anidride carbonica (CO_2), uno dei due componenti principali del biogas, è il processo che consente l'arricchimento in metano, indispensabile fase di trasformazione per migliorare le proprietà termiche del gas e raggiungere qualità compatibili con quelle del gas naturale. Il processo di upgrading può avvenire applicando diverse tecnologie basate su diversi

principi fisici, chimici o termodinamici. I metodi attualmente utilizzati sono di tipo fisico quali l'adsorbimento a pressione oscillante o PSA, il lavaggio con acqua a pressione o PWS, il lavaggio fisico con solventi organici, membrane o di tipo chimico.

Tabella 10.2.1 – Principali processi di upgrading

I.	Absorbimento fisico con lavaggio ad acqua (PWA-Pressurised Water Scrubbing)
II.	Absorbimento chimico con soluzioni di ammine
III.	Adsorbimento PSA- Pressure Swing Adsorption
IV.	Processi di separazione con membrane – Gaspermeation
V.	Trattamenti criogenici

I primi tre trattamenti sono quelli più usati e garantiscono una buona percentuale di resa di metano e buone efficienze di rimozione di anidride carbonica. Possono essere economicamente vantaggiosi se vengono adoperati in impianti di piccole e medie dimensioni, in quanti si possono così evitare costi aggiuntivi per un ulteriore trattamento del gas prodotto e dei gas di scarico.

Pressurised Water Scrubbing

In questo caso, il biogas viene compresso e convogliato in un serbatoio di riempimento con flusso di acqua in senso contrario. La CO_2 e l'H_2S sono più solubili del metano in acqua e quindi il biogas che raggiunge la cima della colonna sarà ricco di metano e saturo d'acqua. Oltre la CO_2, questo processo può anche rimuovere alcune delle componenti di idrogeno solforato e ammoniaca presenti nel biogas grezzo. Per ridurre il vapore d'acqua, il biogas successivamente viene essiccato e deumidificato, mentre la CO_2 viene convogliata ad un serbatoio dove la pressione viene ridotta e la maggior parte della CO_2 rilasciata. A volte il processo viene intensificato con lo strippaggio con aria o operando sottovuoto.

Absorbimento chimico con soluzioni di ammine

Il biogas deumidifi cato e desolforato sale attraverso una torre dove sono stati sistemati dei corpi di riempimento. Controcorrente, dall'alto verso il basso, scorre una soluzione amminica acquosa che, per mezzo di un sistema di distribuzione situato all'estremità superiore della torre, viene spruzzata uniformemente sulla sezione della colonna e sul letto di corpi di riempimento. I corpi di riempimento presentano la maggior superficie di contatto per un intensivo interscambio fra lo stato gassoso e lo stato liquido, nel quale il biossido di carbonio, per via delle sue caratteristiche chimiche specifiche, viene assorbito dalla soluzione di lavaggio amminico uscendo dallo stadio

gassoso. L'assorbimento chimico del gas, al confronto con il processo di assorbimento fisico, nel quale la forza motrice è rappresentata da un'alta pressione parziale del componente gassoso da separare rispetto all'assorbente, possiede il vantaggio specifico che la capacità di assorbimento del gas da separare da parte della soluzione di lavaggio è molto più elevata e per ciò si deve far circolare solo una piccola quantità di soluzione di lavaggio. Al contrario della CO_2 le molecole di metano, per il loro carattere apolare, non si sciolgono nel liquido di lavaggio e abbandonano la torre come gas, senza rilevanti riduzioni. Per questo motivo, può essere utilizzata un'ampia gamma di fluidi di lavaggio. L'assorbimento di gas acidi è effettuato con solventi alcalini, a basse pressioni e temperature di 40 ÷ 70°C. Come solventi sono utilizzate principalmente etanolammine, come monoetanolammina (MEA), dietanolammina (DEA), trietanolammina (TEA), e metildietanolammina (MDEA) oppure soluzioni di carbonato di potassio. È possibile anche separare l'anidride carbonica dal biogas per adsorbimento su letti di carboni attivi o setacci molecolari.

Adsorbimento PSA - Pressure Swing Adsorption

Si tratta di un processo di arricchimento a secco che fa uso di diversi livelli di adsorbimento del metano e della CO_2 all'aumentare della pressione sul filtro molecolare a base di carbone attivo in quanto l'anidride carbonica si lega più velocemente e fortemente del metano al filtro molecolare. Gli impianti PSA di solito sono formati da quattro unità di adsorbimento. Il biogas sottoposto ad alte pressioni viene flussato attraverso una prima unità e la CO_2 (così come piccole quantità di CH_4) viene assorbita fino alla saturazione dei carboni molecolari. Successivamente il flusso di biogas viene diretto in un'altra unità in modo da permettere la rigenerazione dei carboni della precedente colonna. Per completare la rigenerazione viene applicato del vuoto per creare della pressione negativa. Le pressioni applicate durante la fase di adsorbimento sono comprese tra 6 e 10 bar, a seconda del tipo di impianto, tuttavia ci sono anche impianti che utilizzato pressioni superiori. Oltre alla CO_2, vengono adsorbiti anche l'ossigeno e l'azoto e separati dal metano. È consigliabile ridurre l'umidità e l'H_2S dal biogas prima del suo ingresso nei dispositivi di adsorbimento poiché l'H_2S si lega permanentemente ai filtri molecolari.

Processi di separazione con membrane - Gaspermeation

Esistono diversi processi di separazione con le membrane. Ci sono sistemi per la separazione in fase gassosa che avviene su entrambi i lati della membrana (membrane a secco) o di

absorbimento gas-liquido, ovvero un liquido che assorbe la CO_2 diffusa attraverso la membrana. Il liquido può essere un'ammina e, in tal caso, il sistema ha una maggiore selettività; la separazione, in questo caso, avviene a basse pressioni. Il sistema funziona basandosi sulle diverse dimensioni che hanno le molecole e quindi sulla diversa permeabilità attraverso la membrana. Altri importanti fattori da considerare sono le differenti pressioni che si creano tra i due lati delle membrane e la temperatura del gas. In questo modo la CO_2 e l'H_2O oltrepassano la membrana mentre il metano viene separato e concentrato per poi essere utilizzato. Alte concentrazioni di metano nel gas purificato possono essere raggiunte con più membrane poste in serie, questo comporta però maggiori perdite di metano nel flusso gassoso che permea le membrane stesse. Se questo flusso viene utilizzato per esempio in un cogeneratore o in una caldaia in miscela con il biogas grezzo, è possibile utilizzare il metano perso nel processo e allo stesso tempo ridurre i costi di investimento e di consumo di energia per il processo di purificazione.

Trattamenti criogenici

Il principio di questo processo innovativo si basa sulla compressione e successivo raffreddamento del biogas tramite scambiatori di calore seguiti da una fase di espansione, per esempio in una turbina. Dopo la rimozione della CO_2 come liquido, il gas viene raffreddato ulteriormente per condensare anche il metano. Il metano ha un punto di ebollizione pari a -160 °C a pressione atmosferica, mentre per la CO_2 è pari a -78°C. Questo significa che la CO_2 può essere separata dal biogas sotto forma di un liquido, raffreddando il biogas ad elevate pressioni. Il metano può essere separato in fase liquida o gassosa, a seconda del sistema realizzato. Quando il metano viene condensato l'azoto, che ha un punto di ebollizione inferiore, viene separato e ciò risulta vantaggioso in particolare quando si opera con biogas da discarica di rifiuti urbani. Nel processo criogenico, per evitare il congelamento e altri problemi, l'acqua e l'H_2S devono essere prima separate.

Prima dell'immissione in rete ovvero prima dell'utilizzo come biocarburante, il biometano deve spesso subire ulteriori processi di purificazione per raggiungere gli standards previsti per le reti del gas, consistenti in trattamenti di condizionamento con addizione di propano (GPL), per raggiungere il livello di potere calorifico del gas presente in rete, o aggiunta di ossigeno per standardizzare la qualità del biometano alla qualità del gas naturale nelle reti, l'odorizzazione e, infine, ulteriore compressione. In generale, deve essere rispettata la compatibilità con le caratteristiche del gas stabilite dalla rete locale ove viene immesso. In particolare, così come per

il gas naturale, per motivi di sicurezza anche il biometano destinato all'uso domestico e similare deve essere sottoposto ad interventi di odorizzazione prima dell'immissione in rete, ottenibile attraverso analoghi processi di additivazione di composti odorizzanti, quali i THT (tetraidrotiofene). Al termine di tale processo, il biometano ottenuto contiene circa il 98% di metano ed è chimicamente molto simile al gas naturale. Le possibili destinazioni finali del biometano sono perciò del tutto equivalenti a quelle del gas naturale: stazioni di rifornimento di carburante poste più o meno nei pressi dell'impianto di produzione di biogas, cogenerazione in impianti centralizzati, utenze domestiche e industriali

10.3 Meccanismi di incentivazione del biometano e tipologie di vendita

Il dlgs n. 28 del 3-3-2011, di cui il decreto biometano rappresenta una delle norme tecniche di attuazione, già definiva tre possibili modalità di incentivazione del biometano e il decreto biometano le ha sostanzialmente ribadite:

- **incentivazione del biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale** con risorse che trovano copertura a valere sul gettito delle componenti tariffarie del gas;
- **incentivazione del biometano utilizzato nei trasporti previa immissione nella rete del gas naturale** mediante il rilascio di certificati di immissione in consumo di biocarburanti;
- **incentivazione del biometano utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento** mediante il rilascio degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

È importante notare come l'incentivo dato per l'immissione del biometano nella reti di trasporto e distribuzione sia attribuito all'operazione a cui esso è soggetto, cioè l'immissione in tali reti, mentre le altre due modalità di incentivazione si riferiscano alla sua utilizzazione come carburante nei trasporti e nella cogenerazione ad alto rendimento.

In questo lavoro di tesi, è stato preso in considerazione solo il primo dei tre meccanismi di incentivazione citati, in quanto esso risulta quello di più facile utilizzo da parte delle aziende zootecniche. Nell'ambito di applicazione del decreto biometano ricadono tutti gli impianti di produzione di biogas associati a impianti di purificazione e *upgrading* del biogas in biometano che siano realizzati sul territorio nazionale, che siano integralmente di nuova realizzazione e che entrino in esercizio tra il 18-12-2013 e il 17-12-2018. Possono essere incentivati anche gli impianti di biogas esistenti se destinati parzialmente o in toto alla produzione di biometano, ad esempio cambiando il sistema di alimentazione o modificando l'assetto impiantistico per

aumentare la propria capacità produttiva di biogas, oppure operando una riconversione totale dalla produzione di energia elettrica a quella di biometanei. In tutti questi casi, il decreto prevede tariffe di incentivazioni inferiori, per tener conto del fatto che l'impianto di biogas è già stato parzialmente o totalmente ammortizzato, grazie alla tariffa onnicomprensiva per l'energia elettrica immessa in rete. In entrambi i casi, impianti nuovi o esistenti, gli incentivi vengono corrisposti per 20 anni.

Il decreto biometano permette,inoltre, di scegliere tra due diversi meccanismi di vendita: vendita diretta del biometano e ritiro del biometano da parte del GSE differenziando come già detto tra impianti nuovi e impianti esistenti di biogas.

10.4 Vendita diretta del biometano sul mercato per nuovi impianti

La base per il calcolo dell'incentivo per la vendita diretta sul mercato del biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, nel caso di impianti nuovi, è data dalla seguente equazione (€/MWh):

$$\textbf{Incentivo base} = (\mathbf{Pma_{2012}} \times 2) - \mathbf{Pmm}$$

dove con $\mathbf{Pma_{2012}}$ viene indicato il prezzo medio annuale del gas naturale nel mercato di bilanciamento del 2012, mentre con **Pmm** il prezzo medio mensile del gas naturale nel medesimo mercato per ciascun mese di immissione del biometano nella reti.

Dai dati ricavati dal mercato di bilanciamento del gas naturale, il prezzo medio annuale per il 2012 (Pma_{2012}) risulta pari a 28,52 €/MWh. Quindi, l'incentivo base per il biometano immesso nella reti di trasporto e distribuzione nel marzo 2014, ad esempio, si ottiene sottraendo a 57,04 €/ MWh (cioè 28,52 x 2) il prezzo medio mensile del gas naturale relativo allo stesso mese.

In analogia con quanto stabilito dal più volte citato DM 28 del 6 luglio 2012 che incentiva l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, anche il decreto biometano modula il valore base dell'incentivo in funzione della:

- **taglia dell'impianto**, espressa in termini di produzione oraria nominale di biometano (misurata in standard metri cubi all'ora, Sm^3/h), come risultante dalla targa del dispositivo di depurazione e raffinazione del biogas. Per impianti di taglia inferiore a 500 Sm^3/h di biometano, corrispondenti a impianti di biogas di potenza elettrica pari a circa 1,9 MWe, l'incentivo base è incrementato del 10%; è invece ridotto del 10% per impianti di taglia superiore a 1.000 Sm^3/h di biometano;
- **tipologia delle matrici utilizzate** per la produzione del biogas e quindi di biometano. L'incentivo base, eventualmente modulato per taglia di potenza, è incrementato del 50% per

impianti che producono il biogas a partire da 100% in peso di sottoprodotti *. Non sono invece previsti incentivi per impianti alimentati con una quota di sottoprodotti inferiore al 50% in peso e di taglia superiore a 250 Sm3/h di biometano. Tutti i casi di maggiorazione/riduzione o esclusione dall'incentivo, derivanti dalla combinazione dei parametri impiantistico-gestionali ora considerati, sono riepilogati nella tabella. 10.4 1 che mostra lo schema di calcolo degli incentivi per la vendita diretta sul mercato del biometano prodotto da nuovi impianti.

Tab. 10.4.1 - Schema di calcolo degli incentivi per la vendita diretta sul mercato del biometano prodotto da nuovi impianti

Quota (Q) di sottoprodotti (*) o rifiuti nella dieta (% in peso)	Produzione (BM) nominale di biometano (Sm^3/ora)			
	BM ≤ 250	250 < BM ≤ 500	500 < BM ≤ 1.000	BM > 1.000
0 < Q < 50	incentivo base + 10%	–	–	–
50 ≤ Q < 100	incentivo base + 10%	incentivo base + 10%	incentivo base	incentivo base – 10%
Q = 100	incentivo base + 10% + 50%	incentivo base + 10% + 50%	incentivo base + 50%	incentivo base – 10% + 50%

10.4.1 Vendita diretta del biometano sul mercato per impianti esistenti

Gli impianti esistenti, parzialmente o totalmente riconvertiti verso la produzione di biometano, godono di tariffe di incentivazione inferiori rispetto agli impianti nuovi. Mantenendo la suddivisione in base alla taglia e al tipo di alimentazione già vista per gli impianti nuovi e riportata in tabella 10.4.1. Agli impianti esistenti viene riconosciuto solo il 40% del corrispondente incentivo attribuito agli impianti nuovi

10.4.2 Ritiro da parte del GSE per impianti nuovi

Per i produttori di biometano da impianti nuovi con produzione nominale fino a 500 Sm^3/h, c'è, come detto, la possibilità del ritiro del biometano da parte del Gse. . La base per il calcolo dell'incentivo è data dalla seguente equazione (€/MWh):

$$\textbf{Incentivo base rit. Gse} = \textbf{Pma}_{2012} \times 2$$

Che corrisponde al primo addento dell'equazione già vista per il calcolo dell'incentivo base per la vendita diretta sul mercato. I vantaggi di tale meccanismo di incentivazione sono riconducibili a un valore di remunerazione costante, svincolato dal prezzo di mercato del gas naturale e quindi,

tra l'altro, non legato alla capacità di negoziazione del produttore di biometano. Anche nel caso del ritiro da parte del Gse il valore base dell'incentivo del biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione è modulato in funzione della taglia dell'impianto e della tipologia di matrici utilizzate per la produzione di biogas e quindi di biometano (tabella 10.4.2.1).

Quota (Q) di sottoprodotti (*) o rifiuti nella dieta (% in peso)	Produzione (BM) nominale di biometano (Sm^3/ora)	
	BM ≤ 250	250 < BM ≤ 500
0 < Q < 50	Incentivo base rit. Gse + 10%	–
50 ≤ Q < 100	Incentivo base rit. Gse + 10%	
Q = 100	Incentivo base rit. Gse + 10% + 50%	

Tab. 10.4.2.1 - Schema di calcolo degli incentivi per il biometano prodotto da nuovi impianti e ritirato dal Gse

10.4.3 Ritiro da parte del GSE per impianti esistenti

Agli impianti esistenti che optino per .il ritiro del biometano da parte del Gse viene riconosciuto solo il 40% del corrispondente incentivo attribuito agli impianti nuovi. Per un impianto esistente di produzione nominale di biometano inferiore a 500 Sm^3/ora, alimentato con una quota pari al 100% in peso di sottoprodotti e/o rifiuti, l'incentivo sarà costante è pari a 37,65 €/MWh.

10.4.4 Confronto tra vendita e ritiro del biometano

Per confrontare la remunerazione finale per il produttore in caso di vendita diretta del biometano al mercato e in caso di ritiro da parte del Gse nella tabella 10.4.4.1 sono stati riepilogati i valori ottenuti simulando nuovi impianti. Tali valori di remunerazione, sono da considerare indicativi perché variabili in funzione del prezzo di vendita del biometano sul mercato. I valori relativi al ritiro da parte del Gse sono, invece, esattamente quelli previsti dal decreto, costanti per tutti i 20 anni di incentivazione.

Quota (Q) di sottoprodotti (2) o rifiuti nella dieta (% in peso)	Modalità di incentivazione	Produzione (BM) nominale di biometano (Sm^3/ora)	
		BM ≤ 250	250 < BM ≤ 500
0 < Q < 50	vendita	58,89	–
	ritiro Gse	62,75	–
50 ≤ Q < 100	vendita	59,89	
	ritiro Gse	62,75	
Q = 100	vendita	75,57	
	ritiro Gse	94,12	

Tab. 10.4.4.1 - Confronto tra i valori di remunerazione (€/MWh) per il biometano prodotto da impianti nuovi

Dal confronto risulta evidente che, nell'ambito del meccanismo di incentivazione relativo all'immissione del biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, in tutti i casi in cui sia possibile scegliere tra la vendita diretta del biometano al mercato e il suo ritiro da parte del Gse (impianti con produzione nominale fino a 500 Sm^3/h), quest'ultimo risulta il sistema di incentivazione non solo più semplice, ma anche più conveniente.

11 CONCLUSIONI

L'attuale sistema di incentivazione favorisce la realizzazione di impianti di potenza inferiore a 300 kWe alimentati da sottoprodotti di origine biologica, tra cui gli effluenti zootecnici, ma per la particolarità dell' alimentazione questi impianti presentano esigenze tecnologiche superiori a quelli di potenza maggiore.

Il decreto, grazie alla modulazione della tariffa incentivante (tabella 1), ha praticamente eliminato ogni interesse per gli impianti con potenza elettrica superiore a 600 kW. Inoltre, anche per quelli di potenza inferiore, la convenienza si ha solo se la biomassa utilizzata (per almeno il 70% in peso) è classificabile come "sottoprodotto di origine biologica" (tipologia compresa nell'elenco della tabella 1.A allegata al decreto). Gli unici impianti che possono risultare interessanti sono quindi quelli che dispongono, almeno per la maggior parte, di biomassa a costo zero. Ne deriva che, a meno di situazioni del tutto particolari (ad esempio utilizzo di biomasse classificabili rifiuto), la diffusione futura degli impianti è ipotizzabile sostanzialmente per il trattamento dei reflui prodotti all'interno di singole aziende. Ciò porterà a un drastico ridimensionamento delle potenze elettriche dei futuri impianti che saranno, di norma, all'interno del primo scaglione previsto per le tariffe incentivanti, cioè al di sotto dei 300 kW.

BIBLIOGRAFIA

AIEL, 2007. "Biocombustibili, produzione ed uso energetico in agricoltura".

Angelini L., Ceccarini L., Bonari E., 1999. "Resa, composizione chimica e valutazione energetica della biomassa di specie erbacee annuali per la produzione di energia". Ed. Bona S.. Atti XXXIII Convegno

ARSIA, 2004. "Le colture dedicate ad uso energetico: il progetto Bioenergy Farm", quaderno 6.

A.V. Bridgewater, Bio- Energy Research Group, Aston University, 2002.
The Future for Biomass Pyrolysis and Gasification: Status, Opportunities and Policies for Europe

Bizzotto A., Chiumenti R., Vedova A., 1980. "La digestione anaerobica delle deiezioni zootecniche". CLEUP.

Borboni, Giobbi, Maldini, "Informativa sulle Agroenergie", Regione Marche.

Brett Digman, Hyun Soo Joo, Dong-Shik Kima, 2009
Recent progress in gasification/pyrolysis technologies for biomass conversion to energy

Coiante D., 2004. "Le nuove fonti di energia rinnovabile. Tecnologie, costi e prospettive". Franco Angeli Editore.

Comitato Termotecnico Italiano. http://www.cti2000.it/, consultato in luglio '08 .

Communication from the Commission to the Council and the European Parliament - Renewable energy road map - Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future COM/2006/0848 final

C. Fabbri , G. Bonazzi. 2010. Non solo energia dagli impianti di biogas Agricoltura (Rivista Mensile delle Regione Emilia-Romagna) 2010, v. 38(7/8) p. 80-82.

C. Fabbri. 2010. Biogas: le potenzialità dell'allevamento suino
Agricoltura (Rivista Mensile delle Regione Emilia-Romagna) 2010, v. 38(6) p. 70-73.

CRPA, 2008. "Energia da biogas - prodotto da effluenti zootecnici, biomasse dedicate e di scarto". 103 pp..

D.M. 28 del 6 luglio 2012

ENEA, 2006 . Rapporto energia ambiente 2005.

EEA - European Environment Agency, 2006. "How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?" 67 pp.. Copenhagen.

European Commission, 2005. Biomass Action Plan, COM(2005) 628 final, Brussels

L'esperienza di ITABIA: casi di studio e buone pratiche per un corretto approccio alle filiere legate alla bioenergia Workshop, Roma, 2 luglio 2010

Linee Guida GSE DM 6 luglio2012 Procedure applicative

L'Informatore Agrario 11/2014

OECD/IEA – International Environmental Agency, 2007
Biomass for Power Generation and CHP

Ringraziamenti:

Desidero ringraziare tutti coloro che mi hanno aiutato nella realizzazione della mia tesi di dottorato:

In modo particolare il MIPAAF, L'ENAMA e il CRA.

Un ringraziamento speciale va al dott. Claudio Fabbri, Ricercatore del CRPA.