

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica



**Dimensionamento e Analisi Tecnico-Economica di un Impianto per la
Produzione di Biometano**

Relatore: Prof. Paolo SILVA

**Tesi di Laurea di:
Luca Romanello Matr. 787498**

Anno Accademico 2013-2014

INDICE

Introduzione	5
CAPITOLO 1	6
Introduzione al biometano e al progetto	6
1.1 La risorsa biomassa	6
1.2 Vantaggi e limiti delle biomasse	7
1.3 Biogas e biometano	8
1.3.1 Introduzione	8
1.3.2 I motivi dell’interesse per il biogas e l’upgrading	9
1.3.3 Il sostegno nello smaltimento dei rifiuti	11
1.4 Descrizione del progetto	13
1.4.1 Contesto e finalità	13
1.4.2 La composizione della piattaforma	15
1.4.3 La piattaforma per la gestione del rifiuto secco	15
1.4.4 La piattaforma per la gestione del rifiuto organico	16
CAPITOLO 2	17
Il processo di produzione del biogas	17
2.1 Substrati per la digestione anaerobica	17
2.1.1 La scelta della biomassa	17
2.2 La co-digestione	18
2.3 Tipologie di substrato	19
2.3.1 Biomasse insilate	19
2.3.2 Effluenti di allevamento	20
2.3.3 Sottoprodotti	20
2.3.4 Conclusioni sulla alimentazione	21
2.4 Efficientamento del contenuto energetico delle biomasse alimentate	22
2.4.1 Struttura delle biomasse e funzione dei pretrattamenti	22
2.4.2 I pretrattamenti dei substrati	22
2.5 La digestione anaerobica	24
2.5.1 Il processo di digestione anaerobica all’interno di un digestore	24
2.6 Parametri di controllo del processo	28
2.7 Tipologie impiantistiche per la digestione anaerobica	33
2.7.1 Sistemi monostadio	34
2.7.2 Sistemi bistadio	35
CAPITOLO 3	38
Tecnologie per la produzione di biometano	38
3.1 Dal biogas al biometano	38

3.2 Upgrading per la produzione di biometano	39
3.2.1 La tecnologia criogenica.....	40
3.2.2 Pressure swing adsorption (PSA)	41
3.2.3 L'assorbimento.....	42
3.2.4 Metodi di separazione tramite membrane.....	45
3.3 Possibili utilizzi degli offgas	47
3.4 Analisi comparativa tra impianti di purificazione e di upgrading	47
CAPITOLO 4	50
Disposizioni e normative per la produzione di biometano	50
4.1 Generalità	50
4.1.1 Il prezzo del gas naturale	51
4.2 Immissione del biometano in rete.....	52
4.3 Utilizzo del biometano nei trasporti.....	54
4.3.1 Il meccanismo dei certificati di immissione in consumo (CIC)	54
4.3.2 Il riconoscimento di CIC nel caso del biometano	55
4.4 Utilizzo in cogenerazione ad alto rendimento (CAR)	57
4.5 Riconversione di impianti biogas, gas di discarica e residuati dai processi di depurazione esistenti	57
4.6 Confronto con l'incentivazione precedente al Decreto Biometano.....	59
4.6.1 La Tariffa onnicomprensiva	59
4.6.2 Confronto con immissione del biometano in rete.....	60
4.6.3 Confronto con utilizzo del biometano nei trasporti	60
4.6.4 Confronto con utilizzo del biometano nei casi di riconversione, gas di discarica, residuati	64
4.6.5 Confronto con impianto entrato in esercizio dopo il 1° gennaio 2013	64
4.7 Conclusioni	67
CAPITOLO 5	68
Descrizione tecnica dell'impianto	68
5.1 Introduzione all'impianto e ai dati di ingresso	68
5.2 La linea di alimentazione della FORSU.....	70
5.2.1 I pretrattamenti per l'ottenimento della FORSU	70
5.2.2 La fase di sanificazione.....	71
5.3 Lo stoccaggio della biomassa secondaria.....	71
5.4 Linea di fermentazione	72
5.5 Produttività impianto.....	74
5.6 Impianto di upgrading per la produzione di biometano	75
5.7 Separatore liquido/solido	75
5.8 Utilizzo del biometano.....	76
5.9 Il layout d'impianto.....	77
5.9.1 Il sistema di alimentazione dei digestori	77

5.9.2 I digestori anaerobici.....	78
5.9.3 Vasca di stoccaggio dei residui coperta a recupero biogas.....	81
5.9.4 L'essicatore	81
5.9.5 La gestione dei riciccoli	82
5.9.6 Sistema di controllo e analisi del biogas.....	82
5.9.7 Torcia.....	82
CAPITOLO 6	83
Analisi economica dell'investimento.....	83
6.1 Introduzione.....	83
6.2 Il business plan dell'impianto.....	83
6.2.1 I ricavi dell'impianto	84
6.2.2 I costi dell'impianto	85
6.3 Il cash flow e gli indici di rendimento	86
6.4 Analisi di sensibilità	87
6.5 Analisi del business plan	88
6.6 Confronto con impianto di produzione biogas.....	89
6.6.1 I costi dell'impianto a biogas	89
6.6.2 I ricavi dell'impianto a biogas	89
6.6.3 Le prestazioni e il cash flow	90
CAPITOLO 7	91
Analisi ambientale.....	91
7.1 Introduzione.....	91
7.2 Energia primaria risparmiata	91
7.3 Emissioni evitate.....	93
7.4 Un diverso assetto impiantistico.....	93
Conclusioni	95
Bibliografia	98
Allegati	101

Introduzione

Oggetto del presente elaborato è un impianto per la produzione di biometano di futura realizzazione. Esso ricade all'interno di un più ampio progetto riguardante la costruzione di una piattaforma per la gestione dei rifiuti, volta al recupero e al riutilizzo sia della frazione secca (vetro, carta, legno, plastica, metalli, ecc.), sia alla valorizzazione del rifiuto organico attraverso un processo di digestione anaerobica. Per mezzo del processo denominato "upgrading", è possibile effettuare una raffinazione del biogas prodotto all'interno dei fermentatori, ottenendo in così il biometano. Questa iniziativa, che verrà realizzata nel comune di Soresina, in provincia di Cremona, è promossa da un consorzio di comuni della zona con l'intento di ottimizzare gli sforzi congiunti effettuati per la raccolta differenziata.

All'interno di questo contesto l'interesse della tesi è rivolto più specificatamente al reparto "energetico" della piattaforma tecnologica, ossia quello relativo allo sfruttamento della Frazione Organica del Residuo Solido Urbano (Forsu) finalizzato alla produzione di biometano da immettere all'interno della rete del gas naturale. Obiettivo della tesi è quindi la descrizione, il dimensionamento e l'analisi tecnica dell'impianto di digestione anaerobica.

Tali studi verranno effettuati all'interno di un immaturo contesto normativo settoriale nel panorama italiano, che trova il suo fondamento nel "Decreto biometano" del 5 dicembre 2013. Sulla base delle prescrizioni contenute all'interno di questo atto giuridico è stato possibile realizzare un'analisi economica dell'impianto volta a determinare le condizioni di redditività di questo investimento, soggette ad una particolare aleatorietà in funzione del valore degli incentivi associati alla produzione di biometano e a quello di ritiro del rifiuto organico. Si è quindi considerato un ragionevole intervallo di variabilità di questi due fattori per realizzare, infine, un'analisi di sensibilità dell'investimento.

CAPITOLO 1

Introduzione al biometano e al progetto

1.1 La risorsa biomassa

Con il termine biomassa si intende tutto l'insieme delle materie provenienti da sostanze organiche, a patto che queste non siano quelle denominate come "fossili" in quanto intrappolate per lunghissimo tempo nel sottosuolo, né siano sostanze idrocarburiche liberate dopo un processo di degradazione della stessa biomassa (come il metano). Risulta complicata una classificazione globale di questa risorsa a causa della moltitudine di tipologie, composizioni, utilizzi che la caratterizzano. Le più importanti tipologie di biomassa sono residui forestali, residui industriali della lavorazione della cellulosa e del legno (trucioli, segatura ecc.), residui di piantagioni e di lavorazioni agricole, essenzialmente impiegati per scopi energetici (pioppo, salice, eucalipto e legna da ardere in genere), scarti dei prodotti agro-alimentari, prodotti organici derivanti dall'attività biologica umana e dalla zootecnica e rifiuti urbani di origine animale e vegetale. Una prima, ma fondamentale distinzione, va ricercata nel contenuto di umidità che porta a classificare come biomassa "secca" quella che presenta un contenuto d'acqua inferiore al 50% (legno e piante erbacee), e biomassa "umida" quella con un tasso di umidità superiore al 70%. La Figura 1.1 fornisce una panoramica dei percorsi tecnologici che possono essere seguiti per la produzione di energia da biomasse.

In via del tutto generale è possibile affermare che per lo sfruttamento della biomassa secca sia più conveniente effettuare un pretrattamento di essiccazione per ridurre il tenore di acqua e renderla così più idonea alla combustione o ai processi di gassificazione. Viceversa, la biomassa umida si presta maggiormente alla conversione bio-chimica previa trattamento di umidificazione. Tra questi processi sono individuabili l'idrolisi enzimatica, la fermentazione e la digestione batterica. Per le biomasse "secche" sono preferibili i processi termochimici, per i quali si individuano le quattro alternative della combustione, la gassificazione, la pirolisi e la liquefazione. Esiste infine l'ulteriore percorso dell'estrazione di olio da cui, attraverso un processo di esterificazione, è ottenibile combustibile per i trasporti (bio-diesel). Lo sfruttamento

della biomassa in una caldaia è storicamente la tecnologia che domina il mercato, finalizzata alla produzione di calore e/o elettricità.

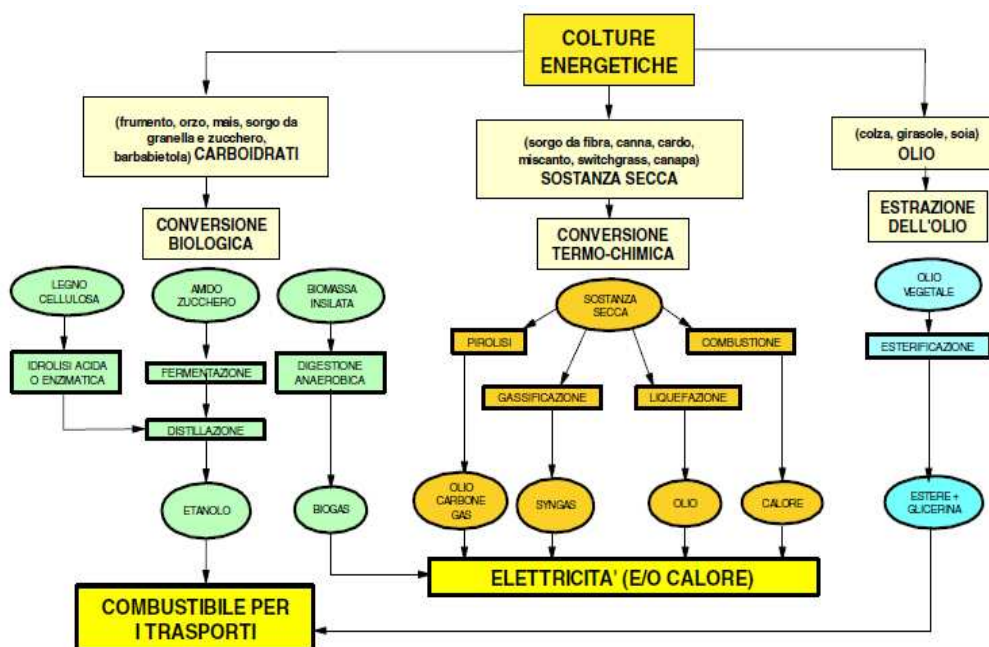


Figura 1.1 – Processi e tecnologie per la produzione dei energia dalle biomasse ¹

1.2 Vantaggi e limiti delle biomasse

L'utilizzo della biomassa a scopo energetico è in primo luogo uno degli strumenti indicati come favorevoli alla riduzione dell'incremento dell'effetto serra: il bilancio della CO₂ relativo a tale filiera è considerato neutro, dal momento che durante il suo sfruttamento viene liberata soltanto l'anidride carbonica che la biomassa aveva incorporato durante il suo ciclo di vita. Inoltre, esse contribuiscono a rendere più eterogeneo il mix di produzione di energia del nostro Stato, riducendo la dipendenza energetica dai paesi esteri. Tuttavia si deve tener conto delle emissioni di CO₂ equivalenti derivanti dal trasporto e dalle altre attività correlate alla produzione e combustione della biomassa. Pur essendo, infatti, considerata una fonte d'energia rinnovabile, la biomassa presenta lo stesso degli svantaggi non trascurabili. Uno dei maggiori inconvenienti della combustione delle biomasse solide è l'alto tenore di emissioni, soprattutto di CO, NO_x, polveri, tipici della combustione di sostanze solide. Si riscontra poi che molte delle aree con le maggiori potenzialità di produzione di biomasse sono ecosistemi di elevato valore ambientale,

¹ M. Lazzarin, F. Minchio, M. Noro, "Utilizzo delle biomasse nel riscaldamento civile ed industriale: aspetti energetici, tecnologici ed ambiental", Università di Padova

biologico e paesaggistico; le tecnologie e i sistemi richiesti per la raccolta, la movimentazione e il trasporto di biomasse sono complessi e costosi; infine i rendimenti di produzione di elettricità, calore o combustibili sono molto inferiori rispetto a quelli ottenibili con i combustibili fossili. Le coltivazioni energetiche sollevano poi la difficile problematica della competizione nell'utilizzo del terreno, che potrebbe essere invece sfruttato a fini alimentari.

Non bisogna però dimenticare che l'utilizzo di biomasse quali residui forestali, agricoli e delle lavorazioni del legno, contribuisce a tenere puliti boschi e terreni oltre che creare nuovi posti di lavoro. Altri vantaggi consistono nella sua abbondanza, nella facilità di estrazione energetica, nel basso tenore di zolfo con la conseguenza di non contribuire alle piogge acide, nel fatto che il suo fine ciclo in certi casi costituisce potenziale fertilizzante.

1.3 Biogas e biometano

1.3.1 Introduzione

Il biogas è il prodotto finale del processo di digestione anaerobica (condotta cioè in assenza di ossigeno). Il fermentatore viene alimentato con l'ingestato, ossia una miscela contenente la biomassa pretrattata diluita con un opportuno quantitativo d'acqua in modo da renderla pompabile. I prodotti finali sono il biogas e il cosiddetto digestato, che contiene la frazione non degradabile dell'ingestato, assieme a quella non digerita. Il biogas è una miscela gassosa ricca soprattutto in metano (50-70%) e CO₂ (30-50%), e viene tipicamente sfruttato per mezzo della combustione in un motore alternativo. Questa configurazione si presta ad essere convertita ad un assetto cogenerativo per lo sfruttamento del calore di combustione, ragion per cui questa tecnologia ha riscosso un notevole e tutt'ora crescente successo.

Una ulteriore soluzione impiantistica consiste nell'upgrading dello stesso impianto a biogas: una volta ottenuta questa miscela gassosa se ne effettua la purificazione allo scopo di separare il CH₄ in essa contenuto dagli altri componenti. Si ottiene così il biometano che può essere sfruttato in due modalità:

- Compressione ed immissione nella rete di trasporto del gas naturale;
- Utilizzo negli autotrasporti per mezzo di un impianto di distribuzione.

Verranno forniti nei successivi capitoli informazioni di dettaglio circa i processi, i parametri di controllo e le efficienze della produzione di biometano, pertanto si rimanda ad essi per l'approfondimento di questi temi.

1.3.2 I motivi dell'interesse per il biogas e l'upgrading

Il biogas è indicato dall'UE tra le fonti energetiche rinnovabili non fossili che possono garantire non solo autonomia energetica, ma anche la riduzione graduale dell'attuale stato di inquinamento dell'aria e quindi dell'effetto serra. A differenza della fonte eolica e solare infatti l'energia da digestione anaerobica è completamente programmabile e attiva potenzialmente 365 giorni all'anno, indipendentemente da fattori di natura climatica. Essa consente non solo di beneficiare degli incentivi relativi alla produzione di energia elettrica accompagnati a quelli dovuti alla possibilità di realizzare una rete di teleriscaldamento. Il biogas rappresenta per gli operatori del settore agricolo una seconda e nuova fonte di sostentamento che si sposa perfettamente con la loro normale attività. Molto successo hanno avuto, infatti, gli impianti di digestione anaerobica in quanto consentono una valorizzazione delle deiezioni animali, degli scarti agricoli, dei reflui zootecnici che possono essere elaborati all'interno di un fermentatore attraverso un processo di co-digestione, e che dovrebbero altrimenti essere smaltiti a spese dell'operatore. Non a caso, questa tipologia impiantistica si è diffusa in maniera estremamente più rapida rispetto a quella alimentata da colture dedicate, che devono essere acquistate, non senza problemi di reperibilità a causa della variazione delle stagioni o dei prezzi di mercato. A ciò si somma la già citata problematica di competizione tra l'utilizzo del suolo agricolo ai fini energetici e alimentari.

Gli impianti di digestione anaerobica nei quali si realizza la produzione di biogas rappresentano una tecnologia ormai consolidata e piuttosto diffusa sia in Italia che in Europa in generale ma che possiede ancora molto potenziale di sviluppo, soprattutto nel sud Italia dove questa tecnologia deve ancora ottenere una diffusione capillare. Bisogna affermare tuttavia che la loro popolarità ed interesse si sono notevolmente intensificati nel corso degli ultimi dieci anni, durante i quali si è assistito ad rapido incremento del numero degli impianti di medio-piccola taglia, e la corrispondente potenza installata. Più recentemente, invece, è emersa l'attrattiva dell'upgrading degli impianti di digestione anaerobica finalizzati alla produzione di biometano. Questo passo in avanti porta con sé molteplici vantaggi che si sommano a quelli già posseduti dalla tecnologia vincolata al biogas, ed assumono un colore più nazionale. Se si considera che il nostro Paese risulta essere tra i più dipendenti dell'UE per l'approvvigionamento energetico, la possibilità di produrre in certe quantità un biocombustibile si prospetta come un potenziale

incremento la autosufficienza energetica. Non meno allettante è la possibilità di stoccare il metano, essendo la relativa capacità disponibile pari attorno a 14,3 mld di Nm³.

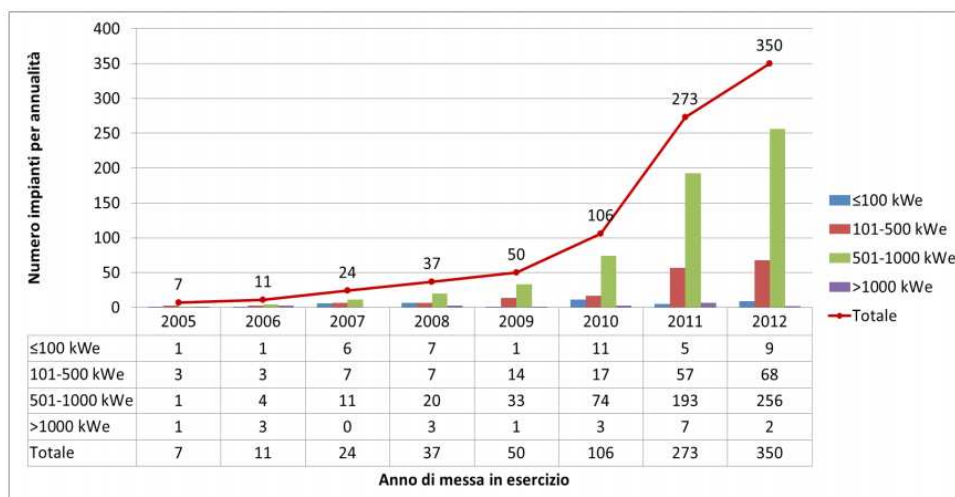


Tabella 1.1 – Andamento del numero di impianti costruiti in Italia per annualità ²

Si stima infatti che il potenziale della filiera biogas–biometano da matrici agricole in Italia sia importante: destinando a colture dedicate di primo raccolto 300-400.000 ha (meno dell’8% della superficie a seminativi italiana) da utilizzare in co-digestione con “biomasse di integrazione”, è possibile raggiungere una produzione annua di circa 7-8 Gm³ di biometano equivalente, una produzione pari alla produzione attuale di gas naturale dei giacimenti italiani, ovvero la capacità dell’ultimo impianto di rigassificazione costruito in Italia, contribuendo in modo significativo all’indipendenza energetica del Paese. Si ritiene che tale risultato possa essere conseguito senza determinare squilibri o competizioni con il sistema agro-zootecnico. Più precisamente questo obiettivo è conseguibile a condizione di incrementare l’efficienza nell’utilizzo del suolo agricolo per la produzione di biomasse per impianti a biogas, diminuendo così il fabbisogno di terreno dagli attuali, circa 120 ha/Mm³ sino a 50 ha/Mm³ di biometano equivalenti al 2030. L’incremento dell’efficienza nell’uso del suolo agricolo a scopo energetico potrà avvenire principalmente, mediante un progressivo ricorso alla co-digestione di colture dedicate di primo raccolto, di biomasse di integrazione e delle seguenti biomasse:

- Colture di secondo raccolto (quelle colture in rotazione con le colture principali che oggi non vengono coltivate perché per esse non c’è un mercato locale così lasciando la terra incolta per alcuni mesi durante l’anno);

² V. Pignatelli, “Stato e prospettive della bioenergia in Italia”, ENEA.

- Colture alternative ad elevata “efficienza carbonica”, soprattutto se coltivate in terreni marginali: si intendono colture ad elevata resa e bassa richiesta di input energetici;
- Sottoprodotti agricoli (paglie, stocchi, pule, ecc.);
- Effluenti zootecnici;
- Sottoprodotti agroindustriali;
- Frazione organica dei residui solidi urbani.

Per conseguire questo risultato è necessario quindi che il Legislatore valorizzi il potenziale della co-digestione tra colture dedicate e biomasse di integrazione, indirizzando progressivamente le aziende ad utilizzare quote decrescenti di colture dedicate di primo raccolto ed operando a livello territoriale con una corretta programmazione e distribuzione degli impianti di biogas, utilizzando nuovi strumenti legislativi di cui l’attuale Ordinamento Giuridico è ad oggi sprovvisto. Un primo passo che deve ancora essere attuativo, è stato però fatto attraverso il “Decreto Biometano” del 5 dicembre 2013, che stabilisce le modalità di incentivazione per questa applicazione, di cui si discuterà ampiamente nel Capitolo 4.

1.3.3 Il sostegno nello smaltimento dei rifiuti

Il biometano porta perciò con sé tutti i vantaggi della filiera delle fonti rinnovabili, ma introduce ulteriori benefici che sono caratteristici del processo di fermentazione. Attualmente la gestione dei rifiuti costituisce un grosso onere per la pubblica amministrazione (costi relativi a raccolta, trattamenti, smaltimento). Al netto degli utili delle imprese coinvolte, ne consegue un impatto negativo per la comunità dal punto di vista ambientale e legato alla salute (inquinamento nelle aree dove sono localizzate le discariche). La valorizzazione della FORSU in impianti di digestione anaerobica permette una sensibile riduzione dei costi di smaltimento, oltre che un abbattimento dell’inquinamento ambientale, consentendo parallelamente ricavi dalla vendita del biometano prodotto. Inoltre lo scarto di risulta della digestione anaerobica (digestato), può essere avviato al compostaggio e utilizzato quale ammendante in agricoltura (avendo le proprietà di un compost di qualità).

In altre parole per i comuni in cui si effettua una raccolta differenziata è possibile mettere a frutto una seconda valorizzazione energetica della frazione organica, soluzione non solo conveniente dal punto di vista economico, ma anche maggiormente sostenibile dal punto di vista ambientale. La frazione cellulosica e quella organica rappresentano, nel loro insieme, circa il 65% del totale della raccolta differenziata (63,9% nel 2011 e 65,6% nel 2012, Figura 1.2). Esse unitamente alle frazioni tessili e al legno costituiscono i cosiddetti rifiuti biodegradabili. Il

quantitativo di rifiuti biodegradabili raccolti in modo differenziato si attestava, nel 2011, a quasi 8,4 milioni di tonnellate con una crescita percentuale, rispetto al 2010, del 4,2% circa. Tale frazione costituisce una quota pari al 70,6% circa del totale dei rifiuti raccolti in modo differenziato. Nel 2012 il dato di raccolta si colloca a poco meno di 8,6 milioni di tonnellate, con un peso percentuale pari al 71,5%. L'incidenza media di tali rifiuti rende ragione dell'importanza di questo tema, e la contestuale necessità di sviluppo della tecnologia.

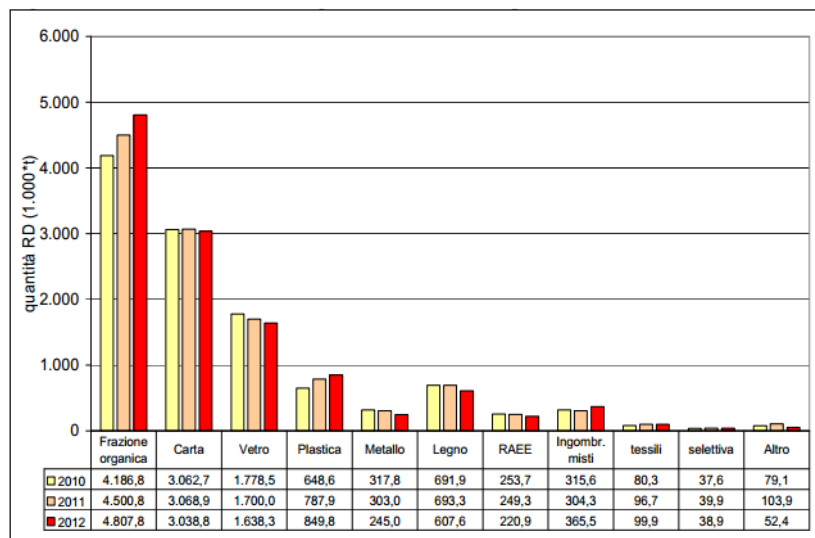


Tabella 1.2 - Raccolta differenziata per frazione merceologica, anni 2010-2012

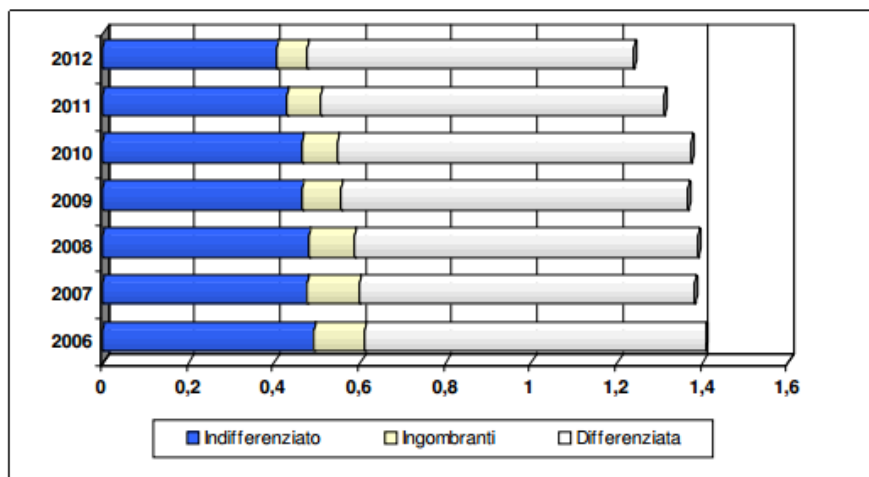


Figura 1.2 – Produzione procapite di rifiuti (kg/ab*giorno) nella provincia di Cremona ³

³ ARPA Lombardia, “Report urbani, provincia di Cremona”, 2012

1.4 Descrizione del progetto

1.4.1 Contesto e finalità

L'impianto per la produzione di biometano oggetto del presente elaborato rientra all'interno di un più esteso progetto per la realizzazione di una piattaforma tecnologica per la gestione e rivalorizzazione dei rifiuti.

I dati relativi alla raccolta di rifiuti mostrano un comportamento virtuoso della provincia di Cremona dove il recupero complessivo di materiale e energia (che risulta dalla somma degli indicatori "avvio a recupero di materia" e "incenerimento con recupero di energia") è pari all'89,9% della produzione totale. Risulta tuttavia essere molto elevato il costo medio dell'intera gestione dei rifiuti pari a 107 €/abitante, e permangono ampie possibilità per la riduzione della percentuale di indifferenziati destinati ad impianti di incenerimento (29,9%), e il corrispondente aumento della frazione destinata al recupero di materia (60,0%).

In questo contesto e a fronte delle suddette problematiche, viene proposta la costruzione presso il comune di Soresina (nella provincia di Cremona) di una piattaforma tecnologica, chiamata Ecopark, che consenta una gestione alternativa del rifiuto, con l'obiettivo di valorizzare e rendere virtuosa la raccolta differenziata proveniente da un certo numero di comuni della zona. L'obiettivo è quello di recuperare sia la frazione secca (vetro, carta, legno, plastica ecc.) sia il rifiuto organico; per la frazione secca verranno sfruttati processi di selezione meccanica e manuale che separano la parte di scarto da quella riutilizzabile. Per la frazione umida l'obiettivo è quello di gestire, attraverso cicli di digestione e maturazione, i quantitativi in ingresso alla piattaforma, trasformando il rifiuto in un materiale che può essere riusato per altri scopi. In entrambi i casi nulla di quello che viene gestito in piattaforma viene distrutto o incenerito. La parte di scarto (circa il 3% del totale), se non è più riutilizzabile, viene mandata a smaltimento.

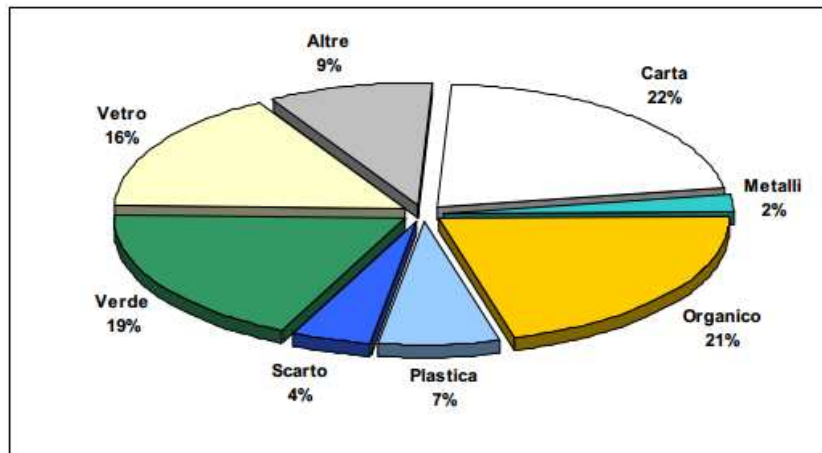


Figura 1.3 – Ripartizione delle principali frazioni merceologiche ottenute dalle raccolte differenziate ⁴

Il progetto si svilupperà ed evolverà nel lungo termine allo scopo di ampliare il raggio di copertura di questo servizio di gestione intelligente del rifiuto, incrementando gradualmente le quantità processate. Per farlo sarà necessario rendere uniformi le modalità di raccolta differenziata ma anche le tipologie (multimateriale, monomateriale, ecc.) ed estenderle a tutto il territorio.

Si riassumono in breve le finalità del progetto:

- Soddisfare le più recenti tendenze pianificatorie ambientali in tema di recupero di materiali dai rifiuti;
- Assicurare alti livelli di garanzie ambientali sia per le tipologie dei rifiuti trattati che per le caratteristiche proprie dell'impianto;
- Ridurre al minimo la produzione di rifiuti residuali;
- Garantire ai Comuni, in presenza di raccolte di qualità, il minimo costo di conferimento;
- Recuperare effettivamente, destinandoli al reinserimento in idonei cicli produttivi, rifiuti altrimenti destinati allo smaltimento in discarica o inceneritore;
- Collaborare con i soggetti responsabili del sistema di raccolta sul territorio per ottimizzare i costi del servizio;
- Programmazione dell'aumento delle aree di intervento.

⁴ P. Balsari, S. Menardo, "Digestione anaerobica: processo e parametri di controllo", Ambiente ed Energia

1.4.2 La composizione della piattaforma

Il progetto si propone di inserire due corpi di fabbrica che identificano altrettante aree tematiche di trattamento del rifiuto (vale a dire la piattaforma per la selezione del rifiuto secco e la piattaforma per la gestione del rifiuto umido), con particolare attenzione alla necessità di integrazione con il contesto naturale in cui il progetto si cala. L'intervento porterà alla realizzazione di un «parco» tecnologico, in grado di fornire una varietà di servizi utili alla gestione dell'intera filiera del rifiuto, dal ricevimento al risultato finale. Attraverso sistemi integrati i rifiuti verranno recuperati e ricondizionati per ottenere un prodotto di buona qualità che possa essere riusato. Di seguito settori di cui si compone la piattaforma⁵:

1. Area di ricevimento del rifiuto alla piattaforma;
2. Piattaforma di gestione del rifiuto organico comprensivo di biofiltri e impianto di digestione anaerobica;
3. Piattaforma di gestione del rifiuto secco in strutture prefabbricate, in cui troverà ubicazione una linea automatizzata per la separazione e selezione dei rifiuti in arrivo al centro;
4. Piazzale esterno per lo stoccaggio dei rifiuti;
5. Area per servizi e sotto servizi tecnologici.

1.4.3 La piattaforma per la gestione del rifiuto secco

Sono necessari tutti quei componenti utili alla separazione dei rifiuti in ingresso per ottenere materiali riciclabili, compresi quelli relativi alla gestione del materiale selezionato e di quello scartato. Lo schema di flusso del processo sarà il seguente:

- Ricezione del rifiuto in piattaforma, pesatura, stoccaggio in aree predefinite;
- Postazione di apertura manuale sacchi precarico;
- Carico in tramoggia multimateriale del rifiuto;
- Vaglio rotante: separazione per dimensione:
 - Flusso di sopravaglio (taniche, cassette, ecc.)
 - Flusso di sottovaglio (plastica, alluminio, vetro)
- Deferrizzatore e demetallizzatore (ferro, alluminio ecc.);
- Separatore vetro plastica tramite soffiatura con cicloni (vetro);
- Vaglio balistico:

⁵ In All. 1 è possibile prendere visione del layout d'impianto

- Pezzatura < 50 mm
- Flusso di corpi piatti (film ecc.)
- Flusso di corpi cavi (bicchieri, bottiglie, ecc..)
- Pressatura.

Si può prevedere una capacità di trattamento dell'impianto di circa 90 t/giorno, variabile in funzione della miscela di rifiuti ricevuti. Non si approfondirà ulteriormente questa sezione della piattaforma tecnologica, che non è oggetto del presente studio.

1.4.4 La piattaforma per la gestione del rifiuto organico

L'obiettivo è quello di riciclare la maggior parte del rifiuto in ingresso attraverso metodi di digestione anaerobica, per la produzione di biometano e compost. I rifiuti organici subiranno il seguente processo di lavorazione:

- Ricezione del rifiuto in piattaforma, pesatura, stoccaggio all'interno dei depositi;
- Vagliatura e separazione del rifiuto dai contenitori di raccolta (sacchetti);
- Carico del rifiuto organico nel digestore;
- Digestione anaerobica e attivazione del processo di metanogenesi;
- Separazione del digestato nelle frazioni liquida e solida;
- Upgrading: produzione di biometano;
- Immissione del biometano nella rete del gas naturale;
- Gestione dello scarto.

CAPITOLO 2

Il processo di produzione del biogas

2.1 Substrati per la digestione anaerobica

Il processo di digestione anaerobica finalizzato alla produzione di biogas può essere teoricamente attivato a partire da qualsiasi sostanza di natura organica. Per motivazioni di reperibilità, resa e fattori economici la scelta dei substrati utilizzabili viene tuttavia limitata a quelli che possiedono ben determinate proprietà, e che ricadono in una delle seguenti categorie principali:

- Colture dedicate (mais, sorgo, triticale, ecc.);
- Effluenti di allevamento (letami, liquami, pollina);
- Sottoprodotti dell'agro-industria e scarti animali e/o vegetali (scarti di macellazione, pula di riso, glicerina);
- Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano (FORSU);
- Fanghi di depurazione.

A causa delle diversità bromatologiche dei substrati è opportuno svolgere una ottimizzazione del processo di digestione, affinché venga garantita una buona resa in termini di prodotto finale. Non è di secondaria importanza poi il fattore economico, essendo il costo della biomassa preponderante rispetto a tutte le altre voci di spesa di un impianto a biogas.

2.1.1 La scelta della biomassa

Molteplici sono i fattori che influiscono questa scelta:

- Caratteristiche bromatologiche, fisiche, e potenziale metanogeno;
- Reperibilità in termini di quantità, continuità;
- Costo per l'acquisto del substrato e costi relativi al suo specifico utilizzo.

La composizione della biomassa ne delinea i quantitativi e le tipologie di carboidrati, lipidi, proteine, la presenza eventuale di strutture lignocellulose non degradabili e la dimensione delle particelle. È dunque necessario controllare i seguenti parametri associati a ciascun substrato:

- Sostanza secca o solidi totali (SS o ST);
- Sostanza organica o solidi volatili (SO o SV);
- Componente fibrosa (cellulosa, emicellulosa, lignina);
- Azoto totale e carbonio organico;
- Produzione potenziale di biogas e relativa percentuale di metano.

La **sostanza secca** rappresenta il contenuto di materiale secco contenuto, ottenibile essiccando l'unità di peso di biomassa ad una temperatura di 105°C fino al raggiungimento di condizioni stazionarie. Nella sostanza secca sono quindi comprese sia la frazione organica effettivamente sfruttabile dal punto di vista energetico, sia una certa quantità di inerti. La quantità di biomassa eccedente la sostanza secca andrà a produrre direttamente digestato.

La **sostanza organica** è la frazione di sostanza secca effettivamente fermentabile e identifica quindi il metano potenzialmente producibile. La sua determinazione si può effettuare attraverso una combustione a 650°C che libera il contenuto organico, fino al raggiungimento di un peso costante. Le colture energetiche dedicate possiedono un SO elevato (90-95%) rispetto agli effluenti di allevamento che sono pre-digeriti (60-80%).

La **componente fibrosa** della frazione organica, in particolare il grado di lignificazione è di notevole importanza ai fini della conversione anaerobica. La presenza di composti ligno-cellulosi ha infatti un effetto di rallentamento sulla degradazione di un substrato, e richiede pretrattamenti.

Azoto totale e carbonio organico vengono monitorati attraverso il rapporto C/N che si stanziava attorno ad un valore ottimale di 20:1 – 30:1. Un quantitativo di azoto troppo scarso rallenta infatti l'attività microbica, mentre un valore troppo elevato può essere sintomo di tossicità per eccesso di ammoniaca nel corso della digestione.

La **produzione specifica di biogas** si esprime in normal metri cubi per unità di massa organica. Essa indica cioè la quantità di biogas producibile durante il processo di digestione anaerobica, e subisce sensibili variazioni al variare del substrato in ingresso.

2.2 La co-digestione

Essa consiste nel contemporaneo utilizzo di diverse categorie di substrati all'interno del digestore. Questa soluzione è molto diffusa in quanto consente di ottimizzare la produzione di

biogas, migliorando le rese produttive e garantendo un una maggiore stabilità del processo di digestione anaerobica. Si consideri infatti che la disponibilità e composizione dei substrati (in particolar modo quelli provenienti da coltivazioni energetiche) è fortemente soggetta ad un fattore stagionale, ma può essere oltrepassata prevedendo la costruzione di locali adibiti allo stoccaggio oltre che alla co-digestione con altre tipologie di substrati. I reflui zootecnici da allevamento e civili subiscono invece lievi variazioni di quantità, ma sensibili cambiamenti di tipo qualitativo, in funzione della alimentazione. Un ulteriore fattore che deve essere considerato è certamente quello economico: alcuni sottoprodotti sono gratuiti per il proprietario, come i reflui, i liquami, altre sono addirittura fonte di guadagno, come i rifiuti urbani, altri ancora invece sono una importante voce di costo come i substrati provenienti da coltivazioni energetiche. Un'alimentazione di tipo eterogeneo consente poi, ovviamente, di aumentare la flessibilità dell'impianto e garantirne il funzionamento tutto l'anno.

2.3 Tipologie di substrato

2.3.1 Biomasse insilate

Le principali colture energetiche utilizzate come insilati sono divise in coltivazioni primaverili-estive (mais, sorgo, bietola, girasole) e autunno-vernine (orzo, triticale, segale). Esse posseggono il vantaggio di poter essere conservate per lunghi periodi, rendendole adatte allo stoccaggio, oltre ad offrire mediamente una elevata produzione potenziale di biogas.

Coltura	Classe FAO	Sostanza secca [% t.q.]	Produzione potenziale di biogas [Nm ³ /t _{ss}]	CH ₄ [%]
Mais	300	34 ± 2,6	546 ± 71,0	54,2 ± 1,3
	400	52 ± 4,4	578 ± 50,1	53,4 ± 0,2
	500	45 ± 8,1	520,5 ± 61,8	55,2 ± 1,1
	600	29 ± 0,3	618,7 ± 68,1	53,6 ± 0,7
	700	29 ± 1,0	609,4 ± 64,9	56,7 ± 0,8
Frumento	-	68 ± 0,6	503,3 ± 73,1	54,2 ± 1,8
Triticale	-	65 ± 1,6	561,8 ± 62,8	53,6 ± 1,3

Tabella 2.1 – Rese per diverse culture energetiche di insilati ⁶

Ogni coltura o insilato possiede proprie peculiarità a causa di fattori come la varietà, epoca di raccolta, modalità di conservazione, zona di produzione, ecc. tutti fattori che influiscono sulla composizione bromatologica della sostanza organica e quindi la producibilità, mancano inoltre

⁶ L. Bonomo, S. Consonni, “Analisi di fattibilità preliminare della digestione anaerobica di fanghi e frazione organica dei rifiuti”, Politecnico di Milano

indicazioni standard sulle modalità di misura. È quindi buona norma effettuare analisi specifiche ogni raccolto.

2.3.2 Effluenti di allevamento

Effluenti di allevamento		Sostanza secca (% _{TD})	Sostanza organica (% _{SS})	Resa in biogas (Nm ³ /t _{SV})
	Liquame bovino	5,7 - 10,7	64 - 82	300 - 450
	Liquame vitello a carne bianca	0,6- 2,9	60 - 75	300 - 450
	Liquame suino	2,8 - 6,0	63 - 77	450 - 550
Letame e deiezioni avicole	Letame bovino fresco	23	78	290
	Letame bovino maturo	45	60	240
	Letame suino	20 - 28	75 - 90	450 - 550
	Letame ovino	22 - 40	70 - 75	240 - 500
	Lettiera avicola	60	68	350
	Pollina pre-essiccata	40 - 80	60 - 70	450 - 550

Tabella 2.2 – Rese per diversi effluenti di allevamento ⁷

Gli effluenti di allevamento sono tutti utilizzabili per la conversione in biogas e sono suddivisi in quattro categorie: liquami bovini, liquami suini, letami bovini, letami bovini, deiezioni avicole con o senza lettiera (pollina). Per definire la produzione di reflui disponibile, si può fare riferimento a tabulati che ne riportano delle stime in funzione della categoria di animale, tipo di stabulazione, accrescimento degli animali, sistema di lavaggio delle macchine e dei pavimenti e di asportazione dell'effluente, che influenzano a loro volta anche la composizione organica. La produzione potenziale di metano non è comunque comparabile a quella ottenibile da colture dedicate.

2.3.3 Sottoprodotti

Esiste una molteplicità di sottoprodotti utilizzabili per il processo di digestione anaerobica, distinguibili in funzione del settore di provenienza. Tipicamente nell'utilizzo di sottoprodotti (soprattutto quelli di origine vegetale) è importante fare attenzione a come la loro disponibilità vari nel corso dell'anno, oltre che ai parametri che ne descrivono le potenzialità di conversione in biogas. Anche la conoscenza della loro produttività richiede un occhio di riguardo, a causa delle specifiche cinetiche di fermentazione, della loro miscibilità con altre biomasse e del contenuto in zolfo. Inoltre dato che questi prodotti sono spesso ricchi in azoto, è indispensabile

⁷ S. Castelli, M. Negri, "Substrati e parametri di valutazione", Ambiente ed Energia

controllare attentamente la concentrazione di ammoniaca che si produce per evitare un avvelenamento dei batteri digestivi, mediante un attemperamento con sostanze ricche in carbonio (come la glicerina). La frazione organica dei residui solidi urbani è la frazione di rifiuto da cucine (utenze domestiche) e mense (grandi utenze), costituita da scarti alimentari raccolti separatamente, rappresentando pertanto una specifica tipologia di sottoprodotto. La sua raccolta deriva necessariamente dalla differenziazione dei rifiuti urbani, ad opera di un ente pubblico o privato. La composizione della FORSU varia al variare del paese, della stagione e delle località, ma può essere mediamente schematizzata come segue.

Frazione merceologica	% peso umido	Umidità (%)
materiale organico	88	73
ligneo-cellulosico	2	60
carta e cartone	3	20
Vetro	1	10
Metalli	1	0
Inerti	1	20
plastica leggera	1	35
plastica dura	1	25
Tessili	1	50
Poliaccoppiati	1	30
Umidità della miscela (%)	67,7	
Solidi totali della miscela (ST %)	32,3	

Tabella 2.3 – Composizione merceologica media del flusso di FORSU ⁸

2.3.4 Conclusioni sulla alimentazione

La pianificazione dell'alimentazione in un impianto di digestione anaerobica deve infine tenere in considerazione la stretta relazione tra substrati in ingresso e prodotti in uscita, in particolare la composizione chimica del digestato che può essere riutilizzato in taluni casi di cui deve essere previsto lo smaltimento. L'approvvigionamento e la pianificazione giornaliera della biomassa sono quindi la preoccupazione principale in un impianto per la produzione di biogas. Esse devono venire effettuate in modo tale da prevenire produzioni in eccesso rispetto a quelle di progetto, variazioni brusche dell'alimentazione dovute alla mancanza di un particolare substrato che possono inibire il processo di fermentazione. Infine bisogna considerare anche la possibile variabilità della qualità del biogas, in aggiunta alla sua quantità, e in particolare le percentuali di metano, anidride carbonica, ed ulteriori inquinanti che possono essere presenti che sono pur sempre funzione della bromatologia della biomassa in ingresso.

⁸ L. Bonomo, S. Consonni, "Analisi di fattibilità preliminare della digestione anaerobica di fanghi e frazione organica dei rifiuti", Politecnico di Milano

2.4 Efficientamento del contenuto energetico delle biomasse alimentate

2.4.1 Struttura delle biomasse e funzione dei pretrattamenti

I sottoprodotti agro-industriali possiedono delle caratteristiche chimico-fisiche che li rendono, nelle condizioni in cui vengono reperiti, scarsamente fermentescibili. La percentuale di solidi volatili in essi contenuta, che ne esprime il contenuto organico, è costituita da numerosi composti aventi diversi livelli di biodegradabilità nonché diverse potenzialità produttive in termini di biogas e metano. In estrema sintesi si può affermare che i composti caratterizzati da legami deboli e catene corte sono convertiti attraverso un processo di semplice e rapida degradazione, mentre i composti formati da legami forti e catene lunghe (come le fibre) necessiteranno di maggior tempo e impegno energetico. La lignina è un polimero organico complesso, estremamente affine alla frazione fibrosa (emicellulosa e cellulosa) presente nella sostanza organica. Un elevato contenuto di lignina determina una scarsa digeribilità della sostanza organica, in quanto essa tende a legarsi alle fibre tramite legami ligno-cellulosici decisamente stabili ricoprendole e rendendole inaccessibili. La struttura così formata, nota come ligno-cellulosica, rende la frazione fibrosa delle biomasse molto difficilmente biodegradabile. I composti ligno-cellulosici sono infatti costituiti prevalentemente da tre tipologie di polimeri: cellulosa, emicellulosa, lignina, legati tra loro a formare un gomitolo la cui porzione più esterna è proprio la lignina. Quest'ultima conferisce la compattezza e la resistenza della pianta legando e cementando tra loro le fibre di tutti i vegetali. Pertanto i procedimenti di estrazione della cellulosa da un vegetale richiedono un attacco della lignina per disgregare la molecola e allontanarne i frammenti mediante dissoluzione. Mediante pretrattamenti è quindi possibile spezzare i legami ligno-cellulosici e incrementare notevolmente la produttività di biogas dei sottoprodotti vegetali, ma anche degli effluenti zootecnici come il letame. Non di meno, tali trattamenti sono in grado di rendere più agevole la fase di alimentazione nel digestore, ridurre i consumi energetici relativi alla miscelazione del materiale in corso di digestione.

2.4.2 I pretrattamenti dei substrati

Basati sulla riduzione delle dimensioni o della complessità molecolare, i **pretrattamenti fisici** sono volti a facilitare l'attività degradativa dei microrganismi. I pretrattamenti meccanici (come ad esempio la molitura o la trinciatura) sminuzzano le biomasse trattate portando ad una contestuale riduzione e semplificazione delle molecole organiche e riducendone il livello di polimerizzazione. Allo stesso tempo viene aumentata la superficie di attacco disponibile per i microrganismi che porta ad una sensibile riduzione dei tempi di digestione. I pretrattamenti

meccanici hanno il vantaggio di non indurre la formazione di prodotti secondari inibitori, oltre che di favorire il processo di digestione all'aumentare del livello di sminuzzamento della biomassa.

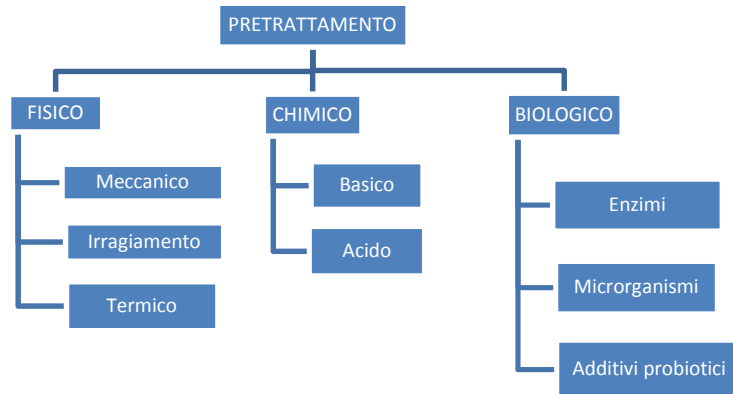


Figura 2.1 – Schema riassuntivo dei principali pretrattamenti delle biomasse disponibili

I pretrattamenti termici consistono nel sottoporre le biomasse a temperature elevate (160–240°C) in ambiente umido, in modo da consentire una parziale idrolizzazione dell'emicellulosa e la formazione di acidi, che appaiono essere catalizzatori della sua ulteriore idrolisi. Risulta essere di fondamentale importanza tuttavia monitorare la contestuale formazione di prodotti inibitori come i fenoli nei confronti di batteri, lieviti, o dei metanigeni.

I **pretrattamenti chimici** migliorano la biodegradabilità della cellulosa attraverso una rimozione della lignina e/o della emicellulosa. Essi prevedono l'impiego di basi (NaOH, CaOH, NH₃) o acidi (H₂SO₄, HNO₃) in concentrazioni tali da spezzare i legami lignosi-cellulosici e, quindi, incrementare la degradabilità della sostanza organica. L'impiego degli acidi o delle basi può essere diluito o concentrato. Seppur la concentrazione possieda effetti marcatamente più rapidi, comporta l'utilizzo di strutture e utensili più costosi, il rischio di fuoriuscite tossiche e quindi l'incremento dei costi. Di conseguenza solitamente vengono utilizzate soluzioni in cui acidi o basi vengono diluite con l'acqua.

I **trattamenti biologici** consistono nella miscelazione delle biomasse con microrganismi (funghi e batteri), enzimi idrolitici (cellulasi), o additivi probiotici di varia natura, in grado di idrolizzare le catene organiche complesse in composti più semplici, favorendo e accelerando la fase idrolitica della digestione anaerobica.

Si può affermare che tutte le tipologie di pre-trattamento analizzate incrementino più o meno significativamente la produzione specifica di biogas e metano delle biomasse. A parità di

efficacia si rammenta l'importanza di ulteriori fattori che debbono essere tenuti in considerazione:

- Il costo economico del trattamento;
- La semplicità operativa;
- Il tempo necessario per effettuarlo;
- Il suo costo economico ed energetico.

I trattamenti meccanici ad esempio necessitano di dispositivi come il mulino o la trinciatrice che spesso sono già presenti nell'azienda agricola. Anche i trattamenti termici possono sfruttare il calore recuperato eventualmente dal cogeneratore. I processi di tipo chimico, per quanto incrementino la rapidità del processo di produzione di biogas, richiedono precauzioni ed investimenti aggiuntivi. Per quanto riguarda i tempi operativi, invece, la soluzione biologica è spesso quella più dispendiosa.

2.5 La digestione anaerobica

2.5.1 Il processo di digestione anaerobica all'interno di un digestore

Il processo di digestione anaerobica, condotto da una flora batterica altamente specializzata, ha un ruolo chiave negli impianti di biogas e biometano. In assenza di ossigeno, infatti, il carbonio (C) presente nella sostanza organica viene convertito in metano (CH₄) e anidride carbonica (CO₂) attraverso un processo biologico nel quale, in opportune condizioni, si susseguono diverse fasi che compongono la cosiddetta catena trofica. L'attività biologica anaerobica è teoricamente possibile in un ampio intervallo di temperatura con microrganismi diversi classificabili in base all'intervallo termico ottimale di crescita: psicrofili (temperature inferiori a 20°C), mesofili (temperature comprese tra 30-40°C), termofili (temperature maggiori di 45°C). La temperatura interna del digestore seleziona il tipo di batteri. I diversi ceppi batterici interagenti tra loro comprendono i gruppi: idrolitici, acidificanti, acetogeni, omoacetogeni e metanogeni. Essi agiscono in parallelo nello spazio e nel tempo anche se le reazioni interconnesse della catena trofica si susseguono l'una dopo l'altra, in quanto l'intero processo di fermentazione avviene all'interno di un unico digestore. Le numerose reazioni chimiche che hanno luogo sono controllate da temperature, pH, concentrazione dei substrati e dei prodotti del metabolismo batterico. L'ottimizzazione del processo fermentativo, finalizzata alla massimizzazione della quantità e qualità del biogas, deve quindi realizzare un corretto equilibrio

tra tutte le reazioni chimiche in corso oltre che ottemperare gli ulteriori vincoli di natura termochimica andando così ad identificare un complesso sistema in costante evoluzione.

Prima fase – Idrolisi

Attraverso l'intervento di diversi gruppi batterici, viene effettuata la degradazione dei substrati costituiti da cellulosa, amido, lipidi e proteine in composti solubili e semplici (monosaccaridi, amminoacidi, acidi grassi volatili). I batteri idrolitici colonizzano quindi il materiale particolato e lo degradano, oppure producono enzimi extracellulari che scindono le molecole organiche complesse in composti più semplici. Le tempistiche richieste da questa prima fase idrolitica sono molto variabili anche in funzione dei pretrattamenti effettuati sulla biomassa prima del suo inserimento nel digestore. Infatti non solo è richiesto uno stretto contatto tra batteri e substrato, ma anche la dimensione, forma, concentrazione e composizione della biomassa. Tali parametri possono essere controllati, modificati ed ottimizzati in fase di pretrattamento, e sono opportuni, come analizzato nel precedente paragrafo, soprattutto con elevate percentuali di lignina ed emicellulosa.

Seconda fase – Acidogenesi

I microrganismi acidogenici metabolizzano i composti solubili provenienti dalla precedente fase idrolitica trasformandoli in acidi grassi volatili a catena corta di carbonio (propionico, butirrico, acetico, formico) con produzione di CO₂, idrogeno, alcoli (etanolo, metanolo e glicerolo) e chetoni (acetone). In base alle condizioni di pH e pressione parziale di H₂ si possono formare prodotti differenti: una bassa pressione di idrogeno favorisce la produzione di acetato ed idrogeno rispetto alla formazione di etanolo, acido butirrico e lattico. Alte concentrazioni di H₂ possono avere effetti inibitori dell'attività della microflora acetogenica. È importante che le vie metaboliche rimuovano i prodotti in modo da evitarne l'accumulo che può rallentare l'attività microbica e bloccare la fermentazione.

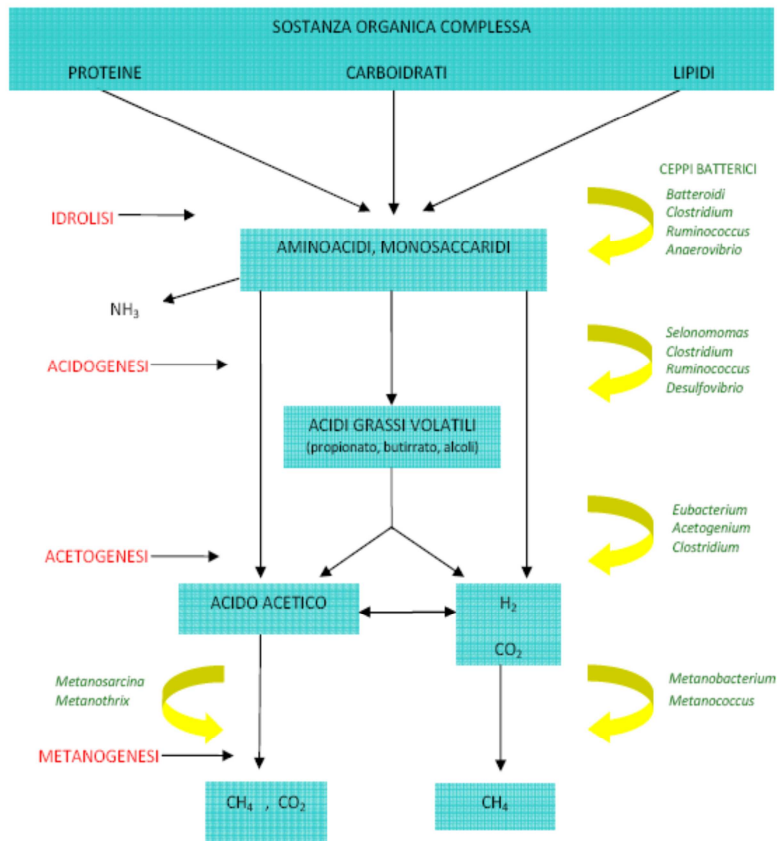


Figura 2.2 – Schema semplificato delle fasi del processo di digestione anaerobica ⁹

Reazione chimica		Prodotto	Condizioni
$C_6H_{12}O_6 + 2H_2O$	$\rightarrow 2CH_3COOH + 2CO_2 + 4H_2$	Acido acetico	Basso H_2
$3C_6H_{12}O_6$	$\rightarrow 4CH_3CH_2COOH + 2CH_3COOH + 2CO_2 + 2H_2O$	Acido acetico, acido propionico	Qualsiasi H_2
$C_6H_{12}O_6$	$\rightarrow CH_3CH_2CH_2COOH + 2CO_2 + 2H^+$	Acido butirrico	Basso H_2
$C_6H_{12}O_6$	$\rightarrow 2CH_3CHOHCOOH$	Acido lattico	Qualsiasi H_2

Tabella 2.4 – Possibili prodotti finali a partire dal glucosio in condizioni di diversa concentrazione di H_2 ¹⁰

Terza fase – Acetogenesi

Durante questa fase i sottoprodotti emergenti emergenti dalla precedente fase di acidogenesi (acidi grassi volatili, alcoli) vengono convertiti in acido acetico con produzione di H_2 e CO_2 . I batteri acetogeni che realizzano questa trasformazione sono i produttori obbligati di idrogeno

⁹ A. Giuliano, “Ottimizzazione dei processi di digestione anaerobica di matrici ad elevata biodegradabilità”, Università Ca’ Foscari Venezia

¹⁰ S. Castelli, M. Negri, “Substrati e parametri di valutazione”, Ambiente ed Energia

che rilasciano appunto idrogeno ed anidride carbonica, e gli omoacetogeni che, al contrario, consumano idrogeno e CO₂ per formare acido acetico. L'azione dei batteri acetogeni operanti a basse pressioni parziali di H₂ è determinante per l'azione dei successivi batteri metanigeni utilizzatori di idrogeno, che effettuano la finale conversione del substrato in CH₄, oltre che fornire l'energia necessaria per le reazioni. Questo trasferimento di H₂ consente l'avanzamento del processo: una bassa pressione parziale di H₂ risulta essere quindi indispensabile affinché la reazione sia termodinamicamente favorita (essendo $\Delta G^\circ < 0$), mentre i metanogeni consumatori di idrogeno sono favoriti ad alte pressioni, come indicato in Tabella 2.5. Durante la conversione messa in atto dai batteri acetogeni è di fondamentale importanza il controllo dell'equilibrio globale che si viene ad instaurare per prevenire l'instaurarsi di condizioni che rallentano il processo di digestione: la presenza di alte concentrazioni di acidi grassi, dovuta all'alimentazione di substrati troppo facilmente biodegradabili o alla presenza di fattori inibenti, ne rappresenta un esempio. In questa circostanza si viene ad incrementare infatti il tenore di idrogeno che inibisce l'azione degli acetogeni e si può verificare un cambiamento del pH che a sua volta è sintomo della presenza di problemi nel processo.

Descrizione	Reazione chimica			ΔG° (kJ/kmol)
Acetogenesi da acido butirrico	$2\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_2\text{COOH} + 4\text{H}_2\text{O}$	→	$4\text{CH}_3\text{COO} + 4\text{H} + 4\text{H}_2$	96
Metanogenesi idrogenotrofa	$4\text{H}_2 + \text{CO}_2$	→	$\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$	-131
Sintrofia di processo	$2\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_2\text{COOH} + \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	→	$4\text{CH}_3\text{COO} + 4\text{H} + \text{CH}_4$	-35

Tabella 2.5 – Resa energetica dei processi di acetogenesi e metanogenesi ¹⁰

Quarta fase – Metanogenesi

La catena trofica si completa con la produzione di metano (CH₄) nella fase che prende il nome di metanogenesi. Qui infatti viene prodotto circa il 70% del CH₄ totale, ad opera di batteri metanigeni acetoclasti, oltre che la CO₂, a partire dall'acido acetico. Nella Tabella 2.6 sono indicati i substrati, i potenziali energetici, le reazioni coinvolte nel processo di formazione del CH₄. I batteri metanogeni sono molto selettivi nei confronti del substrato: per favorire la produzione di CH₄ bisogna perciò creare le condizioni che portino alla formazione dei prodotti intermedi della catena trofica. In particolare il processo di formazione del metano di tipo

idrogenotrofo è inibito da un accumulo di H₂, la via acetoclastica da una troppo elevata concentrazione di acido acetico.

Substrato	Specie	Reazione chimica			ΔG° (kJ/kmol)
			→		
Gruppo CO ₂ ¹¹	Tutte	4H ₂ + HCO ₃ ⁻ + H ⁺	→	CH ₄ + 3H ₂ O	-135,4
	Tutte	CO ₂ + 4H ₂	→	CH ₄ + 2H ₂ O	-131
Acido acetico	Alcune	CH ₃ COO + H ₂ O	→	CH ₄ + HCO ₃	30,9
Gruppo R ¹² CH ₃ -	1 specie	4CH ₃ OH	→	3CH ₄ + HCO ₃ ⁻ + H ⁺ + H ₂ O	314,3
		CH ₃ OH + H ₂	→	CH ₄ + H ₂ O	113
		2CH ₃ CH ₂ OH + CO ₂	→	CH ₄ + 2CH ₃ COOH	116,3

Tabella 2.6 – Resa energetica dei processi di acetogenesi e metanogenesi ¹⁰

Dal momento che queste fasi avvengono in maniera sequenziale un eventuale accumulo di prodotti intermedi, come ad esempio di acidi grassi volatili, o composti inibenti, può creare condizioni di rallentamento per l'intero processo. Ad esempio i batteri acetogenici idrogeno-produttori si sviluppano meglio in presenza dei batteri metanogeni idrogenotrofici in quanto questi ultimi mantengono bassa la pressione parziale dell'idrogeno. Di conseguenza per ottimizzare le rese energetiche del processo si devono controllare i parametri relativi a ciascuna fase, per mantenerne la stabilità.

2.6 Parametri di controllo del processo

Obiettivo del processo di fermentazione è la massimizzazione della produzione di metano. Questa deve comunque avvenire in maniera quanto più costante nel tempo, segno di un corretto equilibrio di tipo biologico del sistema. Questo equilibrato bilanciamento viene ricercato per mezzo del mantenimento delle condizioni di anaerobiosi stretta e di temperatura costante, mentre il funzionamento di tipo "biologico" viene assicurato mediante una opportuna alimentazione, che non induca alla formazione di accumuli di acidi o a quella di sostanze inibenti. La molteplicità dei fattori che intervengono nel processo di digestione anaerobica determinano un elevato rischio di instabilità, perciò occorre rivolgere attenzione ai parametri che lo regolano:

- Quantità e qualità del biogas;
- Temperatura;

¹¹ CO₂, HCOO⁻, CO

¹² CH₃OH, CH₃NH, (CH₃)₂NH₂⁺, (CH₃)₃NH⁺, CH₃SH, (CH₃)₂S

- pH e sistema tampone;
- Ammoniaca;
- Acidi grassi volatili (VFA);
- Rapporto tra acidi grassi volatili/alcalinità;
- Rapporto C/N;
- Micronutrienti;
- Tossicità dell'ambiente di crescita.

Quantità e qualità del biogas

Variazioni di questi due parametri indicano immediatamente delle modificazioni nel processo. La percentuale di metano presente nel biogas può oscillare tra il 50-70%, anche in ragione di variazioni nell'alimentazione che creano condizioni di carenze microelementi o accumulo di acidi.

Temperatura

In funzione della tipologia di batteri utilizzati, mesofili o termofili, si possono considerare differenti intervalli di temperatura ottimali. Per quanto riguarda i batteri di ceppo mesofilo esperimenti hanno dimostrato un aumento lineare della produzione di biogas nel passaggio da 25°C a 44°C, in termini di Nm³ di CH₄ su kg di sostanza secca. Un aumento della temperatura operativa implica non solo un incremento delle cinetiche chimiche, ma anche tempi di ritenzione idraulica inferiori, volumi del digestore minori, maggior tasso di distruzione dei patogeni. Dall'altro lato bisogna considerare un maggior apporto di calore da fornire al digestore e l'instaurarsi, soprattutto con batteri di tipo termofilo che lavorano a temperature di circa 55°C, di condizioni di maggiore instabilità del processo, e maggiore sensibilità alle variazioni ambientali.

pH e sistema tampone

Valori di pH ideali sono compresi tra 6 e 8, con un valore ottimale pari a 7,5. Le condizioni di pH corrette sono un delicato equilibrio tra la concentrazione di acidi organici, in particolare l'acido acetico, il potere tamponante dell'ambiente e le capacità dei batteri metanogeni di consumare acido acetico e idrogeno producendo metano. Il sistema tampone è così denominato in quanto consente di controllare, entro certi limiti, le variazioni di pH: grazie alla presenza di acidi deboli, l'acido carbonico e al contenuto in ammoniaca. Ciò però fa sì che i reagenti che

determinano il sistema tampone siano a loro volta sia prodotti che substrati dell'attività e della crescita microbica. Variazioni del pH nel digestore sono tipicamente dovute alla discontinuità del sistema di alimentazione, ma possono essere contenute sia controllando i substrati, sia mediante correttori di pH. Anche opportune dosi di co-substrati con elevate capacità tampone (come il letame bovino) possono essere utilizzate per evitare la variazione del pH. Si stima che il metabolismo della flora batterica rallenti significativamente al di sotto di un pH pari a 6,2, valore che dovrà essere considerato come limite inferiore.

Ammoniaca

Il monitoraggio della produzione di ammoniaca nel processo digestivo è di fondamentale importanza in quanto da un lato realizza capacità tampone all'ingestato, dall'altro diventa sostanza inibente se si superano concentrazioni di 1,5-3 g/l. L' NH_3 è infatti alcalinizzante, ma ha effetti di tossicità sulla microflora.

Acidi grassi volatili (AGV)

I polipeptidi, gli zuccheri e gli alcoli che emergono dalla fase di idrolisi vengono trasformati successivamente in acidi grassi volatili, idrogeno e anidride carbonica. Un aumento della concentrazione di AGV determina uno spostamento degli equilibri della biochimica del fermentatore verso l'acidogenesi, con valori del pH che possono scendere al di sotto del valore di soglia di 6,2 e un blocco della produzione di biogas. Tra gli AGV esistono inoltre alcuni composti (come l'acido propionico) con un pericoloso livello di tossicità. Il controllo della concentrazione di acidi totali viene espresso come equivalente di acido acetico, valore che deve essere variabile entro un range di 200–2000 mg/l.

Alcalinità

L'alcalinità è determinata dalla presenza di:

- Ammoniaca formatasi in seguito alla degradazione delle proteine;
- Bicarbonato (HCO_3^-) generato dall'anidride carbonica disciolta in H_2O .

Questi due composti formano un sistema in grado di tamponare la riduzione del pH dovuta all'accumulo di acidi grassi volatili. L'alcalinità viene monitorata attraverso la titolazione con acido cloridrico che deve assestarsi intorno a valori tra 3000-5000 mg CaCO_3 /l.

Rapporto tra acidi grassi volatili/alcalinità

Il corretto funzionamento del fermentatore anaerobico implica la capacità del sistema di controllare l'eccesso di acidità prodotto dall'alimentazione grazie all'effetto tampone dell'ambiente. Ogni fermentatore, a seconda delle condizioni che si vengono ad instaurare possiede valori propri del rapporto acidi grassi/alcalinità che vanno determinati nel tempo e confrontati con gli altri parametri di controllo, ma che indicativamente ricadono in un intervallo tra 0,3-0,4 per un fermentatore che lavora in condizioni stabili.

Rapporto C/N

Le proteine idrolizzate liberano azoto che viene solo in piccole quantità utilizzato dai microrganismi per la loro crescita, mentre viene quasi completamente convertito in NH_3 . Il rapporto C/N ideale indicato è pari a 20-30/1, un contenuto insufficiente rallenterebbe infatti il tasso di crescita microbica e la digestione in generale. Per quanto riguarda il fosforo (P) sono indicati valori C/P pari a 150:1, mentre il rapporto tra carbonio e zolfo deve essere presente in valori sensibilmente più elevati in quanto direttamente correlato alla produzione di H_2S .

Micronutrienti

All'interno dell'ingestato possono venire a verificarsi delle carenze minerali per la microflora batterica. In particolare gli ioni la cui carenza non consente la completa produzione di biogas sono quelli di ferro, rame, cobalto, nichel, zinco.

Acido solfidrico

L'acido solfidrico (H_2S) si viene a formare per riduzione dei composti ossidanti dello zolfo, e dalla dissociazione degli amminoacidi solforati. La concentrazione deve essere contenuta all'interno di un intervallo di 8-22 mg/kg_{ss}.

Carico organico volumetrico (COV) e tempo di ritenzione idraulico (TRI)

Il carico organico volumetrico viene definito come la quantità di substrato che entra nel reattore riferita all'unità di volume del reattore stesso e al tempo ($\text{kg}_{\text{SUBSTRATO}}/\text{m}^3_{\text{REATTORE}} \text{giorno}$). Per gli impianti che sfruttano residui agricoli e animali questo valore oscilla tra 2,5-3 kg_{SV}/m³ giorno. Il COV deve essere in stretta corrispondenza con la velocità di degradazione del substrato nel digestore: con COV troppo elevati si ha instabilità, accumulo di acidi, inibizione del processo; se COV è troppo basso si crea una situazione di sottoalimentazione. Bisogna

tenere conto poi (come visto nel Paragrafo 2.4) che le biomasse vegetali possiedono dei tempi di digestione più lunghi rispetto quelle animali. Il COV deve essere poi in equilibrio con il tempo di ritenzione idraulica cioè il tempo che mediamente un fluido resta nel reattore per evitare che nel digestato sia presente sostanza ancora putrescibile.

Produzione specifica di biogas

Indica la quantità di biogas che si ottiene per quantità di sostanza organica immessa nel digestore ($\text{Nm}^3_{\text{BIOGAS}}/\text{kg}_{\text{SO di substrato}}$).

Stabilità del processo

È favorita dalle modalità di alimentazione che ad esempio possono prevedere un'aggiunta di substrati ogni ora per 24 ore. Si deve considerare poi che se il valore energetico delle biomasse immesse è superiore alla potenza dell'impianto si deve bruciare in torcia il biogas in eccesso. In Tabella 2.5 sono riportati i parametri per la valutazione della stabilità di processo:

- Con tendenza all'incremento ci si trova in situazioni critiche;
- Con tendenza alla diminuzione o alla stabilizzazione sono da considerarsi positivi.

Fattori				Valori
Concentrazione solfuri Range ottimale metanigeni				8 e 22 g/kg _{SS}
pH	Fasi	Acidogeni	Ottimale	5,5-6,5
		Metanogeni		6,8-7,4
		Co-cultura		6,8-7,5
Alcalinità totale (CaCO ₃)		Range ottimale per 'capacità tampone'		2500-5000 mg/l
NaCl		Diminuzione velocità di crescita		250-500 mM
Ammoniaca (NH ₃)		Effetti positivi		50-100 mg/l
		Nessun effetto negativo		200-1500 mg/l
		Inibenti a pH < 7,4		1500-3000 mg/l
		Tossicità		3000 mg/l
Rapporto C:N	Attività	Idrolisi/acidogenesi: 10-45		Metanogenesi: 20-30
Rapporto C:N:P:S		Idrolisi/acidogenesi: 500:15:5:3		Metanogenesi: 600:15:5:3
Potenziale redox		Idrolisi/acidogenesi: +400 → -300 mV		Metanogenesi: <-250 mV
Acidi grassi volatili (VFA)		Primo digestore: < 4000 mg/l		Digestore secondario: < 2000 mg/l
Acido acetico		Primo digestore: < 2000 mg/l		Digestore secondario: < 1000 mg/l

Acido propionico	Primo digestore: < 1000 mg/l	Digestore secondario: < 500 mg/l
Acido iso-butyrico	Primo digestore: < 500 mg/l	Digestore secondario: < 300 mg/l
Rapporto VFA/alcalinità	Condizioni di processo stabili	0,3-0,4

Tabella 2.7 – Parametri complessivi per la valutazione della stabilità di processo ¹⁰

2.7 Tipologie impiantistiche per la digestione anaerobica

Esistono diverse classificazioni impiantistiche per l’attuazione di un processo di digestione anaerobica. In primo luogo si distinguono processi di tipo mono stadio da quella a doppio stadio, condotti cioè in due digestori. I fermentatori, poi, possono essere a carica singola (i cosiddetti, Batch) o ad alimentazione continua. Questi ultimi, a loro volta, differiscono a seconda del comportamento idrodinamico: possono esistere soluzioni a completa miscelazione (CSTR) e reattori con flusso a pistone (Plug flow). Un’ulteriore distinzione è quella effettuata in ragione della temperatura di esercizio nel reattore, essendo denominato: psicrofilo se essa è dell’ordine di 10-15 °C; mesofilo per valori di 35-40 °C; termofilo con 50-55 °C. Infine, il processo di digestione anaerobica si differenzia in base al contenuto di umidità della miscela in digestione, essendo definito:

- Wet (a umido), con tenori superiori al 90% in peso (e, quindi, percentuali di secco inferiori al 10%);
- Semi-dry (a semi-secco), con valori compresi tra l’80% ed il 90% in peso;
- Dry (a secco), con percentuali minori dell’80% in peso.

La scelta della tipologia impiantistica più adeguata dipende, essenzialmente, dalle caratteristiche del substrato da trattare e da considerazioni di carattere tecnico-economico. A titolo di esempio, un substrato che all’origine si presenti fortemente diluito, come un refluo zootecnico o un fango proveniente da un impianto di trattamento delle acque reflue si presterà facilmente ad una digestione anaerobica di tipo wet, attuata in reattori mono stadio CSTR operanti in condizioni mesofile (tecnologia che rappresenta lo stato dell’arte per la digestione anaerobica); a sua volta la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU), caratterizzata da elevata putrescibilità e limitato contenuto di umidità (inferiore all’80%), può essere opportunamente trattata ricorrendo ad una digestione anaerobica dry, condotta in reattori a doppio stadio plug flow mantenuti a temperature termofile. Evidentemente, altri substrati, con caratteristiche

intermedie tra i reflui zootecnici e la FORSU, possono ragionevolmente essere trasformati adottando soluzioni impiantistiche mediate tra quelle appena citate.

2.7.1 Sistemi monostadio

I digestori ad alimentazione continua CSTR monostadio in condizione wet sono ad oggi la soluzione più frequentemente adoperata. Con tale configurazione il substrato avviato alla digestione deve essere caratterizzato da un tenore di solidi inferiore al 12%; per i substrati che non rispondano già per loro natura a questo vincolo come avviene, ad esempio per la FORSU, è necessario operarne la diluizione con acqua di rete o di. L'aggiunta di acqua ha una forte incidenza sul costo della digestione anaerobica, in quanto alla fine del processo si rende necessario provvedere, in un primo momento, alla sua separazione dalla frazione solida per mezzo di una fase di disidratazione e al suo trattamento prima dello scarico. Nei digestori la biomassa che è oggetto del processo di fermentazione viene mantenuta in agitazione per mezzo di opportuni dispositivi di miscelazione.

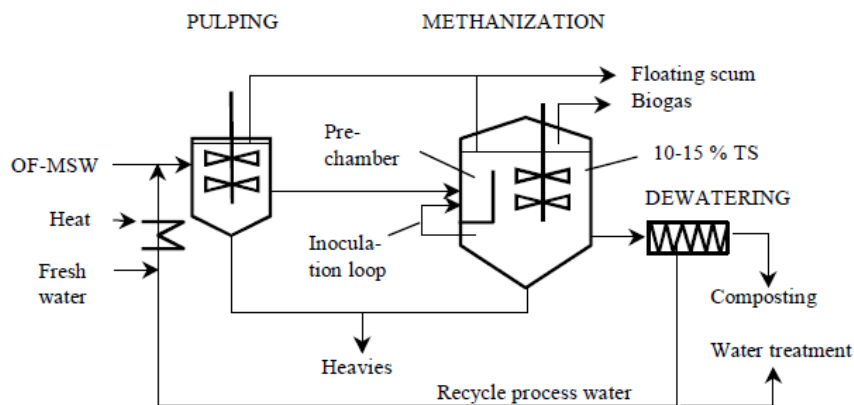


Figura 2.3 – Tipico schema di processo di un impianto monostadio a umido con reattore di tipo CSTR¹³

Nonostante l'azione di tali dispositivi, inevitabilmente nei reattori tendono a formarsi uno strato di fondo, ricco dei solidi più pesanti, e spesso pericoloso per l'incolumità delle eliche dei miscelatori, ed uno strato in superficie, costituito dal materiale più leggero, che tende a fluttare. Periodicamente a causa della formazione di questa stratificazione si rende necessario un breve periodo di fermo per l'impianto. Alternativamente si può prevenire la possibilità che si formino tali strati prevedendo a monte del digestore una fase di pretrattamento, volta alla separazione del materiale grossolano ed estraneo nell'ingestato e che assicura anche una maggiore tutela degli

¹³ P. Vandevivere, L. De Baere, "Types of anaerobic digesters for solid wastes"

organi elettro-meccanici. Ovviamente, tale separazione incide anche sulla produzione di biogas, dal momento che inevitabilmente determina la perdita di una parte della sostanza organica, indicativamente stimata nell'ordine del 10-15% dei solidi volatili (SV) originariamente contenuti nel substrato. Un ulteriore elemento di criticità della configurazione in esame è rappresentato dai fenomeni di corto circuitazione idraulica, che possono determinare la degradazione solo parziale del substrato, una minore produzione di biogas ed una scarsa igienizzazione dell'effluente. Per non incorrere tali fenomeni, è necessario assicurare un adeguato livello di agitazione all'interno del digestore; talvolta, si è provveduto alla realizzazione di una cosiddetta camera di predigestione, costituita da un ambiente di dimensioni ridotte, dove avviene la preventiva miscelazione tra il flusso di sostanza organica influente e la massa in digestione, ricca di microrganismi che fungono da inoculo. Sebbene la configurazione CSTR ad umido non risenta troppo di variazioni di portata alimentata, la variazione qualitativa di quest'ultima (cioè di sostanze in essa presenti), può determinare una caduta delle prestazioni in presenza di sovraccarichi di sostanza organica che dovessero protrarsi nel tempo. In tali condizioni, infatti, la formazione di acidi ha luogo con tassi superiori a quelli di degradazione degli stessi (e, quindi, della produzione di metano), con la conseguente tendenza all'abbassamento del pH, che può determinare il blocco dell'intero processo. Come fattore di sicurezza di norma i digestori di tipo wet vengono progettati adottando valori del carico organico (OLR) leggermente inferiori a quelli di prima approssimazione, incrementando il potere di tamponamento della miscela.

2.7.2 Sistemi bistadio

Con i reattori ad alimentazione continua a doppio stadio la fase di metanogenesi viene condotta in bacini separati rispetto a quelli in cui hanno luogo le prime tre fasi del processo di digestione anaerobica. In questo modo, è possibile adattare le condizioni ambientali nei singoli stadi alle caratteristiche delle diverse fasi, incrementando, l'affidabilità e la stabilità della trasformazione. Il sistema è particolarmente vantaggioso nei casi in cui all'impianto possano registrarsi, frequentemente, prolungati periodi di sovraccarico o l'arrivo di substrati altamente putrescibili (come scarti di frutta e verdura domestici), dal momento che gli abbassamenti del pH conseguenti all'accresciuta produzione di acidi interferiscono meno decisamente con l'attività dei microrganismi metanigeni. A fronte di questi vantaggi si osserva come i costi di realizzazione risultino incrementati rispetto a quelli che competono alla tecnologia monostadio. Nella maggior parte dei casi l'aggiunta di un secondo fermentatore non determina un incremento della resa in termini di biogas prodotto, ma garantisce soltanto una maggior stabilità

del processo. Le configurazioni a doppio stadio si distinguono a seconda che si adottino, o meno, provvedimenti volti a favorire la ritenzione della biomassa nei reattori del secondo stadio. Nelle configurazioni impiantistiche in cui non è prevista la ritenzione della biomassa, i reattori dei due stadi sono entrambi o del tipo *CSTR* oppure *Plug flow*. In tutti i casi, comunque, i digestori presentano le medesime peculiarità descritte in precedenza per i sistemi mono stadio. Nelle configurazioni impiantistiche con ritenzione della biomassa, nel secondo stadio si persegue l'obiettivo di favorire la formazione della biomassa metanigena all'interno dei relativi reattori, in modo da aumentare la velocità di conversione dell'acetato in metano, e, quindi, nel complesso, accelerare il completamento del processo di digestione anaerobica. Tuttavia è necessario che il tempo di detenzione dei solidi microbiologicamente attivi (*SRT*) sia superiore al tempo di detenzione della massa soggetta alla degradazione (*HRT*).

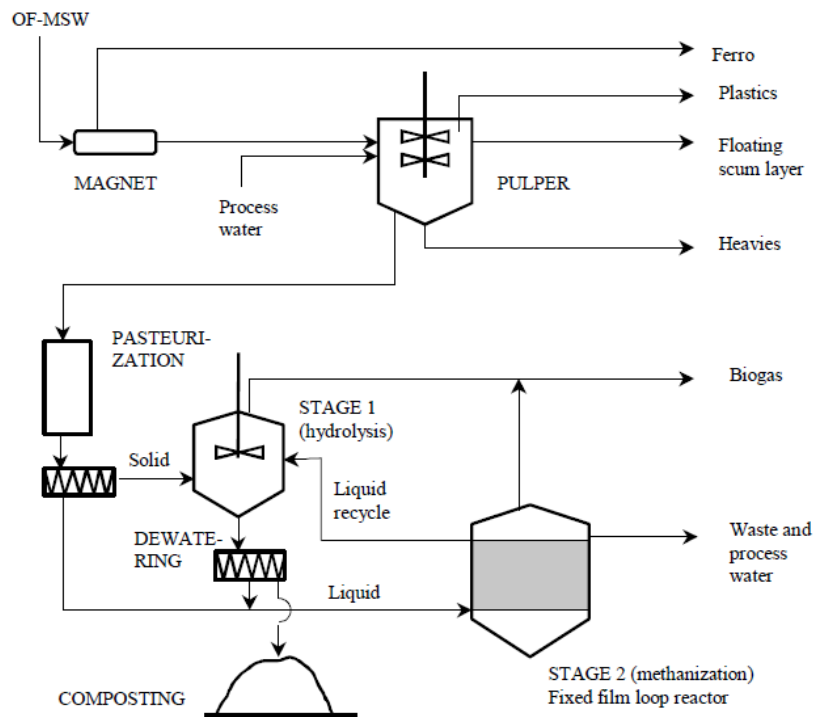


Figura 2.4 – Schema di processo BTA bistadio a umido con reattori di tipo CSTR¹³

Tale risultato può essere conseguito con diverse modalità:

- attraverso il ricircolo di una quota dei solidi;
- effettuando sull'effluente una filtrazione su membrana, con susseguente re-immissione del concentrato nel reattore;

- installando nei reattori dei mezzi di supporto inerti, sui quali i microrganismi metanigeni possano aderire, senza sfuggire con l'effluente.

Tale soluzione è quella adottata dai processi *BTA*, molto diffuso sul mercato.

CAPITOLO 3

Tecnologie per la produzione di biometano

3.1 Dal biogas al biometano

Il biometano, indipendentemente dal suo utilizzo finale, viene prodotto attraverso una catena di trattamenti di purificazione del biogas che ne costituisce la materia di partenza. Quest'ultimo deriva dai processi di digestione anaerobica della sostanza organica visti nel capitolo precedente. La percentuale di metano nel biogas dipende dalle condizioni di processo ma soprattutto in funzione dalla materia prima che può portare ad un contenuto volumetrico di CH₄ oscillante tra il 50 e l'70%. I trattamenti di purificazione sopracitati sono quindi volti ad innalzare la concentrazione di metano a valori anche maggiori al 98% separando selettivamente da questo le sostanze indesiderate. A titolo indicativo la composizione del biogas ottenuta mediante digestione anaerobica è riportata nella Tabella 3.1 dove viene fatto un confronto con il gas naturale.

	Biogas	Gas naturale
Metano	50-70%	93-98%
Etano	-	< 3 %
Propano	-	< 2 %
Azoto	< 3 %	< 1 %
Ossigeno	< 2 %	< 1 %
Diossido di carbonio	25-40%	
Acqua	2-7%	
Solfuro di idrogeno	< 1 %	
Ammoniaca	< 1 %	
Silossani	Tracce	

Tabella 3.1 - Confronto di massima fra la composizione del biogas e del gas naturale ¹⁴

Si può quindi comprendere come il biometano sia soltanto il prodotto di una catena di processi di pulizia del biogas. Ci si sofferma sulle seguenti definizioni:

¹⁴ Intelligent Energy – Europe Programme, “Dal biogas al biometano: tecnologie di upgrading”, Vienna University of Technology

- Pulizia del biogas: deidratazione, desolforazione e rimozione di tutti i contaminanti indesiderati (polveri, silossani, ammoniaca, ecc.);
- Upgrading: abbattimento contenuto di CO₂ per raggiungere gli standard qualitativi richiesti dalla rete del gas e gli usi come biocombustibile;
- Biometano: biogas raffinato per l'immissione in rete o l'uso come biocombustibile.

La sequenza con cui si susseguono i processi di purificazione dipende dalla specifica tecnologia di upgrading adottata. La deidratazione è il processo attraverso il quale viene rimossa la componente di vapore d'acqua e che condensando nelle condotte del gas può portare a fenomeni di corrosione. In aggiunta la presenza di vapore d'acqua contribuisce ad abbassare il contenuto energetico del combustibile. Tipicamente questa componente del biogas viene estratta mediante un processo di raffreddamento a 2-5°C. L'acqua condensata viene così separata dal gas. Spingendo fino a -23°C il biogas si può ottenere un analogo processo di condensazione per la rimozione dei silossani (R₂SiO)_n. Altri processi per la rimozione del vapore, ma meno efficaci, possono essere l'assorbimento in soluzioni a base di glicoli, il ricorso a sali igroscopici, i carboni attivi che agiscono selettivamente verso nei confronti di questo componente. La desolforazione consiste essenzialmente nella rimozione di acido solfidrico (H₂S), che può avvenire agendo sul biogas da sottoporre o sottoposto ad upgrading. Nel primo caso la rimozione della H₂S può essere basata su un sistema a carboni attivi impregnati di sostanze basiche come idrossido di sodio o di potassio, nei quali l'acido solfidrico viene neutralizzato dalla base impregnante. Il vantaggio di utilizzare un substrato di carbone attivo è quello di essere in grado di rimuovere anche tracce di molti altri contaminanti che potrebbero essere presenti nel gas (polveri, mercaptani e ammoniaca). Inoltre, con l'aggiunta di setaccio molecolare, si effettua una prima grossolana eliminazione dell'acqua presente nel biogas. Si possono poi applicare metodi di precipitazione fisico-chimica, aggiungendo alla fase liquida molecole quali il cloruro ferroso (FeCl₂) o il solfato di ferro (FeSO₄). La desolforazione operata sul biogas può essere condotta nel digestore, in un reattore specifico o nello stessa colonna ove avviene il vero e proprio processo di upgrading, contestualmente al processo di rimozione della CO₂.

3.2 Upgrading per la produzione di biometano

Il processo di upgrading è volto alla riduzione del tenore di anidride carbonica fino ad una concentrazione talvolta anche inferiore al 2% e può avvenire ad opera di processi differenti con

corrispondenti rese e dispendi energetici. Nel seguente schema vengono illustrate le diverse tipologie di processi, che verranno analizzate singolarmente nel seguito.

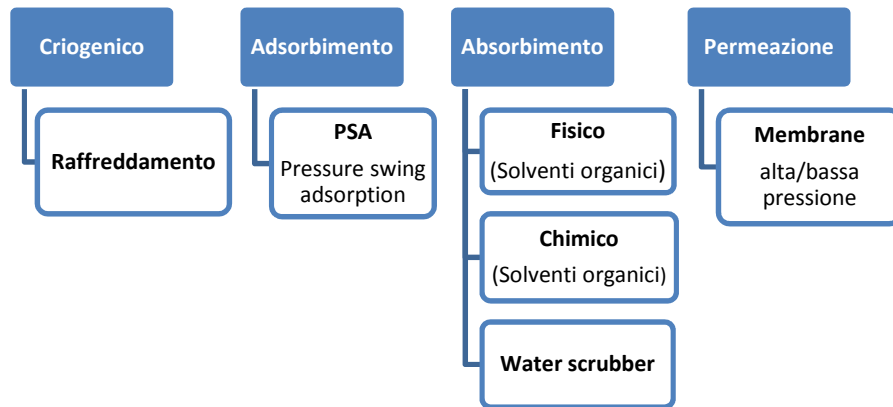


Figura 3.1 – Schema dei processi per l’upgrading di biometano

3.2.1 La tecnologia criogenica

Si sfrutta il fatto che CO₂ e CH₄ possiedano diversi punti di ebollizione, rispettivamente -78°C e -160°C (corrispondenti alla pressione di 1 bar). Il biogas viene raffreddato fino al cambiamento di fase della CO₂ rendendo in questo modo molto semplice la sua separazione. Questa applicazione tuttavia non viene ancora considerata sostenibile nell’ambito della produzione di biometano essendo estremamente energivora a causa del raggiungimento di temperature criogeniche e degli stadi di compressione. Lo schema semplificato relativo al funzionamento della tecnologia criogenica viene illustrato in Figura 3.2.

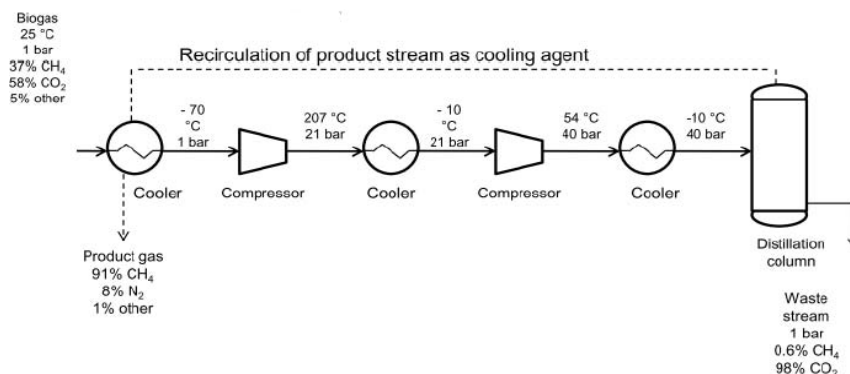


Figura 3.2 - Schema di funzionamento tecnologia criogenica ¹⁵

¹⁵ A. Petersson, A. Wellinger, “Biogas upgrading technologies – developments and innovations”, IEA Bioenergy

L'efficienza di rimozione della CO₂ è tuttavia molto elevata (99%) e soddisfa i criteri per la compressione del biometano nella rete o per il suo utilizzo come biocombustibile.

3.2.2 Pressure swing adsorption (PSA)

Il processo di adsorbimento a pressione oscillante avviene mediante l'utilizzo di materiali adsorbenti come le zeoliti o i carboni attivi. Essi possiedono la capacità di ritenere selettivamente molecole a pressioni differenti: visto che il CH₄ ha una dimensione di 3.8Å, mentre la CO₂ di 3.4Å, possono essere separate mediante adsorbimento all'interno di un materiale adsorbente con dimensione 3.7Å. Essendo poi un processo esotermico e che avviene con riduzione del numero di moli, l'adsorbimento avviene ad alta pressione (tipicamente a 7-10 bar) e preferenzialmente basse temperature. Quando i materiali adsorbenti si saturano viene poi effettuato un processo di rigenerazione che richiede condizioni termodinamiche opposte a quelle in cui si verifica il precedente accumulo della CO₂, ossia bassi valori di pressione (2-4 bar) ed elevate temperature (il processo di desorbimento è endotermico). La necessità di alternare diversi livelli di pressione determina la geometria e struttura stesse del reattore di upgrading: esso è costituito da un numero di colonne di adsorbimento variabile tra 4 e 9 in cui vengono inseriti i materiali ad elevata porosità sotto forma di granuli. Di seguito è riportato lo schema di funzionamento di questa tecnologia.

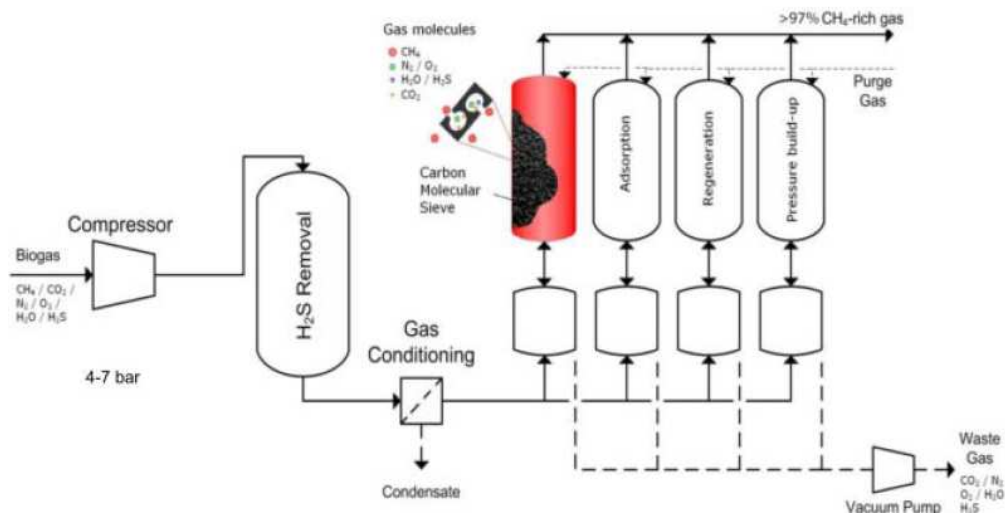


Figura 3.3 – Funzionamento tecnologia PSA ¹⁶

¹⁶ C. Fabbri, “Principi base e tecnologie dell’upgrading”, Consorzio Italiano Biogas

Si possono ottenere valori di purezza del biometano in uscita attorno al 98%, mentre in caso di cattivo funzionamento si può perderne circa lo 0.5-2%. Le colonne vengono fatte lavorare in parallelo, in modo tale che quando una di esse si satura, il flusso di biogas grezzo viene inviato ad una colonna appena rigenerata, rendendo in questo modo il processo globalmente attivo con continuità. I limiti di questa tecnologia sono legati al fatto che essa necessita la rimozione preventiva di H₂S e H₂O. Da un lato infatti l'acido solfidrico (a causa del suo contenuto di zolfo) si lega irreversibilmente andando ad occupare le porosità delle sostanze adsorbenti che non possono quindi più ospitare gli atomi di CO₂, dall'altro il vapore d'acqua ne può compromettere la struttura. Occorre quindi affiancare al PSA uno dei processi precedentemente descritti al fine di depurare la corrente processata da questi componenti. D'altro canto i componenti in cui si realizza questo processo possiedono il vantaggio di essere estremamente compatti ed adattabili anche a impianti di piccola taglia (fino a portate di 250 Nm³/h di grezzo), oltre ad essere caratterizzati da una elevata semplicità costruttiva.

3.2.3 L'assorbimento

I gas inquinanti presenti nel flusso di biogas sono disciolti in un solvente liquido. L'assorbimento può essere di tipo chimico o fisico, a seconda della natura delle interazioni che si manifestano tra il solido e il fluido. Un aspetto che accomuna tutte le tecnologie di questo tipo è lo sfruttamento della maggiore solubilità della CO₂ (circa 55 volte in più) rispetto al CH₄. Tale proprietà incrementa al diminuire della temperatura e al crescere della pressione. L'anidride carbonica viene quindi fatta disciogliere all'interno del solvente creando una soluzione liquida. In aggiunta, si instaurano reazioni chimiche in fase liquida tra l'assorbito e il solvente la cui natura dipende delle sostanze interagenti.

3.2.3.1 Processo di water scrubbing

Nell'ambito della rimozione della corrente di anidride carbonica dal biometano una delle soluzioni più utilizzate è il processo di "water scrubbing" o lavaggio in acqua. All'interno dello scrubber viene fatta precipitare acqua in controcorrente con il biogas, portando la CO₂ in soluzione. La corrente di biometano viene raccolta all'apice del reattore, mentre l'acqua ricca del contaminante subisce un flash, liberando una componente gassosa che viene rifatta ricircolare nel reattore per limitare le perdite di metano assorbite. Successivamente la corrente liquida viene rigenerata in uno stripper e può quindi essere riutilizzata. Questa tecnologia può essere utilizzata anche per piccole taglie e consente di ottenere una purezza del biometano compresa nell'intervallo 96-98%. Per evitare la corrosione delle tubazioni è necessario che

l' H_2S venga rimosso prima dello scrubbing. Si verificano perdite di metano per effetto della sua solubilizzazione nel solvente dello 0.5-2%, contenuto nei gas di coda.

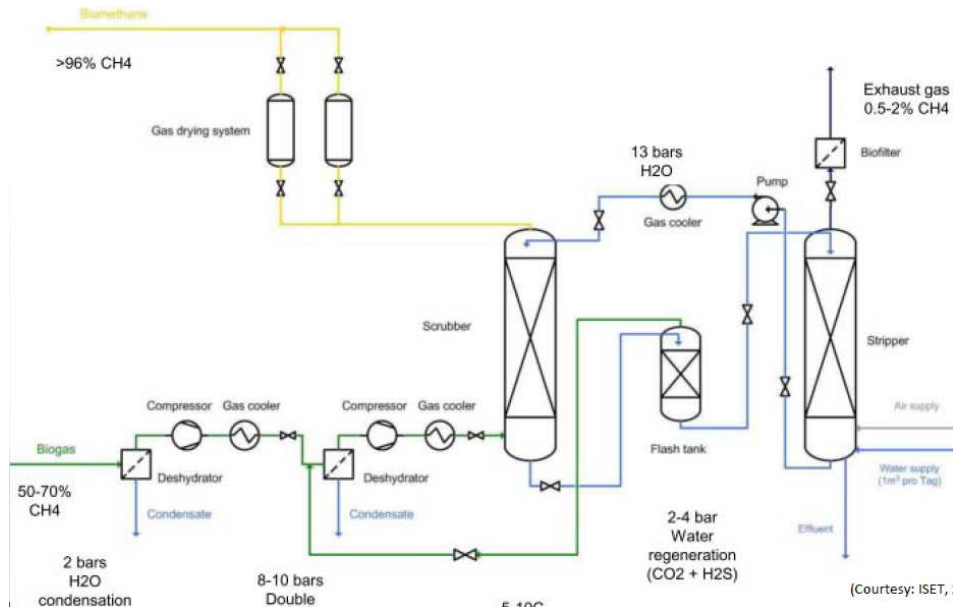


Figura 3.4 – Processo di water scrubbing ¹⁶

3.2.3.2 Assorbimento fisico con solventi organici

L'impianto che opera il lavaggio fisico con solventi organici è molto simile al precedente impianto di scrubbing. La differenza consiste nel solvente utilizzato che è ora di tipo organico ("aspolyethylene glicol", famiglia dei glicoli polietilenici, PEG), il cui nome commerciale può essere ad esempio Selexol[®]. Il vantaggio di usare tale solvente organico risiede nel fatto che la CO_2 è più solubile nel PEG rispetto all'acqua. A pari capacità di upgrading, il flusso della fase liquida può essere inferiore rispetto a quello di water scrubbing. Parimenti, le dimensioni dell'impianto a solvente organico potranno essere inferiori. Anche nel caso del lavaggio fisico con solventi organici la soluzione di PEG è rigenerata mediante riscaldamento e/o depressurizzazione. Benché contaminanti come l'azoto, l'ossigeno, l'acido solfidrico ma anche l' H_2O vengano eliminati durante questo processo, generalmente le loro concentrazioni vengono abbattute mediante trattamenti preliminari. Il contenuto di metano nella corrente uscente è compreso tra 93 e 98% a causa di maggiori perdite (1-4%) di CH_4 nei gas di coda per la maggior affinità anche di quest'ultimo con il PEG.

3.2.3.3 Assorbimento chimico: ammine (MEA e DMEA) o soluzione di potassio carbonato

Negli scrubber chimici l'anidride carbonica reagisce chimicamente con i composti amminici contenuti nel solvente liquido. I composti amminici più utilizzati sono due: monoetanolammina (MEA) oppure dimetiletanolammina (DMEA). Questa reazione chimica è estremamente selettiva, cosicché le perdite di CH₄ durante il processo di upgrading possono addirittura essere inferiori allo 0,1%. Bisogna però considerare che la formazione di legami chimici e la conseguente maggior selettività di questo solvente determinano un maggior dispendio energetico per la sua rigenerazione che avviene per riscaldamento dell'ammina.

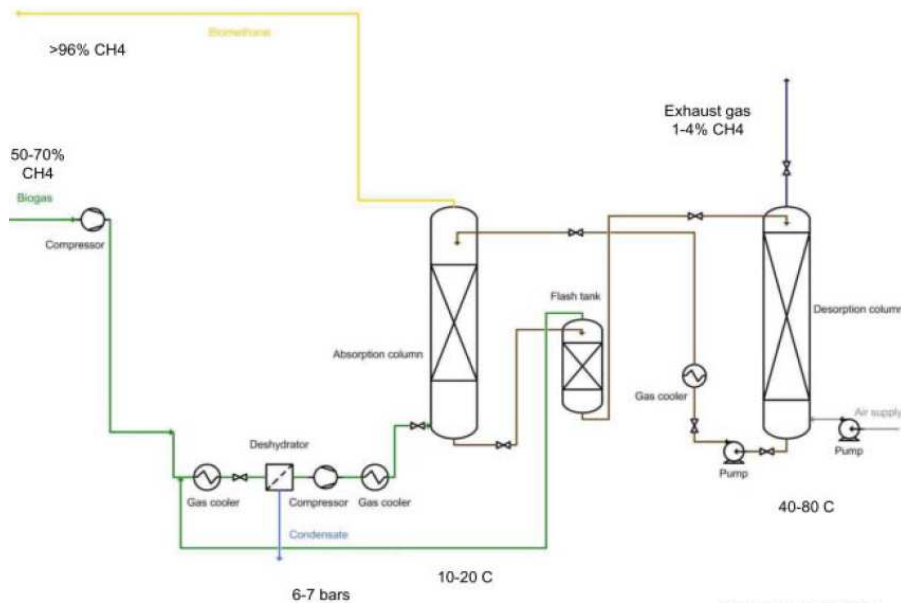


Figura 3.5 – Processo di assorbimento fisico con PEG ¹⁶

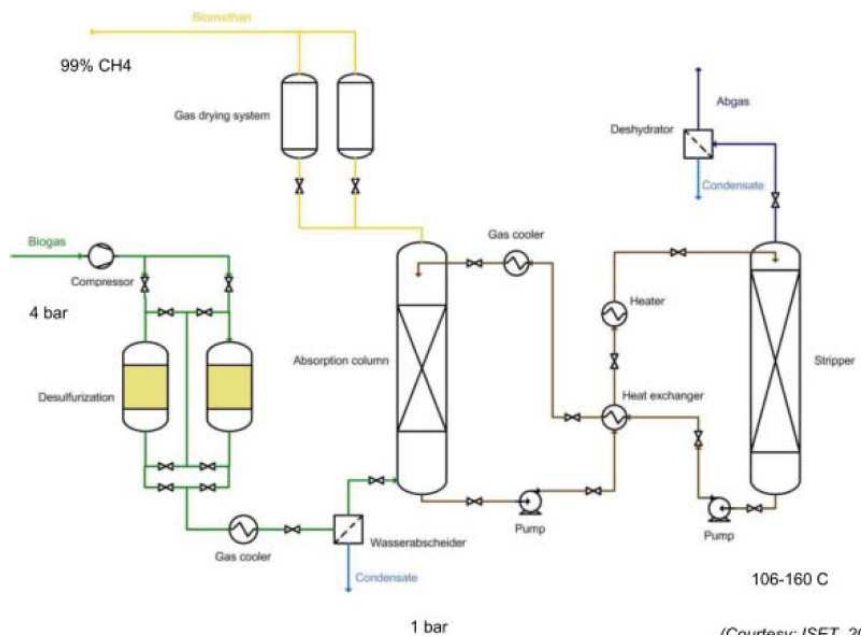


Figura 3.6 – Processo di assorbimento chimico con soluzioni amminiche PEG ¹⁰

L'eventuale presenza di H₂S nel biogas, reagendo anche esso con il solvente amminico, determina un sensibile incremento della temperatura di rigenerazione, e per questo motivo è preferibile rimuoverlo preliminarmente. La percentuale di metano in uscita dal processo è molto elevata, attorno al 99%.

3.2.4 Metodi di separazione tramite membrane

Le membrane a secco per l'upgrading di biogas sono composte da materiali permeabili alla CO₂, alla H₂O(g), all'NH₃, meno permeabili all'O₂ e all'H₂S, molto poco permeabili al CH₄ e l'N₂ come esemplificato in Figura 3.7.

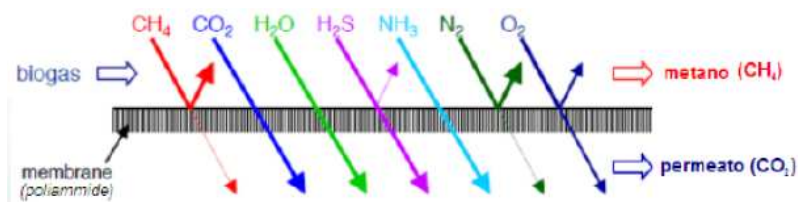


Figura 3.7 – Membrane per l'upgrading di biogas ¹⁷

Tipicamente le membrane sono in forma di fascio di fibre cave che vengono incorporate in una resina alla loro estremità e poi legate in un tubo di acciaio inossidabile (Figura 3.8). Il processo

¹⁷ M. Della Bella, "Raffinazione del biogas e produzione di biometano mediante membrane ad elevata selettività", Envitec Biogas

di separazione avviene in due o tre stadi. Infatti prima di entrare nella membrana, dal gas vengono rimossi tutti i componenti che potrebbero causarne un malfunzionamento o una riduzione delle prestazioni (come il vapore d'acqua, polveri, gocce d'olio). Anche l' H_2S deve venire rimosso preventivamente per evitarne l'azione corrosiva.



Figura 3.8 – Membrane per l'upgrading di biogas ¹⁷

Il biogas viene compresso fino a pressioni di 10-16 bar o anche superiori (25-40 bar) a seconda della tipologia di membrana per poi venire inviato all'ingresso del condotto membranato. Dal momento che le molecole di CO_2 possiedono un diametro inferiore rispetto a quello del CH_4 e sono inoltre più solubili nei polimeri, penetrano molto velocemente all'interno dei micro-pori della membrana. In questo modo il metano si accumula nel cosiddetto "lato ad alta pressione" della membrana, mentre l'anidride carbonica, il vapore, l'ammoniaca, l'acido solfidrico residui rimangono intrappolati nel filtro. Di seguito viene riportato un possibile schema di impianto basato sull'utilizzo delle membrane per la separazione di metano e anidride carbonica.

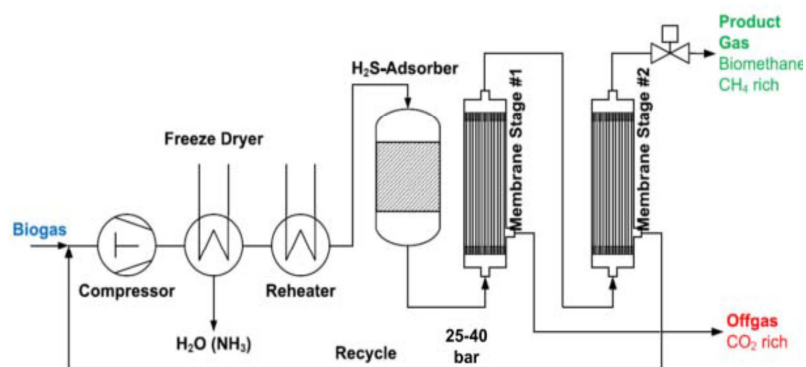


Figura 3.9 – Schema di un impianto basato sulla tecnologia dei condotti ¹⁶

Lo svantaggio di questa tecnologia è che la concentrazione di CH_4 nel biometano in uscita si attesta a valori di 82-89%, mentre essa è pari al 10-12% negli offgas ricchi di CO_2 .

3.3 Possibili utilizzi degli offgas

Per ragioni economiche ed ambientali, difficilmente questa componente, ricca in CO₂, può venire combusta in torcia. Inoltre bisogna considerare che spesso il contenuto di metano al suo interno non è sufficiente alla combustione, rendendo necessaria una diluizione con biogas. Questi sono di conseguenza i possibili utilizzi del gas di coda:

- Miscelazione con biogas per il successivo utilizzo in cogenerazione;
- Trattamento di ossidazione termica (ossidazione senza fiamma);
- Trattamento di ossidazione catalitica;
- Aggiunta di un ulteriore stadio di separazione per membrana;
- Integrazione con sistemi per la Carbon Capture Storage (CCS).

3.4 Analisi comparativa tra impianti di purificazione e di upgrading

E' difficile fare un paragone univocamente valido tra le diverse tecnologie di upgrading del biogas, perché molti parametri essenziali dipendono fortemente dal contesto locale, primi tra tutti il costo di reperimento della biomassa e dell'energia elettrica. Possono poi presentarsi casi in cui le tecnologie più economiche non siano utilizzabili per via della scarsa capacità di produzione di biometano, o perché non consentano di raggiungere una qualità sufficiente in termini di percentuale di CH₄ contenuta nel biometano. Il costo delle tecnologie di upgrading è poi fortemente oggetto di economie di scala. Lo sviluppo tecnico della maggior parte dei metodi di purificazione del biogas al giorno d'oggi è in genere sufficiente a soddisfare tutte le esigenze di un potenziale gestore dell'impianto. Si tratta quindi di trovare l'impianto più economico per la produzione di biometano in relazione alle sue specifiche condizioni di contorno. L'intento del presente paragrafo è quindi quello di effettuare un confronto delle varie tecnologie precedentemente descritte, basato sulla lettura dei dati in possesso. A livello europeo si può affermare che le tecnologie che hanno riscosso un maggior successo commerciale siano state principalmente tre: il water scrubbing, l'assorbimento chimico con solvente organico e il pressure swing absorption.

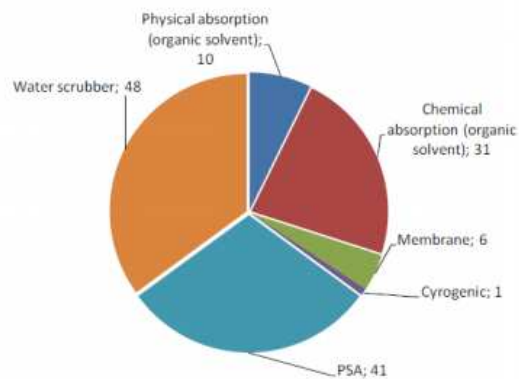


Figura 3.10 – Numero di impianti di upgrading del biogas in Europa ¹⁸

Nella tabella seguente viene effettuato un confronto delle diverse tecnologie di upgrading:

Parametro	PSA	Lavaggio ad acqua in pressione	Organic Physical Scrubbing	Lavaggio chimico (MEA, DMEA)	Separazione per membrane
Necessità di purificazione preventiva	SI	NO	SI	NO	SI
Pressione operativa [bar]	4-7	4-7	1	4-7	10-16
Perdite di metano [%]	6-10	1-2	< 0,1	2-4	10-12
Contenuto di CH ₄ nel biometano [%]	>96	>97	>99	>96	82-89
Consumo en. Elettrica [kWh/Nm ³]	0,25	< 0,25	< 0,15	0,24-0,33	0,14
Richiesta di calore [°C]	NO	NO	160	55-80	NO
Capacità di controllo rispetto al carico nominale [%]	±10-15	50-100	50-100	10-100	-

Tabella 3.2 – Confronto tecnologie di upgrading ¹⁹

¹⁸ K. Warren, “A techno-economic comparison of biogas upgrading technologies in Europe”, University of Jyväskylä

In Tabella 3.3 si riporta una stima delle diverse voci di costo relative alle tecnologie di upgrading già considerate, relative ad una capacità di 250 Nm³/h di biogas processato:

	Water Scrubbing	PSA	Chemical Scrubbing	Membrane Separation	Cryogenic
Investment Cost (€/year)	€ 265,000	€ 680,000	€ 353,000 - 179,500	€233,000 - 749,000	€ 908,500
Maintenance Cost (€/year)	€ 100,000	€187,250	€134,000 - 179,500	€ 81,750 - 126,000	€ 397,500
Cost per Nm ³ /biogas upgraded	0.13 €	0.25 €	0.17 - 0.28 €	0.12 - 0.22 €	0.44 €

Tabella 3.3 – Principali voci di costo per l’upgrading [12]

La tecnologia criogenica risulta essere di gran lunga la più dispendiosa, mentre la più economica con riferimento a tutte le voci considerate risulta essere la separazione per membrane. E’ interessante notare poi che la PSA, pur essendo tra le tecnologie più utilizzate, risulta essere la seconda per voci di costo correlate. Si può affermare quindi che i riferimenti sin ora riportati non possano essere estesi completamente ad applicazioni che potrebbero avere luogo in Italia, a causa della variabilità di fattori che influenzano radicalmente l’analisi economica relativa alla progettazione di un impianto di upgrading del biogas: tali fattori, come già anticipato, sono in primo luogo il costo dell’energia elettrica e quello relativo all’acquisto della biomassa. Dovranno quindi essere effettuati studi specifici corrispondenti alle specifiche applicazioni.

¹⁹ M. Mezzadri, E. Antonini, “Purificazione e upgrading del biogas in biometano”, Veneto Agricoltura, Associazione Italiana Energie Agroforestali

CAPITOLO 4

Disposizioni e normative per la produzione di biometano

4.1 Generalità

La valorizzazione della produzione e dell'impiego del biometano è divenuta parte dell'Ordinamento Giuridico attraverso il Decreto Ministeriale noto come "Decreto Biometano" del 5 dicembre 2013. Esso illustra le modalità di incentivazione applicabili a nuovi impianti realizzati sul territorio nazionale, entrati in esercizio successivamente alla sua data di entrata in vigore, e costituisce quindi il principale riferimento nella valutazione della redditività di un impianto di biometano. La sua validità si estende inoltre ad impianti che vengono convertiti parzialmente o totalmente alla produzione di biometano, come verrà analizzato successivamente. Il soggetto produttore ha facoltà di immettere il biometano:

- nella rete di trasporto del gas naturale;
- nella rete di distribuzione del gas naturale;
- in impianti di distribuzione di metano per autotrazione esistenti o da realizzare.

Il soggetto produttore è tenuto a rispettare tutti i vincoli imposti relativamente alle proprietà chimico-fisiche del biometano introdotte soprattutto per ciò che riguarda:

- la qualità e la composizione chimica;
- l'odorizzazione;
- la pressurizzazione;
- il sistema di misura.

D'altro canto i gestori della rete di distribuzione e trasporto devono garantirne un accesso non discriminatorio ai produttori e, come ulteriore metodo di incentivazione alla produzione di biometano, l'Autorità provvede alla ripartizione dei costi di connessione dell'impianto alle reti tra il gestore stesso della rete e il produttore. È opportuno specificare il concetto di capacità produttiva, essendo le incentivazioni ad esse riferite. Essa è la produzione oraria nominale di biometano, espressa in standard metri cubi all'ora, come risultante dalla targa del dispositivo di depurazione e raffinazione del biogas in condizioni Standard. Le quantità di biometano immesse

in rete sono certificate e trasmesse al Gse dal parte del gestore delle infrastrutture della rete del gas naturale (esclusi autoconsumi). Nei casi in cui non vengano utilizzate le reti di distribuzione le modalità con cui è identificata la data di prima cessione del biometano sono espresse dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas. Il decreto si applica a tutti gli impianti nuovi o esistenti che entrano in esercizio entro 5 anni dal 12 dicembre 2013. L’incentivo per il biometano è riconosciuto:

1. quando esso viene immesso nella rete di trasporto;
2. quando viene utilizzato nei trasporti (previa compressione in rete o immissione in un nuovo impianto di distribuzione di metano);
3. quando è utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento (CAR).

4.1.1 Il prezzo del gas naturale

La compravendita all’ingrosso del gas naturale in Italia può essere effettuata sia attraverso la negoziazione di contratti bilaterali, sia attraverso transazioni sui mercati e le piattaforme gestiti dal GME. Tra questi ultimi si trova la Piattaforma di Bilanciamento (PB-GAS), mercato introdotto con la finalità di valorizzare gli sbilanci tra i quantitativi programmati e quelli effettivamente erogati in base al valore di mercato del gas necessario per conseguire il bilanciamento di Sistema. Il responsabile del bilanciamento (SNAM) è tenuto a ricorrere alla PB-GAS per approvvigionarsi delle risorse necessarie alla copertura dello sbilanciamento complessivo della rete. I risultati del mercato appena illustrato, riferiti all’anno 2012 sono riportati nella Figura 4.1. In particolare si evidenzia come il valore del prezzo medio annuale si attesti al valore di 28,52 €/MWh. Tale valore viene qui riportato in quanto costituisce il riferimento per il sistema di incentivazione che caratterizza il biometano, come verrà descritto dettagliatamente nei paragrafi seguenti.

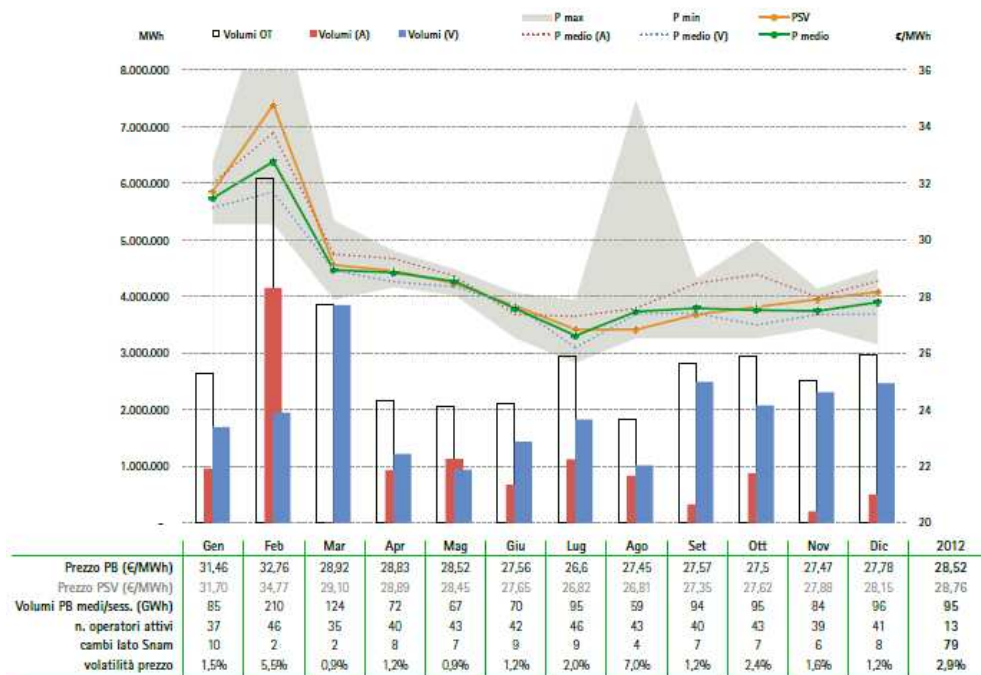


Figura 4.1 - Volumi e prezzi sulla piattaforma di bilanciamento ²⁰

4.2 Immissione del biometano in rete

L'incentivo per l'immissione in rete è pari alla differenza tra i due seguenti valori espressi in €/MWh:

1. Il doppio del prezzo annuale del gas naturale relativo al 2012 nel mercato di bilanciamento gestito dal GME (cioè 57,04 €/MWh);
2. Il prezzo medio mensile del gas naturale che si viene a formare nel medesimo mercato in ciascun mese di immissione del biometano in rete, soggetto a volatilità temporale.

Il produttore vende cioè il proprio prodotto direttamente sul mercato e viene remunerato secondo il valore che emerge dalla suddetta differenza di valori, esponendosi al rischio della volatilità del prezzo del gas naturale.

L'incentivo è corrisposto agli impianti con capacità produttiva maggiore di 250 Sm³/h e utilizzanti almeno il 50% in peso di sottoprodotti e/o rifiuti così (definiti nella tabella 1A e 1B del decreto 6 luglio 2012 del Ministero dello Sviluppo Economico riportati nell'Allegato 4) per un tempo di 20 anni a partire dalla entrata in esercizio dell'impianto. Tuttavia per gli impianti con capacità produttiva fino a 500 Sm³/h, il soggetto produttore può optare per il ritiro del biometano da parte del Gse al doppio del prezzo medio annuale del gas naturale del 2012.

²⁰ Gestore dei Mercati Energetici, "Relazione annuale 2012"

Al fine di commisurare il valore dell'incentivo ai costi effettivi di produzione del biometano, in particolare tenendo conto anche dei costi relativi alle diverse dimensioni degli impianti, l'incentivo determinato è così modulato:

- è incrementato del 10% per impianti con taglie fino a 500 Sm³/h di capacità produttiva;
- non subisce variazioni per impianti da 501 a 1000 Sm³/h di capacità produttiva;
- è ridotto del 10% per impianti oltre 1000 Sm³/h di capacità produttiva.

Al biometano prodotto esclusivamente a partire da sottoprodotti e/o rifiuti è riconosciuta una maggiorazione dell'incentivo del 50%. Le direttive appena esplicitate sono riassunte nelle tabelle successive dove si distingue tra il caso del biometano immesso in rete e quello immesso ma venduto al Gse. Si sono utilizzate le denominazioni PMA_{GN} per indicare il prezzo medio annuale gas naturale 2012 nel mercato di bilanciamento gestito dal Gestore dei Mercati Energetici e PMM_{BM} per il prezzo medio mensile del gas naturale riscontrato nel medesimo mercato (o nel mercato a termine del gas naturale) per ogni mese di immissione del biometano. Si ricorda infine che il valore del PMA_{GN} è risultato essere pari a 28,52 €/MWh. L'incentivo base nel caso di biometano immesso in rete è pari a:

Incentivo base [€/MWh]	$2 \cdot PMA_{GN} - PMM_{BM}$	57,04 - PMM _{BM}
---------------------------	-------------------------------	---------------------------

Tabella 4.1 – Incentivo base BM immesso in rete

Dalla sua conoscenza è possibile ricavare l'incentivazione vigente per le classificazioni identificate nel decreto.

ALIMENTAZIONE	250 - 500 Sm ³ /h	501 - 1000 Sm ³ /h	≥ 1000 Sm ³ /h
Sottoprodotti e/o rifiuti > 50%	Incentivo base +10%	Incentivo base	Incentivo base -10%
REMUNERAZIONE [€/MWh]	(57,04 - PMM _{BM})*1,1	57,04 - PMM _{BM}	(57,04 - PMM _{BM})*0,9
Sottoprodotti e/o rifiuti = 100%	(Incentivo base +10%) +50%	Incentivo base +50%	(Incentivo base -10%) +50%
REMUNERAZIONE [€/MWh]	(57,04 - PMM _{BM})*1,65	(57,04 - PMM _{BM})*1,5	(57,04 - PMM _{BM})*1,35

Tabella 4.2 – Incentivazione BM immesso in rete nelle possibili casistiche previste dal decreto

Analogamente si procede al calcolo del valore dell'incentivo base nel caso di biometano immesso nella rete ma venduto direttamente al Gse.

Incentivo base [€/MWh]	2*PMA _{GN}	57,04
---------------------------	---------------------	-------

Tabella 4.3 – Incentivo base BM immesso in rete e venduto al Gse

Di seguito l'applicazione dell'incentivo alle varie categorie.

ALIMENTAZIONE	≤ 500 Sm ³ /h	501 - 1000 Sm ³ /h	≥ 1000 Sm ³ /h
Sottoprodotti e/o rifiuti > 50%	Incentivo base +10%	Incentivo base	Incentivo base -10%
REMUNERAZIONE [€/MWh]	62,744	57,04	51,336
Sottoprodotti e/o rifiuti = 100%	(Incentivo base +10%) +50%	Incentivo base +50%	(Incentivo base -10%) +50%
REMUNERAZIONE [€/MWh]	94,116	85,56	77,004

Tabella 4.4 – Incentivazione BM immesso in rete e venduto al Gse nelle possibili casistiche previste dal decreto

L'incentivo è assegnato alla produzione netta immessa in rete e cioè alla produzione lorda detratta l'energia utilizzata per i servizi ausiliari della produzione quantificata secondo un principio stabilito dall'AEEG entro 60 giorni.

4.3 Utilizzo del biometano nei trasporti

4.3.1 Il meccanismo dei certificati di immissione in consumo (CIC)

In linea con le direttive europee, anche in Italia (DM 29 aprile 2008, n.110) è stato introdotto l'obbligo per i fornitori di benzina e gasolio (identificati con il nominativo di "Soggetti Obbligati") di immettere in consumo una quota minima di biocarburanti, al fine di svilupparne la filiera, aumentarne l'utilizzo e limitare l'immissione di CO₂ in atmosfera. Nasce così il meccanismo dei certificati di immissione in consumo che, associati ciascuno alla produzione di 10 Gcal di biocombustibile, vincola i Soggetti Obbligati a produrre una quantità di biocombustibili ad oggi pari al 4,5% della produzione finale, o a pagare per un quantitativo equivalente di certificati. La gestione di questo meccanismo è affidata al Gse e avviene attraverso una piattaforma informatica riservata dove è possibile anche lo scambio dei certificati. Il Gse fissa inoltre delle sanzioni pecuniarie nel caso di inadempimenti da parte dei Soggetti Obbligati.

4.3.2 Il riconoscimento di CIC nel caso del biometano

Nel caso in cui venga prodotto il biocombustibile sono assegnati per venti anni i certificati di immissione in consumo di biocarburante (CIC) ai soggetti che immettono biometano in consumo nei trasporti previa stipula di un contratto bilaterale con un produttore di biometano che deve indicare la durata del contratto e le modalità di ripartizione dell'incentivo tra produttore e soggetto che immette in consumo biometano. Il contratto deve essere notificato al GSE. In generale l'immissione di una energia di 10 Gcal di biocarburanti dà diritto ad un certificato di immissione in consumo, ma secondo la normativa vigente (DM 29 aprile 2008, n.110), nel caso di biocarburanti derivanti da sottoprodotti o rifiuti, bastano 5 Gcal (principio noto come "double counting"). Tuttavia il DM del 5 dicembre 2013 estende questa maggiorazione anche nei casi in cui il biometano sia prodotto da determinate ulteriori matrici. Secondo l'articolo 4, comma 3 del DM 5 dicembre 2013 infatti il double counting per il biometano è previsto nei seguenti casi:

- frazione biodegradabile dei rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata;
- sottoprodotti di cui al comma 5 dell'articolo 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, che non presentino altra utilità produttiva o commerciale al di fuori del loro impiego per la produzione di carburanti o a fini energetici (ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152);
- alghe e materie di origine non alimentare, intendendosi per queste, ai sensi dell'articolo 33, comma 5, del decreto legislativo 28 del 2011, quelle indicate nella tabella 1B del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012;
- in attuazione dell'articolo 33, comma 5 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sottoprodotti elencati nella tabella 1A del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012²¹.

Per gli impianti che producono biometano pur sempre rientrando nei vincoli di cui sopra, in codigestione con altri prodotti di origine biologica in quantità comunque non superiore al 30% in peso, la maggiorazione relativa al principio del double counting (dell'articolo 33, comma 5, del decreto legislativo 28 del 2011) è riconosciuta sul 70% del biometano prodotto (per un quantitativo di altri prodotti di origine biologica superiore al 30% non sarà applicato il principio del double counting). La verifica dei requisiti della materia prima è di responsabilità del Ministero per le Politiche Agricole Alimentari e Forestali (MIPAAF). Si aggiunge una ulteriore

²¹ Le varie categorie di sottoprodotti elencate in questo paragrafo vengono riportate nell'Allegato 4

incentivazione del 50% per i primi dieci anni di attività nel caso in cui il soggetto produttore, senza l'utilizzo della rete di trasporto o distribuzione del gas naturale, immetta il biometano in un nuovo impianto di distribuzione realizzato a proprie spese.

ALIMENTAZIONE	NUMERO DI CIC	
	Impianti nuovi	
	Immissione in rete	I.d.m.a proprio
Frazione biodegradabile rifiuti urbani, sottoprodotti, alghe e materie di origine non alimentare al 100%	2	3
		1°-10° anno
		2
Frazione biodegradabile rifiuti urbani, sottoprodotti, alghe e materie di origine non alimentare ≥ 70%	1,7	2,55
		1°-10° anno
		1,7
Frazione biodegradabile rifiuti urbani, sottoprodotti, alghe e materie di origine non alimentare < 70%	1	1,5
		1°-10° anno
		1
		10°-20° anno

Tabella 4.5 – Incentivazione attraverso assegnazione di CIC per BM per autotrazione

Nella Tabella 4.5 sono riportati i valori dell'incentivo corrispondenti all'utilizzo del biometano per gli autotrasporti previa utilizzo della rete oppure attraverso il suo dispacciamento in un impianto di distribuzione di metano per autotrazione (i.d.m.a) di nuova fabbricazione a spese del produttore, ricordando che un CIC (certificati di immissione in consumo) corrisponde alla produzione di un'energia di 10 Gcal associata al biocombustibile. Si rammenta in secondo luogo che nei casi in cui il produttore non realizzi un impianto di distribuzione a proprie spese ricorrendo al trasporto del biometano nella rete, l'incentivazione in termini di certificati è riconosciuta al soggetto che immette in consumo e non al produttore di biometano, ma può essere condivisa tra i due in percentuale da definire sul contratto bilaterale, e si va a sommare al ricavo della vendita del biometano stesso per entrambi. Nel caso in cui il produttore realizzi a proprie spese un impianto di distribuzione del biometano, invece, l'incentivo sarà maggiorato come già descritto e senza alcuna divisione con terzi.

Sapendo inoltre che le 10 Gcal associate a ciascun CIC equivalgono a 11,62 MWh, si può affermare che il valore economico specifico al MWh prodotto di biometano di ciascun CIC sarà uguale al prezzo unitario del CIC diviso per 11,62, moltiplicato per il coefficiente di incentivazione schematizzato nella Tabella 4.5.

4.4 Utilizzo in cogenerazione ad alto rendimento (CAR)

La terza modalità di incentivazione introdotta dal decreto attuativo riguarda il biometano impiegato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento per la produzione di energia elettrica e termica. Anche per questa tipologia, l'incentivo è calcolato al netto dei consumi energetici dell'impianto cogenerativo. Più che di una tariffa dedicata, il sostegno al biometano per questa tipologia di finalizzazione energetica si concretizza con l'assimilazione, per quanto parziale, alle norme previste per le rinnovabili diverse dal fotovoltaico nel DM 6 luglio 2012. Il biometano utilizzato in CAR è soggetto quindi alla stessa incentivazione prevista per la produzione rinnovabile elettrica di cui al DM 6 luglio 2012 (ad eccezione dei premi di cui all'articolo 26 dello stesso DM). Deve essere concluso un contratto bilaterale di fornitura del biometano da notificare al GSE. La produzione di energia elettrica netta incentivabile tiene conto anche dei servizi ausiliari dell'impianto di produzione del biometano e viene incentivata con la Tariffa onnicomprensiva (si vedano i paragrafi successivi) correlata al biogas ossia 280 €/MWh_e. Per quanto riguarda l'energia termica prodotta, essa potrà costituire un ricavo nel caso di vendita del calore ad un'utenza termica nelle vicinanze, oppure un risparmio qualora quello stesso calore possa tornare utile al produttore in altri processi produttivi associati alla propria attività.

4.5 Riconversione di impianti biogas, gas di discarica e residuati dai processi di depurazione esistenti

Gli incentivi riguardanti il biometano immesso in rete o per cogenerazione ad alto rendimento sono riconosciuti per un valore pari al 40% degli incentivi spettanti all'analogo nuovo impianto. Per il caso del biometano immesso e venduto al Gse:

ALIMENTAZIONE	≤ 500 Sm ³ /h	501 - 1000 Sm ³ /h	≥ 1000 Sm ³ /h
Sottoprodotti e/o rifiuti > 50%	(Incentivo immissione in rete)* 0,4	(Incentivo immissione in rete)* 0,4	(Incentivo immissione in rete)* 0,4
REMUNERAZIONE [€/MWh]	25,0976	22,816	20,5344
Sottoprodotti e/o rifiuti = 100%	(Incentivo immissione in rete)* 0,4	(Incentivo immissione in rete)* 0,4	(Incentivo immissione in rete)* 0,4
REMUNERAZIONE [€/MWh]	37,6464	34,224	30,8016

Tabella 4.6 – Incentivazione per riconversione, gas discarica e residuati per biometano immesso in rete

Sono invece riconosciuti in misura pari al 70% per la produzione di biometano finalizzata al suo utilizzo nell'autotrazione anche nel caso in cui il biometano sia prodotto da biogas, gas di

discarica, gas residuati da processi di depurazione già in esercizio alla data di entrata in vigore del “Decreto Biometano”, e che successivamente a questa data:

- siano completamente convertiti alla produzione di biometano;
- utilizzino parte del biogas o gas prodotto, anche a seguito di incremento della capacità di produzione, per la produzione di biometano.

Il periodo di diritto agli incentivi relativi a queste categorie è pari:

1. al periodo di diritto spettante ai nuovi impianti qualora l’impianto da riconvertire non benefici di incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile;
2. al residuo periodo di diritto agli incentivi per la produzione di energia elettrica incrementato di cinque anni qualora l’impianto da riconvertire benefici di incentivi per l’energia elettrica.

ALIMENTAZIONE	NUMERO DI CIC	
	Impianti esistenti	
	Immissione in rete	I.d.m.a proprio
Frazione biodegradabile rifiuti urbani, sottoprodotti, alghe e materie di origine non alimentare al 100%	1,4	2,1
		1°-10° anno
		2
Frazione biodegradabile rifiuti urbani, sottoprodotti, alghe e materie di origine non alimentare ≥ 70%	1,19	1,785
		1°-10° anno
		1,7
Frazione biodegradabile rifiuti urbani, sottoprodotti, alghe e materie di origine non alimentare < 70%	0,7	1,05
		1°-10° anno
		1
		10°-20° anno

Tabella 4.7 - Incentivazione per riconversione, gas di discarica e residuati per biometano per autotrazione

Quindi, ai fini sia dell’accesso che della determinazione dell’incentivo, gli impianti oggetto del presente paragrafo sono soggetti alle stesse disposizioni relative agli impianti di nuova costruzione. Sempre con riferimento agli impianti in oggetto destinati alla produzione di biometano per l’autotrazione il principio del double counting è soggetto alle stesse restrizioni relative alla biomassa utilizzata di un impianto di nuova costruzione.

4.6 Confronto con l'incentivazione precedente al Decreto Biometano

4.6.1 La Tariffa onnicomprensiva

Sino alla pubblicazione del cosiddetto “Decreto Biometano”, cioè per tutti gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2013, l’attrattività del biogas era associata ad un sistema di incentivazione che riconosceva ai produttori una Tariffa “onnicomprensiva”. La sua denominazione deriva dal fatto che al suo interno vengono contemplati sia l’incentivo, sia la valorizzazione dell’energia elettrica venduta. La Tariffa onnicomprensiva si differenzia a seconda della fonte utilizzata e per l’energia elettrica prodotta da biogas essa è pari a 280€ per ogni MWh elettrico immesso in rete da impianti entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2012, mentre per quelli attivi a partire dal 1° gennaio 2013 sono ad oggi in vigore dei valori differenti, differenziati per taglie e origine del biogas, come schematizzato nella Tabella 4.8, ma pur sempre remunerati attraverso questo stesso meccanismo incentivante.

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	Vita utile degli impianti	Tariffa incentivante BASE (per il 2013)	Con C.A.R.
		kW	anni	€/MWh	€/MWh
Biogas	a) Prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	180	40
		301<P≤600	20	160	40
		601<P≤1000	20	140	40
		1001<P≤5000	20	104	40
		P≥5001	20	91	40
	b) Sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	236	10
		301<P≤600	20	206	10
		601<P≤1000	20	178	10
		1001<P≤5000	20	125	10
		P≥5001	20	101	10
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfaitariamente (Allegato 2)	1<P≤600	20	216	10
		601<P≤1000	20	216	10
		1001<P≤5000	20	109	10
		P≥5001	20	85	10

Tabella 4.8 - Tariffa onnicomprensiva impianti a biogas in esercizio dal 1 gennaio 2013

Risulta quindi essere importante effettuare un confronto tra il sistema incentivante messo in atto con il Decreto Biometano con quelli antecedenti per individuare se e in quali condizioni quest’ultimo possa essere ritenuto maggiormente redditizio. Per farlo è necessario dapprima ipotizzare per la Tariffa onnicomprensiva una conversione, portandola a riferirsi ad energia termica da elettrica, vendendo infatti il produttore di biometano per il suo potenziale termico. Dal momento che la produzione di energia elettrica da biogas avviene nella quasi totalità dei casi per mezzo della sua combustione in un motore a combustione interna, è possibile ipotizzare un rendimento pari al 40% (valore medio frequente per questa tipologia di applicazioni); in altre

parole si ipotizza che ogni 100 MWh termici di biogas in ingresso, si producano 40 MWh elettrici. Viene quindi presa in considerazione la tariffa incentivante destinata agli impianti entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2012 e pari a 280 €/MWh_{el} essendo il numero degli impianti a biogas entrati in esercizio durante il 2013 in numero sensibilmente inferiore rispetto a quelli che beneficiano allo stato attuale della prima Tariffa onnicomprensiva assegnata prima del 12 dicembre 2012. Si avrà pertanto il seguente valore di confronto:

$$INCENTIVO = 280 [\text{€} / \text{MWh}_{el}] \times 0,40 [\text{MWh}_{el} / \text{MWh}_{th}] = 112 \text{ €} / \text{MWh}_{th}$$

Questo valore è anche lo stesso che si avrebbe nel caso di utilizzo del biogas per cogenerazione ad alto rendimento (per quanto visto nel paragrafo 3.4), esclusi ricavi aggiuntivi dati dallo sfruttamento dell'energia termica eventualmente sfruttata.

4.6.2 Confronto con immissione del biometano in rete

Per quanto riguarda l'incentivazione del biometano immesso in rete e venduto al Gse si può riassumere il confronto con la Tabella 4.9:

ALIMENTAZIONE	≤ 500 Sm ³ /h	501 - 1000 Sm ³ /h	≥ 1000 Sm ³ /h
Sottoprodotti e/o rifiuti > 50%	62,744	57,04	51,336
Incentivazione TO	112	112	112
Confronto con TO [€/MWh]	-49,256	-54,96	-60,664
Sottoprodotti e/o rifiuti = 100%	94,116	85,56	77,004
Incentivazione TO	112	112	112
Confronto con TO [€/MWh]	-17,884	-26,44	-34,996

Tabella 4.9 – Confronto incentivo per biometano immesso in rete con la TO

Si assiste quindi ad un sensibile ridimensionamento della tariffa incentivante rispetto a quella onnicomprensiva, tanto più accentuato al crescere della taglia dell'impianto (in termini di portata di biometano immessa) e al diminuire della percentuale di sottoprodotti e/o rifiuti coinvolta nel processo di produzione del biocombustibile.

4.6.3 Confronto con utilizzo del biometano nei trasporti

Ai fini del confronto è necessario dapprima soffermarsi sul valore economico dei certificati di immissione in consumo rilasciati dal Gse. Pur essendo questo meccanismo attivo dal 2006, i

certificati vengono scambiati dagli operatori del settore (Soggetti Obbligati) tramite contrattazioni bilaterali il cui prezzo non è noto al Gse stesso. Si può quindi ipotizzare che il prezzo di un CIC sia variabile entro un range di valori pari a quello delle sanzioni amministrative pecuniarie di cui al Paragrafo 4.3.1, fissate dal Decreto n.100 del 23 aprile 2008, che impongono un pagamento per certificato di immissione da 100 a 600€. Nell'analisi effettuata nel seguito si suppone quindi che ciascun CIC sia valorizzato attraverso un valore variabile tra 100 e 600€. Come già spiegato nel Paragrafo 4.3.2 esso va diviso per 11,63 e moltiplicato per il coefficiente di incentivazione (schematizzato nelle Tabelle 4.5 e 4.7) al fine di convertirlo negli €/MWh effettivi.

Al beneficio dell'incentivo, che si ricorda tuttavia essere spartito tra soggetto produttore e soggetto che immette in consumo, si deve poi aggiungere il ricavo proveniente dalla vendita del biometano. Nei casi in cui il produttore del biometano lo rivenda ad un impianto di distribuzione con cui ha stabilito un contratto di fornitura si è ipotizzato un prezzo di vendita equivalente a quello medio annuale del metano nel 2012, pari a 28,54 €/MWh.

Nel caso in cui il soggetto produttore immetta in consumo il biometano per mezzo di un nuovo impianto di distribuzione realizzato a proprie spese e senza l'utilizzo della rete di trasporto del gas si è considerato il seguente Figura 4.2 che riporta l'andamento del prezzo del biometano presso i distributori da gennaio 2013 fino a febbraio 2014. Il valore medio in questo arco temporale si attesta a 0,990 €/kg.

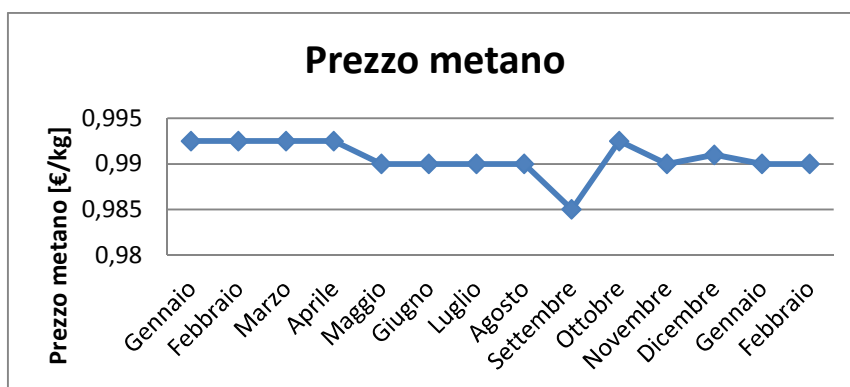


Figura 4.2 - Andamento del prezzo di metano presso i distributori stradali ²²

La conversione in €/MWh viene effettuata moltiplicando per la densità del metano pari a 0,717 kg/m³ e dividendo per il suo potere calorifico (11,05 kWh/Nm³):

²² Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, "Andamento del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico"

$$\text{Prezzo vendita metano} = \frac{0,990 \frac{\text{€}}{\text{kg}} \cdot 0,717 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}}{11,05 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}} \cdot 1000 \frac{\text{MWh}}{\text{kWh}} \sim 65 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Prendendo a riferimento il valore fissato dalla Tariffa onnicomprensiva e pari a 112 €/MWh_{th}, si procede con un confronto per ciascuna classe di incentivazione identificata dal Decreto. Nella Figura 4.3 si può notare come la vendita del biometano ad impianti di distribuzione di terzi sia conveniente rispetto alla Tariffa onnicomprensiva solamente per i casi di produzione da rifiuti, sottoprodotti, frazione biodegradabile, alghe e materie di origine non alimentare in percentuale superiore al 70% o al 100% (casi in cui è applicato il principio del double counting), ma solamente per prospettive in cui il valore del certificato di immissione in consumo assuma un valore piuttosto ottimistico, pari a circa 480€ per la percentuale per il caso di 100 %, 580€ per il caso ≥ 70%. Nel caso in cui si costruisca a proprie spese l'impianto di distribuzione, il produttore di biometano trattiene l'incentivo per intero in quanto è contemporaneamente anche il soggetto che immette il combustibile in consumo. All'incentivo si aggiunge il prezzo di mercato del metano prima identificato, cioè 65 €/MWh.

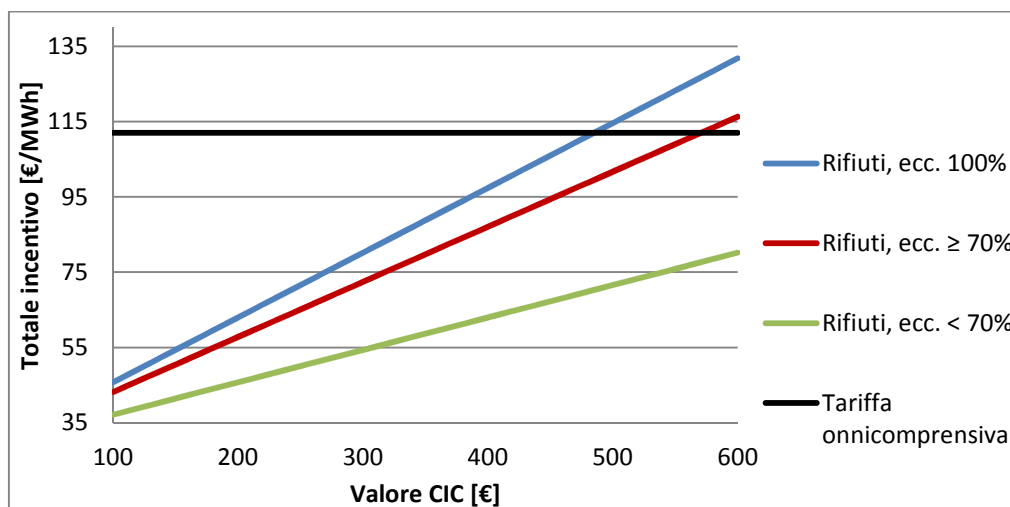


Figura 4.3 - Ricavi per la produzione di biometano al variare del valore del CIC nel caso di vendita a idma di terzi

Esso è superiore rispetto al prezzo medio annuale del metano, dovendo prendere in considerazione anche ulteriori spese, tra cui la costruzione dell'impianto di distribuzione e il dispendio energetico associato alla compressione del biocombustibile a pressioni attorno ai 200 bar. Nei primi dieci anni di esercizio l'incentivo per il caso considerato è incrementato del 50% ed è tracciato nella Figura 4.4.

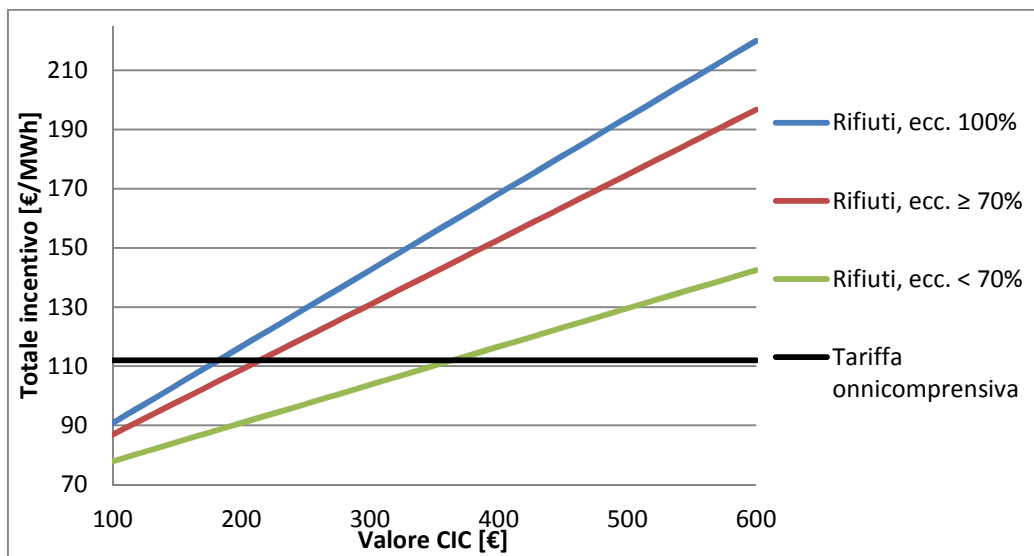


Figura 4.4 - Ricavi per la produzione di biometano al variare del valore del CIC con idma proprio (primi 10 anni)

Questa condizione è la più redditizia, e risulta più conveniente dell'incentivo ricavato con la Tariffa onnicomprensiva per valori dei certificati di immissione superiori a circa 370€ nel caso più sconveniente di alimentazione per la produzione di biometano a partire da biomassa che non consente di usufruire del principio del double counting.

Si riporta infine la figura relativa agli ultimi dieci anni di incentivazione per il produttore che realizza a proprie spese l'impianto di distribuzione.

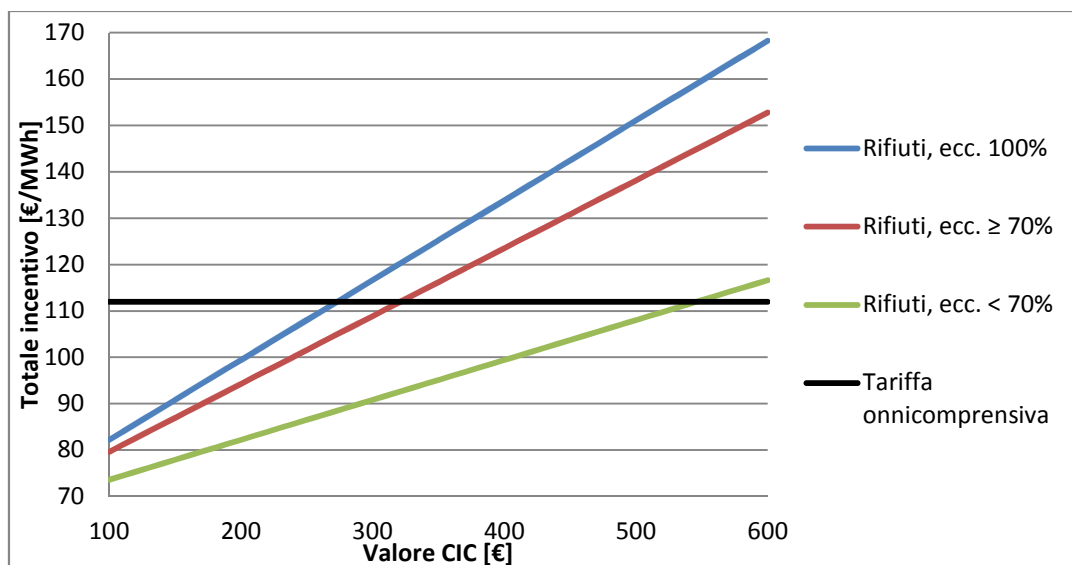


Figura 4.5 - Ricavi per la produzione di biometano al variare del valore del CIC con idma proprio (ultimi 10 anni)

La convenienza in assenza di double counting è garantita solo per valori del CIC superiori a 550€, mentre per i casi con alimentazione idonea allo stesso principio maggiore o uguale al 70% e pari al 100%, la soglia di convenienza si abbassa rispettivamente a CIC pari a 330€ e 280€.

4.6.4 Confronto con utilizzo del biometano nei casi di riconversione, gas di scarica, residuati

Nei casi di riconversione di impianti biogas, gas di scarica e residuati dai processi di depurazione esistenti, come già sottolineato nel Paragrafo 4.5, si possono applicare gli stessi ragionamenti applicati nei precedenti confronti, a patto di utilizzare un coefficiente moltiplicativo dell'incentivo pari a 0,4 nel caso di immissione del biometano in rete, e 0,7 nel caso di un suo utilizzo nei trasporti.

4.6.5 Confronto con impianto entrato in esercizio dopo il 1° gennaio 2013

Si effettua in questo paragrafo un confronto tra la Tariffa onnicomprensiva prevista dal sistema incentivante vigente (relativo cioè agli impianti per la produzione del biogas entrati in esercizio dopo il 1° gennaio 2013) e il sistema di incentivi così come descritto dal DM del 5 dicembre 2013. Ai fini pratici sarebbero queste le due possibili fonti di remunerazione per un impianto che entrasse in esercizio nell'immediato futuro. Nella Tabella 4.8 sono stati riportati gli incentivi per gli impianti ricadenti in questa categoria, ma per semplicità nel seguente paragrafo se ne considererà soltanto uno nel confronto con la soluzione a biometano. L'impianto in oggetto produce una potenza pari a 600 kW_{el} a partire da biomassa così come descritto dalle categorie b) e d) della Tabella 4.8, con una tariffa incentivante corrispondente pari a 216 €/MWh_{el}, supponendo che l'impianto funzioni in una configurazione a cogenerazione ad alto rendimento. Per lo stesso ragionamento effettuato nel Paragrafo 4.6.1 si calcola che il valore dell'incentivo in termini di energia termica risulta essere 86,4 €/MWh_{th}. Per un impianto di questa dimensione sono necessari circa 300 Nm³/h di biogas in alimentazione che, ipotizzando un contenuto del 60% di CH₄, corrispondono ad una portata di 180 Nm³/h biometano.

Supponendo di immettere il biometano in rete e venderlo al Gse, fermo restando il valore degli incentivi illustrati nel paragrafo 4.6.2, si perviene ad una condizione di redditività leggermente diversa da quella relativa al vecchio valore della Tariffa onnicomprensiva.

ALIMENTAZIONE	Sottoprodotti e/o rifiuti > 50%	Sottoprodotti e/o rifiuti = 100%
≤ 500 Sm ³ /h	62,744	94,116
Incentivazione TO	86,4	86,4
Confronto con TO [€/MWh]	-23,656	7,716

Tabella 4.10 - Confronto incentivo per biometano immesso in rete con la TO attuale

Nella Tabella 4.10 si mostra come l'immissione in rete di biometano risulti essere ora più conveniente per il caso di produzione da sottoprodotti e/o rifiuti al 100%. Ciò è dovuto all'abbassamento della Tariffa onnicomprensiva che rende più attrattivo il processo di upgrading.

Per quanto riguarda l'utilizzo del biometano nei trasporti, supponendo un valore dei certificati di immissione in consumo variabile tra 100 e 600€, il valore di vendita del biometano previa immissione in rete sempre pari a quello medio annuale del metano nel 2012, cioè 28,54 €/MWh, mentre un prezzo pari a 65 €/MWh nel caso di costruzione di un impianto di distribuzione realizzato a proprie spese, si perviene ai seguenti risultati, riportati nelle Figure 4.6, 4.7, 4.8.

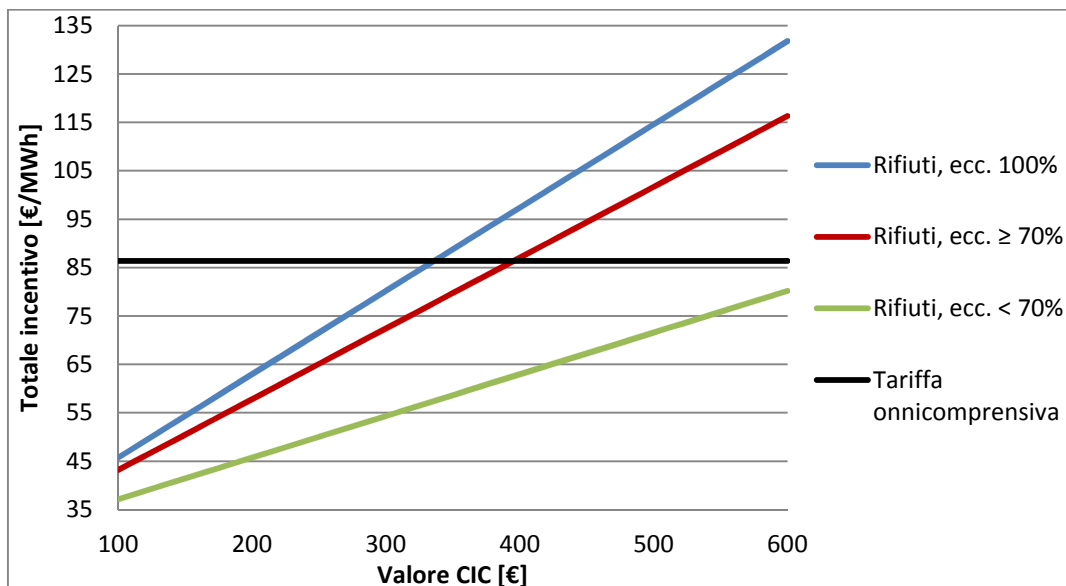


Figura 4.6 - Ricavi per la produzione di biometano nel caso di vendita a idma di terzi con TO attuale

I punti di intersezione tra le curve descrittive i ricavi per la produzione di biometano e per lo sfruttamento della tariffa onnicomprensiva vengono traslati verso sinistra, rispetto al caso in cui la TO era pari a 112 €/MWh, segno di un aumento delle possibilità di sviluppo di condizioni

di maggior redditività dell'upgrading. Le stesse migliori opportunità si instaurano anche per il caso con impianto di distribuzione realizzato a spese del produttore. Per i primi dieci anni di esercizio, addirittura, si instaurano condizioni in cui qualunque valore nel range considerato dei certificati di immissione in consumo consente di conseguire sempre una maggior remunerazione rispetto alla Tariffa onnicomprensiva.

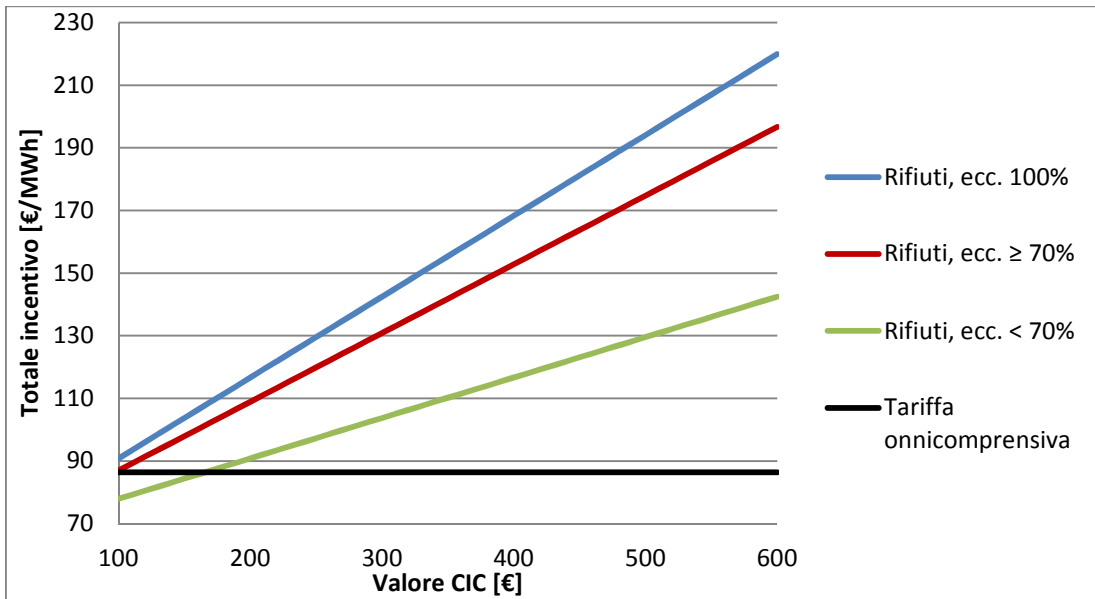


Figura 4.7 - Ricavi per la produzione di biometano con idma proprio (primi 10 anni) e TO attuale

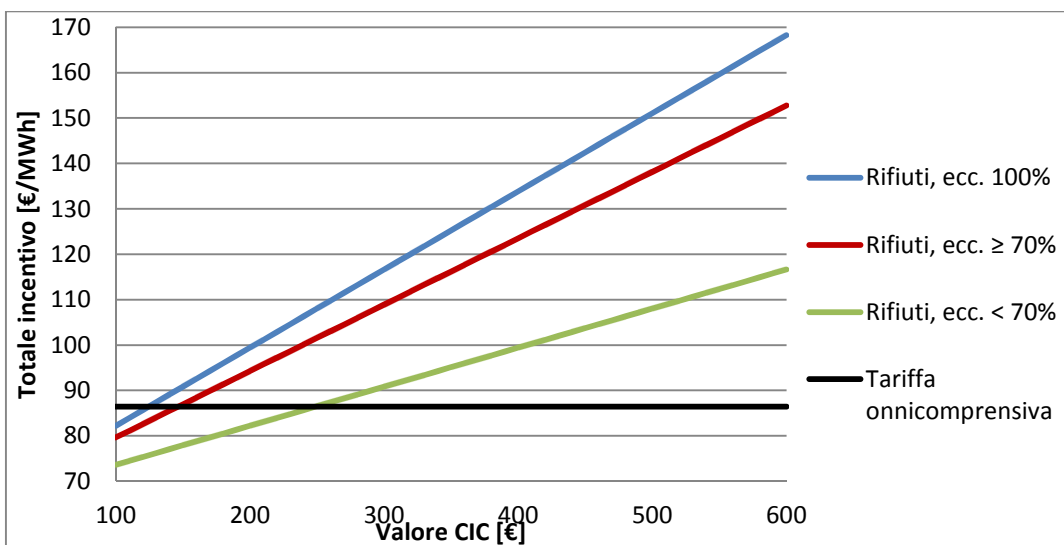


Figura 4.8 - Ricavi per la produzione di biometano con idma proprio (ultimi 10 anni) e TO attuale

4.7 Conclusioni

In questo capitolo si è illustrato il contenuto del Decreto Ministeriale del 5 dicembre 2013. Esso, seppur ancora non attuativo, contiene le linee guida relative alla produzione e allo sfruttamento del biometano. Una volta delineate le diverse possibilità di sfruttamento del biometano, con le incentivazioni corrispondenti in termini assoluti, si è passati ad un confronto di queste ultime con la Tariffa onnicomprensiva che rappresentava il meccanismo incentivante per la valorizzazione del biogas fino all'attuazione del Decreto Biometano. In altre parole si è indagato sulle condizioni in cui un imprenditore possa riscontrare una maggior redditività nell'investire in un impianto che produce ed utilizza il biometano (o che effettui un upgrading di un impianto già esistente) rispetto a fermarsi alla produzione di biogas e alla sua conversione in energia elettrica incentivata dalla Tariffa onnicomprensiva, eventualmente maggiorata da un assetto cogenerativo se in presenza di utenze termiche. Tra le varie opportunità contemplate, quella a cui corrisponde una maggior redditività rispetto alla TO risulta essere la produzione di biometano nei trasporti e in particolar modo nel caso in cui sia il produttore stesso a costruirsi il proprio impianto di distribuzione del biometano. In questo caso infatti, egli può beneficiare interamente dell'incentivo costituito dai certificati di immissione in consumo e dalla vendita del combustibile direttamente al consumatore finale. Si giunge a questi risultati anche considerando un valore della Tariffa onnicomprensiva pari a quello in vigore a partire dal 1° gennaio 2013: in questo caso si instaurano condizioni ulteriormente più favorevoli per il biometano a causa della diminuzione della TO rispetto ai 280 €/MWh_l originari. Si ricorda però che questa convenienza è pur sempre vincolata al particolare valore economico unitario del certificato che ad oggi non è stato reso noto dal Gse in quanto oggetto di libero scambio da parte dei Soggetti Obbligati, ma può essere soltanto stimato, come svolto nell'analisi contenuta nel Paragrafo 4.6. Bisogna quindi considerare che allo stato attuale, soprattutto per lo sfruttamento nei trasporti, l'upgrading di un impianto a biogas per la produzione di biometano risulti essere un investimento senz'altro ricco di interesse.

CAPITOLO 5

Descrizione tecnica dell'impianto

5.1 Introduzione all'impianto e ai dati di ingresso

L'impianto di digestione anaerobica verrà costruito presso la località di Soresina in provincia di Cremona. Come specificato nel capitolo introduttivo, il progetto è promosso da una collaborazione tra diversi comuni della zona che, per mezzo di un servizio autonomo di raccolta differenziata, accumulano e separano la frazione umida del residuo solido urbano, ed è volto alla produzione di biometano da immettere nella rete di trasporto del gas naturale. Il Codice Europeo dei Rifiuti (CER) è in vigore dal 1 gennaio 2002 e fornisce le indicazioni per l'identificazione di tutte le possibili categorie di rifiuti; l'ultima di queste, a cui corrispondono le cifre iniziali "20", riguarda proprio i rifiuti urbani e contiene, tra gli altri, quelli che sono effettivamente sfruttabili in un impianto di digestione anaerobica. Le portate che si sono considerate come dati di partenza per il dimensionamento dell'impianto sono state fornite dal committente (riportate nell'Allegato 2) e sono relative alla raccolta di rifiuti dell'anno 2013. Si evidenziano tra queste i "Rifiuti biodegradabili di cucine e mense" e i "Rifiuti biodegradabili" a cui corrispondono i CER 200108 e 200201 rispettivamente, che sono sfruttabili per la produzione di biogas per mezzo del processo di fermentazione anaerobica, e sono la vera e propria FORSU. In codigestione si aggiungono due ulteriori tipologie di substrati: i "Fanghi prodotti dal trattamento delle acque reflue urbane" (CER 190805), e i "Fanghi prodotti in loco dal trattamento dagli effluenti dell'industria lattiero-casearia" (CER 020502). La somma delle portate corrispondenti a queste quattro tipologie di sostanze in ingresso, valutate in termini di tonnellate al giorno, consiste in una singola unità di alimentazione. Obiettivo del presente elaborato è quindi quello di determinare il numero di unità di alimentazione corrispondenti alla produzione di un quantitativo di biogas equivalente alla produzione potenziale di 600 kW_{EL}, nell'ipotesi in cui tale biogas fosse convertito in energia elettrica per mezzo di un motore a combustione interna. Oltre ai substrati che vanno a formare la singola linea produttiva nell'impianto si è scelto di realizzare anche una trincea per lo stoccaggio di una certa quantità di insilato di mais, con lo scopo di regolarizzare ed equilibrare il processo di produzione di biogas quando necessario, o per carenza in una delle altre linee di alimentazione.

Tipologia	CER	Disponibilità [t/a]	Disponibilità [t/d]
Rifiuti biodegradabili di cucine e mense	200108	10708,83	29,34
Rifiuti biodegradabili prodotti da giardini e parchi	200201	8522,76	23,35
Fanghi prodotti dal trattamento delle acque reflue urbane	190805	1440	3,94
Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti industria lattiero-casearia	020502	15360	42,08

Tabella 5.1 – Schema riassuntivo delle portate alimentate nel processo di digestione anaerobica ²³

La FORSU subisce un processo di pretrattamento per raggiungere le condizioni ideali al processo digestivo, mentre i fanghi e l'insilato di mais vengono immessi nel direttamente fermentatore attraverso un'opportuna vasca di precarico di una coclea rispettivamente, senza necessità di pretrattamenti. Una volta che il fermentatore viene riempito si innesca il processo di digestione attraverso l'azione di batteri che agiscono in condizioni anaerobiche e a temperatura costante di circa 38-40°C (ambiente mesofilo). Agitatori mantengono omogeneo il substrato contenuto nel fermentatore.

All'interno del secondo digestore, collegato al primo da tubazioni sia per il passaggio del gas e sia della sostanza parzialmente digerita, avviene lo stesso processo ma con minore intensità, considerando, appunto, che la sostanza all'interno di tale fermentatore è già parzialmente digerita. Un accumulatore pressostatico fissato sulla sommità dei digestori e della vasca residui, costituito da una doppia membrana in poliestere ricoperto di PVC, con capacità di stoccaggio fissata, raccoglie il biogas prodotto. Dallo stoccaggio, il biogas è inviato ad un sistema di upgrading, dal quale verrà separato il biometano che sarà successivamente immesso nella rete di trasporto del gas naturale. Il digestato, a partire dal secondo digestore, sarà alimentato alla fase di separazione solido/liquido. La frazione liquida sarà raccolta in una vasca di accumulo finale dimensionata per osservare un tempo minimo di stoccaggio pari a 180 giorni: anche questa è dotata di una copertura per la raccolta del biogas prodotto per mezzo del processo di digestione della piccola frazione di digestato non ancora digerita che è ancora oggetto del processo di fermentazione. La frazione solida, tutta o in parte, entrerà direttamente nella tramoggia di carico dell'essiccatore per la disidratazione del materiale che potrà provenire direttamente dai digestori oltre che dal separatore.

²³ L. Ercoli, E. Bonari, F. Barresi, "Acque reflue dei caseifici"

5.2 La linea di alimentazione della FORSU

Dopo la ricezione dell'umido dal sistema di raccolta differenziata dei singoli comuni avviene la fase di pesatura. L'ottenimento della frazione organica dei residui solidi urbani è vincolato alla separazione preventiva delle frazioni biologicamente inerti contenute nell'umido (metalli, plastiche, vetro, poliaccoppiati, parti legnose grossolane), per evitarne l'accumulo nei digestori, determinandone la progressiva riduzione del volume biologicamente reattivo con la conseguente perdita di efficienza operativa e la necessità di onerosi interventi di manutenzione straordinaria.

5.2.1 I pretrattamenti per l'ottenimento della FORSU

I pretrattamenti installati si basano sul sistema idromeccanico di selezione ad umido (Waste Pulper), che si compone di più fasi. Prima che l'umido giunga al suo interno però, viene inviato ad un tritatore aprisacco, dove i sacchetti che contengono l'organico vengono aperti, sfibrati e lacerati. Quindi il prodotto, previa deferrizzazione, per mezzo di nastri trasportatori, è spedito alla stazione di miscelazione e separazione ad umido. In una prima fase la biomassa da trattare è idratata per mezzo dell'aggiunta di acqua di processo nel waste pulper: un agitatore genera turbolenze che portano alla separazione delle diverse fasi dei materiali in ingresso. I componenti organici non solubili sono sfibrati dalla forza centrifuga e portati in sospensione, mentre i componenti solubili sono portati in soluzione. La sospensione organica ottenuta (emulsione) è pompata attraverso una griglia interna con fori di circa 10 mm. Dopo l'estrazione di questa prima parte è aggiunta ulteriore acqua di processo per diluire e lavare le frazioni organiche e i contaminanti al di sopra dei 10 mm rimasti nel pulper in modo tale da portare il contenuto di sostanza secca ad un valore non superiore al 12%. Conseguentemente vi sono tre flussi uscenti dal pulper: la sospensione organica grezza, una frazione leggera (plastiche, stagnole, tessuti, legno, ecc.) e la frazione pesante (sassi, ossa, batterie, noccioli di frutta, ecc.). La sospensione organica grezza contiene ancora tutte quelle impurità che riescono a filtrare, avendo dimensioni inferiori al diametro delle griglie come sabbie, gusci d'uova, e impurità simili. Nella seconda fase questo materiale viene rimosso per impedire danni alle pompe e depositi nei digestori, per mezzo di un desabbiatore (Grit Removal System): un sistema composto di un serbatoio di stoccaggio, un idro-ciclone, un selettore a classificazione ed un contenitore per le sabbie rimosse. Il ciclone attraverso la forza centrifuga separa e spinge la frazione sabbiosa verso il tubo selettore e quindi verso il deposito del materiale sabbioso. La sospensione organica, libera di contaminanti, è inviata nel reattore buffer, che garantisce una alimentazione costante e graduale nei digestori. La sospensione organica finale contiene un livello di impurità molto

basso (inferiore al 2%), e una quantità di solidi totali variabile tra il 6 e il 12%, con un recupero di oltre il 90% della sostanza organica contenuta inizialmente nella biomassa. Un esempio di processo di pretrattamento come quello appena descritto è quello BTA schematizzato di seguito.



Figura 5.1 – Schema di un processo BTA di pretrattamento dell'umido²⁴

5.2.2 La fase di sanificazione

Per consentire l'utilizzo del digestato sul terreno agricolo, la sospensione organica derivante dai processi di pretrattamento è sottoposta ad una fase di sanificazione necessaria all'eliminazione dei patogeni. Questa fase del processo è realizzata per mezzo di due pastorizzazioni che riscaldano l'emulsione fino a 70°C e la mantengono a quella temperatura per un'ora. La legge richiede inoltre una pezzatura del materiale inferiore a 12 mm, limite già raggiunto per mezzo della pezzatura delle griglie. La sanificazione è eseguita con operazioni in batch. Alla fine del processo la sospensione viene riportata a 38°C, coerente con il processo di digestione anaerobica dell'impianto, in tal modo si evidenziano brusche fluttuazioni della temperatura interna dei digestori. La sospensione igienizzata viene quindi pompata all'interno dei digestori mediante tubazioni ermeticamente chiuse.

5.3 Lo stoccaggio della biomassa secondaria

Si prevede la possibilità di introdurre in co-digestione con la frazione organica dell'insilato di mais nel caso in cui la FORSU non sia disponibile in quantità sufficienti per garantire un ottimale svolgimento del processo di digestione anaerobica o semplicemente allo scopo di regolarizzarlo con il proprio apporto.

²⁴ S. Gandolfi, "Biogas da biomasse rifiuti organici & rifiuti agroalimentari", Biotec Sistemi S.r.l.

Infine è prevista una vasca di precarico per i fanghi. Tipicamente sia i fanghi che l'insilato di mais non necessitano di alcun pretrattamento, in quanto il dispendio energetico ad esso associato comporterebbe un aggravio dei costi rispetto al beneficio corrispondente all'aumento di resa del processo digestivo. L'unico accorgimento necessario riguarda i percolati che possono prodursi copiosi dopo la fase successiva all'insilamento e devono essere raccolti. Nel Paragrafo 5.9.4 si affronterà anche il tema del problema dello smaltimento dei percolati e il luogo dove essi vengano indirizzati.

5.4 Linea di fermentazione

È sulla linea di fermentazione che ricade maggiormente la specifica tipologia di biomassa utilizzata e i relativi pretrattamenti ai fini della produzione di biogas. In letteratura vengono illustrati due approcci distinti per il dimensionamento di un impianto per la digestione anaerobica:

- Considerando i parametri cinetici;
- Considerando criteri semplificati come i fattori di carico e i parametri operativi.

Siccome la frazione organica dei rifiuti urbani è un substrato piuttosto complesso da caratterizzare da un punto di vista delle cinetiche di reazione, di solito si preferisce utilizzare il secondo approccio, che, in ogni caso, assicura risultati accettabili. Di seguito vengono quindi esplicitati i vari passaggi corrispondenti all'applicazione del secondo approccio. Per l'impianto in oggetto si è scelto lo sviluppo di un processo bi-stadio in mesofilia ad umido, con la presenza di una terza vasca per la raccolta dei residui. Il tempo di ritenzione idraulica (HRT) medio dell'ingestato è stato supposto pari a 35 giorni, un valore relativamente basso dovuto alla predominanza di biomassa di origine animale che risulta essere più digeribile di quella vegetale (alla quale si associa in media un HRT di 60 giorni). Per quanto riguarda il carico organico volumetrico (COV) si è scelto un valore di 2,8 $\text{kg}_{\text{sv}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$, tipico per i casi in cui si processino fanghi e rifiuti biodegradabili.

HRT [d]	Carico organico volumetrico [$\text{kg}_{\text{sv}}/\text{m}^3$]
30	2,8

Tabella 5.3 – Valori del tempo di ritenzione idraulica e del carico organico volumetrico utilizzati nel dimensionamento dell'impianto

Dai valori di HRT e COV scelti si perviene a due differenti stime del volume del digestore: tra le due si sceglierà ovviamente quella più grande. Di seguito si riportano i principali dati utilizzati nel calcolo della producibilità della biomassa alimentata relativi alle specifiche del processo: i valori relativi alle portate sono quelli assegnati per il dimensionamento stesso dell'impianto, ottenuti sulla base del bacino di utenza della zona attorno al sito; i restanti valori provengono dalla letteratura. Si osservi che il processo è di tipo ad umido, ma soltanto per tre delle quattro tipologie di biomassa alimentate la frazione di sostanza secca risulta essere superiore al valore di 10-15% tipico per questa categoria di processi. Risulta perciò necessaria la diluizione della biomassa in ingresso con acqua prelevata dalla rete (limitata per mezzo di un di ricircolo del digestato) fino al raggiungimento di un adeguato tenore di sostanza umida. Il procedimento con cui si effettua il processo di diluizione è stato descritto nel Paragrafo 5.2.1 relativo ai pretrattamenti della FORSU.

Sostanza	CER	Portata [t/d]	% Sostanza secca SS	% Solidi volatili SV (rispetto SS)	Produzione specifica di biogas [Nm ³ /t]
Rifiuti biodegradabili di cucine e mense	200108	29,34	35	65	500
Rifiuti biodegradabili prodotti da giardini e parchi	200201	23,35	12	87	575
Fanghi prodotti dal trattamento delle acque reflue urbane	190805	3,94	2,5	85	450
Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti industria lattiero-casearia	020502	42,08	10	85	450

Tabella 5.4 – Producibilità biomassa

Da ultimo vengono illustrati i principali valori identificati nel calcolo del diametro del singolo fermentatore.

Indice	Valore	U.m.
Volume per carico organico	4561,87	m ³
Altezza fermentatore	6	m
Superficie totale	760,31	m ²
N° fermentatori	2	-
Diametro singolo fermentatore	21,10	m

Tabella 5.5 – Determinazione della superficie totale e del diametro del singolo fermentatore

Un digestore dimensionato con un carico organico relativamente basso, cui corrisponde un volume del reattore elevato, è caratterizzato da una buona flessibilità di esercizio, poiché

permette di affrontare diverse capacità di trattamento. La riduzione del carico organico, infatti, rappresenta sempre un fattore di sicurezza aggiuntivo, rispetto ad eventuali situazioni di sovraccarico, perché il sistema può lavorare in condizioni meno stressanti. Il sovradimensionamento, inoltre, incide in misura limitata sui costi d'impianto. Le rese di processo (valutate come $m^3_{\text{BIOGAS}}/m^3_{\text{REATTORE}}/\text{giorno}$) sono però chiaramente inferiori rispetto ai digestori che lavorano ad alto carico.

5.5 Produttività impianto

Noti i valori di producibilità dei singoli substrati in alimentazione è possibile determinare la portata di biogas producibile. Per produrre una potenza equivalente di 600 kW_{EL} risultano essere necessarie 8 unità di alimentazione pari a quella fornita come dato iniziale e riportate già nel paragrafo precedente.

A tale conclusione si perviene ipotizzando un rendimento del 40% del MCI che eventualmente andrebbe a convertire il potenziale chimico del biogas in energia elettrica, e noto il PCI del biogas pari a 6,0 MJ/Nm³. Nota la portata di biogas e supposta una frazione di CH₄ pari al 55% si può stimare anche la portata di biometano disponibile, che verrà inviata in ingresso alla stazione di upgrading per la separazione dalle altre specie dissolte nella miscela gassosa. Nella Tabella 5.7 vengono riportati i principali parametri relativi alla producibilità dell'impianto.

Indice	Valore	U.m.
m_{BIOGAS}	2.331.038	Nm ³ /anno
m_{BIOGAS}	266,100	Nm ³ /h
% _{CH4}	0,55	-
PCI _{BIOGAS}	6	MJ/Nm ³
η_{MCI}	0,4	%
Potenza equivalente	638,640	kW
m_{CH4}	146,35	Nm ³ /h

Tabella 5.6 – Produzione di biogas e biometano da digestione anaerobica

All'impianto corrisponde quindi una produzione specifica di biogas pari a 646,94 Nm³_{BIOGAS}/kg_{SO di substrato}.

5.6 Impianto di upgrading per la produzione di biometano

Tra le varie tecnologie sfruttabili per l'upgrading si è scelta la tecnologia del lavaggio amminico che consente di ottenere un'efficienza estremamente elevata, attorno al 99%, con perdite di metano molto limitate, inferiori allo 0,1%. Per quanto riguarda il funzionamento e i parametri energetici si rimanda comunque al Capitolo 3 dedicato. Tra le varie e numerose aziende in grado di fornire un simile impianto si propone la "MT-Energie", azienda tedesca con esperienza consolidata e pluriennale nel settore del biogas. Con un'efficienza del 99% è possibile considerare di ottenere una portata di metano in uscita dall'impianto pari a 144,89 Nm³/h, in condizioni di pressione a circa 6 bar e temperature attorno ai 70°C. Si devono però considerare i dispendi energetici corrispondenti alla compressione del biometano fino ai valori della rete del trasporto nazionale, nonché quelli relativi al processo di upgrading stesso.

5.7 Separatore liquido/solido

Il digestato, a partire dal secondo digestore, viene inviato alla vasca di carico del separatore, dimensionata con un'autonomia volumetrica stimata di un paio di giorni, e da qui al separatore vero e proprio. Il separatore previsto è del tipo a compressione elicoidale: tale sistema è caratterizzato da un cestello forato in acciaio inox, all'interno del quale una coclea spinge le frazioni solide (sono trattenute dalle dimensione dei fori particelle con granulometria superiore ai 500 – 800 micron circa) verso un'uscita di fondo tenuta chiusa con una forza tarata (tramite una molla o un peso). In questo modo il solido viene strizzato, ottenendo due fasi, una sostanzialmente solida ed una liquida. I vantaggi di ordine gestionale ed ambientale che si perseguono sono notevoli, in quanto la frazione liquida ottenuta è caratterizzata da:

- facilità di gestione (minor problemi di intasamento od occlusioni durante le operazioni di rimozione, pompaggio, ripresa nei bacini di accumulo e distribuzione fertirrigua);
- buona fluidificazione, che consente di adottare attrezzature di minore potenza e di ottenere un miglior grado di miscelazione, soprattutto nei bacini di grandi dimensioni;
- minore contenuto di azoto e, soprattutto, di fosforo (aumento dei volumi somministrabili alle colture);
- volume inferiore (minore capacità di stoccaggio dei bacini);
- la frazione solida ottenuta può essere destinata all'impiego agronomico come ammendante.

Supponendo una efficienza di separazione degli ST del 40% e una concentrazione di solidi nella frazione solida del 20%, è possibile effettuare un dimensionamento per lo stoccaggio del digestato, distinguendo tra frazione liquida e frazione solida.

Parametro	Valore	U.m.
Densità biogas	1,25	kg/Nm ³
Volume specifico biogas frazione solida	0,8	kg/Nm ³
Efficienza di separazione solidi	40	%
Concentrazione solidi frazione solida	20	%
ST nel digestato	9,39	t/d
Quantità frazione solida separata	18,79	t/d
Volume frazione solida separata	23,49	m ³ /d
Altezza cumuli	1,5	m
Superficie occupata	15,65	m ² /d
Periodo stoccaggio frazione solida	90	d
Superficie tot necessaria	1409,18	m ²

Tabella 5.7 –Frazione solida del digestato

Parametro	Valore	U.m.
Quantità frazione liquida separata	71,94	t/d
Periodo stoccaggio frazione solida	180	d
Volume vasche necessario	12950	m ³

Tabella 5.8 –Frazione liquida del digestato

5.8 Utilizzo del biometano

Il biometano ottenuto per mezzo della catena di processi descritti viene compresso, immesso nella rete nazionale²⁵ e successivamente prelevato per il suo utilizzo nei trasporti. Il progetto della piattaforma tecnologica promosso dal consorzio di comuni prevede infatti anche la realizzazione di un nuovo impianto per la distribuzione del gas naturale situato a breve distanza dal consorzio. Qui sarà venduto un combustibile destinato all'autotrazione prodotto attraverso un processo di raccolta e valorizzazione del rifiuto organico. L'analisi economica dell'investimento verrà svolta nel Capitolo 6.

²⁵ Allo stato attuale è assente nell'Ordinamento un atto che indichi le proprietà fisico-chimiche che deve possedere il biometano prodotto prima di poterlo immettere nella rete nazionale (tali da farlo considerare equivalente al gas naturale). Tuttavia si può presumere che tale processo di adeguamento sia inevitabile anche se non comporti rilevanti oneri o complicazioni impiantistiche.

5.9 Il layout d'impianto

L'impianto è costituito dai seguenti principali componenti (come rappresentato nelle tavole poste in All.1):

- n.1 struttura per il pretrattamento e alimentazione della FORSU;
- n.1 struttura per lo stoccaggio e la conservazione della materia prima agricola (trincea);
- n.1 vasca di precarico fanghi;
- n.1 sistema di alimentazione della FORSU, dell'insilato di mais, e dei fanghi raccolti;
- n.2 digestori anaerobici (4000 m³, n.1 agitatore verticale, n.2 agitatori orizzontali);
- n.1 sistema di separazione digestato solido/liquido a compressione elicoidale;
- n.1 vasca di stoccaggio residui (4300 m³), dimensionata per accumulare il separato liquido per un periodo di 180 gg;
- n.1 platea di stoccaggio della frazione solida proveniente dal separatore;
- sistemi di pompe, tubazioni, pozzetti, strumentazioni;
- impianto di upgrading, trattamento del biogas;
- n.1 edificio prefabbricato (edificio tecnico) contenete il sistema di gestione, controllo e supervisione del processo (quadri elettrici, PC di supervisione,..);
- n.1 torcia per lo smaltimento del biogas in esubero.

5.9.1 Il sistema di alimentazione dei digestori

I digestori devono essere alimentati con una quantità e qualità di matrici possibilmente costante.

L'alimentazione dei digestori avviene attraverso un sistema composto da:

- n.1 batch di sanificazione FORSU;
- n.1 vasca di precarico fanghi;
- n.1 tramoggia di carico biomassa solida.

Dopo la fase di igienizzazione, la FORSU è pronta per essere sfruttata energeticamente ed, essendo in uno stato semi-solido, è pompabile per mezzo di tubazioni ermeticamente chiuse all'interno del digestore. Nella vasca di precarico saranno invece raccolti i fanghi resi disponibili all'ingresso dell'impianto. Sarà realizzata in calcestruzzo gettato in opera, forma circolare, con un volume utile di circa 180 m³. Destinati allo stoccaggio in vasca di precarico sono anche i reflui di diluizione provenienti dai vari pozzetti di raccolta di percolati e di acque meteoriche delle trincee nonché quota parte del separato liquido del digestato, in base alle

esigenze del processo (in modo che il substrato in digestione abbia un contenuto di ST pari a circa 12%). Le biomasse solide (insilato di mais) verranno caricate all'interno della tramoggia di carico mediante l'utilizzo di mezzi meccanici: il sistema, le cui parti soggette a corrosione sono in acciaio INOX, è composto da un cassone in cui la biomassa viene prima stoccata e poi spinta tramite l'azione di coclee dilaceranti verso un sistema di miscelazione/triturazione.

Il sistema di alimentazione, come già visto per quello di ricircolo, è regolato da un software di controllo che ne determina le quantità e le proporzioni in modo ottimale.

5.9.2 I digestori anaerobici

Il substrato biologico richiesto sarà alimentato all'interno di due digestori anaerobici (dimensionati nel Paragrafo 5.4), al fine di ottenere una quanto più completa degradazione della sostanza organica e conseguente produzione di biogas. La fase di digestione anaerobica è stata dimensionata considerando un valore di HTR (Hydraulic Retention Time) adeguato ed un corretto valore di carico volumetrico all'interno del reattore. Ciascun fermentatore è costituito da una vasca circolare in cemento armato, all'interno della quale ha luogo il processo di digestione anaerobica con conseguente formazione del biogas. La vasca ha copertura a cupola a doppia membrana, di cui una è a tenuta di gas. Le principali caratteristiche del manufatto sono:

- fondazioni del tipo a platea, pareti circolari di elevazione realizzate in cemento armato;
- isolamento della platea e della parete con pannelli in polistirene espanso;
- riscaldamento interno composto da circuiti tubolari continui in PVC, collegati all'inizio e alla fine con un collettore di distribuzione;
- cupola gasometrica a doppia membrana con intercapedine d'aria: membrana interna in PE impermeabile al gas con funzione di accumulatore pressostatico del biogas, membrana esterna in PVC resistente alle intemperie per la protezione dell'accumulatore pressostatico dagli agenti atmosferici. Una soffiante centrifuga (montata sulla parete del fermentatore) fornisce il sostegno pneumatico mantenendo una pressione d'esercizio costante (in un intervallo compreso tra 0 e 5 mbar);
- rivestimento della muratura interna del fermentatore, esposta al biogas, con vernice a base di resina epossidica.

Il fermentatore è dotato di un sistema biologico di abbattimento dell' H_2S tramite iniezione di aria nei gasometri. I principali elementi che costituiscono questo sistema sono:

- cinghie disposte a raggiera con sostegno centrale in acciaio inox

- rete di nylon
- pompa a membrana per l'immissione di aria all'interno degli accumulatori pressostatici

Tale complesso di elementi costituisce un ottimo sito per la proliferazione dei microrganismi aerobi responsabili della conversione dell' H_2S in zolfo elementare.

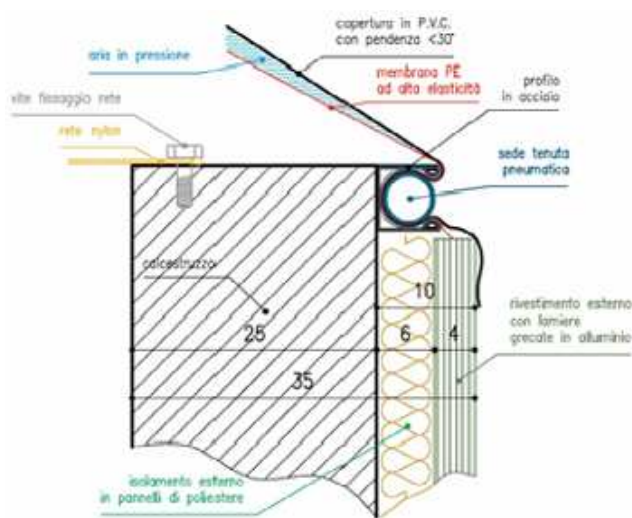


Figura 5.3 – Particolare delle coperture a cupola ²⁶

Grazie alla grande superficie di attacco l'abbattimento dell' H_2S raggiunge percentuali elevate. Dopo il trattamento di desolfurazione il valore atteso di concentrazione di idrogeno solforato nel biogas è di circa 50 ppm. Variazioni di sovrappressione interna del contenitore pressostatico, da 0 a 5 cm di H_2O , non influenzano sostanzialmente l'abbattimento biologico dell' H_2S . È importante sottolineare che lo zolfo elementare che precipita nel digestato non compromette l'equilibrio biologico del consorzio batterico responsabile della metanizzazione ed inoltre contribuisce ad aumentare le caratteristiche nutritive del digestato. Ciascun fermentatore è dotato di dispositivi di miscelazione dei fermentatori:

- n. 2 miscelatori verticali a immersione con motore 17 kW;
- n. 1 miscelatore orizzontale con motore 15 kW.

La parete verrà coibentata esternamente con materiale isolante per ridurre al minimo le dispersioni termiche, con un coefficiente di trasmittanza globale che non dovrà essere inferiore a $0,40 \text{ W/m}^2\text{°C}$ per garantire una buona coibentazione e quindi consentire di mantenere la temperatura interna al digestore nel campo mesofilo ($37\text{--}42 \text{ °C}$). Completano poi la dotazione del digestore:

²⁶ Emmeceidue S.r.l., "Relazione tecnica di un impianto di biogas: Azienda Agricola Cravera"

- valvola di sicurezza/respirazione;
- set di strumentazione composto da:
 - n.1 pressostato massima pressione
 - n.1 temperatura miscela in ingresso
 - n.1 livello idrostatico per digestore (guardia idraulica)
 - n.1 sonda per temperatura digestori

La pressione all'interno del digestore sarà mantenuta a un livello di 2 mbar: a tal fine, il digestore è dotato di guardia idraulica di sicurezza, dimensionata per intervenire ad una pressione compresa tra 2 e 4 mbar al fine di proteggere la cupola da eventuali danni dovuti a sovrappressione o sottopressione. Il principio di funzionamento è il seguente:

- se la membrana della cupola di stoccaggio del gas è ad un livello troppo elevato, il corpo di mandata viene sollevato da un apposito cavo ed il liquido di compensazione esce dal sifone collegato con la vasca, spostandosi nel tubo di mandata, in modo da far fuoriuscire il biogas dal digestore. L'uscita del gas fa diminuire la pressione all'interno della cupola di stoccaggio, facendone diminuire il volume e riportando il corpo di mandata alla posizione di partenza;

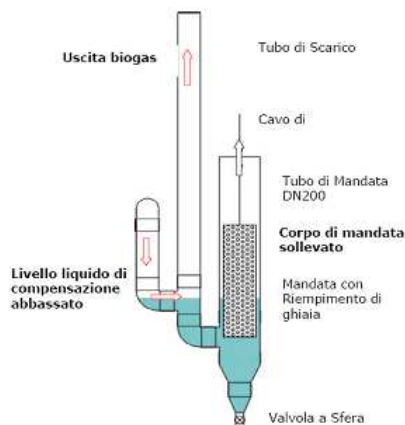


Figura 5.4 - Caso di sovrappressione della membrana della cupola di stoccaggio ²⁶

- in caso di sottopressione il liquido di compensazione si sposta nel sifone collegato alla vasca, permettendo all'aria di entrare nel digestore.

Per un controllo visivo immediato ogni digestore è munito di oblò di ispezione con luce antideflagrante. Per lo svuotamento del digestore sono previste pompe monovite in grado di pompare materiale molto più liquido rispetto al quello in entrata per effetto della degradazione della sostanza organica. Inoltre sono previsti pozzetti dai quali avviene l'estrazione del

materiale sedimentato e per effettuare lo svuotamento completo delle vasche in caso di operazioni di manutenzione all'interno dei digestori.

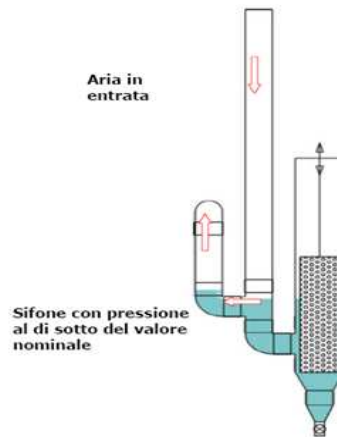


Figura 5.5 - Caso di sottopressione della membrana della cupola di stoccaggio ²⁶

Le caratteristiche costruttive e l'allestimento del secondo fermentatore sono del tutto analoghe a quelle del primo. La matrice organica da digerire risiede all'interno dei fermentatori per circa un mese (durante il quale si forma la maggior parte del biogas) e viene quindi pompata nel secondo fermentatore. Il secondo fermentatore è dotato di dispositivi di miscelazione a immersione con motore 17 kW.

5.9.3 Vasca di stoccaggio dei residui coperta a recupero biogas

Le caratteristiche costruttive e l'allestimento di questa vasca sono analoghe a quelle dei fermentatori ad eccezione del sistema di riscaldamento che non è previsto. La matrice organica sottoposta ad una prima digestione risiede all'interno del secondo fermentatore per circa 180 giorni e viene quindi pompata nella vasca di stoccaggio coperta.

5.9.4 L'essiccatore

L'essiccatore in progetto sarà del tipo a nastro la cui azione permetterà di ridurre l'umidità del materiale trattato dal 75-90% ad un valore di umidità finale pari a circa il 10-18% il separato solido del digestato il quale, una volta stoccato nella concimaia opportunamente dimensionata, verrà inviato tramite sistema trasportatore ad una tramoggia di carico. L'essiccatore sarà costituito dai seguenti componenti principali:

- tramoggia di carico con dosatore, agitatore temporizzato per dosatura per ottenere materiale in quantità e valore di umidità desiderato;

- gruppo di ventilazione con aspirazione dallo scambiatore di calore aria-acqua;
- tramoggia di raccolta prodotto finito con scarico laterale;
- quadri elettrici di alimentazione, comando e controllo.

5.9.5 La gestione dei ricircoli

Il ricircolo è disponibile tra tutti e tre i fermentatori in modo indipendente, e consente di regolare a seconda delle necessità (esempio: diluizione di un digestore perché la sostanza solida è troppo elevata, carico organico eccessivo) il processo di digestione anaerobica. L'azionamento dei ricircoli è regolato dal sistema di gestione, al fine massimizzare sia dal punto di vista quantitativo che qualitativo la produzione di biogas, nel rispetto dei parametri operativi descritti nel Paragrafo 2.6, al variare della tipologie di biomassa alimentata.

5.9.6 Sistema di controllo e analisi del biogas

Prima dell'immissione del biogas nei gruppi alternatore-motore, è prevista una sezione di controllo e analisi del biogas stesso, costituito da un rack di monitoraggio composto da:

- sensore di pressione (il cui segnale verrà riportato al sistema di supervisione e controllo);
- sensore di temperatura (il cui segnale verrà riportato al sistema di supervisione e controllo);
- misuratore di portata;
- analizzatore biogas (i cui segnali verranno riportati al sistema di supervisione e controllo). L'analizzatore biogas fornisce la composizione del biogas nelle sue componenti principali (CH₄, H₂S, O₂ e CO₂).

5.9.7 Torcia

L'eccesso di biogas sarà bruciato in una torcia opportuna dimensionata. Il dispositivo installato sarà tale da garantire il rispetto dei parametri di emissione in termini di temperatura di emissione, velocità di espulsione dei fumi, tempo di permanenza all'interno del combustore. Il sistema sarà dotato di un sistema monitoraggio in continuo della temperatura di combustione e della portata di biogas, oltre ad un sistema di regolazione automatica della portata di aria comburente in funzione della portata di gas.

CAPITOLO 6

Analisi economica dell'investimento

6.1 Introduzione

Gli impianti destinati alla produzione di biogas e di biometano comportano un investimento economico piuttosto consistente, considerando il fatto che i promotori di simili iniziative imprenditoriali sono nella quasi totalità dei casi gruppi di comuni localizzati nella stessa zona, oppure, ancor più esposti dal punto di vista economico, consorzi di imprese agricole. L'attrattività di questi impianti è quindi connessa non soltanto alla possibilità di aggiungere un'ulteriore voce alle fonti di guadagno per gli investitori, ma anche all'opportunità di risolvere altre problematiche connesse alle loro singole attività. Da un lato le imprese agricole possono utilizzare gli scarti vegetali, i reflui e le deiezioni animali che andrebbero altrimenti smaltiti a proprie spese, e allo stesso tempo sfruttare la frazione solida del digestato come fertilizzante naturale. Dall'altro lato i comuni possono rendere redditizi gli sforzi realizzati per effettuare la raccolta differenziata, trasformando il costo dello smaltimento dei rifiuti in discarica in una opportunità di guadagno. Non di meno, tale scelta risulta anche essere la più sostenibile dal punto di vista ambientale, in quanto consente di utilizzare nuovamente gli scarti alimentari e agricoli riducendo enormemente la frazione di questi che dovrà essere smaltita in discarica o all'interno di un termovalorizzatore.

Da ultimo si fa notare come negli impianti di biogas si realizzi una produzione di energia elettrica e calore che consente di rendere le unità produttive autosufficienti dal punto di vista energetico. Negli impianti di biometano tali benefici si differenziano a seconda dell'utilizzo che ne viene fatto, ma sono pur sempre determinati dal fatto di rendere disponibile un biocombustibile a partire da rifiuti.

6.2 Il business plan dell'impianto

Di seguito verranno riportati i dati e le ipotesi a cui si è fatto riferimento per il calcolo degli indici economici necessari alla valutazione dell'investimento. L'anno di riferimento è l'anno 0, e si ipotizza che l'impianto entri in attività nel gennaio dell'anno 1. L'investimento necessario a realizzare l'impianto viene calcolato assegnando il costo overnight, ossia il costo istantaneo (come se l'impianto fosse costruito in una notte) non inclusivo degli oneri finanziari

durante la costruzione. Questo costo è comunemente definito quale “costo della tecnologia”. In Tabella 6.1 vengono riportati i valori relativi alla produzione dell’impianto, connessi ai ricavi.

Parametro	Valore	U. m.
Ore di funzionamento impianto	8.000	h/anno
Quantità Forsu trattata	19.230	t/anno
Biometano prodotto	144,89	Nm ³ /h
Decurtazione per fabbisogno termico	10	%
Biometano effettivamente immesso in rete e venduto in IDMA	130,40	Nm ³ /h

Tabella 6.1 – Dati di riferimento dell’impianto

Come si può notare deve essere tenuta in considerazione una decurtazione del biometano introdotto in rete rispetto a quello prodotto, corrispondente alla quantità bruciata in una caldaia per soddisfare i fabbisogni termici dell’impianto, relativi al riscaldamento dei digestori, alla sezione di upgrading, al riscaldamento degli edifici che verranno costruiti per il monitoraggio e soprattutto all’impianto di pretrattamento che è particolarmente energivoro nella sua fase di igienizzazione della sospensione organica. Di seguito si riportano i parametri economici considerati.

Parametro	Valore	U. m.
Vita utile	20	anni
Tasso di inflazione	3	%
Tasso di remunerazione sul capitale proprio	16	%
Tasso di interesse debito bancario	6	%
Assicurazione	2,5	%
Aliquota media tasse	37	%
Costi di proprietà	3	%
Periodo ammortamento (quote costanti)	12	anni
Frazione capitale proprio	40	%
Frazione capitale di debito	60	%
Costi di proprietà	3	%

Tabella 6.2 – Dati economici dell’impianto

6.2.1 I ricavi dell’impianto

I ricavi sono originati da tre diverse fonti:

- la vendita del biometano presso l’impianto di distribuzione per l’autotrasporto;

- il ritiro della FORSU;
- l'incentivo corrispondente alla produzione di biometano in base allo specifico utilizzo.

Il prezzo di ritiro della FORSU sta subendo un trend di calo nel corso degli anni, ma si può ritenere costante e attendibile. Il prezzo di vendita del biometano è quello attualmente presente sul mercato. La voce più problematica e volatile è certamente quella relativa al valore dell'incentivo che è direttamente funzione del prezzo del certificato di immissione in consumo (si veda il Paragrafo 4.3). Per questo motivo verrà effettuata nei paragrafi successivi un'analisi di sensibilità che consideri una variazione del CIC. In questa analisi si considererà un prezzo unitario del certificato pari a 400 euro, che può essere considerato un valore probabile.

Parametro	Valore	U. m.
Prezzo ritiro Forsu	70	€/t
Vendita biometano presso impianto di distribuzione proprio	70	€/MWh
Prezzo CIC	400	€
Incentivo produzione di biometano (sottoprod ecc > 70%) PRIMI 10 ANNI	0,840	€/Nm ³
Incentivo produzione di biometano (sottoprod ecc > 70%) ULTIMI 10 ANNI	0,561	€/Nm ³

Tabella 6.3 – Parametri utilizzati per il calcolo dei ricavi d'impianto ²⁷

6.2.2 I costi dell'impianto

Per quanto riguarda i costi dell'impianto si sono suddivisi quelli relativi all'investimento, riportati di seguito, da quelli che riguardano la gestione e la manutenzione, il personale, il dispendio di energia elettrica, nelle varie sezioni dell'impianto.

Componenti investimento	Valore	U. m.
Impianto di digestione anaerobica	1.200.000	€
Impianto di upgrading biogas	300.000	€
Impianto di distribuzione del biometano per autotrasporti	600.000	€
Impianto di pretrattamento Forsu	1.600.000	€
Opere civili (ricevimento Forsu e capannone mais)	500.000	€
Caldaia per fabbisogni termici	10.000	€
COSTO TOTALE INVESTIMENTO	4.210.000	€

Tabella 6.4 – Costi dei vari componenti d'impianto considerati ²⁷

²⁷ L. Maresca, "Aspetti economici del trattamento combinato di fanghi di depurazione e FORSU presso i digestori esistenti", Consorzio Polo Tecnologico Magona

I valori delle uscite associate alla gestione dell'impianto, ai consumi energetici, al costo del personale sono stati ricavati per mezzo di un'indagine compiuta su impianti già esistenti, o forniti direttamente dai produttori. Per la manutenzione dell'impianto di digestione si è ipotizzato un esborso pari all'1% del costo d'investimento totale.

Componenti aggiuntive	Valore	U. m.
Costi upgrading (comprende costi operativi, costo del personale, costo O&M, costo del capitale)	336.100,00	€/anno
Mautenzione impianto digestione e pretrattamento, ecc.	42.100,00	€/anno
Personale (3 persone a tempo pieno, 1 presso l'impianto BM, 2 presso l'IDMA)	58.500,00	€/anno
Fabbisogno energia elettrica impianto upgrading, pretrattamento Forsu, organi di miscelazione e autoconsumi	990,00	MWh/anno
Costo gestione IDMA (0,1 euro/kg metano erogato)	74.798,01	€/anno
Costo energia elettrica annuo	138.600,00	€/anno

Tabella 6.5 – Costi d'impianto aggiuntivi ²⁷

6.3 Il cash flow e gli indici di rendimento

Si suppone che la durata di costruzione dell'impianto venga ripartita per l'80% all'anno -1 e per il 20% all'anno 0.

Durata di costruzione		
ANNO	Frazione del TC	Frazione investimento
-1	0,80	3.368.000
0	0,20	842.000

Tabella 6.6 – Ripartizione dei costi in base ai tempi di costruzione

Si ricavano quindi, i seguenti indici economici:

CT	Costo totale impianto	4.210.000,00
EME	Esborso monetario effettivo	4.127.853,66
OFDC	Oneri finanziari per l'esborso sostenuto durante la costruzione	328.585,37
IT	Investimento totale	4.456.439,02
CP	Costi proprietari	133.693,17
IA	Investimento lordo ammortizzabile	4.325.004,88
IN	Investimento netto	4.590.132,20

Tabella 6.7 – Indici economici

Il foglio Excel relativo al cash flow viene riportato nell'Allegato 3.

Relativamente a questa configurazione dei costi e dei ricavi, con riferimento al cash flow corrispondente, è possibile stimare il pay back time (PBT), il net present value (NPV) e l'internal rate of return (IRR).

NPV	3.026.374,66
PBT	7
IRR	16,820

Tabella 6.8 – Indici di rendimento dell'investimento

Infine viene riportato il grafico che sintetizza l'andamento dei flussi di cassa nel corso degli anni.

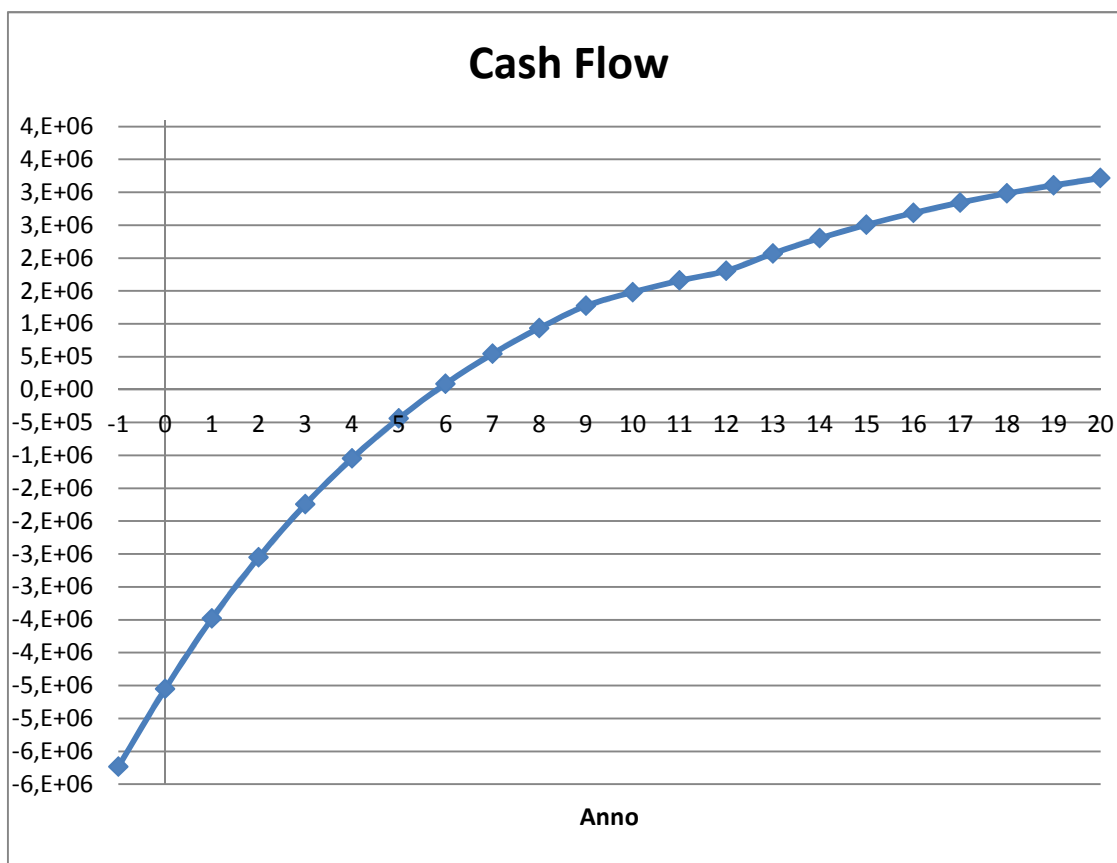


Figura 6.1 – Andamento del flusso di cassa

6.4 Analisi di sensibilità

L'analisi di sensibilità è volta ad analizzare il peso di alcuni parametri sul business plan. Il primo tra questi è certamente il valore dei certificati di immissione in consumo, il cui prezzo

non è noto ed è variabile all'interno di un ampio intervallo. Di seguito si mostra la variabilità degli indici di prestazione già ricavati per il caso "base", ottenuti modificando il prezzo del CIC.

Parametro	Valori					U.m.
CIC	300	350	400	450	500	€
PBT	9	8	7	7	6	anni
IRR	0,869	2,737	10,779	18,821	22,724	%
VAN	2.430.720	2.480.716	2.781.246	3.081.776	3.214.382	€

Tabella 6.9 – Analisi di sensibilità rispetto al valore dei CIC

Un ulteriore parametro attorno al quale risulta interessante effettuare un'analisi di sensibilità è il prezzo di ritiro della FORSU. Come già anticipato, tale valore sta subendo un trend decrescente a causa del sempre crescente numero di impianti di digestione anaerobica che nascono sul nostro territorio.

Parametro	Valori					U.m.
Prezzo ritiro Forsu	55	60	65	70	75	€
PBT	8	7	7	7	7	anni
IRR	5,398	7,540	9,655	11,987	14,002	%
VAN	2.299.521	2.634.077	2.743.322	2.830.272	3.192.350	€

Tabella 6.10 – Analisi di sensibilità rispetto al prezzo di ritiro della Forsu

6.5 Analisi del business plan

I dati di ingresso utilizzati per questa analisi economica giustificano l'interesse per l'investimento. I tempi di rientro oscillano in un intervallo di 6-8 anni, a seconda di come varino nel lungo periodo il prezzo di ritiro della FORSU, il prezzo di vendita del gas, e quello dei CIC. Soprattutto per quanto riguarda il valore dell'incentivo non è possibile effettuare stime molto accurate a causa dell'assenza, allo stato attuale, di un mercato confrontabile a quello ormai estinto dei Certificati Verdi. Ciò giustifica la scelta di un così ampio intervallo di variabilità nella corrispondente analisi di sensibilità. Quest'ultima mostra infatti come per bassi prezzi di ritiro della FORSU e/o bassi valori dei CIC, si possano presentare condizioni con bassi tassi interni di rendimento e tempi di ritorno alti, rendendo l'investimento più rischioso.

6.6 Confronto con impianto di produzione biogas

Un impianto per la produzione di biometano richiede una maggiore complicazione impiantistica rispetto uno finalizzato al semplice ottenimento di una portata di biogas sfruttata per ottemperare all'approvvigionamento energetico dell'attività. Tali maggior dispendio e rischio associati devono pertanto trovare riscontro in una maggior redditività dell'investimento, che si vuole dimostrare nel presente paragrafo.

6.6.1 I costi dell'impianto a biogas

Il costo dell'impianto di biogas varia essenzialmente, rispetto a quello trattato nei paragrafi precedenti, per l'assenza di alcune voci di investimento:

- Impianto di distribuzione del biometano per autotrasporti;
- Impianto di upgrading;
- Caldaia per i fabbisogni di energia termica d'impianto (si effettua in questo caso la cogenerazione che provvede abbondantemente a tutte le utenze termiche dell'impianto).

Affianco a queste voci d'investimento, vengono a mancare le seguenti componenti di costo aggiuntive:

- Costi di manutenzione upgrading;
- Costi personale impianto di distribuzione del biometano.

6.6.2 I ricavi dell'impianto a biogas

I ricavi subiscono invece un cambiamento sostanziale, non soltanto per il valore economico, ma soprattutto per quel che riguarda la natura del prodotto finale realizzato. In un impianto a biogas infatti si vuole produrre energia elettrica che viene incentivata attraverso una Tariffa onnicomprensiva. In analogia a quanto fatto nei Paragrafi 4.6.1 e 4.6.5 si considera un impianto che sviluppa una potenza di 638 kW_{el} soggetto ad una tariffa incentivante pari a 216 €/MWh_{el} sempre per un periodo di 20 anni. Oltre al ricavo associato all'incentivo si somma quello relativo al ritiro della Forsu che è supposto pari all'impianto di biometano, cioè 70 €/t.

6.6.3 Le prestazioni e il cash flow

L'impianto sviluppa una potenza di 638 kW_{el} con un rendimento pari al 40% e un fattore di utilizzo equivalente al caso biometano, ossia 8000 ore. L'energia elettrica soggetta ad incentivazione è pari a 4745 MWh_{el} dove si è considerata una detrazione del 7% rispetto al valore lordo per gli autoconsumi dell'impianto. Si rammenta che il fabbisogno termico delle varie utenze è ora soddisfatto internamente per mezzo del raffreddamento del MCI che deve comunque essere effettuato e viene svolto in maniera gratuita.

Supponendo poi invariato il tempo di costruzione dell'impianto e gli indici economici riportati al Par. 6.3 si effettua quindi una stima del PBT, del NPV, e dell'IRR. Si riportano di seguito i risultati economici e il grafico relativo al cash flow.

NPV	2.345.211,14
PBT	7
IRR	10,889

Tabella 6.11 – Indici di rendimento per l'impianto biogas

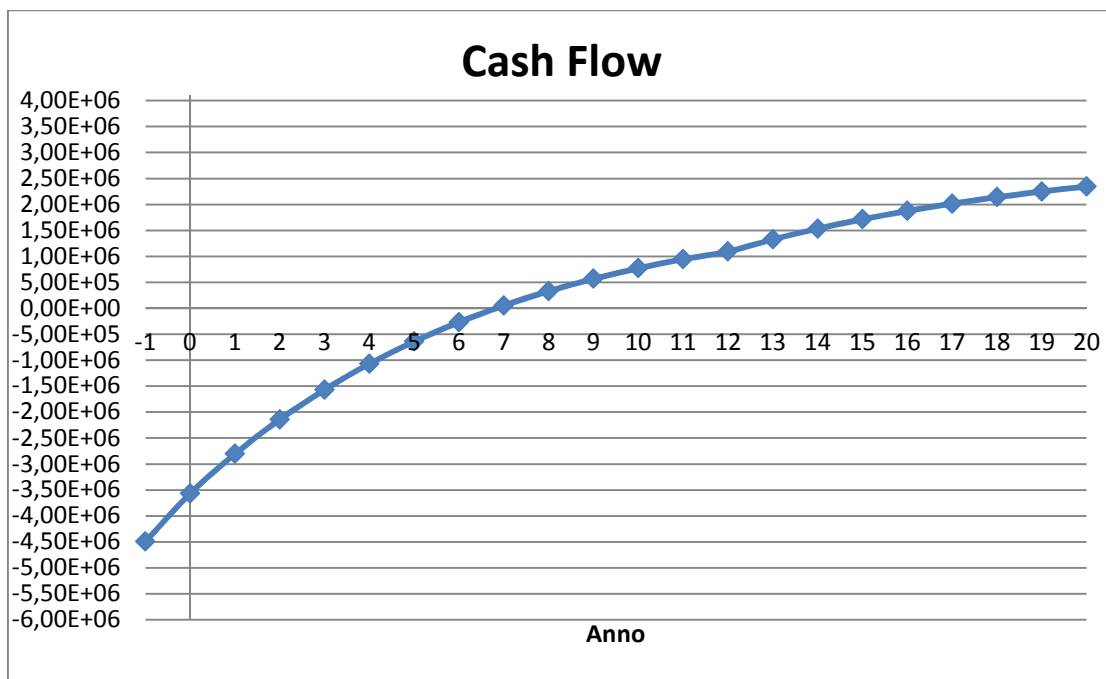


Figura 6.2 – Andamento del flusso di cassa

Si può quindi desumere che a fronte di un minor rischio di investimento l'impianto di biogas comporti anche una minor redditività.

CAPITOLO 7

Analisi ambientale

7.1 Introduzione

Nel seguente paragrafo si riportano e commentano i risultati relativi all'analisi ambientale dell'impianto, finalizzata al calcolo dell'energia primaria risparmiata. I valori così ottenuti sono oggetto di confronto con soluzioni impiantistiche analoghe a quella in oggetto.

7.2 Energia primaria risparmiata

Il calcolo dell'energia primaria considera la quantità di biometano prodotta annualmente dall'impianto, al netto di quella utilizzata per il sostentamento dei fabbisogni termici delle varie utenze, come ipotizzato nei capitoli precedenti, ossia quella effettivamente immessa in rete. Si riportano quindi i seguenti parametri utilizzati ai fini dell'analisi:

Parametro	-	Valore	U. m.
Portata di biometano prodotta	$\dot{m}_{\text{prodotto}}$	144,89	Nm ³ /h
Portata di biometano immessa	\dot{m}_{immesso}	130,4	Nm ³ /h
Disponibilità impianto	h	8000	h
PCI biogas	PCI _{GN}	33,836	MJ/Sm ³
Rendimento elettrico medio parco termoelettrico nazionale	η_{mel}	50	%
Rendimento termico medio caldaie gas naturale	η_{mth}	90	%
Fabbisogno energia elettrica impianto	E _{fabb}	990	MWh

Tabella 7.1 – Dati per il calcolo dell'energia primaria risparmiata

L'energia primaria risparmiata specifica alla tonnellata di FORSU immessa sarà perciò:

$$E_{RISP_{\text{biometano}}} = \frac{(\dot{m}_{\text{immesso}} \cdot h \cdot PCI_{GN}) - \frac{E_{fabb}}{\eta_{\text{mel}}} - (\dot{m}_{\text{immesso}} - \dot{m}_{\text{prodotto}}) \cdot h \cdot PCI_{GN}}{\dot{m}_{\text{FORSU}}}$$

Essa equivale a 781,80 MJ/t_{FORSU}, pari a 672,65 tep in termini assoluti.

Risulta poi interessante confrontare il caso dell'impianto in oggetto con quello che si avrebbe senza l'upgrading, ovvero se si avesse un equivalente impianto per la produzione di biogas che viene bruciato in un MCI per produrre energia elettrica.

Parametro	-	Valore	U. m.
Portata di biogas prodotta	\dot{m}_{biogas}	266,10	Nm ³ /h
Disponibilità impianto	h	8000	h
PCI gas naturale	PCI _{biogas}	17,85	MJ/Sm ³
Rendimento elettrico MCI	η_{MCI}	38	%
Frazione energia elettrica per autoconsumi	$f_{\text{autoconsumi}}$	10	%
Rendimento elettrico medio parco nazionale	η_{mel}	50	%
Rendimento termico medio parco nazionale	η_{mth}	90	%

Tabella 7.2 – Dati per l'impianto equivalente di biogas

L'energia risparmiata dall'impianto di biogas è data da:

$$E_{RISP_{\text{biometano}}} = \frac{(\dot{m}_{\text{biogas}} \cdot h \cdot PCI_{\text{biogas}} \cdot \eta_{\text{MCI}} \cdot (1 - f_{\text{autoconsumi}}))}{\eta_{\text{mel}}} = 800,15 \frac{\text{MJ}}{t_{\text{FORSU}}}$$

Essa corrisponde complessivamente a 688,74 tep. L'immissione in rete di biometano determina pertanto un minor vantaggio in termini di risparmio di energia primaria rispetto alla produzione di energia elettrica per mezzo di un motore a combustione interna. Ciò può essere giustificato dal fatto che l'impianto a biometano richieda un consistente impiego di energia primaria utile per il soddisfacimento dei fabbisogni termici per i quali si ha una riduzione della portata di biometano immessa nella rete rispetto a quella prodotta, oltre che all'acquisto di energia elettrica dalla rete per i fabbisogni elettrici. Tali necessità sono nel complesso penalizzanti rispetto alla produzione di energia elettrica mediante un motore a combustione interna dell'impianto a biogas, anche tenendo conto degli autoconsumi elettrici interni, mentre quelli termici sono considerati gratuiti attraverso il sistema di raffreddamento del motore. Le discordanze nei valori tra i due casi risultano comunque essere ridotte.

7.3 Emissioni evitate

In questa analisi si calcolano le emissioni evitate attraverso la produzione di biometano, il quale possiede un ciclo di assorbimento/emissione di anidride carbonica nullo. Si è supposto che il suo potenziale energetico venga utilizzato, con produzione di inquinanti corrispondente, a scopo termico (68%) o elettrico (32%), in linea con i valori medi degli utilizzi del gas naturale sulla rete nazionale italiana. Lievi scostamenti nei valori di emissioni associati a questi due differenti utilizzi sono possibili a causa del trattamento di odorizzazione (causa della presenza di piccole quantità di composti solforati nel caso di utilizzo termico domestico) che avviene nel passaggio del gas alle reti di distribuzione, ma che comunque portano al raggiungimento di concentrazioni trascurabili di SO_x. Altre variazioni sono quelle relative alla produzione di NO_x che dipendono dalle condizioni in cui si sviluppa la combustione. Secondo i dati a disposizione relativi ad un ciclo combinato a gas naturale ed ad una caldaia per uso domestico è plausibile associare alla produzione elettrica e termica i seguenti quantitativi di emissioni.

Sostanza	Utilizzo elettrico	U.m.	Utilizzo termico	U.m.
NO _x	0,648	mg/kgGN	150	mg/kWh (classe 3 per caldaie di uso domestico)
SO _x	Trascurabili	mg/kgGN	Trascurabili	mg/kWh
CO ₂	0,365	kg/kgGN	0,223	kg/kWh

Tabella 7.3 – Emissioni da gas naturale per utilizzo ²⁸

Il risparmio di emissioni è quindi dipendente dall'utilizzo del combustibile. In via generale si può affermare che soltanto per quanto riguarda le emissioni di CO₂ si avrà un annullamento delle emissioni, grazie alla neutralità del ciclo di assorbimento/rilascio di anidride carbonica che avviene durante il ciclo vitale della biomassa. Le emissioni relative agli altri inquinanti (NO_x, SO_x, ecc.) rimarranno invece identiche a quelle prodotte nel caso di utilizzo di gas naturale convenzionale.

7.4 Un diverso assetto impiantistico

È infine interessante studiare un diverso assetto impiantistico, in cui la decurtazione di portata di biometano auto consumata sia incrementata dal valore iniziale del 10%, ad uno pari al

²⁸ P. Chiesa, "Impianti IGCC – Integrated Gasification Combined Cycle", Dipartimento di Energia, Politecnico di Milano

quantitativo necessario a produrre all'interno dell'impianto l'intero fabbisogno di energia elettrica e termica per mezzo di un MCI con rendimento elettrico pari al 38% e termico pari al 50%. Mediante l'utilizzo del risolutore si verifica che l'entità della portata da decurtare è 18,66 Nm³/h, pari al 12,9% di quello prodotto. Si avrà perciò un risparmio di energia primaria dato da:

$$E_{RISP} = \frac{(\dot{m}_{CH4\ imm} \cdot h \cdot PCI_{GN}) - \frac{E_{fabb}}{\eta_{mel}} - \frac{[(\dot{m}_{CH4\ imm} - \dot{m}_{CH4\ prod}) \cdot h \cdot PCI_{GN} \cdot \eta_{th}]}{\eta_{mth}}}{\dot{m}_{FORSU}}$$

Con questo assetto si ottiene un risparmio di energia primaria pari a 1223,99 MJ/t_{FORSU} di biometano prodotto, equivalenti a 1053,57 tep.

Conclusioni

Nell'ambito delle biomasse gli impianti di digestione anaerobica risultano essere una tecnologia di interesse per la possibilità, nel contempo, di offrire un'alternativa intelligente allo smaltimento del rifiuto organico urbano, di concedere al settore agricolo una ulteriore fonte di guadagno allineata alla propria originale attività, e infine contribuire a ridurre la dipendenza energetica del Paese per mezzo della produzione di un biocombustibile sfruttabile anche nel settore degli autotrasporti.

In questo contesto, si è effettuato un primo dimensionamento di un impianto volto alla produzione di biometano a partire dalla frazione organica del residuo solido urbano. Quindi si è determinato il diametro dei due fermentatori che risultato essere pari a 21,10 m. Per quanto riguarda la produttività si riportano i principali elementi.

Indice	Valore	U.m.
m _{BIOGAS}	266,1	Nm ³ /h
m _{BIOMETANO IN RETE}	130,4	Nm ³ /h

Tabella 7.1 – Produttività impianto biometano

Seppur ancora prematura per poter essere considerata definitivamente attendibile, l'attrattività di un simile investimento è giustificata attraverso l'analisi economica condotta nel Capitolo 6 dell'elaborato. In particolare si fa notare come sia stata anche dimostrata la maggior redditività dell'impianto per la produzione di biometano, rispetto ad un semplice impianto di biogas. Si riportano infatti i valori degli indici di rendimento economico e gli andamenti dei cash flow per entrambi i casi.

Indice	Impianto biometano	Impianto biogas
NPV	3.026.374,66	2.345.211,14
PBT	7	7
IRR	16,820	10,889

Tabella 7.2 – Confronto indici economici tra l'impianto di biometano e quello di biogas

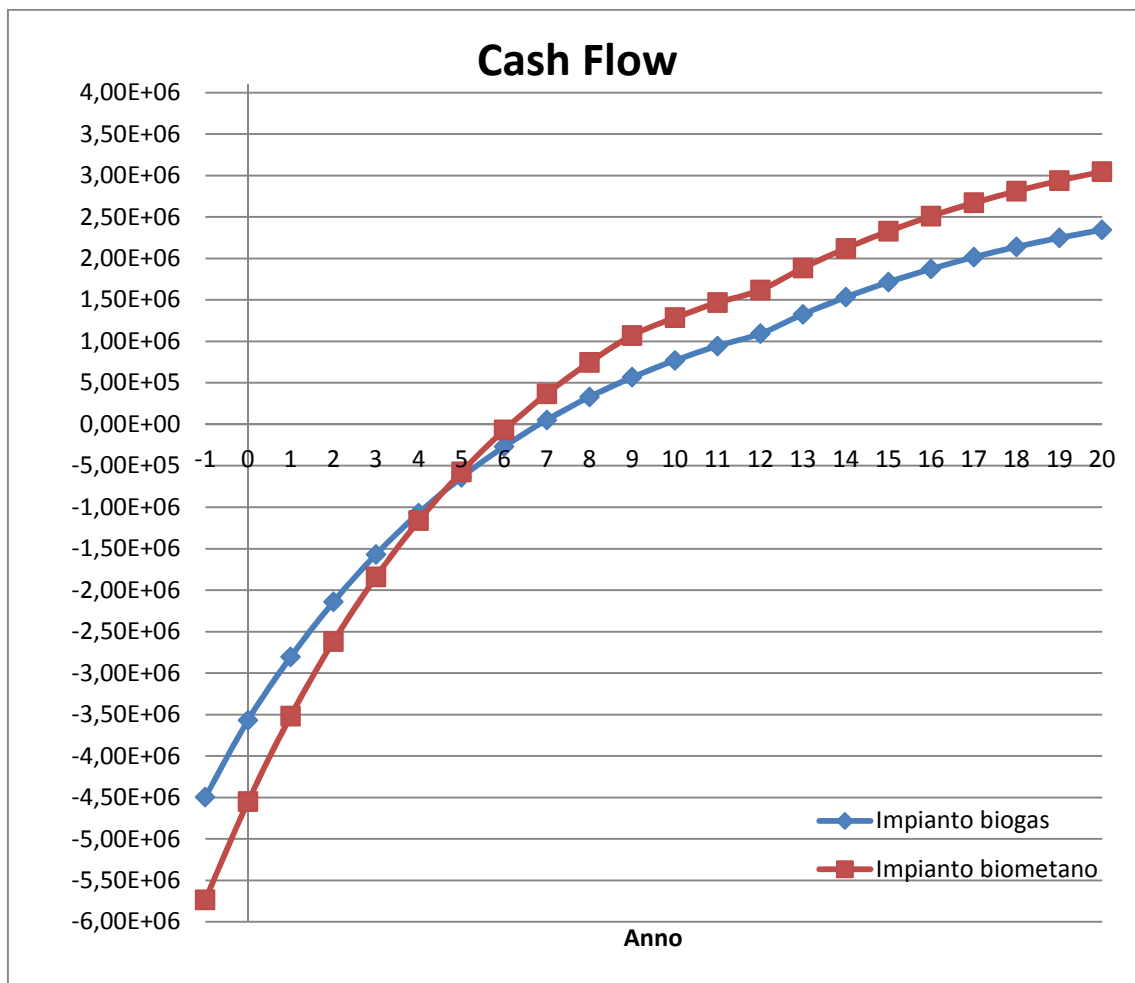


Figura 7.1 Confronto dei cash flow per l'impianto per biometano e quello per biogas

Alcuni quesiti, tuttavia, permangono a proposito dei valori dei certificati di immissione in consumo su cui si basa l'incentivazione per il biometano, e il progressivo deprezzamento del ritiro della FORSU. Essi rappresentano assieme una buona parte dei ricavi complessivi e, come dimostrato nell'analisi di sensibilità, la loro variabilità influenza radicalmente le prestazioni economiche dell'investimento. Risulta quindi necessario attendere una maggiore maturità di tipo normativo (che comunque si attende entro il termine del 2014) per poter effettuare analisi economiche certe e più concrete per questo settore energetico.

Per quanto riguarda l'analisi ambientale svolta nell'ultimo capitolo, si può affermare che la costruzione dell'impianto a biometano determina un consistente risparmio di energia primaria che ammonta a 30,78 MJ/kg di gas naturale prodotto, superiore a quello conseguito mediante la combustione del biogas in un MCI per la produzione di energia elettrica. La soluzione

biometano è quindi più vantaggiosa da punto di vista energetico. Un utilizzo ancor più intelligente del biometano prodotto sarebbe quello di aumentare la portata decurtata per gli autoconsumi dal 10% inizialmente stimato al 12,88% (cioè 18,67 Nm³/h) da introdurre in un cogeneratore per produrre l'intera copertura di energia termica ed elettrica interni all'impianto. In questa configurazione si stima che l'impianto conseguirebbe un risparmio di energia primaria pari a 38,05 MJ/kg di biometano prodotto.

Infine, si sono determinate le emissioni d'impianto ipotizzando che l'utilizzo del biometano si ripartisca tra il fine elettrico e termico secondo le proporzioni medie indicate dal gestore della rete nazionale del trasporto del gas naturale. Quindi si sono calcolati i seguenti valori di emissioni:

Sostanza	Utilizzo elettrico	U.m.
NOx	2,55	g/kgGN
SOx	0,029	g/kgGN
CO	1,61	g/kgGN

Tabella 7.3 – Emissioni impianto

Conseguentemente alla produzione di un biocombustibile è possibile conseguire un risparmio di emissione di CO₂ pari a 2086 t/anno.

Bibliografia

CAPITOLO 1 – Introduzione al biometano e al progetto

- A. Marangoni, “Le agroenergie nei nuovi scenari energetici”, Rapporto Agroenergia, 2014;
- P. Mattiolo, “Le opportunità del biometano”, Agroenergia, 2014;
- M. Berton, “La prospettiva delle biomasse”, Qualenergia, 2013;
- A. Campi, G. Valenti, E. Macchi, “Il progetto Agrengest”, Politecnico di Milano, 2009;
- S. Consonni, “Caratteristiche e potenzialità della risorsa energetica biomassa”, Politecnico di Milano, 2006;
- M. Gaia, “Processi e tecnologie per la produzione di energia da biomasse”, Politecnico di Milano, 2006;
- Consorzio Italiano Biogas, “Il biometano fatto bene: una filiera ad elevata intensità di lavoro italiano”, 2012;
- Gruppo Ricicla, “Biomasse per il biogas”, 2011;
- P. Navarotto, “La produzione di biogas: stato dell’arte e prospettive”, 2012;
- S. Piccinini, “Buone prospettive per il biogas da residui agrozootecnici”, L’Informatore Agrario, 2004;

CAPITOLO 2 – Il processo di produzione del biogas

- F. Unterfrauner, “Waste to power”, TS Energy Group, 2014;
- S. Piccinini, “Filiera biogas: casi studio delle migliori pratiche”, Centro Ricerche Produzione Animali, 2010;
- F. Cecchi, P. Battistoni, D. Bolzonella, “Digestione anaerobica della frazione organica dei residui solidi”, Agenzia per la Protezione dell’Ambiente e per i Servizi Tecnici, 2005;
- F. Lucignano, R. Mussapi, T. Piccinno A. Lanz., “Il trattamento anaerobico dei rifiuti: aspetti progettuali e gestionali”, Agenzia Nazionale per la Protezione dell’Ambiente, 2002;
- Y. Borgstrom, “Pretreatment technologies to increase the methane yields by anaerobic digestion in relation to cost efficiency of substrate transportation”, Linkoping University, 2011;

- S. Castelli, M. Negri, “La digestione anaerobica: processo e parametri di controllo”, Territorio & Ambiente, 2008;
- C. Sala, “Castelleone: un caso operativo di co-digestione della Forsu con biomasse agricole”, Istituto di Biologia e Biotecnologia Agraria, 2012;
- S. Piccinini, G. Bonazzi, C. Fabbri, “Energia dal Biogas”, Centro Ricerche Produzione Animali, 2013;

CAPITOLO 3 – Tecnologie per la produzione di biometano

- I. Moscato, “Upgrading pe la produzione di biometano”, Austep, 2013;
- M. Pardocchi, “Biogas upgrading technologies”, Consorzio italiano Biogas, 2013;
- S. Piccinini, C. Bassi, “Principi base e tecnologie dell’upgrading”, Consorzio Italiano Biogas, 2013;

CAPITOLO 4 – Disposizioni e normative per la produzione di biometano

- Decreto interministeriale 5 dicembre 2013, “Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale”;
- M. Pezzaglia, “Il decreto biometano, principali contenuti ed applicazioni”, Consorzio Italiano Biogas, 2013;
- Decreto ministeriale 6 luglio 2012 ed allegati “Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche”;
- Decreto ministeriale 29 aprile 2008, “Regolamento recante criteri, condizioni e modalità per l'attuazione dell'obbligo di immissione in consumo nel territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti ai sensi della legge n. 296/2006”;
- Decreto legislativo 3 marzo 2011, “Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”;
- Gestore dei Mercati Energetici, Mercati Gas;

CAPITOLO 5 – Descrizione tecnica dell’impianto

- P. Navarotto, “Impianti per la digestione anaerobica”, Territorio & Ambiente, 2008;
- Ripartizione Agricoltura della Provincia Autonoma di Bolzano, “Mappatura delle biomasse avviabili a digestione anaerobica in Alto Adige”, 2010;

- G. Zaffrani, “La separazione dei solidi nei reflui zootecnici e nel digestato”, Territorio & Ambiente, 2008;
- L. Bonomo, S. Consonni, “Analisi di fattibilità preliminare della digestione anaerobica di fanghi e frazione organica dei rifiuti”, Politecnico di Milano, 2006;

CAPITOLO 6 – Analisi economica dell’investimento

- L. Maresca, “Aspetti economici del trattamento combinato di fanghi di depurazione e forsu presso i digestori esistenti”, 2012;
- A. Dalpaiz, “Preliminary costs analysis for a raw biogas upgrading facility”, MT-Energie, 2014;

CAPITOLO 7 – Analisi ambientale

- M. Frigerio, “Biometano per autotrazione: tecnologie, analisi energetica, analisi economica e calcolo degli incentivi”, Politecnico di Milano, 2009;
- N. Armaroli, C. Po, “Emissioni da centrali termoelettriche a gas naturale: la letteratura corrente e l’esperienza statunitense”, La Chimica e l’Industria, 2003;

Allegati

Allegato 1 - Layout di impianto

Allegato 2 - Report dei rifiuti da raccolta differenziata 2013

Allegato 3 – Cash flow dell'impianto

Allegato 4 - Sottoprodotti per usi energetici secondo il Decreto del 6 luglio 2012