

Politecnico di Torino

A.A. 2017/2018

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



**STUDIO DI FATTIBILITA' PER REVAMPING IMPIANTO DI
COMPOSTAGGIO DI SAN DAMIANO D'ASTI CON INSTALLAZIONE
DI NUOVA LINEA BIOGAS PER COGENERAZIONE E PRODUZIONE
BIOMETANO**

Relatori:

Prof. Pierluigi Leone

Prof. Mauro Montrucchio

Dr. Marta Gandiglio

Ing. Marco Cavana

Candidato:

Andrea Artusio

Sommario

Abstract	1
Capitolo 1 Introduzione	4
1.1 Penetrazione delle Bioenergie nello Scenario Globale delle Fonti Rinnovabili	5
1.1.1 Ruolo delle Bioenergie nella Produzione di Elettricità	6
1.1.2 Ruolo delle Bioenergie nella Produzione di Calore	7
1.1.3 Ruolo delle Bioenergie nel Settore Trasporti	8
1.2 Ruolo di Digestione Anaerobica e Compostaggio nell'Economia Circolare	9
Capitolo 2 Compostaggio	11
2.1 Principi Fondamentali del Processo	12
2.2 Fasi del Compostaggio	14
2.2.1 Preparazione della Matrice da Compostare	14
2.2.2 Bio-ossidazione	15
2.2.3 Umidificazione & Maturazione	15
2.2.4 Raffinazione	16
2.3 Condizioni di Processo	16
2.3.1 Porosità	16
2.3.2 Presenza di Ossigeno	16
2.3.3 Umidità	17
2.3.4 Temperatura	17
2.3.5 Presenza Nutrienti e loro Equilibrio	18
2.3.6 Grado di Suscettibilità dei Composti Carboniosi all'Attacco Microbico	19
2.3.7 pH	19
2.4 Microbiologia del Compostaggio	19
2.4.1 Utilizzo di Inoculi nel Processo di Compostaggio	20
2.4.2 Agenti Patogeni	21
2.5 Qualità del Prodotto Finale	22
2.6 Maturità e Stabilità del Prodotto	22
2.6.1 Valutazione Chimica e Fisica	23
2.6.2 Valutazione Biologica	23
2.6.3 Qualità Ambientale	24
2.6.4 Qualità Agronomica	25
2.6.5 Influenza sulle Proprietà Fisiche	25
2.6.6 Influenza sulla Biologia del Terreno	26
2.7 Aspetti Generali sulle Tecnologie di Trattamento	27

2.7.1 Rifiuti Verdi	27
2.7.2 FORSU	27
2.7.3 FORSU Selezionata a Valle della Raccolta.....	28
2.7.4 Fanghi di Depurazione Urbana ed Industriale.....	28
2.7.5 Deiezioni Zootecniche	28
2.8 Tecnologie e Processi di Compostaggio	28
2.8.1 Sistemi Aperti	28
2.8.2 Sistemi Chiusi.....	29
2.9 Overview delle Principali Soluzioni Impiantistiche.....	30
Capitolo 3 Digestione Anaerobica	33
3.1 Descrizione Generale del Processo.....	34
3.2 Condizioni e Variabili Influenti.....	37
3.2.1 Contenuto Solido Totale.....	37
3.2.2 Solidi Volatili Totali	38
3.2.3 Temperatura	38
3.2.4 Tempo Medio di Ritenzione Idraulica.....	38
3.2.5 Tempo Medio di Permanenza dei Fanghi	39
3.2.6 pH	39
3.2.7 Rapporto Carbonio Azoto	39
3.2.8 Rateo di Carico Organico – Carico Organico Volumetrico	39
3.2.9 Velocità di Produzione del Biogas	40
3.2.10 Efficienza di Rimozione del Substrato	40
3.3 Alternative tecnologiche per il digestore	40
3.3.1 Digestori SSLS – “Single Stage, Low Solid”	40
3.3.2 Digestori SSHS – “Single Stage High Solid”	41
3.3.3 Digestori Multistadio	41
3.3.4 Processi Batch.....	42
Capitolo 4 Upgrading da Biogas a Biometano	43
4.1 Descrizione Generale del Processo.....	44
4.2 Rimozione dell’Acqua	44
4.3 Desolforazione.....	45
4.4 Upgrading	47
4.5 Conclusioni sulle Diverse Alternative Tecnologiche per l’Upgrading	49
Capitolo 5 G.A.I.A. S.p.A. – Inquadramento Societario	51
5.1 Sedi Industriali Aziendali.....	52

5.1.1 Impianto di Compostaggio di San Damiano d'Asti	52
5.1.2 Impianto di Selezione e Pretrattamento di Valterza	54
5.1.3 Discarica di Cerro Tanaro.....	55
5.1.4 Discarica Esaurita di Valle Manina.....	56
5.2 Indicatori Specifici e Serie Storiche dei Consumi Energetici	56
Capitolo 6 Riorganizzazione Impiantistica San Damiano.....	60
6.1 Descrizione Impianto San Damiano.....	61
6.1.1 Condizioni Attuali:	61
6.1.2 Progetto 2015	63
6.1.3 Bando di Gara 2018	69
6.2 Aspetti Ambientali Attività di Gestione Rifiuti	71
6.2.1 Autorizzazione Integrata Ambientale.....	73
6.2.2 Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale	75
6.3 Introduzione al Modello di Calcolo e Aspetti Comuni ad Entrambe le Soluzioni	77
6.4 Scenario Bio-CH ₄	86
6.4.1 Meccanismo di Incentivazione D.M. 02/03/2018	86
6.4.2 Configurazione Impiantistica e Calcoli di Dimensionamento	98
6.4.3 Valutazione Economica	104
6.4.4 Contesto Ambientale Normativo - Biometano.....	110
6.5 Scenario Cogenerazione	115
6.5.1 Meccanismo di Incentivazione D.M. 23/06/2016	115
6.5.2 Configurazione Impiantistica e Calcoli di Dimensionamento	119
6.5.3 Valutazione Economica	124
6.5.4 Contesto Ambientale Normativo – Cogenerazione.....	127
Capitolo 7 Risultati Analisi Comparativa.....	130
7.1 Assetto Impiantistico	131
7.2 Prestazioni Economiche.....	134
7.3 Impatto Ambientale	141
Capitolo 8 Conclusioni	143
Capitolo 9 Bibliografia	146
9.1 Pubblicazioni.....	147
9.2 Documenti Normativi	147
9.3 Documenti interni G.A.I.A., indagini di mercato e offerte	148
Capitolo 10 Allegati.....	150
10.1 Allegato I: Schema di Impianto – Progetto 2015 – Digestore Singolo.....	151

10.2 Allegato II: Ipotesi Progettuale con Doppio Biodigestore	152
---	-----

Abstract

La presente tesi, svolta presso l'azienda [G.A.I.A. S.p.A. \(www.gaia.at.it\)](http://www.gaia.at.it) di Asti, ha per oggetto il confronto di due soluzioni tecnologiche per lo sfruttamento a fini energetici del biogas da digestione anaerobica producibile presso l'impianto di compostaggio di San Damiano d'Asti. In particolare, con questo lavoro ci si prefigge l'obiettivo di realizzare uno strumento di valutazione comparata, sotto il piano tecnico-impiantistico, economico ed ambientale, delle prestazioni dell'impianto nei seguenti casi:

- il biogas prodotto è inviato ad un cogeneratore al fine di produrre energia elettrica - da immettere in rete accedendo agli incentivi alle fonti rinnovabili - ed energia termica per sopperire al fabbisogno della sezione di digestione anaerobica
- il biogas prodotto è sottoposto ad una fase di rimozione dei contaminanti e degli inerti al fine di ottenere Bio-CH₄ di qualità e accedere ai nuovi meccanismi di incentivazione emessi dal Ministero dello Sviluppo Economico nel Marzo 2018.

L'ente ospitante, G.A.I.A. S.p.A., ha come mission aziendale il trattamento dei rifiuti della città e della provincia di Asti, nei tre siti operativi di cui dispone svolge attività di selezione, pretrattamento e avviamento a recupero della frazione riciclabile del materiale in ingresso; il compostaggio della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) e dei sottoprodotti provenienti da attività agro-forestale avviene presso l'impianto oggetto di questo studio; infine gli scarti di processo non recuperabili sono avviati a smaltimento presso la discarica.

Il Capitolo 1 descrive i processi industriali di compostaggio, digestione anaerobica ed eventuale trattamento finalizzato alla separazione del metano dal biogas ("upgrading"). La descrizione dei procedimenti considerati comincia con le premesse di carattere scientifico riguardo le condizioni e le modalità che ne consentono l'effettiva realizzazione; vi si spiegano le fasi di sviluppo, le condizioni termodinamiche necessarie e, visto il carattere prettamente naturale dei fenomeni, sono presenti informazioni sui microrganismi coinvolti. Infine, per ognuno dei tre processi considerati è descritto lo stato dell'arte della tecnologia in merito.

Il Capitolo 5 presenta invece l'azienda ospitante, in cui è stato svolto il lavoro. Vi sono brevemente descritti gli impianti di cui G.A.I.A. S.p.A. dispone, inoltre si fa riferimento alle prestazioni energetiche aziendali emergenti dal modello di calcolo degli indicatori di efficienza sviluppato sulla base delle prescrizioni del GRI – Global Reporting Initiative. Infine, un'ultima sezione è destinata all'attività di monitoraggio ambientale nel sito oggetto di studio.

La seconda sezione del lavoro, dal Capitolo 6 a seguire, tratta la valutazione comparata dei due scenari concorrenti. Il capitolo prevede anzitutto una sezione descrittiva delle condizioni attuali dell'impianto e dei successivi step di progetto che, negli anni, hanno indotto la società a rinnovare l'installazione; seguono alcune informazioni di carattere normativo e l'analisi dettagliata dei meccanismi di incentivazione previsti. Il modello utilizzato per la valutazione numerica è stato realizzato tramite un foglio di calcolo interattivo che all'occorrenza può essere "riciclato" (risultando così perfettamente in linea con l'etica di G.A.I.A. e di chi scrive) e adattato a situazioni analoghe, sostituendo il contenuto delle caselle contenenti i dati sito-specifici appositamente evidenziati. Il foglio di calcolo è articolato per cartelle successive attraverso le quali il compilatore è guidato nei vari step di stima: anzitutto vengono valutati i flussi di materiale avviati a digestione anaerobica, successivamente, sulla base di queste informazioni, si ricavano le caratteristiche quantitative e qualitative del biogas prodotto. Le schede successive permettono poi di valutare la potenzialità dei macchinari richiesti per l'implementazione di entrambe le soluzioni, proponendo efficienze, producibilità e costi variabili a seconda delle scelte effettuate. Al termine del calcolo della produzione dei

possibili vettori energetici, il modello permette di stimare gli incentivi, adeguando di volta in volta quest'ultima valutazione alle specifiche caratteristiche dell'installazione considerata. Seguono poi le schede di confronto economico delle due soluzioni concorrenti, nello scenario attuale ed in uno previsionale per il futuro. È prevista infine una sezione dedicata al confronto in termini di impatto ambientale legato alle emissioni in atmosfera.

Il Capitolo 7, riporta i risultati ottenuti dallo studio descritto nella precedente parte, distinguendoli sotto gli aspetti tecnici, economici ed ambientali.

Nella quinta ed ultima parte – Capitolo 8 – si traggono quindi le conclusioni alla luce dell'analisi critica dei risultati ottenuti. Il quadro che emerge dallo studio evidenzia chiaramente come il nuovo regime di incentivazione previsto per il biometano e i biocombustibili avanzati, entrato in vigore pochi mesi prima della stesura della presente tesi (D.M. 02/03/2018), risulti estremamente vantaggioso. A parità di massa trattata in impianto, infatti, gli introiti derivanti dalla vendita del gas e dall'ottenimento di Certificati di Immissione in Consumo, sfiorano, secondo le previsioni, i 3'900'000 € mentre i proventi dalla vendita dell'elettricità calcolati come previsto dal D.M. 23/06/2016 non raggiungono il milione. A fine vita dell'impianto, ipotizzata pari a 30 anni, il gap tra i concorrenti risulta così molto pronunciato in favore del biometano. Lo scenario cogenerativo, tuttavia, grazie alla maggiore maturità tecnologica, ha costi di gestione molto inferiori che ne garantiscono la redditività anche in assenza di incentivi; la bioraffineria di metano, invece, per il periodo privo di sussidi, si trova ad operare in leggera perdita. La scelta cogenerativa è caratterizzata inoltre da minori complessità tecniche e grazie al recupero termico consente di sopperire al fabbisogno dei digestori che, per il concorrente, richiede invece l'acquisto di una centrale termica e del combustibile di alimento. Il confronto ambientale, inoltre, rivela come le emissioni in atmosfera associate al funzionamento dell'impianto di upgrading a biometano siano globalmente maggiori rispetto alla controparte. Se invece ci si sofferma sulla qualità dell'aria a livello locale, la delocalizzazione della combustione del biometano su un parco veicoli idealmente distribuito uniformemente sul territorio nazionale dà risultati molto migliori rispetto alla combustione del biogas nel motore stazionario.

Complessivamente, pertanto, la valutazione globale è fortemente influenzata dalla sproporzione nella valorizzazione dei due vettori energetici che induce scegliere, quindi, l'ipotesi bioraffineria di metano, eventualmente ipotizzando di destinare una frazione minoritaria di biogas alla copertura del fabbisogno energetico di impianto.

Capitolo 1 Introduzione

1.1 Penetrazione delle Bioenergie nello Scenario Globale delle Fonti Rinnovabili

La produzione di combustibili da biomassa organica consente di generare calore ed elettricità, garantendo al contempo la sostenibilità della filiera grazie al rapido tasso di ricrescita di tale materia prima, comparato alle centinaia di milioni di anni richiesti per la formazione di combustibili fossili.

Le biomasse disponibili a livello mondiale [I] differiscono sostanzialmente per densità energetica ma parimenti possono essere utilizzate, direttamente o a seguito di processi di raffinazione, come biocombustibili. In particolare, biomasse allo stato solido rappresentano tutt'ora la fonte principale di approvvigionamento energetico in paesi tecnologicamente poco avanzati dove i trattamenti di raffinazione per la conversione a liquido o gas sono scarsamente diffusi. In generale la flessibilità dei biocombustibili (solidi, liquidi o gassosi) che consente il loro uso per l'approvvigionamento di calore ed elettricità li rende una realtà di primo piano nell'ambito delle risorse rinnovabili.

A livello mondiale l'energia ottenuta da biomassa [II] è responsabile della metà di tutte le energie rinnovabili consumate nel 2017, avendo fornito oltre quattro volte il contributo combinato del solare fotovoltaico e dell'eolico. Le bioenergie rappresenteranno la principale fonte di crescita dei consumi rinnovabili a breve termine, fra il 2018 e il 2023, costituendone il 30%. Questo risultato è legato principalmente al considerevole uso delle bioenergie per la produzione di calore e nell'ambito dei biofuels nei trasporti. Altre fonti rinnovabili, infatti, hanno una minore penetrazione in questi settori che rappresentano circa l'80% dello share del consumo complessivo di energia finale. Nel 2023, la bioenergia rimarrà la fonte predominante di energia rinnovabile, sebbene la sua penetrazione cali dal 50% del 2017 al 46%, per via dell'espansione del fotovoltaico e dell'eolico nel settore elettrico, come mostrato in Figura 1.

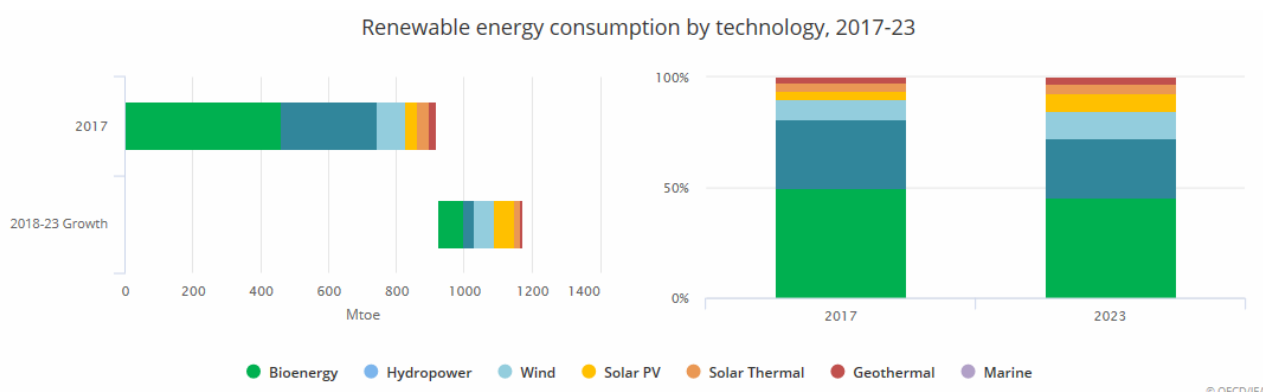


Figura 1 Penetrazione delle Fonti Rinnovabili nel Periodo 2017 -2023 – Fonte: IEA Market Report 2018

Complessivamente, le previsioni indicano che la quota delle energie rinnovabili crescerà di un quinto nei prossimi anni fino a raggiungere il 12,4% nel 2023. La crescita più rapida si avrà nel settore elettrico dove lo share raggiungerà, nel 2023, il 30% della domanda, comparato al 24% al 2017. In particolare la crescita della capacità di generazione elettrica attesa nel breve periodo sarà, secondo le previsioni, dovuta per il 70% alle energie rinnovabili, prima fra tutte il PV, seguito da eolico, idroelettrico e bioenergie. A tale proposito, quindi, in ambito elettrico, l'idroelettrico manterrà il predominio (16%), seguito da eolico (6%), fotovoltaico (4%) e bioenergie (3%).

Nel settore riscaldamento (industriale e civile), pur a crescita più lenta rispetto al corrispondente settore di generazione di potenza, rappresenterà la maggior quota complessiva di energia rinnovabile nel soddisfacimento del fabbisogno complessivo di energia al 2023. L'incremento previsto del calore rinnovabile sul periodo di studio è pari al 20% che consentirà di raggiungere uno share del 12% sulla

domanda termica. Tuttavia, la penetrazione dell'energia termica da fonti rinnovabili nel totale non crescerà sensibilmente per via del continuo aumento demografico ed economico.

In ambito trasporti, la crescita del contributo delle risorse rinnovabili è minima sul periodo previsionale, passando dal 3,4 al 3,8% per via del consumo continuamente crescente dei prodotti petroliferi che ne impedisce maggiore penetrazione (Figura 2). Le energie rinnovabili nei trasporti sono essenzialmente legate ai biocarburanti e, nonostante il consumo di elettricità rinnovabile su strada cresca del 65% nel periodo previsionale, è comunque riferito ad una minima percentuale sul totale dei mezzi circolanti.

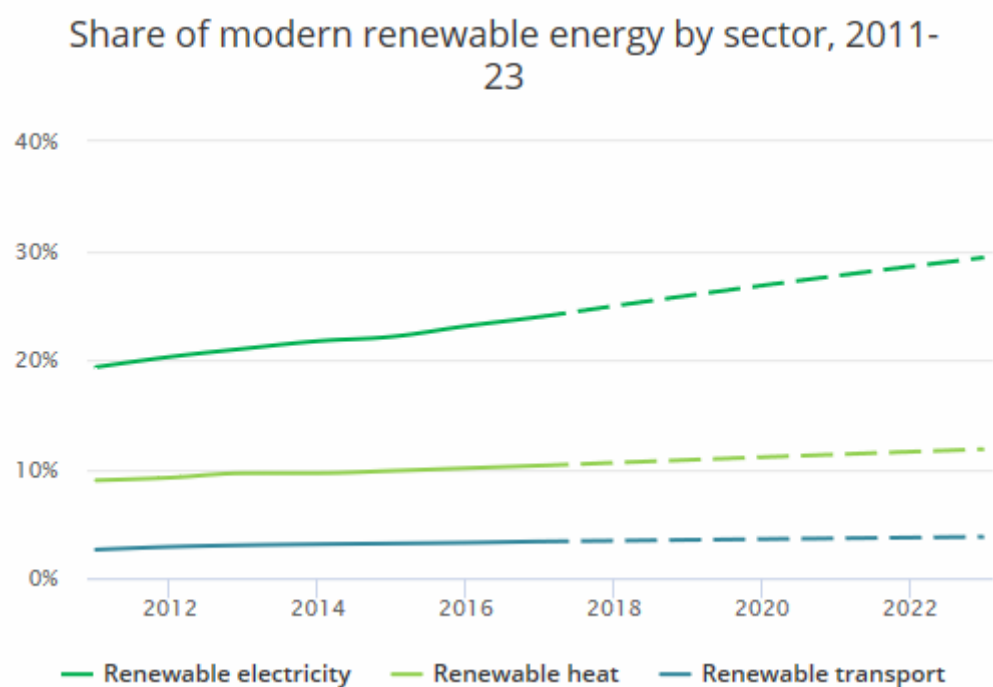


Figura 2 Stima di Crescita Fonti Rinnovabili –Fonte: IEA Market Report 2018

1.1.1 Ruolo delle Bioenergie nella Produzione di Elettricità

Nel periodo di analisi è previsto [II] un sostanziale aumento delle installazioni a fonte rinnovabile nel mercato elettrico:

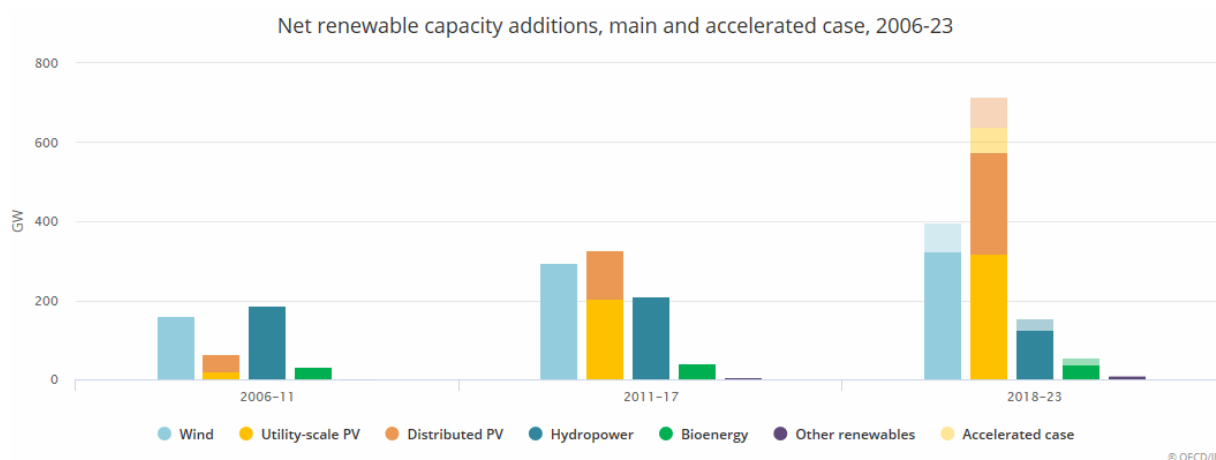


Figura 3 Previsione dell'aumento della potenza rinnovabile installata – Fonte: IEA Market Report 2018

Le previsioni suggeriscono un incremento di potenza elettrica installata da bioenergie pari a 37 GW, che permetterà di raggiungere un totale nominale di 158 GW a livello mondiale nel periodo 2018-2023. Tale previsione è in calo del 10% rispetto all'analoga variazione nel precedente periodo (2012-2018). La crescita dell'installazione annua è prevista rimanere circa costante fra i 5 e gli 8 GW annui. Al termine del periodo di studio, la Cina rappresenterà il 37% della bioenergia a livello globale, contributi chiave proverranno inoltre dall'area Asia-Pacific e dal Brasile. A livello europeo, invece, le stime di crescita sono in calo nonostante paesi quali Regno Unito e Olanda restino mercati importanti.

Lo scenario "accelerato" indica la più ottimistica delle stime previste, sulla base dell'applicazione di politiche e strategie economiche favorevoli.

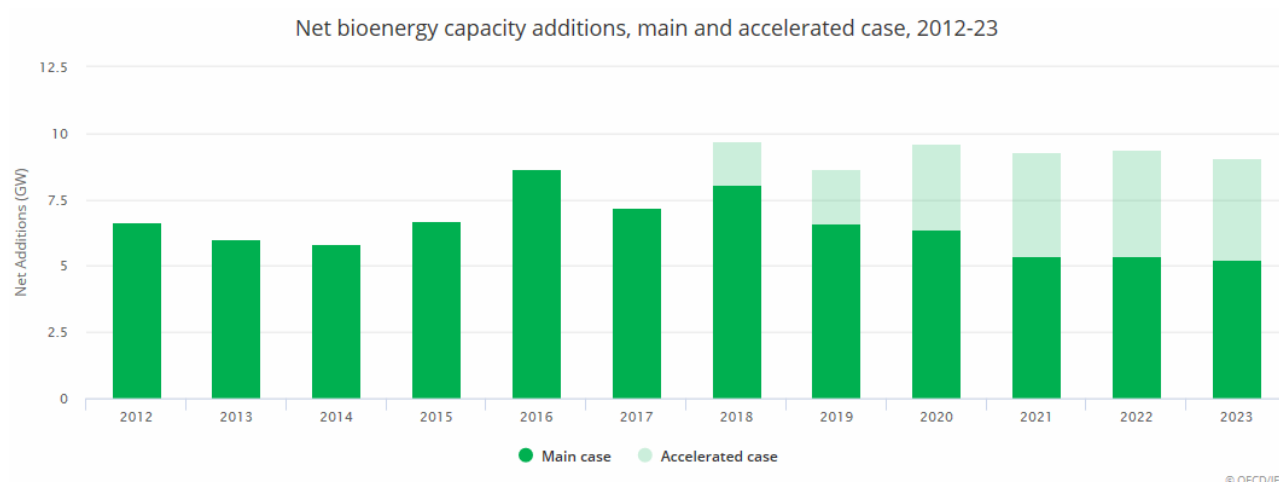


Figura 4 Andamento delle installazioni alimentate a bioenergie – Fonte: IEA Market Report 2018

1.1.2 Ruolo delle Bioenergie nella Produzione di Calore

Le attese riguardo la crescita della generazione di calore da fonte rinnovabile [II] prevedono +20% con le biomasse quali principali contributori, nonostante la significativa espansione di solare termico, geotermia e uso di elettricità per riscaldamento. Circa due terzi della crescita del calore rinnovabile saranno localizzati in Cina, EU, India e Stati Uniti.

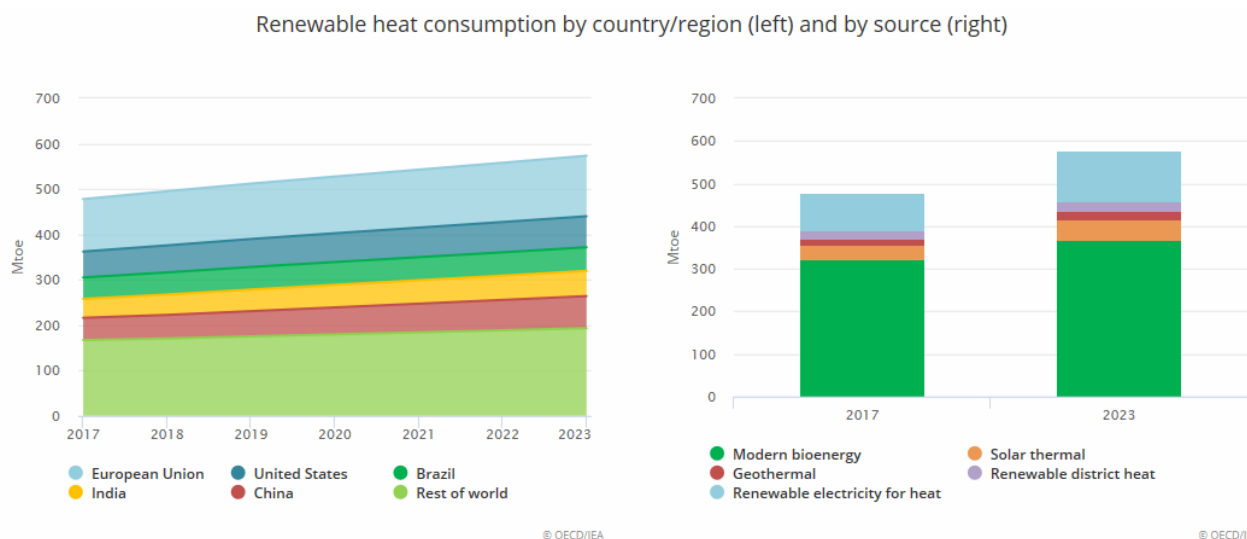


Figura 5 Andamento consumo di calore da fonti rinnovabili – Fonte: IEA Market Report 2018

La penetrazione della bioenergia nel riscaldamento è più alta nell'industria che negli edifici civili, soddisfacendo attualmente circa l'8% della domanda di calore industriale, principalmente nei settori di trattamento rifiuti e biomasse, con previsione di crescita sino al 13% al 2023. Negli edifici l'uso della bioenergia è supposto credere dell'8% (contro una previsione di +16% relativa al precedente periodo 2012-2018). Nel settore residenziale, l'Unione europea rappresenta una quota ancora maggiore del consumo mondiale di bioenergia (54%), dove Francia, Germania e Italia sono i principali attori. L'Italia guida il mercato europeo delle stufe a pellet. Gli Stati Uniti rimangono il principale consumatore singolo di bioenergia nel settore degli edifici.

Le bioenergie provenienti da rifiuto hanno un ruolo di particolare importanza nell'industria di produzione del cemento che ne ricava circa due terzi del proprio fabbisogno. Analoghe potenzialità di sviluppo si potrebbero avere nell'ambito della produzione di zucchero ed etanolo.

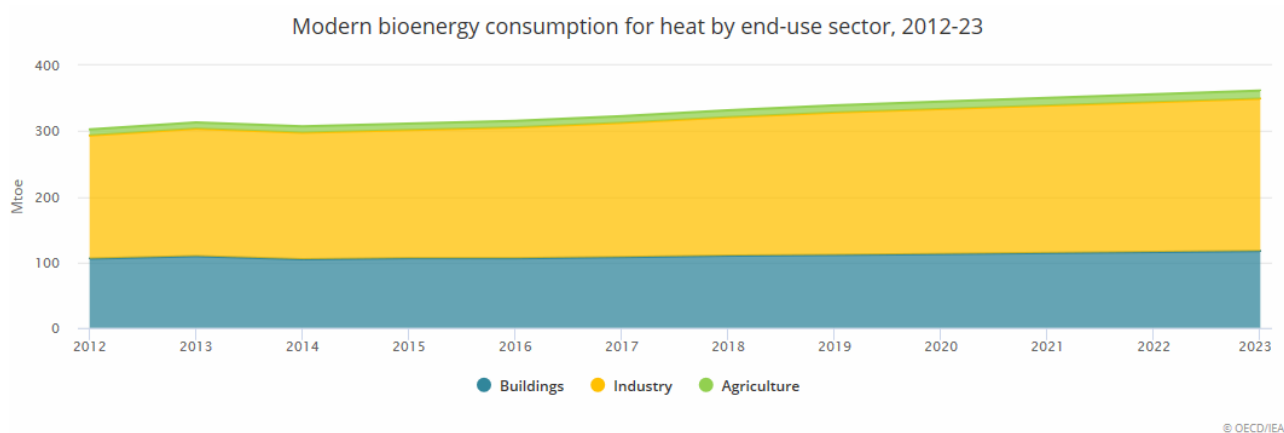


Figura 6 Calore da fonti rinnovabili nei settori civile, industriale ed agricolo – Fonte: IEA Market Report 2018

1.1.3 Ruolo delle Bioenergie nel Settore Trasporti

Il settore dei trasporti è quello a minor penetrazione di energie rinnovabili [II]; nonostante una crescita attesa del 19% tra il 2018 e il 2023, la quota rinnovabile complessiva rimarrà comunque esigua. La produzione di biocarburanti continuerà ad aumentare salendo a 165 milioni di litri entro fine periodo e arrivando a detenere il 90% del mercato delle rinnovabili nei trasporti. Queste ultime dovrebbero aumentare di due terzi, fornendo a fine periodo un terzo della domanda globale di trasporto elettrificato.

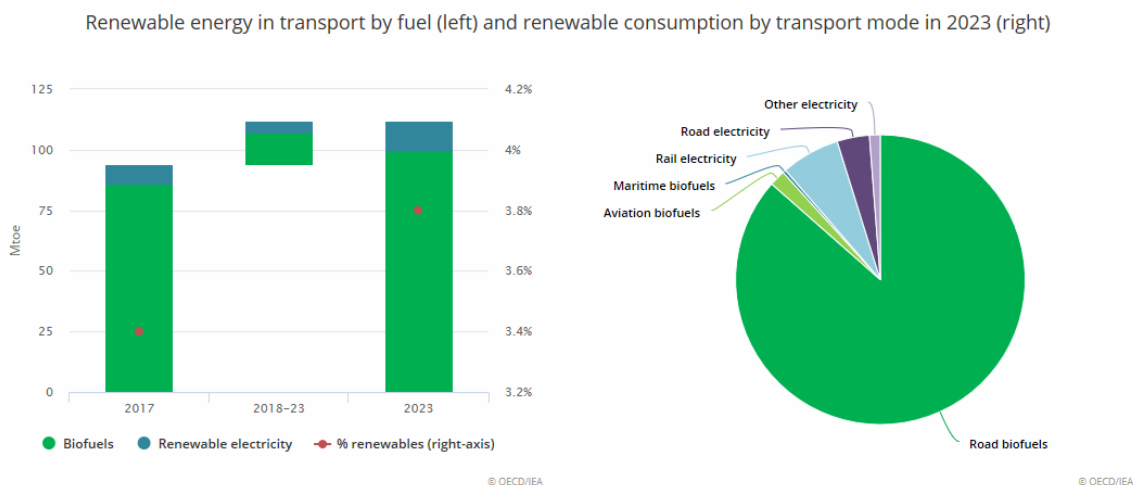


Figura 7 Penetrazione delle fonti rinnovabili nei trasporti – Fonte: IEA Market Report 2018

La produzione di biocarburanti avanzati rappresenta inoltre, rispetto ai biocarburanti convenzionali, una soluzione importante per favorire la decarbonizzazione a lungo termine del settore dei trasporti, offrendo generalmente riduzioni dei gas serra maggiori rispetto ai biocombustibili tradizionali. Inoltre, non essendo derivati di materie prime alimentari, non sono in concorrenza con queste ultime per lo sfruttamento dei terreni agricoli di qualità. La previsione sul periodo 2018-2023 ipotizza un aumento della produzione media annua pari a tre volte quella dell'anno 2017, permettendo così di raggiungere 1.4 Ml nel 2023.

Oltre i tre quarti dei nuovi impianti avanzati per biocarburanti previsti e quelli in costruzione che utilizzano tecnologie meno mature si trovano in Europa, in India e negli Stati Uniti, dove sono in atto quadri politici a supporto della diffusione.

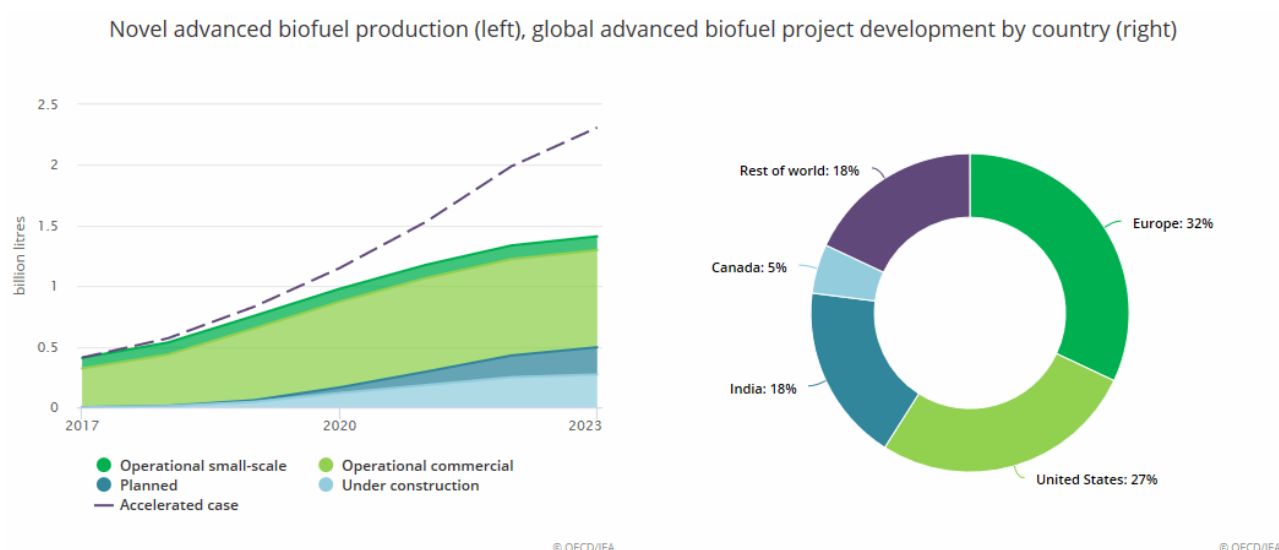


Figura 8 Stima evoluzione dei consumi di biocombustibili avanzati – Fonte: IEA Market Report 2018

1.2 Ruolo di Digestione Anaerobica e Compostaggio nell'Economia Circolare

Il biogas da digestione anaerobica rappresenta un “unicum” nel panorama della produzione di energia da fonti rinnovabili e della bioenergia. La filiera del biogas e dei suoi derivati quali il biometano, infatti, non può essere considerata alla stregua di tecnologie il cui effetto si ripercuote su un solo ambito come la produzione di elettricità da fonti quali l'eolico o il fotovoltaico o attività di bonifica e trattamento rifiuti [III]. Al contrario la digestione anaerobica è caratterizzata da evidente pluralità di effetti che ne rappresentano la principale caratteristica di merito. L'implementazione della digestione anaerobica, affiancata da compostaggio, infatti, permette di effettuare processi sostenibili di trattamento dei rifiuti, protezione ambientale e, al contempo la conversione di materie prime di scarto in prodotti di elevato valore energetico ed agronomico. Uno dei vantaggi fondamentali del biogas da digestione anaerobica, rispetto ad altre forme di risorse rinnovabili, è la facilità di stoccaggio e dispacciamento che permettono di appianare l'aleatorietà ed intermittenza che caratterizza le risorse rinnovabili convenzionali.

Gli impianti a biogas si pongono in un ruolo principe nell'ambito dell'economia circolare del futuro prossimo, garantendo la possibilità di trattare flussi di materiale in eccesso o di scarto provenienti da diversi ambiti economici, dall'agricoltura all'ambito industriale al trattamento dei rifiuti solidi e liquidi, convertendoli in vettori energetici, fertilizzanti organici e composti chimici di base utili per nuovo utilizzo.

Il modello economico-produttivo convenzionale che l'economia circolare vuole sostituire è basato sulla linearità delle transazioni che non consente di recuperare gli scarti ma prevede anzitutto il consumo delle

risorse finalizzato alla produzione di ricchezza, beni e servizi, seguito da una fase di distribuzione, uso e infine generazione di rifiuto. Una rappresentazione grafica del concetto di linearità del sistema è fornita nell'immagine seguente:

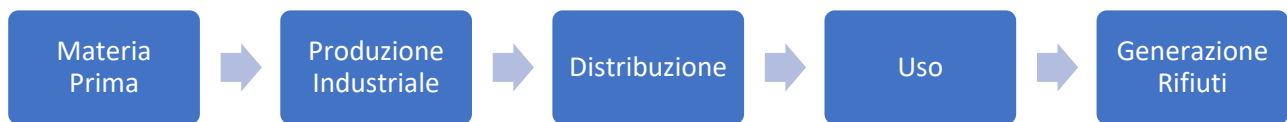


Figura 9 Processo logico modello di economia lineare

Viceversa, un modello economico di tipo rigenerativo e finalizzato al recupero e al riuso di prodotti, componenti e materiali ne conserva il valore nel tempo. A livello grafico la differenza fra concetto di economia circolare e quello espresso in precedenza è evidente:

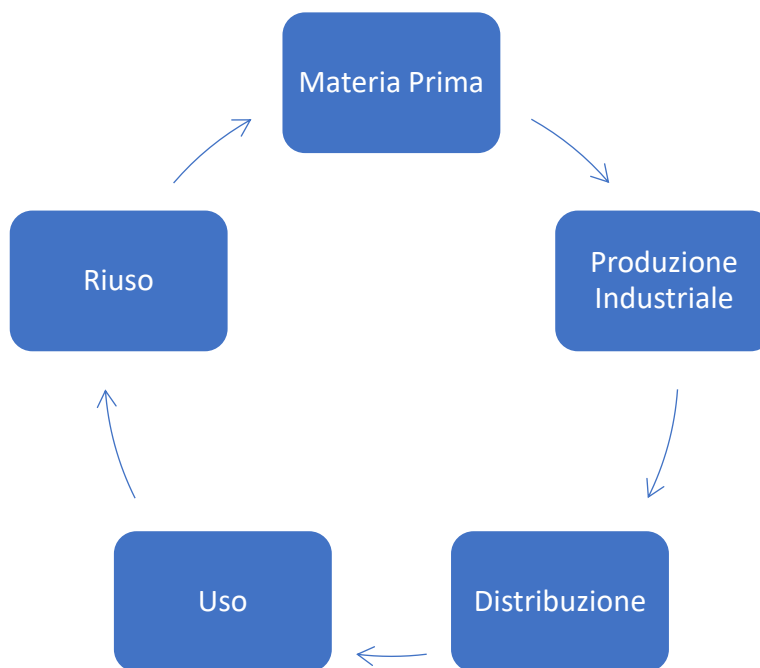


Figura 10 Processo logico modello di economia circolare

L'instaurazione di uno scenario economico bio-basato richiede progressi tecnologici in grado di sostituire in buona parte i combustibili fossili con analoghi prodotti di origine biologica in applicazioni svariate: carburanti per l'ambito trasporti, produzione di elettricità e calore ma anche prodotti chimici e farmaceutici. Quanto maggiore è il tasso di riciclaggio e riutilizzo dei rifiuti in un ambito industriale tanto maggiore l'attinenza al concetto di economia circolare, con vantaggi in termini di redditività e minore impatto ambientale.

Capitolo 2 Compostaggio

2.1 Principi Fondamentali del Processo

La decomposizione aerobica della sostanza organica è un processo che occorre spontaneamente in natura, tuttavia, in condizioni del tutto prive di controllo antropico, ciò avviene in maniera discontinua e giunge a compimento soltanto in tempi molto lunghi [VIII]. Il compostaggio industriale, invece, viene realizzato monitorando in maniera precisa e continuativa i parametri critici affinché essi rimangano entro i limiti per l'ottimale sviluppo del prodotto. Durante la degradazione aerobica si sviluppano reazioni chimiche fortemente esotermiche e, di conseguenza, si ha il rilascio di notevoli quantitativi di calore in ambiente.

Lo sfruttamento sistematico del compostaggio presenta notevoli vantaggi, fra cui:

- Impiego di materia prima proveniente da matrici di scarto da processi agricoli, urbani e industriali che, correttamente trattati, evolvono da materiali potenzialmente dannosi per l'ambiente a prodotti di valore economico ed ambientale.
- Restituzione di sostanza organica, ciò consente di ottenere un notevole ritorno in termini di incrementata fertilità del suolo a medio e lungo termine.
- Risparmio sull'uso di concimi chimici con conseguenti vantaggi ambientali ed economici grazie al naturale contenuto di azoto (N), fosforo (P) e potassio (K).

Complessivamente, quindi, il compostaggio si può descrivere come un insieme di reazioni chimico-fisiche a carattere bio-ossidativo che interessa un substrato solido eterogeneo, realizzato grazie all'azione microbiologica di organismi alternativamente mesofili e termofili. Durante le diverse fasi del processo, che saranno descritte più avanti, i parametri rappresentativi quali la composizione della popolazione biologica, la temperatura, l'umidità relativa, l'emissione di calore verso l'esterno del cumulo ed il rapporto carbonio-azoto evolvono dinamicamente. Ad ogni fase del processo sono associate diverse emissioni, fra cui, prevalentemente, CO₂, vapore acqueo, minerali e sostanza organica parzialmente stabilizzata; in misura minore e in ridotte finestre temporali, il processo comporta anche il rilascio di fitotossine.

Al fine di ottenere un prodotto finale con elevato valore qualitativo, è necessario rispettare precisi limiti di carattere chimico fisico. In particolare, è di fondamentale importanza l'avvio a compostaggio di una miscela organica per la quale [VII]:

$$15 \leq C/N \leq 40$$

Dove il rapporto indica la proporzione fra contenuto in carbonio ed in azoto per la sostanza in ingresso. Nel caso in cui tali limiti non siano rispettati, il corretto decorso del processo non è assicurato e, in taluni casi, può arrestarsi. In particolare, per rapporti inferiori alla soglia minima, il quantitativo di carbonio organico a disposizione della respirazione cellulare degli organismi microbici è insufficiente mentre, al contempo, il quantitativo di azoto disponibile è eccessivo in relazione alle capacità di metabolismo proteico. I micro-organismi reagiscono a tale disequilibrio con un'incrementata produzione di ammoniaca (NH₃) responsabile di emissioni odorigene sgradevoli e di negativo effetto sulla fertilità. Al contrario, i processi in cui la miscela a compostaggio ha rapporto carbonio-azoto superiore alla soglia massima, sono fortemente rallentati e, in casi estremi, possono giungere all'arresto per via della carenza di nutrienti nel substrato organico.

Dal punto di vista fisico, invece, per il corretto svolgimento è richiesto che l'oggetto del processo presenti adeguata consistenza e porosità: è necessaria la presenza di una matrice legnosa che consenta una sufficiente penetrazione di aria e vapore acqueo all'interno e il contemporaneo rilascio di CO₂ e H₂O verso l'esterno del cumulo. D'altronde è necessario miscelare le componenti legnose con materiale organico umido la cui putrescibilità compensa la difficoltà nella degradazione della lignina. Un'eccessiva presenza di

materiale organico, vista la sua elevata densità e compattezza, potrebbe tuttavia occludere le vie preferenziali di ricambio aria nel cumulo comportando la variazione della condizione da aerobica ad anaerobica con la conseguente generazione di odori e percolato.

Generalmente, le principali matrici inviate a compostaggio sono:

- **Rifiuto verde:** proveniente da attività di manutenzione agricola e silvestre, nonché da attività di giardinaggio che, se non utilizzati, possono comportare problematiche di gestione a carico del produttore. Rappresentano un'ottima fonte di carbonio, sono generalmente disponibili in quantitativi considerevoli sebbene soggetti a variabilità stagionale.

Generalmente il rapporto C/N associato a questa materia prima è elevato per via degli ingenti contenuti di cellulosa e lignina, per ottemperare ai limiti è pertanto necessario provvedere ad un adeguato miscelamento con sostanze quali scarti zootecnici e/o fanghi di depurazione.

Al fine dell'ottenimento di compost di qualità, è necessario controllarne il contenuto in piombo (Pb) che può superare le soglie di accettabilità soprattutto se gli sfalci provengono da attività di manutenzione del verde in aree ad elevata densità di traffico.

Le principali caratteristiche favorevoli del rifiuto verde sono quindi:

- Elevata porosità e capacità strutturante che garantisce un buon ricircolo d'aria nel cumulo
 - Basso contenuto di umidità
 - Rappresenta un'ottima base di partenza per la formazione di sostanze umiche ed umosimili
- **Rifiuti organici da utenze selezionate:** si tratta di materie prime provenienti da mercati ortofrutticoli, di fiori, ittici ma anche da scarti di mense, ospedali e caserme. Generalmente, l'ampia utenza centralizzata garantisce maggiore precisione e semplicità nella selezione. I RU sono generalmente ricchi di umidità, caratteristica che, in combinazione con l'elevata fermentescibilità, ne richiede obbligatoriamente la miscelazione con materiali strutturanti secchi.
Generalmente tali rifiuti, data la loro origine alimentare, presentano bassi tenori di metalli pesanti ma possono essere contaminati da quantitativi variabili di vetro che, pur essendo inerte, può risultare fattore limitante il processo.
 - **Organico da raccolta secco-umido presso utenze abitative:** generalmente materia prima di elevata qualità e bassa contaminazione il cui utilizzo, però, è economicamente vantaggioso in zone ad elevata concentrazione di utenza e elevato tasso di raccolta differenziata.
 - **Rifiuti da industria alimentare e cartaria:** nella maggior parte dei casi si tratta di conferimenti di rifiuti "freschi", che non hanno ancora subito degradazione né contaminazione, presentano elevato tenore di N ed H₂O, ed elevata putrescibilità; pertanto devono essere correttamente miscelati con matrici ligneo-cellulosiche strutturanti
 - **Fanghi da depurazione di acque reflue civili:** rappresentano una risorsa abbondante (alcuni Mton/anno in Italia) e costante in termini di quantità e qualità. Il problema potenzialmente più grave connesso all'utilizzo di tali fanghi nel processo di compostaggio è legato alla natura della rete fognaria nazionale che è spesso "mista" ovvero accoglie sia i reflui civili che industriali. Questi ultimi in particolare possono apportare ingenti quantitativi di metalli pesanti che, affinché i fanghi siano compostabili, devono preventivamente essere rimossi attraverso specifici depuratori. L'elevata umidità comporta necessariamente la miscelazione con materiale strutturante.
 - **Fanghi industriali:** sono soggetti alla depurazione che conferisce fanghi a matrice prevalentemente organica. La problematica principale che ne limita fortemente l'uso è l'elevata contaminazione,

soprattutto quando provenienti da industrie metallurgiche o pesanti; tale discorso non si applica, invece, per fanghi da industria cartaria, agroalimentare, del legno o tessile. Anche in questo caso la produzione annua in Italia è costante ed ammonta a 5 Mton/anno circa.

- **Rifiuti zootecnici, di macellazione, lettieri di animali e letame stabilizzato:** la concentrazione in aree di estensione ridotta di ingenti numeri di capi animali comporta la disponibilità di grossi quantitativi di massa organica che rimarrebbe quasi sempre inutilizzata costituendo così un grave incomodo per i gestori. In particolare, infatti, la normativa prevede un quantitativo massimo predefinito di materiale fecale ridistribuibile sul terreno pari al quantitativo prodotto dall'equivalente animale di 40 quintali di massa viva per ettaro di superficie (Legge Merli 319/76). A tal proposito, quindi, lo smaltimento delle sovrabbondanze diviene un problema ed il riutilizzo agricolo richiede un trattamento che diminuisca l'umidità e la putrescibilità. Fra le varie alternative possibili per ottenere una netta diminuzione dei rischi ecologici e sanitari connessi all'uso di tali sostanze, il compostaggio risulta essere l'alternativa complessivamente più vantaggiosa. Un'ulteriore fonte di problematiche è il notevole carico odorigeno associato alle emissioni di NH_3 la cui limitazione richiede ingenti quantitativi di stabilizzante lignocellulosico.
- **FORSU:** a livello nazionale le stime di produzione specifica di FORSU prevedono circa 1kg al giorno per abitante di cui circa il 70% è effettivamente prodotto dai cittadini mentre il restante 30% proviene da attività commerciali e servizi [VII]. Si tratta principalmente di rifiuti provenienti da attività di cucina e giardinaggio la cui qualità, tuttavia, è fortemente inficiata dalla metodologia di separazione della raccolta indifferenziata che non può eliminare completamente tutte le impurità in termini di plastiche, vetro e metalli pesanti.

2.2 Fasi del Compostaggio

2.2.1 Preparazione della Matrice da Compostare

L'evoluzione del processo di compostaggio, come accennato in precedenza, è fortemente influenzata dalle caratteristiche chimico-fisiche della matrice trattata. In particolare il rapporto C/N va ad influenzare la natura e la velocità delle reazioni. Parimenti degno di attenzione è il mantenimento del corretto rapporto aria/acqua nei pori. Questi ultimi, se ostruiti dell'acqua, non permettono il mantenimento della condizione di aerobicità; parimenti, in assenza di adeguato grado di umidità il processo procede in maniera discontinua e poco efficace. Durante l'evoluzione del processo, pertanto, questi parametri devono essere monitorati in maniera continuativa e, in caso, di discrepanza dal valore ottimale devono essere corretti tramite miscelazione e triturazione.

La triturazione viene impiegata al fine di ridurre il volume e facilitare la manipolazione del substrato, creando, al contempo, un'estesa superficie per l'attività dei microorganismi. In corrispondenza di tale superficie di contatto, infatti, si concentra l'azione di degradazione: i microrganismi aerobi sedimentano nello strato acquoso attorno alle particelle e utilizzano per le reazioni di bio-ossidazione l' O_2 presente all'interfaccia aria-acqua. Il tasso di decomposizione è in generale tanto più elevato quanto più ridotte sono le dimensioni delle particelle, tuttavia l'esigenza di mantenere un'adeguata porosità richiede di raggiungere un valore di compromesso corrispondente ad un diametro medio delle particelle $\phi_{\text{opt}}=5-50$ mm. Nel caso il processo non preveda rimescolamento dei cumuli, la corretta aerazione del materiale richiede dimensioni maggiori.

La miscelazione, invece, ha come obiettivo di fornire le sostanze nutritive necessarie all'attività microbica in maniera equilibrata ed equamente diffusa nel volume, in particolare mantenendo il rapporto C/N quanto più prossimo possibile al valore ottimale. Inoltre la miscelazione è intesa a fornire adeguata porosità,

strutturazione e umidità al cumulo, distribuendo uniformemente il materiale facilmente degradabile ed il materiale ad alto tenore di lignina che garantisce umidificazione.

2.2.2 Bio-ossidazione

La prima fase attiva del processo di compostaggio inizia dalla costruzione del cumulo la cui forma deve favorire la ritenzione del calore necessario per lo sviluppo della reazione e la conseguente stabilizzazione del materiale. La bio-ossidazione comporta la degradazione della frazione organica semplice presente nel substrato oggetto del processo (acidi, zuccheri ed amminoacidi) tramite intensa attività microbica con conseguente consumo di ingenti quantitativi di O_2 e generazione di CO_2 . In particolar modo in questa fase iniziale è di fondamentale importanza garantire la corretta aereazione del substrato per evitare il rallentamento dell'attività microbica. Durante la fase di bio-ossidazione avviene la rottura dei legami chimici delle sostanze coinvolte nella matrice compostata, fenomeno che comporta l'emissione di energia utile ai microrganismi aerobi per la crescita e l'attività di sintesi. Parte dell'energia liberata si trasforma in calore a sua volta parzialmente disperso in atmosfera ma per lo più destinato ad innalzare la temperatura del cumulo. In particolare, l'aumento di temperatura è concentrato nelle prime 12-48 ore con picco che può raggiungere valori di norma compresi fra 55 e 60°C e, in talune condizioni, può aumentare fino a 70°C. In quest'ultimo caso, il livello termico raggiunto è incompatibile con la maggior parte dei microrganismi e ne provoca l'inattivazione (condizione dalla quale i batteri possono sottrarsi non appena la temperatura torna ad essere accettabile) o peggio la morte. Il problema dell'eccessivo innalzamento della temperatura del cumulo può essere attivamente contrastato intervenendo con rivoltamento meccanico dei cumuli e/o insufflazione forzata di aria.

La fase termofila del processo può, in alcuni casi, protrarsi per alcune settimane. Si ha la generazione di fitotossine quali azoto ammoniacale, acido acetico e, in misura minore, ammine alifatiche ed aromatiche ed acidi organici. Tale produzione non è tuttavia dannosa ai fini della qualità del compost finale poiché le fitotossine sono gradualmente eliminate al procedere del processo [VII].

2.2.3 Umidificazione & Maturazione

La seconda fase del processo ha inizio in corrispondenza dell'esaurimento della frazione organica fermentescibile contenuta nel materiale compostato; la mancanza di sostanze nutritive comporta necessariamente la morte della gran parte della popolazione microbica. La decomposizione si estende alle molecole organiche complesse ma con rateo molto più blando rispetto alla fase precedente e la temperatura scende gradualmente fino al valore ambientale. La sostanza nel cumulo viene ri-colonizzata da batteri e funghi provenienti dall'esterno in competizione gli uni con gli altri fino a che le nuove condizioni chimico fisiche comportano il prevalere di un numero limitato di ceppi. Lo scarso tenore di ossigeno residuo nel cumulo limita e rallenta la crescita dei nuovi microrganismi colonizzatori che, a differenza delle specie presenti nella fase precedente, sono mesofili, sia aerobi che anaerobi.

Al termine del processo di humificazione, la temperatura è calata sino al valore ambientale, il compost ha assunto colorazione scura e si presenta privo di carico odorigeno, le dimensioni delle particelle si sono ridotte e compattate, l'aspetto è quello di un terriccio ben strutturato. Si tratta quindi di condizioni semi-definitive che rendono superfluo un ulteriore rivoltamento della sostanza.

Le fasi sin qui descritte del processo di compostaggio comportano una riduzione volumica variabile fra -25 e -50% del volume originario del materiale trattato, tale riduzione è giustificata principalmente dall'evaporazione dell' H_2O , dalle emissioni di CO_2 e dalla mineralizzazione delle frazioni organiche. I medesimi fenomeni che causano la diminuzione di volume causano perdite in massa variabili fra -40 e -80%

dell'originario. Le sovraccitate emissioni e perdite non hanno effetti negativi sulla qualità del prodotto finale in quanto la maggior parte dei nutrienti si trova legata chimicamente a composti organici stabili il cui rilascio è solo parziale e comunque lento e graduale. L'unica perdita sensibile di nutrienti è associata all'impoverimento di N_2 a seguito delle emissioni di ammoniaca (NH_3).

2.2.4 Raffinazione

Si tratta della fase finale di maturazione del compost, finalizzata all'ottenimento di un prodotto di qualità e caratteristiche uniformi in tutto il volume. A tale proposito è necessario recuperare i frammenti grossolani che possono essere recuperati e reimmessi a monte nel ciclo produttivo in maniera tale da consentirne un'ulteriore frammentazione e facilitarne l'azione catalizzatrice nei confronti delle frazioni immature.

La raffinazione dipende da molteplici fattori, fra cui:

- Stadio del processo in cui avviene la vagliatura
- Grado di umidità del compost
- Pezzatura desiderata del materiale

In particolare, l'umidità ha un ruolo attivo rilevante sulle proprietà meccaniche del compost: nel caso di compost con umidità > 50% le operazioni di vagliatura sono problematiche. A tale fine, il valore ottimale di umidità si attesta in 30-35%.

2.3 Condizioni di Processo

Il processo di degradazione biologica del materiale è condizionato da molteplici fattori [VII] fra cui i più impattanti sono:

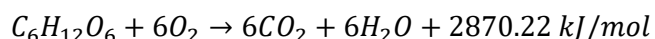
- Porosità del substrato
- Presenza ossigeno
- Umidità
- Temperatura
- Presenza nutrienti e loro equilibrio (C/N)
- Suscettibilità dei composti carboniosi all'attacco microbico
- pH

2.3.1 Porosità

In particolare la porosità è particolarmente determinante nell'ambito della competizione fra fase liquida e fase gassosa, la disponibilità di spazi vuoti, infatti, dipende dalle dimensioni delle particelle su cui è possibile intervenire tramite triturazione e miscelamento.

2.3.2 Presenza di Ossigeno

La presenza di ossigeno è indispensabile per la crescita dei micro-organismi aerobi che ricavano l'energia necessaria alla propria sopravvivenza ossidando gli zuccheri semplici secondo la reazione:



L'eventuale assenza di ossigeno durante la fase di bio-ossidazione comporta l'anossificazione della reazione ovvero la morte della flora microorganica e la trasformazione del processo in anaerobico, ciò causa l'innescio di processi che generano prodotti ridotti, aggressivi e caratterizzati da elevata fito-tossicità come grassi volatili, idrogeno solforato (H_2S) e mercaptani. Per ovviare a tale possibilità è necessario realizzare un sistema di aspirazione/insufflazione forzata (portata da 5 a 150 Nm^3/h per tonnellata di sostanza secca

trattata) abbinato ad un sistema meccanico di rivoltamento dei cumuli. Un'ulteriore misura per ovviare al problema, è il pretrattamento del materiale, volto al suo parziale essiccamento per evitare problemi di eccessivo addensamento con conseguente riduzione della porosità. Al termine della fase di bio-ossidazione, le richieste di ossigeno si riducono notevolmente rendendo sufficiente il solo rivoltamento periodico dei cumuli.

2.3.3 Umidità

L'importanza del corretto contenuto di umidità è correlata alla sopravvivenza della microflora responsabile del processo. Le reazioni chimiche e lo scambio di sostanze nutritive, infatti, avviene in ambiente acquoso. Non è possibile definire un unico valore ottimale di umidità relativa poiché esso varia nel range

$$RH = 40 \div 65\%$$

Al modificarsi di tale parametro, le caratteristiche strutturali e le capacità di ritenzione idrica della miscela variano sensibilmente. Valori di RH inferiori al 40% comportano il rallentamento del processo che può anche interrompersi del tutto in caso essa scenda al di sotto del 20%. Al termine di processi operanti a $RH < 40\%$, la disidratazione induce la produzione di compost accettabile dal punto di vista fisico ma non stabilizzato biologicamente. Al contrario, l'eccessiva presenza di umidità comporta l'ostruzione dei pori e, di conseguenza, l'espulsione dell'ossigeno con il già descritto mancato respiro cellulare. Pertanto, l'obiettivo progettuale in fatto di contenuto idrico è di mandare a compostaggio una miscela la cui RH sia preferenzialmente fra il 50 e il 60%. Nel caso la miscela organica si presenti particolarmente fibrosa e strutturata, tali limiti possono essere rivisti verso l'alto.

2.3.4 Temperatura

La temperatura nel cumulo varia notevolmente durante l'evoluzione del processo con andamento dapprima in rapida crescita e, poi, raggiunto l'apice termico in fase termofila, in graduale calo sino a tornare ai valori di temperatura ambiente di partenza. In particolare, durante la fase termofila, infatti, grandi quantità di calore si generano e vengono in gran parte conservate all'interno del cumulo in luce della scarsa dispersione termica che la forma e le caratteristiche termofisiche dei materiali coinvolti consentono. In particolare, tanto maggiore è la presenza di zuccheri quanto più alta è la temperatura raggiunta. Allo stesso modo la fermentescibilità condiziona la velocità di degradazione della materia e, quindi, a parità di energia contenuta determina il flusso termico emesso. La composizione chimica del substrato determina l'ammontare di energia del cumulo: 1g di glucidi rilascia 4.5 kcal mentre la medesima quantità di lipidi ne libera 9.4. Il mancato controllo puntuale della temperatura del cumulo può avere conseguenze anche gravi sull'evoluzione del processo: se la temperatura globale oltrepassa i 60°C, molti microrganismi non sopravvivono, altri entrano in condizione di spora e si disattivano sino al restauro delle condizioni ottimali; solo pochi ceppi di batteri termofili estremi rimangono attivi con un conseguente deciso rallentamento del processo.

La temperatura gioca un ruolo importante ai fini della sterilizzazione del compost: è sufficiente portare la massa oltre i 55°C per garantire la disinfezione da patogeni umani mentre l'eliminazione definitiva di fitopatogeni e semi di erbe infestanti richiede 60°C. La discussione di dettaglio riguardo gli organismi patogeni sarà oggetto di un successivo sottocapitolo.

In generale, anche per quanto riguarda la temperatura, non è possibile definire un andamento comune a qualunque miscela e condizione, essa dipende infatti da molteplici parametri, fra cui la dimensione e la forma del cumulo, la massa in trasformazione, il rapporto superficie disperdente su volume (S/V), il clima

dell'ambiente circostante e l'eventuale presenza di coperture isolanti. La dimensione del cumulo riveste un ruolo primario poiché influenza l'inerzia termica della massa.

2.3.5 Presenza Nutrienti e loro Equilibrio

La composizione chimica della matrice organica di partenza ricopre un ruolo determinante nell'evoluzione del processo; in particolare il metabolismo dei microrganismi richiede:

- Carbonio (C)
- Azoto (N)
- Fosforo (P)
- Potassio (K)

In modo particolare la stessa cellula microbica è composta per il 50% da C e per una percentuale compresa fra il 2 e l'8% di N; tali sostanze, pertanto, sono necessarie rispettivamente per produzione di energia e per sintesi di proteine. In particolare il meccanismo di decomposizione attuato dai microrganismi consente loro di scindere le proteine presenti nel substrato producendo N che può essere reimpiegato o usato per la sintesi di NH_3 . Il C ottenuto, invece, è parzialmente (1/3) destinato alla ricombinazione con N per la produzione di protoplasma (sostanza organica contenuta all'interno della membrana cellulare), mentre la frazione più significativa (2/3) del C è impiegata nella reazione di respirazione cellulare in cui il carbonio è ossidato con ossigeno producendo anidride carbonica e energia. Come accennato già in precedenza, il rapporto C/N deve essere mantenuto entro il corretto intervallo per ottenere compost di qualità. L'effetto di un eccessivo squilibrio a favore del C fa sì che il poco N a disposizione venga rapidamente utilizzato da una frazione ridotta della flora batterica comportando la morte della maggioranza della popolazione. L'azoto immagazzinato dai microrganismi morti viene però prontamente riciclato dai sopravvissuti e combinato con carbonio. Il ciclo così instaurato consente il continuo riciclo dell'azoto e il progressivo consumo del carbonio ma impone ratei di reazione ridotti. Al contrario, uno sbilanciamento a favore dell'azoto causa produzione sovrabbondante di NH_3 che, per la quota eccedente la normale produzione, deve essere rilasciata. Tale emissione di NH_3 è sorgente di molteplici problematiche, fra cui:

- Carico odorigeno
- Perdita di un elemento chimico di grande valore in fatto di capacità fertilizzanti
- Fitotossicità dell'ammoniaca a diretto contatto con le radici

La modulazione del rapporto C/N viene effettuata tramite un accurato miscelamento di

- Residui Ligneo Cellulosici $\rightarrow \text{C/N}=100\div 300$
- Fanghi e Rifiuti Organici $\rightarrow \text{C/N}=5\div 10$

Al termine del processo di compostaggio, in ogni caso, il rapporto C/N raggiunge valori compresi nel range $15\div 20$ [VIII].

La ripartizione degli altri elementi chimici di spicco nel compost interessa principalmente il fosforo, la cui abbondanza è sempre espressa in funzione del rapporto con il carbonio:

$$\left(\frac{C}{P}\right)_{start}^{max} = 200$$

$$\left(\frac{C}{P}\right)_{end}^{max} = 100$$

Altri elementi quali Ca e Mg ricoprono un ruolo di importanza relativa fungendo da stimolanti dell'attività microbica e catalizzatori biochimici.

2.3.6 Grado di Suscettibilità dei Composti Carboniosi all'Attacco Microbico

La capacità di degradazione della matrice compostata da parte dei microrganismi dipende dalla complessità delle molecole che vi sono contenute: nel caso, ad esempio, di grandi quantità di paglia, il processo sarà molto rapido data la prevalente composizione cellulosica di quest'ultima. Al contrario se nel cumulo la frazione di sarmenti di potatura è rilevante, il processo procederà a rilento vista la complessità dei legami fra cellulosa, lignina ed altri composti organici quali resine e tannini.

2.3.7 pH

L'acidità dell'ambiente influenza sensibilmente la corretta evoluzione della reazione, ogni tipologia di microrganismo ha infatti precise condizioni ottimali di pH che ne consentono la vita e la proliferazione. Generalizzando si può dire che un ambiente neutro sia favorevole ai batteri mentre un ambiente acido sia favorevole ai funghi. In luce di queste esigenze, è necessario verificare che il pH della miscela di partenza sia compreso nel range:

$$(pH)_{start}^{opt} = 5.5 \div 8.0$$

A mano a mano che l'attività decompositiva procede, tuttavia, si ha una progressiva basicizzazione del cumulo dovuta al rilascio di CO₂ verso l'esterno. Generalmente si ha quindi:

$$(pH)_{middle} = 8.0 \div 9.0$$

Gradualmente, tuttavia, il ruolo dei batteri nitrificanti ricopre più importanza e la conseguente produzione di acido nitrico (HNO₃) comporta la neutralizzazione della miscela. Generalmente, infatti:

$$(pH)_{end} = 7.0 \text{ (o leggermente maggiore)}$$

2.4 Microbiologia del Compostaggio

In generale il compostaggio è un processo dinamico che evolve in fasi sequenziali con l'intervento di diverse famiglie di microrganismi (batteri, funghi) che istante per istante risultano gli uni in competizione con gli altri con diversa prevalenza a seconda delle varie condizioni ecologiche. Mentre a breve termine si può notare la prevalenza di determinate specie microbiche a scapito di altre, a lungo termine ciò non si manifesta per via del continuo mutamento delle condizioni che localmente e temporaneamente favorisce la formazione di uno specifico consortium batterico dominante. L'elevata variabilità della popolazione batterica è un valore aggiunto poiché assicura la continuità del processo.

La dinamica evolutiva dei microrganismi è basata su due strategie:

- **Sinergia:** l'azione di degrado della matrice organica viene contemporaneamente portata avanti da più microrganismi diversi che attaccano ognuno lo specifico punto del substrato in cui le condizioni chimico-fisiche sono più favorevoli
- **Sinotrofia:** interazione metabolica tra gruppi di organismi tale per cui l'effetto dell'attività di una data tipologia è favorevole alla vita di altre. Ne sono esempi la secrezione di amminoacidi e vitamine o la rottura e degradazione meccanica delle strutture organiche da parte degli insetti che ne semplifica il processo di degradazione da parte di batteri e funghi.

I maggiori raggruppamenti di microrganismi che partecipano al processo sono: batteri (predominanti), attinomiceti ed eumiceti. Questi ultimi, a loro volta, comprendono muffe (funghi filamentosi e semplici) e lieviti (con effetto stabilizzante secondario). Fanno parte di queste famiglie sia specie mesofile ($T_{opt} = 25-37^{\circ}\text{C}$) che termofile ($T_{opt}=55^{\circ}\text{C}$).

Durante la prima fase del processo agiscono primariamente i batteri aerobi mesofili [VII] in grado di metabolizzare e degradare soltanto i composti carboniosi più semplici e altre specie di “azotofissatori” (Azomonas, Klebsiella, Enterobacter) in grado di operare la fissazione biologica del N atmosferico. La presenza di questi ultimi, tuttavia, è limitata ad un intervallo temporale ristretto, poiché il processo è estremamente sensibile alle alte temperature ed alla presenza dello ione ammonio; la fissazione biologica dell’azoto, quindi si interrompe nella fase termofila per riprendere soltanto nella fase terminale del processo. Durante lo stadio successivo del compostaggio, caratterizzato da temperature intorno ai 55°C , le colonie batteriche più abbondanti sono aerobe ed anerobe termofile; alcune di queste tipologie di batteri sono dette “sporogene” poiché in grado, in caso di condizioni termiche estreme ($T \geq 70^{\circ}\text{C}$) di regredire allo stato di spora, inattivandosi per un periodo di tempo limitato sino a che l’ambiente circostante non ritorna in condizioni termiche meno estreme. Le specie batteriche tipiche della fase termofila sono in grado di degradare molecole complesse come proteine, carboidrati non cellulosici e lipidi.

Se la massa compostata oltrepassa i 70°C , la maggior parte degli organismi muore, eccetto alcuni batteri detti “estremotermofili” (es. Bacillus Stearethermophilus), soltanto quando la temperatura della massa raggiunge valori sufficientemente bassi, le specie batteriche ne riiniziano la colonizzazione a partire dall’esterno.

Le fasi finali del processo di compostaggio sono caratterizzate da una spiccata tendenza alla degradazione della cellulosa, ad opera di funghi attinomiceti e cellulolitici la cui presenza diventa gradualmente dominante con la riduzione della popolazione batterica, il calo termico e di pH. La degradazione della lignina, invece, è limitata ad un ristretto gruppo di agenti: i basidiomiceti, funghi superiori in grado di operarne la lenta mineralizzazione.

Nella fase finale del processo, inoltre, la ridotta umidità favorisce la crescita degli attinomiceti fra cui, in particolare, Streptomyces, la cui importanza è fondamentale per l’umidificazione della materia organica e la produzione di composti aromatici (che conferiscono al compost maturo il tipico odore di terriccio).

Nelle fasi terminali del processo, inoltre, sono presenti anche protozoi, elminti, acari ed insetti che vivono a scapito della matrice organica e delle cellule microbiche residue.

La distribuzione temporale dei microrganismi, quindi, è notevolmente variabile, quella volumica, invece, è più costante: i batteri sono distribuiti in maniera uniforme nel cumulo mentre i funghi sono concentrati nello strato a profondità compresa fra 5 e 15 cm dalla superficie.

2.4.1 Utilizzo di Inoculi nel Processo di Compostaggio

L’ipotesi di sfruttamento di inoculi è stata presa in considerazione sin dall’inizio dello sviluppo industriale del processo di compostaggio come strumento per garantire la presenza di un’adeguata popolazione microbica e, parallelamente, favorire e accelerare le reazioni di biostabilizzazione delle matrici. Tuttavia, diversi studi (Finstein & Morris, 1975 nell’ambito di [VII]) hanno dimostrato che tale tecnica non è realmente vantaggiosa né necessaria poiché le specie microrganiche più efficienti per il processo sono naturalmente presenti ed associate al rifiuto da trattare. Al contrario, gli inoculi risultano essere

decisamente utili in caso di substrati a carica microbica ridotta o del tutto assente come ad esempio in caso di matrici in cui hanno proporzione prevalente segatura, legname verde o residui organici sterilizzati.

Generalmente, tuttavia, (Nakasaki 1996 nell'ambito di [VII]) il trattamento più efficace risulta essere la parziale miscelazione della matrice da trattare con compost ottenuto dalla biostabilizzazione della medesima sostanza; ciò comporta l'instaurazione di una condizione di supporto bilanciato al consortium batterico presente; contrariamente, i tentativi di inoculo di colonie batteriche pure sono tendenzialmente infruttuosi poiché questi ultimi, comunque, tendono a soccombere a quelli autoctoni già presenti.

2.4.2 Agenti Patogeni

i potenziali agenti patogeni pericolosi per la salute umana possono provenire primariamente da fanghi di depurazione di origine fecale umana o animale e, solo in misura minore, da rifiuti di altro tipo. Questo è il principale fattore (anche dal punto di vista normativo ed autorizzativo) che ne limita l'impiego diretto quali ammendanti per suoli agricoli.

Le principali tipologie di agenti patogeni potenzialmente presenti nei materiali di partenza sono:

- Salmonelle
- Tenia
- Ascaris

In generale non tutti gli agenti patogeni sono in grado di riprodursi all'interno del materiale destinato al processo, solo alcuni funghi e batteri hanno questa possibilità mentre la maggior parte dei virus e dei parassiti sono infatti obbligati dal loro complesso ciclo biologico a riprodursi all'interno dell'organismo ospitante. Tuttavia, anche se impossibilitati a moltiplicarsi, questi microrganismi possono sopravvivere nel materiale originale ed anche nel compost non correttamente stabilizzato.

Vi sono anche esempi di microrganismi patogeni potenzialmente presenti nel compost non igienizzato la cui eliminazione è del tutto inutile dal momento che sono naturalmente presenti nel terreno (es. *Aspergillus Fumigatus*).

In ogni caso, il processo di compostaggio, se condotto seguendo la corretta procedura, comporta il raggiungimento di temperature considerevoli, in grado di debellare qualunque patogeno: a tal fine è necessario mantenere temperatura maggiore di 55°C per minimo tre giorni. Nel periodo successivo all'igienizzazione è fondamentale prevenire rischi di ricontaminazione su cui influiscono fattori quali:

- Competizione fra microrganismi patogeni (popolazione ridotta) e saprofiti ovvero organismi quali funghi e batteri che si nutrono della sostanza organica in decomposizione (in numero molto maggiore)
- Liberazione di antibiotici da parte di attinomiceti e funghi
- Presenza di sostanze inibenti lo sviluppo di enterobatteri
- Modifica delle condizioni chimico fisiche del substrato da di "tipo fecale" a "umidificato, stabile e poco atto alla crescita di patogeni".

Un discorso simile può essere esteso ai patogeni vegetali: sei settimane complessive di processo correttamente svolto e con umidità mantenuta al di sopra del 40% comportano la morte dei principali fitopatogeni, eventualmente anche provenienti dalla potatura di piante malate. Lo stesso compost maturo ha azione fitorepressiva.

2.5 Qualità del Prodotto Finale

Il raggiungimento di determinati parametri di qualità è condizione necessaria affinché il compost possa essere incluso fra gli ammendanti organici agricoli.

Le caratteristiche qualitative del compost si esplicano in termini di:

- Alto tenore di sostanza organica umificata
- Basso o preferibilmente nullo tenore di inquinanti (quali, ad esempio, metalli pesanti, composti organici di sintesi, vetro, plastica ed altri inerti indesiderati)
- Grado di stabilità biologica
- Assenza di patogeni, fitopatogeni e semi infestanti
- Abbondanza di elementi nutritivi facilmente assimilabili dalle piante
- Caratteristiche chimico-fisiche adeguate ($\text{pH} \approx 7$, bassa concentrazione salina, adeguata porosità e capacità di trattenimento dell'acqua)

Al fine di ottenere un prodotto finale di qualità è necessario anzitutto garantire la qualità del materiale di partenza; oltre a ciò la variabilità qualitativa è fortemente influenzata dalla tecnologia implementata. Le caratteristiche nutritive del compost possono variare anche notevolmente, cosicché si possano distinguere tre tipologie differenti di prodotto, ognuna adeguata ad una coltura specifica:

- Compost per ripristino ambientale (generalmente ottenuto dal trattamento di rifiuti urbani)
- Compost destinato all'impiego a pieno campo
- Compost per settore floro-vivaistico

2.6 Maturità e Stabilità del Prodotto

La qualità di un campione dipende fondamentalmente oltre che dal materiale d'origine e dal processo implementato, anche dal grado di maturazione cui il prodotto è giunto. In caso di compost insufficientemente stabile dal punto di vista organico per via di incompleta maturazione, il corretto sviluppo delle colture è influenzato negativamente. Ciò è dovuto all'inadeguatezza del rapporto C/N che, a seconda dei casi può essere eccessivamente elevato o ridotto. La prima tipologia di scompenso comporta il fenomeno di "immobilizzazione dell'azoto" ovvero induce competizione fra le piante, destinatarie dell'ammendante, e i microrganismi responsabili del processo di maturazione, ancora inconcluso. Al contrario, se C/N è al di sotto della soglia minima, la sovrabbondanza di N comporta la formazione di composti azotati con caratteristiche aggressive e fitotossiche.

L'incompleta maturazione del compost causa inoltre l'esaurimento dell' O_2 che, utilizzato dai microrganismi digestori, viene quindi sottratto al terreno, risultando in un insufficiente apporto alle radici.

Infine, l'insaccamento di compost immaturo può sfociare nella generazione di sacche in cui le condizioni divengono anaerobiche, con formazione di metano, alcool ed acido acetico, sostanze tossiche per la vita delle piante. Oltre a ciò la concentrazione sovrabbondante di C inutilizzato diventa di supporto per la crescita dei patogeni.

Risulta pertanto di fondamentale importanza avere una valutazione precisa dell'avanzamento del processo di maturazione per garantirne qualità e stabilità. A tale proposito sono stati realizzati diversi test sia chimico-fisici che biologici.

2.6.1 Valutazione Chimica e Fisica

Per svolgere una corretta valutazione chimico-fisica, vengono implementate diverse tecniche complesse, tuttavia l'evoluzione organica nel processo di compostaggio va ad influenzare il rapporto C/N e a variare la ripartizione dell'azoto stesso fra organico, nitrico, nitroso ed ammoniacale. In particolare, l'azione di trasformazione condotta dai microrganismi comporta il progressivo inglobamento dell'azoto nelle strutture aromatiche delle sostanze umiche. L'azoto ammoniacale, invece, inizialmente è in rapida crescita per poi diminuire successivamente a seguito della volatilizzazione e dell'ossidazione in azoto nitrico. Al termine di un processo svolto correttamente, le concentrazioni di azoto nitrico ed ammoniacale devono essere pressoché uguali fra loro e $>0.04\%$ sul secco (Trombetta 1988).

Un altro parametro in evoluzione nel tempo è il contenuto in polisaccaridi facilmente fermentescibili la cui concentrazione va via via diminuendo.

2.6.2 Valutazione Biologica

Le caratteristiche biologiche del compost possono essere monitorate sulla base di tre metodi [VII]:

1. **Saggio di Fitotossicità:** a sua volta viene segmentata in due prove differenti: il saggio in vitro ed in vaso (con specie vegetale campione *Lepidium Sativum*). Scopo della prova è rilevare la presenza di sostanze fitotossiche minerali (es. azoto ammoniacale e acido acetico) ed organiche (acidi grassi volatili e fenoli) la cui presenza è sintomo di mancata o incompleta stabilizzazione dell'ammendante.

In particolare, il saggio in vitro va a valutare la germinazione e l'accrescimento radicale di *Lepidium Sativum* quando sottoposto a trattamento con estratto acquoso della sostanza da caratterizzare. Tale valutazione si esplica numericamente attraverso l'**Indice di Germinazione (IG)** ricavabile come media dei semi germinati per la lunghezza radicale, espresso in percentuale rispetto ad un campione di prova standard. L'esito del test in vitro per la fitotossicità è negativo se $IG \geq 40\%$.

Il saggio in vaso, invece, è utilizzato per valutare l'accrescimento dell'esemplare in un substrato di sabbia e torba periodicamente arricchito con dosi crescenti della sostanza indagata. La durata del test è di 21 giorni. La valutazione quantitativa dell'esito si esprime come **Indice di Accrescimento (GM)** ovvero il rapporto percentuale fra il peso secco del campione e quello del testimone (sabbia e torba). Il campione si considera non fitotossico se $GM > 100\%$.

In generale, se il test in vitro dà $IG > 70\%$ non è necessario svolgere anche la seconda fase della verifica ed è invece certificata la non fitotossicità del compost studiato.

L'andamento della fitotossicità è inizialmente in aumento (sia IG che GM in calo) in corrispondenza dello stadio iniziale del processo di massima moltiplicazione microbica per degrado della sostanza organica fermentescibile ed il conseguente rilascio di metaboliti tossici. In seguito, invece, la concentrazione delle sostanze fitotossiche, se il processo è condotto correttamente, cala.

2. **Saggio di Respirazione:** l'intensità della respirazione è direttamente correlata alla velocità del metabolismo e, pertanto, sarà massima in corrispondenza della fase iniziale del processo (alta fermentescibilità) e in graduale diminuzione a mano a mano che si procede verso la maturità (diminuzione dell'attività biologica). La durata del saggio è variabile: da 1-2 giorni nel caso di prodotti ad alta fermentescibilità fino a 5-6 giorni nel caso di materiali stabili.

Si considera stabile compost il cui **Indice di Respirazione (IR)** sia $< 150 \text{ mg(O}_2\text{)}/(\text{kg}_{\text{VS}} \cdot \text{h})$.

- 3. Indice di Mineralizzazione dell’Azoto Organico:** per “mineralizzazione” si intende il processo chimico a seguito del quale si distrugge la parte organica di una matrice complessa (es. alimenti, rifiuti, terreno) ad opera di microrganismi o funghi e ne induce la totale decomposizione in composti inorganici semplici. Nello specifico, la mineralizzazione dell’azoto è un parametro di valutazione delle sostanze organiche la cui presenza è inversamente proporzionale alla stabilità. Quest’ultima è valutata in funzione dell’equilibrio fra azoto organico e minerale durante il periodo di incubazione di 10 giorni. Il test di mineralizzazione conferma la non fitotossicità di un compost purché sia rispettato $IMA < 3.5\%$.

La presenza di tre metodi diversi per la determinazione del medesimo risultato in termini di stabilità indica che non esiste un metodo unico certamente efficace ed in grado di dare una valutazione esente da errori. Complessivamente, i vari indici presentati sono correlati gli uni agli altri come segue:

- IG positivamente correlato con GM
- IG negativamente correlato con IR e IMA
- GM negativamente correlato con IR e IMA
- IR positivamente correlato con IMA

Usando i parametri descritti, varie campagne sperimentali hanno permesso di tracciare rette di regressione correlanti gli indici d’interesse. In particolare risultanze da studi di ARPA Piemonte e del Dipartimento di Valorizzazione e Protezione delle Risorse Agro-Forestali dell’Università di Torino hanno rilevato un IR pari a $169 \text{ mg(O}_2\text{)/(kg}_{\text{VS}} \cdot \text{h)}$ in corrispondenza di $IG=70\%$ e $IR = 156 \text{ mg(O}_2\text{)/(kg}_{\text{VS}} \cdot \text{h)}$ per $IMA = 3.5\%$.

2.6.3 Qualità Ambientale

La qualità ambientale di un ammendante può essere espressa in termini di presenza di metalli pesanti, inerti indesiderati (es. vetro e plastica) e presenza di sostanze fitotossiche.

Per quanto riguarda i **metalli pesanti**, la loro presenza nel compost è dovuta al fatto che essi sono originariamente contenuti anche nei rifiuti sottoposti a processo. A tal proposito, quindi, il modo migliore per garantirne bassa concentrazione è quello di operare un’attenta selezione a monte. In particolare, si monitora la presenza di Cd, Pb, Ni, Cu, Zn. La problematica associata alla presenza di metalli pesanti non è dovuta a potenziali effetti tossici immediati sulle colture quanto piuttosto alla tendenza ad accumularsi nel terreno, creando nel tempo concentrazioni eccessive. In aggiunta a ciò è importante conoscere la specie chimica cui il metallo è legato sotto forma di sale o in forma adsorbita o scambiabile. La natura della specie chimica è fondamentale poiché determina l’evoluzione dell’interazione tra suolo e metallo disperso. Pertanto, una precisa valutazione sulla negatività della presenza di metalli pesanti richiede la precisa conoscenza della loro reattività con il terreno trattato con compost.

La presenza di metalli nel suolo può manifestarsi in composti di varia natura chimica:

- Ioni semplici o complessi in soluzione nel terreno
- Ioni scambiabili
- Metalli legati alla sostanza organica
- Occlusi e co-precipitati con ossidi, carbonati e fosfati o altri minerali secondari
- Ioni nei reticoli cristallini dei minerali primari

Le prime tre forme chimiche sono in equilibrio fra loro e sono effettivamente disponibili per la nutrizione vegetale.

La **presenza di inerti indesiderati** si esplica principalmente in vetro e plastica, con le conseguenti problematiche di carattere economico che possono andare ad inficiare sul valore finale del materiale. E' pertanto necessario effettuare un'attenta selezione del materiale in ingresso ed evitare di frantumare il materiale con trituratori a martelli per evitare di sminuzzare eccessivamente le impurità, rendendole così irriconoscibili.

La **valutazione microbiologica** del compost consente di valutare la possibile presenza di sostanze patogene che richiedono la costante verifica in laboratorio, ciò consente al produttore di avere una indicazione precisa della velocità e delle modalità di procedere del processo. Come detto in precedenza, eventuali problematiche di carattere sanitario possono insorgere in caso non si raggiungano le condizioni termiche necessarie a garantire la sterilizzazione del compost. I maggiori rischi sanitari sono connessi alla presenza di Salmonella ed altre forme di vita resistenti alle alte temperature come protozoi e uova di elminti. La Salmonella ricopre un ruolo di primaria importanza per quanto riguarda i rischi sanitari, tuttavia la sua assenza non implica la certezza di corretta igienizzazione del compost, essa potrebbe essere, infatti, semplicemente assente nel materiale di partenza. È invece più utile ed indicativo monitorare l'evoluzione delle concentrazioni di Coliformi Fecali e Streptococchi Fecali il cui calo al procedere del processo di compostaggio è ben correlato al calo delle salmonelle.

2.6.4 Qualità Agronomica

L'elevata presenza di sostanza organica nel compost consente il graduale rilascio delle sostanze nutritive alle piante, tuttavia ciò consente soltanto di ridurre ma non di eliminare la necessità di fornire concimazione minerale.

Gli ioni minerali direttamente assimilabili sono NO_3^- , K^+ , H_2PO_4^- e HPO_4^{2-} . La presenza di compost nel terreno, inoltre, facilita l'assimilazione di elementi nutritivi minerali, trattiene calcio, magnesio, influisce sulla mobilità del potassio e favorisce la capacità di scambio minerale, aumentandone così la disponibilità per le piante (Nappi 1995).

Eccessi di sostanze nutritive, quali ad esempio di azoto, possono comportare danni alle colture, inquinamento delle falde acquifere, accelerano la mineralizzazione del terreno causando la scomparsa da questo della sostanza organica. Lo stesso fosforo può potenzialmente divenire pericoloso se i limiti di trattenimento dello strato superficiale vengono superati con conseguente migrazione verso gli strati profondi.

La presenza di compost nel terreno migliora lo stato nutrizionale delle piante, attenua ed al limite elimina le fisiopatie o alternanza della produzione. La presenza della sostanza umica promuove l'adsorbimento e l'inattivazione chimica e microbiologica di composti organici tossici. Il terreno, inoltre, si arricchisce di acidi fulvici, umici ed umine che, legandosi più o meno stabilmente ai metalli, ne regolano e limitano la mobilità e l'assimilazione da parte delle piante.

2.6.5 Influenza sulle Proprietà Fisiche

L'apporto utile del compost in termini di proprietà fisiche del substrato cui esso è aggiunto si esplica in migliori proprietà di aggregamento, riduzione di fenomeni erosivi ed aumento dell'aerazione. Si hanno inoltre significativi effetti positivi sulle proprietà idrauliche dei terreni: aumento della ritenzione idrica e conseguente maggiore disponibilità di acqua per le colture. La porosità del terreno, infatti, aumenta concordemente al miglioramento della qualità del compost. Si vengono così a creare due tipologie, idraulicamente distinte, di poro:

- Pori “di riserva” $\rightarrow \phi = 0.5 \div 50 \mu\text{m}$, costituiscono una riserva d’acqua disponibile alla vita di piante e microrganismi
- Pori “di trasmissione” $\rightarrow \phi = 50 \div 500 \mu\text{m}$, consentono il movimento di acqua ed aria

Il parametro fisico più rilevante nella caratterizzazione qualitativa di un compost, inoltre, è la densità apparente, ovvero la massa specifica riferita al volume apparente (comprensivo di acqua ed aria). Valori di densità apparente elevati consentono di evitare rischi di rovesciamento in caso di piante con apparato epigeo particolarmente sviluppato.

$$\rho_{app-opt} = 0.15 - 0.5 \frac{g}{cm^3}$$

Oltre a ciò è importante valutare anche la densità totale, ovvero riferita al solo volume occupato dal solido:

$$\rho_{tot-opt} = 0.8 \frac{g}{cm^3}$$

E la porosità libera, frazione della porosità totale occupata dall’acqua

$$\rho_{lib-opt} = 15\% vol$$

Altri parametri fisici rilevanti sono la capacità di ritenzione idrica (valori ottimali superiori al 55% in volume) e l’acqua facilmente disponibile, ovvero la quota di acqua prontamente assorbita dalle piante (valore ottimale 30% in volume).

2.6.6 Influenza sulla Biologia del Terreno

L’applicazione del compost al terreno garantisce l’apporto di un consistente quantitativo di flora batterica che aumenta notevolmente la variabilità della popolazione di microrganismi originariamente presente. Tale diversità porta al miglioramento della fertilità chimica del suolo grazie all’azione di batteri azoto-fissatori, nitrificanti e zolfo-ossidanti. Inoltre, l’aggiunta del compost causa una forte crescita di microrganismi eterotrofi in grado di produrre quantitativi ingenti di prodotti intermedi (polisaccaridi extracellulari) utilizzabili dagli azoto-fissatori che, quindi, grazie all’abbondanza di nutrimento, tendono a crescere e a fissare quantitativi ingenti di azoto. Quest’ultimo è assimilabile dalle piante in egual misura a quello minerale; in media, si stima che gli azoto-fissatori liberi possano fissare da 30 a 50 kg di N per ettaro di terreno ogni anno.

La presenza del compost, inoltre, stimola la crescita e la ramificazione delle radichette assorbenti delle piante. Esami microscopici, infatti, hanno evidenziato un’incrementata presenza di funghi che instaurano un rapporto simbiotico (“Micorrize”) di mutuo vantaggio: la pianta cede al fungo parte ($\approx 10\%$) dei prodotti del proprio metabolismo mentre le ife fungine, grazie alla loro notevole lunghezza, garantiscono un migliore assorbimento degli elementi nutritivi minerali da parte del complesso pianta-fungo. Le ife, infatti, sono di lunghezza maggiore rispetto ai peli radicali e consentono di oltrepassare lo strato di terreno nelle immediate vicinanze delle radici in cui si verifica un impoverimento localizzato delle sostanze nutritive.

La presenza di compost, infine, ha anche un benefico effetto sulla repressività del terreno, ovvero sulla tendenza a limitare o favorire il proliferare di agenti patogeni: si instaura infatti una competizione microbiologica fra i microrganismi patogeni e non. Nel caso in cui il terreno sia stato arricchito con compost di qualità, la suscettibilità del suolo alla colonizzazione da parte di patogeni si è dimostrato essere inferiore al caso di terreni contenenti torba o materiale inorganico grossolano.

2.7 Aspetti Generali sulle Tecnologie di Trattamento

In generale, ogni materia prima può essere sottoposta a diverse tipologie di processi produttivi che, influenzando in maniera differente sui parametri chimico fisici, implicano prodotti finali dalle caratteristiche potenzialmente molto diverse. Anche nell'ambito del trattamento rifiuti, quindi, è possibile identificare per ogni materiale un preciso "highest use" ovvero una modalità preferenziale di trattamento che, paragonata ad altri metodi di valorizzazione garantisce prestazioni migliori in fatto di recupero energetico e di qualità del prodotto finale. Per quanto riguarda la frazione organica dei rifiuti solidi urbani, il metodo privilegiato è il compostaggio. Allo scopo di ottenere un prodotto utilizzabile in agricoltura senza limitazioni di quantità, è necessario raggiungere un livello qualitativo molto elevato, garantendo la totale assenza di inquinanti quali metalli, plastica e vetro. In caso contrario, il compost non rispetterebbe gli standard richiesti per la garanzia di qualità e sarebbe soggetto a regolamentazione dei quantitativi e delle modalità d'uso con evidenti effetti negativi sul valore commerciale. Per ottenere la stabilizzazione della FORSU inquinata, è possibile realizzare un trattamento di digestione anaerobica.

La garanzia di qualità del compost, come detto, è un obiettivo primario ed è facilmente raggiungibile se la qualità del materiale di partenza (assenza di inquinanti) è elevata. Diversamente, interventi di tipo impiantistico e gestionale hanno generalmente effetti limitati e comportano un notevole aggravio nei costi.

2.7.1 Rifiuti Verdi

I rifiuti verdi provenienti da operazioni di sfalcio e potatura rappresentano la frazione qualitativamente migliore dei materiali sottoposti a compostaggio. La composizione chimica di tali materiali, tuttavia, è svantaggiosa per via dell'elevato rapporto C/N che non ne permette il compostaggio diretto ma ne richiede il miscelamento preventivo con sostanze ricche di azoto quali fanghi di depurazione e rifiuti zootecnici. Tale miscelamento pur comportando un aggravio dal punto di vista processistico consente il raggiungimento di più elevati standard qualitativi in tempi ridotti.

Per il trattamento della frazione verde sono sufficienti macchinari semplici: fondamentalmente, infatti, è necessario adeguarne la pezzatura a pochi centimetri tramite vagli e sminuzzatori. La frazione verde assume così un ruolo di garante di adeguata consistenza per la miscela che permette di evitare fenomeni di eccessivo addensamento e conseguenti problematiche di anaerbiosi. Il processo di compostaggio della frazione verde si avvia naturalmente, senza necessità di inoculo di sostanze o colonie batteriche, può essere invece utile il ricircolo del materiale sottoposto a vagliatura.

Il corretto arieggiamento dei cumuli deve essere garantito tramite periodici rivoltamenti con pale meccaniche o macchine rivoltatrici. Il processo, in caso di matrice verde dominante, ha durata variabile in media da pochi mesi ad un anno. I cumuli sono generalmente allestiti all'aperto, provvedendo all'allestimento di una copertura impermeabilizzata del pavimento per la corretta raccolta del percolato.

2.7.2 FORSU

La provenienza della FORSU è riconducibile in maniera prevalente alla raccolta differenziata e agli scarti provenienti da esercizi commerciali, industria alimentare, mense, ospedali e caserme. Consiste principalmente di scarti vegetali ed alimentari in generale.

Le principali problematiche associate al trattamento della FORSU sono dovute all'elevata fermentescibilità ed all'eventuale contaminazione da plastica e vetro che richiede un'attenta preselezione.

Per ovviare all'elevata putrescibilità, si opera con una prima fase di trasformazione accelerata in condizioni di temperatura e umidità controllata, garantendo al contempo la necessaria aerazione con rivoltamenti

periodici. L'aria di processo, in luce dell'emissione di grandi quantitativi di sostanze ad elevato impatto odorigeno, deve necessariamente essere trattata in appositi sistemi di abbattimento. La seconda fase del processo di maturazione e la conseguente raffinazione, invece, grazie alle ridotte emissioni possono essere svolte in aie scoperte. Grazie alle ottime caratteristiche qualitative del materiale in ingresso, il raggiungimento di elevati standard è, in questo caso, relativamente semplice.

2.7.3 FORSU Selezionata a Valle della Raccolta

L'uso di materiale selezionato a valle della raccolta dovrebbe, in linea di principio portare alla realizzazione di compost di qualità; tuttavia, in realtà, ciò non corrisponde spesso alla realtà per via dell'insufficiente grado di purezza e qualità del materiale di partenza. Le impurità sono legate principalmente alla presenza di vetro e plastica e, in quantità minori ma con effetti esponenzialmente peggiori, da piombo proveniente dallo sminuzzamento di batterie all'interno di mulini a martelli. Negli ultimi anni, con il miglioramento dei tassi di penetrazione della raccolta differenziata, il problema è comunque in sostanziale diminuzione.

La presenza di piombo da batterie, comunque, rende inutile qualunque tentativo di ulteriore raffinazione e danneggia irrimediabilmente il prodotto finale.

2.7.4 Fanghi di Depurazione Urbana ed Industriale

Il discriminante fondamentale che consente o nega l'uso di tali sostanze nell'ambito di processi di compostaggio è l'inquinamento da metalli pesanti. In caso di fanghi provenienti da industrie dell'ambito agroalimentare o cartario il problema è quasi sempre assente ed i fanghi prima di essere sottoposti a compostaggio debbono essere miscelati con rifiuti di tipo ligneo-cellulosico per ottenere un adeguata struttura. Nel caso sia possibile monitorarne la composizione e scongiurare la contaminazione, anche i fanghi da utenze domestiche possono essere usati in processi di compostaggio.

2.7.5 Deiezioni Zootecniche

La sovrabbondanza dei liquami zootecnici rappresenta in territori ad elevata specializzazione e densità di allevamento un problema rilevante. L'uso dei liquami come ammendanti, infatti, è regolamentato con la restrittiva direttiva 91/676/CEE [XVII] che ne limita fortemente l'uso in aree ambientalmente a rischio. Il compostaggio dei liquami zootecnici, pertanto, rappresenta una valida alternativa per la valorizzazione degli scarti zootecnici conferendo, inoltre, consistenza più favorevole al trasporto rispetto ai liquami non trattati.

I rifiuti zootecnici di qualunque origine (bovina, ovina o suina) e consistenza fisica hanno sempre caratteristiche idonee al processo: non sono presenti sostanze indesiderate e la variabilità chimica è limitata. La problematica principale è legata all'elevata umidità del materiale in ingresso e l'intensa emissione di odori (dovuta a NH_3).

Il trattamento dei reflui zootecnici richiede l'implementazione di tecnologie analoghe a quelle usate per i fanghi nonché il miscelamento con adeguato ammontare di strutturante ligneo-cellulosico.

2.8 Tecnologie e Processi di Compostaggio

2.8.1 Sistemi Aperti

L'implementazione di sistemi aperti ha il sostanziale vantaggio di garantire grande semplicità impiantistica ma la maggiore esposizione agli elementi atmosferici implica necessariamente maggiori difficoltà in termini di controllo. Le suddette problematiche hanno così indotto il mercato a virare verso sistemi chiusi, totalmente o almeno parzialmente. Fra i sistemi aperti più diffusi si citano:

- Cumuli ad aerazione naturale: rappresentano la tecnica di compostaggio più semplice e datata, risulta ancora competitiva nel caso le masse in gioco siano ridotte (fino a 50 ton/giorno). Il materiale da compostare, proveniente dalle precedenti fasi di trattamento meccanico è sistemato in cumuli sulle aie di maturazione ove rimane per minimo 3 mesi. L'aerazione del cumulo è ottenuta tramite successivi rivoltamenti del materiale con frequenza variabile a seconda del grado di umidità, dell'attività biologica e delle caratteristiche climatiche ambientali, da un massimo di più volte in un giorno a periodi molto più lunghi.
Complessivamente, durante un ciclo di trattamento, vengono realizzati in media una trentina di rivoltamenti allo scopo di ottenere l'omogeneizzazione e l'igienizzazione del prodotto. Ogni ciclo di rivoltamento causa un calo termico localizzato considerevole (-20%), le normali condizioni termiche si ripristinano tuttavia in poche ore, senza quindi influire sensibilmente sulla cinetica di reazione.
La geometria dei cumuli è variabile in funzione del clima locale (e del conseguente scambio termico), dello spazio a disposizione e delle tecniche di rivoltamento implementate. In generale, comunque, la lunghezza del cumulo varia fra i 3 e i 5 metri e l'altezza non eccede i 3 m.
- Cumuli ad aerazione forzata: l'ossigeno richiesto per il metabolismo batterico, in questo caso, è fornito artificialmente tramite insufflazione di aria fresca (sistemi in pressione) o per aspirazione dell'aria di processo (sistemi in depressione). Il principale vantaggio dei sistemi ad aerazione forzata consiste nell'assenza di situazioni di brusca variazione termica indotta dal rivoltamento ed alla maggiore continuità di esercizio.
L'aria viene convenzionalmente insufflata attraverso cunicoli e condotte forzate connesse alla rete di distribuzione.

2.8.2 Sistemi Chiusi

La scelta di effettuare il compostaggio all'interno di bioreattori o altri sistemi chiusi consente di innescare con maggiore facilità ed accelerare globalmente l'intero processo; è garantito, inoltre, un maggiore controllo sui principali parametri di processo quali l'umidità relativa, la temperatura, l'aerazione e la porosità del substrato. Il rimescolamento all'interno del sistema consente di omogeneizzare la massa, ottenendo così caratteristiche e qualità del prodotto finale uniformi. Generalmente, l'uso di bioreattori, dato il significativo impatto in termini economici, è giustificato per impianti e, quindi, ratei di produzione medio-elevati o comunque in situazioni in cui le condizioni meteo climatiche o di qualità della materia prima non consentirebbero sufficiente controllo del processo (es. caso di rifiuti fortemente fermentescibili).

L'implementazione del processo all'interno di un sistema chiuso, inoltre, garantisce un puntuale controllo degli odori e assicura che il contatto fra il compost e l'operatore avvenga dopo la piena conclusione della fase di igienizzazione.

Della famiglia dei sistemi chiusi per il compostaggio fanno parte: bioreattori, biocelle, biocontainers, sistemi a corsia, bacini (statici o dinamici) e biotunnels [VII].

Il corretto funzionamento di un sistema chiuso richiede l'uso di macchine per la preparazione del materiale prima dell'inserimento nel processo che procedano all'adeguamento volumetrico, alla miscelazione, alla movimentazione dei materiali ed infine alla raffinazione del prodotto finale. Tali compiti sono generalmente svolti da biotrituratori, rivoltatrici e sistemi di raffinazione. Parimenti, per la corretta evoluzione del processo sono necessari sistemi di controllo che monitorino ed eventualmente adeguino i parametri fisico-chimici.

I biotrituratori o “shredders” sono generalmente mulini sfibratori o frantumatori utilizzati per l’adeguamento dimensionale del materiale conferito sino al raggiungimento di dimensioni compatibili con le fasi successive della lavorazione. La sfibratura del rifiuto è preferibile ad un’azione di taglio netta poiché la prima, oltre a effettuare l’adeguamento dimensionale, implica anche l’aumento della superficie di contatto con la flora microbica. L’aspetto qualitativo più importante nella scelta di un biotrituratore coincide con la sua capacità di lavorare incurante dell’umidità del materiale e dell’eventuale presenza di inerti.

- Biotrituratori a martelli e mazze mobili: sono generalmente alimentati tramite motori diesel, di potenza fra 200 e 350 kW, le mazze ed i martelli sono generalmente montati su un rotore orizzontale, sono caricati attraverso gru o pale caricatrici, lo scarico avviene a terra o su nastri trasportatori. Sono generalmente dotati, inoltre, di sistemi antistress per evitare il sovraccarico del motore in caso di infiltrazione di impurità potenzialmente dannose.
- Trituratori a coclee rotanti: Possono lavorare indifferentemente ad alta o bassa velocità, alimentati da motori diesel o elettrici, vengono utilizzati per applicazioni particolarmente gravose in termini di dimensioni e masse in gioco ed elevato tasso di umidità.
- Trituratori a lame e coltelli: il rotore funziona, in questo caso, a bassa velocità (≈ 350 rpm) ed il materiale, ridotto di dimensioni tramite le lame fisse, viene vagliato tramite una griglia che discrimina quanto ha raggiunto dimensioni accettabili da quanto invece deve essere ricircolato per subire un’ulteriore riduzione di dimensioni.

A seguito della triturazione il materiale deve essere miscelato con biomassa ricca dal punto di vista fito-nutritivo così da ottenere una miscela correttamente bilanciata in termini di struttura e contenuto di sostanze nutritive. Per la realizzazione della miscela iniziale vengono generalmente utilizzate le medesime macchine rivoltatrici che nelle fasi successive vengono utilizzate per il rivoltamento dei cumuli. Le tipologie più diffuse di macchine rivoltatrici sono:

- Rivoltatrici a ponte: operano a scavalco del cumulo tramite frese che aggrediscono il cumulo sul lato di avanzamento spostandolo a tergo.
- A tappeto: costituite da tapis roulant in acciaio con funzione fresante nella parte inferiore. L’avanzamento della macchina comporta lo sgretolamento e la miscelazione del cumulo originario e la conseguente realizzazione di un nuovo cumulo invertito.

I sistemi di raffinazione consistono generalmente in vagli rotanti o muniti di tramoggia di alimentazione o vagli vibranti a maglie interscambiabili.

2.9 Overview delle Principali Soluzioni Impiantistiche

La fase più delicata dell’intero processo coincide con la maturazione accelerata, durante cui si concentrano gli sforzi gestionali volti all’ottimizzazione delle operazioni alla minimizzazione ed al contenimento delle emissioni odorigene [VIII].

Come detto in precedenza, il compostaggio può essere sviluppato in sistemi parzialmente aperti (corsie e bacini) alloggiati in capannoni chiusi, aerati e soggetti a trattamento dell’aria esausta oppure in sistemi chiusi (quali bioreattori, biocelle, biocontainers o biotunnels); in quest’ultimo caso le masse soggette a digestione sono alloggiate in contenitori a tenuta stagna in cui l’aria è insufflata e/o aspirata meccanicamente.

Nello specifico:

- **“Bioreattori”**: i più diffusi sono montati orizzontalmente, realizzati in materiale metallico e funzionanti a ciclo continuo. Sono generalmente dotati di motori elettrici che ne permettono la rotazione, vengono generalmente alimentati con volumi di materiale pari a massimo 2/3 del volume utile, l’insufflazione avviene in controcorrente. La rotazione avviene a velocità estremamente basse, dell’ordine di 1-2 rpm, ciò comporta tempi di residenza compresi fra 24 e 48h. Data l’installazione orizzontale e la struttura a parallelepipedo, vengono generalmente caricati ad un’estremità e scaricati al capo opposto.

Altre tipologie di reattori orizzontali funzionano, invece, a ciclo discontinuo; possono, in questo caso, essere riempiti sino all’80% del volume utile, sono dotati di motori elettrici per la movimentazione del materiale e di ventilatori per l’insufflazione di aria. Il caricamento del materiale fresco avviene dall’alto. Il tempo medio per il completamento della fase accelerata è di 4-5 giorni.

Esistono infine bioreattori ad asse verticale, funzionanti a ciclo continuo, che permettono il caricamento del materiale dall’alto e la sua estrazione dall’estremità bassa. L’aerazione, in controcorrente, è necessariamente forzata e attraverso tubi forati disposti concentricamente. Il macchinario può essere riempito di materiale fino al raggiungimento dei 2/3 del volume, il tempo di residenza medio per il completamento della fase accelerate in questo caso è stimabile in circa 14 giorni.

- **“Biocelle”**: si tratta di reattori realizzati in cemento, a tenuta stagna ed isolati termicamente. Di forma generalmente rettangolare, vengono caricati tramite pala gommata. L’aerazione è, anche in questo caso, necessariamente forzata e fornita attraverso piastre forate sul pavimento della cella. L’aria di processo esausta prima di essere reimpressa in atmosfera viene raffreddata tramite scambiatori di calore, umidificata e trattata attraverso appositi biofiltri. Il processo di maturazione in biocella dura mediamente 7-10 giorni.
- **“Biocontainers”**: sono generalmente sistemi dinamici, realizzati in acciaio inox ed alimentati con trasportatori a coclea. Lo svuotamento avviene in media dopo 14 giorni, sono dotati di sistemi di aerazione e raccolta percolati automatici. I moduli meccanici sono generalmente trattati con rivestimento anticorrosione. Le operazioni di carico sono effettuate dall’alto mentre lo svuotamento sfrutta la pendenza ed avviene attraverso il lato minore del container.
- **“Biotunnels”**: costituiti di norma da moduli a sezione rettangolare, sono coibentati, realizzati in muratura o metallo, dotati di aerazione forzata attraverso il pavimento. Anche in questo caso sono previsti sistemi automatici di captazione e ricircolo dei percolati, l’aria esausta viene canalizzata e trattata in appositi biofiltri, eventualmente installati sopra al tunnel stesso. La miscela fresca viene generalmente alimentata da un’estremità e, con l’avanzare del processo è movimentata verso il punto opposto dove viene estratta. La durata media di un processo svolto in un biotunnel è di circa 14-21 giorni. In taluni casi è prevista anche una forma di alimentazione “batch” ovvero funzionamento discontinuo con completo riempimento del tunnel.
- **“Corsie”**: funzionano generalmente a ciclo continuo, il trasferimento interno del materiale sfrutta macchine rivoltatrici automatiche. Ogni corsia è separata da quelle adiacenti attraverso pareti in

muratura di delimitazione. Il movimento della miscela avviene quindi per rivoltamenti successivi del materiale verso la corsia adiacente fino al raggiungimento dello step finale di lavorazione. Generalmente l'intero processo richiede da 6 a 12 giorni.

- **“Bacini”**: si tratta di un sistema simile alle corsie a ciclo continuo ma il trasferimento di materiale avviene in questo caso attraverso un sistema a carroponete a corsia singola. L'alimentazione sfrutta un sistema a nastro trasportatore, l'asportazione, invece, a seguito delle movimentazioni interne a carroponete, sfrutta il medesimo strumento per caricare il prodotto su un secondo nastro. I bacini sono generalmente mantenuti in depressione e sono dotati di sistemi automatici per l'umidificazione della biomassa. I tempi per il completamento del processo sono in questo caso molto più lunghi: da 10 a 12 settimane. Talvolta i sistemi a bacino possono sfruttare coclee per la movimentazione interna. Il sistema a bacino viene generalmente sviluppato in processi continui ma esistono esempi di ciclo discontinuo in cui il materiale è movimentato sul posto per essere poi rivoltato e infine asportato e sostituito.

Capitolo 3 Digestione Anaerobica

3.1 Descrizione Generale del Processo

La digestione anaerobica è un processo degradativo che, in condizioni anossiche, consente la riduzione della sostanza organica in componenti chimiche più semplici. La materia prima sottoponibile al processo è varia: sono ammissibili FORSU, sfalci e potature, fanghi di depurazione, reflui zootecnici e scarti organici di provenienza domestica ed industriale [IV].

In antecedenza alla digestione vera e propria, la materia prima viene pre-trattata per eliminare eventuali sostanze inerti indesiderate ed eventualmente correggerne il contenuto d'acqua. Al termine della fase di preparazione, la miscela viene inviata al digestore: a seconda delle peculiarità della materia prima trattata e delle condizioni operative di processo, le caratteristiche tecnologiche del macchinario cambiano notevolmente in termini di regime termico (raramente psicrofilo $\approx 20^{\circ}\text{C}$ e più comunemente mesofilo $\approx 35^{\circ}\text{C}$ o termofilo $\approx 55^{\circ}\text{C}$), tenore d'acqua ammesso (digestori a secco o ad umido), numero di stadi di funzionamento (a stadio singolo o multiplo), funzionamento (continuo o batch). La digestione anaerobica produce biogas e digestato: il primo è una miscela gassosa a composizione prevalente CH_4 e CO_2 più altri contaminanti, il secondo, invece, è solido e può essere direttamente utilizzato quale ammendante agricolo o, se sottoposto ad ulteriore trattamento, trasformato in compost di qualità. Il biogas viene utilizzato a fini energetici e rappresenta per ogni impianto di digestione anaerobica il contributo da massimizzare. Il digestato, di per sé, è indicato come un sottoprodotto e deve essere gestito secondo le modalità previste dalla normativa (D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. [XXIV] e D.M. 07/04/2006 [XXV]).

La digestione anaerobica può essere idealmente pensata come un processo in quattro fasi¹:

1. Pretrattamento
2. Digestione
3. Upgrading del Biogas (opzionale)
4. Trattamento del Digestato (opzionale)

La fase di pre-processamento del materiale organico prevede la rimozione dei materiali non biodegradabili che, non potendo partecipare al processo di digestione, occuperebbero inutilmente spazio, nonché di tutti quei materiali le cui caratteristiche meccaniche potrebbero arrecare danno al digestore o abbassare la qualità del prodotto. Il pretrattamento termina infine con la riduzione della materia prima in elementi di dimensioni uniformi. In particolare, nel caso della FORSU da raccolta differenziata, il pretrattamento di separazione della frazione non digeribile è effettuato direttamente alla sorgente; diversamente, se la raccolta differenziata non è implementata, tramite separazione meccanica. La prima soluzione è ovviamente molto più efficace poiché la rimozione a posteriori di tutti i contaminanti è impossibile specialmente per i metalli pesanti. In ogni caso, la separazione meccanica può essere effettuata attraverso selezione manuale, tramogge rotanti che sfruttino gli effetti centrifughi dovuti alla diversa densità o mulini a martelli. In taluni casi (trattamento di reflui animali) si rende necessario un trattamento addizionale finalizzato alla sterilizzazione e all'eliminazione dei patogeni: in precedenza o successivamente alla digestione anaerobica, il materiale deve essere mantenuto a 70°C per 60 minuti o, in alternativa, sottoposto a compostaggio.

L'upgrading del biogas, come detto sopra, è almeno parzialmente opzionale: è comunque indispensabile provvedere alla rimozione di contaminanti [IX], quali H_2S e H_2O , la cui presenza è certamente causa di corrosione nel caso di combustione diretta in caldaie e motori. Al contrario, la presenza di CO_2 non comporta alcun danno ma è comunque indesiderata nel caso in cui si desideri immettere il gas in rete o lo si voglia destinare all'autotrazione.

¹ Dispense del corso "Polygeneration and Advanced Energy Systems", 2018

La digestione anaerobica è un processo che si sviluppa naturalmente e che, tramite decomposizione di sostanza organica, libera CH_4 , CO_2 , H_2O , H_2S ed NH_3 nonché tracce di oltre 500 altre sostanze (fra cui anche idrocarburi quali C_2H_6 , C_3H_8 e composti alogenati).

Nel suo complesso, la degradazione di substrati organici ha il duplice fine di ricavare l'energia necessaria al metabolismo batterica ("catabolismo") tramite processi ossidativi e di sintetizzare nuove cellule ("anabolismo").

La fase digestiva segue quattro diversi stadi [XII] cui partecipano enzimi e batteri anaerobi differenti:

- a. **Idrolisi:** coinvolge molecole biologiche complesse quali carboidrati – $\text{C}_m(\text{H}_2\text{O})_n$ –, proteine costituite da catene di amminoacidi, gruppi amminici – NH_2 – ed acidi carbossilici – COOH –, grassi e cere (catene carbonio da 20 a 40 atomi). Tali composti organici, in presenza di acqua, si scindono lentamente, sino a che il polimero di partenza non è ridotto a monomero, riducendo così la lunghezza della catena. L'idrolisi porta alla produzione di composti semplici quali amminoacidi e monosaccaridi. Il processo idrolitico è negativamente influenzato dall'accumulo di amminoacidi e zuccheri (Sanders et al., 1999 nell'ambito di [XII]) a causa del loro effetto interferente sull'attività degli enzimi idrolitici.

Sotto l'aspetto cinetico, l'idrolisi è considerata la fase maggiormente limitante dell'intero processo degradativo. Da letteratura (Eastman e Ferguson, 1981 nell'ambito di [XII]) tale fase può essere descritta tramite legge cinetica di primo ordine, indipendente dalla concentrazione dei batteri:

$$R_{XS} = -K_m S$$

Equazione 1 Legge cinetica della reazione di idrolisi

Dove:

- R_{XS} velocità specifica di reazione [massa · volume⁻¹ · tempo⁻¹]
- K_m massima velocità specifica di idrolisi [tempo⁻¹]
- S concentrazione del substrato [massa · volume⁻¹]

Il valore esatto dei parametri proposti è disponibile in letteratura (Eastman e Ferguson - 1981, Gujer e Zender - 1983, Pavlostatis e Giraldo – 1989; Angelidaki et al. – 1998 nell'ambito di [XII]) ed è funzione della tipologia di substrato trattato e del range termico di funzionamento del reattore.

- b. **Acidogenesi:** i monomeri prodotti nella fase precedente sono soggetti ad attacco enzimatico che li ricombina in acido butirrico ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_2\text{COOH}$), propionico ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{COOH}$) ed acetico (CH_3COOH). L'acidogenesi, inoltre comporta anche la formazione, in qualità di sottoprodotti, di CO_2 e H_2O .

La fase acidogenica è descritta dal punto di vista cinetico dal modello di Monod nella sua espressione generale:

$$\mu = \mu_{MAX} \cdot \frac{S}{K_S + S} \cdot k_d$$

Equazione 2 Legge cinetica della reazione di acidogenesi

Dove:

- μ velocità di crescita dei microrganismi ad una data concentrazione di substrato [tempo⁻¹]
- μ_{MAX} massima velocità di crescita [tempo⁻¹]
- S concentrazione del substrato a contatto con i batteri [massa · volume⁻¹]

- K_s coefficiente di semisaturazione – ovvero concentrazione del substrato tale per cui la velocità di utilizzo del substrato è pari al 50% del massimo [massa · volume⁻¹]
- k_d tasso di decadimento dei microrganismi [tempo⁻¹]

Anche in questo caso i valori dei fattori elencati sono ampiamente disponibili in letteratura e variabili a seconda del substrato considerato (Gujer e Zender - 1983, Noike et al. – 1985, Pavlostatis e Giraldo – 1989; Angelidaki et al. – 1998 nell'ambito di [XII]).

- c. **Acetogenesi:** in presenza di batteri acetogeni, gli acidi complessi precedentemente formati vengono ulteriormente ridotti in semplice acido acetico, con conseguente emissione di CO₂ ed H₂O. Durante la produzione di acido acetico, la presenza di idrogeno molecolare nel mezzo può determinare problemi di inibizione. Pertanto, se H₂ viene mantenuto a concentrazione ridotta, grazie alla conseguenziale azione dei metanigeni H₂ ossidanti, la degradazione degli acidi grassi ad idrogeno è maggiormente probabile, nonostante la formazione di H₂ sia sfavorita in termini di ΔG. Anche nel caso dell'acetogenesi la cinetica di reazione è correttamente definita dal modello di Monod analogo alla fase acidogenica, provvisto dei corrispondenti coefficienti.
- d. **Metanogenesi:** la produzione di metano rappresenta lo step finale della catena trofica anaerobia, essendo l'unico composto non reattivo nel processo di digestione. La produzione di CH₄ può seguire alternativamente due differenti vie:
- i. **Metanogenesi da batteri idrogenotrofi**, ovvero ossidazione anaerobica dell'idrogeno.

$\text{CO}_2 + \text{R-H} \rightarrow \text{R-COOH}$
$\text{R-COOH} + 2\text{H} \rightarrow \text{R-CHO} + \text{H}_2\text{O}$
$\text{R-CHO} + 2\text{H} \rightarrow \text{R-CH}_2\text{OH}$
$\text{R-CH}_2\text{OH} + 2\text{H} \rightarrow \text{R-CH}_3 + \text{H}_2\text{O}$
$\text{R-CH}_3 + 2\text{H} \rightarrow \text{CH}_4 + \text{R-H}$

Tabella 1 Step successivi reazione di metanogenesi

Overo complessivamente: $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$

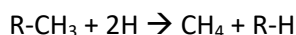
La cinetica chimica, per questa specifica reazione, si avvale del modello di Monod a due substrati (H₂ e CO₂).

$$\mu = \mu_{MAX} \cdot \frac{K_1}{K_{S1} + S_1} \cdot \frac{K_2}{K_{S2} + S_2}$$

Equazione 3 Legge cinetica della reazione di metanogenesi

Con il convenzionale significato dei fattori.

- ii. **Dismutazione anaerobica** ovvero formazione di metano a spese del gruppo metilico presente nelle molecole di acido acetico (substrato organico a basso peso molecolare), anche detta reazione di transmetilazione.



Overo complessivamente: $\text{CH}_3\text{COOH} \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$

La relazione di Monod, per questa specifica reazione, assume la seguente forma:

$$\mu = \mu_{MAX} \cdot \frac{S}{K_s(1 + I \cdot K_t) + S}$$

Equazione 4 Legge cinetica della reazione di dismutazione

Dove “I” e il corrispondente pedice fanno riferimento alla specie inibente (acetato) il cui eccesso può limitare lo sviluppo della reazione.

Anche in questo caso, per entrambi i meccanismi, i valori dei fattori sono presenti in letteratura [XII].

La gran parte del metano formatosi al termine della digestione anaerobica, tuttavia, si deve al secondo meccanismo. L’effettiva capacità dei batteri di utilizzare l’acetato dipende fondamentalmente dalla forma in cui esso si presenta. In particolare, se presente in forma indissociata (CH_3COOH), l’acido acetico può penetrare la membrana cellulare batterica e risultare così utilizzabile. Questa condizione richiede precise condizioni chimiche: il pH deve infatti mantenersi fra 6 ed 8. Al contrario, in caso di valori di pH nel mezzo superiori, l’acido acetico è presente in massima parte in forma dissociata (CH_3COO^-): in questo caso la concentrazione nel mezzo è insufficiente a garantire un gradiente sufficiente a generare trasporto di materia oltre la membrana stessa. In caso di ambienti in cui il pH sia inferiore a 5, invece, si ha un’elevata concentrazione di acido indissociato che attraversa la membrana, raggiungendo così, in questo caso concentrazioni eccessive, oltre la soglia di accettabilità causando così l’inibizione del processo.

3.2 Condizioni e Variabili Influenti

L’effettivo sviluppo del processo di digestione richiede il mantenimento nel digestore di precise condizioni fisico chimiche [V], favorevoli all’attività microbica.

3.2.1 Contenuto Solido Totale

Il contenuto solido totale (“TS – Total Solid”) rappresenta il contenuto in sostanza secca di un campione. Tale parametro viene convenzionalmente ottenuto tramite essiccazione in stufa a 105°C per 24 ore. In prima approssimazione:

$$TS = \text{Frazione Organica} + \text{Frazione Inerte}$$

Equazione 5 Ripartizione contenuto solido totale

A seconda delle caratteristiche della materia prima fornita al digestore, possono sussistere diverse condizioni di contenuto solido:

- Basso tenore di sostanza secca: meno del 10%
- Medio tenore di sostanza secca: fra il 15 e il 20%
- Alto tenore di sostanza secca: fra il 22 e il 40%

Il tenore di umidità nella miscela è determinante nella scelta della tecnologia di digestione, in particolare quanto maggiore è il contenuto di sostanza solida quanto inferiore è la dimensione del digestore, visto il minore ammontare di richiesta d’acqua.

3.2.2 Solidi Volatili Totali

I solidi volatili (“TVS – Total Volatile Solid”) rappresentano la frazione di massa secca resa volatile per combustione (550 °C) completa del rifiuto in ingresso all’impianto. La frazione volatile comprende sia i composti biodegradabili che quelli refrattari e, in prima approssimazione, si può ricavare come:

$$TVS = TV - TFS$$

Equazione 6 Ripartizione solidi volatili totali

Dove i TFS rappresentano i solidi fissi totali (“Total Fixed Solid”) ovvero, fondamentalmente, i composti inorganici inerti.

3.2.3 Temperatura

Il processo di digestione anaerobia può svilupparsi all’interno di due range termici:

- Condizioni Mesofile: 20-45°C, generalmente stabilizzate a 35°C
- Condizioni Termofile: 50-65°C, generalmente stabilizzate a 55°C

Il passaggio da un dato regime termico ad un altro comporta la variazione della composizione della comunità batterica, ognuna delle quali presenta un preciso valore di temperatura in corrispondenza di cui il tasso di crescita specifica della colonia è massimo. L’effetto di una variazione termica sulla cinetica di reazione si ottiene tramite la legge di Arrhenius:

$$V_T = V_{T_{ref}} \cdot e^{\varphi(T-T_{ref})}$$

Equazione 7 Influenza della temperatura sulla cinetica di reazione

Dove:

- $V_{T_{ref}}$ velocità di reazione alla temperatura di riferimento
- φ coefficiente sperimentale costante

La temperatura ottimale cui svolgere il processo non è univoca ma dipende dalla composizione della miscela in ingresso e dalle caratteristiche tecniche dei macchinari scelti. Tuttavia, al fine di mantenere costante il rateo di produzione del biogas, è necessario mantenere altrettanto costante il livello termico all’interno del digestore. In generale i digestori operanti in condizioni termofile sono più efficienti in termini di tempo di ritenzione idraulica, tasso di carico e produzione nominale di gas; al contempo hanno maggiori richieste termiche e sono più sensibili alla variazione dei parametri operativi ed ambientali. Un ulteriore aspetto legato alla temperatura è la sterilizzazione della materia trattata: tanto maggiore è il livello termico nel digestore quanto più è efficace l’eliminazione di virus, patogeni e sementi.

3.2.4 Tempo Medio di Ritenzione Idraulica

Il tempo di ritenzione rappresenta il lasso temporale necessario per ottenere la completa degradazione di un campione di materia organica. Anche in questo caso, non è un parametro fisso ma varia a seconda del processo, della temperatura e dalla composizione del materiale trattato. In generale il range tipico per un reattore mesofilo è di 15-30 giorni che si riducono a 12-14 giorni in caso di processo termofilo.

$$HRT = \frac{V}{Q}$$

Equazione 8 Tempo medio di ritenzione idraulica

Dove

- HRT tempo medio di residenza idraulico [giorni]
- V volume del reattore [m³]
- Q portata al reattore [m³·giorno⁻¹]

3.2.5 Tempo Medio di Permanenza dei Fanghi

Il tempo medio di ritenzione dei fanghi rappresenta il rapporto fra la massa totale di solidi volatili contenuti nel reattore e la portata di estrazione. Nel caso la quantità di biomassa prodotta per crescita cellulare sia pari alla massa estratta, le condizioni del reattore si diranno stazionarie.

$$SRT = \frac{V \cdot X}{W}$$

Equazione 9 Tempo medio di permanenza dei fanghi

Dove

- SRT tempo medio di residenza dei fanghi [giorni]
- V volume del reattore [m³]
- X concentrazione dei solidi volatili all'interno del reattore [kg_{TVS}· m⁻³]
- W portata di sostanza volatile estratta dal reattore [kgTVS·giorno⁻¹]

3.2.6 pH

La concentrazione degli ioni idrogeno nel materiale non è costante ma varia durante il processo, durante la fase acidogenica, la formazione di sostanze acide causa il repentino abbassamento del pH. Un eccessivo abbassamento del pH in questa fase (<6.4) comporta l'inibizione dell'ulteriore sviluppo della fase acidogenica nonché comporta la morte dei batteri metanigeni che intervengono nello step successivo (pH ottimale 6.6 – 7.0)[XII].

3.2.7 Rapporto Carbonio Azoto

Il rapporto C/N rappresenta la relazione fra l'ammontare di carbonio e di azoto presenti nella sostanza organica. Valori ottimali di C/N per la fase di digestione anaerobica si attestano su 20 – 30.

Nel caso in cui il rapporto ecceda il limite massimo, il problema è sintomo di eccessivo consumo di azoto da parte dei batteri metanigeni con conseguente diminuzione del rateo di produzione del biogas. Al contrario, valori eccessivamente bassi di C/N comportano produzione ed accumulo di NH₃ con conseguente basicizzazione della miscela che, oltre certi limiti (pH > 8.5), diviene tossica per i metanigeni.

3.2.8 Rateo di Carico Organico – Carico Organico Volumetrico

Il rateo di carico organico ("Organic Loading Rate" – "OLR") rappresenta una misura della capacità di conversione biologica del sistema e, matematicamente, è descritto come la quantità di substrato entrante riferita all'unità di volume del reattore.

$$OLR = \frac{Q \cdot S}{V}$$

Equazione 10 Rateo di carico organico

Dove

- OLR fattore di carico organico volumetrico in termini di substrato riferito al volume di reattore [$\text{kg}_{\text{sub}} \cdot \text{m}_{\text{reatt}}^{-3} \cdot \text{giorno}^{-1}$]
- Q portata entrante [$\text{m}^3 \cdot \text{giorno}^{-1}$]
- S concentrazione substrato nella portata influente [$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$]
- V volume del reattore [m^3]

L'eventuale fornitura di sostanza organica al sistema al di là delle capacità massime comporta la diminuzione della produttività di biogas dovuta all'accumulo di sostanze inibenti quali acidi grassi nei liquami di processo. L'OLR è un parametro particolarmente influente nei sistemi a funzionamento continuo che possono anche incorrere in malfunzionamenti gravi o interruzione totale della produzione.

3.2.9 Velocità di Produzione del Biogas

Il rateo di produzione del biogas ("GPR – Gas Production Rate") è definito come la portata di biogas riferita all'unità di volume di reattore.

$$GPR = \frac{Q_{biogas}}{V}$$

Equazione 11 Rateo di produzione del biogas

3.2.10 Efficienza di Rimozione del Substrato

La definizione di efficienza di rimozione non è univoca ma dipende dal parametro considerato per esprimere la concentrazione (TVS, TS, COD – "Chemical Oxygen Demand o BOD – "Biologic Oxygen Demand"). La relazione di più semplice applicazione esprime la conversione del substrato in biogas è:

$$\eta_{removal} = Q \cdot \frac{S - S_e}{S}$$

Equazione 12 Efficienza di rimozione del substrato

Dove

- η percentuale di TVS rimossi [%]
- Q portata influente ed effluente [$\text{m}^3 \cdot \text{giorno}^{-1}$]
- S concentrazione di TVS nella portata in ingresso [$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$]
- S_e concentrazione di TVS nella portata in uscita, ottenuta per differenza fra la massa entrante e quella uscente sotto forma di biogas [$\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$]

3.3 Alternative tecnologiche per il digestore

I digestori anaerobici differiscono in termini di regime di funzionamento [IV]:

- Stadio singolo
- Stadio multiplo
- Funzionamento discontinuo ("batch")

E in termini di temperatura di funzionamento di riferimento:

- Mesofili
- Termofili

3.3.1 Digestori SSLS – "Single Stage, Low Solid"

Questa tipologia di digestore associa semplicità tecnica e impiantistica a elevata diffusione ed esperienza a livello industriale. I fanghi di processo richiedono di essere trattati con macchinari economici quali tubature e pompe; tuttavia sono richiesti elevati costi di investimento per via della necessità di reattori di dimensioni

maggiori con miscelamento interno, di deumidificazione e di pre-trattamento. In particolare, occorre prestare attenzione alla sedimentazione densimetrica che può avvenire durante il processo digestivo: la frazione più pesante ed i contaminanti affondano ed uno strato galleggiante di schiuma si può formare in superficie, causando la formazione di strati distinti nel reattore. L'accumulo di detriti pesanti sul fondo può essere fonte di stress meccanico per le pompe di circolazione e, pertanto, è opportuno provvedere alla loro rimozione dalla miscela in antecedenza al caricamento nel digestore. Tale trattamento è particolarmente demandante dal punto di vista tecnico ed economico.

Fra i reattori SSLS, la tecnologia più diffusa risponde all'acronimo di CSTR – “Continuously Stirred Tank Reactor”, che prevede la presenza di un agitatore interno in continuo.

I principali problemi, controparte della semplicità impiantistica tipica di questa famiglia di reattori sono il rischio di corto circuitazione idraulica [XXXI], ovvero il miscelamento indesiderato di frazioni di digestato immaturo con frazioni in stadio di processo avanzato. In aggiunta a ciò, al fine di avere un basso tenore di solido nella miscela, è necessario miscelare con abbondante acqua, pratica che implica consumi idrici ingenti, con conseguenti problemi sia di tipo economico che ambientale. Tale problema può essere parzialmente risolto tramite ricircolo dei liquami di processo.

3.3.2 Digestori SSHS – “Single Stage High Solid”

La mancata diluizione dei rifiuti consente, in media, di ottenere maggiore resa in biogas rispetto alla controparte a basso tenore solido. Nel caso di tecnologia ad alto tenore di secco, la frazione solida varia fra il 20 ed il 40%, in questo caso la problematica predominante è il trasporto e la gestione della materia che deve necessariamente essere movimentata con nastri trasportatori, sistemi a vite o pompe specificamente realizzate per fluidi altamente viscosi. Si tratta di un sistema decisamente più resistente alla presenza di inerti: è infatti possibile, in questo caso, sottoporre a digestione miscele contenenti inerti pesanti pari al 25% in peso. La tecnologia richiesta è molto semplice, del tipo “plug-flow” ovvero flusso a pistone, non richiede la presenza di miscelatori all'interno del reattore. L'assenza di parti in movimento previene qualunque problema di corto circuitazione idraulica, le richieste termiche, visto il basso tenore d'acqua, sono ridotte.

3.3.3 Digestori Multistadio

La tecnologia multistadio consente di avere spazi dedicati per ogni fase del processo, garantendo la flessibilità necessaria a ottimizzare le distinte reazioni di digestione. Nello specifico, generalmente, si utilizzano reattori a doppia camera: la prima destinata a idrolisi, acidogenesi e conseguente acetogenesi, la seconda alla metanogenesi. Il vantaggio fondamentale della configurazione a doppia camera risiede nell'aumentata stabilità biologica. La presenza del secondo stadio di digestione permette, inoltre, di implementare la “ritenzione della biomassa”. Tale tecnica consente di ottenere celle di processo ad alta densità di batteri metanigeni. Per raggiungere la ritenzione di biomassa esistono principalmente due tecniche: aumentare il tenore di solido nel reattore tramite ricircolazione o inserire nel reattore materiale inerte cui sono fissati batteri metanigeni. Fra i digestori multistadio, una delle tipologie più diffuse è detta “Upflow Anaerobic Sludge Blanket”, particolarmente adatto a trattare effluenti liquidi con elevato tenore di acidi organici.

Il principale vantaggio nell'implementazione di una tecnologia multi stadio consiste nell'elevata affidabilità biologica nel trattamento di rifiuti le cui caratteristiche li renderebbero difficilmente sfruttabili in digestori a camera singola. D'altronde la sezione multipla implica rischi di corto circuitazione simili a quelli che si verificano nei reattori SSLS nonché formazione di schiuma e stratificazione interna; si tratta inoltre di una tecnologia intrinsecamente costosa sia in termini di capitale iniziale che di manutenzione.

3.3.4 Processi Batch

Nei sistemi a funzionamento discontinuo il reattore viene caricato una volta per ogni ciclo con rifiuti “freschi” ad elevato tenore di sostanza secca (S.S. $\approx 30 - 40\%$) che percorre passo a passo ogni fase del processo di degradazione; il percolato viene raccolto sul fondo e poi ricircolato in continuo. Anche nel caso dei sistemi batch, il reattore può essere a stadio singolo, sequenziale o di tipo “Upflow Anaerobic Sludge Blanket”.

Il sistema sequenziale è costituito da due o più serbatoi: il percolato proveniente dal primo serbatoio, ad alto tenore di acidi organici viene ricircolato nel secondo stadio, destinato alla metanogenesi; il percolato del secondo, a tenore di acido basso o nullo, viene invece re-inviato al primo al fine di minimizzare le richieste idriche.

La tecnologia UASB, ricalca il digestore a flusso continuo multi stadio ma, in questo caso, il primo reattore è a semplice funzionamento batch. Questa scelta è vantaggiosa dal punto di vista economico poiché reattori di questo tipo sono economici e resistenti a condizioni avverse di funzionamento; d'altronde hanno rese in biogas inferiori rispetto ai concorrenti a funzionamento continuo e, a parità di potenzialità, dimensioni ben maggiori.

Capitolo 4 Upgrading da Biogas a Biometano

4.1 Descrizione Generale del Processo

Il processo di upgrading consiste nella separazione delle sostanze gassose indesiderate dalla miscela di biogas di cui si dispone ed è richiesto quando, per specifiche applicazioni (iniezione nella rete gas nazionale o uso quale combustibile per autotrazione), è necessario avere un prodotto dalle elevate caratteristiche in termini di contenuto energetico specifico [XI]. A tale proposito esistono attualmente sul mercato diverse alternative tecnologiche che possono essere considerate allo stato dell'arte dal punto di vista sia della fattibilità tecnica che economica. È importante sottolineare che la purificazione del biogas comporta costi, sia in termini di investimenti infrastrutturali che operativi, ingenti; ciò richiede una scelta tecnologica oculata, a bassa intensità energetica. Dal punto di vista ambientale, inoltre, è necessario assicurare elevata efficienza di funzionamento dell'unità di upgrading per massimizzare il contenuto in metano del prodotto e minimizzare, così, la dispersione in ambiente.

Molteplici fattori fra cui in primo luogo la qualità e la quantità della materia prima a disposizione (biogas) e del prodotto che si desidera ottenere (biometano) nonché il funzionamento del digestore anaerobico e le caratteristiche impiantistiche ed ambientali del sito in oggetto, sono determinanti nella scelta dell'ottimo dal punto di vista tecnico ed economico.

Complessivamente il processo di upgrading può essere metodologicamente suddiviso in diverse operazioni, è infatti necessario provvedere a:

- Separazione dell'anidride carbonica
- Essiccamento del gas, condensazione del vapore acqueo
- Rimozione delle sostanze indesiderate come H_2S , NH_3 , O_2 , N_2 , silossani
- Compressione al livello richiesto dalla specifica applicazione
- Eventuale correzione del PCI tramite arricchimento con C_3H_8 – propano
- Odorizzazione in caso di immissione nella rete di distribuzione a bassa pressione

L'elenco delle azioni previste non deve essere necessariamente risolto nell'ordine di presentazione ma segue invece l'ordine dettato dalla specifica scelta tecnologica effettuata.

La produzione di bio- CH_4 prevede in ingresso alla generica attrezzatura di upgrading un flusso di biogas (i cui componenti e le rispettive proporzioni possono variare sensibilmente a seconda dell'origine del biogas stesso) e la produzione di due stream: un flusso ricco di metano con elementi estranei in traccia ed un flusso ricco in biossido di carbonio. Dal momento che, a prescindere dalla tecnologia considerata, il processo di separazione è comunque soggetto ad efficienza inferiore ad uno, entrambi i flussi saranno contaminati dalla controparte. Nello specifico, il prodotto di "scarto", ovvero il flusso a CO_2 prevalente, è, nella gran parte dei casi, riversato in atmosfera. Se ciò è concesso dalla normativa e dall'autorizzazione ambientale dell'impianto considerato, comunque, tale stream deve essere preventivamente trattato per eliminare quanto più possibile le residue tracce di CH_4 , considerato il considerevole GWP (23) dell'idrocarburo.

4.2 Rimozione dell'Acqua

Il biogas in uscita dal digestore è generalmente saturo di vapore acqueo che, condensando nelle tubature può causare corrosione. Pertanto, è necessario provvedere alla rimozione dell'acqua prima di procedere ad ulteriori trattamenti. Tale operazione può essere effettuata per condensazione (raffreddamento e/o compressione del flusso), adsorbimento (setacci molecolari o carboni attivi) o assorbimento (soluzioni glicoliche o sali igroscopici).

4.3 Desolfurazione

Complessivamente, come riportato in [IX] la composizione media del biogas è quella riportata in tabella:

PARAMETER	UNIT	LANDFILL GAS	BIOGAS FROM AD	NORTH SEA NATURAL GAS	DUTCH NATURAL GAS
Lower heating value	MJ/nm ³	16	23	40	31,6
	kWh/nm ³	4,4	6,5	11	8,8
	MJ/kg	12,3	20,2	47	38
Density	kg/nm ³	1,3	1,2	0,84	0,8
Higher Wobbe index	MJ/nm ³	18	27	55	43,7
Methane number		> 130	>135	70	–
Methane	vol-%	45	63	87	81
Methane, variation	vol-%	35–65	53–70	–	–
Higher hydrocarbons	vol-%	0	0	12	3,5
Hydrogen	vol-%	0–3	0	0	–
Carbon oxide	vol-%	0	0	0	0
Carbon dioxide	vol-%	40	47	1,2	1
Carbon dioxide, variation	vol-%	15–50	30–47	–	–
Nitrogen	vol-%	15	0,2	0,3	14
Nitrogen, variation	vol-%	5–40	–	–	–
Oxygen	vol-%	1	0	0	0
Oxygen, variation	vol-%	0–5	–	–	–
Hydrogen sulphide	ppm	< 100	< 1000	1,5	–
Hydrogen sulphide, variation	ppm	0–100	0–10000	1–2	–
Ammonia	ppm	5	<100	0	–
Total chlorine (as Cl ⁻)	mg/nm ³	20–200	0–5	0	–

Figura 11 Composizione media del biogas – Fonte: IEA Bioenergy

Nel caso di biogas da digestione anaerobica, quindi, la percentuale di metano è considerevole ed il contaminante principale è la CO₂. L'N₂, vista l'anaerobicità del processo di produzione, è pressoché assente, tuttavia, rispetto ad un biogas da discarica medio, risultano decisamente più alti (seppur sempre nell'ambito dei ppm) gli apporti di H₂S e NH₃. A tal proposito, quindi, i processi di rimozione di tali sostanze ricopriranno un ruolo fondamentale nella fase iniziale dell'upgrading. La fattibilità tecnica e la convenienza economica del processo, infatti, è fortemente influenzata dalla presenza di solfuro di idrogeno, la cui concentrazione, a sua volta, dipende primariamente dal contenuto in zolfo del substrato inviato a digestione anaerobica. H₂S, infatti, è un gas pericoloso per via della sua corrosività e deve essere rimosso prima di qualsiasi altro intervento sul biogas.

A tale scopo possono essere implementate diverse tecnologie, fra cui [XI]:

- **Precipitazione del Solfuro:** è possibile trattare il gas preventivamente all'ingresso alla sezione di rimozione della CO₂ con miscele liquide contenenti sali metallici, fra cui - in particolare - Cloruro Ferrico (FeCl₃) o Solfato di Ferro (FeSO₄). L'interazione con l'H₂S causa la formazione e, consequenzialmente, la precipitazione del solfuro di ferro. Quest'ultima è possibile poiché il sale prodotto risulta pressoché insolubile nel biogas. Il precipitato viene quindi rimosso meccanicamente assieme ai residui solidi costituenti il digestato. Il sostanziale vantaggio di questa tecnica risiede nella sua estrema semplicità che non richiede alcun investimento e soli, ridotti, costi di approvvigionamento dei sali. Tuttavia, la semplicità di esecuzione implica, necessariamente, ridotte possibilità di controllo del grado di desolfurazione associato al processo. Generalmente la desolfurazione tramite addizione di sali viene sfruttata come primo step per la rimozione della gran parte del contaminante cui segue una o più fasi di rimozione accurata.
- **Scrubbing Biologico:** il contaminante può essere rimosso tramite ossidazione biologica perpetrata da microrganismi chemoautotropici (in grado di ottenere energia dall'ossidazione di elettroni provenienti da un donatore) quali *Thiobacillus* e *Sulfolobus*. In questo caso, il metabolismo dei batteri richiede la fornitura di una ridotta quantità di aria. Se il trattamento biologico viene svolto

direttamente all'interno del digestore anaerobico, il grado di desolforazione sarà inferiore. Diversamente, se si intende ottenere un grado di purificazione del biogas sufficiente per l'equiparazione e quindi la possibilità di immissione nella rete del gas naturale, è necessario effettuare l'ossidazione biologica in un compartimento dedicato ed esterno al digestore. In quest'ultimo caso si ha un filtro a goccia la cui matrice è impregnata dei microrganismi. Su di essa vengono fatti confluire il biogas ed uno stream acquoso contenente sostanze nutritive. I microrganismi ossidano l'acido solfidrico con l'ossigeno molecolare producendo acqua ed acido solforoso o acqua e zolfo elementare, questi vengono così facilmente rimossi e scaricati. Si tratta di un metodo piuttosto semplice che non implica elevati costi tuttavia, nonostante l'elevata capacità di desolforazione, il punto debole risiede nella scarsa flessibilità e adattabilità alla fluttuazione nel contenuto di idrogeno solforato nello stream soggetto a trattamento.

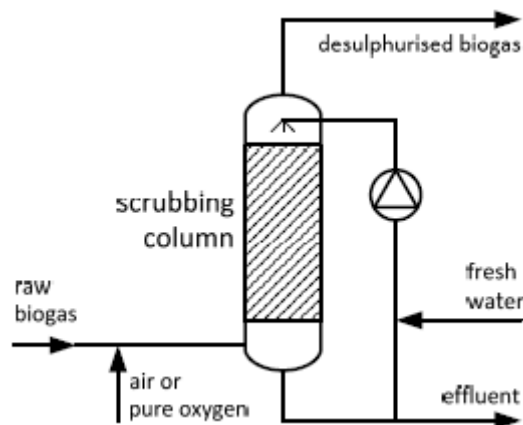


Figura 12 Schema di processo di scrubbing biologico – Fonte: Technische Universitat Wien

- Scrubbing Chimico:** il processo richiede globalmente l'uso di due tipologie di sostanze: un ossidante ed un caustico. Il lavaggio con soluzioni caustiche è uno dei metodi più datati per la rimozione del contaminante dal gas e sfrutta l'idrossido di sodio la cui efficacia è fortemente influenzata dal pH. Il mantenimento del corretto valore del pH favorisce la selettività dell'assorbimento verso l'idrogeno solforato piuttosto che verso l'anidride carbonica. Nella maggior parte dei casi la scelta dell'ossidante ricade su H_2O_2 . Lo scrubbing chimico ha indubbi vantaggi di controllabilità del processo e funzionamento stabile anche a seguito di sensibili fluttuazioni di qualità e quantità del biogas. La sua elevata flessibilità la rende competitivo, anche in luce dei costi relativamente contenuti, soprattutto nei casi in cui ci si aspettino caratteristiche del biogas in ingresso fortemente variabili.

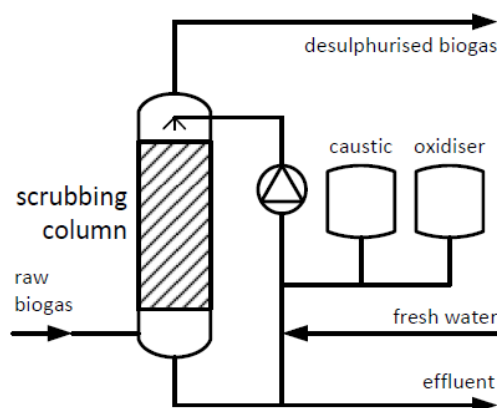


Figura 13 Schema di processo di scrubbing chimico - Fonte: Technische Universitat Wien

- **Adsorbimento su ossidi metallici o carboni attivi:** la rimozione dell' H_2S avviene grazie all'instaurazione di un legame chimico fra lo zolfo ed il metallo costituente la membrana: lo zolfo viene immobilizzato sotto forma di solfuro metallico (da reazione con ossido di ferro, di zinco o di rame), l'idrogeno reagisce invece con l'ossigeno venendo così disciolto nello stream di gas sotto forma di vapore acqueo. Un processo analogo avviene nel caso dei carboni attivi. È poi necessario sostituire il materiale adsorbente impregnato e procedere poi alla sua rigenerazione tramite l'asportazione chimica dell'adsorbato. Questa tecnologia è particolarmente efficace nel trattamento di biogas la cui concentrazione residua di contaminante è nell'ordine di 1 ppm. Dal punto di vista economico, nonostante i costi di investimento siano ridotti, i costi specifici associati all'approvvigionamento e al lavaggio dell'adsorbente risultano particolarmente alti e, pertanto, a questi sistemi sono delegate soltanto le fasi finali della desolfurazione.

4.4 Upgrading

Al termine della fase di desolfurazione il biogas destinato alla produzione di bio- CH_4 è sottoposto all'asportazione dell'anidride carbonica con il conseguente miglioramento del PCI conseguente alla rimozione dell'inerte. I residuali elementi contaminanti presenti in traccia nello stream possono, a seconda della tecnologia di upgrading implementata, essere rimossi durante questa fase o eventualmente in una fase successiva supplementare. Fra le alternative si riportano [X]:

- **Absorbimento:** il funzionamento di questa tecnica è basato sulla diversa solubilità delle varie sostanze in una soluzione liquida di scrubbing. La solubilità della CO_2 è maggiore rispetto alla solubilità del CH_4 e, quindi, la prima rimane fisicamente legata alla soluzione liquida cui viene a contatto mentre il secondo permea il liquido senza miscelarsi. Il trattamento consente quindi di asportare CO_2 di cui viene arricchito il liquido assorbente e di ottenere in uscita un gas ricco di CH_4 . L'assorbente arricchito dal biossido di carbonio deve quindi essere periodicamente sostituito e rigenerato. Sono disponibili tre diverse tipologie di assorbimento:
 - **Scrubbing ad acqua pressurizzata:** il liquido utilizzato in questo caso per effettuare l'assorbimento è acqua, la cui azione è tanto più efficace quanto maggiore è la pressione di pompaggio e minore la temperatura. La solubilità dell'anidride carbonica in acqua è maggiore della corrispondente caratteristica relativa al metano. La tecnica consente di rimuovere anche idrogeno solforato e ammoniaca. Il gas a prevalenza CO_2 , ma con tracce di CH_4 ottenuto dallo scrubbing, viene re-inviato alla bocchetta del biogas grezzo e ricircolato. L'acqua di trattamento viene inviata ad una colonna di deassorbimento in cui viene a contatto con un flusso controcorrente di aria che procede allo stripping della CO_2 disciolta. Lo svantaggio di questa tecnologia consiste nel fatto che ossigeno e azoto provenienti dall'aria di stripping vanno a contaminare il gas trattato, riducendone il PCI rispetto al metano puro

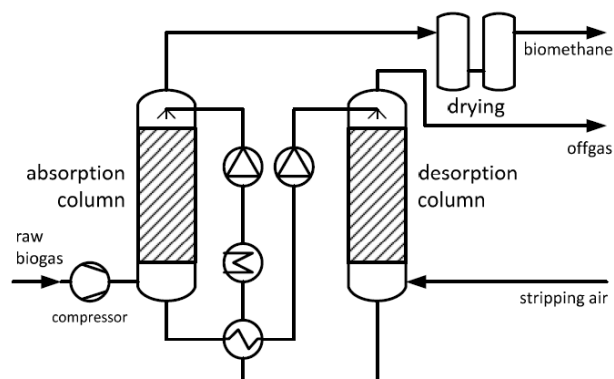


Figura 14 Schema di processo di scrubbing ad acqua pressurizzata - Fonte: Technische Universität Wien

- **Scrubbing amminico:** rispetto al caso precedente, con il quale è condiviso il principio di funzionamento, questa tecnologia prevede sia l'assorbimento fisico dovuto al discioglimento della CO_2 nel liquido di lavaggio che la reazione chimica con le ammine che intensifica la forza del legame. Ciò determina una maggiore efficacia nella separazione dell'anidride con minori richieste in fatto di pressione che deve essere soltanto lievemente superiore a quella di produzione del biogas. L'efficacia della separazione è controbilanciata dal maggiore sforzo legato alla rigenerazione dell'assorbente amminico che richiede un significativo ammontare di energia. L'assorbente, durante la fase di stripping, infatti, deve essere riscaldato sino a $160\text{ }^\circ\text{C}$ affinché il legame con la CO_2 si rompa e quest'ultima possa essere rilasciata. Questa tecnica sarebbe molto efficace anche nella rimozione di NH_3 e H_2S ma le richieste energetiche della fase di desorbimento sarebbero, in quel caso, ancor maggiori e, quindi, non viene generalmente implementata a quel fine.

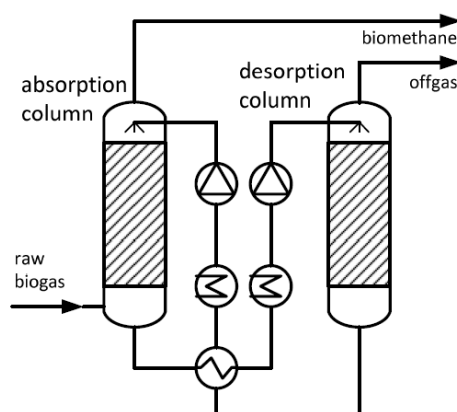


Figura 15 Schema di processo di scrubbing amminico - Fonte: Technische Universitat Wien

- **Adsorbimento tramite Pressure Swing Adsorption:** questa tecnologia è basata sul differente comportamento dei gas ad alta pressione a contatto con una superficie solida costituita da setacci molecolari o carboni attivi. Questi ultimi agiscono selettivamente estraendo CO_2 dal flusso, arricchendolo così in metano. A seguito dell'adsorbimento, è necessario rigenerare il materiale tramite lavaggio con biogas grezzo a livello pressorio inferiore. Generalmente, gli impianti industriali sono dotati di più vasche di trattamento in parallelo, così da garantire continuità di funzionamento.

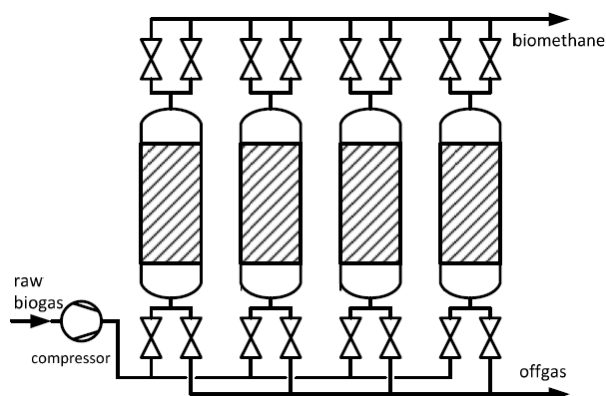


Figura 16 Schema di processo di scrubbing amminico - Fonte: Technische Universitat Wien

- **Gaspermeation:** sfruttano membrane polimeriche permeabili all'anidride carbonica, all'acqua e all'ammoniaca. I polimeri più frequentemente utilizzati per queste applicazioni sono polisolfone,

poliammide, o polimetilsilossano, accomunati da selettività favorevole alla separazione metano-anidride e sufficiente resistenza meccanica ai cicli di funzionamento.

Dopo la compressione alla pressione di processo, il biogas viene raffreddato, l'umidità condensa e si ottiene la desiderata essiccazione cui segue il riscaldamento tramite scambiatore a recupero. Infine, l'H₂S residuale viene rimosso per adsorbimento su ossidi metallici. Il gas così ottenuto, quindi, viene inviato alla membrana (unità singola o multipla a seconda delle esigenze di purezza).

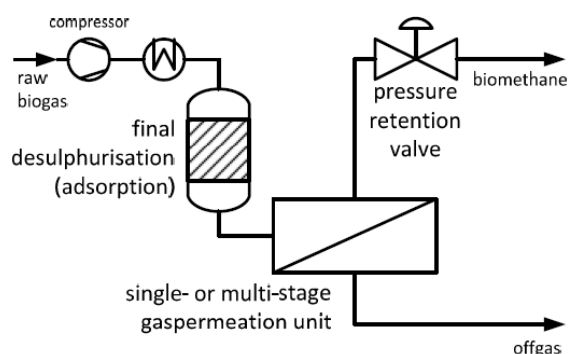


Figura 17 Schema di processo di gaspermeation - Fonte: Technische Universitat Wien

4.5 Conclusioni sulle Diverse Alternative Tecnologiche per l'Upgrading

La tabella che segue riassume le principali caratteristiche delle tecnologie considerate:

		Scrubbing Acqua	Scrubbing Fisico	Scrubbing Chimico	PSA	Membrane
Parametro						
Recupero di CH ₄ [%]	di	98.0	96.0	99.96	98.0	80.0 – 99.5
Slip CH ₄ [%]		2.0	4.0	0.04	2.0	20.0 – 0.5
Pressione consegna [bar _g]	di	4 - 8	4 - 8	0	4 - 7	4 – 7
Richiesta energetica [kWh _e /m ³]		0.46	0.49 – 0.67	0.27	0.46	0.25 – 0.43
Richiesta Termica e		-	Medio	Alto	-	-
Livello di Temperatura [°C]	di	-	70 – 80°C	120 – 160°C	-	-
Necessità di Desolforazione		Dipende dal processo	Sì	Sì	Sì	Sì
Materiale Consumo	di	Agenti antivegetativo	Solventi organici	Soluzioni amminiche	Carboni attivi	-

	ed essiccante				
Campo di Carico Parziale [%]	50 – 100	50 – 100	50 – 100	85 – 115	50 – 105
Costi di investimento [€/ (m ³ /h)]	10'100 (*)	9'500 (*)	9'500 (*)	10'400 (*)	7'300 – 7'600 (*)
	5'500 (**)	5'000 (**)	5'000 (**)	5'400 (**)	4'700 – 4'900 (**)
	3'500 (***)	3'500 (***)	3'500 (***)	3'700 (***)	3'500 – 3'700 (***)
Costi operativi [c€/m ³]	14.0 (*)	13.8 (*)	14.4 (*)	12.8 (*)	10.8 – 15.8 (*)
	10.3 (**)	10.2 (**)	12.0 (**)	10.1 (**)	7.7 – 11.6 (**)
	9.1 (***)	9.0 (***)	11.2 (***)	9.2 (***)	6.5 – 10.1 (***)

Tabella 2 Sommario caratteristiche alternative tecnologiche processo di upgrading - Fonte: Technische Universität Wien

Dove:

- (*) condizioni economiche medie per impianto trattante 100 m³/h
- (**) condizioni economiche medie per impianto trattante 250 m³/h
- (***) condizioni economiche medie per impianto trattante 500 m³/h

Capitolo 5 G.A.I.A. S.p.A. – Inquadramento Societario

G.A.I.A. S.p.A. - Gestione Ambientale Integrata dell'Astigiano – nasce nel 2005 a seguito della scissione di C.S.R.A. – Consorzio Smaltimento Rifiuti dell'Astigiano, operativa a partire dal 1978 nell'ambito della gestione dei rifiuti di Asti e provincia. A seguito della scissione del consorzio (Delibera n°11 del 11/11/2004, a seguito della legge regionale n°24/2002), G.A.I.A. ha mantenuto titolo di società per azioni finalizzata alla gestione operativa degli impianti di trattamento, recupero e smaltimento dei rifiuti. Alla seconda società nata dalla scissione, C.B.R.A. – Consorzio di Bacino dei Rifiuti dell'Astigiano – sono stati delegati, invece, compiti di tipo amministrativo e di governo sulla raccolta dei rifiuti della provincia.

Un evento rilevante per lo sviluppo societario è avvenuto nel febbraio 2017 a seguito della parziale privatizzazione legata all'ingresso societario di IREN in qualità di azionista di maggioranza relativa. Al momento della formazione, l'intero capitale societario era detenuto dai comuni di Asti, Baldichieri e Tiglio. L'attuale configurazione proprietaria, invece, prevede la seguente ripartizione delle azioni:

- Comune di Asti e rimanenti (115) comuni della provincia: 55%
- [IREN Ambiente](#): 45%

La società dispone di una sede amministrativa, sita in Asti, di tre installazioni di lavorazione e trattamento cui vengono conferiti i rifiuti e dodici ecostazioni distribuite sul territorio provinciale. Il conferimento dei rifiuti presso gli impianti societari si avvale della società municipalizzata, non essendo a carico di G.A.I.A.

5.1 Sedi Industriali Aziendali

5.1.1 Impianto di Compostaggio di San Damiano d'Asti



Figura 18 Vista aerea impianto di compostaggio

Allo stato attuale l'impianto riceve FORSU, sfalci e potature che, sottoposte a trattamento di digestione aerobica all'interno del capannone, producono compost di elevata qualità agronomica (garantita dal [CIC – Consorzio Italiano Compostatori](#)) che, in quantità inferiori ai 200 kg viene fornito gratuitamente ai cittadini mentre per quantitativi superiori viene venduto. L'attuale impianto, il cui processo di revamping è argomento di questo documento, è autorizzato a ricevere e trattare 24'600 tonnellate annue di rifiuti organici e provenienti da attività di manutenzione del verde nell'ambito del bacino di conferimento astigiano. L'impianto di compostaggio, negli anni ha mantenuto all'incirca costante la propria capacità di

smaltimento rifiuti e produzione di compost che, storicamente, si è sempre attestata attorno alle 5000 tonnellate annue. La produzione del compost a partire da sostanze di scarto, pur rappresentando la nota di merito ambientale caratterizzante l'installazione, non è la fonte primaria di guadagno, al contrario i proventi provengono principalmente dall'attività di recupero e gestione rifiuti.

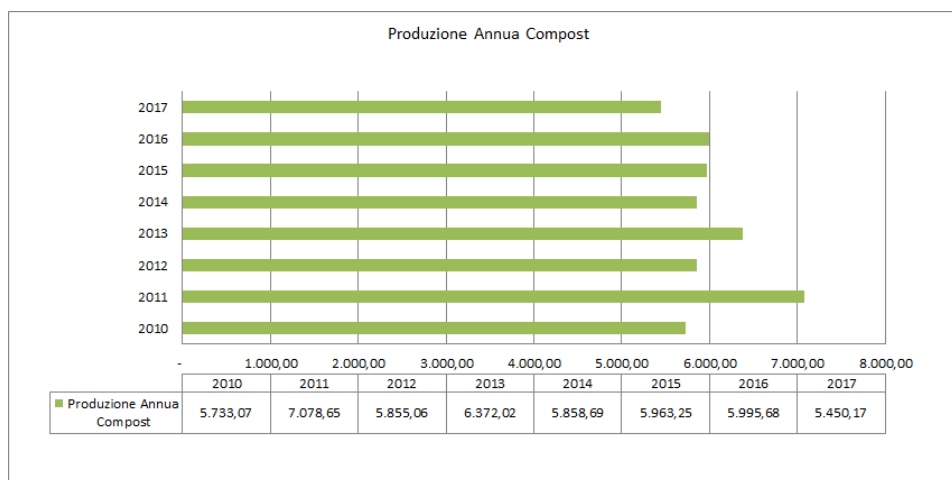


Figura 19 Statistiche produzione di compost impianto di San Damiano

Il processo di compostaggio è fortemente energivoro e ad elevata produzione specifica di CO₂: sono infatti richiesti ingenti quantitativi di elettricità per il funzionamento della sezione di ventilazione atta a porre in depressione le aree dove avviene il processo. Un elevato tasso di ricambio d'aria è necessario per evitare fughe odorigene sgradevoli e per mantenere le condizioni termo-igrometriche richieste dal processo di maturazione. L'aria di processo, prima di essere riemessa in atmosfera deve essere privata delle sostanze ad elevato contenuto odorigeno tramite il trattamento biologico cui è sottoposta durante il passaggio nei biofiltri dedicati. Il funzionamento di tali strumenti è basato sulla naturale attività microbiologica di specifiche colonie batteriche in grado metabolizzare e quindi rimuovere le particelle ad elevato impatto odorigeno.

Le emissioni di CO₂ in atmosfera non sono da imputare esclusivamente al consumo elettrico ma sono invece in gran parte legate alla digestione aerobica che permette la produzione del prodotto. Le stime ufficiali della Regione Piemonte [VIII] imputano al compostaggio un fattore di emissione di anidride carbonica compreso fra 100 e 482 kg CO₂ per tonnellata di rifiuto trattato

Il progetto di aggiornamento e modifica dell'impianto di compostaggio prevede un aumento sostanziale della potenzialità di trattamento che, in prima istanza, potrà raggiungere le 90'000 tonnellate annue, grazie ai conferimenti aggiuntivi di FORSU provenienti dalla rete di raccolta IREN. Il progetto di revamping prevede anche una sezione di digestione anaerobica del rifiuto conferito al fine di produrre biogas. Scopo della presente tesi è realizzare un'analisi completa sulle possibilità di sfruttamento del gas, valutando le alternative sotto molteplici punti di vista: tecnico-impiantistico, economico e ambientale-normativo.

5.1.2 Impianto di Selezione e Pretrattamento di Valterza



Figura 20 Vista impianto di ricezione e pretrattamento di Valterza

Presso la sede di Valterza vengono conferiti i rifiuti provenienti dalla raccolta differenziata e indifferenziata di Asti e provincia; la potenzialità di trattamento autorizzata è di 96'700 tonnellate annue, ripartite tra valorizzazione, trattamento meccanico biologico e stoccaggio. L'impianto è articolato su diverse linee:

- Raccolta Differenziata Multimateriale (Plastica e Lattine)
- Raccolta Differenziata Carta
- Triturazione e Recupero Rifiuti Ingombranti
- Impianto TMB – Trattamento Meccanico Biologico
- Attività di Stoccaggio

I rifiuti in ingresso vengono scaricati dai camion della municipalizzata all'interno di grosse vasche di stoccaggio temporaneo da dove il personale, tramite ragni meccanici, provvede a indirizzare il flusso alle sezioni di la cernita parzialmente automatica e parzialmente manuale del materiale conferito. È presente una linea di separazione della frazione umida dalla frazione secca attraverso un vaglio. Tale macchinario, dotato di un cestello rotante forato (diametro 6 cm) permette la fuoriuscita per forza centrifuga del materiale umido – più denso – mentre la frazione secca rimane inizialmente al suo interno per poi essere espulsa dall'apertura centrale.

La frazione umida ottenuta viene quindi inviata alle biocelle in cui staziona per un periodo di tempo di 21 giorni, al termine del quale i residui stabilizzati sono inviati in discarica. Durante la fase di trattamento aerobico nelle biocelle, il materiale è sottoposto a digestione microbiologica che comporta produzione di ingenti quantitativi di calore e vapore. L'aria utilizzata durante la fase di stabilizzazione è ricca di sostanze ad alto contenuto odorigeno e, pertanto, deve essere sottoposta ad un processo di purificazione entro appositi biofiltri. L'aria di processo, quindi, viene fatta gorgogliare a contatto con letti organici costituiti da materiale legnoso e cortecce apposite fino a che il contenuto odorigeno non cala al di sotto del limite previsto dalla normativa.

La frazione secca ottenuta da vagliatura, invece, viene ulteriormente sottoposta a cernita automatica con separazione di acciaio (elettromagnete) e alluminio (macchina ad induzione) e cernita manuale finalizzata all'asportazione di impurità di valore quali plastiche dure, gomme e residui di altro genere. Al termine della fase di cernita, il materiale non riutilizzabile viene compattato e addensato per poi essere inviato in

discarica mentre i prodotti della raccolta differenziata quali imballaggi in plastica, carta, cartone e metalli vengono ceduti a ditte di riciclaggio.

5.1.3 Discarica di Cerro Tanaro



Figura 21 Vista aerea discarica di Cerro Tanaro

La discarica rappresenta la destinazione finale cui convergono i rifiuti per i quali non è possibile procedere a diverso trattamento, provenienti principalmente dal sito di Valterza e dagli scarti della produzione di compost di San Damiano. Presso la discarica, come negli altri impianti, è obbligatoriamente presente una stazione di pesa utilizzata per mantenere il registro dei quantitativi di rifiuti stoccati. I mezzi che conferiscono i rifiuti vengono pesati in ingresso ed in uscita cosicché, per differenza, si ottiene l'ammontare di materiale. Durante l'anno 2017 sono stati smaltiti 34'930 tonnellate di rifiuti che, sommate all'accumulo degli anni precedenti, (la discarica è operativa dal 2002) occupano 309'235 m³. Il volume residuo autorizzato ammonta quindi a 51'765 m³.

La struttura attuale della discarica è articolata su due vasconi di conferimento ma data l'esiguità dello spazio residuo per futuri conferimenti, l'azienda ha richiesto ed ottenuto l'autorizzazione per la realizzazione di due ulteriori vasche la cui realizzazione è attualmente in corso d'opera che più che raddoppieranno la volumetria complessiva disponibile.

La discarica di Cerro Tanaro è stata oggetto del progetto sperimentale dell'unione europea denominato "BioLear" finalizzato a valutare l'effetto sulla producibilità di gas ottenibile a seguito di attività di ricircolo dei liquami. Nello specifico, tale pratica consente di recuperare dal fondo della discarica il percolato prodotto dalle residue frazioni organiche presenti nei rifiuti per poi re-iniettarlo dalla sommità. Il vantaggio atteso dall'implementazione di questa pratica è una drastica riduzione del tempo necessario per la definitiva inertizzazione dei rifiuti (da 30 a circa 10 anni) e, di conseguenza, un intervallo di produzione di biogas di durata ridotta ma portata maggiore. La produzione di biogas da discarica rappresenta un controvalore economico notevole per l'azienda che, essendo dotata di un motore stazionario Jenbacher,

produce un considerevole quantitativo di energia elettrica quasi interamente venduta ed immessa in rete, fatto salvo il quantitativo necessario per l'autoconsumo degli ausiliari del motore stesso.

Anno	ELT IMMESSA IN RETE MOT [kWh]	ELT PRODOTTA MOT [kWh]
2009	1.820.340	1.913.177
2010	1.829.927	1.923.254
2011	1.282.402	1.445.765
2012	476.570	490.516
2013	1.641.218	1.810.921
2014	1.666.368	1.795.017
2015	1.406.798	1.557.850
2016	822.790	940.796
2017	1.260.343	1.389.112

Figura 22 Statistiche immissione in rete elettricità da biogas da discarica

Come mostrato nella Figura 22, infatti, l'installazione produce con buona continuità di resa oltre 1'300 MWh annui, immessi nella rete di media tensione e soggetti ad incentivazione come da D.M. 23/06/2016 [XX].

5.1.4 Discarica Esaurita di Valle Manina



Figura 23 Vista aerea discarica esaurita di Valle Manina

La discarica esaurita di Valle Manina ha raccolto i rifiuti del bacino astigiano negli anni '70 ed '80 del secolo scorso, venendo chiusa ad inizio anni '90. La discarica, pur essendo inattiva e non producendo più quantitativi rilevanti di gas, è tutt'ora sottoposta a periodiche verifiche di natura ambientale volte a verificare possibili impatti sull'ambiente derivanti dai residui processi di inertizzazione dei rifiuti stoccati.

5.2 Indicatori Specifici e Serie Storiche dei Consumi Energetici

L'azienda implementa come procedura operativa [del Sistema di Gestione Integrato Qualità, Ambiente e Sicurezza](#) il registro dei consumi energetici aziendali, ripartito sulle diverse sedi (amministrative, ecostazioni, compostaggio, trattamento rifiuti e discarica). G.A.I.A. risulta infatti essere una società

energivora, nonostante i consumi annui complessivi siano inferiori alla soglia di 1000 TOE. Per avere un inquadramento preliminare complessivo riguardo l'efficienza energetica aziendale, nell'ambito di questa tesi, è stato redatto un foglio di calcolo automatico in grado di raggruppare i consumi suddividendoli per anno e tipologia di vettore energetico relativamente a tutte le sedi suddette.

Sulla base della metodologia [GRI – Global Reporting Initiative](#), a seguito dell'analisi dei dati così raccolti, è stato possibile calcolare alcuni indicatori specifici di efficienza energetica e di emissione di CO₂ ed altri gas climalteranti. Nel seguito si riportano alcuni degli indicatori ottenuti in forma grafica, rimandando alla consultazione del modello di calcolo per i dettagli sul loro ottenimento:

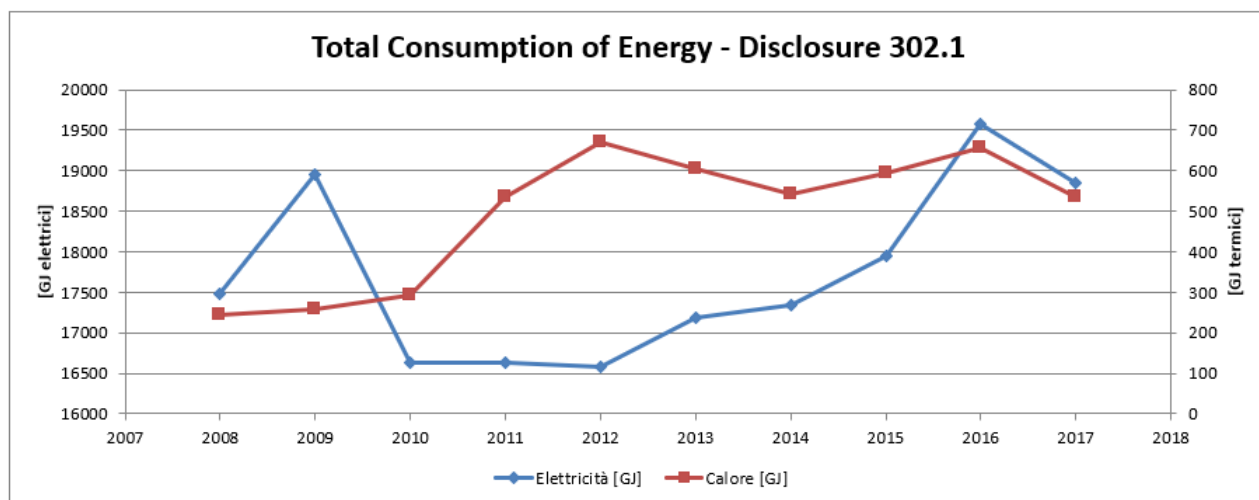


Figura 24 Risultati analisi energetica aziendale - Consumo complessivo di energia

Il grafico evidenzia consumi termici circa costanti dal 2012 in poi mentre consumi elettrici in continua ascesa dallo stesso anno, a seguito di modifiche impiantistiche che hanno richiesto maggiore potenza, nonché a seguito dell'acquisizione di nuove ecostazioni.

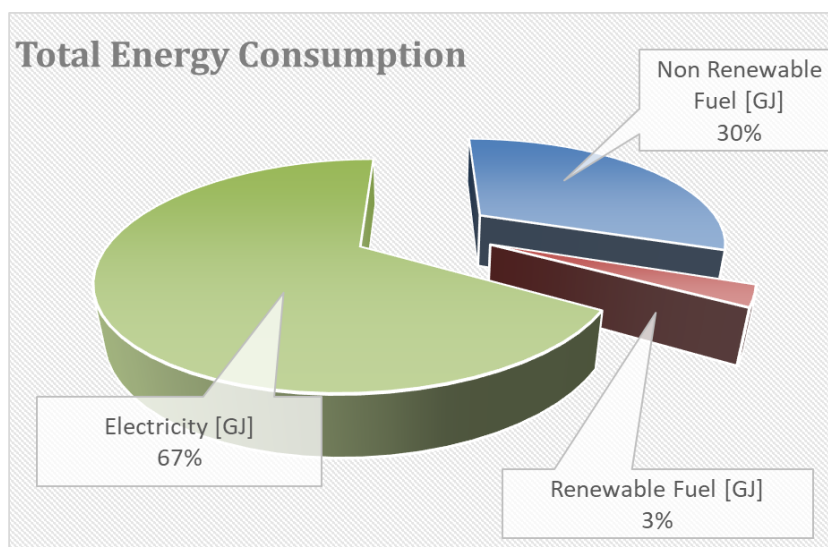


Figura 25 Ripartizione dei consumi energetici aziendali

La ripartizione dei consumi energetici societari, evidenziata nel precedente grafico, illustra come allo stato attuale la società sia fondamentalmente dipendente da risorse fossili, ripartite in favore dell'elettricità di rete, il combustibile non rinnovabile consiste in un mix variegato di gasolio per autotrazione e

riscaldamento, metano per riscaldamento e GPL. La componente rinnovabile consumata corrisponde ai soli, minimi, autoconsumi del motore. L'intera produzione elettrica da gas di discarica, infatti, viene venduta sul mercato per l'ottenimento dei vantaggiosi incentivi vigenti all'epoca della realizzazione del gruppo elettrogeno.

In ultima analisi si riporta poi il grafico dell'intensità energetica [XIII] relativa alle singole installazioni produttive e alla società nel suo complesso. Il calcolo dell'indicatore, come precisato nelle pubblicazioni GRI, è effettuato in termini di unità energetiche richieste per tonnellata di prodotto finito, nel caso in oggetto, quindi sono stati calcolati in funzione dell'ammontare di rifiuto trattato.

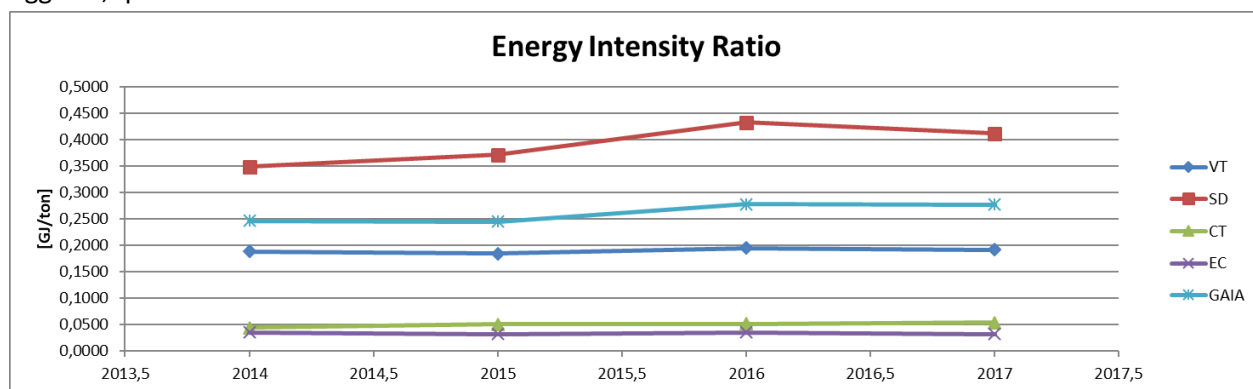


Figura 26 Evoluzione dell'indicatore specifico di intensità energetica

Emerge immediatamente che l'impianto di compostaggio di San Damiano è in assoluto l'installazione a più alta richiesta energetica con oltre 0,4 GJ assorbiti per tonnellata di rifiuto smaltito. Il grafico, quindi, non fa che confermare la necessità di provvedere ad una riorganizzazione funzionale a ridurre l'intensità energetica e, possibilmente, far fronte ai propri fabbisogni energetici sulla base della materia prima rinnovabile a disposizione.

L'evoluzione storica delle emissioni di gas climalteranti [XIV] quali CO₂ e CH₄ è riassunto nel seguente grafico che riporta il valore puntuale relativo ai singoli anni in tonnellate di CO₂ equivalente emessa e la corrispondente variazione percentuale rispetto all'anno precedente.

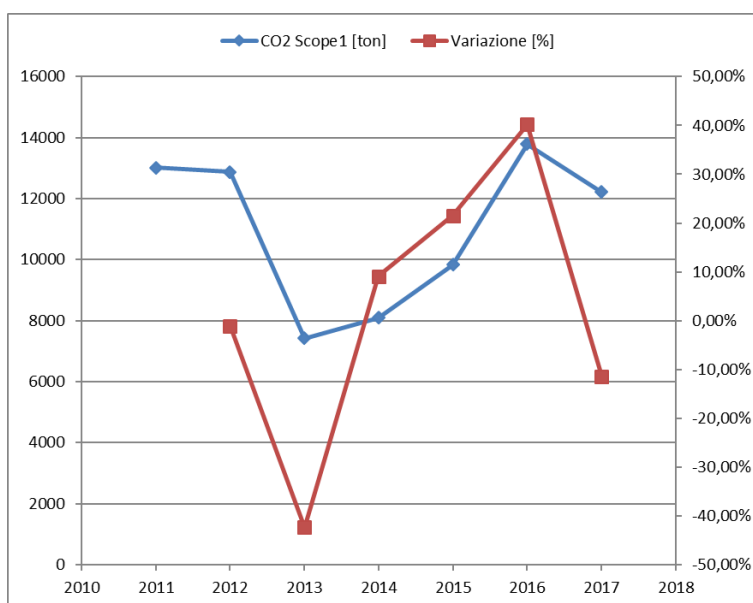


Figura 27 Evoluzione temporale emissioni di gas climalteranti

Si riporta poi la ripartizione delle emissioni relativamente agli impianti aziendali. Analogamente alle considerazioni fatte riguardo l'intensità energetica, anche in questo caso emerge come l'impianto di compostaggio sia la principale fonte di emissione di gas climalterante nel parco aziendale. Altri contributi significativi provengono dalle emissioni fuggitive di metano dalla superficie delle discariche che, seppur minime in termini di portate, risultano fortemente impattanti visto l'elevato GWP del metano.

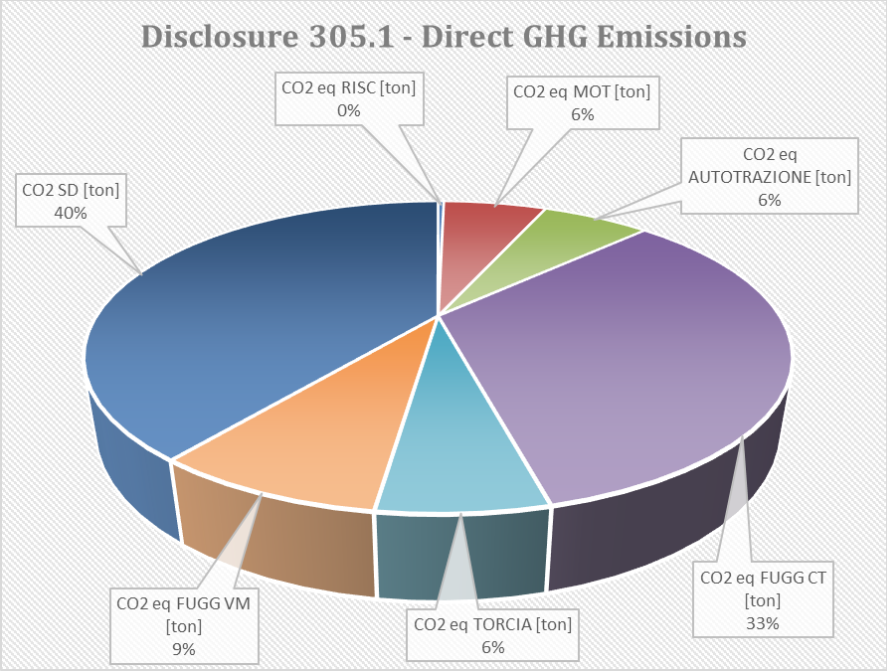


Figura 28 Ripartizione contributi alle emissioni di gas climalteranti

Capitolo 6 Riorganizzazione Impiantistica

San Damiano

6.1 Descrizione Impianto San Damiano

6.1.1 Condizioni Attuali:

Nelle attuali condizioni, l'impianto di compostaggio gestito da G.A.I.A. S.p.A. sito in San Damiano d'Asti e attivo dal 2003, è costituito da un capannone industriale di superficie complessiva pari a 11'000 m², di cui 9'700 coperti e soggetti a trattamento con aspirazione dell'aria di processo. La struttura è orientata in direzione N-S [XXXI]. All'interno del capannone in oggetto avviene il processo di compostaggio della FORSU e dei rifiuti a matrice ligneo cellulosica predominante. Il conferimento della FORSU avviene attraverso lo scaricamento dei mezzi conferitori direttamente all'interno del locale di trattamento.

Segue la descrizione della localizzazione dell'impianto, di cui è possibile vedere una rappresentazione nell'10.1 Allegato I: Schema di Impianto – Progetto 2015 – Digestore Singolo in cui è prevista l'installazione di un solo digestore o nell'10.2 Allegato II: Ipotesi Progettuale con Doppio Biodigestore, rappresentativa dell'ipotesi progettuale più aggiornata.

A nord rispetto al capannone suddetto è stato realizzato il magazzino coperto (superficie 1500 m²) destinato allo stoccaggio del compost durante la fase di maturazione. Le due strutture edilizie sono collegate tramite una tettoia telonata sorretta da una struttura metallica. Completa il quadro delle installazioni poste a nord dell'edificio principale un impianto di distribuzione di gasolio destinato ai mezzi operativi interni.

L'area a sud del capannone è parzialmente occupata dai locali ad uso uffici e locali di servizio per il personale; oltre a ciò, nella medesima area, è presente la cabina elettrica, la pesa (per la registrazione della massa dei mezzi in ingresso ed in uscita dall'impianto) e l'area di stoccaggio dei rifiuti a matrice ligneo cellulosica.

Lungo il lato est dell'impianto, parallelamente al percorso di collegamento con la rete stradale provinciale, sono situate le infrastrutture dedicate al trattamento dell'aria di processo, alla gestione dei liquidi di processo e di monitoraggio ambientale. In particolare, l'aria esausta proveniente dall'interno del locale compostaggio viene indirizzata a due vasche biofiltranti costituite da strutture di contenimento in cemento riempite di cortecce legnose ospitanti le colonie batteriche in grado di purificare i flussi di aria dalle componenti ad elevato impatto odorigeno. Accanto ai biofiltri sono posizionate, interrato, le vasche ed i sistemi di pompaggio del percolato e dell'acqua di prima pioggia. Sul medesimo lato dell'impianto sono inoltre posizionati i sistemi antincendio.

Il lato ovest, a ridosso della collina che sovrasta la valle in cui si trova l'installazione, è attualmente destinato al passaggio dei mezzi di conferimento. Nel progetto di revamping dell'impianto, tale corridoio, considerata la relativa abbondanza di spazio inutilizzato e il vantaggio in termini di centralità del posizionamento, è stato scelto per l'installazione dei nuovi sistemi di produzione di biogas e, eventualmente, di upgrading a bio-metano.

L'accesso all'impianto è possibile soltanto tramite il cancello di ingresso, in posizione sud-est; i confini dell'installazione sono delimitati da una recinzione. L'impianto di compostaggio è inoltre dotato di piezometri per il monitoraggio della qualità delle falde acquifere e verificarne l'eventuale contaminazione da percolato. Sulla facciata del capannone principale è inoltre installata una centralina meteo che acquisisce in continuo i principali parametri di interesse meteorologico.

L'impianto tratta annualmente un quantitativo di rifiuti di 26'000 tonnellate, di cui circa 18'000 FORSU (in massima parte proveniente dal bacino astigiano) e circa 8'000 di sfalci e potature. Il processo di compostaggio produce annualmente circa 7'000 tonnellate di scarti non recuperabili di cui circa 3'000 consistenti in scarti solidi dalla raffinazione del compost (destinate alla discarica per rifiuti non pericolosi di

Cerro Tanaro) e oltre 4'000 tonnellate di percolato, inviate a impianti terzi specializzati nel trattamento e depurazione dei reflui.

Il processo di compostaggio, descritto ampiamente nella sezione dedicata di questa tesi, viene riprodotto nel sito di San Damiano secondo le modalità che seguono. La ricezione della materia prima da sottoporre a trattamento aerobico è differenziata a seconda dell'origine: i rifiuti organici putrescibili da raccolta differenziata vengono scaricati dai mezzi conferitori direttamente all'interno del capannone principale in apposite platee; i rifiuti a matrice ligneo-cellulosica, vista la minore problematicità dal punto di vista dell'emissione odorigena, vengono invece stoccati all'aperto, nella zona adiacente l'area manovra mezzi.

Per favorire la dinamica del degrado dei rifiuti ligneo-cellulosici, questi vengono triturati fino ad una pezzatura di dimensioni ridotte e il più possibile omogenea. Successivamente le due matrici vengono miscelate fino ad ottenere un mix 60% FORSU e 40% ligneo-cellulosico. Come spiegato nel capitolo di descrizione del processo, la corretta miscelazione delle matrici è fondamentale sia dal punto di vista chimico, per garantire la corretta dose di carbonio ed azoto, nonché per garantire la corretta strutturazione. Il macchinario preposto alla miscelazione viene alimentato con un caricatore frontale dotato di braccio telescopico o, in alternativa, attraverso una pala gommata. Il prodotto della miscelazione viene inviato alla successiva sezione di processo attraverso un nastro trasportatore.

La miscela così ottenuta è inviata alla sezione di bio-ossidazione accelerata, soggetta ad aspirazione e trattamento dell'aria, la miscela permane in questa sezione per un periodo compreso fra i 20 ed i 25 giorni ed è organizzata in cumuli, dalla base di ciascun cumulo viene insufflata aria ricca di ossigeno che, grazie all'elevata porosità del materiale organico, mantiene il processo in condizioni di aerobiosi in ogni punto del cumulo. Ogni cumulo occupa una volumetria di circa 850 m³ di miscela (corrispondente a circa 540 ton). Durante la fase di maturazione accelerata la miscela è sottoposta a considerevoli perdite di massa, stimabili in circa il 35% del quantitativo in ingresso, dovute principalmente ad una consistente evaporazione.

Al termine della fase di maturazione accelerata, il materiale viene spostato in un terzo locale, soggetto anch'esso ad insufflazione forzata; in questa fase del processo, l'intensità dell'azione degradativa dei microbi è notevolmente ridotta rispetto alla precedente, la temperatura nei cumuli si abbassa sensibilmente fino a quella ambiente. Il materiale sosta nel locale di maturazione lenta per 55-60 giorni, per una durata cumulata del processo di circa 80 giorni. Anche durante la fase di maturazione lenta si hanno perdite ponderali, stimabili in -24%. Al termine della maturazione lenta la miscela, sterilizzata e stabile, è completamente convertita in compost.

Il compost maturo viene quindi inviato alla sezione di raffinazione: la deferrizzatrice rimuove anzitutto gli inerti metallici, successivamente il compost è soggetto a vagliatura al fine di separare il compost di qualità da plastiche, film leggeri ed inerti (avviati alla discarica) e frazione legnosa grossolana.

La produzione annua di compost negli anni passati si è attestata a 5'800 ton/anno circa.

La Figura 29 illustra il funzionamento dell'impianto nelle condizioni di progetto (potenzialità autorizzata di 30'000 ton/y di FORSU e 8'000 ton/y di verde)

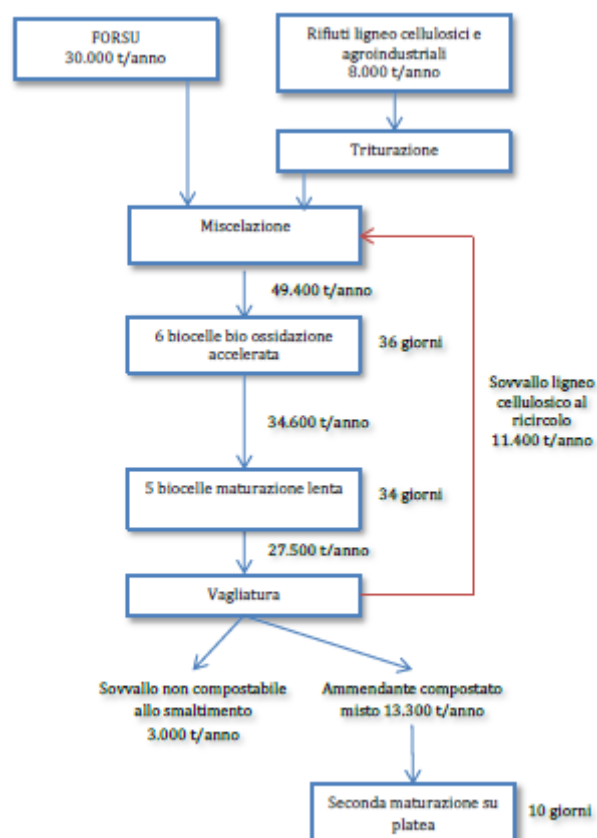


Figura 29 Diagramma di flusso funzionamento attuale impianto di compostaggio – Fonte:[XXXI]

6.1.2 Progetto 2015

La prima ipotesi concreta di revamping dell'impianto di compostaggio è stata elaborata dall'Ufficio Tecnico di G.A.I.A. S.p.A. nel 2015 nell'ottica di rinnovare la struttura, operante sin dal 2003, per eliminarne le criticità e le insufficienze legate alla sopravvenuta obsolescenza di determinati componenti [XXXI].

Nello specifico, per quanto riguarda il processo di compostaggio, le condizioni di lavoro risultano non ottimali per via delle frequenti necessità di rivoltamento del materiale, delle condizioni operative molto aggressive dal punto di vista chimico e di potenziali emissioni odorigene occasionali. L'elevata umidità dei cumuli causa, in modo particolare nei mesi più freddi, elevata generazione di condense che rendono poco salubre l'ambiente di lavoro degli operai. Il sistema di vagliatura e raffinazione attualmente utilizzato è caratterizzato da ridotta produzione di compost in relazione al quantitativo di rifiuto trattato.

L'evoluzione tecnologica permette inoltre ormai di trattare quantitativi di FORSU ben maggiori rispetto a quelli annualmente gestiti fino ad ora, senza necessità di realizzare unità di lavorazione addizionali, con numerosi ulteriori vantaggi di tipo tecnico, gestionale, economico e di controllo delle emissioni. L'attuale impianto, infatti, presenta costi di gestione alti in relazione al quantitativo di massa trattata. La razionalizzazione impiantistica, associata alla conversione a tecnologie più recenti potrebbe garantire capacità di trattamento maggiori a parità di spesa.

L'impianto di trattamento aria, inoltre, è scarsamente efficiente e di complessa ed onerosa manutenzione. Si sono infatti rese frequentemente necessarie le campagne di manutenzione straordinaria per mantenerne adeguato livello di affidabilità e manutenibilità, nonché capacità di abbattimento degli odori.

Sotto gli aspetti ambientale ed economico, la riduzione del fabbisogno elettrico connesso al processo di compostaggio risulta di fondamentale importanza. Il consumo energetico specifico, infatti, è molto elevato per via dell'insufflazione e del trattamento dell'aria estratta dai locali di trattamento. È quindi auspicabile la

conversione a tecnologie di trattamento meno energivore e, vista la disponibilità di ingenti quantitativi di biomassa, l'adozione di un sistema di produzione di energia rinnovabile.

Gli aspetti progettuali maggiormente vincolanti sono relativi alle caratteristiche intrinseche del sito: anzitutto gli spazi a disposizione per l'installazione di nuovi componenti sono estremamente limitati e circoscritti alla sola zona ad ovest del capannone principale, a ridosso del versante della collina. Un altro aspetto rilevante è l'impossibilità di trattare i reflui di processo internamente all'impianto, costringendo, invece, ad affidarne il trattamento e lo smaltimento a ditta terza con costi associati elevati. A monte di tutto, l'aspetto realizzativo che maggiormente emerge dal progetto 2015 è la necessità di mantenere attiva la sezione di compostaggio durante la fase di lavori.

Si elencano di seguito alcuni dei requisiti considerati necessari per la corretta realizzazione delle opere di ammodernamento:

- Modularità, in termini di possibilità di realizzare le opere in fasi successive per consentire la continuità del servizio, in particolare per quanto riguarda la sezione di digestione anaerobica, la cui installazione non deve compromettere la funzionalità del comparto di gestione rifiuto/compostaggio
- Compattezza, per le sopracitate motivazioni di scarsità di spazio edificabile residuo
- Miglioramento logistico, finalizzato alla minimizzazione delle necessità di movimentazione del materiale, ottimizzandone il percorso all'interno dell'impianto
- Semplicità ed affidabilità gestionale e, soprattutto, manutentiva
- Flessibilità della capacità di trattamento, utile per garantire la corretta perpetrazione del servizio in condizioni differenti da quelle di progetto
- Economicità di gestione, in termini di minimizzazione delle richieste energetiche e di riduzione della produzione di percolato
- Sostenibilità economica del progetto

Il progetto 2015 prevede l'integrazione della sezione di digestione anaerobica con il compostaggio cui far convergere il digestato. Tale pratica risulta vantaggiosa sotto diversi aspetti: anzitutto il compostaggio risulta più efficace e semplice da gestire nel caso in cui sia sottoposto a processo aerobico il digestato piuttosto che la FORSU tal quale. Questa soluzione, inoltre, essendo il digestato un prodotto già parzialmente stabilizzato, risulta anche più breve o, a parità di durata del processo, comporta l'ottenimento di compost di qualità superiore. Nei propositi del 2015, inoltre, la produzione di biogas da digestione anaerobica era finalizzata alla combustione diretta all'interno di motore per produzione di elettricità con cui coprire gli ingenti fabbisogni elettrici della sezione aerobica.

Si sottolinea, quindi, come nei propositi aziendali iniziali vi fosse la realizzazione di un gruppo cogenerativo unicamente finalizzato a garantire l'autosufficienza energetica dell'impianto. Non erano inizialmente invece preventivate azioni di produzione energetica per l'immissione sul mercato.

Dal punto di vista del dimensionamento, era previsto l'innalzamento della potenzialità dell'impianto dalle attuali 26'000 tonnellate annue fino al raggiungimento di circa 48'000 tonnellate, di cui 40'000 di FORSU e 8'000 di strutturante ligneo-cellulosico. Di tale ammontare, al fine di produrre biogas a sufficienza per coprire il fabbisogno elettrico, era stato stimato necessario inviare a digestione anaerobica circa il 50%, ovvero circa 20'000 tonnellate annue. Il restante quantitativo di miscela FORSU – strutturante ligneo-cellulosico era invece destinato al compostaggio a seguito dell'ulteriore miscelamento con il digestato in uscita dal bioreattore. Il miscelamento del materiale fresco con il digestato già parzialmente stabilizzato era finalizzato alla minimizzazione delle richieste termiche per il compostaggio. La frazione organica da

degradare ancora presente nel digestato, infatti, sarebbe di per sé insufficiente a portare in temperatura e, quindi, igienizzare la miscela.

Per quanto riguarda la sezione aerobica, fra le diverse possibilità, quella ritenuta maggiormente adatta è il trattamento in biocella con insufflazione forzata di aria grazie alle migliori performances rispetto ai sistemi aperti (analoghi a quelli attualmente installati) considerate la minore occupazione di spazio e la maggior modularità.

Nella sezione del progetto destinata alla scelta tecnologica del digestore sono stati esclusi i macchinari ad umido ("wet") per le problematiche connesse ai grandi quantitativi di liquido richiesti e di conseguenza all'elevata produzione specifica di percolato. Ulteriore aspetto connesso all'ammontare di acqua richiesta è il volume del digestore: in proporzione alla sostanza organica trattata, il volume di digestione richiesto nel caso di tecnologia "wet" è molto maggiore rispetto a tecnologie concorrenti. Pertanto, nonostante le migliori prestazioni in termini di produzione specifica di biogas, i sistemi ad umido sono stati esclusi. Un'altra alternativa tecnologica ritenuta non idonea all'applicazione nel sito specifico sono i sistemi di digestione in fase solida a flusso discontinuo poiché le celle anaerobiche, sotto molti aspetti simili alle biocelle, andrebbero ad occupare una frazione circa pari al 50% dello stabile principale, sottraendo spazio utile alla fase aerobica. Oltre a ciò, la realizzazione all'interno della struttura principale comporterebbe necessariamente interferenze alla continuità del servizio di smaltimento rifiuti.

La scelta progettuale in riferimento alla digestione anaerobica, quindi, è ricaduta su digestori operanti in fase fluida ad alto tenore di sostanza secca, regime termofilo e flusso continuo a pistone. Fra i vantaggi principali di tale tecnologia, quelli sito-specifici di maggior rilevanza sono:

- Possibilità di realizzazione della sezione anaerobica in seguito rispetto alla controparte aerobica
- Configurazione geometrica regolare (pianta rettangolare) e, pertanto, facilmente integrabile con lo spazio a disposizione
- Funzionamento in continuo con flusso a pistone: minimizza gli ingombri e limita la necessità di movimentazione del materiale, relegandolo, fra l'altro, all'interno di condutture a tenuta stagna che minimizzano il rischio di rilasci odorigeni consistenti. Il flusso a pistone, inoltre, evita le problematiche di corto circuitazione dei flussi, impedendone il
- Termofilia: garantisce la rapida evoluzione del processo (20 giorni)
- Adattabilità al tenore di sostanza secca in ingresso (30% circa) e discreta fluidità del digestato in uscita (concentrazione residua secco 20%) che garantisce efficace miscelamento e successivo invio alla conseguente sezione aerobica.

Nel progetto preliminare sono state individuate le caratteristiche principali dell'impianto così come previsto al 2015:

Rifiuti Conferiti	48'000	[ton/y]
Portata in Ingresso al Digestore	20'000	[ton/y]
SS	30-35	[%]
Carico Organico Specifico	8-11	[kg VS/(m ³ /d)]
Durata Media Processo Digestione Anaerobica	21	[d]
Perdite di Processo Digestione Anaerobica	3'500	[ton/y]
Strutturante di Ricircolo	30	[%]
Totale Miscela da Trattare in ACT	62'400	[ton/y]
Totale a Compostaggio per Giorno Solare	160	[ton/d]
	200	[m ³ /d]

Tabella 3 Sommario informazioni di funzionamento – Fonte: [XXXI]

Da alcune analisi di mercato finalizzate all'identificazione della soluzione più conforme alle specifiche desiderate, era stata individuata una soluzione a digestore a modulo singolo di potenzialità pari a 20'000 tonnellate annue, con flessibilità del 10%. Il volume effettivo di tale unità era stato quantificato in 1300-1400 m³, di cui circa il 75% effettivamente utilizzato per il processo.

Nota la portata di alimento al digestore (20 kton/y), la densità della materia prima media (0.8 ton/m³), è stato stimato un tempo di ritenzione idraulica compreso fra i 19 e i 21 giorni con una producibilità specifica compresa fra 120 e 140 Nm³ di biogas per tonnellata trattata.

Sulla base dei dati forniti da G.A.I.A. relativamente alla caratterizzazione del rifiuto a monte e valle della digestione in termini di frazione solida, producibilità specifica di biogas e perdite in massa di processo, è stato sviluppato un modello di calcolo su Excel che permette di calcolare l'ammontare di prodotti e di scarti.

Nelle seguenti tabelle si riassumono i risultati del calcolo previsionale per il progetto 2015:

Noto l'ammontare totale dei rifiuti, suddivisi nei due contributi FORSU e ligneo-cellulosico nonché la corrispondente frazione solida, sono state identificate la massa solida ed il contenuto in umidità annualmente conferiti.

Input		FORSU	Verde	TOT
Conferimento	[ton/y]	40000,00	8000,00	48000,00
Frazione Solida	[%]	0,35	0,45	0,37
Massa Solida	[ton/y]	14000,00	3600,00	17600,00
Massa Umida	[ton/y]	26000,00	4400,00	30400,00

Tabella 4 Ripartizione rifiuti in ingresso – Fonte: [XXXI]

La frazione organica dei rifiuti solidi urbani viene poi inviata a triturazione e vagliatura in preparazione all'avviamento ai successivi passaggi. Il processo di vagliatura produce un flusso di sovrvallo di circa 8 kton/y, inviate direttamente alla linea di compostaggio. Al termine della vagliatura, delle residue 32 kton/y, 20 sono destinate alla digestione anaerobica mentre le restanti 12 rappresentano un esubero rispetto alla potenzialità del digestore e, pertanto, vengono inviate al compostaggio.

Vagliatura		TOT
INPUT	[ton/y]	40000,00
Al Sovvallo	[ton/y]	8000,00
FORSU Esubero	[ton/y]	12000,00
Alla DIG.AN.	[ton/y]	20000,00

Tabella 5 Ripartizione rifiuti a valle della vagliatura – Fonte: [XXXI]

Secondo le specifiche del progetto 2015, note le performances medie dei digestori anaerobici della tipologia prescelta presenti sul mercato, è possibile stimare la produzione di digestato e di biogas. Il biogas prodotto è quindi avviato alla cogenerazione. Ulteriori informazioni sul bilancio in massa relativo alla cogenerazione saranno forniti nel seguito.

Digestione Anaerobica		TOT
OUTPUT - biogas	[Nm ³ /y]	2600000,00
Resa Specifica	[Nm ³ /ton]	130,00

Digestione Anaerobica		TOT
OUTPUT - digestato	[ton/y]	16500,00

Frazione Solida	[%]	0,21
Massa Solida	[ton/y]	3465,00
Massa Umida	[ton/y]	13035,00

Tabella 6 Resa attesa digestione anaerobica – Fonte: [XXXI]

Parallelamente alla linea di digestione anaerobica si sviluppa la fase di compostaggio cui convergono direttamente 8000 ton/y di rifiuto ligneo-cellulosico triturato a cui viene miscelata la FORSU proveniente da sovrullo del vaglio a dischi, l'esubero non inviato a digestione anaerobica, il digestato e il sovrullo di compost di ricircolo, per un totale trattato di 58'900 ton/y.

Miscelazione		Sovrullo	FORSU Esubero	Digestato	Verde	Sovrullo post compost	TOT
INPUT	[ton/y]	8000,00	12000,00	16500,00	8000,00	14400,00	58900,00
Frazione Solida	[%]	0,32	0,32	0,21	0,45	0,60	0,38
Massa Solida	[ton/y]	2560	3840	3465	3600	8640	22105,00
Massa Umida	[ton/y]	5440,00	8160,00	13035,00	4400,00	5760,00	36795,00

Tabella 7 Sommario ingressi all'impianto – Fonte: [XXXI]

Il processo di compostaggio è naturalmente affetto da inevitabili perdite di massa legate all'evaporazione dell'umidità ed alla produzione di percolato. Al termine della maturazione (accelerata e lenta) la massa annualmente inviata alla sezione di vagliatura è di 33'000 tonnellate. A monte della vagliatura, 14'400 ton/y sono riciclate e re-inviata alla sezione di miscelazione; delle residue 18'600 tonnellate, 3'800 rappresentano lo scarto non compostabile della vagliatura, inviato a smaltimento mentre 14'800 ton/y circa, rappresentano la produzione annua stimata di ammendante.

Compost		TOT
Compost Grezzo	[ton/y]	33000,00
Sovrullo post compost	[ton/y]	14400,00
Smaltimento	[ton/y]	3800
Compost	[ton/y]	14800,00
Frazione Solida	[%]	0,60
Massa Solida	[ton/y]	8880,00
Massa Umida	[ton/y]	5920,00

Tabella 8 Statistiche produzione di compost – Fonte: [XXXI]

Il seguente diagramma di flusso esplica lo svolgimento del processo sopra descritto:

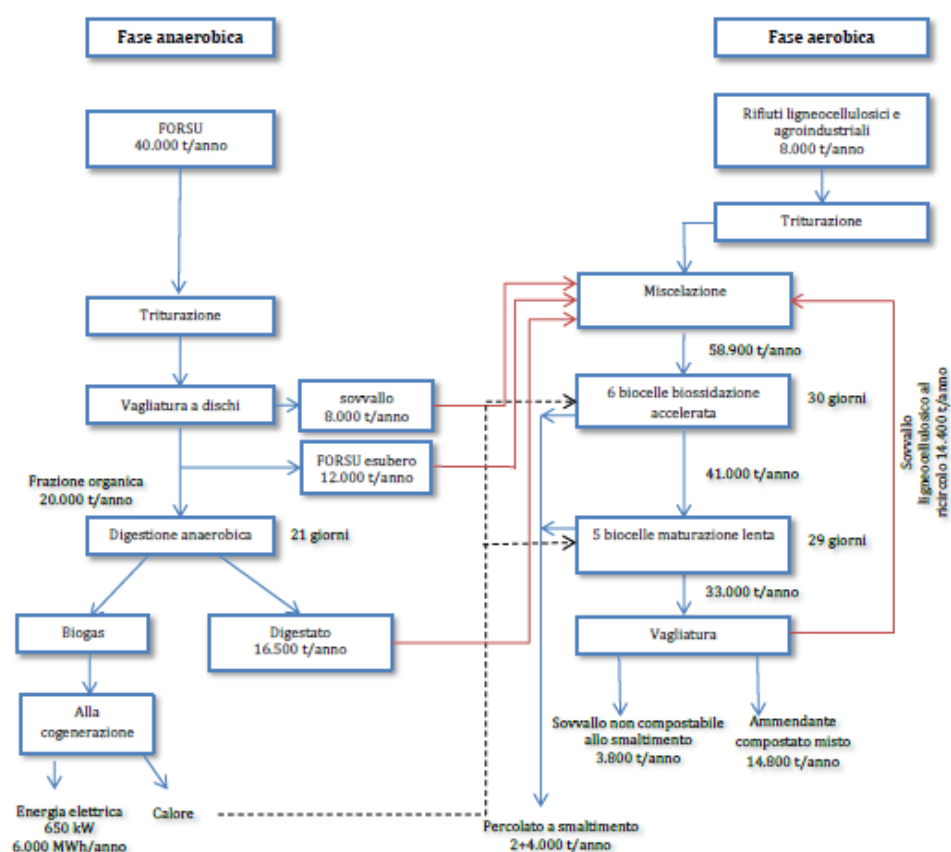


Figura 30 Diagramma di flusso da progetto 2015 – Fonte: [XXXI]

Per quanto riguarda il bilancio di energia si riporta la tabella riassuntiva dei consumi annui misurati dell'impianto:

Settore	#	Utenze	Potenza Assorbita [kW]	Energia [kWh/y]
Pretrattamento	1	Trituratore	100	180.000,00
	1	Nastro Scarico	6,5	11.700,00
	1	Vaglio a Dischi	15	27.000,00
	1	Miscelatore	100	180.000,00
	1	Nastro Scarico	6,5	11.700,00
Digestione	1	Tramoggia e Coclea	30	108.000,00
	1	Agitatore Digestore	12	105.120,00
	1	Pompa di Scarico	4	14.400,00
	1	Altri Ausiliari	20	175.200,00
Gestione Aria	4	Aspirazione	55	1.927.200,00
	4	Umidificatori	6	210.240,00
	11	Insufflazione Biocelle	40	1.541.760,00
Vagliatura Finale	1	Tramoggia di Carico	6,5	11.700,00
	1	Vaglio Rotante	40	72.000,00
	7	Nastri Trasportatori	6,5	81.900,00
	1	Ventola Raffinazione	3	5.400,00
Servizi	1	Sollevamento Percolato	11	8.030,00
	1	Illuminazione Interna	12	57.600,00
	1	Illuminazione Esterna	16	93.440,00

	1	Uffici e Spogliatoi	2	7.800,00
Totale				4.830.190,00

Figura 31 Sommario consumi elettrici impianto – Fonte: [XXXI]

Il fabbisogno annuo di energia presso il sito di San Damiano è stato quindi stimato in 4.83 GWh elettrici. L'installazione del gruppo cogenerativo previsto dal progetto 2015, di potenza elettrica di circa 800 kW (1.8 MW complessivi) era finalizzata alla copertura integrale del fabbisogno elettrico di impianto sfruttando il biogas. A questo proposito, noti la producibilità di biogas, il potere calorifico inferiore (PCI) corrispondente e, di conseguenza, l'energia annua da biogas a disposizione è stato possibile verificare la copertura del fabbisogno, come riassunto nella tabella seguente:

Rendimento Elettrico Cogeneratore	[-]	0,4
PCI Biogas	[kWh/Nm ³]	5,9
Biogas per coprire fabbisogno ELT	[Nm ³]	2.046.690,68
	[kWh _e]	4.830.190,00
Biogas Prodotto	[Nm ³]	2.600.000,00
	[kWh _e]	6.136.000,00
Biogas Residuo	[Nm ³]	553.309,32
	[kWh _e]	1.305.810,00

Tabella 9 Statistiche copertura fabbisogno elettrico da combustione biogas – Fonte: [XXXI]

Dalla tabella, quindi, si evince che il dimensionamento previsto dal progetto 2015, avrebbe garantito la piena copertura del fabbisogno elettrico di impianto.

6.1.3 Bando di Gara 2018

Nei mesi di Agosto - Settembre 2018, G.A.I.A. ha indetto un bando di gara per la fornitura di un impianto di digestione anaerobica con annesso impianto di cogenerazione da biogas [XXXIII], riservandosi l'opportunità (non vincolante) di esercitare in futuro l'opzione di acquisto su un secondo impianto di digestione di analoghe caratteristiche e prestazioni. In particolare, le specifiche richieste nel Disciplinare di Gara prevedono:

- Fornitura, installazione e messa in esercizio di un impianto di digestione anaerobica di potenzialità minima 28'000 ton/y di rifiuto umido da raccolta differenziata e volume minimo 1800 m³, operante in regime termofilo. La potenzialità dell'unità di digestione è incrementabile a discrezione del proponente sino a 40'000 ton/y; la proposta di incremento di potenzialità rappresenta un fattore di merito e, come tale, comporta l'attribuzione di un punteggio maggiore alla proposta tecnica
- Fornitura, installazione e messa in esercizio di un impianto a cogenerazione da biogas
- Opere strutturali connesse
- Manutenzione ordinaria e straordinaria per i primi due anni di attività

L'installazione dell'impianto di digestione prevede non soltanto il digestore in sé ma anche tutte le opere accessorie necessarie a rendere operativo l'insieme. Nello specifico si tratta di:

- Unità stoccaggio ingestato a valle del pretrattamento
- Unità trasporto ingestato e caricamento continuo nel digestore
- Sistemi di sicurezza ed emergenza
- Unità estrazione del digestato per accumulo e invio alla sezione di compostaggio
- Sistemi ausiliari digestore: tubazioni, intercettazione ed estrazione del biogas, riscaldamento digestore

- Sistemi di automazione e tele-gestione

L'unità cogenerativa, così come descritta nel bando di gara deve comprendere oltre al motore endotermico da 999 kW_e anche una serie di elementi accessori necessari per il funzionamento del complesso:

- Gruppo elettrogeno
- Ausiliari al motore: sistema di raffreddamento (intercooler, fumi ed olio lubrificante), sistema di filtraggio e miscelazione dell'aria, pretrattamento e alimentazione del biogas, sistema di regolazione e controllo, post-combustore e unità di abbattimento degli inquinanti nei fumi
- Sistema di recupero da cascami termici del motore collegato al sistema di riscaldamento del digestore e predisposto per connessione con l'unità trattamento aria delle biocelle
- Connessioni in bassa tensione (BT) sino alla cabina elettrica

L'appalto prevede la realizzazione di adeguate opere strutturali di contenimento del terreno a monte della struttura del digestore nonché la realizzazione delle fondazioni dell'impianto installato. Per quanto concerne la manutenzione, il bando di gara prevede che la ditta vincitrice provveda a garantire un periodo di affiancamento pari a 6 mesi dall'avvio per il raggiungimento delle condizioni di regime; in aggiunta a ciò è prevista la sottoscrizione del contratto di manutenzione ordinaria e straordinaria *"Full Risk"* per il periodo dei primi due anni dalla data di piena operatività dell'impianto.

Tra gli adempimenti richiesti per l'attribuzione dell'appalto, ovviamente, sono presenti anche la stesura e la fornitura dell'adeguata documentazione tecnica a corredo, il trasporto dei materiali e la realizzazione in sito.

In prima approssimazione, G.A.I.A. S.p.A. ha stimato in 9'120'000 € il valore complessivo dell'appalto, di cui 5'560'000 € per l'impianto di digestione anaerobica, 1'100'000 € per il gruppo cogeneratore, 2'050'000 € per le opere strutturali, la quota rimanente, infine, è destinata alle spese accessorie di attuazione dei piani di sicurezza e manutenzione.

In ultimo nel bando di gara si sottolinea l'interesse della società a riservarsi l'opzione di acquisto di una seconda unità di digestione anaerobica equivalente alla prima fornitura oggetto d'appalto, stimando un valore aggiuntivo (comprensivo di sistemi ausiliari per l'integrazione con l'impianto base) complessivamente pari a 5'780'000 €.

L'aggiudicazione della gara d'appalto si basa sull'ottenimento di un punteggio massimo di 100 punti così ripartiti secondo il criterio dell'offerta economicamente più vantaggiosa come da art. 95 D.Lgs. 50/2016:

- 70 punti per i contenuti tecnici
- 30 punti per i contenuti economici, di cui 25 attribuiti al prezzo e 5 alle tempistiche di realizzazione

A tale proposito l'attribuzione del punteggio tecnico si avvale di criteri ad ampio spettro, in termini di qualità, incremento della potenzialità, soluzioni tecniche adottate, aspetti manutentivi e gestionali nonché ambientali e di sicurezza. L'attribuzione del punteggio relativo al prezzo è invece basata sul ribasso percentuale proposto, fermo restando i valori minimi e massimi ammessi sullo sconto.

Il bando di gara dell'autunno 2018 è stato realizzato a livello di contenuti in maniera tale da garantire la possibilità futura di evolvere ulteriormente la struttura produttiva di San Damiano: esercitare entro due anni il diritto di acquisto di una sezione supplementare di digestione anaerobica, infatti, è correlata all'ipotesi di aumentare la capacità di trattamento annua di rifiuti, sfruttando anche la quota parte proveniente dalla raccolta differenziata di origine IREN.

La descrizione, i calcoli di dimensionamento e di proventi economici derivanti dalla soluzione prospettata per il futuro sono oggetto del capitolo successivo nonché argomento principale della tesi in oggetto.

6.2 Aspetti Ambientali Attività di Gestione Rifiuti

L'ordinamento legislativo nazionale prevede che l'attività di gestione rifiuti sia soggetta, in tutte le sue fasi, a preventiva verifica o valutazione da parte della Pubblica Amministrazione [VI].

Nello specifico tale obbligo per i gestori ambientali viene esplicitato nell'articolo 183, lettera s) del D.Lgs. 152/2006 [XXIV] in fatto di *“operazioni di recupero o smaltimento, inclusa la preparazione prima del recupero o dello smaltimento”*. La normativa, pertanto, effettua la distinzione fra le due attività di recupero e di smaltimento dove con la prima si intende *“qualunque operazione il cui principale risultato sia permettere ai rifiuti di svolgere ruolo utile, sostituendo altri materiali che sarebbero stati altrimenti utilizzati per assolvere una particolare funzione o di prepararli ad assolvere tale funzione all'interno dell'impianto o nell'economia in generale”* mentre la medesima direttiva 2008/98/CE [XXVI] definisce attività di *“smaltimento qualunque operazione diversa dal recupero anche quando l'operazione ha come conseguenza secondaria il recupero di sostanze o energia (...)”*.

Ciò che fa sì che un impianto ricada nella prima o nella seconda categoria, pertanto risiede nella finalità primaria per la quale esso è stato realizzato. Nel caso specifico di questo studio, il polo di San Damiano d'Asti ricade necessariamente nella categoria delle attività di recupero poiché vi si verifica la condizione di fine principale, non secondario, di ricavare dai rifiuti un'utilità che altrimenti andrebbe ricercata mediante l'utilizzo e/o lo spreco di risorse naturali.

Come detto, qualunque sia la categorizzazione attribuita all'attività svolta nell'impianto, come da direttiva rifiuti 2008/98/CE, è previsto che ogni ente o impresa che intende svolgere attività di trattamento rifiuti, debba ottenere l'autorizzazione dall'autorità competente, inoltre è previsto che, per evitare ridondanze ed eventuale ripetizioni possa essere rilasciata un'autorizzazione unica alla realizzazione e gestione degli impianti di trattamento. Tale disposizione trova riscontro nell'articolo 208 del D.Lgs. 152/2006 in cui si specificano i contenuti della domanda di autorizzazione che l'ente richiedente deve inoltrare alla regione di appartenenza:

- Progetto definitivo dell'impianto
- Documentazione tecnica in fatto di urbanistica, tutela ambientale, salute e sicurezza sul lavoro, igiene pubblica

Entro 30 giorni dalla data di conferimento della suddetta documentazione, la regione individua il responsabile del procedimento, convoca i responsabili degli uffici regionali competenti, i rappresentanti delle autorità d'ambito e degli enti locali sul cui territorio è realizzato l'impianto ed eventualmente rappresentanti dell'Agenzia Regionale di Protezione Ambientale (ARPA) con la finalità di ottenere la documentazione necessaria alla valutazione. Entro 90 giorni dalla convocazione della Conferenza dei Servizi essa deve provvedere a:

- emettere la valutazione dei progetti
- acquisire la documentazione di valutazione di compatibilità ambientale ovvero il provvedimento favorevole di VIA o la verifica di esclusione dall'assoggettamento alla procedura
- trasmettere le conclusioni tratte alla regione

L'attività della Conferenza dei Servizi rimane comunque di carattere istruttorio e non decisionale: infatti entro la scadenza di 30 giorni dalla ricezione delle conclusioni, è la regione a dare la valutazione finale delle risultanze e soltanto in caso favorevole il progetto viene approvato ed insignito dell'autorizzazione unica. La tempistica complessiva prevista per lo svolgimento dell'intera procedura è pari a 150 giorni, al termine dei quali la conclusione coincide con il rilascio o il diniego dell'AUA.

L'AUA illustra le condizioni e le specifiche necessarie per garantire le condizioni di compatibilità ambientale ed accordo con l'art. 178 del D.Lgs. 152/2006; la documentazione minima contenuta nell'AUA consiste in:

- descrizione del tipo e del quantitativo di rifiuto che può essere trattato
- requisiti tecnici, per ogni tipo di operazione autorizzata, in riferimento alla compatibilità del sito, delle attrezzature, ai tipi e quantitativi massimi di rifiuti nonché delle modalità di controllo e monitoraggio della conformità dell'impianto.
- misure di sicurezza da adottare
- localizzazione dell'impianto
- garanzie finanziarie richieste
- disposizioni relative alla chiusura ed ad i necessari interventi ad essa successivi
- scadenza dell'autorizzazione
- limiti di emissione in atmosfera associati agli eventuali trattamenti termici cui sono soggetti i rifiuti

L'autorizzazione unica ambientale ha durata decennale ed è rinnovabile presentando richiesta alla provincia di appartenenza almeno 180 giorni prima della naturale scadenza. Le imprese dotate di certificazione ambientale quali ad esempio la ISO 14001 [XV] o EMAS possono presentare in sede di richiesta di rinnovo dell'autorizzazione un'autocertificazione accompagnata da copia del documento ISO o EMAS e denuncia di prosecuzione dell'attività. Essendo G.A.I.A. provvista di entrambe le certificazioni richieste, tale vantaggio si applicherebbe in sede di rinnovo dell'autorizzazione per l'impianto di San Damiano.

L'articolo 23 della direttiva rifiuti 2008/98/CE, come detto, decreta l'obbligo di ottenimento dell'AUA per le imprese che operino nel campo di gestione dei rifiuti. La normativa, tuttavia, nell'articolo successivo (n°24) della stessa norma prevede anche la possibilità di accedere alla "procedura semplificata" per determinate imprese. Nel caso in cui un'azienda scelga di richiedere l'iscrizione in procedura semplificata in vece della procedura ordinaria, deve inviare comunicazione di avvio attività alla provincia di riferimento, con adeguata documentazione tecnica a corredo. A seguito dell'attività di controllo, entro 90 giorni, la provincia procede esprimendosi a favore o meno alla richiesta.

Possono accedere al regime semplificato aziende che si occupino di smaltimento di rifiuti propri, non pericolosi e in corrispondenza del luogo di produzione o aziende la cui attività ricada nell'ambito del "recupero". La procedura semplificata, anche in caso di ottemperanza delle suddette condizioni, rimane inaccessibile per le attività che non rispettino i limiti previsti in fatto di quantità massima trattata per tipologia di rifiuto. Si sottolinea inoltre che l'avvenuta iscrizione in procedura semplificata, comunque non esenta l'impresa a sottoporre a verifica ed eventuale soggettazione dell'attività a VIA.

Nel caso specifico dell'impianto di San Damiano d'Asti, la procedura di iscrizione semplificata non è applicabile in luce del quantitativo di rifiuto trattato: come specificato nell'allegato IV al D.M. 05/02/1998, il quantitativo massimo trattabile di rifiuti per attività di produzione di compost di qualità al fine di accedere all'iscrizione semplificata è molto inferiore ai propositi aziendali. Si riporta un estratto dell'allegato al D.M. in cui sono riportate le soglie relative ad attività assimilabili a quella svolta presso il polo di San Damiano:

Rifiuto	CER	Quantitativo massimo	Quantitativo prospettato S.D.
FORSU derivante da raccolta differenziata	[200108][200302]	200 ton/y	70'000 ton/y
Rifiuti ligneo-cellulosici da manutenzione del verde	[200201]	7500 ton/y	20'000 ton/y

Tabella 10 Specifiche AIA vigente - impianto di San Damiano – Fonte [XXXIV]

6.2.1 Autorizzazione Integrata Ambientale

L'ottenimento dell'AIA – Autorizzazione Integrata Ambientale è necessario nel caso in cui, come specificato nell'art.6 comma 13 del D.Lgs. 152/2006, l'installazione in oggetto svolga attività di cui all'allegato VIII alla Parte II del decreto medesimo.

La normativa più aggiornata è tuttavia il D.Lgs 46/2014 che ha integralmente sostituito il suddetto allegato VIII. Nello specifico, per quanto riguarda gli impianti di gestione rifiuti, i parametri che impongono il conseguimento dell'AIA hanno subito una parziale modifica. Nel caso specifico dell'impianto di San Damiano d'Asti, si applicano le direttive alla sezione 5.3, punto b) del detto decreto: *“Recupero, o una combinazione di recupero e smaltimento, di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 75 Mg al giorno che comportano il ricorso ad una o più delle seguenti attività (...):*

- 1) *trattamento biologico*
- 2) *pretrattamento dei rifiuti destinati all'incenerimento o al co-incenerimento*
- 3) *trattamento di scorie e ceneri*
- 4) *trattamento in frantumatori di rifiuti metallici, compresi i rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche e i veicoli fuori uso e i relativi componenti*

Qualora l'attività di trattamento dei rifiuti consista unicamente nella digestione anaerobica, la soglia di capacità di siffatta attività è fissata in 100 Mg al giorno”.

Pertanto, considerata la potenzialità annua dell'impianto, così come prevista nell'attuamento delle intenzioni aziendali previste dal piano industriale (90'000 tonnellate anno complessive), la capacità di trattamento giornaliera risulta di circa 246 tonnellate di rifiuto, ampiamente al di sopra della soglia di assoggettabilità.

Come descritto all'art. 4, comma 4, lettera c) del D.Lgs. 152/2006, *“l'AIA ha per oggetto la prevenzione e la riduzione integrata dell'inquinamento proveniente dalle attività di cui all'allegato VIII e prevede misure intese ad evitare, ove possibile, o a ridurre le emissioni nell'aria, nell'acqua e nel suolo, comprese le misure relative ai rifiuti, per conseguire un livello elevato di protezione dell'ambiente salve le disposizioni sulla VIA”.*

Contenuti del Documento

Lo scopo generale delle prescrizioni contenute nell'autorizzazione deve essere quello di conseguire un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso.

In primo luogo l'AIA precisa i valori limite di emissione [VI] ovvero *“la massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo”.* Pertanto l'AIA deve definire i livelli massimi di emissione di sostanze inquinanti relativamente alla capacità produttiva dell'installazione in oggetto, tenendo conto della natura e della capacità della sostanza inquinante di trasferirsi da una matrice ambientale all'altra. In casi specifici in cui sia dimostrato che porre limiti di emissione pari a quelli indicati nelle BAT causerebbe un aumento eccessivo dei costi in relazione ai benefici che ne scaturirebbero, l'autorità competente potrebbe fissare limiti meno severi senza mai tuttavia superare quanto indicato negli allegati al D.Lgs. 152/2006

L'AIA deve inoltre contenere le disposizioni in materia di protezione del suolo e delle acque sotterranee: il gestore dell'impianto, prima che quest'ultimo entri in funzione, deve realizzare ed inviare all'autorità competente adeguata relazione di riferimento. Il contenuto della relazione deve attenersi alle *“Informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee, con riferimento alla presenza di sostanze pericolose pertinenti, (...) informazioni sull'uso attuale e passato del sito (...) si terrà conto delle linee guida eventualmente emanate dalla Commissione Europea ai sensi dell'articolo 22, par. 2, della direttiva 2010/75/UE”.*

L'AIA prevede sempre, inoltre una sezione in materia di controlli, ovvero delle misure attuative per la manutenzione e la periodica verifica per la prevenzione delle emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee. Inoltre, è previsto l'obbligo di comunicazione all'autorità competente da parte del gestore dell'impianto, con periodicità definita e pari almeno ad una volta l'anno, i dati riguardanti l'attività di controllo e monitoraggio richiesti dall'AIA.

Fra i contenuti dell'AIA vi è sempre, poi, una sezione riguardante le misure relative a condizioni di funzionamento diverse da quelle di normale esercizio, nello specifico riguardanti la fase di avvio e arresto, le emissioni fugitive, i malfunzionamenti, le fasi di arresto definitivo e di primo avvio dell'installazione. Le condizioni diverse dal normale funzionamento, infatti, non sono soggette alla disciplina su incidenti ed imprevisti ma non sono considerate neppure esplicite violazioni delle prescrizioni dell'AIA, né, pertanto, sono sottoposte a sanzioni come tali.

L'AIA si conclude a livello di contenuti obbligatori sempre presenti con una norma di chiusura in base a cui, se ritenuto necessario dall'autorità competente, quest'ultima può inserire ulteriori richieste quali, ad esempio, la redazione di piani migliorativi per il futuro o obbligare il gestore ad attuare tecniche innovative per il raggiungimento di ulteriori prestazioni ambientali.

Contenuti della Versione Attuale dell'AIA

L'Autorizzazione attualmente in vigore (D.D. 1691)[XXXIV] per l'impianto di San Damiano d'Asti è stata rilasciata dalla Provincia di Asti in data 04/07/2016 e prevede l'autorizzazione alla costruzione e operazione dell'impianto secondo uno dei tre assetti impiantistici così come presentati da G.A.I.A.:

- "A" Impianto Esistente – potenzialità autorizzata: 24'600 ton/y
- "B" Impianto di Compostaggio a Biocelle – potenzialità autorizzata: 38'000 ton/y
- "C" Impianto di Compostaggio Integrato con Digestione Anaerobica e Recupero Energetico – potenzialità autorizzata: 48'000 ton/y

Per quanto riguarda l'esercizio delle attività di recupero, sono autorizzate, in accordo con il D.Lgs. 152/2006, all. C alla parte IV:

- R1 Utilizzazione principalmente come combustibile o come altro mezzo per produrre energia (Operazione autorizzata unicamente per l'impianto operante nell'assetto "C");
- R3 Riciclaggio/recupero delle sostanze organiche non utilizzate come solventi (comprese le operazioni di compostaggio e altre operazioni biologiche;
- R13 Messa in riserva di rifiuti per sottoporli a una delle operazioni indicate nei punti da R1 a R12.

Il testo della determina presenta ulteriori prescrizioni che, ai fini di questo studio sembrano di secondaria importanza e pertanto sono omesse. Per approfondimenti è possibile consultare il testo originale del documento, atto pubblico liberamente accessibile.

Considerazioni in Merito al Rinnovo e/o Ri-emissione del Documento

Come descritto nella normativa di riferimento (art. 29-*octies* del D.Lgs. 46/2014 [XXVII]) è previsto che l'autorità competente provveda a riesaminare periodicamente l'AIA, provvedendo a confermarne o variarne i contenuti ed i provvedimenti. La frequenza di tale attività di riesame è pari a 10 anni, incrementabili a 12 in caso di ottenimento della certificazione ambientale ISO 14001 o a 16 in caso di certificazione EMAS. Nel caso in oggetto G.A.I.A. S.p.A. è provvista di entrambe le suddette certificazioni e, pertanto, soggetta alle condizioni di maggior durata esposte in proposito.

In casi eccezionali, l'autorità competente può provvedere a richiedere una sessione straordinaria di revisione dell'autorizzazione in casi quali, ad esempio, l'incremento delle emissioni inquinanti, la sopravvenuta possibilità di sostanziale aggiornamento tecnologico in accordo con le BAT, sviluppo di norme

di qualità ambientale aggiornate o a seguito di valutazione negativa di verifiche riguardo le prescrizioni autorizzative.

Diversamente da quanto detto sopra, nel caso in cui il gestore dell'installazione produttiva intenda apportarvi una modifica, è necessario darne adeguata comunicazione all'autorità competente. Il gestore deve effettuare una propria valutazione sulla sostanzialità della modifica, dove per *"modifica sostanziale"* si intende una variazione delle caratteristiche, del funzionamento o della potenzialità che possa comportare significativi effetti negativi sull'ambiente. A tal proposito, si ritiene *"sostanziale"* una modifica che, in riferimento alle grandezze per le quali sono previste soglie nell'allegato VIII al D.Lgs. 152/2006, comporti un valore di tale parametro pari o superiore alla soglia stessa. In caso di autovalutazione di non-sostanzialità il gestore provvede a darne comunicazione all'autorità alla quale spetta comunque il compito di avallare o esprimersi contrariamente in proposito, confermando o variando i contenuti della vecchia AIA o, eventualmente, pronunciandosi negativamente sul rilascio di una nuova autorizzazione.

La situazione specifica del sito oggetto di studio si configura alla stregua di una modifica. È tuttavia necessario chiarire se essa sia da considerarsi sostanziale o meno. Il D.Lgs. 152/2006 prevede infatti che per *"modifica"* semplice si intenda la variazione (in termini di potenzialità e/o caratteristiche di funzionamento) di un progetto comprovato che possa comportare effetti – generici, non meglio definiti – sull'ambiente. Parimenti, invece, la *"modifica sostanziale"* è categorizzata come tale quando le modifiche da essa apportate sono tali da causare, a giudizio dell'autorità competente, effetti negativi e significativi sull'ambiente. Nel caso oggetto di studio, l'incremento della potenzialità di trattamento da 48'000 a 90'000 tonnellate annue implica appunto la sostanzialità della modifica:

Verifica Differenziale - Modifica Sostanziale AIA		
Potenzialità Attuale	48000	[ton/y]
	131,507	[ton/d]
Potenzialità Prevista	90000	[ton/y]
	246,575	[ton/d]
Differenziale di Potenzialità	42000	[ton/y]
	115,0685	[ton/d]
Soglia di Verifica	100	[ton/d]
Soglia Differenziale Oltrepassata		

Tabella 11 Verifica sostanzialità della modifica richiesta

Nel caso oggetto di studio, pertanto, l'incremento previsto di potenzialità si esplica necessariamente come una modifica sostanziale del regime operativo dell'impianto. A questo proposito, pertanto, G.A.I.A., per ottenere l'autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio dell'opera, dovrà inviare all'autorità competente una nuova domanda di iscrizione corredata da una relazione tecnica di aggiornamento [VI].

6.2.2 Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale

Il rilascio dell'autorizzazione (AIA), nel caso di impianti il cui impatto potenziale sull'ambiente è rilevante, può avvenire soltanto a seguito della conclusione favorevole della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

La VIA si propone, a seguito di molteplici attività e procedure, di indagare i possibili impatti ambientali conseguenti l'attuazione di un progetto allo scopo di proteggere la salute umana contribuendo al miglioramento della qualità di vita associato ad elevato standard di qualità ambientale.

La normativa prevede che l'assoggettamento degli impianti di trattamento rifiuti alla valutazione di impatto ambientale sia funzione delle prescrizioni contenute negli allegati alla parte II del D.Lgs. 152/2006. Nello

specifico la VIA risulta sempre necessaria nel caso di progetti le cui caratteristiche trovano riscontro in quanto contenuto negli allegati II e III, rispettivamente di competenza statale e regionale.

Nel seguito si riportano le tabelle riassuntive contenenti le soglie di applicabilità della procedura di valutazione in accordo agli allegati al D.Lgs. 152/2006:

Soglie Assoggettamento VIA Competenza Nazionale - All. II			
Impianto	Parametro	Valore	Unità
Impianti Termici (EE, Vapore, Acqua Calda)	Potenza	300	[MW]
Elettrodotti Aerei	Tensione	150	[kV]
	Lunghezza	15	[km]
Impianti Chimici Integrati	Produzione annua	200000	[ton(CH ₄)/y]
	Produzione annua	100000	[ton(CO ₂)/y]
Stoccaggio Gas Naturale	Volume	80000	[m ³]
Gasdotti	Lunghezza	40	[km]
	ϕ_{piping}	800	[mm]
Stoccaggio Gas Combustibile e CO ₂ in serbatoi sotterranei naturali in unità geologiche profonde e giacimenti esauriti di idrocarburi	Presenza	-	-
Soglie Verifica Assoggettamento VIA Competenza Nazionale - All. II bis			
Impianto	Parametro	Valore	Unità
Impianti Termici (EE, Vapore, Acqua Calda)	Potenza	50	[MW]
Elettrodotti Aerei	Tensione	100	[kV]
	Lunghezza	3	[km]
Oleodotti e Gasdotti per Stoccaggio Geologico	Lunghezza	20	[km]
Impianti di Cattura e Stoccaggio Geologico CO ₂	Presenza	-	-
Soglie Assoggettamento VIA Competenza Regionale - All. III			
Impianto	Parametro	Valore	Unità
Impianti Termici (EE, Vapore, Acqua Calda)	Potenza	150	[MW]
Impianti Trattamento e Fabbricazione Prodotti Chimici	Massa Materia Prima	35000	[ton/y]
Stoccaggio Petrolio e Prodotti Chimici Pericolosi	Capacità	40000	[m ³]
Smaltimento Recupero Rifiuti non Pericolosi (D9, D10, D11, R1)	Massa	100	[ton/d]
Smaltimento Rifiuti non Pericolosi (D13, D14)	Massa	200	[ton/d]
Elettrodotti Aerei	Tensione	100	[kV]
	Lunghezza	10	[km]
Stoccaggio Gas Combustibili (Serbatoi Sotterranei Artificiali)	Capacità	80000	[m ³]
Soglie Verifica Assoggettamento VIA Competenza Regionale - All. IV			
Impianto	Parametro	Valore	Unità
Impianti Termici (EE, Vapore, Acqua Calda)	Potenza	50	[MW]
Impianti Trasporto Gas, Vapore, Acqua Calda	Lunghezza Condotte	20	[km]
Oleodotti e Gasdotti	Lunghezza	20	[km]

Elettrodotti Aerei	Tensione	100	[kV]
	Lunghezza	3	[km]
Smaltimento Rifiuti Non Pericolosi (D2, D8, D13, D14, D15)	Presenza	-	-
Smaltimento Rifiuti Non Pericolosi (da R1 a R9)	Capacità	10	[ton/d]
Impianti Trattamento e Fabbricazione Prodotti Chimici	Massa Materia Prima	10000	[ton/y]

Tabella 12 Soglie di assoggettazione a VIA

6.3 Introduzione al Modello di Calcolo e Aspetti Comuni ad Entrambe le Soluzioni

Come anticipato nel precedente capitolo riguardo la possibile ulteriore evoluzione dell'impianto di compostaggio, a seguito della gara per l'installazione della prima sezione di digestione anaerobica, è preventivata la possibilità di un sostanziale aumento della massa di rifiuto trattata e una conversione a bio-raffineria.

In particolare, la sopravvenuta partecipazione aziendale da parte di IREN Ambiente S.p.A., come azionista di maggioranza non controllante, potrebbe garantire un aumento sostanziale (90 kton/y complessive) dei conferimenti di FORSU e sfalci e potature. Questa eventualità, associata alla necessaria ristrutturazione e parziale ricostruzione dell'impianto di compostaggio già preventivata e avviata, consente di ipotizzare soluzioni alternative alla semplice ricostruzione e potenziamento di quanto già presente.

Allo stato attuale, infatti, in linea con la primaria mission aziendale di gestione e trattamento rifiuti, l'impianto di San Damiano d'Asti è unicamente attivo nel recupero del materiale organico presente nella frazione organica dei rifiuti provenienti da raccolta differenziata e da attività di gestione e manutenzione agricola e silvestre. Le ipotesi di progetto sviluppate a partire dal 2015 e concretizzatesi nel bando dell'autunno 2018, rappresentano un passo in avanti, garantendo, tramite la cogenerazione da biogas di produrre elettricità sufficiente per l'autosostentamento dei processi di digestione aerobica, fortemente energivori.

Come anticipato nell'introduzione al lavoro, scopo della presente tesi è valutare globalmente la fattibilità di un ulteriore step impiantistico volto ad affiancare all'attività di recupero e produzione di compost quella di produzione e immissione sul mercato di energia. In particolare, il biogas prodotto da digestione anaerobica potrebbe essere alternativamente sottoposto a trattamenti di purificazione per l'ottenimento di un gas equiparabile al gas naturale per essere immesso e venduto come tale nella rete nazionale o, in alternativa, destinato a cogenerazione con produzione di elettricità da immettere sul mercato. In entrambi i casi la possibilità di destinare parte del biogas prodotto alla copertura dei fabbisogni elettrici dell'impianto è tecnicamente fattibile ma economicamente svantaggiosa. Qualunque sia la soluzione prescelta, risulta economicamente conveniente immettere il vettore energetico (bio-CH₄ o elettricità) in rete godendo degli incentivi statali alle risorse rinnovabili e procedere poi a riacquistare quanto necessario al prezzo di mercato.

Le due soluzioni alternative per la produzione su scala industriale e vendita di vettori energetici, pur differenziandosi in maniera sostanziale, prevedono anzitutto la fase di digestione anerobica della FORSU da cui ricavare il biogas mentre differiscono nell'utilizzo successivo di tale prodotto gassoso.

Per la valutazione complessiva è stato sviluppato un modello Excel in grado di quantificare i parametri descrittivi e identificare quindi la scelta vincente. Tale modello è stato realizzato in maniera tale da essere perfettamente calzante la situazione in oggetto ma parimenti può essere "riciclato" (per analoghe valutazioni concernenti installazioni di diverse potenzialità e/o caratteristiche della materia prima in ingresso. Il modello, completamente automatico nell'aggiornarsi, prevede infatti che l'utente completi le caselle evidenziate (secondo il codice colore descritto nella prima scheda del file) specificandovi i parametri processuali caratterizzanti l'installazione che intende valutare.

La prima scheda del modello, denominata “1- Materia Prima in Ingresso” consente all’utente di immettere le informazioni relative all’approvvigionamento di materia prima in ingresso all’impianto. In accordo con la letteratura di settore, sono state considerate quali materie prime sottoponibili a digestione anaerobica (ed aerobica del digestato) FORSU, sfalci e potature, fanghi di depurazione civile, fanghi industriali ed altra materia prima di origine agricola. Il modello consente inoltre di specificare la frazione umida e quella secca della materia considerata, calcolandone così l’ammontare annuo corrispondente in tonnellate.

Id	Descrizione	Conferimento	Secco		Liquido	
[-]		[ton/y]	[%]	[ton]	[%]	[ton]
a. FORSU						
a.1	FORSU Ingresso	70000	30%	21000	70%	49000
a.2	Percolato	3500	5%	175	95%	3325
a.3	Sovvallo	7000	35%	2450	65%	4550
a.4	FORSU Digeribile	59500	31%	18375	69%	41125
a.5	Alla DIG. ANAER.	59500	31%	18375	69%	41125
a.6	Al COMP.	0	31%	0	69%	0

Figura 32 Maschera per la definizione dei flussi in ingresso – Fonte [XXXII]

Per ognuna di queste materie prime è possibile imporre al modello di calcolo quale frazione di materia destinare alla digestione anaerobica e quanto, invece, inviare direttamente al compostaggio tramite l’inserimento della corrispondente percentuale nelle rispettive maschere di scelta sulla destra:

Perdite	[%]
Percolato	5%
Sovvallo	10%
Alla DIG. ANAER.	100%
Al COMP.	0%

Figura 33 Definizione della frazione di materia prima inviata a digestione – Fonte [XXXII]

Nell’esempio in figura, il 100% della FORSU digeribile è destinata alla digestione anaerobica. In alcuni casi è possibile anche inserire anche la percentuale esclusa dal calcolo perché destinata a sovrvallo o dispersa in percolato. Come evidente dall’immagine, le schede “evidenziate” possono essere modificate dall’utente in funzione delle sue necessità modificando così i risultati.

Come previsto dal piano industriale G.A.I.A., è previsto che l’impianto di San Damiano, arrivi a smaltire annualmente un quantitativo di 90'000 tonnellate di cui 70'000 di FORSU e 20'000 di rifiuto verde; non è invece previsto il conferimento di fanghi o altro materiale digeribile di origine agricola. Il modello, tuttavia, sempre nell’ottica di essere il più generico possibile prevede la possibilità di considerare tali sostanze.

Al termine della compilazione di tutte le matrici, al fondo della prima scheda del modello è stata inserita una tabella di calcolo di sintesi dei quantitativi annui complessivi di materia trattata, suddivisi per destinazione:

e. TOTALE						
e.1	TOT Ingresso	90000	33%	30000	67%	60000
e.2	TOT Rifiuti DIG. AN.	59500	31%	18375	69%	41125
e.3	TOT Percolato	3500	5%	175	95%	3325
e.4	TOT DIG. AN.	63000	29%	18550	71%	44450
e.5	TOT Sovvallo	7000	35%	2450	65%	4550
e.6	TOT COMP.	20000	45%	9000	55%	11000

Figura 34 Tabella riassuntiva delle informazioni immesse – Fonte [XXXII]

Nel caso specifico del sito di San Damiano, risulta quindi un conferimento complessivo di 90'000 ton/y di cui 63'000 destinate alla digestione anaerobica, le restanti frazioni escluse sono inviate al compostaggio (20'000 ton/y di ligneo-cellulosici) o, risultando non adatte al trattamento, sono smaltite ed escluse. Naturalmente come già detto, nel caso in cui le specifiche di alimentazione o di sfruttamento dovessero essere modificate in futuro sarà possibile ottenere i risultati aggiornati semplicemente modificando le maschere di scelta.

La seconda scheda, denominata “2 - Alimentazione Digestore” ricava i dati di alimentazione del digestore dalla precedente e procede a calcolare la corrispondente produzione di biogas.

In particolare, è presente la distinzione delle varie tipologie di refluo zootecnico, di prodotti agricoli (insilati, paglia, sfalci erbacei, granelle e altri sottoprodotti). Per ogni materiale in alimentazione, il modello è provvisto di informazioni quali la densità, la percentuale in massa di solidi totali e la percentuale di solidi volatili sui solidi totali. Ciò consente, in automatico di commutare i dati da annui a giornalieri e ricavare i volumi corrispondenti. La frazione di solido totale consente di ricavare la massa di solido effettivamente a digestione, e la frazione di solido volatile consente di ottenere, noto il conferimento solido apportato da ogni singola materia, il conferimento di solido volatile.

Categoria	Descrizione	Massa IN		Densità	Volume IN		ST		Liquido	SV	
		[ton/y]	[ton/d]	[ton/m ³]	[m ³ /y]	[m ³ /d]	[% _{wt}]	[ton/d]	[ton/d]	[% _{st}]	[ton/d]
Reflui	Liquame suini	0	0,00	1,00	0,00	0,00	3,00%	0,00	0,00	85,00%	0,00
	Liquame bovini	0	0,00	1,00	0,00	0,00	9,00%	0,00	0,00	82,00%	0,00
	Letame bovini	0	0,00	0,75	0,00	0,00	23,00%	0,00	0,00	80,00%	0,00
	Pollina	0	0,00	0,60	0,00	0,00	30,00%	0,00	0,00	75,00%	0,00
Insilati	Silomais	0	0,00	0,80	0,00	0,00	34,00%	0,00	0,00	95,50%	0,00
	Triticale	0	0,00	0,80	0,00	0,00	32,00%	0,00	0,00	95,00%	0,00
	Sorgo granella insilato	0	0,00	0,80	0,00	0,00	30,00%	0,00	0,00	95,00%	0,00
	Pastone integrale mais	0	0,00	0,80	0,00	0,00	71,75%	0,00	0,00	95,50%	0,00
	Arundo donax insilato	0	0,00	0,70	0,00	0,00	34,00%	0,00	0,00	92,00%	0,00
	Loietto	0	0,00	0,70	0,00	0,00	28,00%	0,00	0,00	95,50%	0,00
Paglia	Paglia di frumento	0	0,00	0,50	0,00	0,00	75,00%	0,00	0,00	80,00%	0,00
Sottoprodotti	Glicerolo 80%	0	0,00	0,90	0,00	0,00	85,00%	0,00	0,00	97,00%	0,00
	Borlande	0	0,00	1,15	0,00	0,00	21,00%	0,00	0,00	95,00%	0,00
	Pula di riso	0	0,00	0,80	0,00	0,00	90,00%	0,00	0,00	85,20%	0,00
Granelle	Granella spezzata mais	0	0,00	0,80	0,00	0,00	86,90%	0,00	0,00	98,50%	0,00
Sfalci	Sfalci erbacei	0	0,00	0,72	0,00	0,00	25,00%	0,00	0,00	90,00%	0,00
Rifiuti	FORSU	59500	163,01	1,00	59500,00	163,01	30,89%	50,35	112,66	75,00%	37,76
	Fanghi biologici	0	0,00	0,72	0,00	0,00	25,00%	0,00	0,00	90,00%	0,00
	Rifiuto verde organico	0	0,00	0,55	0,00	0,00	45,00%	0,00	0,00	65,00%	0,00
	Fanghi Industriali	0	0,00	0,72	0,00	0,00	8,00%	0,00	0,00	75,00%	0,00
Liquami	Percolati di processo	3500	9,59	0,72	4861,11	13,32	5,00%	0,48	9,11	90,00%	0,43

Figura 35 Matrice di acquisizione delle informazioni relative al materiale a digestione – Fonte:[XXXVII]

Le colonne descritte utilizzano le formule seguenti, riportate nell'ordine in cui appaiono nella tabella, muovendosi da sinistra verso destra.

$$\dot{m}_{day} = \frac{\dot{m}_{year}}{h_{year}} \left[\frac{ton}{d} \right]$$

Equazione 13 Portata di materia prima giornaliera

$$\dot{V}_{year} = \frac{\dot{m}_{year}}{\rho} \left[\frac{m^3}{y} \right]$$

Equazione 14 Portata volumetrica annua

$$\dot{V}_{day} = \frac{\dot{V}_{year}}{h_{year}} \left[\frac{m^3}{d} \right]$$

Equazione 15 Portata volumetrica giornaliera

$$\dot{m}_{day}^{ST} = \dot{m}_{day} \cdot \%_{wt}^{ST} \left[\frac{kg}{d} \right]$$

Equazione 16 Portata giornaliera di solidi totali

$$\dot{m}_{day}^{Liq} = \dot{m}_{day} - \dot{m}_{day}^{ST} \left[\frac{kg}{d} \right]$$

Equazione 17 Portata giornaliera di frazione liquida

$$\dot{m}_{day}^{SV} = \dot{m}_{day}^{ST} \cdot \%_{wt}^{SV} \left[\frac{kg}{d} \right]$$

Equazione 18 Portata giornaliera di sostanza volatile

La seconda sezione della tabella di cui sopra è finalizzata a calcolare la produzione di biogas nota la producibilità specifica di ogni singola materia prima (espressa in Nm³/kg_{SV}); parimenti è presente una colonna relativa alla percentuale di metano nel biogas per la specifica materia prima considerata. Si ricavano così la produzione annua e giornaliera di biogas e la massa di metano contenuta in tale mix gassoso per ogni sostanza in ingresso.

Categoria	Descrizione	Biogas					CH4		Contributo al Bio-CH4	
		[Nm ³ /kg(SV)]	[Nm ³ /m ³ (IN)]	[Nm ³ /ton(IN)]	[Nm ³ /d]	[Nm ³ /y]	[(%CH4)BIOGAS]	[Nm ³ /d]	[Nm ³ /y]	[%]
Reflui	Liquame suini	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00%	0,00	0,00	0,00%
	Liquame bovini	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	58,00%	0,00	0,00	0,00%
	Letame bovini	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	55,00%	0,00	0,00	0,00%
	Pollina	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00%	0,00	0,00	0,00%
Insilati	Silomais	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	53,00%	0,00	0,00	0,00%
	Triticale	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	51,00%	0,00	0,00	0,00%
	Sorgo granella insilato	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	53,00%	0,00	0,00	0,00%
	Pastone integrale mais	0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	53,00%	0,00	0,00	0,00%
	Arundo donax insilato	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	52,00%	0,00	0,00	0,00%
	Loietto	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	53,00%	0,00	0,00	0,00%
Paglia	Paglia di frumento	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	53,00%	0,00	0,00	0,00%
Sottoprodotti	Glicerolo 80%	0,80	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00%	0,00	0,00	0,00%
	Borlande	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00	50,00%	0,00	0,00	0,00%
	Pula di riso	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	54,00%	0,00	0,00	0,00%
Granelle	Granella spezzata mais	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	53,00%	0,00	0,00	0,00%
Sfalci	Sfalci erbacei	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	62,00%	0,00	0,00	0,00%
Rifiuti	FORSU	0,65	150,58	150,58	24545,80	8959216,00	60,00%	14727,48	5375529,60	98,81%
	Fanghi biologici	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	55,00%	0,00	0,00	0,00%
	Rifiuto verde organico	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	45,00%	0,00	0,00	0,00%
	Fanghi Industriali	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	55,00%	0,00	0,00	0,00%
Liquami	Percolati di processo	0,75	24,30	33,75	323,63	118125,00	55,00%	178,00	64968,75	1,19%

Figura 36 Matrice di calcolo della produzione di biogas e contenuto in metano in funzione delle materie prime a digestione – Fonte: [XXXVII]

L'ultima colonna riporta il contributo percentuale al bio-CH4 dato dalla singola materia prima; nel caso di San Damiano, essendo il digestore alimentato solo da FORSU e dai corrispondenti percolati da essa

prodotti, tale colonna è apparentemente poco significativa; tuttavia in casi di alimentazione più complessa può essere molto comodo poter visualizzare immediatamente gli apporti percentuali di metano della singola materia prima, indipendentemente dalla corrispondente massa in ingresso.

Le formule utilizzate in questa sezione del modello, riportate in ordine corrispondente all'uso nelle colonne da sinistra verso destra sono:

$$\dot{V}_{biogas} = \frac{\dot{V}_{biogas}^{specifico} \cdot \dot{m}_{day}^{SV}}{\dot{V}_{day}} \left[\frac{Nm^3}{m_{in}^3} \right]$$

Equazione 19 Portata di biogas prodotta per unità di volume in ingresso

$$\dot{V}'_{biogas} = \frac{\dot{V}_{biogas}}{\rho} \left[\frac{Nm^3}{ton_{in}} \right]$$

Equazione 20 Portata volumetrica di biogas prodotta per unità di volume in ingresso

$$\dot{V}''_{biogas} = \dot{V}'_{biogas} \cdot \dot{m}_{day} \left[\frac{Nm^3}{d} \right]$$

Equazione 21 Portata di biogas giornaliera

$$\dot{V}''_{CH_4} = \dot{V}''_{biogas} \cdot y_{CH_4} \left[\frac{Nm^3}{d} \right]$$

Equazione 22 Portata di biogas oraria

$$y_{CH_4} = \frac{m_{CH_4}}{m_{biogas}} [\%]$$

Equazione 23 Frazione volumetrica metano nel biogas

La tabella di calcolo si conclude quindi con un'ultima riga che raccoglie i dati complessivi medi della miscela in ingresso e somma le singole voci di produzione di gas e di contenuto in metano.

Descrizione	Massa IN		Densità	Volume IN		Biogas		CH4		
	[ton/y]	[ton/d]	[ton/m ³]	[m ³ /y]	[m ³ /d]	[Nm ³ /d]	[Nm ³ /y]	[(%CH ₄)BIOGAS]	[Nm ³ /d]	[Nm ³ /y]
TOTALE IN INGRESSO	63000	172,60	0,98	64361,11	176,33	24869,43	9077341,00	59,93%	14905,47	5440498,35

Figura 37 Dati riassuntivi tabella di calcolo automatica

La scheda “2 – Alimentazione Digestore” si chiude poi con una serie di tabelle riassuntive, che forniscono a colpo d'occhio immediato le caratteristiche complessive di produzione di biogas:

Biogas	[Nm ³ /y]	[Nm ³ /d]	[Nm ³ /h]	[Sm ³ /y]	[Sm ³ /d]	[Sm ³ /h]
Prod. Biogas	9077341,00	24869,43	1036,23	8604808,93	23574,82	982,28
Prod. BioMetano	5440498,35	14905,47	621,06	5157286,56	14129,55	588,73
Dispersioni e Perdite	2%					
Biogas Disperso	181546,82	497,39	20,72	172096,18	471,50	19,65
Metano Disperso	108809,97	298,11	12,42	103145,73	282,59	11,77
Biogas Captato	8895794,18	24372,04	1015,50	8432712,75	23103,32	962,64
Metano Captato	5331688,38	14607,37	608,64	5054140,83	13846,96	576,96

Figura 38 Riassunto della produzione di biogas e corrispondente contenuto in metano

I dati relativi alla produzione di biogas e biometano annui, giornalieri ed orari sono mutuati direttamente dalla matrice di calcolo descritta in precedenza. La tabella fornisce anche la conversione delle portate da Nm³ a Sm³ sfruttando l'equazione di stato dei gas ideali, note le condizioni termodinamiche che identificano le due condizioni di riferimento:

$$\frac{p_N}{\rho_N} = R^* \cdot T_N$$

Figura 39 Equazione dei Gas Ideali riferita alle condizioni normali

$$\frac{p_S}{\rho_S} = R^* \cdot T_S$$

Figura 40 Equazione dei Gas Ideali riferita alle condizioni standard

$$\dot{V}_S = \dot{V}_N \cdot \frac{T_S}{T_N} \cdot \frac{p_N}{p_S}$$

Figura 41 Conversione della portata volumetrica da condizioni normali a standard

$p_N = 101'325 \text{ [Pa]}$	$p_S = 101'325 \text{ Pa}$
$T_N = 288.15 \text{ [K]}$	$T_S = 273.15 \text{ [K]}$

Tabella 13 Condizioni termodinamiche di riferimento

Nella maschera riassuntiva è inoltre presente una riga destinata ad inserire un fattore per tener conto delle dispersioni e delle perdite di biogas dal digestore. Da letteratura e dati empirici provenienti da indagini di mercato [XXXVII] si è ricavato un valore di stima di tali perdite pari al 2%.

La terza scheda, denominata “3 – Dati Centralina Meteo” contiene i dati meteo climatici relativi al sito oggetto di studio, misurati con cadenza giornaliera attraverso la centralina meteo fissa installata sul tetto del capannone principale. Nello specifico la centralina registra valori massimi, medi e minimi di temperatura, pressione ed umidità dell'aria, più altri parametri quali bagnatura fogliare e precipitazioni (di interesse minore ai fini di questo studio). I dati provenienti dalle misurazioni della centralina meteo sono stati rielaborati per calcolare la temperatura mensile media dell'aria per l'anno 2017.

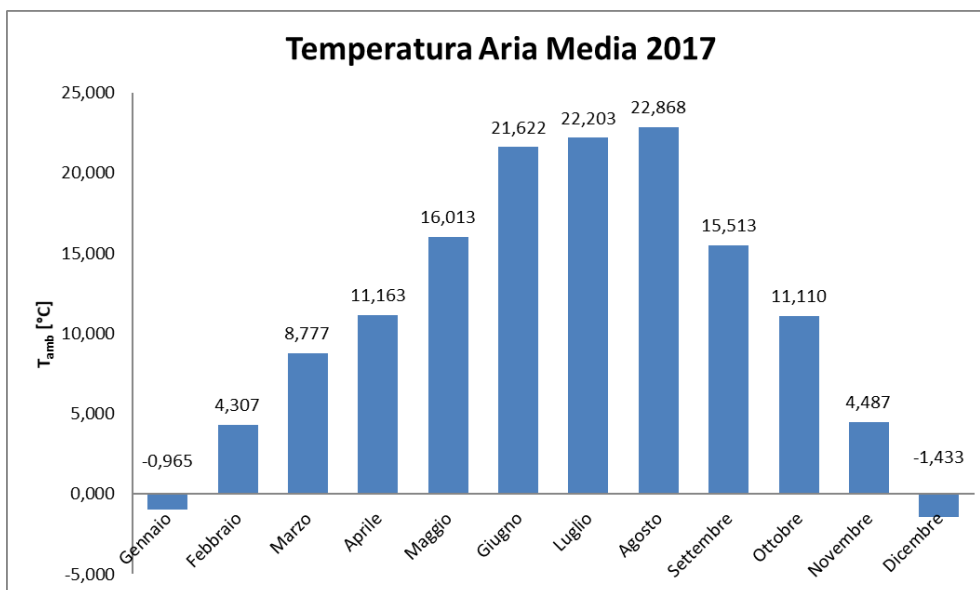


Tabella 14 Distribuzione statistica della temperatura media dell'aria registrata dalla centralina meteo

Tali valori sono poi stati utilizzati nella successiva “4 – Digestione Anaerobica” come riferimento per il calcolo del fabbisogno termico del digestore. Nello specifico si riporta la maschera di calcolo implementata:

Mese	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Giorni [d/y]	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
T _{amb,media} [°C]	-0,965	4,307	8,777	11,163	16,013	21,622	22,203	22,868	15,513	11,110	4,487	-1,433
Trifiuto _{media} [°C]	9,035	14,307	18,777	21,163	26,013	31,622	32,203	32,868	25,513	21,110	14,487	8,567
ΔT [°C]	45,965	40,693	36,223	33,837	28,987	23,378	22,797	22,132	29,487	33,890	40,513	46,433
Energia Termica Richiesta [MWh/d]	12,526	11,090	9,871	9,221	7,900	6,371	6,213	6,032	8,036	9,236	11,041	12,654
Potenza Termica Richiesta [kW]	521,932	462,072	411,311	384,219	329,151	265,457	258,860	251,314	334,824	384,828	460,033	527,255
Energia Termica Richiesta [MWh/m]	388,317	310,512	306,015	276,638	244,889	191,129	192,592	186,978	241,073	286,312	331,224	392,278

Figura 42 Tabella di acquisizione dei dati meteo e calcolo del fabbisogno termico

La riga relativa alla temperatura media dell'ambiente ricava in automatico i dati per San Damiano dalla scheda precedente ma, per permettere la contestualizzazione dello studio ad altri impianti, è sufficiente modificare manualmente tale riga perché i calcoli successivi si aggiornino in automatico.

La riga successiva, invece, calcola la temperatura media del rifiuto in alimentazione al digestore: sulla base dell'esperienza maturata da G.A.I.A. nell'ambito del compostaggio, e come riportato in analoghe stime di copertura di fabbisogno termico preliminari di digestori commerciali, è sembrato corretto attribuire mediamente 10 °C in più al rifiuto rispetto all'ambiente circostante per via della prima fermentazione.

La tabella successiva riporta invece il valor medio del calore specifico della biomassa immessa nel digestore, ricavato da letteratura ed indagini di mercato su digestori commerciali. In aggiunta a ciò l'utente è invitato a inserire la temperatura di regime del digestore: nel caso studio, come specificato nel bando di gara, è richiesto che il digestore operi in regime termofilo, alla temperatura di 55 °C.

cp Biomassa	1,5789	[Wh/(kg·°C)]
Temperatura digestore	55	[°C]
Massa Immessa	172,60	[ton/d]

Figura 43 Calore specifico della biomassa e scelta della temperatura operativa del digestore

Noti il calore specifico, la temperatura e l'ammontare giornaliero (ricavato in automatico dalle schede precedenti) della biomassa immessa nonché la temperatura interna del digestore, si calcola l'energia

termica giornaliera richiesta per portare in temperatura la biomassa sfruttando il calore specifico della biomassa

$$E_{th}^{day} = \dot{m}_{day} \cdot \langle c_{biomassa} \rangle \cdot \Delta T$$

Equazione 24 Calcolo del fabbisogno termico

Dall'energia termica richiesta giornalmente si ricavano potenza media ed una stima dell'energia termica mensile:

$$P_{Th} = \frac{E_{th}^{day}}{24 \cdot 3600} \quad [kW]$$

Equazione 25 Potenza termica digestione anaerobica

$$(E_{th}^{month})_i = E_{th}^{day} \cdot (d_{month})_i \quad [kWh_m]$$

Equazione 26 Energia termica mensile per digestione anaerobica

$$E_{th}^{year} = \sum_{i=1}^{12} (E_{th}^{month})_i \quad [kWh_y]$$

Equazione 27 Energia termica annua per digestione anaerobica

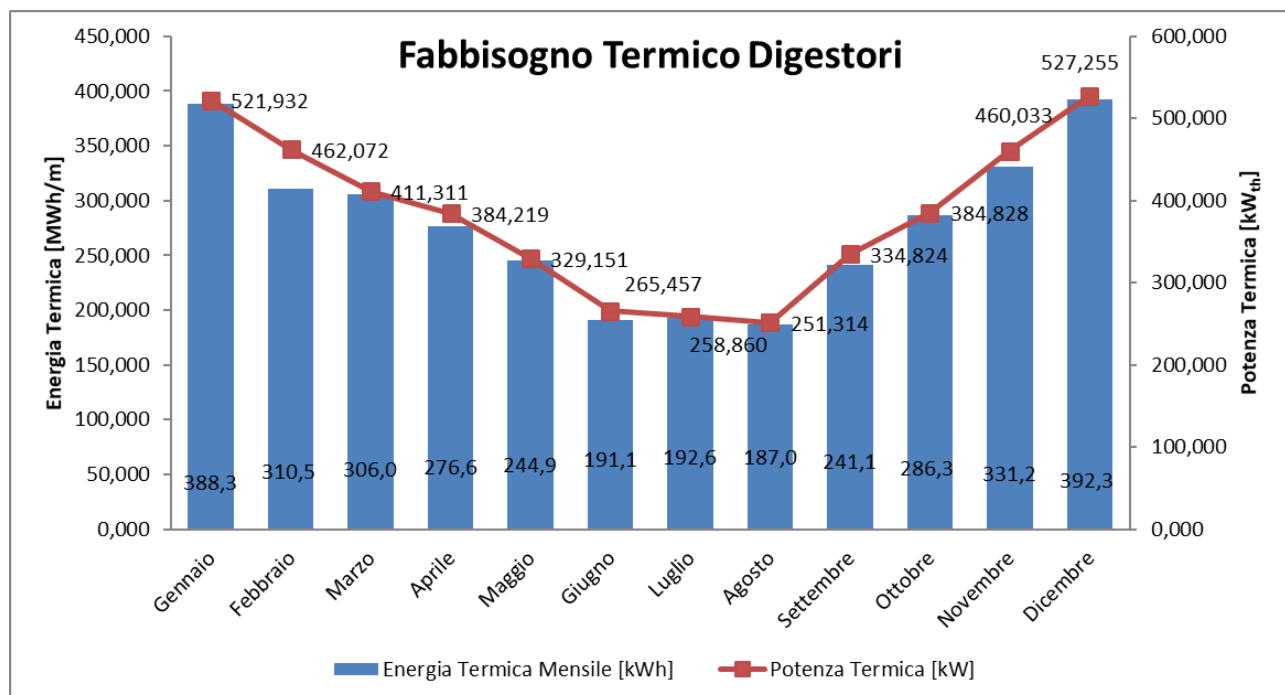


Figura 44 Curva di fabbisogno termico per la digestione anaerobica

La stima dell'energia termica richiesta per il mantenimento della condizione termofila all'interno del digestore è stata poi ulteriormente stimata con altre due metodologie per poi assumere, cautelativamente, come base di calcolo la stima più onerosa. Si è quindi estrapolato dal progetto 2015 la stima del fabbisogno termico effettuata dall'Ufficio Tecnico G.A.I.A. per il singolo digestore di capacità 1300 m³, pari a 1800 MWh_{th}/y. Tale valore è stato quindi ricalcolato utilizzando approssimazione lineare per la coppia di digestori di massimo volume previsti dal bando di gara (2'600 m³ ciascuno). Infine, sulla base di dati tecnici di funzionamento di digestori tratti da indagini di mercato effettuate negli anni passati da G.A.I.A., sono stati ricavati i seguenti fabbisogni termici specifici:

Digestori Mesofili	$e_{th}^{mesofilo} \approx 38 \frac{kWh_{th}}{ton_{biomassa}}$
Digestori Termofili	$e_{th}^{termofilo} \approx 48 \frac{kWh_{th}}{ton_{biomassa}}$

Tabella 15 Fabbisogno termico specifico in funzione della tipologia di digestore – Fonte: [XXXVII]

Come specificato nel disciplinare di gara, l'azienda intende realizzare un impianto funzionante in regime termofilo e, pertanto, per il calcolo dell'energia termica annua è stato utilizzato il secondo dei valori.

$$E_{th}^{year} = e_{th}^{termofilo} \cdot \dot{m}_{year}$$

Equazione 28 Energia termica annua

I risultati di tali stime sono riportati nella tabella seguente:

Fabbisogno Termico Annuo Biodigestori (5'200 m ³)	
Stima su Base Calore Specifico Biomassa	3'350 [MWh/y]
Stima Proporzionale a Calcoli G.A.I.A.	7'200 [MWh/y]
Stima su Base Fabbisogno Specifico	3'035 [MWh/y]

Tabella 16 Risultati delle stime del fabbisogno termico

Nonostante il primo ed il terzo metodo diano risultati concordi, per effettuare la stima più cautelativa possibile è stato scelto di utilizzare il valore di 7'200 MWh/y.

Complessivamente, pertanto, i risultati del modello comuni ad entrambe le configurazioni, cogenerazione e biometano, possono essere riassunti nella tabella seguente:

Materia Prima Annualmente Conferita	90'000 [ton/y]
Materia Annualmente Avviata a Dig. Anaer.	63'000 [ton/y]
Biogas Prodotto	9'077'341 [Nm ³ /y]
Tenore di Metano nel Biogas [%]	59.93 [%]
Fabbisogno Termico Dig. Anaer. [MWh/y]	7'200 [MWh/y]

Tabella 17 Informazioni globali digestione anaerobica

La sezione finale della scheda "4 – Digestione Anaerobica" permette di inserire le informazioni economiche relative ai biodigestori che, nel caso in oggetto, sono state mutate da un'indagine di mercato effettuata nel 2015 da G.A.I.A.:

Acquisto e Installazione Singolo Dig. Anaer.	4.850.000,00 €	[€]
Acquisto e Installazione Digestione Anaerobica	9.700.000,00 €	[€]
Manutenzione Annuo Digestore	1,00%	[%TPC]

Figura 45 Costi di acquisto e manutenzione digestori anaerobici – Fonte: [XXXVII]

Tali informazioni, comuni ad entrambi gli scenari considerati vengono acquisite in automatico dalle schede di valutazione economica successive.

6.4 Scenario Bio-CH₄

6.4.1 Meccanismo di Incentivazione D.M. 02/03/2018

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 2 Marzo 2018 [XVIII], pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 19 marzo, n.65 ed entrato in vigore il 20 marzo è stato emesso per rilanciare la filiera del biometano favorendone, in particolare, la penetrazione nel settore trasporti. Nel provvedimento si intende favorire, nello specifico, il combustibile da scarti di produzione e rifiuti; particolare supporto viene inoltre fornito alla riconversione di impianti biogas già esistenti, anche nell'ambito agricolo. A questo proposito è previsto un ammontare complessivo di misure di sostegno pari a 4.7 miliardi di euro fra il 2018 e il 2022.

Dal punto di vista strategico, la manovra mira a sostituire il biodiesel (maggioritariamente di importazione) con il biometano di origine nazionale, favorendo, così, la filiera agricola e la circolarità dell'economia.

Il precedente decreto di agevolazione per il bio-CH₄ (D.M. 05 dicembre 2013) aveva avuto impatto limitato per via delle difficoltà sia di tipo tecnico, legate alle modalità di immissione in rete, che economico, vista la limitata valorizzazione dei certificati di immissione in rete che rendevano il prodotto poco concorrenziale per le imprese.

Nell'ambito del target europeo di permeazione delle risorse rinnovabili, la percentuale di consumo di carburanti non fossili dovrà raggiungere il 10% entro il 2020, di cui biometano ed altri biocarburanti avanzati dovranno ricoprire, complessivamente, lo 0.9% (per poi incrementare fino all'1.85% nel 2022). Il target da biocarburanti dipenderà in maniera significativa dal bio-CH₄ che, da solo, dovrà coprire il 75% della quota prevista.

Rispetto al passato, il meccanismo incentivante prevede quote economiche particolarmente vantaggiose per il prodotto "avanzato", ottenuto, cioè, da FORSU proveniente da rifiuti urbani non differenziati, rifiuti organici provenienti da raccolta domestica e, e, parimenti, rifiuti e residui dell'attività dell'industria pastorale, frazione di biomassa proveniente da rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana e animale (come residui della pesca e del commercio all'ingrosso e al dettaglio), paglia, concimi animali e fanghi di depurazione.

I benefici previsti dal decreto sono applicabili a impianti di nuova realizzazione che entrino in servizio dopo il 20 marzo 2018 ma non oltre il 31 dicembre 2022. Una sezione dedicata del provvedimento, inoltre, è prevista per l'incentivazione alla riconversione di impianti a biogas convenzionali già esistenti.

Al fine di accedere alla procedura di sostegno economico, è necessario comunicare al GSE le informazioni relative all'impianto ed al suo funzionamento; nel caso in cui la richiesta sia giudicata positivamente, l'agevolazione di durata ventennale consisterà in Certificati di Immissione in Consumo rilasciati al produttore di bio-metano certificato immesso nel settore trasporti. Il produttore, quindi, oltre ai proventi dalla vendita del metano, otterrà dal GSE un CIC (del valore di 375€) ogni 10 MCal equivalenti immesse nella rete dei trasporti. Nel caso in cui il carburante sia certificato come "avanzato", sarà possibile ottenere oltre al rilascio dei CIC (a fronte di immissione di gas equivalente a 5 Mcal), l'ulteriore vantaggio della vendita diretta del combustibile al GSE. Quest'ultimo provvederà quindi all'immissione nel mercato dei trasporti.

Il mercato dei certificati di immissione in consumo è rivolto ai cosiddetti "soggetti obbligati", ovvero gli attori del mercato dei combustibili tradizionali, obbligati per legge ad contribuire con un certo ammontare minimo di biocarburanti, proporzionalmente al quantitativo fossile commercializzato. Nel caso il soggetto obbligato non sia in grado di assolvere in prima persona tale prescrizione, può acquistare i CIC corrispondenti alla sua quota da un altro soggetto che ne abbia in sovrabbondanza.

Contesto Normativo

Il suddetto decreto (D.M. 02/03/2018) promuove:

- Biometano immesso nella rete del gas naturale senza destinazione d'uso specifica mediante rilascio della Garanzia di Origine (art. 4 D.M. 02/03/2018)
- Biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica nei trasporti (art. 5 D.M. 02/03/2018)
- Biometano avanzato immesso nella rete del gas naturale e destinato ai trasporti (art. 6 D.M. 02/03/2018)
- Biocarburanti avanzati diversi dal biometano immessi in consumo nel settore trasporti (art. 7 D.M. 02/03/2018)
- Riconversione degli impianti a biogas esistenti (art. 8 D.M. 02/03/2018)

Al fine di immettere il biometano in rete, è necessario attenersi alle normative di garanzia di qualità, rispetto dei parametri chimico-fisici, odorizzazione e pressione di immissione. In particolare, a questo proposito, si fa riferimento al D.M. 18 maggio 2018 – “Gas combustibile: aggiornamento della regola tecnica”, le cui disposizioni sono sintetizzate nella tabella seguente.

Parametro	Valori di accettabilità	Unità di misura
Metano	(*)	
Etano	(*)	
Propano	(*)	
Iso-butano	(*)	
Normal-butano	(*)	
Iso-pentano	(*)	
Normal-pentano	(*)	
Esani e superiori	(*)	
Azoto	(*)	
Ossigeno	$\leq 0,6$	% mol
Anidride carbonica	$\leq 2,5$	% mol
Solfuro di idrogeno	≤ 5	mg/ Sm ³
Zolfo da mercaptani (**)	≤ 6	mg/ Sm ³
Zolfo totale (**)	≤ 20	mg/ Sm ³
Potere Calorifico Superiore	34,95 ÷ 45,28	MJ/Sm ³
Indice di Wobbe	47,31 ÷ 52,33	MJ/Sm ³
Densità relativa	0,555 ÷ 0,7	--
Punto di rugiada dell'acqua (alla pressione di 7000 kPa relativi)	≤ -5	°C
Punto di rugiada degli idrocarburi (nel campo di pressione di 100÷7000 kPa relativi)	≤ 0	°C
(*) per tali componenti i valori di accettabilità sono intrinsecamente limitati dal campo di accettabilità dell'indice di Wobbe		
(**) escluso lo zolfo da odorizzante		

Figura 46 Caratteristiche gas di rete - Fonte: D.M. 18/05/2018

L'immissione di gas nella rete richiede il rispetto di tre parametri chimico-fisici caratterizzanti la miscela gassosa:

- **Densità Relativa (GG, “Gas Gravity”)**, ovvero rapporto fra le densità del gas prodotto e dell'aria, in condizioni standard (288.15 K, 101325 Pa)

$$GG = \frac{\rho_{bioCH_4}}{\rho_{aria}} \quad [-]$$

Equazione 29 Gas Gravity

- **Potere Calorifico Superiore (PCS)**
- **Indice di Wobbe (IW)**

$$IW = \frac{PCS}{\sqrt{GG}} \quad \left[\frac{kWh}{m^3} \right]$$

Equazione 30 Indice di Wobbe

L'onere di accertamento che il biometano immesso in rete abbia caratteristiche di qualità conformi alle prescrizioni spetta al Gestore di rete; d'altro canto il produttore è tenuto a garantire l'effettiva attinenza alle specifiche normative. Il provvedimento, inoltre, ha individuato nel GSE l'organo facente le veci di soggetto certificatore della qualità del combustibile incentivato, stabilendo inoltre le modalità di definizione dei quantitativi ammessi, l'identificazione dei soggetti responsabili dell'invio al GSE dei dati di misura finalizzati alla fatturazione e le altre informazioni accessorie (contenuti del contratto bilaterale, data di ingresso in esercizio e PCI).

A partire dall'ottobre 2014, con l'emissione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (10/04/2014) sono state aggiornate le modalità e gli obblighi relativi all'immissione sul mercato di biocombustibili, anche avanzati. A tale proposito, la norma ha decretato l'obbligo, per i soggetti che immettono sul mercato combustibili da fonte non rinnovabile, di immettere un determinato quantitativo minimo di biocarburanti, proporzionalmente all'ammontare complessivo trattato. L'evoluzione temporale dell'obbligo è riportata nella tabella seguente, tratta dalle procedure applicative per l'accesso agli incentivi emessa dal GSE:

In particolare, inoltre, a partire dal 2018, i soggetti obbligati sono costretti ad assolvere una frazione del proprio contributo con biocarburanti di natura "avanzata" ovvero prodotto a partire da materie prime di scarto (come riportato nell'allegato 1, parte 2-bis del D.Lgs. 03/03/2011, "Biocarburanti Avanzati"). Nello specifico, l'obbligo "avanzato" deve essere assolto al 75% da bio-CH₄ e per il restante 25% con altri biocarburanti. La tabella seguente riporta l'evoluzione dell'obbligo di immissione di quote rinnovabili entro il 2022:

Anno di immissione in consumo	Obbligo complessivo (composto da Obbligo avanzato e non avanzato)	Obbligo avanzato (rappresenta una parte dell'obbligo complessivo)
2015	5,0%	-
2016	5,5%	-
2017	6,5%	-
2018	7,0%	0,6%
2019	8,0%	0,8%
2020	9,0%	0,9%
2021	9,0%	1,5%
2022	9,0%	1,85%

Figura 47 Obblighi di immissione biocombustibili per soggetti obbligati - Fonte: Procedure operative GSE al D.M. 02/03/2018

La verifica dell'adempimento degli obblighi viene perpetrata dal GSE tramite il rilascio dei Certificati di Immissione in Consumo. Nello specifico un CIC certifica l'immissione di biocombustibile da fonte rinnovabile in quantità pari a:

- 10 Gcal di biocarburante non "avanzato"
- 5 Gcal di biocarburante "avanzato"

Il CIC si configura così come un'entità rilasciata dal GSE ai produttori di biocarburanti, di valore economico definito e quindi commerciabile. I soggetti obbligati che non siano in grado, in prima persona, di adempiere agli obblighi di miscelazione di biocombustibili previsti dalla tabella preedente potranno assolvere al proprio obbligo acquistando i corrispondenti CIC da produttori che ne abbiano in sovrabbondanza.

Il meccanismo di rilascio di certificati di immissione è strutturato in maniera tale da consentire la distinzione per origine del biocarburante. Tali certificati, inoltre, sono provvisti di scadenza: detto "N" l'anno in cui avviene l'immissione in rete del biocarburante, i corrispondenti CIC verranno rilasciati con data di riferimento "N+1" al solo produttore qualificato ai sensi del Decreto 02/03/2018. Quest'ultimo potrà utilizzarli o venderli affinché questi coprano un obbligo di immissione relativo all'annata "N+1". Il controllo dell'adempimento agli obblighi relativi a "N" viene effettuato da GSE nell'ottobre dell'anno "N+1", eventuali CIC eccedenti ed avanzati potranno essere utilizzati per le quote "N+2"; oltre tale scadenza saranno annullati.

Impianti di Produzione Ammessi

L'accesso agli incentivi richiede anzitutto la preventiva qualifica dell'impianto di produzione presso il GSE. Un'ulteriore limitazione è rappresentata dalla produzione annua massima ammessa per singolo impianto, rispettivamente pari a:

- 220'913'107.5 Sm³ annui di bio-CH₄ avanzato. Essendo la densità del CH₄ pari a 0.71682 kg/Sm³, tale limite risulta pari a 158'355 tonnellate annue circa.
- 150'000 tonnellate annue di altri biocarburanti avanzati diversi da bio-CH₄

Globalmente il Decreto prevede un limite massimo di producibilità annua incentivata di bio-CH₄ pari a 1.1 miliardi di Sm³.

L'accesso agli incentivi da bio-CH₄ richiede inoltre che il produttore immetta il carburante nella rete del gas naturale intesa dal legislatore come *"Tutte le reti ed i sistemi di trasporto e distribuzione del gas naturale, fra cui la rete idraulica di trasporto – AP – e di distribuzione – BP –, i mezzi di trasporto del gas naturale sia allo stato gassoso che liquido e i distributori di gas naturale sia gassoso che liquido per i trasporti)"*.

Modalità di Incentivazione

All'incentivo relativo al bio-CH₄ possono quindi accedere precise categorie di impianto:

- Impianti di produzione bio-CH₄ nuovi ed entrati in funzione dopo il 20/03/2018 ma entro il 31/12/2022, fra cui anche impianti di ricezione e trattamento biologico della FORSU a fini di compostaggio già esistenti in data di entrata in vigore del Decreto e riconvertiti.
- Impianti di produzione di biogas già esistenti alla data di entrata in vigore del decreto e riconvertiti a bio-CH₄.

Il decreto prevede, inoltre, specifiche relativamente agli impianti per la produzione di altri biocarburanti ammessi agli incentivi per il cui dettaglio si rimanda al testo originale.

Al fine di accedere agli incentivi, come detto, è necessario certificare che il bio-CH₄ sia immesso nella rete dei trasporti, questa condizione, come riportato nell'articolo 5 del decreto, può essere attestata tramite:

- Contratti stipulati dal produttore con titolari di impianti di distribuzione stradale e autostradale
- Fatture tra produttore di biometano e titolare dell'impianto di distribuzione stradale e autostradale

Nel caso in cui, inoltre, il produttore abbia il titolo di “avanzato”, il ritiro di biometano immesso nelle reti con obbligo di connessione a terzi, può avvenire anche direttamente tramite GSE. Il Gestore dei Servizi Energetici, in questo caso, provvederà a valorizzare il gas immesso al prezzo medio sul mercato a pronti del gas naturale (MPGAS) riferito al mese di produzione e decurtato del 5%.

In ogni caso, sia che il biometano sia certificato “avanzato” o meno, il GSE riconoscerà (con tuttavia diverso parametro di valorizzazione) un quantitativo di CIC commisurato al quantitativo immesso in rete; il fattore di conversione da energia immessa a valorizzazione in CIC applicato, come specificato nel decreto, dipende dall’origine della materia prima.

È opportuno specificare inoltre che le agevolazioni specifiche previste per il bio-CH₄ avanzato (art.6 D.M. 02/03/2018) abbiano durata complessiva pari a dieci anni continuativi dalla data di decorrenza dell’incentivazione. Al termine di tale scadenza, pertanto, anche in questo caso, si ricadrà per i rimanenti dieci anni di validità del periodo di attuazione delle sovvenzioni nella modalità meno favorevole prevista per il biometano non avanzato immesso nella rete trasporti (art.5 D.M. 02/03/2018).

Al fine di stimare preventivamente l’ammissibilità di un impianto al meccanismo incentivante il GSE aggiorna una graduatoria degli impianti e dei quantitativi massimi annui ritirabili di bio-CH₄. Nel caso in cui un impianto vi sia ammesso, la stima preliminare dei CIC ad esso spettanti viene realizzata sulla base della capacità produttiva stimata da GSE, assunto che funzioni in maniera continuativa per 8760 h/anno. La graduatoria stilata da GSE è realizzata inserendo gli impianti in ordine corrispondente alla loro data di esercizio fino al raggiungimento del 90% della massima quantità annua ritirabile. A tale proposito vengono esclusi completamente gli impianti il cui apporto comporterebbe lo sfioramento del limite del 90% della stima che potranno accedere però agli incentivi relativi al biometano avanzato (art.5 D.M. 02/03/2018).

La procedura di stima preventiva dei CIC da attribuire ai singoli impianti è effettuata sulla base di:

$$CIC = \frac{G \cdot h_{eq} \cdot PCI}{5}$$

Equazione 31 Metodo di attribuzione dei CIC

Dove:

- G - producibilità secondo stima GSE [Sm³/h]
- h_{eq} - assimo numero di ore di funzionamento annuo, pari a 8760 [h/y]
- PCI – stima del potere calorifico inferiore del bio-CH₄, pari a 0.008111 [Gcal/Sm³]
- Denominatore fattore di conversione da Gcal a CIC, pari a 0.20 [CIC/Gcal] (eventualmente maggiorabile in casi specifici)

Il valore economico, riconosciuto dal GSE ad un CIC è stabilito pari a 375€.

Maggiorazioni Previste per Impianti di Distribuzione e Liquefazione Pertinenti

Nel caso il produttore di biometano avanzato realizzi contestualmente alla piattaforma di generazione del combustibile una struttura di liquefazione o distribuzione (sia in forma liquefatta che gassosa), può ottenere un ulteriore supporto economico della durata massima di dieci anni continuativi a partire dalla data di inizio esercizio della sezione di liquefazione e/o distribuzione, ma comunque non oltre i primi dieci anni di incentivazione della piattaforma produttiva. L’ammontare del sostegno equivarrà al 70% del costo di realizzazione della sezione, con limiti massimi pari a:

- € 1'200'00.00 per ogni impianto di liquefazione realizzato
- € 600'000.00 per ogni impianto di distribuzione realizzato

A fini preventivi, il Decreto specifica inoltre i termini temporali di funzionamento minimo delle sezioni di liquefazione e/o distribuzione pertinenti, pari a 10 anni dall’entrata in funzione. In caso tale limite minimo

di durata non sia rispettato, il fruitore dell'incentivo sarà obbligato alla restituzione dell'intero ammontare ricevuto.

Precisazioni sulla Natura delle Materie Prime e Tipologie di Incentivo:

L'esatto elenco delle materie prime il cui utilizzo dà diritto alla certificazione di bio-CH₄ "avanzato" sono tratte dall'Allegato 3 al D.M. 10 ottobre 2014 [XXVIII].

In particolare, la sezione "A" dell'allegato va a specificare tutte le materie prime il cui contributo, ai fini dell'attribuzione dei CIC, è pari al doppio del loro contenuto energetico (1 CIC ogni 5 Gcal invece che ogni 10 Gcal).

Fra le voci elencate, per il cui dettaglio si rimanda ai documenti allegati, nel caso specifico relativo all'impianto di San Damiano d'Asti, risultano corrispondenti:

"Rifiuto organico come definito all'articolo 183, comma 1, lettera d) proveniente dalla raccolta domestica e soggetto alla raccolta differenziata di cui all'articolo 183, comma 1, lettera p), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152. (...) A tale voce corrisponde la frazione organica dei rifiuti solidi urbani raccolta in maniera differenziata fin dall'origine. In tale voce si intendono compresi i seguenti CER"

1. 20 01 08: rifiuti biodegradabili da cucine e mense 20 01 38: legno, diverso da quello alla voce 20 01 37
2. 20 02 01: rifiuti biodegradabili da giardini e parchi
3. 20 03 02: rifiuti dei mercati

"Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti ed ai residui dell'attività e dell'industri forestale quali corteccia, rami, prodotti di diradamenti precommerciali, foglie, aghi, chiome, segatura, schegge, liscivio nero, liquame marrone, fanghi di fibre, lignina e talliolo."

Al fine di ottenere l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione di biometano, come specificato nelle procedure applicative del decreto, è necessario individuare chiaramente le materie prime di alimentazione dell'impianto.

A seconda del regime autorizzativo previsto per l'impianto, considerata la classificazione delle materie prime previste fra:

- "Avanzate" (parte A, allegato 1, parte 2 bis D.Lgs. 3/03/2011, n°28 e s.m.i.)
- "Double Counting" (parte B, allegato 1, parte 2 bis D.Lgs. 3/03/2011, n°28 e s.m.i.)
- "Single Counting" (diverse da quelle elencate nella parte A, allegato 1, parte 2 bis D.Lgs. 3/03/2011, n°28 e s.m.i.)

Si configurano quindi diversi regimi incentivanti, riassunti nella seguente tabella:

Caso	Tipologia richiesta incentivo	Materie prime autorizzate	Tipologia CIC spettanti	Quantificazione CIC spettanti
1	Art. 5	<i>Single counting</i> > 30%	CIC	1 CIC ogni 10 Gcal per il 100% dell'energia incentivata
2	Artt. 5 e 6	Avanzate = 100%	CIC biometano av.	1 CIC ogni 5 Gcal per il 100% dell'energia incentivata
3	Art. 7	Avanzate = 100%	CIC altri biocarb. av.	1 CIC ogni 5 Gcal per il 100% dell'energia incentivata
4	Art. 5	<i>Single counting</i> = 0 <i>Double counting</i> ≥ 30% Avanzate < 70%	CIC	1 CIC ogni 5 Gcal per il 100% dell'energia incentivata
5	Art. 5	<i>Single counting</i> ≠ 0 <i>Double counting</i> + Avanzate ≥ 70% Avanzate < 70%	CIC	1 CIC ogni 5 Gcal per il 70% dell'energia incentivata
				1 CIC ogni 10 Gcal per il 30% dell'energia incentivata
6	Artt. 5 e 6	<i>Single counting</i> ≠ 0 Avanzate ≥ 70%	CIC biometano av.	1 CIC ogni 5 Gcal per il 70% dell'energia incentivata
			CIC	1 CIC ogni 10 Gcal per il 30% dell'energia incentivata
7	Artt. 5 e 6	<i>Single counting</i> = 0 <i>Double counting</i> ≠ 0 Avanzate ≥ 70%	CIC biometano av.	1 CIC ogni 5 Gcal per il 70% dell'energia incentivata
			CIC	1 CIC ogni 5 Gcal per il 30% dell'energia incentivata

Figura 48 Fattori di conversioni energia immessa - CIC - Fonte: Procedure applicative GSE al D.M. 02/03/2018

La materia prima prevista in ingresso all'impianto di San Damiano risulta essere al 100% parte dell'elenco delle avanzate. Il meccanismo autorizzativo e di sovvenzione applicabile, pertanto, risulta essere la produzione di bio-CH₄ da materia prima avanzata con rilascio di 1 CIC a seguito dell'immissione nella rete del gas naturale di un quantitativo di bio-fuel pari ad un contenuto energetico di 5 Gcal.

Al fine di accedere al meccanismo di incentivazione è necessario, inoltre, rientrare nei parametri di sostenibilità previsti dalle direttive europee sui biocarburanti (2009/28/CE, 2009/30/CE), finalizzate a normare la produzione sostenibile di biocarburanti e bioliquidi. Tali norme sono state recepite a livello nazionale con l'istituzione del "Sistema di Certificazione Nazionale della Sostenibilità dei Biocarburanti e Bioliquidi" (D.I. 23/12/2012). È previsto dal decreto che i portatori di interesse operanti nella filiera dei biocarburanti aderiscano al sistema di certificazione scegliendo un organo esterno di certificazione accreditato che svolga le verifiche preliminari di accesso e quelle successive di controllo. Il produttore di bio-CH₄, è tenuto ad adottare un opportuno sistema di gestione della documentazione e della rintracciabilità come da normativa UNI-TS 11567. La conformità della catena di produzione del biofuel garantisce il rilascio, da parte dell'ente certificatore accreditato, del Certificato di Conformità.

Contratti di Fornitura per l'Immissione nella Rete dei Trasporti

La condizione fondamentale per la concessione degli incentivi da parte del GSE prevede che il biometano prodotto venga immesso nella rete dei trasporti.

L'immissione in consumo del bio-CH₄ nei trasporti è dimostrabile con attestazioni di stipula ed applicazione di contratti di fornitura ad impianti di distribuzione stradale ed autostradale o verso impianti di distribuzione privati con destinazione d'uso il settore dei trasporti. Una copia di tali contratti deve essere fornita al GSE durante la fase precedente l'erogazione dell'incentivo. Nel caso in cui, invece, il produttore decida di avvalersi della possibilità di ritiro da parte del GSE, sarà quest'ultimo, direttamente o indirettamente, a provvedere alla stipula di contratti di fornitura a distributori stradali, autostradali o reti private a destinazione d'uso trasporti.

Nel caso in cui il produttore decida di destinare la produzione di biometano ad una rete con obbligo di connessione di terzi, è necessario anzitutto richiedere l'allacciamento al gestore della rete di trasporto o distribuzione. Inoltre, le opere di connessione alla rete devono essere realizzate nel rispetto degli standard tecnici fissati dai gestori delle reti stesse, in particolar modo in fatto di pressione di immissione, composizione, PCS e odorizzazione.

Procedura di Qualifica degli Impianti

Al fine di ottenere la qualifica degli impianti e, di conseguenza, accedere alla procedura di incentivazione, è necessario fornire periodicamente a GSE adeguata documentazione. In primo luogo, anche se eventualmente ancora sprovvisto di autorizzazione alla costruzione, il futuro gestore dell'impianto deve richiedere la "Qualifica a Progetto" cui faranno seguito successivamente la comunicazione di inizio lavori (entro 18 mesi dalla Qualifica) e di entrata in servizio dell'impianto corredata dall'autorizzazione di costruzione e operazione dell'impianto. A seguito di adeguata verifica di dati, documenti, congruità delle informazioni fornite ed esame tecnico-amministrativo, il processo di qualifica si chiuderà entro un termine massimo di 120 giorni dalla data di ricevimento della richiesta.



Figura 49 Cronoprogramma procedura di accesso agli incentivi - Fonte: Procedure applicative GSE al D.M. 02/03/2018

Procedura di Calcolo dell'Energia Incentivabile per gli Impianti di Produzione Biometano

Il D.M. 02/03/2018 prevede un'ampia casistica di impianti soggetti ad incentivo; a seconda della soluzione tecnica scelta e delle caratteristiche del biometano immesso in rete, le modalità di calcolo dell'ammontare dell'energia incentivata possono essere considerevolmente diverse, sia nel caso di ritiro fisico da parte del GSE che nel caso di vendita diretta alla distribuzione stradale. A seconda della configurazione scelta, inoltre,

variano le richieste normative in fatto di numero e posizionamento dei sistemi di misura della quantità immessa in rete.

Nel seguito verrà descritta nel dettaglio soltanto la configurazione impiantistica maggiormente attinente all'implementazione nel sito di San Damiano d'Asti, tenuto conto delle esigenze aziendali in termini di coesistenza della sezione di bio-metanazione con la rimanente sezione di impianto dedicata a compostaggio, alla luce della qualifica di "avanzato" garantita dall'origine della materia prima.

La soluzione impiantistica che meglio assolve le esigenze suddette risulta essere il ritiro fisico da parte de GSE, con la conseguente immissione nella rete del gas naturale, destinazione trasporti, con obbligo di connessione di terzi. Tale configurazione è prevista nella Procedura Applicativa del D.M. 02/03/2018, secondo la seguente rappresentazione:

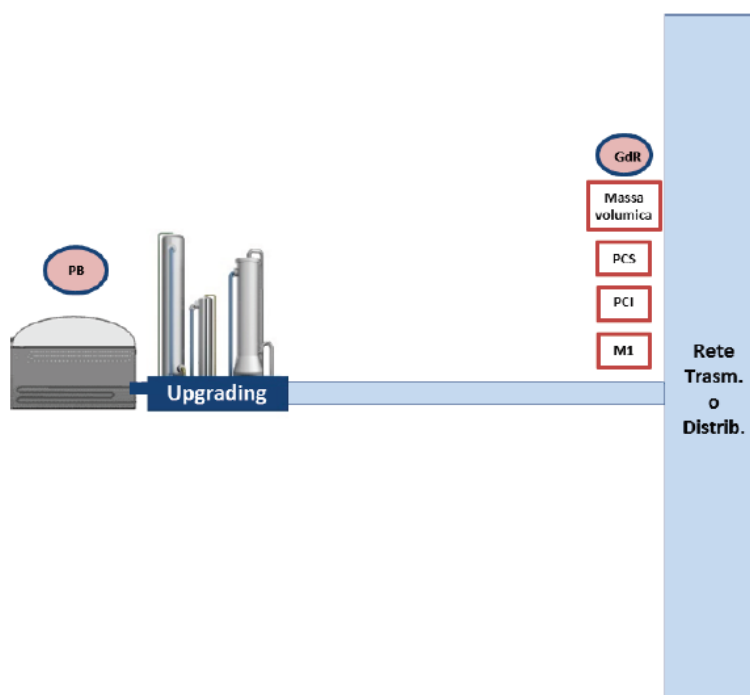


Figura 50 Configurazione impiantistica corrispondente all'impianto considerato - Fonte: Procedure operative GSE al D.M. 02/03/2018

Nel caso in oggetto, il quantitativo di bioCH₄ ammesso all'incentivazione è calcolabile, come specifiche da decreto, come:

$$Ei_n = M1_n \cdot PCI_n$$

Equazione 32 Calcolo dell'energia incentivata ai sensi del D.M. 02/03/2018

Dove:

- Ei_n energia incentivabile nel mese ennesimo
- $M1_n$ quantità di biometano immessa in rete, misurata nel mese "n" in corrispondenza del punto di immissione in rete con obbligo di connessione di terzi
- PCI_n valor medio del potere calorifico inferiore, ponderato sulla quantità immessa nel mese "n" e determinato sulla base della composizione chimica del prodotto rilevata con frequenza almeno giornaliera in corrispondenza del punto di immissione in rete

Il decreto, inoltre, specifica anche l'energia soggetta a ritiro da parte del GSE, con formula analoga ma, in questo caso, riferentesi al potere calorifico superiore:

$$Ei RIB_n = M1_n \cdot PCS_n$$

Equazione 33 Calcolo dell'energia soggetta a ritiro da parte di GSE ai sensi del D.M. 02/03/2018

Dove:

- $Ei RIB_n$ energia ritirata da GSE nel mese ennesimo
- $M1_n$ quantità di biometano immessa in rete, misurata nel mese "n" in corrispondenza del punto di immissione in rete con obbligo di connessione di terzi
- PCS_n valor medio del potere calorifico superiore, ponderato sulla quantità immessa nel mese "n" e determinato sulla base della composizione chimica del prodotto rilevata con frequenza almeno giornaliera in corrispondenza del punto di immissione in rete

Il decreto prescrive, inoltre, le diverse misure di parametri chimico-fisici riferiti al flusso di biometano immesso in rete, come descritto nella seguente tabella:

Grandezza rilevata	Responsabile raccolta e validazione delle misure	Trasmissione delle misure	Unità di misura	Periodo di riferimento del dato	Frequenza di trasmissione
M1	GdR	GdR	Sm ³	Mese "n" e dettaglio giornaliero	Mensile, entro giorno 10 del mese "n+1"
PCI	GdR	GdR	kWh/ Sm ³	Mese "n" e dettaglio giornaliero	Mensile, entro giorno 10 del mese "n+1"
PCS	GdR	GdR	kWh/ Sm ³	Mese "n" e dettaglio giornaliero	Mensile, entro giorno 10 del mese "n+1"
Massa Volumica	GdR	GdR	Kg/ Sm ³	Mese "n" e dettaglio giornaliero	Mensile, entro giorno 10 del mese "n+1"

Tabella 18 Parametri da comunicare a GSE per fruire dell'incentivo ai sensi del D.M. 02/03/2018

Il decreto prevede un ampio ventaglio di variazioni impiantistiche, fra cui si annovera la possibilità di inframezzare la produzione e l'immissione in rete con trasporto tramite carri bombolai per gas compresso, soluzioni con liquefazione in conseguenza all'upgrading, immissione frazionata fra rete e distributori stradali, nonché tutte le possibili combinazioni complesse delle voci sopra citate. Per la descrizione di dettaglio delle possibilità previste si rimanda al testo del decreto e delle relative misure applicative.

Procedura di Calcolo delle Maggiorazioni per la Realizzazione di Impianti di Liquefazione e/o Distribuzione Pertinenti

La realizzazione e l'esercizio di un impianto di distribuzione e/o di liquefazione rende il produttore di biometano eleggibile al ritiro di ulteriori maggiorazioni.

Nel caso della costruzione di un impianto di distribuzione, la maggiorazione può essere valutata con la formula proposta nelle misure applicative del D.M. 02/03/2018:

$$M\ CIC\ distr_n = 0.2 \cdot \frac{Fattura_n^p \cdot PCI_n}{5}$$

Equazione 34 Metodo di attribuzione di CIC addizionali per impianti di distribuzioni pertinenti ai sensi del D.M. 02/03/2018

Dove:

- $M\ CIC\ distr_n$ è la maggiorazione in termini di CIC spettanti relativamente alle maggiorazioni per la realizzazione dell'impianto di distribuzione annesso, riferita al mese "n"
- $Fattura_n^p$ è il quantitativo di biometano fatturato nella mensilità "n" fra il produttore ed il soggetto titolare della rete di distribuzione pertinente
- $PCIn$ è il valor medio del potere calorifico inferiore, ponderato sulla quantità immessa nel mese "n" espresso in $[Gcal/Sm^3]$

Le misure applicative del decreto precisano che *"l'impianto di distribuzione pertinente deve essere nella titolarità di una società diversa rispetto a quella di produzione e con oggetto sociale coerente con tale attività, o alternativamente, ai fini della quantificazione dell'energia incentivabile, il Produttore dovrà fornire documenti alternativi alle fatture, quale ad esempio il documento di trasporto (DDT) o documenti equivalenti, che attestino i quantitativi di biometano avanzato scambiati tra l'impianto di produzione e quello di distribuzione"*.

La maggiorazione mensile verrà pertanto concessa alla società titolare dell'impianto di distribuzione sino al raggiungimento della soglia massima prevista:

$$CIC_{MAX}^{distr} = \frac{\min(I_{MAX}^{distr}; 0.70 \cdot I_{TOT})}{375} \cdot \%_{investimento}$$

Equazione 35 Vincoli massimi di rimborso delle spese sostenute per l'impianto di distribuzione annesso ai sensi del D.M. 02/03/2018

Dove:

- I_{MAX} valore massimo degli incentivi previsti per impianti di distribuzione, pari a 600'000€
- I_{TOT} investimento effettuato per la realizzazione dell'impianto di distribuzione pertinente
- $\%_{investimento}$ percentuale di partecipazione all'investimento per la realizzazione dell'impianto di distribuzione pertinente da parte dello specifico produttore

Parimenti, la realizzazione di un impianto di liquefazione del biometano comporta un ulteriore incremento degli incentivi secondo:

$$M\ CIC\ liq_n = 0.2 \cdot \frac{Ei_n^p}{5}$$

Equazione 36 Metodo di attribuzione di CIC addizionali per impianti di liquefazione pertinenti ai sensi del D.M. 02/03/2018

La soglia massima di sovvenzione supplementare è calcolata invece con:

$$CIC_{MAX}^{liq} = \frac{\min(I_{MAX}^{liq}; 0.70 \cdot I_{TOT})}{375} \cdot \%_{investimento}$$

Equazione 37 Vincoli massimi di rimborso delle spese sostenute per l'impianto di liquefazione annesso ai sensi del D.M. 02/03/2018

Con significato dei fattori analogo al caso precedente, salvo il valore dell'investimento massimo ammesso: 1'200'000€.

Valutazione Economica Complessiva dell'Incentivazione

Nel caso in cui, analogamente alla condizione di San Damiano d'Asti, l'impianto sia autorizzato all'esclusivo trattamento di materia prima avanzata, il ricavo dalla produzione di biometano sarà garantito dalla contemporanea ricezione di certificati di immissione in consumo e dalla valorizzazione del prodotto finito.

Per quanto riguarda la concessione di certificati di immissione in consumo, il numero di CIC spettanti sarà quindi pari a:

$$CIC_{BioCH_4 \text{ avanzato}} = \frac{Ei_n}{5} + \sum_{p=1}^P M \text{ CIC } distr_n^p + \sum_{p=1}^L M \text{ CIC } liq_n^p$$

Equazione 38 Metodo di calcolo complessivo dei CIC spettanti

Dove:

- Ei_n energia incentivabile nel mese “n” [Gcal]
- P numero totale di impianti di distribuzione pertinenti
- L numero totale di impianti di liquefazione pertinenti

La valorizzazione del prodotto finito, nel caso in cui il produttore di bio-CH₄ avanzato decida di richiedere il ritiro fisico totale da parte del GSE, è valutata secondo la formula:

$$Corrispettivo \text{ Fisico}_n = Ei \text{ RIB}_n \cdot PMPGAS_n$$

Equazione 39 Corrispettivo fisico al produttore

Dove:

- $Ei \text{ RIB}_n$ energia ritirata da GSE [MWh]
- $PMPGAS_n$ prezzo medio ponderato con la quantità sul mercato a pronti del gas naturale (MPGAS) nel mese di cessione, decurtato del 5% [€/MWh]

Modalità di Valorizzazione dei CIC

I produttori di bio-CH₄ avanzato rientranti in graduatoria possono ottenere, su base mensile, la valorizzazione dei certificati entro 90 giorni dal termine del mese cui la produzione si riferisce. La conversione dei CIC in valuta è a carico dei soggetti obbligati interessati e, pertanto, è condizionata dal pagamento da parte di questi ultimi.

La procedura prevede che il Gestore di Rete (GdR), entro il giorno 10 del mese successivo alla produzione, fornisca i dati a GSE. La conferma delle informazioni caricate dal GdR arriva tramite procedura auto dichiarativa da parte del produttore. Entro la fine del mese successivo, salvo l'assoluzione dei pagamenti da parte dei soggetti obbligati, il GSE fattura il controvalore dei CIC al produttore. Eventuali CIC spettanti ma non fatturati per ritardi di pagamento da parte dei soggetti obbligati saranno poi destinati alle mensilità successive.

Modalità di Valorizzazione del Bio-Metano Ritirato da GSE

La valorizzazione del biometano è valida per gli impianti produttori di combustibile “avanzato” rientranti in graduatoria secondo la valutazione descritta in precedenza. Entro il mese “n+2” (dove “n” è il mese di produzione) il produttore è tenuto a fatturare a GSE l'importo dovuto. Entro la fine del mese “n+3”, GSE provvede al pagamento. Eventuali ritardi nelle vendite del metano in rete possono comportare conseguenti ritardi nella fatturazione e nell'assoluzione dei pagamenti da parte di GSE.

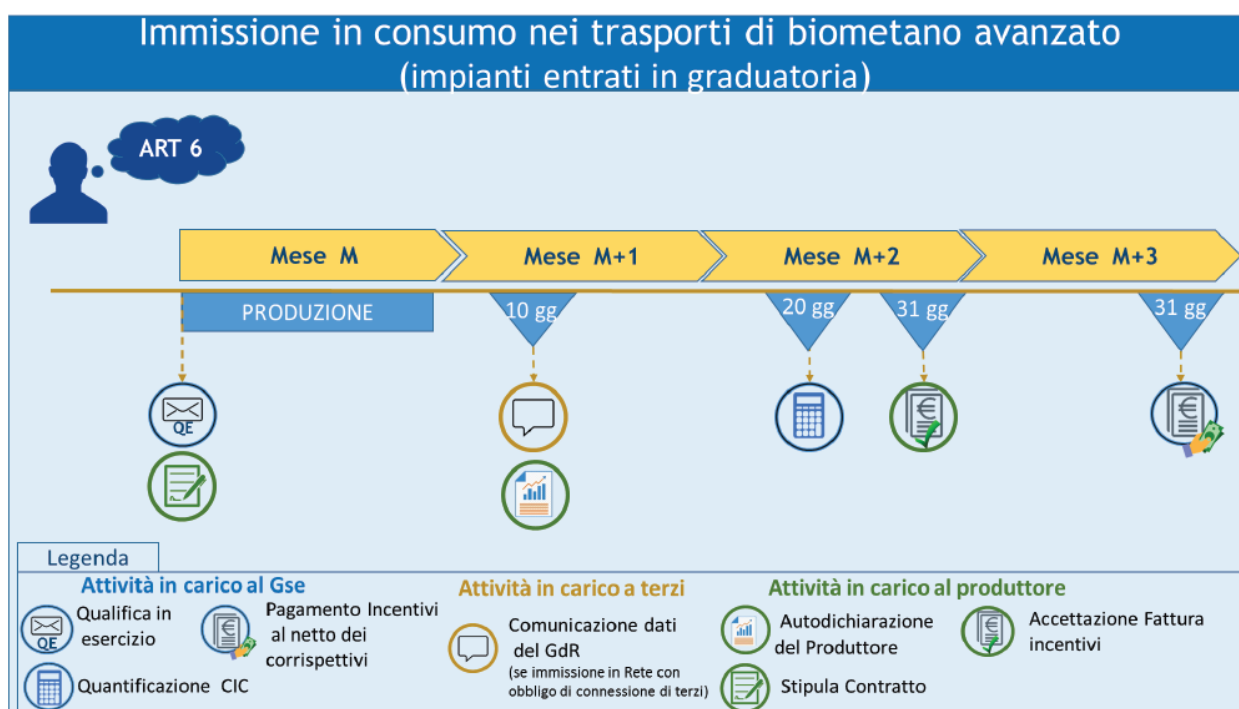


Figura 51 Cronoprogramma delle scadenze cui è soggetto il titolare dell'impianto

6.4.2 Configurazione Impiantistica e Calcoli di Dimensionamento

Dal punto di vista tecnico, l'upgrading del biogas prodotto da digestione anaerobica a biometano richiede l'installazione di un impianto di separazione del CH_4 dalla CO_2 e di eliminazione dei contaminanti quali H_2S , NH_3 ed umidità. Per la descrizione delle diverse alternative tecnologiche attualmente previste sul mercato si rimanda al capitolo specifico di questa tesi. In questa sede si considereranno soltanto gli aspetti di calcolo di dimensionamento e di implementazione sul modello Excel.

La scheda "6 – Ipotesi Upgrading" è dedicata al calcolo della producibilità di Bio- CH_4 sulla base dei risultati comuni delle precedenti cartelle. Il modello prevede una prima tabella, parzialmente automatica e parzialmente modificabile dall'utente, che riassume gli aspetti base della fase di ottenimento del metano da biogas:

Statistiche Biometano		
PCI	0,008111	[Gcal/Sm ³]
	0,009433	[MWh/Sm ³]
Produzione Annuia Biogas	9077341,00	[Nm ³ /y]
Concentrazione CH_4 nel Biogas	59,93%	[%]
Produzione Annuia CH_4	5440498,35	[Nm ³ /y]
Dispersioni e Perdite - Sez. Biogas	2%	[%]
Tecnologia Upgrading	PSA	[-]
Dispersioni e Perdite - Sez. Upgrading	2%	[%]
CH_4 Captato	5222878,41	[Nm ³ /y]

Figura 52 Maschera di calcolo automatico della produzione annua di metano e scelta tecnologia di upgrading

Il dato relativo al potere calorifico inferiore del bio- CH_4 è stato tratto direttamente dalle procedure applicative del D.M. 02/03/2018 emesse dal GSE ed utilizzato come riferimento in tutto il modello. La

tabella ricava la produzione annua di biogas, il corrispondente tenore in CH₄ e quindi la produzione annua di biometano da “2 – Alimentazione Digestore”.

La riga evidenziata in grigio consente all’utente di selezionare la tecnologia di upgrading del biogas (alternative a disposizione: scrubbing ad acqua, scrubbing fisico, scrubbing chimico ad ammine, pressione swing adsorption, tecnologia a membrana ad alta o bassa qualità) da un elenco a discesa. A seconda della scelta effettuata dall’utente, il foglio aggiorna automaticamente i parametri relativi all’upgrading, fra cui le perdite caratteristiche del sistema.

Note le perdite intrinseche del digestore (da “2 – Alimentazione Digestore”) e quelle dovute all’upgrading, la tabella presenta nell’ultima riga il valore del CH₄ captato.

La scelta della tecnologia di upgrading nella casella in grigio fa riferimento alla Figura 53, i cui dati provengono da letteratura[XI]:

Alternative Tecnologiche Upgrading: Performances e Costi						
Parametro	Scrubbing ad Acqua - "SA"	Scrubbing Fisico - "SF"	Scrubbing Chimico - "SC"	PSA	Membrane - "M_LOW"	Membrane - "M_HIGH"
Recupero di CH ₄ [%]	98	96	99,96	98	80	99,5
Slip CH ₄ [%]	2,0%	4,0%	0,0%	2,0%	20,0%	5,0%
Pressione di consegna [barg]	min	4,00	4,00	0,00	4,00	4,00
	max	8,00	8,00	0	7,00	7,00
Richiesta energetica [kWh _e /m ³]	0,46	0,58	0,27	0,46	0,25	0,43
Richiesta Termica	-	Medio	Alto	-	-	-
Livello di Temperatura [°C]	-	70 – 80°C	120 – 160°C	-	-	-
Necessità di Desolforazione	Dipende dal processo	Sì	4	Sì	Sì	Sì
Materiale di Consumo	Antivegetativo ed essiccante	Solventi organici	Soluzioni amminiche	Carboni attivi	-	-
Campo di Carico Parziale [%]	50 – 100	50 – 100	50 – 100	85 – 115	50 – 105	50 – 105
Costi di investimento [€/m ³ /h]	10.100,00 €	9.500,00 €	9.500,00 €	10.400,00 €	7.300,00 €	7.600,00 €
	5.500,00 €	5.000,00 €	5.000,00 €	5.400,00 €	4.700,00 €	4.900,00 €
	3.500,00 €	3.500,00 €	3.500,00 €	3.700,00 €	3.500,00 €	3.700,00 €
Costi operativi [€/m ³]	0,140	0,138	0,144	0,128	0,108	0,158
	0,103	0,102	0,120	0,101	0,077	0,116
	0,091	0,090	0,112	0,092	0,065	0,101

Codice Colore Costi	≈ 100 m ³ /h
	≈ 250 m ³ /h
	≈ 500 m ³ /h

Figura 53 Tabella riassuntiva delle caratteristiche delle diverse alternative per l'upgrading – Fonte Technische Universitat Wien

La tabella successiva presente nel foglio calcola, sulla base dei dati precedentemente inseriti e della scelta in fatto di upgrading, le informazioni sui quantitativi di Bio-CH₄ prodotto e le caratteristiche di qualità corrispondenti:

Verifiche Qualità Bio-CH ₄		
Matrici "Avanzate" a Digestione	63000	[ton/y]
Frazione Matrici "Avanzate" a Digestione	100%	[%]
CH ₄ Captato Orario	596,22	[Nm ³ /h]
	565,18	[Sm ³ /h]
	404,83	[kg/h]
CH ₄ Captato Annuo	5222878,41	[Nm ³ /y]
	4950995,10	[Sm ³ /y]
	3546334,44	[kg/y]
Limite Annuo Incentivazione	220913107,5	[Sm ³ /y]
Metano Incentivabile	4950995,10	[Sm ³ /y]

Figura 54 Verifica rispetto limite annuo di metano incentivato

In particolare, la prima riga ricava (da “2 – Alimentazione Digestore”) il quantitativo di materia prima categorizzabile come “avanzata” ai sensi del D.M. 02/03/2018, la seconda riga, calcola la percentuale di materia “avanzata” sul totale a digestione. Tale percentuale risulta fondamentale per la corretta attribuzione da parte dell’utente del rapporto CIC/Gcal nella scheda “A2 – MPGAS 2017”.

Le due sezioni seguenti della tabella riportano la produzione di Bio-CH₄ in diverse unità di misura (Nm³, Sm³ e kg) in riferimento, rispettivamente all'ora e all'anno. Per effettuare la conversione fra condizioni standard e normali è stato fatto uso dell'equazione di stato dei gas ideali alle rispettive pressioni e temperature.

L'ultima sezione della tabella riportata sopra presenta una prima riga finalizzata a evidenziare il limite annuo di incentivazione di Bio-CH₄ per ogni singolo impianto, così come riportato nelle procedure applicative al D.M. 02/03/2018, e una seconda riga in cui una condizione logica del tipo "SE" determina il quantitativo effettivo di metano captato che può accedere alla procedura incentivante. Nel caso in cui la produzione annua sia inferiore al limite, allora essa accederà integralmente alla sovvenzione, diversamente soltanto il quantitativo massimo ammesso risulterà nella casella del "Metano Incentivabile".

Nella stessa scheda sono inoltre presenti ulteriori tabelle che calcolano il fabbisogno energetico, il costo di acquisto e il costo operativo annuo del sistema di upgrading sulla base della scelta effettuata nel suddetto menu a tendina:

Fabbisogno Elettrico Upgrading		
CH ₄ Captato Orario	596,22	[Nm ³ /h]
Richiesta Elettrica	0,46	[kWh _e /m ³]
Fabbisogno Elettrico Orario	274,26	[kWh _e /h]
Fabbisogno Elettrico Annuo	2402,52	[MWh _e /y]

Costo di Investimento Upgrading		
CH ₄ Captato Orario	596,22	[Nm ³ /h]
Costo di Investimento Specifico	3700	[€/m ³ /h]
Costo di Investimento	2.206.010,29 €	[€]

Costo Operativo Upgrading		
CH ₄ Captato Orario	596,22	[Nm ³ /h]
Costo Operativo Specifico	0,092	[€/m ³]
Costo Operativo Orario	54,85 €	[€/h]
Costo Operativo Annuo	480.504,81 €	[€/y]

Figura 55 Tabelle di calcolo dei costi di acquisto ed elettrici del sistema di upgrading

Tutte e tre le tabelle ricavano la produzione oraria di Bio-CH₄ dalle sezioni precedenti, i costi (energetici ed economici) specifici derivano invece dalla Figura 53. I valori qui ottenuti sono riportati nella successiva scheda di analisi economica ("9a – Analisi Economica Upgrading").

Le sezioni successive della scheda sono volte a valutare altri aspetti economici relativi alla separazione del CH₄ dal biogas. Anzitutto si valutano i costi energetici dovuti alla compressione di biogas e biometano: il funzionamento delle diverse tecnologie di upgrading richiede un determinato livello pressorio: il funzionamento dei biodigestori, avviene a pressione leggermente maggiore a quella ambiente (0.05 barg [XXXVII]).

Pressione all'uscita del digestore	0,05	[barg]	Pressione all'uscita del digestore	1,05	[bar]
Pressione max sezione upgrading	7	[barg]	Pressione max sezione upgrading	8	[bar]
Pressione min sezione upgrading	4	[barg]	Pressione min sezione upgrading	5	[bar]

Figura 56 Pressioni operative digestori anaerobici e sistema di upgrading

La prima riga della tabella sopra riportata richiede all'utente di inserire la pressione relativa di funzionamento del digestore, la seconda e la terza ricavano il valore minimo e massimo di funzionamento della tecnologia di upgrading desiderata, è possibile così ricavare il valore massimo e minimo del rapporto di compressione:

β_{max}	7,619	[-]
β_{min}	4,762	[-]

Figura 57 Rapporti di compressione per la compressione del biogas in uscita dal digestore

Il foglio, sulla base delle proprietà fisiche della miscela di biogas esegue quindi il calcolo del lavoro di compressione ideale per unità di massa secondo la formula:

$$L_C^{id} = \frac{k}{k-1} \cdot R^* \cdot T_1 \left(\beta^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \quad \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

Equazione 40 Lavoro ideale di compressione - Fonte: Appunti del corso "Fondamenti di Macchine", 2015

$$\frac{k}{k-1} = \frac{c_p}{R^*}$$

Equazione 41 Rapporti fra parametri termodinamici rilevanti - Fonte: Appunti del corso "Fondamenti di Macchine", 2015

Dove:

- k esponente della trasformazione isoentropica [-]
- R^* costante di elasticità del biogas [J/(kg·K)]
- T_1 temperatura di inizio compressione [K]
- c_p calore specifico a pressione costante [J/(kg·K)]

Noto il lavoro di compressione necessario a portare l'unità di massa di biogas dal livello pressorio del biodigestore a quello richiesto dall'unità di upgrading, il modello calcola la potenza di compressione secondo:

$$P_{ASS} = L_C^{id} \cdot \frac{\dot{m}_{biogas}}{\eta_{COMPR}}$$

Equazione 42 Potenza assorbita dal compressore

Dove

- $\dot{m}_{biogas}$ portata di biogas al compressore
- η_{COMPR} è il rendimento globale del compressore

Il valore del rendimento globale di compressione è stato assunto pari a 0.85, valore rappresentativo del rendimento medio di un compressore industriale².

Lavoro di Compressione Ideale	223,69	[kJ/kg]
η_{COMPR}	0,85	[-]
Portata Biogas	0,3994	[kg/s]
Potenza Compressione	105,10	[kW]

Figura 58 Scheda di calcolo della potenza assorbita dalla compressione del biogas

Il modello calcola poi l'energia annua assorbita dalla compressione e, facendo riferimento al valor medio sulla base delle serie storiche del GME del prezzo dell'elettricità per l'anno 2017, contenuto nella scheda "A1 – MGP ELT 2017", calcola la spesa associata:

² Fonte: Appunti del corso "Fondamenti di Macchine", 2015

Energia Annuia Compressione Biogas	920,63	[MWh/y]
Costo Annuo Compressione Biogas	50.092,00 €	[€/y]

Figura 59 Risultanze fabbisogno energetico compressione biogas e corrispondente costo

Analogamente a quanto descritto per la compressione del biogas è presente una sezione della scheda dedicata al calcolo dell'energia elettrica necessaria per la compressione del biometano dalla pressione d'uscita dall'unità di upgrading a quella di rete. Il regime incentivante, infatti, prevede che il metano da immettere nella rete dei trasporti sia conferito in ottemperanza alle specifiche chimico fisiche previste dal gestore della rete di destinazione. A tale proposito, G.A.I.A. ha fatto richiesta di allacciamento sia per la rete di distribuzione ([2i Rete Gas](#)) che per quella di trasmissione ([SNAM](#)): la prima richiede il conferimento di gas a 6 barg, la seconda a 64 barg.

Le sostanziali differenze rispetto alla precedente sezione dipendono dal fatto che le proprietà termofisiche del gas sono in questo caso relative al solo CH₄, non più al biogas, in aggiunta a ciò è importante sottolineare che la portata di metano è notevolmente inferiore a quella di biogas. L'impostazione delle tabelle di calcolo e le formule utilizzate, invece, sono immutate e pertanto sembra opportuno riportare soltanto i risultati di tale sezione, rimandando alla consultazione del modello Excel per ulteriori approfondimenti:

Lavoro di Compressione Ideale - DISTR	0	[kJ/kg]
Lavoro di Compressione Ideale - TRASM	410,93	[kJ/kg]
η_{COMPR}	0,85	[-]
Portata Bio-CH ₄	0,1125	[kg/s]
Potenza Compressione - DISTR	0	[kW]
Potenza Compressione - TRASM	54,36	[kW]

Figura 60 Lavoro ideale e potenza assorbita nella compressione del biometano

Caso Rete di Distribuzione Bassa Pressione		
Energia Annuia Compressione BioCH ₄	0,00	[MWh/y]
Costo Annuo Compressione BioCH ₄	0,00 €	[€/y]

Caso Rete di Trasmissione Alta Pressione		
Energia Annuia Compressione BioCH ₄	476,24	[MWh/y]
Costo Annuo Compressione BioCH ₄	25.912,00 €	[€/y]

Figura 61 Costi energetici ed economici per la compressione del biometano

Risulta inoltre evidente che, poiché nel caso dell'immissione sulla rete di distribuzione non è necessario alcun ulteriore innalzamento della pressione, le spese energetiche ed economiche sono, in questo caso, nulle. Nel caso di immissione sulla rete di trasmissione, invece, il β è invece maggiore di 1 e, pertanto, la spesa energetica è presente. Si sottolinea inoltre che il lavoro di compressione ideale relativo al biometano, indipendente dalle portate in gioco, ma funzione delle sole proprietà fisiche dei gas e del rapporto di compressione, è pari a circa il doppio del corrispondente lavoro di compressione ideale del biogas.

Il foglio Excel presenta anche una sezione finale in cui sono elencati gli oneri economici di allacciamento alle due reti del gas naturale, così come da preventivi forniti dai gestori di rete (2i Rete Gas [XXXVI] per la bassa pressione e SNAM [XXXV] per l'alta pressione):

Prestazioni e Costi Esterni	3.506.000,00 €	[€]	Prestazioni, Manodopera e Forniture	571.354,00 €	[€]
Materiali	596.000,00 €	[€]	Materiali	45.574,80 €	[€]
Spese Generali	344.000,00 €	[€]	Spese Generali	75.819,38 €	[€]
Oneri Allacciamento Rete AP Totali	4.446.000,00 €	[€]	Oneri Allacciamento Rete BP Totali	692.748,18 €	[€]

Figura 62 Oneri di allacciamento alla rete

Tali valori debbono ovviamente essere aggiornati nel caso l'utente intenda utilizzare il foglio di calcolo per impianto diverso da quello di San Damiano.

La valutazione tecnica relativa all'upgrading si conclude, a cavallo fra "6 – Ipotesi Upgrading" e "4 – Digestione Anaerobica", con le considerazioni relative alla copertura delle richieste termiche del digestore. Il fabbisogno termico della sezione di digestione anaerobica che, come riportato in precedenza, è stato approssimato a 7200 MWh_{th}/y sulla base del risultato più pessimistico fra quelli ottenuti dai tre metodi di valutazione adottati, non può essere coperto da cascami termici di processo. L'upgrading, infatti, non comporta rilascio di calore in ambiente. A questo proposito, pertanto, è stato ipotizzato di sopperire tramite l'installazione di una centrale termica opportunamente dimensionata. Nel seguito si riportano le tabelle di dimensionamento:

Ipotesi Upgrading - Stima Copertura Fabbisogno Termico		
$\eta_{\text{generazione}}$	0,98	[-]
$\eta_{\text{distribuzione}}$	0,93	[-]
η_{TOT}	0,91	[-]
Energia Combustibile	7899,934	[MWh _{th} /y]
PCI Gas Naturale	40,115	[MJ/Sm ³]
	38,027	[MJ/Nm ³]
	10,563	[kWh/Nm ³]
	0,011	[MWh/Nm ³]
Gas Naturale Consumato	747888,053	[Nm ³ /y]
	7899,934	[MWh/y]
Costo Annuo Gas Naturale	154.724,41 €	[€/y]

Figura 63 Maschera di calcolo del costo energetico ed economico per la copertura del fabbisogno termico dei digestori nello scenario upgrading

La prima maschera di calcolo, estratta da "4 – Digestione Anaerobica" stima il fabbisogno di energia primaria per la copertura della richiesta termica tramite il rendimento globale e il valore di energia termica suddetto. La tabella richiede all'utente di inserire il valore dell'efficienza di generazione della caldaia e di distribuzione delle condotte dalla centrale termica al digestore e ricava l'efficienza globale della centrale termica:

$$\eta_{\text{TOT}} = \eta_{\text{generazione}} \cdot \eta_{\text{distribuzione}} \quad [-]$$

Equazione 43 Rendimento totale dell'unità di generazione e distribuzione calore

I valori di efficienza di generazione e di distribuzione, per l'impianto di San Damiano sono stati ipotizzati sulla base di dati di letteratura riguardo caldaie a condensazione di ultima generazione, la cui efficienza è molto prossima all'unità; è stato ipotizzato un valore molto elevato del rendimento di distribuzione in relazione alle ridotte distanze da coprire con le tubature e la coibentazione di queste ultime e del digestore. Le ridotte disponibilità di spazio da destinare alle macchine imporrebbero infatti di posizionare digestore e caldaia a distanza ridotta (compatibilmente con le esigenze in fatto di sicurezza), pertanto le perdite di

distribuzione sarebbero molto limitate, anche in relazione alla necessità di realizzare un impianto del tutto nuovo e, quindi, coibentato secondo le migliori tecniche disponibili (BAT).

Noto il fabbisogno di energia primaria, ipotizzando di acquistare una centrale termica alimentata a metano (il valore del PCI è estratto dal D.M. 18/05/18 “Gas Combustibile: Aggiornamento della Regola Tecnica”), si ricava il consumo annuo di gas.

La riga finale, sulla base del prezzo medio del gas naturale sul mercato dei pronti relativo all’anno termico 2016-2017 riportato nella scheda “A2 – MPGAS 2017”, valuta i costi annui di mantenimento in temperatura del gruppo digestore.

L’ultima sezione dedicata al tema della copertura del fabbisogno termico dell’impianto di upgrading è riportata nella seguente tabella (estratta da “6 – Ipotesi Upgrading”) e contenente dati di tipo economico relativi a caldaie industriali:

Prezzo Gruppo Caldaia (2 x 510 kW)	56.000,00 €	[€]
Prezzo Accessori Circuito Primario	8.650,00 €	[€]
Camino	7.500,00 €	[€]
Costi Acquisto Complessivi Centrale Termica	72.150,00 €	[€]
Costo Annuo Manutenzione Centrale Termica	5%	[% TPC]

Figura 64 Costi di acquisto caldaia

L’installazione di un gruppo termico da oltre 1000 kW, modulato su due entità distinte di potenzialità analoga consente di avere un ampio raggio di regolazione pur mantenendo il punto di funzionamento prossimo alle condizioni nominali. Nei periodi maggiormente rigidi entrambi i bruciatori possono essere utilizzati alla massima potenza, contrariamente, nei periodi più miti, potrebbe essere azionata soltanto un’unità. Nei periodi con condizioni meteo-climatiche intermedie, invece, il gestore della caldaia dovrebbe adottare il programma di regolazione più favorevole in termini di sfruttamento ottimale della coppia.

La soluzione proposta, se azionata a piena potenzialità per l’intero anno garantirebbe oltre 8900 MWh_{th} a fronte di un fabbisogno di energia primaria di 7'900 MWh_{th}, risultando così di potenzialità sufficiente a coprire interamente le richieste. L’eventuale calore di scarto, nel caso non venisse adottata alcuna strategia di regolazione e l’unità funzionasse appunto alla massima potenza 365 giorni all’anno, potrebbe essere inviato alle biocelle della sezione compostaggio.

Nella tabella seguente sono elencati i parametri di dimensionamento riassuntivi risultanti dalle precedenti considerazioni: nel caso il gruppo termico fosse utilizzato unicamente per coprire la richiesta termica dei digestori, sarebbe sfruttato all’88% circa della sua potenzialità.

Potenza Installata	1020	[kW _{th}]
Energia Producibile	8935,2	[MWh _{th} /y]
Grado di Utilizzazione Massimo	88,41%	[%]

Figura 65 Riassunto delle informazioni tecniche del gruppo termico proposto

6.4.3 Valutazione Economica

La valutazione economica dell’ipotesi progettuale per l’upgrading da biogas a biometano prende in considerazione tutte le fonti di spesa e guadagno relative alla configurazione prevista per ricavarne i corrispondenti indicatori economico finanziari.

La scheda del modello Excel dedicata a tale valutazione è indicata come “9a – Analisi Economica Upgrading”, è presente inoltre una seconda scheda denominata “9b – Previsione Economica Upgrading” che rappresenta una variazione sul tema della precedente, un’analisi di sensitività basata sulla previsione della variazione del valore del metano sul mercato durante la vita utile dell’impianto. Le prime tabelle contenute nella scheda “9a – Analisi Economica Upgrading” riportano una serie di parametri economici e il valore dei costi di investimento iniziali (CAPEX) e di costi operativi di frequenza variabile:

Rete di Immissione Metano	BP	-
Percentuale Capitale Proprio	50%	[%]
Percentuale Debito	50%	[%]
Costo Capitale Proprio	3%	[%]
Costo Debito	5%	[%]
Inflazione	3%	[%]
Rateo di Tassazione	24%	[%]
Costo Medio Ponderato del Capitale - WACC	3%	[%]
Tempo di Deprezzamento	10	[y]
Vita Impianto	30	[y]
Tasso di Ammortamento	1.267.090,85 €	[€/y]

CAPEX		
Costo Acquisto Sezione Dig. Anaerobica	9.700.000,00 €	[€]
Costo Acquisto Sistema Upgrading	2.206.010,29 €	[€]
Costo Acquisto Centrale Termica	72.150,00 €	[€]
Costo Allacciamento alla Rete	692.748,18 €	[€]
Costo Investimento Iniziale Totale	12.670.908,47 €	[€]
OPEX		
Costo Annuo Manutenzione Dig. Anaerobica	97.000,00 €	[€/y]
Costo Operativo Upgrading Annuo	480.504,81 €	[€/y]
Costo ELT Upgrading Annuo	130.720,89 €	[€/y]
Costo ELT Compressione Annuo	50.092,00 €	[€/y]
Costo ELT Digestore	45.134,08 €	[€/y]
Costo Annuo Manutenzione Centrale Termica	3.607,50 €	[€/y]
Costo Annuo Metano per Fabb.Th. Dig.Anaer.	154.724,41 €	[€/y]
Costo Operativo Totale	961.783,69 €	[€/y]

Figura 66 Tabella automatica di acquisizione delle informazioni economiche relative allo scenario upgrading

La prima riga della tabella richiede all’utente di scegliere se intende condurre l’analisi economica nel caso in cui il metano prodotto venga immesso nella rete a bassa o ad alta pressione. Questa scelta, effettuata tramite menu a tendina, contribuisce all’acquisizione automatica del valore di costo di investimento legato alla connessione in rete. A seconda della scelta effettuata il modello Excel inserisce nella casella dedicata il valore di onere di allacciamento alla rete corrispondente estratto dalla scheda “6 – Ipotesi Upgrading”.

Seguono poi una serie di parametri economici tratti da letteratura³ e la vita stimata dell’impianto (30 anni) sulla base della quale è condotta l’analisi. Il tempo di ammortamento è stato assunto convenzionalmente pari a 10 anni. L’ultima riga della prima tabella calcola, aggiornandosi automaticamente se necessario, il tasso di ammortamento come:

$$Dep. Rate = \frac{CAPEX}{Vita_{impianto}} \left[\frac{€}{y} \right]$$

³ Dispense del corso “Thermal Design and Optimization” - 2017

Il valore del CAPEX o costo di investimento iniziale sopracitato viene acquisito in automatico nelle schede precedentemente compilate del modello. Analogamente i costi di gestione ed operazione (OPEX) e le relative frequenze vengono riportate automaticamente dalle schede precedenti. Fra le varie voci relative ai costi operativi sembra utile specificare che gli oneri relativi alla copertura del fabbisogno elettrico del digestore sono, in questo caso, una voce di costo poiché l'energia elettrica assorbita è acquistata dalla rete come calcolato in Figura 67

Fabbisogno Elettrico Digestore		
Fabbisogno Elettrico Digestore Termofilo	13,167	[kWh _e /ton]
Fabbisogno Elettrico Annuo Dig. Anaer.	829521,00	[kWh _e /y]
	829,52	[MWh _e /y]
Potenza Elettrica Assorbita Media	94,69	[kW _e]
Costo Annuo Elettricità Digestore	45.134,08 €	[€/y]

Figura 67 Calcolo oneri fabbisogno elettrico digestori

Il modello prevede poi una tabella di analisi economica parzialmente riportata in Figura 68

Anno	Incentivo	Guadagno [€/y]	Costi Annui [€/y]	Tasso di Ammortamento [€/y]	Flusso di Cassa [€/y]	Tasso di Sconto	Flusso di Cassa Reale	VAN [€/y]	Valore Investimento
0	-	0,00 €	-12.670.908,47 €	1.267.090,85 €	-12.670.908,47 €	1	-12.670.908,47 €	-12.670.908,47 €	Perdita
1	SI	3.849.471,59 €	-916.649,61 €	1.267.090,85 €	2.533.046,51 €	0,970873786	2.459.268,46 €	-10.211.640,01 €	Perdita
2	SI	3.849.471,59 €	-916.649,61 €	1.267.090,85 €	2.533.046,51 €	0,942595909	2.387.639,28 €	-7.824.000,73 €	Perdita
3	SI	3.849.471,59 €	-916.649,61 €	1.267.090,85 €	2.533.046,51 €	0,915141659	2.318.096,39 €	-5.505.904,35 €	Perdita
4	SI	3.849.471,59 €	-916.649,61 €	1.267.090,85 €	2.533.046,51 €	0,888487048	2.250.579,02 €	-3.255.325,33 €	Perdita
5	SI	3.849.471,59 €	-916.649,61 €	1.267.090,85 €	2.533.046,51 €	0,862608784	2.185.028,17 €	-1.070.297,16 €	Perdita
6	SI	3.849.471,59 €	-916.649,61 €	1.267.090,85 €	2.533.046,51 €	0,837484257	2.121.386,57 €	1.051.089,42 €	Attivo
7	SI	3.849.471,59 €	-916.649,61 €	1.267.090,85 €	2.533.046,51 €	0,813091511	2.059.598,62 €	3.110.688,03 €	Attivo
8	SI	3.849.471,59 €	-916.649,61 €	1.267.090,85 €	2.533.046,51 €	0,789409234	1.999.610,31 €	5.110.298,34 €	Attivo
9	SI	3.849.471,59 €	-916.649,61 €	1.267.090,85 €	2.533.046,51 €	0,766416732	1.941.369,23 €	7.051.667,57 €	Attivo
10	SI	3.849.471,59 €	-916.649,61 €	1.267.090,85 €	2.533.046,51 €	0,744093915	1.884.824,49 €	8.936.492,06 €	Attivo
25	NO	868.971,59 €	-916.649,61 €	0,00 €	-47.678,02 €	0,477605569	-22.771,29 €	22.963.314,59 €	Attivo
26	NO	868.971,59 €	-916.649,61 €	0,00 €	-47.678,02 €	0,463694727	-22.108,04 €	22.941.206,55 €	Attivo
27	NO	868.971,59 €	-916.649,61 €	0,00 €	-47.678,02 €	0,450189056	-21.464,12 €	22.919.742,43 €	Attivo
28	NO	868.971,59 €	-916.649,61 €	0,00 €	-47.678,02 €	0,437076753	-20.838,95 €	22.898.903,48 €	Attivo
29	NO	868.971,59 €	-916.649,61 €	0,00 €	-47.678,02 €	0,424346362	-20.231,99 €	22.878.671,48 €	Attivo
30	NO	868.971,59 €	-916.649,61 €	0,00 €	-47.678,02 €	0,41198676	-19.642,71 €	22.859.028,77 €	Attivo

Figura 68 Analisi economica scenario upgrading

La colonna "incentivo" restituisce "SI" o "NO" a seconda che l'anno considerato si entro il periodo di incentivazione previsto (20 anni) o meno. La colonna "guadagno" restituisce il guadagno incentivato o non incentivato a seconda del contenuto della colonna precedente. Tali valori sono estratti dalla Figura 69

Guadagni		
Con Incentivo	3.849.471,59 €	[€/y]
Senza Incentivo	868.971,59 €	[€/y]

Figura 69 Introiti con e senza incentivi

I valori contenuti derivano dall'elaborazione della scheda "A2 – MPGAS 2017"; l'allegato contiene l'evoluzione giornaliera del prezzo del gas naturale sul mercato dei pronti ricavato dagli archivi storici del GME. Poiché è previsto il ritiro del Bio-CH₄ da parte del GSE, il prezzo effettivo è stato decurtato del 5% rispetto a quello medio di mercato, come previsto da decreto. Il modello ricava quindi dalle schede precedenti l'energia giornalmente prodotta sotto forma di metano e il corrispondente valore economico; considerate le dimensioni della tabella, piuttosto che riportarne una frazione ridotta, si rimanda direttamente alla consultazione del foglio Excel in oggetto.

I risultati mensili della vendita del metano sono sintetizzati, così come gli introiti da concessione di CIC nella Figura 70, sintesi dell'allegato "A2 – MPGAS 2017":

Mese	gen-17	feb-17	mar-17	apr-17	mag-17	giu-17	lug-17	ago-17	set-17	ott-17	nov-17	dic-17
R _{metano} [€/mese]	86.204,67 €	71.891,29 €	67.167,86 €	65.713,32 €	68.286,30 €	65.673,08 €	66.199,66 €	67.036,46 €	68.038,20 €	71.989,88 €	76.395,32 €	94.375,56 €
R _{metano} [€/anno]	868.971,59 €											
h _{metano}	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	630	744
CIC [CIC/mese]	682	616	682	660	682	660	682	682	660	682	578	682
R _{CIC} [€/mese]	255.750,00 €	231.000,00 €	255.750,00 €	247.500,00 €	255.750,00 €	247.500,00 €	255.750,00 €	255.750,00 €	247.500,00 €	255.750,00 €	216.750,00 €	255.750,00 €
R _{CIC} [€/anno]	2.980.500,00 €											
R _{tot} [€/anno]	3.849.471,59 €											

Figura 70 Calcolo dei proventi da vendita gas e da CIC

Per quanto riguarda il calcolo del numero di CIC mensilmente spettanti all'impianto, è stato riportato nel modello un estratto delle procedure applicative del D.M. 02/03/2018 che, in funzione della tipologia di materia prima in ingresso (avanzata, double counting, o single counting) restituisce il fattore di conversione. Nel caso oggetto di studio, essendo il materiale in ingresso a San Damiano integralmente assimilato ad "avanzato", si applica il fattore di conversione più vantaggioso: 1 CIC ogni 5 Gcal di Bio-CH₄ immesso. Il valore attribuito dal GSE ad ogni Certificato di Immissione in Consumo è pari a 375 €.

Risultano così introiti pari a circa:

- 870'000 € nel caso di sola vendita di Bio-CH₄ al GSE
- 2'980'500 € da attribuzione di CIC

Nella scheda di valutazione economica, pertanto, il modello attribuirà guadagni pari a:

- 3'850'000 € per ogni anno soggetto a incentivazione
- 870'000 € per ogni anno oltre il limite di incentivazione

Per gli anni successivi al decimo, nonostante il D.M. 02/03/2018 preveda la fine del periodo di ritiro preferenziale da parte di GSE, è stato ipotizzato che l'impianto riesca a vendere quanto prodotto a condizioni economiche equivalenti al periodo precedente.

I costi annui, invece, eccetto che per l'anno "0", di costruzione, sono pari all'OPEX. Si verifica infatti, nel caso dello scenario biometano che tutti i costi operativi abbiano frequenza annuale e nulla debba essere sostituito oltre un certo numero di ore come accade invece nella corrispondente tabella dello scenario cogenerazione. I costi associati all'anno "0" sono pari all'OPEX. Per il periodo iniziale, convenzionalmente pari a 10 anni, è inoltre applicato il rateo di ammortamento descritto in precedenza.

La colonna successiva del modello, "Flusso di Cassa" rielabora anno per anno costi, guadagni e rateo di ammortamento come:

$$FC_i = G_i + C_i - T \cdot (G_i + C_i + RA) \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{y}} \right]$$

Equazione 44 Flusso di cassa anno "i"

Dove:

- FC cash flow o Flusso di Cassa
- G guadagni
- C costi
- T rateo di tassazione
- RA rateo di ammortamento

Il flusso di cassa così considerato è tuttavia ulteriormente ricalcolato utilizzando il tasso di sconto (autoaggiornantesi di anno in anno) come fattore di attualizzazione:

$$TS_i = (1 + WACC)^{-(t_i - t_0)} \quad [-]$$

Equazione 45 Tasso di sconto anno "i"

$$FCR_i = FC_i \cdot TS_i \quad \left[\frac{€}{y} \right]$$

Equazione 46 Flusso di cassa reale anno "i"

Dove:

- TS_i tasso di sconto riferito all'anno "i"
- t_i anno "i"
- t_0 anno di riferimento
- WACC costo medio ponderato del capitale
- FCR_i flusso di cassa reale per l'anno "i"

Ogni anno si calcola il Valore Attuale Netto dell'Investimento, come cumulata del flusso di cassa:

$$VAN_i = FCR_i + VAN_{i-1} \quad [€]$$

Equazione 47 Valore attuale netto anno "i"

L'analisi economica si conclude quindi con il calcolo del tasso interno di ritorno (TIR) e del pay back time (PBT) che rappresentano rispettivamente il tasso di interesse tale per cui il valore attuale netto dell'investimento sarebbe nullo a fine vita impianto e il tempo richiesto affinché, stanti le attuali condizioni economiche, gli introiti legati all'attività dell'impianto ne ripaghino l'investimento iniziale. Dall'anno successivo al raggiungimento del "break-even point", ovvero il ritorno dell'investimento, la differenza ricavi meno costi risulta essere a tutti gli effetti un guadagno.

TIR	21,66%	[%]
PBT	5,00	[y]

Figura 71 Parametri economici rilevanti per la valutazione di redditività dell'investimento

Si riporta infine un grafico riassuntivo per visualizzare l'influenza delle varie voci di spesa sul totale di costo di acquisto e di gestione:

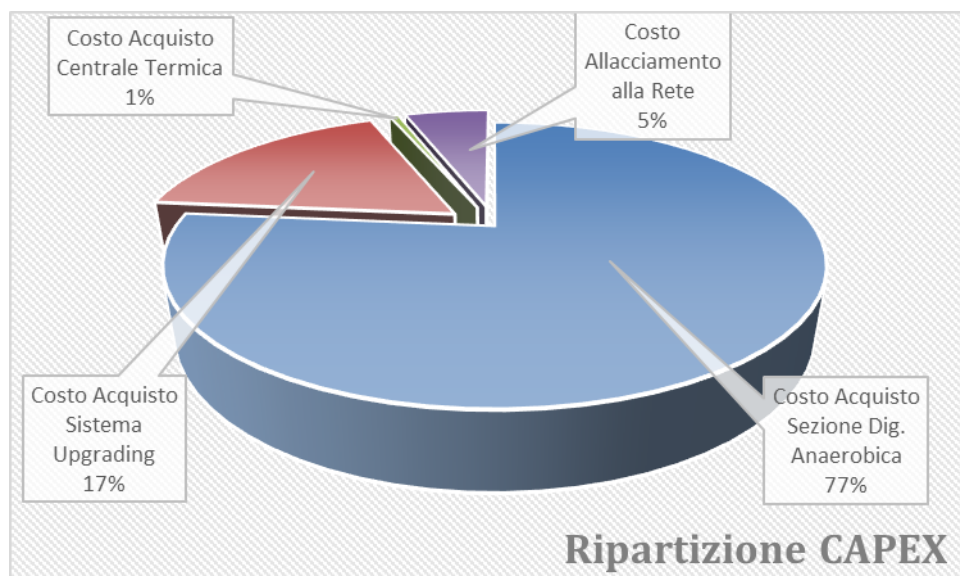


Figura 72 Peso relativo delle diverse voci sul costo di acquisto iniziale

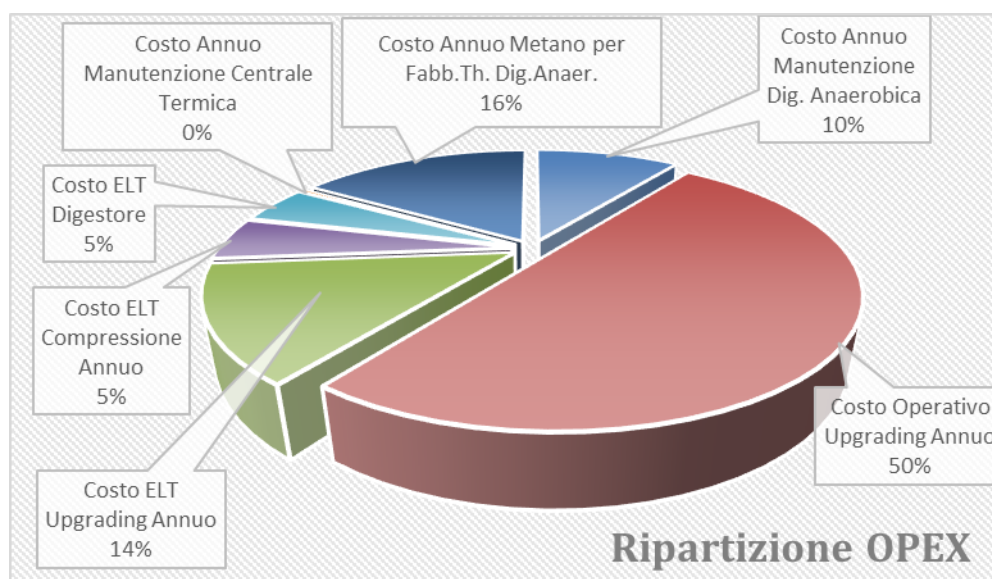


Figura 73 Peso relativo delle diverse voci sul costo operativo

È stato successivamente (scheda “9b – Previsione Economica Upgrading”) svolto un analogo studio economico finalizzato a ricalcolare la redditività dell’investimento ipotizzando che il valore dei vettori energetici nel tempo non rimanga fisso a quello dell’anno 2017 ma vari in accordo con la tendenza registrata nel passato recente.

A questo proposito, si è fatto uso delle serie storiche di variazione annua del prezzo di metano⁴ ed elettricità⁵ sul mercato nazionale come riportato sul sito del GME, si riportano nel seguito i dati utilizzati:

dati di sintesi MPE-MGP – riepilogo						
sintesi annuale						
periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)	n. operatori al 31/12
	media	min	max			
2004*	51,60	1,10	189,19	231.571.983	29,1	73
2005	58,59	10,42	170,61	323.184.850	62,8	91
2006	74,75	15,06	378,47	329.790.030	59,6	103
2007	70,99	21,44	242,42	329.949.207	67,1	127
2008	86,99	21,54	211,99	336.961.297	69,0	151
2009	63,72	9,07	172,25	313.425.166	68,0	167
2010	64,12	10,00	174,62	318.561.565	62,6	198
2011	72,23	10,00	164,80	311.493.877	57,9	181
2012	75,48	12,14	324,20	298.668.836	59,8	192
2013	62,99	0,00	151,88	289.153.546	71,6	214
2014	52,08	2,23	149,43	281.997.370	65,9	251
2015	52,31	5,62	144,57	287.132.081	67,8	259
2016	42,78	10,94	150,00	289.700.706	70,0	253
2017	53,95	10,00	170,00	292.197.128	72,2	254

Figura 74 Serie storica mercato elettrico - Fonte: GME

⁴ [Dati statistici mercato del gas - GME](#)

⁵ [Dati statistici mercato elettrico - GME](#)

dati di sintesi MGP-GAS



sintesi annuale

aggiornato al 13/11/2018

Anno Termico	Negoziazione continua					Asta		
	Prezzo medio (€/MWh)	Volumi (MW)	Volumi (MWh)	Abbinamenti (N.)	Sessioni * (N.)	Prezzo medio (€/MWh)	Volumi (MWh)	Sessioni * (N.)
Ottobre 2010/Settembre 2011	25,857	5.532,417	132.778,000	106	67/292	24,900	2.550,000	3/292
Ottobre 2011/Settembre 2012	29,457	6.297,917	151.150,000	72	53/366	-	-	0/366
Ottobre 2012/Settembre 2013	26,800	554,167	13.300,000	7	4/364	-	-	0/335
Ottobre 2013/Settembre 2014	-	-	-	-	0/365			
Ottobre 2014/Settembre 2015	-	-	-	-	0/365			
Ottobre 2015/Settembre 2016	-	-	-	-	0/366			
Ottobre 2016/Settembre 2017	18,975	101.161,458	2.427.875,000	1674	238/369			
Ottobre 2017/Settembre 2018	23,109	417.582,375	10.021.977,000	9078	318/402			
Ottobre 2018/Settembre 2019	26,112	80.710,000	1.937.040,000	2174	43/50			

Figura 75 Serie storica mercato del gas - Fonte: GME

Sono quindi stati calcolati i seguenti valori medi di variazione annua del valore del vettore energetico sul periodo considerato:

$$\langle \Delta c_{elt} \rangle = +1.86 \quad \left[\frac{\%}{y} \right]$$

Equazione 48 Incremento medio annuo del prezzo dell'elettricità nel periodo di studio

$$\langle \Delta c_{CH_4} \rangle = +0.91 \quad \left[\frac{\%}{y} \right]$$

Equazione 49 Incremento medio annuo del prezzo del gas naturale nel periodo di studio

Sulla base di tali variazioni percentuali sono stati quindi ricalcolati anno per anno i valori di introiti e spese energetici sull'intero periodo di vita dell'impianto. Questa variazione consente di avere una previsione economica ipotetica dell'effettiva redditività futura dell'installazione, sulla base dell'ipotesi che il trend di variazione del costo dei vettori energetici futuro si uniformi all'analoga tendenza del passato periodo di monitoraggio.

6.4.4 Contesto Ambientale Normativo - Biometano

Gli aspetti di carattere ambientale sono stati elaborati nella scheda "7 – Aspetti Ambientali" sulla base delle prescrizioni agli allegati II, II-bis, III e IV alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006. Come anticipato nella sezione generale di normativa ambientale, entrambe le configurazioni previste, dato l'incremento sostanziale di potenzialità richiedono che l'impianto sia sottoposto ad una nuova procedura di Valutazione di Impatto Ambientale. Nel seguito si riporta la Figura 76 di confronto fra le prescrizioni normative e le condizioni effettivamente verificate nel caso di conversione a Bio-CH₄:

Ipotesi Upgrading				Assoggettabilità VIA			
Impianto	Parametro	Valore	Unità	All. II	All. II - Bis	All. III	All. IV
Materia Prima in Ingresso	Massa	90000	[ton/y]	-	-	SI'	SI'
Impianti Chimici Integrati	Produzione annua	3694,098	[ton(CH ₄)/y]	NO	-	-	-
	Produzione annua	6768,075	[ton(CO ₂)/y]	NO	-	-	-
Impianti Termici	Potenza	1,020	[MW]	NO	NO	NO	NO
Stoccaggio Gas Naturale	Volume	0	[m ³]	NO	-	NO	-
Gasdotti	Lunghezza	3,5	[km]	NO	NO	-	NO
	Φ_{piping}		[mm]	NO	-	-	-
Elettrodotti Aerei	Tensione	0	[kV]	NO	NO	NO	NO
	Lunghezza	0	[km]	NO	NO	NO	NO
Smaltimento Recupero Rifiuti non Pericolosi (R1)	Massa	246,5753	[ton/d]	-	-	SI'	SI'

Figura 76 Tabella di valutazione della competenza della procedura di VIA – scenario upgrading

La tabella acquisisce in automatico la massa in ingresso all'impianto e confronta il valore con le prescrizioni contenute nei vari allegati e restituisce "SI" in caso in cui l'installazione oltrepassi il limite di assoggettamento a VIA e "NO". In particolare, nel caso di produzione di Bio-CH₄, l'ottenimento dell'AIA richiede che la nuova installazione superi la Valutazione di Impatto Ambientale a livello regionale.

La regione Piemonte in materia di VIA, inoltre, ha emesso la L.R. 40/1998 [XXIX] in cui sono elencati le categorie di impianto che accedono alla procedura di competenza provinciale; nel caso oggetto di studio risultano verificate le seguenti casistiche:

- p.to 6 dell'All. "A2" – Ricadono in procedura di verifica VIA di competenza provinciale gli impianti corrispondenti alla lettera R1 così come presentata negli allegati al D.Lgs. 152/2006, ovvero trattamento rifiuti a scopo sfruttamento energetico (< 100 ton/d)
- p.to 32 ter dell'All. "B2" – Ricadono in procedura di verifica assoggettamento a VIA di competenza provinciale gli impianti alla lettera R3, trattamento rifiuti non pericolosi, fra cui compostaggio (<10 ton/d)

La produzione annua di metano e di anidride carbonica viene calcolata in automatico noti la produzione annua di biogas e la percentuale di metano ivi contenuta; è stata poi fatta l'ipotesi che la produzione annua di CO₂ generata dal processo produttivo sia data dal prodotto del complemento a uno della percentuale di CH₄ nel biogas e la corrispondente produzione annua.

La normativa prevede poi di calcolare la potenza dell'impianto termico: per effettuare la stima più conservativa tale valore è ottenuto come massimo fra la potenza termica installata (caldaia da 1020 kW_{th}) e valore istantaneo del fabbisogno termico annuo secondo la stima peggiore (7200 MWh_{th} annui, ovvero 822 kW_{th} circa). La normativa prevede poi che sia valutato lo stoccaggio di gas naturale, non previsto nello scenario considerato vista l'ipotesi di smaltimento dell'intera produzione nella rete nazionale. Il parametro relativo alla lunghezza del gasdotto si aggiorna in automatico a seconda che l'analisi economica consideri l'immissione in rete a bassa o alta pressione: nel primo caso la distanza del gasdotto dall'impianto è di circa 3.5 km come da preventivo di allacciamento 2i Rete Gas; diversamente nel caso di connessione alla rete SNAM, la distanza dell'impianto dalla dorsale aumenta a 6 km circa. In entrambi i casi, tuttavia, tale parametro, di per sé stesso, non è sufficiente a richiedere ulteriori accertamenti. Il diametro della tubatura del gasdotto non è stato indicato poiché nessuna delle offerte di allacciamento fornisce informazioni o prescrizioni in merito.

La sezione relativa agli elettrodotti in questo caso non è pertinente e pertanto è stata ignorata.

L'ultima voce considerata, relativa alla massa giornaliera di rifiuto trattata, invece, conferma quanto detto in principio, ovvero la necessità di sottoporre l'installazione a Valutazione di Impatto Ambientale di competenza regionale.

La valutazione preliminare dell'impatto ambientale si conclude con la stima delle emissioni in atmosfera associate all'implementazione dello scenario biometano. A questo proposito sono state realizzate due valutazioni distinte: emissioni a livello locale e livello globale. Nel primo caso sono stati considerati gli effluenti gassosi derivanti dai processi di combustione in loco, mentre le emissioni associate alla produzione dell'energia termica ed elettrica assorbite dall'impianto sono state ignorate. Nel secondo scenario, invece, tutte le fonti di emissione, sia dirette che indirette sono state tenute in considerazione.

Per le emissioni da combustione stazionaria si è fatto riferimento alla più restrittiva fra la D.D. 189/2011 [XXX] e i valori previsti nell'allegato I alla parte V del D.lgs. 152/2006. La determina dirigenziale regionale è risultata non solo più restrittiva ma anche più completa.

Prescrizioni D.D. 189/2011 - Impianti di Combustione P ≤ 50 MW						
Generatori di Calore Alimentati a Gas Naturale						
Polveri Totali	5	[mg/m³]	3% O₂	4,44	[mg/m³]	5% O₂
CO	100	[mg/m³]		88,89	[mg/m³]	
NO _x	80	[mg/m³]		71,11	[mg/m³]	
SO _x	0	[mg/m³]		0,00	[mg/m³]	
Motori Cogenerativi Alimentati a Gas Naturale						
Polveri Totali	5	[mg/m³]	5% O₂	-		
CO	300	[mg/m³]				
NO _x	250	[mg/m³]				
SO _x	0	[mg/m³]				
Prescrizioni All.I parte V D.lgs 152/2006 - Impianti di Combustione P ≤ 50 MW						
Generatori di Calore Alimentati a Combustibile Gassoso						
Polveri Totali	5	[mg/m³]	3% O₂	4,44	[mg/m³]	5% O₂
CO	Non specificato	[mg/m³]		-	[mg/m³]	
NO _x	350	[mg/m³]		311,11	[mg/m³]	
SO _x	35	[mg/m³]		31,11	[mg/m³]	
Motori Cogenerativi Alimentati a Combustibile Gassoso (> 3 MW _{tot})						
Polveri Totali	5	[mg/m³]	5% O₂	-		
CO	600	[mg/m³]				
NO _x	450	[mg/m³]				
SO _x	Non specificato	[mg/m³]				

Figura 77 Limiti di emissione per impianti di combustione e cogenerazione - Fonti D.D 189/2011. e All. V D.Lgs. 152/2006

Nel caso di valutazione globale, le emissioni risultanti sono state raccolte nella seguente tabella:

Ipotesi Upgrading		
CO2 da Upgrading	3636842,65	[Nm ³ /y]
	6768074,90	[kg/y]
CH4 fuggitivo da Digestore	108809,97	[Nm ³ /y]
CO2 Equivalente al CH4 Fuggitivo	2502629,24	[Nm ³ /y]
	4657331,59	[kg/y]
CO2 da Combustione Bio-CH4	5222878,41	[Nm ³ /y]
	9719648,53	[kg/y]
CO2 da Combustione CH4 per Fabb. Th. ed Elt	747888,05	[Nm ³ /y]
	1391801,31	[kg/y]
Emissione Specifica CO2 Termoelettrico Nazionale	<u>465,70</u>	[kg/MWh _e]
CO2 per Produzione En.Elt. per Fabb.Elt	1933902,42	[kg/y]
Emissioni CO₂ Totale	24470,76	[ton/y]
Emissioni Polveri da Gas Naturale Equivalente ad En.Elt.	5,88E-03	[ton/y]
Emissioni Polveri da Gas Naturale Fabb.Th.	3,32E-03	[ton/y]
Emissioni Polveri da Uso Automotive	1,33E-01	[ton/y]
Emissioni Polveri Totale	1,42E-01	[ton/y]
Emissioni CO da Gas Naturale Equivalente ad En.Elt.	3,53E-01	[ton/y]
Emissioni CO da Gas Naturale Fabb.Th.	6,65E-02	[ton/y]
Emissioni CO da Uso Automotive	2,05E+01	[ton/y]
Emissioni CO Totale	2,09E+01	[ton/y]
Emissioni NOx da Gas Naturale Equivalente ad En.Elt.	2,94E-01	[ton/y]
Emissioni NOx da Gas Naturale Fabb.Th.	5,32E-02	[ton/y]
Emissioni NOx da Uso Automotive	7,09E-01	[ton/y]
Emissioni NO_x Totale	1,06E+00	[ton/y]
Emissioni SOx da Gas Naturale Equivalente ad En.Elt.	0,00E+00	[ton/y]
Emissioni SOx da Gas Naturale Fabb.Th.	0,00E+00	[ton/y]
Emissioni SO_x Totale	0,00E+00	[ton/y]

Figura 78 Valutazione delle emissioni globali di GHG e inquinanti nello scenario upgrading

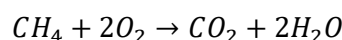
La valutazione globale, a differenza di quella locale tiene conto anche delle emissioni di CO₂, pur non essendo quest'ultima un'inquinante. I contributi al rilascio in atmosfera di anidride carbonica provengono da:

- CO₂ di scarto dalla sezione di upgrading
- CO₂ equivalente alle dispersioni di CH₄ dal digestore, ottenuta noto:

$$GWP_{CH_4} = 23 \cdot GWP_{CO_2}$$

Equazione 50 Global Warming Potential Metano

- La CO₂ da combustione del biometano è stata valutata attraverso l'equazione stechiometrica di combustione:



Equazione 51 Reazione di combustione del metano

Pertanto, considerata la corrispondenza delle proporzioni molari e volumetriche nel caso di un gas perfetto, si è valutato che la portata annua di anidride carbonica da combustione di biometano corrisponda, appunto, alla produzione di biometano stessa.

- Analogo ragionamento è stato applicato per la valutazione dell'emissione di CO₂ a seguito della combustione di metano fossile in caldaia per coprire il fabbisogno termico del gruppo digestori

- Dalle serie storiche [dell'ISPRA](#) si è ricavato il fattore di emissione specifico di CO₂ per kWh elettrico prodotto che, moltiplicato per il fabbisogno elettrico totale di impianto ha fornito l'emissione indiretta legata al parco termoelettrico nazionale.

Le emissioni di inquinanti (NO_x, SO_x, polveri-PM) sono state valutate utilizzando i limiti di emissione forniti dalla legge regionale, nell'ipotesi che l'elettricità di rete sia prodotta da installazioni che rispettano i limiti relativi alla cogenerazione (il fabbisogno elettrico è stato convertito in metano equivalente cui sono stati associati i suddetti fattori di emissione specifici). Analogamente, la copertura del fabbisogno termico tramite caldaia implica emissioni i cui valori specifici sono stati tratti dalla medesima normativa.

Per quanto riguarda le emissioni di NO_x, SO_x e polveri-PM dovute alla combustione del biometano da parte dei fruitori, dal momento che il regime incentivante è stato istituito a vantaggio della filiera dei biocombustibili nel settore trasporti, si è considerato che il gas venga utilizzato per l'autotrazione. A questo proposito si è fatto uso di uno studio promosso dalla Fondazione Sviluppo Sostenibile [XVI] che ha correlato le emissioni dei veicoli a metano a quelle della controparte Diesel EURO VI. Si riportano di seguito le tabelle in cui sono stati riassunti i valori di emissione specifica:

Emissioni Auto Diesel - Normativa EURO VI		
Polveri Totali	0,005	[g/km]
CO	0,5	[g/km]
NO _x	0,08	[g/km]

Riduzione Percentuale Emissioni Auto Metano Rispetto a Diesel EURO VI		
Polveri Totali	40,0%	[%]
CO	7,7%	[%]
NO _x	80,0%	[%]

Emissioni Auto Metano		
Polveri Totali	0,003	[g/km]
CO	0,4615	[g/km]
NO _x	0,016	[g/km]

Emissioni Auto Metano		
Consumo Medio Auto a Metano	0,08	[kgCH ₄ /km]
Metano Disponibile da Produzione San Damiano	5222878,41	[Nm ³ /y]
	3546334,4	[kgCH ₄ /y]
Distanza Percorribile Annua	44329181	[km/y]

Figura 79 Valutazione delle emissioni da combustione per autotrazione

Nota la distanza equivalente alla produzione di metano da biomassa, e noti i fattori di emissione al chilometro percorso, si sono così ricavate le tonnellate annue di inquinante.

La valutazione delle emissioni locali dell'impianto a biometano prevede invece i soli CO, NO_x, SO_x e PM, mentre rimane esclusa la CO₂, il calcolo dei valori di emissione tiene in questo caso conto dei soli effetti del metano fossile bruciato localmente per far fronte alle richieste termiche ed è riassunto nella tabella seguente:

Ipotesi Upgrading		
Emissioni Polveri Totale	3,32E-03	[ton/y]
Emissioni CO Totale	6,65E-02	[ton/y]
Emissioni NO _x Totale	5,32E-02	[ton/y]
Emissioni SO _x Totale	0,00E+00	[ton/y]

Figura 80 Valutazione delle emissioni locali di inquinanti, scenario upgrading

6.5 Scenario Cogenerazione

6.5.1 Meccanismo di Incentivazione D.M. 23/06/2016

L'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico è attualmente regolata dal D.M. 23/06/2016 [XX]. Nel seguito si descrivono i requisiti, le modalità ed i termini economici di attuazione degli incentivi previsti nel testo riportato sulla Gazzetta Ufficiale.

Condizioni di Accesso agli Incentivi

Il decreto prevede diverse modalità di accesso agli incentivi:

- “Accesso Diretto” nel caso di impianti nuovi, soggetti a ricostruzione o potenziamento ma comunque entro una soglia predefinita di potenza (100 kW nel caso di biogas)
- “Iscrizione a Registri” nel caso di impianti nuovi, soggetti a ricostruzione o potenziamento con potenza nominale superiore alla soglia di accesso diretto ma inferiore a quella massima ammissibile (5 MW per impianti a biogas)
- “Iscrizione a Procedure Competitive di Aste al Ribasso” nel caso di impianti nuovi, soggetti a ricostruzione o potenziamento che implichi lo sfioramento della soglia massima
- “Iscrizione a Registri per Interventi di Rifacimento” tali da rientrare entro i contingenti di potenza incentivabili nel caso gli interventi interessino impianti di potenza superiore al limite di accesso diretto

Nel caso oggetto di studio, il sito di San Damiano rientra nella categoria di “impianto nuovo” poiché, come da art.2 del decreto, “Un impianto alimentato da fonti rinnovabili è considerato un nuovo impianto quando è realizzato, utilizzando componenti nuovi o rigenerati, in un sito sul quale, prima dell'avvio dei lavori di costruzione, non era presente, da almeno cinque anni, un altro impianto, o le principali parti di esso, alimentato dalla stessa fonte rinnovabile”. In particolare, inoltre, poiché la potenza prevista è compresa fra i 100 kW e i 5 MW, il sito in questione rientra nella categoria di iscrizione ai registri.

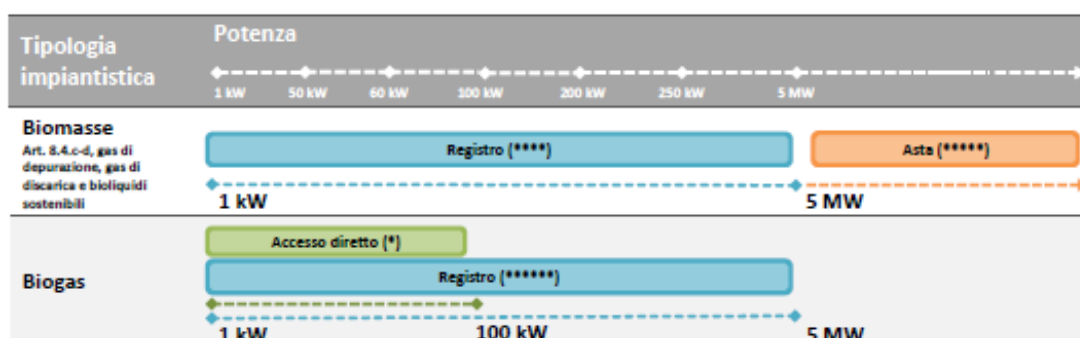


Figura 81 Soglie per l'accesso alle diverse categorie di procedura di incentivo – Fonte: Procedure operative GSE al D.M. 23/06/2016

Calcolo dell'Incentivo

Il decreto riprende il precedente D.M. 06/07/2012 sotto vari aspetti: anzitutto, la quantificazione dell'energia assoggettabile ad incentivazione è determinata come minimo fra la produzione netta dell'impianto a fonte rinnovabile ed energia effettivamente immessa in rete.

Sono previste due tipologie di incentivo, opzionabili in funzione della potenza nominale dell'impianto: una "Tariffa Onnicomprensiva" ("T_o") ed un "Incentivo" ("I"), definiti come segue:

$$T_o = T_B + Pr$$

Equazione 52 Tariffa onnicomprensiva

$$I = T_B + Pr - P_z$$

Equazione 53 Incentivo semplice

Dove:

- T_B è la tariffa incentivante base prevista dal decreto in funzione del range di potenza, della tipologia tecnologica e delle caratteristiche della materia prima [€/MWh]
- Pr è l'ammontare totale degli eventuali premi di cui gode lo specifico impianto [€/MWh] (nel decreto, tuttavia, i premi sono previsti unicamente per impianti solari termodinamici, geotermoelettrici ed eolici off-shore)
- P_z è il prezzo zonale orario dell'elettricità [€/MWh]

Risulta evidente, quindi, che l'accesso all'incentivo semplice è meno vantaggioso: il termine legato al prezzo zonale orario, infatti, implica una decurtazione sensibile dell'effettivo valore attribuito al MWh elettrico, nonché implica una notevole variabilità di quest'ultimo, assecondando la fluttuazione del mercato lungo la giornata. A tale proposito, pertanto, potrebbe essere economicamente vantaggioso considerare un'ipotesi di stoccaggio del biogas da inviare al gruppo endotermico in proporzione variabile e favorevole al massimo profitto economico. Nell'immagine seguente si riporta l'andamento del P_z per il 26 settembre 2018 in riferimento alla zona geografica "Nord" (Val d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna):

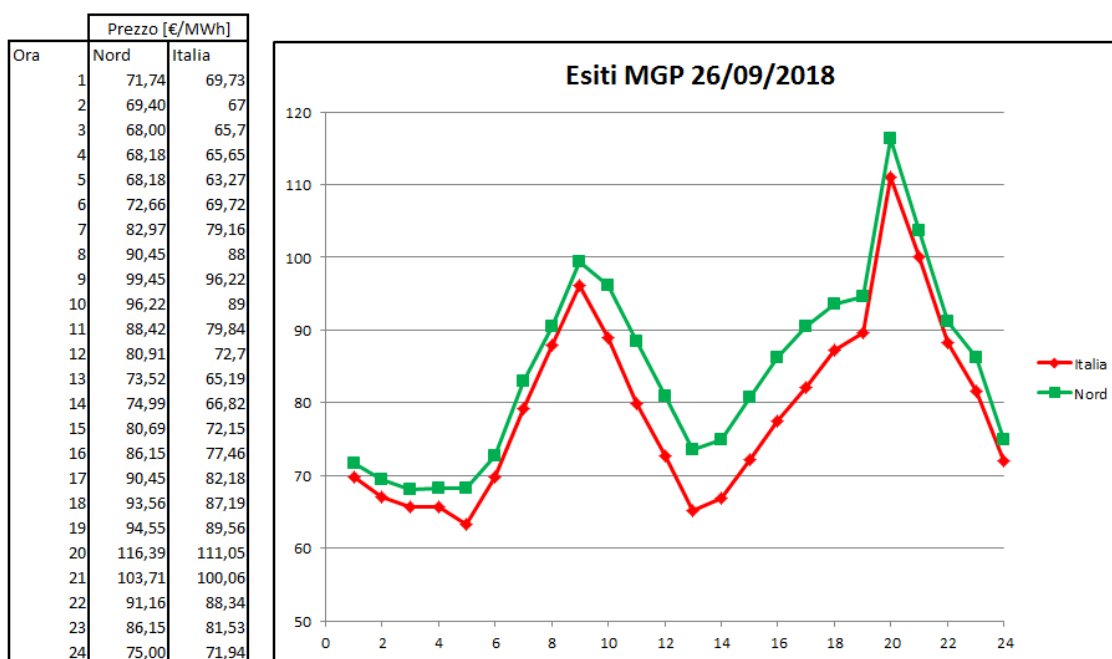


Figura 82 Evoluzione del prezzo dell'elettricità sulle 24h - Fonte: serie storiche GME

Il discriminante all'accesso alla tariffa onnicomprensiva, evidentemente più vantaggiosa del semplice incentivo, è la potenza nominale dell'impianto: 500 kW, valore di soglia oltre cui è possibile l'accesso al solo "Incentivo". Nel caso studio di questo documento, le condizioni operative del sito di San Damiano d'Asti, in termini di producibilità di biogas e fabbisogno elettrico degli ausiliari di impianto hanno comportato una stima preliminare per la potenzialità del motore cogenerativo di circa 1 MW. Tale valore, pertanto, preclude l'accesso alla tariffa onnicomprensiva.

Un ulteriore differenza fra l'incentivo "base" e quello "onnicomprensivo" risiede nel fatto che, come suggerito dal nome, la tariffa onnicomprensiva integra in sé contemporaneamente sia l'incentivo che la valorizzazione dell'elettricità ritirata da GSE, contrariamente, l'incentivo semplice prevede l'erogazione della sola quota eccedente il valore dell'elettricità che, quindi, rimane in possesso del produttore.

Il calcolo dell'incentivo, ottenuto come differenza fra valore del MWh rinnovabile riconosciuto da GSE e prezzo zonale, durante i picchi di quotazione, può risultare negativo; le procedure operative redatte da GSE specificano quindi che:

- Nel caso di *"impianti che accedono ad incentivi a seguito di Procedure d'Asta"* tale valore sia posto a zero fintanto che, matematicamente, sarebbe negativo
- Diversamente *"il valore è mantenuto negativo e il GSE effettua gli opportuni conguagli nell'ambito della liquidazione degli importi"*.

Per determinare correttamente la tariffa di incentivazione base dell'impianto è necessario identificare univocamente la materia prima di alimentazione dell'impianto facendo riferimento unicamente all'autorizzazione alla costruzione ed esercizio. Nel caso in cui l'impianto sia autorizzato a trattare più di una tipologia di sostanza, la scelta della tariffa base ricade su quella di minor valore fra quelle disponibili.

Nel caso in questione, facendo riferimento alle apposite tabelle allegate al decreto, per il biogas risulta essere previsto un sussidio (per impianti con $P > 1\text{MW}$) pari a 112 €/MWh [XX].

La durata del periodo di incentivazione è fissata pari alla vita media utile riferita alla tecnologia in opzione. Nel caso di impianti a biogas, tale valore medio di vita utile è fissato in 20 anni, a decorrere dalla data di entrata in servizio commerciale. Eventuali "fuori tempo", ovvero ritardi nell'entrata in servizio rispetto alle scadenze previste da decreto comportano riduzioni della durata del periodo di incentivazione.

Nota la modalità di accesso all'incentivo e, conseguentemente la valorizzazione economica del MWh, è necessario, per completare la valutazione, stimare la produzione soggetta ad incentivazione. In particolare, rientra negli incentivi la "produzione netta" dell'impianto, ovvero la produzione lorda (*"misurata ai morsetti di macchina"*) meno l'energia assorbita dai servizi ausiliari di centrale, quella soggetta a perdita nei trasformatori principali ed in perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia elettrica. La procedura metodologica suggerita dal decreto per la determina del valor netto prevede che il Gestore di Rete comunichi a GSE i valori dell'energia lorda prodotta e di quella effettivamente immessa in rete. Il GSE provvede quindi a determinare l'energia dissipata in perdite e a ricavare così, per differenza, il valor netto immesso ed incentivabile.

Le fonti di perdita sono state stimate ed espresse su base convenzionale in termini percentuali dell'energia lorda prodotta. Nel caso di impianti a fonte rinnovabile si fa riferimento alla tabella 6 dell'Allegato 4 al D.M. 06/07/2012 [XXI] che, per impianti a biogas da FORSU (cat. d)) prevede una dissipazione pari all'11% dell'energia lorda prodotta.

Cause e Modalità di Riduzione degli Incentivi

Come precisato dal decreto, in determinate condizioni, la tariffa base di incentivazione può essere ridotta:

$$T_{br} = T_b \cdot (1 - \sum R_i)$$

Equazione 54 Calcolo della tariffa ridotta

Dove:

- R_i i-esima riduzione percentuale della tariffa base [%]

Le condizioni tali per cui vi può essere necessità di ridurre la tariffa base per adempiere alle prescrizioni sono molteplici, fra cui:

- “Ribasso in Procedura d’Asta”, compreso fra 2 e 40% a seconda dell’offerta con cui, in fase di partecipazione all’asta, l’impianto è stato ammesso in graduatoria
- “Riconoscimento di Contributo in Conto Capitale”, varia linearmente fra 0 e 12% (per impianti a biogas) linearmente con contributo in conto capitale variabile fra 0 e 40% dell’investimento totale.
- “Superamento dei Termini per l’Entrata in Esercizio”, decurtazione dello 0.5% per ogni mese o sua frazione di ritardo in entrata in esercizio (massimo ritardo cumulabile 6 mesi, oltre tale soglia l’impianto è estromesso dalla graduatoria)
- “Riduzione su Richiesta del Soggetto Responsabile”, pari a -10% ed inflitta nel caso in cui il Soggetto Responsabile richieda di beneficiare della priorità nella formazione della graduatoria

Gli impianti alimentati a biomasse e a biogas (con $P_N > 300$ kW), inoltre, sono soggetti ad un’ulteriore decurtazione (- 5%) della tariffa incentivante base in caso non siano garantiti determinati parametri di qualità. In particolare, la riduzione si applica nel caso in cui una delle seguenti voci sia verificata:

- L’impianto non opera in condizioni di “Cogenerazione ad Alto Rendimento” (“CAR”)
- L’impianto non rispetta i valori di emissione previsti nell’allegato 5 del D.M. 06/07/2012 [XXI]
- L’impianto non recupera almeno il 30% dell’azoto totale in ingresso all’impianto attraverso la produzione di fertilizzanti

Anche in questo caso, la potenza prevista per il motore eccede la soglia e, pertanto, è necessario verificare il rispetto dei parametri elencati. La coerenza con quanto previsto dai primi due punti dipende dalla scelta tecnica in fase di acquisto e dalla messa in opera del gruppo, il terzo parametro, considerata la conseguente sezione di compostaggio è certamente rispettato.

La copertura degli oneri di gestione, verifica e controllo, adempiti da GSE, richiede che gli impianti sovvenzionati corrispondano al GSE stesso una quota di 0.05 c€/kWh di energia incentivata, pari quindi ad una tassa di 0.50 €/MWh.

Modalità di Accesso ai Registri, di Erogazione degli Incentivi e Controlli

L’iscrizione ai registri informatici del GSE è necessaria nel caso in cui siano superati i limiti di potenza previsti per l’accesso diretto. L’iscrizione a tali registri, inoltre, è subordinata alla disponibilità di contingenti di potenza relativi alla fonte rinnovabile prescelta. Tale disponibilità, da direttive del D.M. 29/06/2016, ammonta a 90 MW per impianti a bioliquidi sostenibili, biomasse, biogas, gas di depurazione e da discarica.

Il conferimento delle somme dovute da GSE al produttore avviene mensilmente, sulla base delle misurazioni trasmesse dal Gestore di Rete, a fronte dell’avvenuta verifica di qualità e di coerenza con le caratteristiche dell’impianto autorizzato.

Il GSE si avvale inoltre della possibilità di effettuare controlli a sorpresa su impianti e documentazione fornita.

Contenuti della Bozza di Decreto Incentivazione FER 2018

All’epoca della stesura del presente documento, l’incentivazione della produzione di energia elettrica è normata dal D.M. 23/06/2016, tuttavia è in fase di revisione la bozza dell’analogo documento per l’anno

2018. Si ritiene utile pertanto, seppure tale documento non abbia ancora validità, sintetizzarne i contenuti, evidenziando le modifiche che apporterà al sistema.

La bozza di decreto anzitutto estende la propria applicabilità anche all'elettricità da fotovoltaico, precedentemente soggetta a legislazione a sé stante. Si sottolinea l'ampia partecipazione alla procedura 2016, con rapida saturazione dei contingenti di potenza e sostanziosi ribassi nelle offerte ad asta e propone, pertanto, di distinguere diversi regimi di sostegno, a seconda della maturità tecnologica. Il biogas, l'energia da moto ondoso e l'eolico off-shore, a differenza di eolico on-shore, fotovoltaico, idroelettrico e geotermoelettrico è categorizzato come presentante *"significativi elementi di innovatività"*.

Per quanto riguarda l'accesso agli incentivi, si ritiene opportuno eliminare l'accesso diretto, prevedendo invece l'iscrizione ai registri per tutti gli impianti di potenza minore di 1MW. A tale proposito, in fase di realizzazione delle graduatorie, verrà attribuita priorità anzitutto secondo criteri quali tutela ambientale e solo in seconda battuta alla maggiore riduzione percentuale dell'offerta sulla tariffa base. La soglia di obbligo di accesso al meccanismo delle aste, invece, è ridotta da 5 a 1 MW.

In particolare, esempi di criteri di tutela ambientale che garantiscono priorità nell'iscrizione alle graduatorie sono: realizzazione degli impianti fotovoltaici su discariche, aree contaminate e miniere esaurite, su scuole, ospedali ed altri edifici pubblici, per impianti alimentati da gas da processi depurativi la copertura delle vasche del digestato. Per tutte le categorie di impianto, inoltre, è titolo di vantaggio predisporre la connessione a colonnine di ricarica per auto elettriche aventi potenza totale non inferiore al 30% di quella globale dell'impianto.

Dal punto di vista amministrativo, inoltre, per accedere al meccanismo incentivante, si specifica che è necessario disporre dei titoli abilitativi alla costruzione ed esercizio, nonché del preventivo di connessione alla rete elettrica. Le scadenze per l'entrata in funzione degli impianti, rispetto al D.M. 23/06/2016, sono più stringenti ed il loro mancato rispetto comporta diminuzione della tariffa incentivante base e, oltre il termine massimo, l'esclusione dalla procedura.

Sono mantenute ed integrate le sanzioni e le diminuzioni della tariffa base dipendenti da inadempienze o ritardi, l'onere istruttorio per l'attività di qualifica svolta da GSE passa a 0.1 €/kW, questo aspetto della tassazione, pertanto, non è più relativa all'energia incentivata quanto alla potenza autorizzata.

La bozza di decreto contiene anche la versione aggiornata della tabella con i valori della tariffa base di incentivazione in funzione della fonte e della potenza. Il valore attribuito al MWh risulta sensibilmente ridotto rispetto al decreto 2016 (per $100 \text{ kW} < P_N < 1000 \text{ kW}$, $T_B=100 \text{ €/MWh}$ invece che 160). Nella bozza si precisa inoltre che i valori della tariffa base, per gli impianti in categoria "B" – fra cui quelli a biogas – saranno ulteriormente ridotti del 2% a partire dal 1° gennaio 2020 (del 5% per gli impianti di categoria "A").

La potenza globalmente incentivabile è suddivisa in "Gruppi" ed in "Bandi". Ogni gruppo è raccoglie tecnologie affini per maturità, i bandi scandiscono temporalmente l'attribuzione dei diversi contingenti di potenza.

Per ulteriori dettagli si rimanda alla bozza di decreto consultabile on-line. Si sottolinea comunque come tale documento sia, all'epoca di redazione della tesi, soltanto una bozza priva di validità effettiva.

6.5.2 Configurazione Impiantistica e Calcoli di Dimensionamento

L'analisi tecnico economica per la configurazione impiantistica alternativa, ovvero la cogenerazione, è stata sviluppata nel modello Excel a partire dalla scheda "5 – Ipotesi Combustione Motore". In questo caso il biogas proveniente da digestione anaerobica non viene trattato in unità di upgrading ma inviato direttamente ad un motore endotermico cogenerativo che, connesso ad un alternatore, produce energia elettrica da immettere sul mercato.

La scheda dedicata alla combustione nel gruppo cogenerativo si apre con la tabella seguente:

Statistiche Biogas		
Produzione Annuia Biogas	8895794,18	[Nm ³ /y]
Produzione Oraria Biogas	1015,50	[Nm ³ /h]
PCI Biogas	5,359406881	[kWh/Nm ³]
Energia Oraria nel Biogas	5442,49	[kW]
Autoconsumo Digestore	94,69	[kW _e]
Autoconsumo Ausiliari Motore	3,5%	[%P _e]
$\eta_{\text{ELT-MOTORE}} (@P=P_N)$	43,2%	[%]
$\eta_{\text{TH-MOTORE}} (@P=P_N)$	40,7%	[%]
Frazione Potenza Effettivamente Producibile	96,6%	[%]
$\eta_{\text{ELT-MOTORE}} (@P=P_{\text{EFFETTIVA}})$	39,9%	[%]
Potenza Elettrica Producibile da Biogas Lorda	2351,15	[kW _e]
Potenza Termica Producibile da Biogas Lorda	2215,09	[kW _{th}]
Potenza Elettrica Effettiva Motore	2435	[kW _e]
Potenza Termica Effettiva Motore	2292	[kW _{th}]
Potenza Elettrica Prodotta Netta	2174,17	[kW _e]
Stima Perdite di Linea e Trasformatori	11%	[%]
Potenza al Netto delle Perdite Convenzionali	1935,01	[kW _e]

Figura 83 Tabella di calcolo della produzione elettrica del cogeneratore

La prima riga della tabella ricava automaticamente da “2 – Alimentazione Digestore” la produzione annua di biogas, la riga successiva converte tale valore in produzione oraria. La tabella ricava dalla suddetta scheda anche il valore percentuale di concentrazione di metano nel biogas in funzione della biomassa di alimentazione del biodigestore. Il PCI della miscela gassosa può quindi essere calcolato come prodotto del PCI del metano, così come indicato nella normativa di riferimento per la percentuale di metano nel mix.

$$PCI_{biogas} = PCI_{CH_4} \cdot \%_{CH_4} \quad \left[\frac{kWh}{Nm^3} \right]$$

Equazione 55 Calcolo del Potere Calorifico Inferiore (PCI) del biogas

Si procede quindi con il calcolo della potenza chimica contenuta nel combustibile:

$$P_{biogas} = PCI_{biogas} \cdot \dot{m}_{biogas}^{ora} \quad [kW_{th}]$$

Equazione 56 Potenza termica dalla combustione del biogas

La riga relativa all’autoconsumo del digestore permette di stimare la potenza elettrica richiesta per il funzionamento del motore, tale valore è ricavato da “4 – Digestione Anaerobica” e, nel caso della cogenerazione, è sottratto dalla potenza elettrica lorda prodotta dal motore ma nella scheda relativa al calcolo economico non figura fra le voci di costo (così come succede invece nel caso dell’upgrading, in cui l’energia assorbita dal digestore è invece una spesa ulteriore perché acquistata dalla rete).

Sulla base delle informazioni contenute nella scheda tecnica dei motori cogenerativi della ditta [Jenbacher – General Electric](#), si inseriscono manualmente i valori di efficienza termica ed elettrica del gruppo. Nel modello Excel sono stati riportati degli stralci di tali schede tecniche. La scelta del cogeneratore fra quelli

presenti nel catalogo Jenbacher è stata effettuata utilizzando come parametro discriminante la potenza elettrica: dal momento che non è previsto alcun accumulo di biogas è necessario che la potenza elettrica nominale dell'unità (certamente inferiore alla potenza termica corrispondente) sia maggiore o al limite pari alla potenza elettrica teoricamente ottenibile dalla combustione dell'intera portata di biogas. A questo proposito, pertanto, nel caso specifico dell'impianto di San Damiano d'Asti è stato preso in considerazione il motore J616, caratterizzato dai seguenti dati di targa

Motore Jenbacher J616 – 16 Cilindri – Ciclo Otto Sovralimentato - Biogas
$\eta_{elt}^{nom} = 43.2\% @P = P_{Nom}$
$\eta_{th}^{nom} = 40.7\% @P = P_{Nom}$
$P_{elt}^{nom} = 2'435 kW_e$
$P_{th}^{nom} = 2'292 kW_{th}$
$e_{NO_x} = 450 \frac{mg}{Nm^3 fumi} @5\% O_2$
$e_{CO} = 500 \frac{mg}{Nm^3 fumi} @5\% O_2$

Tabella 19 Sommario caratteristiche motore cogenerativo

Noti così i parametri di efficienza del motore in condizioni nominali, si calcolano i corrispondenti valori di potenza lorda producibile dalla combustione dell'intera produzione di biogas:

$$P_{elt} = PCI_{biogas} \cdot \dot{m}_{biogas}^{ora} \cdot \eta_{elt}^{nom} \quad [kW_e]$$

Equazione 57 Potenza elettrica generata

$$P_{th} = PCI_{biogas} \cdot \dot{m}_{biogas}^{ora} \cdot \eta_{th}^{nom}$$

Equazione 58 Potenza termica generata

Come da ipotesi, i risultati ottenuti in fatto di potenza elettrica e termica sviluppate sono inferiori ai valori nominali del motore scelto. In particolare, per il calcolo delle potenze lorde producibili, non essendo disponibile l'esatta curva di rendimento del motore in questione, è stata fatta l'ipotesi che nonostante le condizioni di funzionamento effettive siano discoste da quelle nominali, le efficienze siano immutate.

Per avere un parziale riscontro della veridicità di tale affermazione è stato effettuato un'analisi di sensitività relativamente alla curva di potenza del motore cogenerativo Jenbacher J320. Tale curva di rendimento è stata ottenuta come interpolazione quadratica di tre valori di efficienza relativi rispettivamente a 100% e 75% della potenza nominale e potenza minima ($\approx 58\% P_N$). Si è assunto che tale caratterizzazione fosse valida anche per il motore J616, nonostante quest'ultimo appartenga ad una differente linea produttiva della medesima industria. Si riporta il grafico ottenuto dall'analisi:

Caratteristica di Regolazione del Motore J320			
$P_{IMMESSA}$ [p.u.]	1	0,75	0,58
η [%]	40,00	38,50	36,70

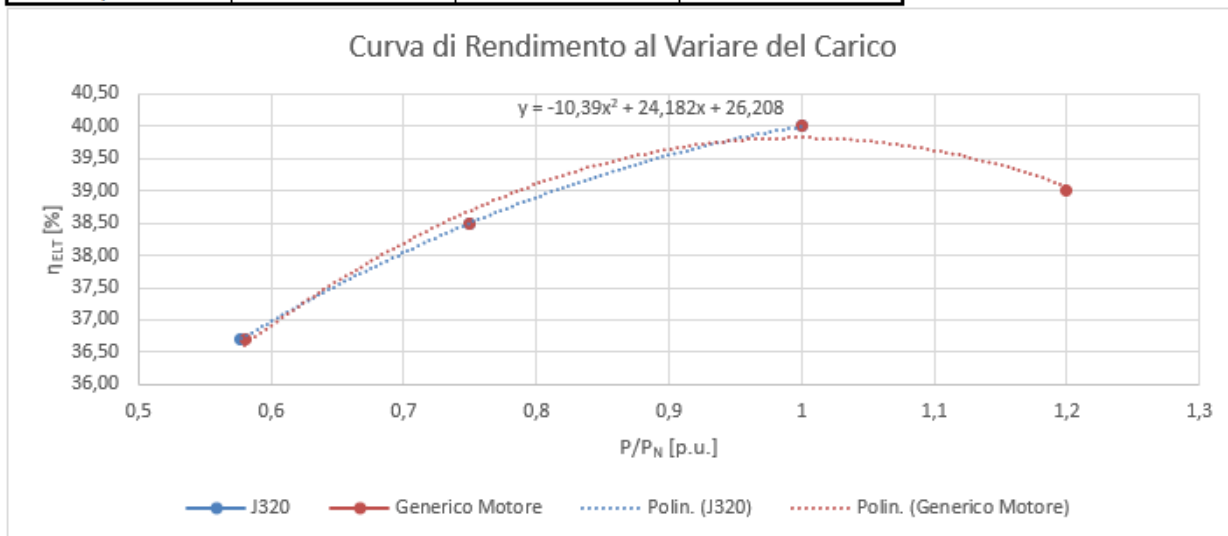


Figura 84 Curva di rendimento motore Jenbacher J320

La curva blu interpola i dati noti relativi al J320 mentre quella granata mostra l'andamento della generica efficienza elettrica di un motore alternativo per regime di potenza superiore a quello nominale. La caratteristica di rendimento così ottenuta è stata quindi utilizzata per calcolare l'efficienza teorica del J616 oggetto dello studio. Il valore ottenuto da tale caratterizzazione (39.90 %) non è comunque stato utilizzato nell'analisi poiché si è ritenuto più corretto utilizzare il dato ufficiale dichiarato dal costruttore in luce del fatto che la potenza sviluppata è comunque molto prossima al valore nominale del motore (98.5 %) e il valore ipotizzato con la procedura suddetta è stato ritenuto eccessivamente penalizzante (- 3.3 %).

Il valore di potenza elettrica lorda così ottenuto ($\approx 2'300 \text{ kW}_e$) è stato quindi decurtato del 3.5% in accordo con il parametro di autoconsumo degli ausiliari del cogeneratore dichiarato nella scheda tecnica del motore. La potenza elettrica risultante ai morsetti della macchina è stata quindi valutata in $2'175 \text{ kW}_e$ circa.

Il D.M. 23/06/2016, documento attualmente di riferimento per il calcolo degli incentivi alle fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, come spiegato nella sezione dedicata, prevede una decurtazione percentuale della potenza elettrica per tener conto delle perdite di linea e nei trasformatori. Il modello prevede quindi una casella di calcolo automatizzata che in funzione della potenza ai morsetti della macchina impone il fattore di decurtazione previsto dalla normativa. Nel caso in oggetto, tale fattore è pari a -11%.

Risulta così una potenza netta incentivata pari a 1935 kW_e circa. La tabella seguente riassume i risultati suddetti. La casella relativa alla tariffa incentivante base, in funzione del range di potenza prodotta, calcola automaticamente, con una condizione logica di tipo "SE", il valore attribuito al MWh, come da D.M. 23/06/2016.

Calcolo Energia Incentivabile		
Potenza Incentivata	1935,01	[kW_e]
Energia Incentivata	16950,70	[MWh/y]
Tariffa Base Impianti Biogas - cat. d)	112	[€/MWh]

Figura 85 Sommario produzione elettrica

La procedura prevista dal D.M. in oggetto prevede le seguenti categorie di incentivo:

$i = 233 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e} \text{ per } 1 < P_{elt} < 300 \text{ kW}$
$i = 180 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e} \text{ per } 300 \leq P_{elt} < 600 \text{ kW}$
$i = 160 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e} \text{ per } 600 \leq P_{elt} < 1000 \text{ kW}$
$i = 112 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e} \text{ per } P_{elt} > 1000 \text{ kW}$

Tabella 20 Tariffa incentivante in funzione della potenza prodotta

Come descritto nella precedente sezione, relativamente alle modalità di incentivo previste dal D.M. 23/06/2016, sono previsti due regimi di sussidio: la “Tariffa Onnicomprensiva” e l’“Incentivo”. Il discriminante che determina l’accesso all’una o all’altra modalità, è la potenza dell’impianto. Nel caso in oggetto essendo i circa 2MW_e ampiamente superiori alla soglia di 300 kW_e, è possibile soltanto alla seconda categoria di sussidio.

La tariffa base di 112 €/MWh_e non è esattamente quanto riconosciuto al produttore dal GSE ma deve essere decurtata in funzione dell’effettivo manifestarsi di alcune condizioni così come descritte nel precedente capitolo relativo agli incentivi alle fonti rinnovabili.

Riduzioni della Tariffa Base		
Riduzioni Generiche		
Ribasso in Procedura d'Asta	0%	[%]
Riduzione da Ribasso in Asta	0%	[%]
Riconoscimento Contributo in Conto Capitale	0%	[%]
Ribasso da Contributo Conto Capitale	0%	[%]
Mesi Ritardo Entrata in Esercizio	0	[mesi]
Ribasso da Ritardo	0%	[%]
Richiesta Priorità in Graduatoria	NO	(SI/NO)
Ribasso da Richiesta Priorità	0%	
Verifica Qualità Impianti Biomasse		
Impianto Operante in CAR?	1	(1 = SI, 0 = NO)
Rispetto Valori di Emissione da D.M. 06/07/2012?	1	(1 = SI, 0 = NO)
Recupero N (>30%) con Produzione Fertilizzanti?	1	(1 = SI, 0 = NO)
Ribasso da Non Conformità Qualitativa	0%	[%]
Riduzioni da Tasse		
Oneri di Gestione, Verifica e Controllo GSE	0,50 €	[€/MWh]

Calcolo Tariffa Ridotta		
Totale Decurtazioni Percentuali	0%	[%]
Tariffa Ridotta	111,50 €	[€/MWh]

Figura 86 Tabella di attribuzione delle possibili fonti di riduzione della tariffa base

Nel seguito si riporta la sezione del modello Excel in cui all’utente è richiesto di inserire i dati relativi alle possibili cause di decurtazione opzionali in conseguenza delle quali si calcola automaticamente la “Tariffa Base Ridotta” corrispondente all’effettiva retribuzione del MWh_e da parte del GSE. Oltre alle cause di riduzione opzionali, è comunque sempre presente un onere pari a 0.50 €/MWh_e che il produttore riconosce al GSE per le spese di gestione e amministrazione della procedura di incentivazione.

La tabella proposta è relativa all'impianto di San Damiano nell'ipotesi che nessuno dei fattori penalizzanti possa essere applicato, rappresenta, pertanto la condizione incentivante più favorevole possibile. Il calcolo della tariffa ridotta si aggiorna automaticamente al variare delle caselle in grigio. Si sottolinea il fatto che il D.M. 23/06/2016 prevede un'ulteriore serie di parametri qualitativi inerenti agli impianti a biomasse che, se non integralmente rispettati (CAR, fattori di emissione entro i limiti, e recupero dell'azoto) comportano un addizionale decurtazione del 5%.

Al termine della procedura di calcolo, la riga finale della tabella esplica il valore effettivamente riconosciuto al produttore di energia elettrica. Tale risultato viene acquisito in automatico dalle schede che effettuano l'analisi economica per lo scenario cogenerazione.

Per quanto concerne la soddisfazione del fabbisogno termico dei digestori, diversamente dallo scenario bio-CH₄, il motore endotermico produce abbondanti cascami termici a più livelli termici che, se recuperati possono essere utilizzati per il mantenimento in temperatura e riscaldamento dei digestori. Come riportato nella Figura 87 estratta da "5 – Ipotesi Combustione Motore", la potenza termica lorda producibile dal cogeneratore è pari a 2'215 kW_{th}. La valutazione dell'effettiva copertura del fabbisogno termico dei digestori è stata sviluppata nella sezione dedicata della scheda "4 – Digestione Anaerobica": le considerazioni riguardo alla stima quantitativa della richiesta termica del digestore sono state già affrontate nella sezione di capitolo analoga alla presente relativa allo scenario concorrente. In questa sede, pertanto si ricorda soltanto il risultato: 7'200 MWh_{th}/y rimandando alla suddetta sezione per la discussione sui metodi adottati per tale calcolo.

Fabb. Termico Digestore - Stima Cautelativa	7200,00	[MWh_{th}/y]
--	----------------	-----------------------------

Ipotesi CHP - Stima Copertura Fabbisogno Termico		
Potenza Termica Producibile Motore	2292,00	[kW _{th}]
Potenza Termica nel Biogas	2215,09	[kW _{th}]
Energia Termica da Recupero	19404,21	[MWh _{th}]
Copertura Fabbisogno	TOTALE	-
Energia Termica da Integrare	0	[MWh _{th}]

Figura 87 Calcolo copertura fabbisogno termico nello scenario cogenerazione

La tabella riportata (tratta da "4 – Digestione Anaerobica") ricava in automatico i valori di potenza termica nel biogas e nominale del motore. Considerando funzionamento continuo del motore, l'energia termica da questi prodotta risulta, nel caso in oggetto pari a oltre 19'000 MWh_{th}/y, quindi ampiamente sufficiente a sopperire alle richieste. A questo proposito, è stata fatta l'ipotesi che le dispersioni termiche siano trascurabili, anche in luce della disponibilità di energia termica quasi tripla rispetto alla richiesta. La casella evidenziata in rosso rileva in automatico l'esito dell'indagine. Infine, l'ultima riga calcola la quota parte di fabbisogno da integrare poiché non coperta da recupero.

6.5.3 Valutazione Economica

La procedura di valutazione economica relativa alla configurazione cogenerativa è, a livello procedurale, analoga a quella precedentemente descritta nel caso di produzione di metano. Dalla scheda "5 – Ipotesi Combustione Motore" si ricavano le informazioni relative ai costi di acquisto e manutenzione del gruppo cogeneratore, riassunte nella tabella seguente:

Costo Acquisto Motore Effettivo	970.000,00 €	[€]
Intervallo di Rigenerazione Motore	60000	[h]
Costo Rigenerazione Motore	250.000,00 €	[€]
Consumo Specifico Olio Motore	0,28	[kg/h]
Densità Olio Motore	0,9	[kg/l]
Durata Olio Motore	1700	[h]
Capacità Olio Blocco Motore	750	[l]
Ore Annue Funzionamento	8760	[h/y]
Consumo Annuo Olio	6592	[l]
Costo Olio Motore	4,70 €	[€/l]
Costo Annuo Olio Motore	30.982,40 €	[€/y]
Costo Pastiglia Catalizzatore	4.000,00 €	[€]
Intervallo Sostituzione Pastiglia Catalizzatore	20000	[h]

Figura 88 Tabella di attribuzione dei costi di acquisto e operazione del cogeneratore

Le informazioni ivi contenute sono relative a unità cogenerative reali, presenti sul mercato ed ottenute da indagini di mercato effettuate in passato da G.A.I.A..

Rispetto alla configurazione concorrente, la cogenerazione prevede non soltanto spese annue quali, ad esempio la sostituzione dell'olio, ma anche attività manutentive in funzione del tempo effettivo di funzionamento. In questa sede, essendo stato svolto lo studio nell'ottica di dimensionare le macchine affinché coprano interamente la produzione annua di biogas, è stata fatta l'ipotesi di funzionamento continuo (8760 h/y). La valutazione economica dello scenario cogenerazione è stata sviluppata nella scheda "8a – Analisi Economica Cogeneratore" di cui si riportano i contenuti principali, rimandando al modello Excel per approfondimenti.

Percentuale Capitale Proprio	50%	[%]
Percentuale Debito	50%	[%]
Costo Capitale Proprio	3%	[%]
Costo Debito	5%	[%]
Inflazione	3%	[%]
Rateo di Tassazione	24%	[%]
Costo Medio Ponderato del Capitale - WACC	3%	[%]
Tempo di Deprezzamento	10	[y]
Vita Impianto	30	[y]
Tasso di Ammortamento	1.067.000,00 €	[€/y]

Figura 89 Parametri economici rilevanti nello scenario cogenerazione

I parametri economici di base sono stati mutuati dall'analoga sezione dello scenario bio-CH₄, in modo tale da garantire uniformità di valutazione. La sezione relativa ai costi di acquisto, in questo caso prevede una sola voce oltre l'unità di digestione anaerobica, a conferma del fatto che tale scenario, dal punto di vista impiantistico è di più facile attuazione. Parimenti, la manutenzione ed i costi ad essa associata sono integralmente dovuti al motore.

CAPEX		
Costo Acquisto Sezione Dig. Anaerobica	9.700.000,00 €	[€]
Costo Acquisto Gruppo Cogeneratore Effettivo	970.000,00 €	[€]
Costo Acquisto Complessivo	10.670.000,00 €	[€]
OPEX		
Costo Annuo Manutenzione Dig. Anaerobica	97.000,00 €	[€/y]
Costo Rigenerazione Motore	250.000,00 €	[€]
Costo Annuo Olio Motore	30.982,40 €	[€/y]
Costo Pastiglia Catalizzatore	4.000,00 €	[€]
Guadagni		
Con Incentivo	967.718,36 €	[€/y]
Senza Incentivo	922.284,18 €	[€/y]

Figura 90 Riassunto di oneri di acquisto e manutenzione del cogeneratore e introiti annui

Il calcolo dei proventi dalla vendita dell'energia elettrica incentivata prodotta è stato svolto nella scheda "A1 – MGP ELT 2017". Sono stati riportati i dati storici riguardo al prezzo zonale orario dell'energia elettrica per l'anno 2017 e ambito geografico Nord Italia, è stato quindi calcolato l'incentivo corrispondente come precisato dalle norme attuative del D.M. 23/06/2016 come differenza fra la tariffa base ridotta di cui si è discusso precedentemente e il suddetto prezzo zonale orario. Il ricavo orario è stato quindi ottenuto come prodotto dell'incentivo e dell'energia prodotta in un'ora. Tali ricavi sono stati sommati pervenendo così ai valori mensili e, successivamente, annui.

Si riporta la tabella conclusiva dei ricavi annui in regime di incentivazione estratta da "A1 – MGP ELT 2017":

Mese	gen-17	feb-17	mar-17	apr-17	mag-17	giu-17	lug-17	ago-17	set-17	ott-17	nov-17	dic-17
R _{mensile} [€/mese]	47.958,28 €	71.714,90 €	96.982,59 €	96.825,04 €	100.763,45 €	88.352,56 €	88.620,88 €	80.788,32 €	87.461,03 €	81.536,15 €	60.912,48 €	65.802,68 €
R _{anno} [€/anno]	967.718,36 €											

Figura 91 Guadagni annui da vendita di elettricità alla tariffa di incentivazione prevista da D.M. 23/06/2016

I corrispondenti introiti relativi agli anni successivi al ventesimo e quindi esclusi dal regime di incentivazione, invece, sono stati calcolati come prodotto dell'energia elettrica prodotta annualmente per il valor medio annuo del prezzo di mercato dell'elettricità ottenuto sulla base delle già citate serie storiche del GME.

Analogamente a quanto fatto nell'ipotesi bioraffineria di metano, è stato replicato lo studio previsionale sulla base di una possibile variazione annua del valore dell'energia elettrica in linea con l'analoga variazione registrata dal GSE nel recente passato.

Si riportano infine i grafici che illustrano l'impatto relativo delle singole voci di costo su CAPEX ed OPEX relativamente allo scenario cogenerazione:

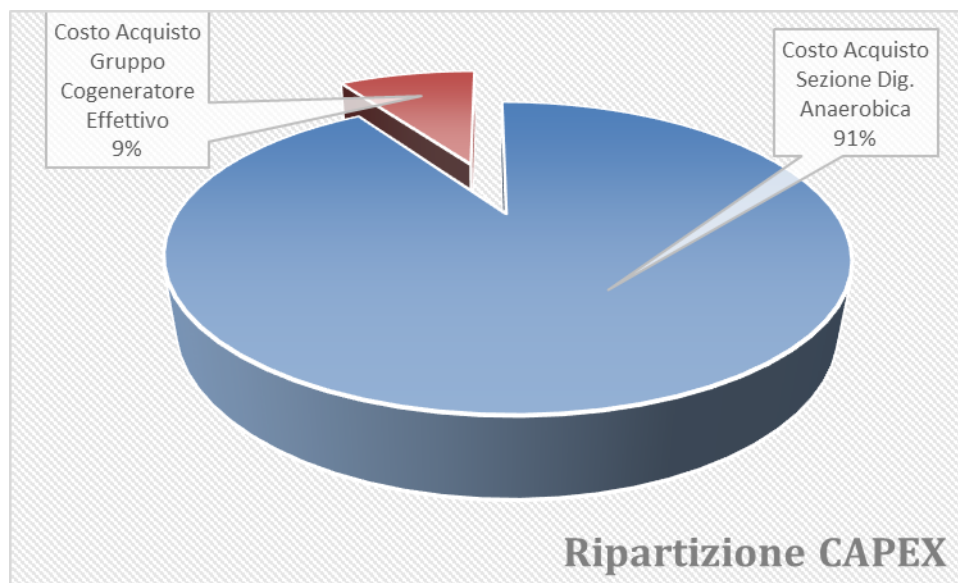


Figura 92 Peso relativo delle diverse voci sul costo di acquisto iniziale – scenario cogenerazione

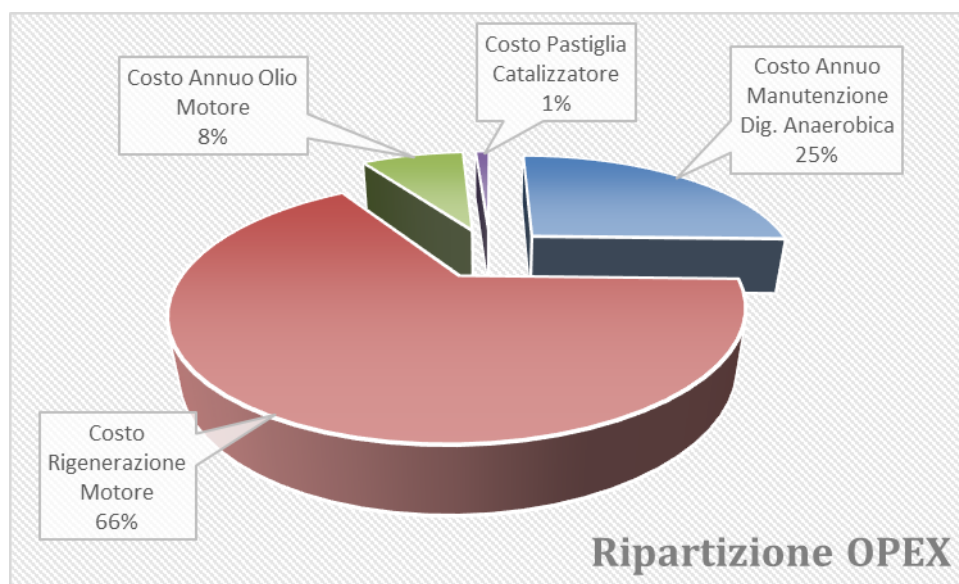


Figura 93 Peso relativo delle diverse voci sul costo operativo - scenario cogenerazione

6.5.4 Contesto Ambientale Normativo – Cogenerazione

Gli aspetti di carattere ambientale sono stati elaborati nella scheda “7 – Aspetti Ambientali” sulla base delle prescrizioni agli allegati II, II-bis, III e IV alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006. Come anticipato nella sezione generale di normativa ambientale, entrambe le configurazioni previste, dato l’incremento sostanziale di potenzialità richiedono che l’impianto sia sottoposto ad una nuova procedura di Valutazione di Impatto Ambientale. Nel seguito si riporta la tabella di confronto fra le prescrizioni normative e le condizioni effettivamente verificate nel caso di combustione diretta del biogas all’interno del gruppo cogenerativo:

Ipotesi Combustione Motore				Assoggettabilità VIA			
Impianto	Parametro	Valore	Unità	All. II	All. II - Bis	All. III	All. IV
Materia Prima in Ingresso	Massa	90000	[ton/y]	-	-	SI'	SI'
Impianti Chimici Integrati	Produzione annua	3694,098	[ton(CH ₄)/y]	NO	-	-	-
	Produzione annua	6768,075	[ton(CO ₂)/y]	NO	-	-	-
Impianti Termici	Potenza	4,659	[MW]	NO	NO	NO	NO
Stoccaggio Gas Naturale	Volume	0	[m ³]	NO	-	NO	-
Gasdotti	Lunghezza	0	[km]	NO	NO	-	NO
	Φ _{piping}	0	[mm]	NO	-	-	-
Elettrodotti Aerei	Tensione	15	[kV]	NO	NO	NO	NO
	Lunghezza		[km]	NO	NO	NO	NO
Smaltimento Recupero Rifiuti non Pericolosi (R1)	Massa	246,5753	[ton/d]	-	-	SI'	SI'

Figura 94 Tabella di valutazione della competenza della procedura di VIA – scenario cogenerazione

Parimenti al caso relativo alla produzione di biometano, anche in questo caso la tabella acquisisce in automatico le informazioni relative alla massa in ingresso annua e giornaliera. Tali valori sono superiori alle soglie previste dall'allegato III al D.Lgs. 152/2006 e, pertanto, l'ottenimento dell'AIA richiede necessariamente il parere favorevole sulla procedura di VIA di competenza regionale. Sulla base di considerazioni analoghe a quelle fatte nel caso precedente, la L.R. 40/1998 prevede che la procedura ricada in cascata dalla regione alla provincia.

La produzione, nell'ipotesi cogenerativa, di CH₄ e di CO₂ è stata valutata pari ai valori relativi allo scenario concorrente in luce del fatto che essa dipende dalla composizione del biogas proveniente dalla sezione di digestione anaerobica comune ad entrambi.

L'ipotesi di combustione del biogas non prevede ovviamente l'allacciamento ad alcun gasdotto e, pertanto, le condizioni relative a volume di stoccaggio, lunghezza e diametro della tubatura non sono state prese in considerazione.

Il gruppo cogenerativo considerato prevede la produzione di potenza elettrica alternata trifase in bassa tensione (400 V), l'immissione in rete a tale livello di tensione non è tuttavia tecnicamente conveniente e pertanto è necessario fare uso di un trasformatore innalzatore. Tali considerazioni sono legate ai vincoli di dimensionamento dei cavi che, per smaltire la potenza a disposizione, richiederebbero diametri eccessivi con le ovvie conseguenze in fatto di costi, flessibilità e peso. Tali considerazioni sono supportate dall'analoga soluzione attuata presso il sito G.A.I.A. di Cerro Tanaro, dove è attualmente in funzione un'unità CHP di potenza molto inferiore alimentata a gas da scarica. Anche in questo caso, la cessione dell'elettricità in rete avviene in media tensione. La lunghezza dell'elettrodotto eventualmente necessario non è nota con precisione in fase di studio di fattibilità ma è comunque ridotta a poche centinaia di metri.

La valutazione preliminare dell'impatto ambientale relativamente allo scenario cogenerativo si conclude con la stima delle emissioni di gas serra ed inquinanti. Anche nel caso della cogenerazione è stata attuata la metodologia descritta nell'analoga sezione relativa all'upgrading. In questo caso il calcolo è risultato più diretto ed agevole dal momento che l'interessa del vettore energetico prodotto viene utilizzata in loco; pertanto emissioni locali e globali (CO₂ esclusa perché assente nella stima locale) coincidono:

Ipotesi Combustione Motore		
CO2 da Combustione CH4 nel Biogas	5331688,38	[Nm ³ /y]
	9922141,20	[kg/y]
CO2 nel Biogas	3564105,80	[Nm ³ /y]
	6632713,40	[kg/y]
CO2 Totale	16554,85	[ton/y]
Emissioni Polveri Totale	4,45E-02	[ton/y]
Emissioni CO Totale	2,67E+00	[ton/y]
Emissioni NO _x Totale	2,22E+00	[ton/y]
Emissioni SO _x Totale	0,00E+00	[ton/y]

Figura 95 Valutazione delle emissioni globali di GHG e inquinanti nello scenario cogenerazione

Ipotesi Combustione Motore		
Emissioni Polveri Totale	4,45E-02	[ton/y]
Emissioni CO Totale	2,67E+00	[ton/y]
Emissioni NO _x Totale	2,22E+00	[ton/y]
Emissioni SO _x Totale	0,00E+00	[ton/y]

Figura 96 Valutazione delle emissioni globali di inquinanti nello scenario cogenerazione

Per la stima dei fattori di emissione specifici è stato fatto uso delle prescrizioni di cui alla D.D. 189/2011 già descritte e riportate nella analoga sezione relativa allo scenario concorrente.

Capitolo 7 Risultati Analisi Comparativa

7.1 Assetto Impiantistico

Entrambe le soluzioni proposte richiedono la realizzazione di un impianto di digestione anaerobica, il cui funzionamento non richiede soltanto l'installazione dei digestori ma anche di un'ampia serie di ausiliari. In particolare è necessario provvedere alla realizzazione di una sezione di preparazione e stoccaggio del mix di alimento con annesso sistema di trasporto del materiale dalla sezione di ricezione al biodigestore. È opportuno che il materiale da avviare a digestione sia ridotto a dimensioni dell'ordine di 50 mm per poter essere movimentato attraverso un sistema di pompaggio a pistone. Questa soluzione, rispetto ad un più convenzionale sistema di trasporto a nastro o tramite pala gommata ha il sostanziale vantaggio di collegare due sezioni chiuse dell'impianto (vano di stoccaggio della FORSU conferita e biodigestore) attraverso un circuito idraulico a tenuta stagna, non comunicante con l'esterno. Ciò si esplica anzitutto nella limitazione delle emissioni odorigene legate al trasporto ed evita inoltre il rilascio di eventuali percolamenti, inviati invece a digestione. Come richiesto nel disciplinare di gara [XXXIII] il digestore deve garantire operatività in continuo e, pertanto, deve prevedersi una sezione destinata allo stoccaggio del materiale in attesa di essere inviato a digestione di capacità sufficiente a garantire autonomia sufficiente al sistema di caricamento per coprire le circa 36 ore a cavallo fra il sabato pomeriggio e la domenica in cui l'impianto non è presidiato. Ciò garantisce così produttività continua di biogas senza la necessità di installare un serbatoio di accumulo. Parimenti alla sezione di caricamento, quella di asportazione del digestato per l'avvio a compostaggio deve essere realizzata tramite un circuito idraulico azionato da una pompa a pistone e dotato di saracinesche per consentire il ricircolo del materiale.

Il digestore al suo interno deve essere dotato di un agitatore che, a seconda delle scelte costruttive, può essere singolo e calettato parallelamente all'asse del digestore stesso o, in alternativa, può essere costituito da più unità operanti in autonomia e posizionate perpendicolarmente all'asse del serbatoio. All'interno del digestore la pressione operativa è generalmente compresa in un range di poche decine di mbar rispetto alla pressione ambiente e deve essere dotato degli opportuni dispositivi di sicurezza nel caso in cui vengano meno le normali condizioni di funzionamento. Generalmente [XXXVII] i digestori sono dotati di torcia di emergenza, guardie idrauliche, valvole di sovrappressione e dischi di rottura, che intervengono in sequenza al crescere della sovrappressione interna oltre la soglia di guardia. È inoltre opportuno prevedere di dotare il digestore di un sistema di abbattimento preliminare dell' H_2S , indipendentemente dalla scelta relativa al successivo uso del biogas, tramite precipitazione a seguito della reazione con idrossido di ferro.

Nel caso in cui la scelta si orienti sulla soluzione cogenerativa ($P_{TOT} \approx 4,5$ MW, $\eta_{elt} \approx 0.43$), è prevista quindi l'installazione di un gruppo formato da un motore endotermico primo, un generatore elettrico, i sistemi di recupero termico e di connessione elettrica; il tutto coordinato da un sistema di controllo automatico collegato in remoto con l'addetto alla gestione impianti. L'utilizzazione del biogas entro al motore ne richiede il pretrattamento con compressione e condensazione dell'umidità attraverso un gruppo frigorifero, seguito dalla combustione vera e propria. Lo scenario cogenerazione ha il grosso vantaggio di garantire la totale copertura del fabbisogno termico (7200 MWh/y) della sezione di digestione anaerobica, garantendo inoltre un surplus di calore utilizzabile per il processo di compostaggio. Al fine di realizzare il recupero termico è necessario prevedere un sistema di scambiatori di calore che garantiscano il recupero termico dai fumi, dall'acqua impiegata nell'intercooler e dall'olio diatermico proveniente dal circuito di raffreddamento del motore. Per quanto riguarda gli aspetti di carattere elettrico, i cogeneratori considerati per la valutazione, analogamente a quello sito presso la discarica G.A.I.A. di Cerro Tanaro, producono energia elettrica in forma di corrente alternata trifase a bassa tensione (400 V), a tale scopo, al fine di minimizzare le perdite di rete e ridurre il diametro dei cavi, è opportuno prevedere l'innalzamento del livello di tensione attraverso un trasformatore (15 kV)[XXXIX]. Dal punto di vista dell'infrastruttura necessaria, questa

soluzione ha il vantaggio di potersi avvalere degli elettrodotti in media tensione già esistenti nella zona circostante. Infine, la combustione in motore alternativo richiede la predisposizione di adeguate misure di abbattimento degli inquinanti, il gruppo cogenerativo deve quindi essere dotato di una sezione di postcombustione a monte del definitivo rilascio dei fumi in atmosfera.

La soluzione concorrente a quella descritta precedentemente, non prevede alcuna combustione del biogas ma la separazione della frazione inerte (CO_2) da quella effettivamente combustibile (CH_4). A tale proposito, come specificato nel capitolo relativo alle tecnologie di upgrading, è anzitutto necessario provvedere ad una prima compressione del biogas fino alle pressioni operative del sistema di scorporo (7-8 bar a seconda della tecnologia scelta) a seguito della quale provvedere, tramite raffreddamento, alla condensa dell'acqua residua [XXXVIII]. Pertanto, a monte dell'accesso alla sezione di upgrading è necessario predisporre un compressore ($\beta \approx 8$) la cui scelta, considerata la ridotta potenza di compressione in gioco ricade su un macchinario alternativo. La successiva sezione di upgrading del biogas provvede alla separazione dei flussi gassosi: lo stream a CO_2 dominante, in questa ipotesi preliminare, pur essendo in pressione (circa 8 bar) e ad un livello di purezza notevole, è considerato di scarto. In uno scenario più avanzato, che però esula dalle finalità del lavoro in oggetto, si potrebbe aggiungere un sistema di recupero della CO_2 che, a seguito di un'ulteriore fase di purificazione consenta di ottenere un prodotto ad elevato standard di qualità, utilizzabile in svariati ambiti quali la metanazione dell'idrogeno in ambito energetico, l'industria alimentare (acqua frizzante) o l'ulteriore compressione e il commercio in bombola. Il flusso a CH_4 dominante, invece, al fine di essere ammesso alla vantaggiosa procedura di vendita diretta al GSE deve essere immesso nella rete del gas naturale. Si sottolinea che la pressione di uscita dalla sezione precedente (8 bar circa) risulta non immediatamente compatibile con i due livelli di pressori previsti nelle offerte pervenute a G.A.I.A. S.p.A.

L'immissione in rete di distribuzione infatti richiede l'immissione del Bio- CH_4 ad un livello di pressione di 6 bar: è necessario pertanto provvedere a realizzare un sistema di regolazione della pressione in accordo con le specifiche del gestore di rete (2i Rete Gas) che consenta una variazione massima pari al 10% del valore di taratura, controllabile in remoto attraverso valvole di sicurezza. Le misure di portata immessa devono avvenire attraverso un singolo strumento meccanico a rotoidi connesso ad un sistema elettronico in grado di convertire, secondo la vigente omologazione legale, gli impulsi elettrici proporzionalmente ai volumi di gas immessi. Le condizioni operative in ambiente esplosivo, richiedono inoltre che il sistema di misura sia a certificazione ATEX e dotato di alimentazione indipendente. Il gestore della rete di distribuzione specifica inoltre le modalità per provvedere all'odorizzazione del gas, predisponendo un impianto di tipo automatico dotato di serbatoio a lambimento cui attingere in caso di guasto.

Nella figura seguente, è rappresentata in vista aerea l'ipotetica modalità di allacciamento alla rete: la prima tratta di tubazione (giallo), di lunghezza pari a circa 300 m si troverebbe nel territorio del comune di San Damiano d'Asti, mentre i successivi 3195 m circa (viola) si trovano sul territorio comunale di Ferrere. Le linee azzurre rappresentano le vie di accesso stradale principali verso l'impianto.

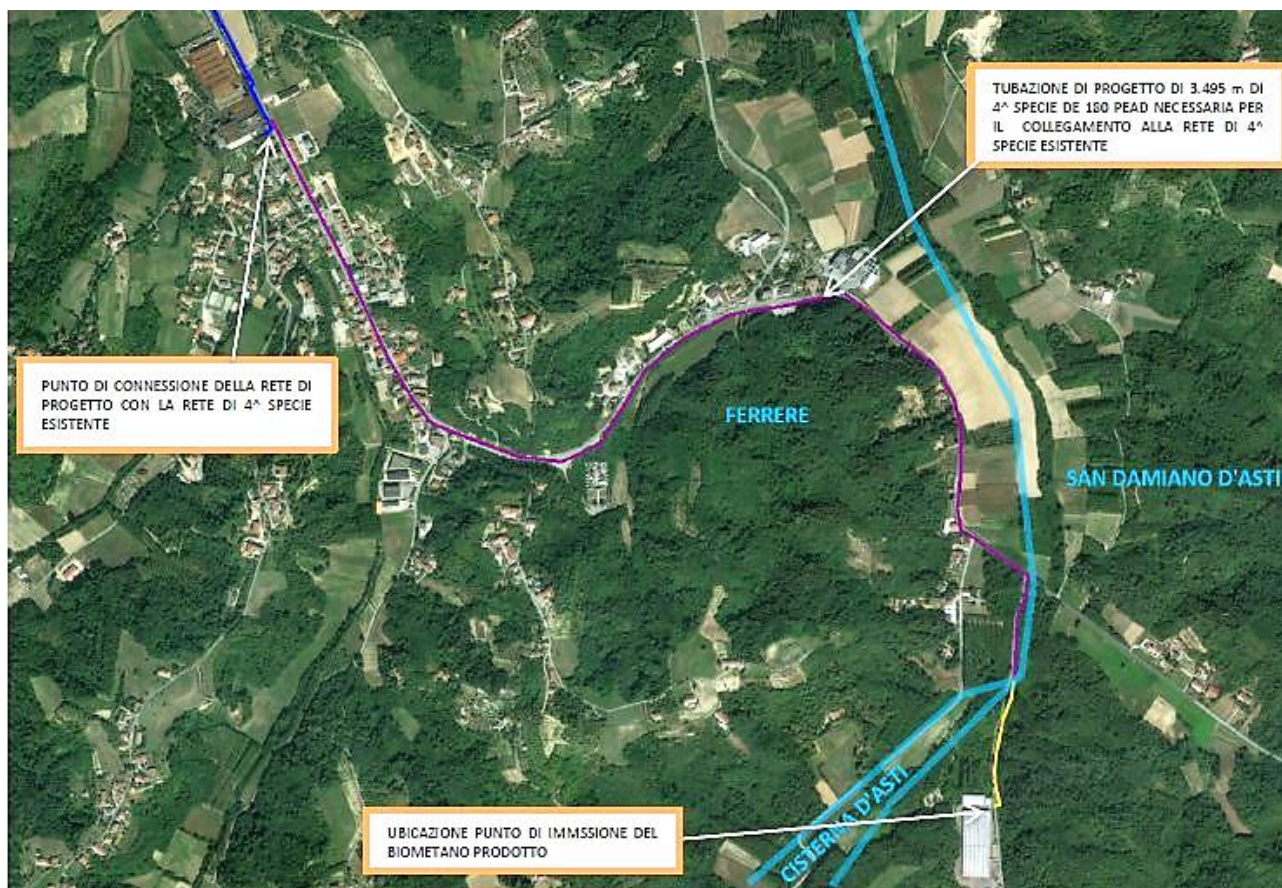


Figura 97 Traccia di posa della tubatura per l'allacciamento alla rete del gas in bassa pressione - Fonte: offerta 2i Rete Gas

Nel caso in cui, invece, si opti per l'immissione in rete di trasmissione ad alta pressione, è necessario comprimere ulteriormente (65 bar) il metano per uniformarsi alle specifiche di rete previste dal gestore (SNAM). In questo caso quindi, a differenza del precedente, la pressione in uscita dall'unità di upgrading non è sufficiente per adempiere alle richieste ed è pertanto necessaria una seconda unità di compressione. Quest'ultima, rispetto al compressore per biogas antecedente la sezione di upgrading, sarà dimensionata sulla base delle mutate specifiche fisiche del gas (il metano ha peso molecolare inferiore rispetto al biogas) e delle diverse portate in gioco (la portata di bio-CH₄ è pari a quella di biogas privata della componente CO₂), entrambe queste condizioni concorrono ad un assorbimento di potenza considerevolmente inferiore alla prima unità (55 kW contro 105 kW). L'offerta per l'immissione in rete ad alta pressione è pervenuta priva di ulteriori informazioni relativamente al percorso previsto e il punto esatto di connessione con l'infrastruttura già esistente.

7.2 Prestazioni Economiche

Dal punto di vista economico sembra utile presentare immediatamente i risultati grafici dello studio, evidenziando la redditività degli investimenti rispetto alla vita prevista per l'impianto:

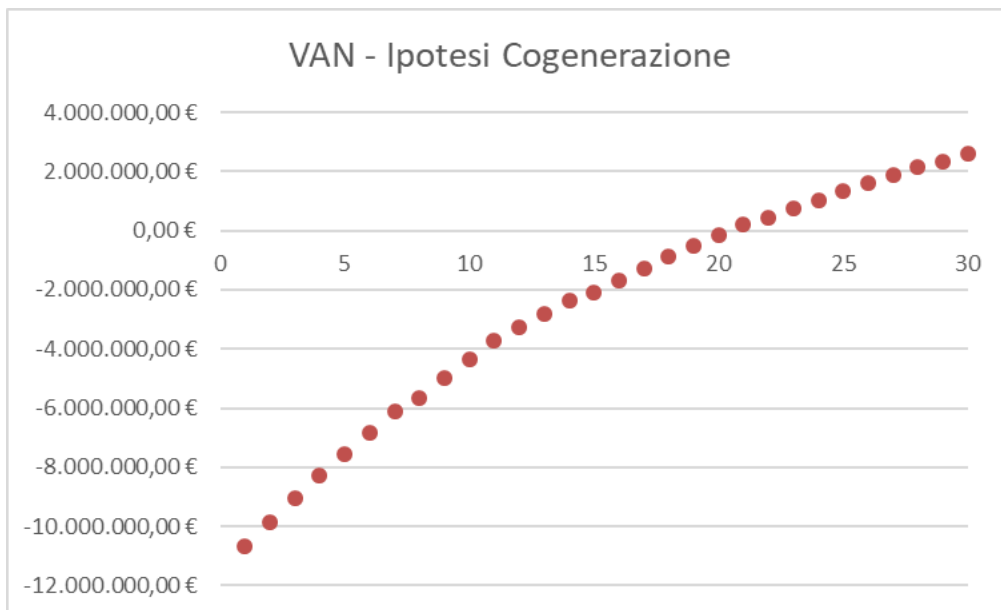


Figura 98 Valore attuale netto - Scenario cogenerazione - Prezzi Fissi

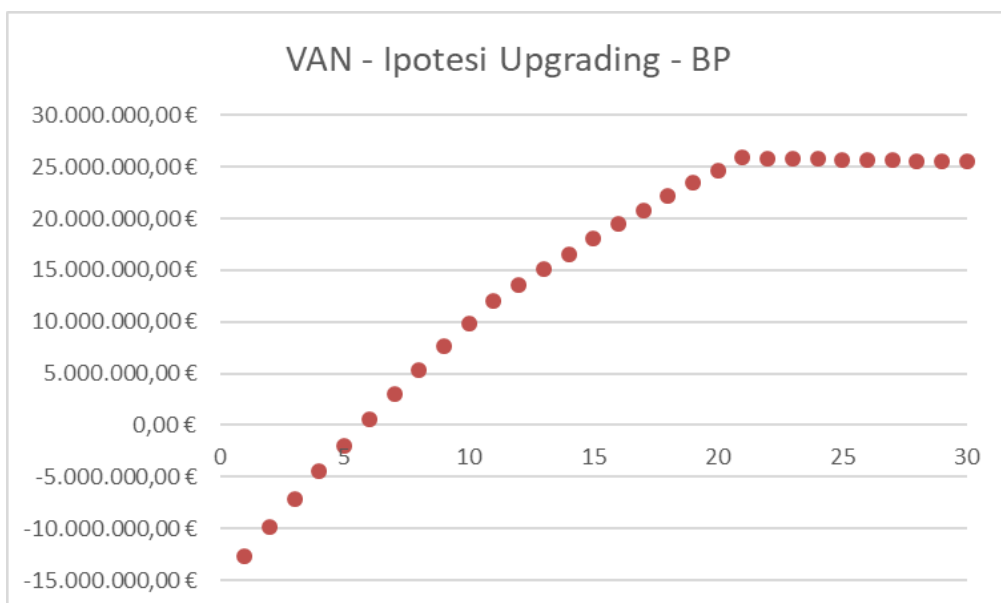


Figura 99 Valore attuale netto - Scenario biometano - Rete BP - Prezzi Fissi

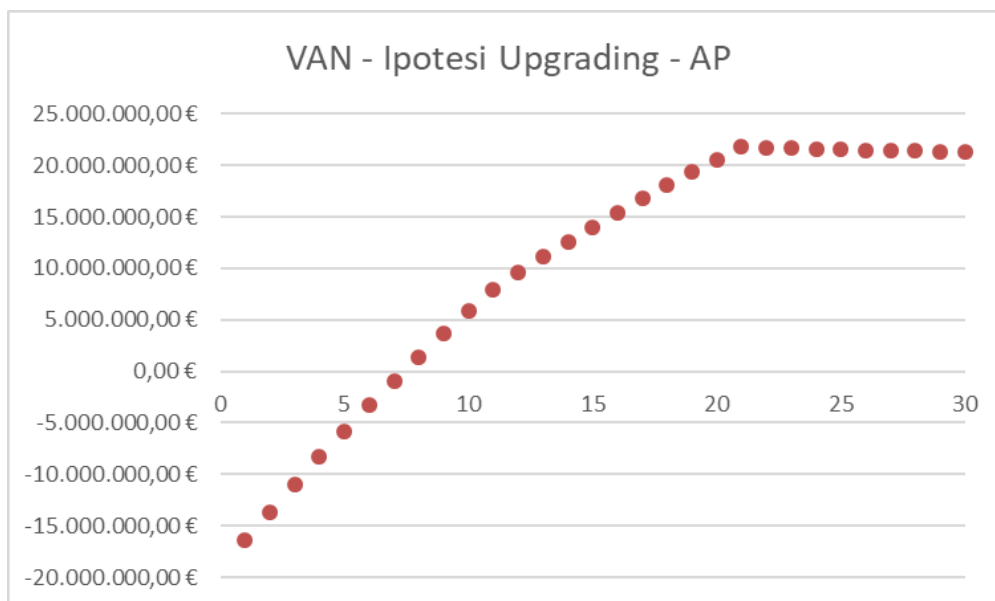


Figura 100 Valore attuale netto - Scenario biometano - Rete AP - Prezzi Fissi

L'analisi dei risultati economici, sintetizzata in questa sede attraverso l'evoluzione del Valore Attuale Netto dell'investimento nel tempo consente di concludere a prima vista che il ritorno economico è positivo per entrambe le soluzioni. Risulta altrettanto chiaro tuttavia che l'ipotesi di produzione e immissione di metano in rete a bassa pressione sia complessivamente la più vantaggiosa, come sintetizzato nella seguente tabella:

	Cogenerazione	Bio-CH ₄ – BP	Bio-CH ₄ – AP
Costo Iniziale di Investimento [€]	10'670'000	12'671'000	16'424'000
Costo Operativo Totale [€/y]	128'000 -382'000	961'780	987'700
Guadagni Annuì con Incentivo [€/y]	967'720	3'849'500	3'849'500
Guadagni Annuì senza Incentivo [€/y]	922'300	869'000	869'000
Valore Attuale Netto a Fine Vita - VAN [€]	2'853'000	25'453'000	21'232'000
Tasso Interno di Ritorno - TIR [%]	5,17	21,66	15,71
Tempo di Ritorno – PBT [y]	20	5	7

Tabella 21 Riassunto indicatori economici comparativi secondo scala cromatica di prestazione

Il confronto fra le soluzioni di immissione di gas in rete, infatti, a parità di introiti annui, proporzionali alla quantità venduta, propende a favore della soluzione a costi di installazione iniziali e operativi inferiori. La rete ad alta pressione, infatti comporta oneri di allacciamento molto maggiori (4'446'000 € rispetto a 692'750 €) rispetto alla concorrente rete di distribuzione. Parimenti a sfavore della rete di trasmissione gioca il fattore operativo: ogni anno infatti nel caso in cui si opti per questa soluzione è necessario spendere una cifra pari a circa 76'000 € per la doppia fase di compressione di biogas e biometano, al contrario, tale spesa operativa si riduce a 50'000 € circa, non essendo necessario il secondo stadio di compressione.

Tali differenze comportano un tempo di ritorno dell'investimento nel caso di immissione in rete di distribuzione di soli 5 anni, contro i 7 relativi all'immissione in rete di trasporto, pari ad un incremento di inizio redditività del 29% circa. Le medesime motivazioni fanno sì che la soluzione in bassa pressione si avvantaggi sulla concorrente in alta pressione di 4'222'000 € circa al termine della vita utile dell'impianto. Si sottolinea in proposito che tale differenza è in massima parte dovuta all'iniziale differenza di costo di investimento per l'allacciamento alla rete.

Il confronto economico fra l'alternativa cogenerativa e le concorrenti rivela un'assoluta non concorrenzialità: gli unici parametri a favore della combustione del biogas sono relativi ai costi di acquisto iniziale ed operativi annui. Infatti, in questo caso, l'assenza degli oneri di allacciamento alla rete del gas naturale (variabili come si è visto fra i 700'000 e 4'500'000 € circa) e il costo circa dimezzato di un gruppo cogenerativo rispetto ad un'unità di upgrading, fanno sì che l'investimento iniziale sia ridotto di una percentuale variabile fra il 15.8 % (BP) e il 35.0% (AP). L'implementazione di una tecnologia ormai stabilmente allo stato dell'arte quale la combustione stazionaria, inoltre si traduce in costi operativi sensibilmente inferiori rispetto a quelli imputabili ad una soluzione emergente quale il biometano, con una riduzione annua compresa fra il 61 e l'87% a seconda che sia necessario sostituire o meno il materiale di usura nel motore. Tuttavia, nonostante questi aspetti favorevoli, il regime incentivante la produzione di biocombustibili, particolarmente vantaggioso nel caso di recupero di rifiuti come in questo caso, comporta introiti annui quasi quadrupli a parità di energia rinnovabile immessa sul mercato. A termine vita dell'impianto, infatti il valore cumulato prodotto nel meno redditizio degli scenari biometano è pari a circa 7.44 volte quello prodotto in cogenerazione, valore che aumenta a 8,92 volte nel caso più favorevole.

L'attenta analisi dei grafici relativi al VAN, tuttavia mette in luce un aspetto economico rilevante: la scelta di una tecnologia consolidata quale il cogeneratore fa sì che anche al termine ventennale dell'incentivo, i ricavi annui siano superiori ai costi e, che quindi l'infrastruttura garantisca un guadagno (minimo) all'azienda. Al contrario, all'attuale stato di sviluppo, la sostenibilità economica di un impianto di produzione di biometano e la sua redditività sono esclusivamente legate al nuovo regime di incentivazione. Si sottolinea infatti che nel decennio conclusivo della vita stimata dell'installazione, successivo al ventennale periodo di ottenimento degli incentivi, si opera in perdita (minima) poiché i costi gestionali oltrepassano i ricavi dalla vendita sul mercato, in assenza di sovvenzioni. Il periodo non coperto dagli incentivi è pari ad esattamente un terzo della vita complessiva stimata e, pur comportando una perdita complessiva relativamente contenuta (560'000 € a fronte di un VAN a fine vita di oltre 21'000'000 €), richiede un'attenta valutazione sull'opportunità di dismettere anzitempo l'impianto in assenza della concessione di nuovi sussidi.

Lo studio previsionale effettuato sulla base della recente fluttuazione dei prezzi di mercato dei vettori energetici ha permesso, rispetto al precedente caso a costi fissi, di tenere conto della variazione degli oneri operativi e parimenti del prezzo di vendita dei beni. Il valore del CIC invece, essendo legato all'energia immessa e non al suo valore economico sul mercato, rimane costante. L'analisi di sensitività così realizzata

rivela andamenti simili a quelli descritti in precedenza ed analoghe considerazioni sulla sostenibilità economica delle due soluzioni, nonché sulla loro redditività. In particolare, si vuole sottolineare che anche in questo caso, nonostante si sia tenuto conto dell'aumento del valore del metano sul mercato nel futuro prossimo, i costi operativi della soluzione upgrading (ulteriormente appesantiti dall'incremento del prezzo dell'elettricità) risultano superiori ai proventi della sola vendita del metano in assenza di sussidi.

La tabella seguente riporta i dati economici relativi alla configurazione previsionale:

	Cogenerazione	Bio-CH₄ – BP	Bio-CH₄ – AP
Costo Iniziale di Investimento [€]	10'670'000	12'671'000	16'424'000
Costo Operativo Totale [€/y] (*)	128'000 -382'000	961'780	987'700
Guadagni Annuì con Incentivo [€/y] (*)	967'720	3'849'500	3'849'500
Guadagni Annuì senza Incentivo [€/y] (*)	922'300	869'000	869'000
Valore Attuale Netto a Fine Vita - VAN [€]	6'813'000	25'909'000	21'562'000
Tasso Interno di Ritorno - TIR [%]	7,26	21,75	15,77
Tempo di Ritorno – PBT [y]	16	5	7
(*) Dati relativi al primo anno, in seguito si applica la modifica percentuale prevista sulla base dell'analisi della variazione di valore dei vettori energetici come da serie storiche GSE			

Tabella 22 Riassunto indicatori economici comparativi - scenario previsionale prezzi variabili

L'analisi previsionale migliora sensibilmente le prestazioni dello scenario cogenerativo, il cui VAN a fine vita è incrementato del 148% rispetto all'ipotesi di valutazione a costi fissi. Ciò è dovuto all'elevato tasso di incremento annuo del valore dell'elettricità ipotizzato (1.86% annuo) non accompagnato da alcun incremento delle spese operative. Al contrario, gli scenari relativi al biometano non risentono in maniera realmente positiva dell'incremento del valore dei vettori energetici: ciò è dovuto al fatto che il costo del metano nel periodo di riferimento per la stima del tasso di crescita è aumentato meno rispetto al corrispondente valore per l'elettricità (+0.91% annuo contro +1.86% annuo), le spese elettriche per l'upgrading sono quindi sensibilmente aumentate di anno in anno e, in definitiva, i vantaggi economici derivanti dal maggior prezzo di vendita del gas quasi eguagliano gli aggravi sulle spese elettriche. Anche in questo caso, quindi gli scenari biometano, al termine del periodo incentivante non solo non comportano guadagni ma non coprono neppure le spese di manutenzione.

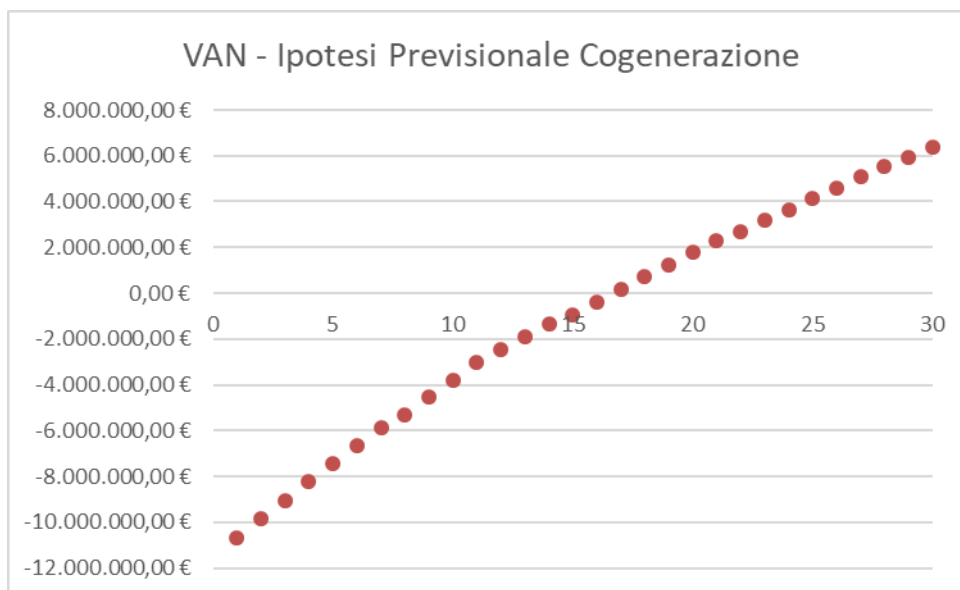


Figura 101 Valore attuale netto - Scenario cogenerazione - Prezzi variabili nel tempo

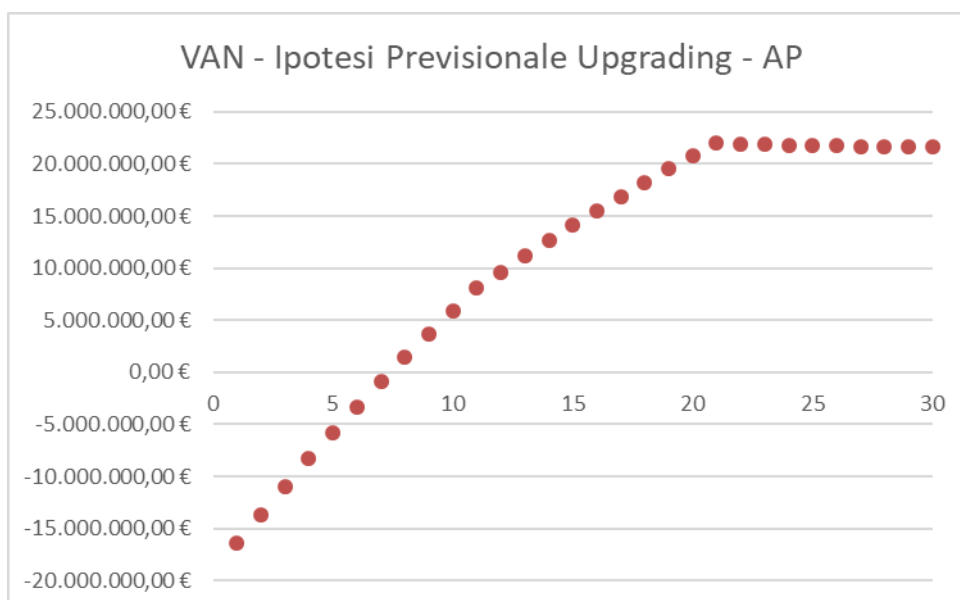


Figura 102 Valore attuale netto - Scenario biometano - Rete BP - Prezzi variabili nel tempo

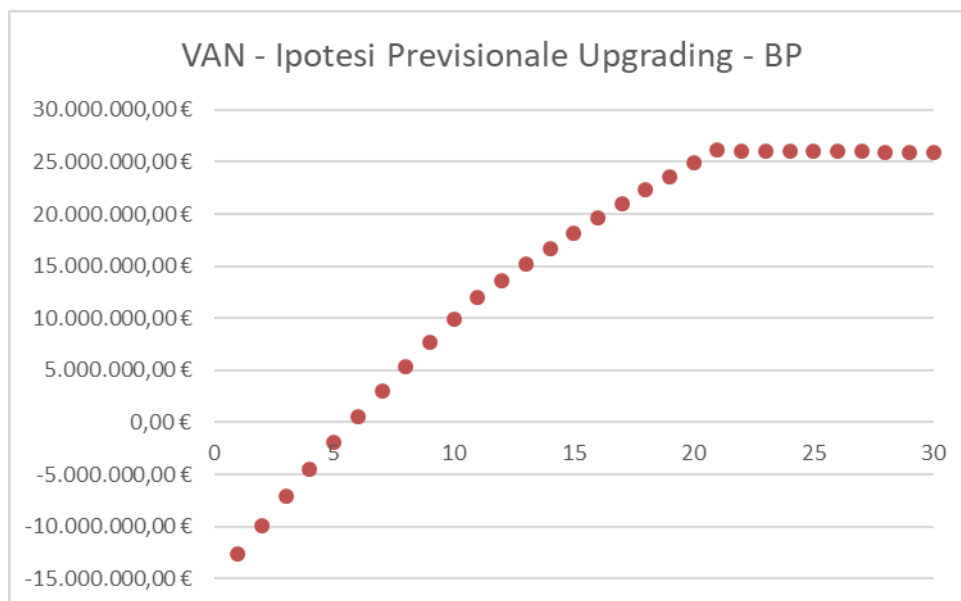


Figura 103 Valore attuale netto - Scenario biometano - Rete AP - Prezzi variabili nel tempo

Seguono quindi alcuni grafici che evidenziano l'effettiva modifica apportata al flusso di cassa reale annuo dall'introduzione della variabilità della valorizzazione dei vettori energetici: come anticipato, questa modifica ha effetto estremamente rilevante per lo scenario cogenerativo, risultando invece di impatto complessivamente quasi nullo nello scenario biometano. Ogni anno infatti i maggiori costi di esercizio dell'impianto di upgrading sono all'incirca pari dall'incremento dei proventi dalla vendita del gas. La pendenza della curva che descrive il flusso di cassa reale dello scenario cogenerativo, invece, subisce un impatto rilevante, risultando molto meno pendente nel caso previsionale. Ciò significa che nonostante il valore degli introiti si abbassi per la svalutazione del denaro, la crescita del valore del vettore commercializzato tende a ridurre la negatività della tendenza.

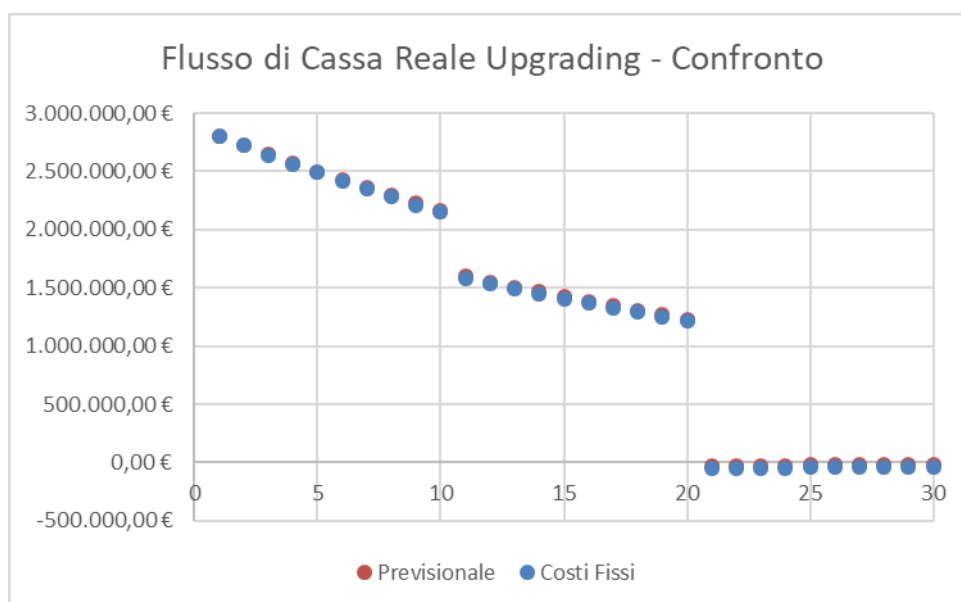


Figura 104 Confronto FCR e FC nello scenario upgrading

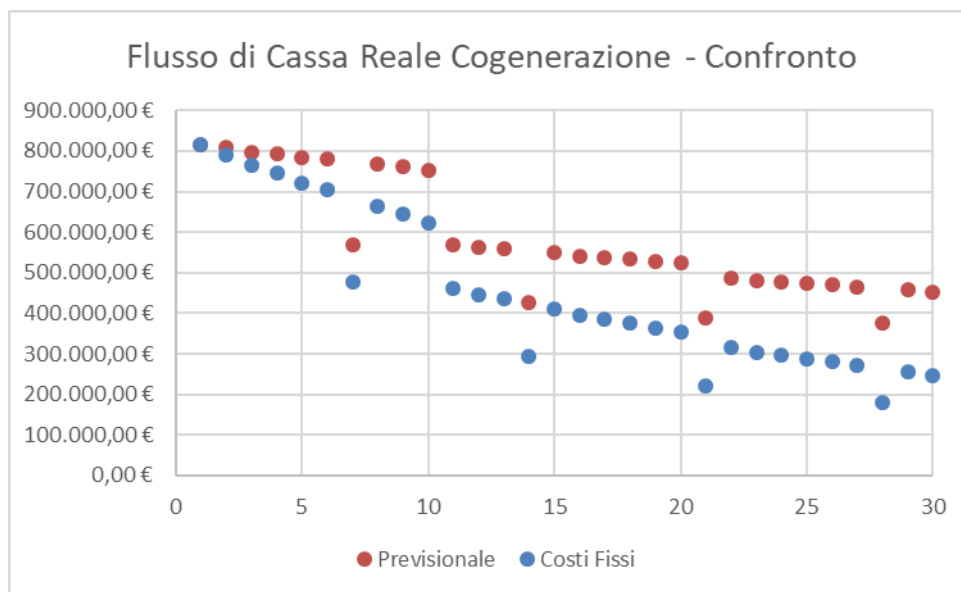


Figura 105 Confronto FCR e FC nello scenario cogenerazione

7.3 Impatto Ambientale

Si premette che a livello autorizzativo la scelta tecnologica non influisce sulla necessità di rilascio di nuova Autorizzazione Integrata Ambientale, visto il comune sfioramento della soglia differenziale. Parimenti, come prescritto dagli allegati alla L.R. 40/1998, la scelta tecnologica non influenza l'attribuzione della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, che, in entrambi i casi è di spettanza provinciale.

Le valutazioni conclusive riguardo l'impatto ambientale previsto in termini di emissioni atmosferiche sono fortemente influenzate dal volume di controllo rispetto al quale si intende effettuare il controllo. Nel caso in cui ci si orienti sullo scenario locale, le emissioni da combustione sono ridotte poiché il vettore energetico biometano non è ossidato in loco ma distribuito sulla rete nazionale, con impatto quindi pressoché nullo a livello puntuale. Al contrario, sempre nell'ottica di un'analisi circoscritta all'area dell'installazione, la cogenerazione influenza negativamente la qualità dell'aria in maniera sostanzialmente maggiore vista la grande quantità di biogas combusto. I risultati a livello locale sono riassunti graficamente nella Figura 106:

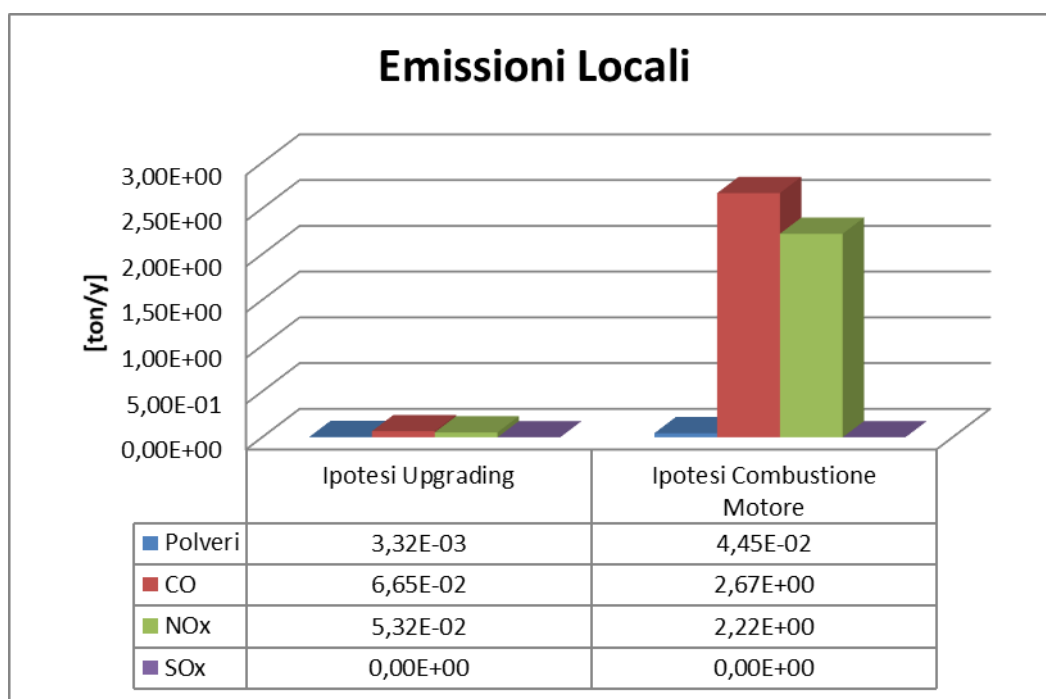


Figura 106 Emissioni locali di inquinanti: confronto scenario upgrading VS cogenerazione

Se invece si vuole effettuare la stima dell'impatto ambientale dell'installazione a livello globale, la combustione del biometano all'interno di motori per autotrazione comporta emissioni sostanzialmente maggiori rispetto a quelle da combustione del biogas entro macchine fisse dotate di adeguati sistemi di abbattimento in conformità alle prescrizioni regionali. Analogamente, anche se in misura minore, la mancata copertura dei fabbisogni termici ed elettrici della sezione digestione e upgrading, richiedendo energia elettrica e metano fossile, fanno sì che l'impatto sulla qualità dell'aria dell'ipotesi biometano sia notevolmente superiore a quella da cogenerazione.

La Figura 107 e la Figura 108 consentono di avere immediata resa grafica di quanto detto:

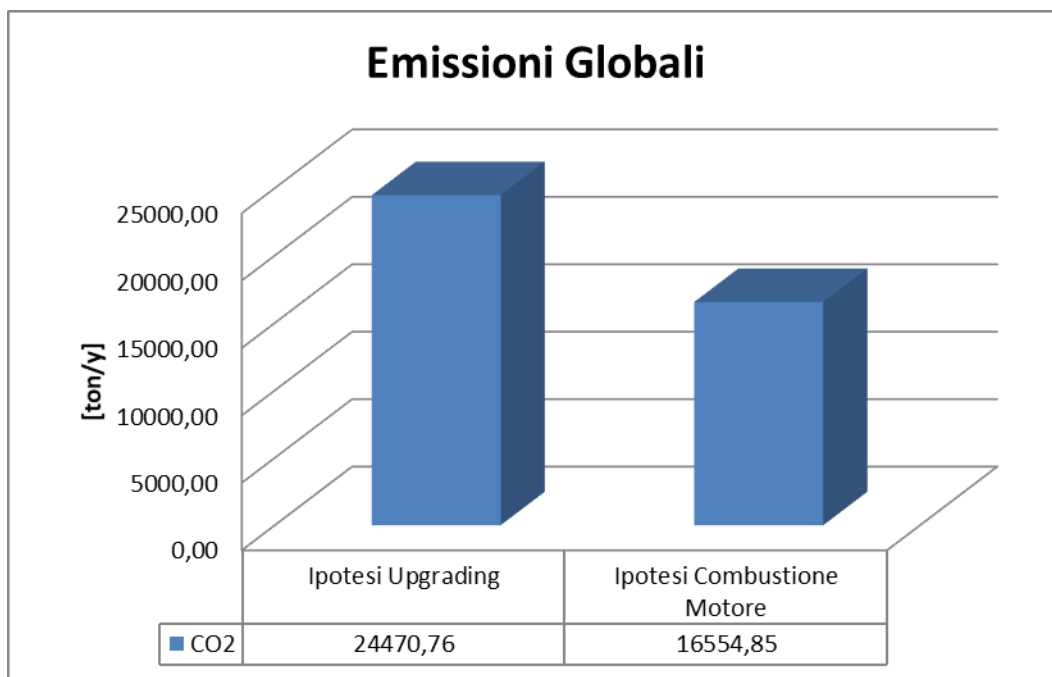


Figura 107 Emissioni globali di CO2: confronto scenario upgrading VS cogenerazione

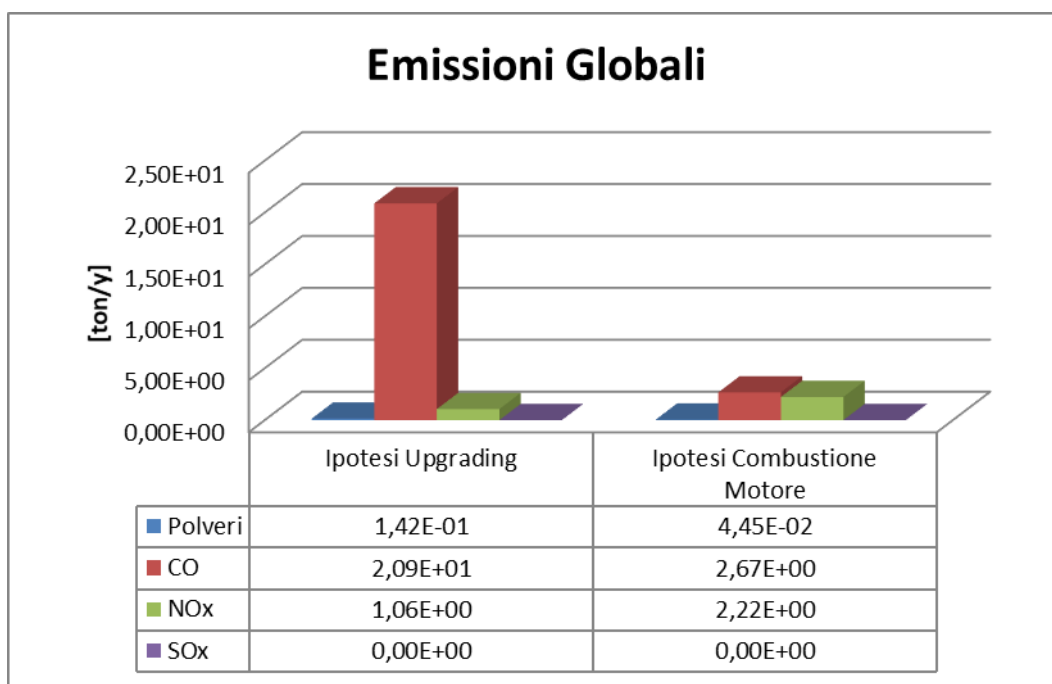


Figura 108 Emissioni globali di inquinanti: confronto scenario upgrading VS cogenerazione

Capitolo 8 Conclusioni

Il presente lavoro è stato realizzato allo scopo di confrontare sotto i punti di vista tecnico, economico e di impatto sull'ambiente le differenti ipotesi di sfruttamento del biogas da digestione anaerobica. Lo scenario cogenerativo considera la possibilità di avviare a combustione l'intera produzione di biogas senza operare alcun trattamento specifico di raffinazione eccetto la rimozione dell'umidità e la riduzione della concentrazione di H_2S . L'energia elettrica prodotta, salvo la quota di autoconsumo necessaria alla linea produttiva, verrebbe quindi immessa in rete, allo scopo di ottenere gli incentivi per produzione di energia da fonte rinnovabile come da D.M. 23/06/2016. Al contrario, lo scenario di produzione biometano prevede di sottoporre il biogas da digestione anaerobica a preventiva rimozione dei contaminanti e separazione degli inerti (CO_2) dalla frazione effettivamente combustibile (CH_4). Il biometano così ottenuto, grazie alla qualifica di "avanzato" come da specifiche del GSE, può essere immesso nella rete del gas naturale per essere poi destinato al settore dei trasporti. Il meccanismo di sovvenzione in questo caso considerato è entrato in vigore lo scorso marzo (D.M. 02/03/2018) e prevede il riconoscimento di una quota fissa in funzione dell'energia equivalente al gas immesso in rete e lo smaltimento dell'intera produzione con vendita diretta al GSE. La quota fissa di cui sopra, il CIC – Certificato Immissione in Consumo è rilasciato in numero di 1 ogni 5 Gcal equivalenti nel caso di biometano avanzato ed ha valore economico predefinito di 375 €. La cessione del biometano a GSE prevede il ritiro al 95% del valore dello stesso sul mercato dei pronti ma, come detto sopra, compatibilmente con la capacità di smaltimento del gestore di rete con cui è stata stretta la convenzione, è garantito l'acquisto dell'intera produzione.

Il paragone tecnico fra le due possibilità evidenzia che a livello impiantistico la soluzione cogenerativa, da anni consolidata, è di più facile implementazione, richiede minor numero di componenti ed è di più ordinaria e semplice manutenzione. Sono infatti assenti i sistemi di separazione dell'anidride carbonica e di rimozione fine dei contaminanti (upgrading), non è necessario comprimere il biogas alle pressioni di rete, aspetto che consente di evitare gli oneri di acquisto e manutenzione delle macchine nonché i consumi elettrici associati. La spesa associata al sistema di upgrading in termini di manutenzione, di energia elettrica e di compressione dei gas, rivela oneri al momento non sostenibili economicamente dai soli proventi della vendita del gas.

Dal punto di vista economico il risultato finale è di assoluto favore verso lo scenario biometano che produce utili circa otto volte maggiori rispetto alla controparte. Ciò che emerge chiaramente, tuttavia, è la non sostenibilità finanziaria dell'investimento di upgrading in assenza di incentivi: dall'anno successivo allo scadere del periodo di attribuzione dei CIC, infatti le spese annue risultano lievemente superiori agli introiti legati alla sola vendita del gas. Viceversa, l'ipotesi cogenerativa risente di un regime di incentivazione poco favorevole ma, per le considerazioni di maturità tecnologica di cui sopra, comporta spese di manutenzione molto minori che, anche allo scadere del periodo di sovvenzione risultano ampiamente inferiori ai ricavi. Questo risultato è particolarmente evidente nello studio previsionale con ipotesi di incremento annuo del valore dei vettori energetici: mentre la crescita del valore del metano non comporta effetti particolarmente vantaggiosi sulla soluzione upgrading, gravata dal parallelo aumento dei costi operativi legati all'elettricità, le performance economiche del cogeneratore, pur ancora lontane dalla concorrenza in termini assoluti, migliorano notevolmente, grazie anche alle garanzie di indipendenza energetica dell'impianto che tale soluzione comporta. Pertanto, la conclusione dell'analisi economica mette in luce il fatto che il recente decreto di incentivazione al biometano favorisce la penetrazione nel mercato delle risorse rinnovabili di una tecnologia ancora priva della maturità necessaria per una competizione ad armi pari con le concorrenti.

Le considerazioni in fatto di impatto ambientale rivelano anch'esse una situazione particolare: l'ipotesi di realizzare un impianto unicamente a biometano implica infatti maggiore intensità energetica a parità di prodotto ed emissioni inquinanti maggiori. D'altronde la penetrazione del metano e dei biofuels in generale

nel comparto dei trasporti, favorita da installazioni di questo tipo, in associazione con vantaggi e sussidi verso i cittadini all'acquisto di veicoli adatti, comporta globalmente un minor impatto ambientale del sistema trasporti. Rimane comunque la conclusione che di per sé, le emissioni di gas serra e inquinanti associate al funzionamento dello specifico impianto sarebbero inferiori se fosse implementata l'alternativa cogenerativa.

Per concludere, quindi, entrambe le alternative presentano vantaggi e svantaggi che tuttavia risultano di scarso peso in relazione alla sostanziale differenza in fatto di performance economica che impongono la scelta dell'alternativa biometano. Una soluzione intermedia, che permetta di dirottare una frazione del biogas ad un cogeneratore, dimensionato per coprire i fabbisogni complessivi di tutto l'impianto, e di inviare la frazione residua all'upgrading, potrebbe essere la soluzione migliore. Sarebbe così possibile in parte accedere al favorevole regime per il biometano, seppure a volumi ridotti, e al contempo garantire l'indipendenza energetica dell'installazione, con ampio ritorno economico e d'immagine per la società.

Capitolo 9 Bibliografia

9.1 Pubblicazioni

- [I] British Petroleum; [“BP Statistical Review of World Energy”](#); Regno Unito; Giugno 2018
- [II] IEA - International Energy Agency; [“Market Report Series: Renewables 2018”](#); Ottobre 2018
- [III] IEA – International Energy Agency – Task 37 Bioenergy – **“The Role of Anaerobic Digestion and Biogas in the Circular Economy”**; Agosto 2018
- [IV] Silvana Castelli de Sannazaro, Samuele Segato; **“Energia di Biogas – Biometano ed Energia da Biomasse Agro-Industriali e da Rifiuti”**; Maggioli Editore; Italia 2014
- [V] Francesco Arecco et al.; **“Manuali di Progettazione Sostenibile; Energia da Biogas”**; Edizioni Ambiente; Italia 2012
- [VI] Paola Ficco et al.; **“Gestire i Rifiuti tra Legge e Tecnica”**; Edizioni Ambiente; Italia 2017
- [VII] A.R.P.A. (Agenzia Regionale Protezione Ambientale del Piemonte – Area Ricerca e Studi), DI.VA.PRA. (Dipartimento Valorizzazione e Protezione delle Risorse Agro-Forestali – Settore di Chimica Agraria, Università di Torino); **“Il Compostaggio: Processo Tecnico e Applicazione”**; Collana Ambiente Assessorato all’Ambiente Regione Piemonte; Italia 2002
- [VIII] Giuseppe Zicari; **“Il Compostaggio: Digestione Anaerobica di Materiale Organico”**; Regione Piemonte, DIREZIONE SANITA' Settore Promozione della Salute e Interventi di Prevenzione Individuale e Collettiva; Italia 2009
- [IX] Margareta Persson, Owe Jonsson, Arthur Wellinger; **“Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid Injection”**; IEA Bioenergy - Task 37 – Energy from Biogas and Landfill Gas; Svezia e Svizzera 2006
- [X] Anneli Petersson, Arthur Wellinger; **“Biogas Upgrading Technologies – Developments and Innovations”**; IEA Bioenergy - Task 37 – Energy from Biogas and Landfill Gas; Svezia e Svizzera 2009
- [XI] Technische Universität Wien – Vienna University of Technology; **“Dal Biogas al Biometano – Tecnologie di Upgrading”**; Austria 2012
- [XII] Fabien Monnet; **“An Introduction to Anaerobic Digestion of Organic Wastes”**; Remade Scotland – Company Report; Scozia 2003
- [XIII] GRI – Global Reporting Initiative **“GRI 302: Energy”**; Luglio 2018
- [XIV] GRI – Global Reporting Initiative **“GRI 305: Emissions”**; Luglio 2018
- [XV] International Standardization Organization; **“ISO 14001:2015 Environmental management systems”**; 2015
- [XVI] Fondazione Sviluppo Sostenibile; [“Green economy e veicoli stradali: una via italiana - Impatti socio- economici dello sviluppo di auto a GPL e a metano”](#); Italia; Dicembre 2014

9.2 Documenti Normativi

- [XVII] Decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152, **“Disposizioni sulla tutela delle acque dall'inquinamento e recepimento della direttiva 91/271/CEE concernente il trattamento delle acque reflue urbane e della direttiva 91/676/CEE”**; Italia/EU 1999 ([Ministero delle Politiche Agricole, Forestali e del Turismo](#))
- [XVIII] Decreto Ministeriale 02 Marzo 2018; **“Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti. (18A01821) (GU Serie Generale n.65 del 19-03-2018)”**; Ministero dello Sviluppo Economico; Italia 2018; ([Gazzetta Ufficiale](#); [Ministero Sviluppo Economico](#))
- [XIX] GSE – Gestore dei Servizi Energetici; **“Procedure Applicative D.M. 02/03/2018 – Versione approvata dal Comitato Tecnico Consultivo Biocarburanti in data 12 giugno 2018”**; Italia 2018 ([Procedure GSE](#))

- [XX] Decreto Ministeriale 23 Giugno 2016; **“Incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico. (16A04832) (GU Serie Generale n.150 del 29-06-2016)”**; Ministero dello Sviluppo Economico; Italia 2016; ([Gazzetta Ufficiale](#); [Ministero Sviluppo Economico](#))
- [XXI] Decreto Ministeriale 06 Luglio 2012; **“Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici. (12A07628) (GU Serie Generale n.159 del 10-07-2012 - Suppl. Ordinario n. 143)”** Ministero dello Sviluppo Economico; Italia 2012; ([Gazzetta Ufficiale](#); [Ministero Sviluppo Economico](#))
- [XXII] GSE – Gestore dei Servizi Energetici; **“Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici - PROCEDURE APPLICATIVE DEL D.M. 23 giugno 2016”**; Italia 15/07/2016; ([Procedure GSE](#))
- [XXIII] GSE – Gestore dei Servizi Energetici; **“PROCEDURE OPERATIVE - Gestione esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici ammessi agli incentivi”**; ([Procedure GSE](#))
- [XXIV] Decreto Legislativo 03 Aprile 2006, n. 152 e s.m.i. **“Norme in materia ambientale. (GU Serie Generale n.88 del 14-04-2006 - Suppl. Ordinario n. 96)”**; Italia 2006; ([Gazzetta Ufficiale](#))
- [XXV] Decreto Ministeriale 07 Aprile 2006, **“Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento, di cui all'articolo 38 del decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152. (GU Serie Generale n.109 del 12-05-2006 - Suppl. Ordinario n. 120)”**; Ministero delle Politiche Agricole, Forestali e del Turismo; Italia 2006; ([Gazzetta Ufficiale](#))
- [XXVI] Direttiva 2008/98/CE; **“Direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 novembre 2008, relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive (Testo rilevante ai fini del SEE)”**; Parlamento Europeo; 2008 ([Eur-Lex](#))
- [XXVII] Decreto Legislativo 46/2014; **“Attuazione della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento). (14G00058) (GU Serie Generale n.72 del 27-03-2014 - Suppl. Ordinario n. 27)”**; Italia; 2014; ([Gazzetta Ufficiale](#))
- [XXVIII] Decreto Ministeriale 10 ottobre 2014; **“Aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati. (14A08212) (GU Serie Generale n.250 del 27-10-2014)”**; Ministero dello Sviluppo Economico; Italia; 2014; ([Gazzetta Ufficiale](#))
- [XXIX] Legge Regionale 40/1998; **“Disposizioni concernenti la compatibilità ambientale e le procedure di valutazione”**; Italia; 1998; ([Regione Piemonte](#))
- [XXX] Determina Dirigenziale 189/2011; **“Autorizzazione di carattere generale per le emissioni in atmosfera provenienti da stabilimenti di lavorazione, trattamento e rivestimento di materiali vari”**;([Regione Piemonte](#))

9.3 Documenti interni G.A.I.A., indagini di mercato e offerte

- [XXXI] Ufficio Tecnico G.A.I.A. S.P.A.; **“Riorganizzazione Tecnologica e Produttiva dell’Impianto di Compostaggio”**; Italia 2015;
- [XXXII] Ufficio Tecnico G.A.I.A. S.P.A.; **“Riorganizzazione Tecnologica e Produttiva dell’Impianto di Compostaggio – Nuove Ipotesi Impiantistiche e Potenziamento Impianto”**; Italia 2017;
- [XXXIII] Ufficio Tecnico G.A.I.A. S.P.A.; **“Fornitura Installazione e Messa in Esercizio di un Impianto di Digestione Anaerobica Presso l’impianto di Compostaggio di San Damiano D’asti; Disciplinare di Gara”**; Italia 2018;
- [XXXIV] Provincia di Asti, Servizio Ambiente Ufficio Autorizzazioni Integrate E Supporto Amm.Vo; **“Determina Dirigenziale 1691 - Autorizzazione Integrata Ambientale Installazione IPPC Denominata "Impianto di Compostaggio di San Damiano d’Asti”**; Italia; Luglio 2016

- [XXXV] SNAM Rete Gas; **“Offerta Allacciamento alla Rete di Trasmissione Gas Naturale”**; 2018
- [XXXVI] 2i Rete Gas; **“Offerta Allacciamento alla Rete di Distribuzione Gas Naturale”**; 2018
- [XXXVII] Indagini di mercato effettuate dall’ufficio tecnico in tema di impianti di digestione anaerobica
- [XXXVIII] Indagini di mercato effettuate dall’ufficio tecnico in tema di impianti di upgrading
- [XXXIX] Indagini di mercato effettuate dall’ufficio tecnico in tema di motori cogenerativi

Capitolo 10 Allegati

10.1 Allegato I: Schema di Impianto – Progetto 2015 – Digestore Singolo

