

**POLITECNICO DI TORINO**

Collegio di Ingegneria Chimica e dei Materiali

**Corso di Laurea Magistrale  
in Ingegneria Chimica e dei Processi Sostenibili**

Tesi di Laurea Magistrale

**Esempio di processo aziendale per la  
realizzazione di impianti di produzione di  
bioLNG da F.O.R.S.U.**



**Relatore**

Prof. Bernardo Ruggeri

**Correlatore**

Ing. Cristina Capelli

**Candidato**

Andrea Antonio Vazzana

Marzo 2021



<b>INTRODUZIONE</b> .....	1
<b>CAPITOLO 1 – IL BIOMETANO NEL PROGRESSO ENERGETICO</b> .....	5
1.1 Scenario ambientale su scala globale .....	5
1.2 Il mix energetico mondiale.....	6
1.3 Il mix energetico in Europa e in Italia.....	7
1.4 Strategie energetiche in Europa.....	8
1.5 I rifiuti come fonte energetica rinnovabile.....	10
1.6 La situazione e le prospettive del biometano in Italia e in Europa.....	11
1.6.1 La produzione di biometano in Europa.....	12
1.6.2 La produzione di biometano in Italia .....	13
1.7 La produzione di bioLNG e l’impatto sull’ecosistema .....	13
<b>CAPITOLO 2 - PANORAMA LEGISLATIVO DEL BioLNG, COMPOST E CO<sub>2</sub></b> .....	17
2.1 Premessa.....	17
2.2 Sistemi di incentivazione del biometano.....	17
2.2.1 Incentivi per il biometano .....	15
2.2.2 Materie prime per un impianto di produzione di biometano avanzato.....	19
2.3 Specifiche di qualità del biometano .....	20
2.3.1 Quadro normativo sulle specifiche di qualità del biometano .....	20
2.3.2 Specifiche di qualità del biometano per autotrazione.....	20
2.3.3 Specifiche di qualità per l’immissione in rete di biometano .....	21
2.4 Specifiche di qualità per il compost.....	23
2.4.1 Definizione del compost .....	23
2.4.2 Incentivi per il compost.....	25
2.5 Normative per l’anidride carbonica.....	25
2.5.1 Anidride Carbonica per uso industriale.....	26
2.5.2 Emission trade.....	26
<b>CAPITOLO 3 – EDISON E IL BIOMETANO</b> .....	29
3.1 Storia della società Edison .....	29
3.2 Edison nel settore energetico.....	31
3.3 Edison e il Biometano .....	31
<b>CAPITOLO 4 - PROCESSI E TECNOLOGIE PER LA PRODUZIONE DI BIOGAS</b> . 33	
4.1 Substrati.....	33
4.2 Caratteristiche del Biogas.....	36
4.3 Formazione del Biogas.....	40

4.3.1 Biochimica.....	40
4.3.2 Bioreazioni .....	40
4.4 Tipologie impiantistiche per processi anaerobici.....	44
4.4.1 Processo <i>wet</i> .....	45
4.4.2 Processo <i>semi-dry</i> .....	46
4.4.3 Processo <i>dry</i> .....	46
4.4.4 Processi anaerobici a fase unica e a due stadi .....	47
4.4.5 Processi discontinui e continui .....	48
4.5 Parametri di processo .....	48
4.5.1 Parametri di stabilità.....	48
4.5.2 Parametri di gestione del reattore.....	57
4.6 Scelta del digestore.....	60
<b>CAPITOLO 5 - TECNOLOGIE DI UPGRADING DEL BIOGAS .....</b>	<b>61</b>
5.1 Considerazioni generali.....	61
5.2 Sistemi di pre-trattamento biogas.....	61
5.3 Sistemi di Upgrading.....	64
5.4 Scelte tecnologiche e approfondimento dei criteri progettuali.....	71
5.4.1 Scelta della tecnologia di pretrattamento .....	71
5.4.2 Scelta Upgrading del biogas.....	72
5.5 Aspetti gestionali di un impianto di produzione di biogas.....	72
<b>CAPITOLO 6 - TECNOLOGIE DI LIQUEFAZIONE DEL BIOMETANO .....</b>	<b>75</b>
6.1 Premessa.....	75
6.2 Tecnologia per la purificazione del biometano .....	75
6.3 Tecnologie di liquefazione del biometano .....	78
6.4 Considerazioni tecno-economiche .....	83
<b>CAPITOLO 7 – DAL <i>BROWNFIELD</i> AL BioLNG .....</b>	<b>84</b>
7.1 Impianto Ambyenta.....	85
7.1.1 Descrizione generale dell'impianto esistente .....	86
7.1.2 Caratteristiche delle matrici di ingresso .....	89
7.1.3 Caratteristiche del compost in uscita.....	90
7.1.4 Dati di progetto.....	90
7.1.5 Intervento tecnico su Ambyenta.....	90
7.2 Impianto CEA .....	97
7.2.1 Descrizione generale dell'impianto esistente .....	97

7.2.2	Caratteristiche delle matrici in ingresso .....	99
7.2.3	Caratteristiche del compost d'uscita.....	100
7.2.4	Dati di progetto.....	100
7.2.5	Intervento tecnico su CEA.....	101
<b>CAPITOLO 8 - DAL GREENFIELD AL BioLNG .....</b>		<b>105</b>
8.1	Descrizione dell'impianto .....	105
8.1.1	Stato di progetto .....	105
8.1.2	Criteri applicati per lo sviluppo del <i>lay-out</i> impiantistico.....	109
8.2	Scarico e pretrattamenti.....	114
8.2.1	Caratteristiche quali-quantitative della FORSU.....	114
8.2.2	Scarico.....	115
8.2.3	Pre-trattamenti .....	116
8.2.4	Prodotti del pre-trattamento.....	121
8.3	Sezione di Digestione Anaerobica .....	123
8.3.1	Prevasca di alimentazione .....	125
8.3.2	Digestori primari .....	126
8.3.3	Post digestore freddo .....	128
8.4	Sezione biogas-biometano.....	130
8.4.1	Gasometro.....	133
8.4.2	Torcia di emergenza .....	134
8.4.3	Pre-trattamenti biogas.....	135
8.4.4	Upgrading biogas.....	138
8.4.5	Liquefazione e Stoccaggio CO <sub>2</sub> .....	140
8.4.6	Liquefazione e stoccaggio Biometano.....	142
8.5	Cabina REMI.....	142
8.6	Compostaggio.....	144
8.6.1	Caratteristiche della miscela inviata a Bioossidazione.....	146
8.6.2	Fase di bioossidazione accelerata .....	146
8.6.3	Caratteristiche biocelle .....	148
8.6.4	Maturazione in andane .....	148
8.6.5	Raffinazione e vagliatura.....	149
8.6.6	Stoccaggio fertilizzante .....	149
8.7	Sezione di autoproduzione di energia .....	149
8.7.1	Cogeneratore.....	151
8.7.2	Caldaia di emergenza .....	154

8.7.3 Gruppo elettrogeno d'emergenza .....	155
8.7.4 Impianto fotovoltaico .....	155
8.8 Trattamento acque e reflui.....	156
8.8.1 Descrizione dei processi di depurazione WWTP .....	157
8.8.2 Acque depurate e di scarico.....	162
8.9 Sezione arie esauste.....	163
8.9.1 Descrizione generale dei sistemi di trattamento.....	165
8.9.2 Emissioni scarsamente rilevanti .....	172
8.10 Chemicals.....	175
8.11 Materie prime prodotte.....	177
<b>CAPITOLO 9 - ELABORAZIONE DATI DELL'IMPIANTO EDISON GF.....</b>	<b>179</b>
9.1 Bilanci di materia .....	179
9.1.1 Bilancio di materia: sezione pre-trattamento.....	179
9.1.2 Bilancio di materia: sezione di digestione anaerobica .....	181
9.1.3 Bilancio di materia: sezione upgrading biogas e liquefazione biometano e CO <sub>2</sub> .....	182
9.1.4 Bilancio di materia: sezione trattamento acque.....	183
9.1.5 Bilancio di materia: sezione compostaggio.....	185
9.2 Bilancio energetico.....	186
9.2.1 Bilancio elettrico .....	186
9.2.2 Bilancio termico .....	188
9.3 Bilancio energetico diretto .....	190
9.3.1 Energia introdotta disponibile .....	190
9.3.2 Energia spesa.....	191
9.3.3 Energia prodotta .....	191
9.3.4 Rendimento ed efficienza energetica.....	192
<b>CAPITOLO 10 - PROGETTAZIONE INDUSTRIALE .....</b>	<b>193</b>
10.1 Procedura progettuale.....	193
10.1.1 Fase autorizzativa.....	193
10.1.2 Attività di Base.....	194
10.1.3 Definizione del piano della committenza.....	194
10.1.4 Attività di FEED .....	202
10.1.5 Fase di approvvigionamento .....	206
10.1.6 Autorizzazione interna .....	207
10.1.7 Attività di Ingegneria esecutiva .....	207

10.1.8 Attività di Costruzione .....	207
10.1.9 Attività di Preavviamento e Avviamento.....	208
10.2 Analisi economica: <i>Business Plan</i> .....	209
10.2.1 Premessa.....	209
10.2.2 Stima CAPEX .....	210
10.2.3 Stima OPEX.....	212
10.2.4 Stima Ricavi.....	214
10.2.5 Stima MOL e FCF.....	215
10.2.6 Stima IRR.....	217
<b>CAPITOLO 11 - CONCLUSIONI.....</b>	<b>221</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>223</b>
<b>RINGRAZIAMENTI .....</b>	<b>227</b>



## INTRODUZIONE

Il presente lavoro di tesi rappresenta il frutto delle attività svolte presso la società Edison con l'obiettivo di approfondire il tema delle energie rinnovabili nel settore energetico e dei trasporti. Tale proposito è stato raggiunto attraverso lo studio di tre progetti inerenti alla produzione di biometano liquido o bioLNG partendo dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani (F.O.R.S.U.), consentendomi di analizzare tale tipologia di processo dal punto di vista tecnico ed economico.

L'interesse di Edison per questa tipologia di impianti si inserisce in un più ampio panorama a livello mondiale dove è stato registrato un aumento del numero di impianti di produzione del biometano in forma gassosa e, soprattutto, in forma liquida (bioLNG), grazie alla maggiore attenzione, in particolar modo da parte dell'Europa, su nuove forme di energia rinnovabili in grado di ridurre sensibilmente le emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub>. In tal modo, sono state promosse politiche di incentivazione che hanno garantito, durante gli ultimi dieci anni, crescita e sicurezza degli investimenti a lungo termine dato che il biogas e il biometano richiedono investimenti ad alta intensità di capitale, incrementando, pertanto, sia la costruzione di nuovi impianti di biometanazione sia la conversione di impianti esistenti di biogas in biometano gassoso o bioLNG.

La tesi è stata svolta presso la divisione di ingegneria di Edison che si occupa della fase di progettazione di base, di *front end engineering design* (FEED), esecutiva, di costruzione e avviamento degli impianti che verranno gestiti dalla società Edison, i cui dettagli di queste attività verranno forniti all'interno del capitolo 10 del presente elaborato. L'attività di ingegneria si svolge su mandato delle divisioni interne del gruppo Edison che, suddivise per tipologia di processo, propongono le iniziative d'investimento, richiedono sia le autorizzazioni agli enti preposti sia le autorizzazioni interne al gruppo e, in seguito, quelle inerenti alla costruzione degli impianti.

Inoltre, l'attività di ingegneria si svolge in stretta collaborazione con l'ufficio approvvigionamenti, che si occupa degli aspetti commerciali e contrattuali delle gare d'acquisto e d'appalto con i fornitori per l'acquisto delle apparecchiature, dei materiali e dei servizi necessari per la progettazione, costruzione e avviamento dell'impianto.

Lo scopo del presente lavoro di tesi è dunque analizzare quali attività è necessario svolgere al fine di sviluppare industrialmente progetti che promuovano lo sviluppo sostenibile di nuovi sistemi di produzione di energia alternativa tra cui la produzione di biometano. Per tal motivo è necessario considerare il contesto a partire dalle risorse disponibili, dal quadro normativo e dai relativi incentivi, per poi procedere con l'analisi delle tecnologie disponibili sul mercato e infine, in base alle tecnologie selezionate, descrivere le fasi della progettazione elaborando un modello di *business plan* (BP) tipico.

Nello specifico, nel primo capitolo della tesi verrà analizzato lo scenario ambientale su scala globale ed europea, evidenziando gli obiettivi climatici e le strategie energetiche che verranno adottate nei prossimi 30 anni; in tal senso, verrà evidenziato il contributo del biometano sul mix energetico europeo e italiano e il conseguente impatto ambientale.

La produzione del biometano a livello nazionale verrà affrontata, da un punto di vista legislativo, nel capitolo due del presente lavoro di tesi, descrivendo nei dettagli le norme riguardanti gli incentivi e i requisiti necessari per ottenerli. Il governo italiano ha incentivato la legiferazione di norme per la produzione di nuove forme di energia rinnovabile promuovendo

la costruzione di impianti per la produzione di energia o di combustibili più *eco-friendly*, tra queste vi è il decreto del 2 marzo 2018, denominato “decreto biometano”, che rappresenta un importante passo verso la transizione energetica verso fonti rinnovabili, contribuendo all’abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera.

Tale decreto rappresenta un significativo investimento nel settore dei biocombustibili, e, come già anticipato precedentemente, nel terzo capitolo sarà data una visione completa della società Edison e di come ha concentrato parte delle proprie risorse finanziarie verso la produzione di nuove fonti energetiche rinnovabili che, grazie anche al decreto biometano, ha permesso l’avvio di progetti che prevedono la costruzione di impianti di biometanazione (progetti di tipo *greenfield*) e la conversione di impianti esistenti di biogas (progetti di tipo *brownfield*) per la produzione di biometano gassoso o liquido a partire da specifiche materie prime.

Pertanto, è stato deciso di sviluppare questi progetti sulla base di analisi e confronti delle tecnologie più importanti per le progettazioni di impianti di tipo *greenfield* e *brownfield*, il cui stadio di progetto, al momento della stesura della tesi, è in fase autorizzativa o di *basic design*.

In virtù di ciò, verranno descritti gli aspetti critici e le problematiche tecniche associate, al fine di dare una valutazione tecnico-economica sulle apparecchiature da utilizzare per le sezioni ritenute più influenti sulla produttività degli impianti, che, come verrà spiegato a partire dal quarto capitolo fino al sesto, saranno rappresentate dalle sezioni di Digestione Anerobica, Pretrattamento e Upgrading del biogas e Liquefazione del biometano.

Per entrambe le tipologie di progetti, (*brownfield* e *greenfield*) le scelte impiantistiche saranno le medesime in quanto gli impianti oggetto di valutazione trattano la medesima matrice di partenza (FORSU) attraverso il processo biologico di digestione anaerobica. Pertanto, le caratteristiche attese del biogas prodotto saranno simili per tutti gli impianti considerati e le valutazioni finali saranno le medesime, in quanto la produzione degli impianti prevede, non solo la conversione di questo in bioLNG, ma anche la produzione di compost e CO<sub>2</sub> liquida.

La progettazione di tipo *brownfield*, trattata nel capitolo sette, si baserà sullo sviluppo del *basic design* inerente agli interventi tecnici su due impianti esistenti situati a Caivano, in provincia di Napoli, denominato con il nome CEA, e a Zinasco, in provincia di Pavia, denominato con il nome Ambyenta. Per entrambi gli impianti, appartenenti alla società Sersys, società facente parte del gruppo Edison, è prevista l’implementazione delle sezioni di Upgrading e Liquefazione del biometano e della CO<sub>2</sub>.

La progettazione di tipo *greenfield*, trattata nell’ottavo capitolo, si basa su uno studio progettuale attualmente in fase autorizzativa il cui impianto verrà denominato con il nome di “Edison GF”, di cui, per motivi di riservatezza, non verranno forniti i dettagli sul nome e sulla località del sito.

Per quest’ultima tipologia di progetto, saranno elaborati, nel nono capitolo della tesi, i bilanci di materia e di energia per ogni sezione dell’impianto al fine di individuare le caratteristiche necessarie che deve avere ogni apparecchiatura in termini di portata trattata e richiesta energetica e termica, calcolando, infine, l’efficienza e il rendimento energetico.

Nell’ultimo capitolo della tesi, verrà descritta la procedura aziendale che adotta la società Edison per la progettazione di un generico impianto di tipo *greenfield*, per il quale, nel presente lavoro di tesi, è stata sviluppata parte della documentazione necessaria per le fasi successive di progettazione del solo impianto Edison GF. Nel capitolo in oggetto, saranno descritti gli approfondimenti necessari per procedere all’acquisto delle apparecchiature da installare in sito e per la progettazione di dettaglio necessaria per consentire la costruzione e l’avviamento dell’impianto nel suo complesso e nel rispetto delle autorizzazioni rilasciate dagli enti preposti,

delle normative tecniche, delle specifiche Edison e delle buone pratiche di ingegneria. Inoltre, verrà svolta l'analisi economica del medesimo progetto al fine di elaborare un *Business Plan* (BP) per i primi 20 anni di vita dello stabilimento utilizzando i dati ottenuti dai bilanci di materia e di energia e i relativi costi di investimento e di funzionamento dell'impianto stesso.

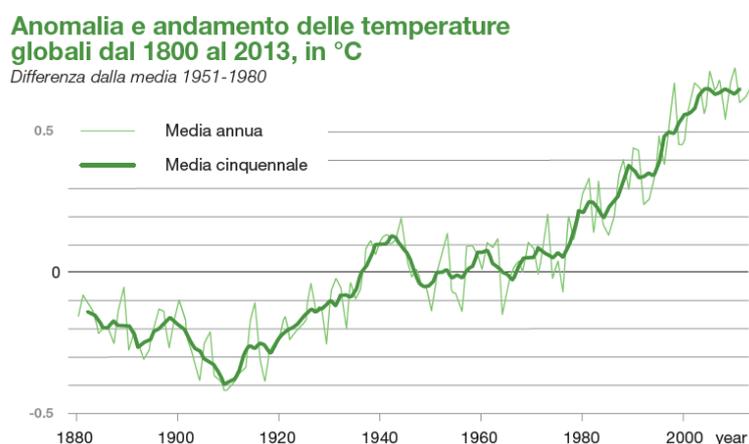


## CAPITOLO 1 – IL BIOMETANO NEL PROGRESSO ENERGETICO

Il presente capitolo ha lo scopo di illustrare le problematiche ambientali legate all'inquinamento ed esporre le strategie adottate dall'Europa e dall'Italia nell'ultimo secolo per contrastare l'effetto serra e l'innalzamento della temperatura media terrestre. A tale fine, è stato incentivato lo sviluppo di nuove tecnologie ecosostenibili, registrando, in questi ultimi anni, un trend positivo sullo sviluppo delle energie rinnovabili, tra le quali risulterebbe in crescita la produzione di biometano attraverso l'impiego di scarti provenienti da altri cicli produttivi, poiché garantirebbe un basso impatto ambientale nel settore della produzione di energia primaria e dei combustibili.

### 1.1 Scenario ambientale su scala globale

L'impiego continuo negli ultimi 200 anni delle tecnologie fondate sull'industria petrolifera ha portato allo stravolgimento del clima, causando un aumento della temperatura media terrestre (figura 1.1.1), lo scioglimento dei ghiacciai, le esondazioni e l'essiccamento di fiumi, l'estinzione di intere specie viventi e un aumento del rischio per la salute e il benessere dell'uomo.



**Figura 1.1.1** tratta da [1] con modifiche.

La concentrazione di gas, tra cui metano ( $\text{CH}_4$ ), protossido di azoto ( $\text{N}_2\text{O}$ ), l'ozono ( $\text{O}_3$ ), il vapore acqueo ( $\text{H}_2\text{O}$ ), gli alocarburi (CFC, HCFC, HFC), e soprattutto l'anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ), è aumentata a causa delle attività umane, accentuando l'effetto serra e determinando così il riscaldamento globale del clima terrestre con conseguente aumento della temperatura media, come mostrato in figura 1.1.2 [1].

### Emissioni globali di gas serra per settore economico

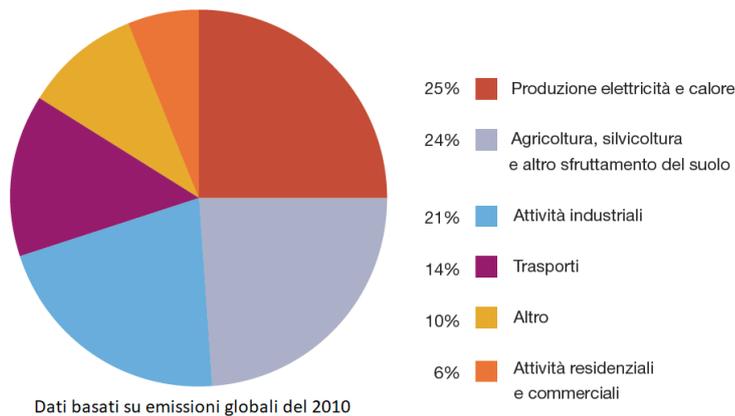


Figura 1.1.2 tratta da [1] con modifiche.

### 1.2 Il mix energetico mondiale

Nel 2019 il consumo energetico globale, come mostrato in figura 1.2.1, è aumentato solo del 1,3%, la metà rispetto al 2018 (2,8%), evidenziando una decrescita nel Nord America, Europa e CIS (comunità degli stati indipendenti) e attestando una caduta dei consumi al di sotto della media dell'America centrale e meridionale [2].

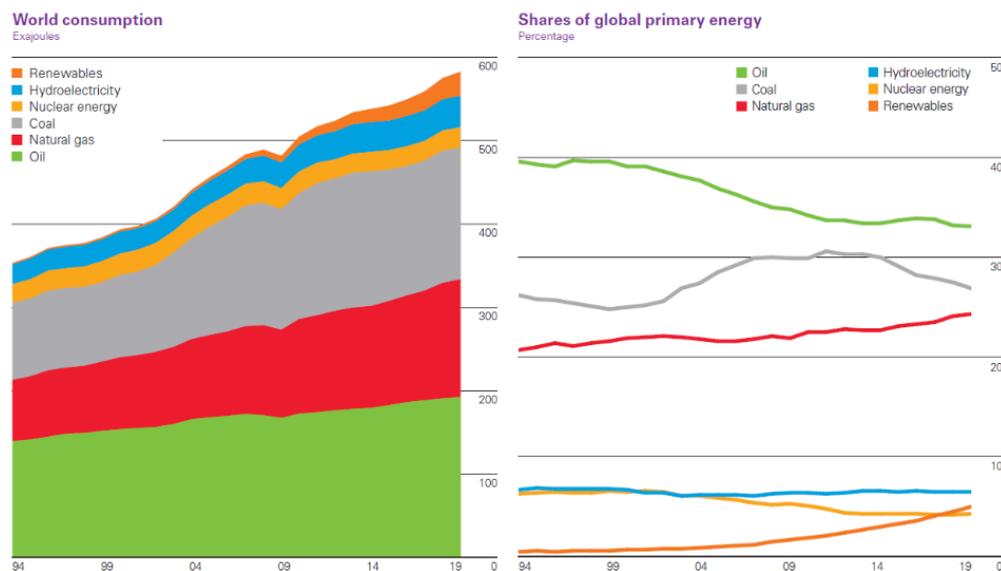


Figura 1.2.1 tratta da [2] con modifiche.

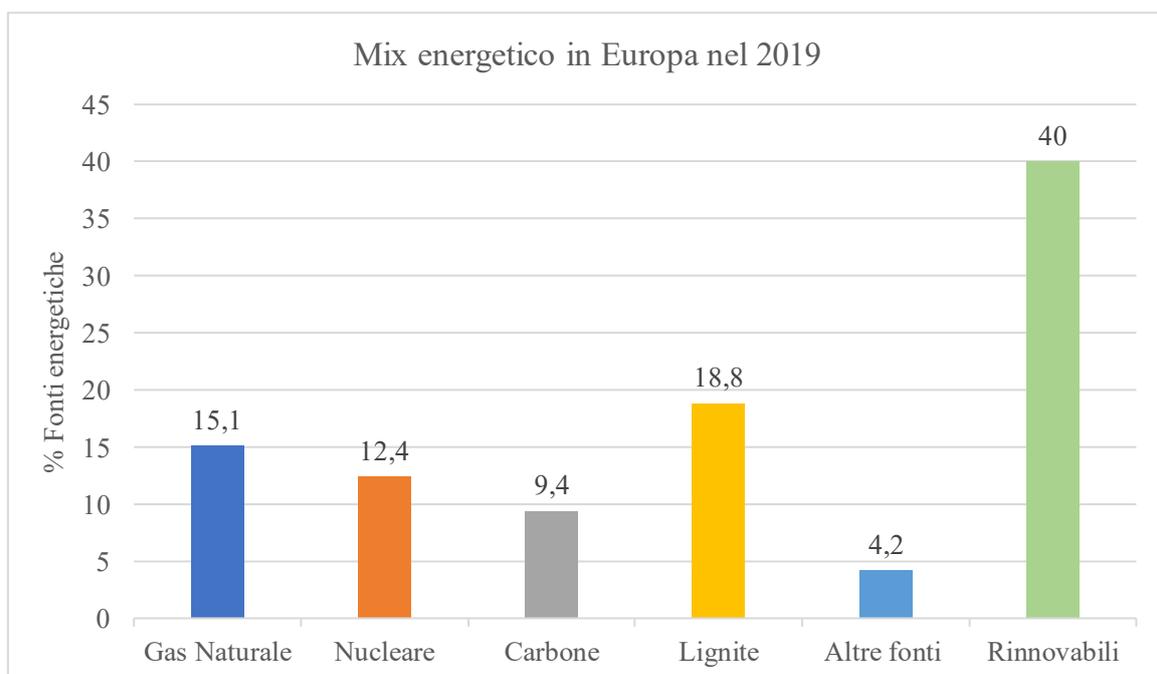
Un'altra analisi approfondita tratta da [3] sulla distribuzione del consumo energetico su scala globale, evidenzia come l'emissione di carbonio nel 2019 abbia subito un incremento dello 0,5% rispetto all'anno precedente, mentre nel 2018 l'aumento è stato maggiore, pari a al 2,1%, superando considerevolmente la media degli ultimi 10 anni. È necessario, quindi, che l'utilizzo delle energie rinnovabili cresca più velocemente nei prossimi tre decenni per la completa decarbonizzazione del settore energetico. Una dimostrazione di come sarebbe il pianeta con

delle basse emissioni di carbonio l'abbiamo avuta durante il lockdown mondiale causato dalla pandemia del COVID-19, i cui benefici riscontrati sono diversi, tra cui il miglioramento dell'aria nella maggior parte delle grandi città, cieli più chiari e, più in generale, un giovamento delle condizioni climatiche. Infatti, secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), nel 2020 è previsto un calo delle emissioni di circa dell'8%, equivalenti a 2,6 gigatonnellate (Gt), che rappresenterebbe una riduzione record, due volte maggiore di quella registrata durante la Seconda guerra mondiale, e sei volte più grande della crisi mondiale del 2009.

### *1.3 Mix energetico in Europa e in Italia*

Nel 2019, secondo i dati previsionali condotti da [4], il mix energetico europeo raffigurato in figura 1.3.1, evidenzia un netto incremento verso l'utilizzo delle risorse rinnovabili costituita da:

- Energia eolica (20,9%)
- Energia solare (7,7%)
- Biomasse (8,3%)
- Energia idroelettrica (3,1%)



**Figura 1.3.1:** Rappresentazione grafica del mix energetico in Europa nel 2019.

Tale tendenza è anch'essa riscontrabile in Italia analizzando le ultime analisi del GSE facenti riferimento gli anni 2017 e 2018, il cui mix energetico è rappresentato in tabella 1.3.1 [5].

**Tabella 1.3.1:** Rappresentazione del mix energetico in Italia nel 2018.

<b>Fonti primarie utilizzate</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Fonti rinnovabili	36,42 %	40,83 %
Carbone	13,69 %	12,47 %
Gas Naturale	42,63 %	39,06 %
Prodotti petroliferi	0,76 %	0,54 %
Nucleare	3,62 %	4,11 %
Altre fonti	2,88 %	2,99 %

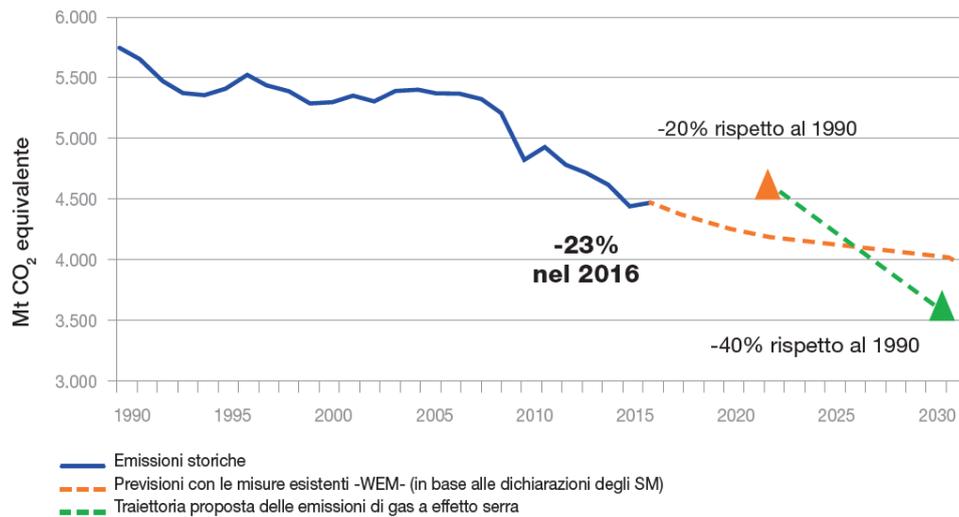
#### *1.4 Strategie energetiche in Europa*

Dal 1992 ad oggi sono stati compiuti dei passi in avanti sul tema del riscaldamento globale, a partire dalla conferenza di Rio nel 1992 che vide la partecipazione di 178 governi, più di 100 capi di stato e oltre 1000 rappresentanti di organizzazioni governative, durante la quale fu redatto l'accordo sulla "Convezione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici" che, a sua volta, portò alla stesura del protocollo di Kyoto nel 1997. Fin dagli anni novanta, l'Unione europea ha assunto il ruolo di guida a livello internazionale, adottando politiche per la riduzione delle emissioni di gas serra e l'aumento dell'efficienza delle industrie energetiche e dei consumi. Le politiche internazionali adottate per la riduzione delle emissioni si collocano all'interno di un grande quadro normativo che prevede, tra le diverse misure, l'impiego di tecnologie disponibili nei processi industriali, la liberalizzazione del mercato dell'energia e l'uso efficiente dell'energia, lo sviluppo delle fonti rinnovabili e delle fonti a basse emissioni nel settore energetico, la riduzione dei consumi di carburante per i trasporti, l'adeguamento delle politiche dei rifiuti, la coltivazione di biomasse ai fini energetici, gli usi del suolo e la coltivazione delle foreste per l'assorbimento della CO<sub>2</sub>.

L'Unione Europea ha adottato tra il 2013-2020 (figura 1.4.1) il "Pacchetto Clima e Energia" (*Integrated Energy and Climate Change Package, IECCP*) che impegna gli Stati membri dell'UE a conseguire entro il 2020 i seguenti obiettivi:

- Ridurre le emissioni di gas serra del 20% rispetto al 1990
- Produrre il 20% dell'energia consumata a partire da fonti rinnovabili
- Migliorare del 20% l'efficienza energetica rispetto allo scenario di base.

**Progressi verso il raggiungimento degli obiettivi di Europa 2020 e 2030  
(emissioni totali di gas a effetto serra)**

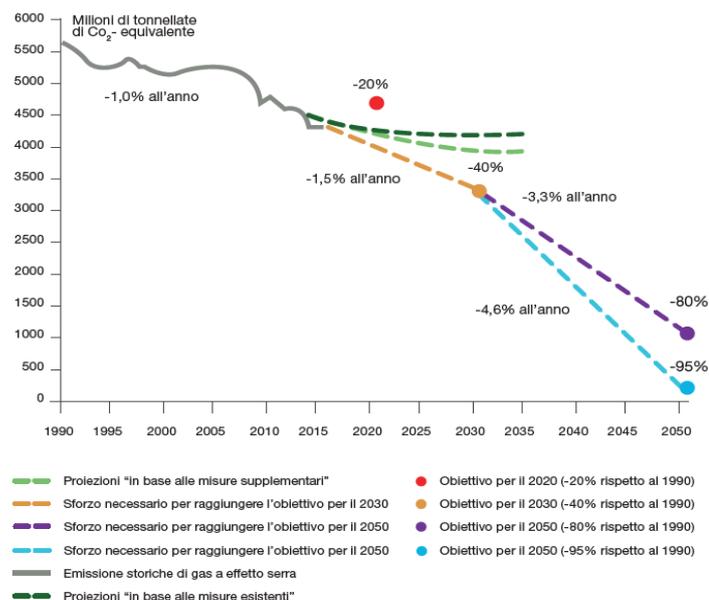


**Figura 1.4.1** tratta da [1] con modifiche.

Recentemente, con il quadro delle politiche dell'energia e del clima 2020-2030, nel 2014 la Commissione Europea ha proposto nuovi obiettivi, tra i quali la riduzione dell'80% dei gas serra entro il 2050 (figura 1.5.2), mentre gli obiettivi fissati per il 2030 prevedono:

- La riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas serra rispetto al 1990
- La produzione di almeno il 32% dell'energia consumata a partire da fonti rinnovabili
- Il miglioramento di almeno il 27% dell'efficienza energetica rispetto al mantenimento dello status quo.

**Tendenze, proiezioni, traguardi e obiettivi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nell'UE**



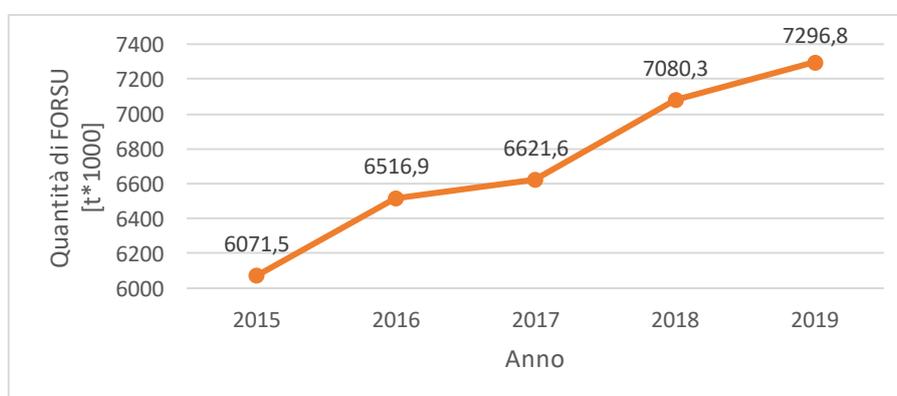
**Figura 1.5.2** tratta da [1] con modifiche.

Secondo le ultime valutazioni rilasciate nel 2018 da parte della Commissione Europea, le emissioni di CO<sub>2</sub> sono state ridotte del 22,4% tra il 1990 e il 2016 [6]. Il trend positivo è stato confermato a livello nazionale dall'ultimo rapporto dell'ISPRA, le cui conclusioni affermano che le riduzioni di GHG (green house gas) rispetto al 1990 risultano essere pari al 17%, dato che conferma la crescita della produzione di energia rinnovabili e l'incremento del processo di decarbonizzazione nel territorio italiano, infatti, è stato registrato una riduzione del 31% dal settore elettrico nazionale [7]. Inoltre, le emissioni del settore del trattamento dei rifiuti, processo biochimico su cui verte il presente lavoro di tesi, sono destinate a ridursi nei prossimi anni, attraverso il miglioramento dell'efficienza di captazione del biogas e la riduzione di materia organica biodegradabile in discarica grazie alla raccolta differenziata. Tuttavia, non si hanno ancora informazioni sui dati di riduzione degli ultimi anni in quanto l'ultimo rapporto statistico del GSE verrà pubblicato nei primi mesi del 2021, e per tal motivo non saranno disponibili integralmente nel presente elaborato.

### *1.5 I rifiuti come fonte energetica rinnovabile*

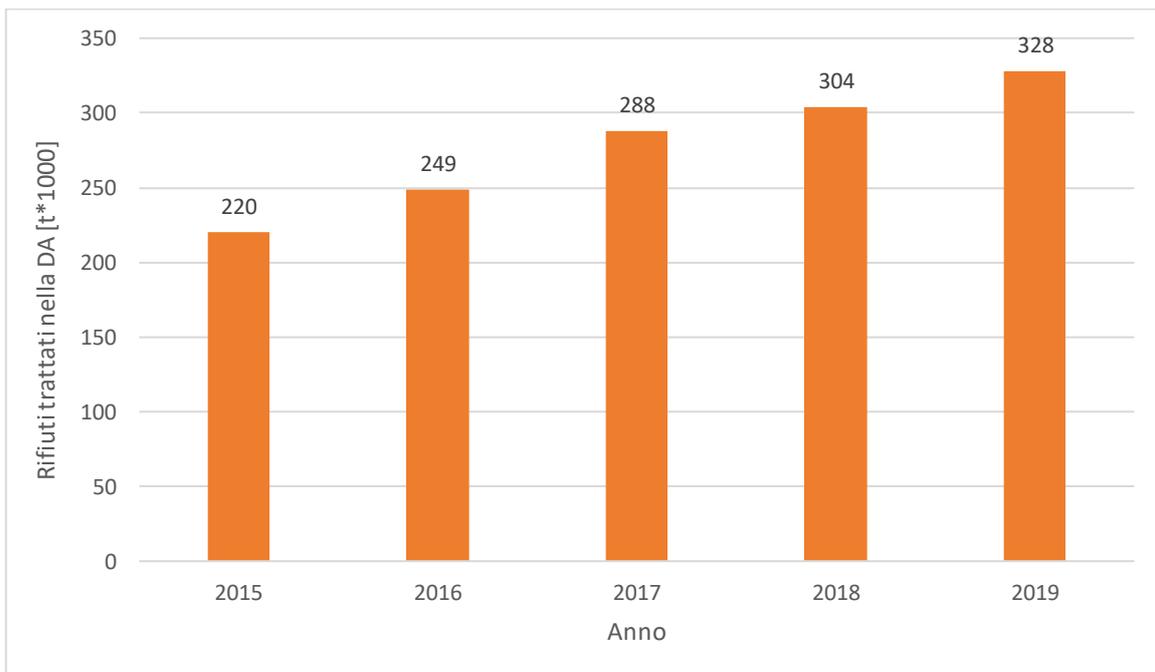
Una fonte energetica rinnovabile ed ecosostenibile può essere ottenuta manipolando gli “scarti” di altri processi, infatti, come verrà descritto al capitolo 2, è possibile considerare rinnovabile, e quindi incentivabile, il trattamento di rifiuti urbani ottenuti dalla raccolta differenziata urbana per la produzione di energia o combustibili. In tal senso, la raccolta differenziata risulta determinante per la produzione di biogas, essendo quest'ultima la fonte principale per la digestione anaerobica da cui, recuperando e trattando il biogas prodotto, si produce il biometano da vendere sul mercato.

Un'analisi approfondita sul territorio nazionale da parte dell'ISPRA sulla raccolta differenziata evidenzia, nel 2019, una variazione della produzione nazionale dei rifiuti solidi urbani (FORSU) attestata pari a 7,3 milioni di tonnellate, una crescita pari al 6,4% rispetto al 2018. Analizzando tale analisi, si può notare che l'incremento non dipende dalla quantità di rifiuti urbani raccolti, in quanto, nel medesimo anno, è stato percepito solo un lieve calo generale della quantità di rifiuti urbani, pari a circa -0,3%, e, pertanto, l'aumento percentuale della frazione organica può essere imputato ad altre cause, ad esempio, ad una migliore efficienza del servizio di raccolta differenziata. Tale andamento è rappresentato in figura 1.5.1. Tale trend positivo influisce positivamente sullo sviluppo di nuovi processi di smaltimento per tale tipologia di rifiuti rendendoli più ecosensibili ma anche più remunerativi [8].



**Figura 1.5.1:** Andamento della produzione di FORSU negli anni 2015-2019, tratta da [8] con modifiche.

Infatti, l'aumento della quota della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) ha portato, tra il 2016 e il 2019, ad un utilizzo maggiore di processi di digestione anaerobica (DA), soprattutto, in combinazione con il trattamento aerobico, come mostrato in figura 1.5.2. Infatti, per la sola digestione anaerobica, sono stati registrati 23 nuovi impianti con un incremento di 16 mila tonnellate di RU trattate, equivalente ad un aumento percentuale del 5,7% (+37,9% rispetto al 2015) confermando il maggior impiego di questa tipologia di impianto per il trattamento dei rifiuti con conseguenze positive sia sull'impianto ambientale sia per una eventuale e remunerativa vendita dei prodotti derivanti da tali processi.



**Figura 1.5.2:** Andamento della DA della FORSU negli anni 2015-2109, tratta da [8] con modifiche.

### *1.6 La situazione e le prospettive del biometano in Europa e in Italia*

La decarbonizzazione in Italia e in Europa è un processo in corso il cui scopo è di privilegiare la produzione di combustibili provenienti da fonti rinnovabili, sviluppando un'economia circolare in cui il biogas e il biometano stanno assumendo un ruolo chiave in questi ultimi anni. Per definizione, l'economia circolare è un modello di condivisione, prestito, riutilizzo, riparazione, ricondizionamento e riciclo dei materiali e prodotti esistenti per un periodo più lungo possibile. Grazie a tale sistema è possibile estendere il ciclo di vita dei prodotti, contribuendo a ridurre i rifiuti al minimo.

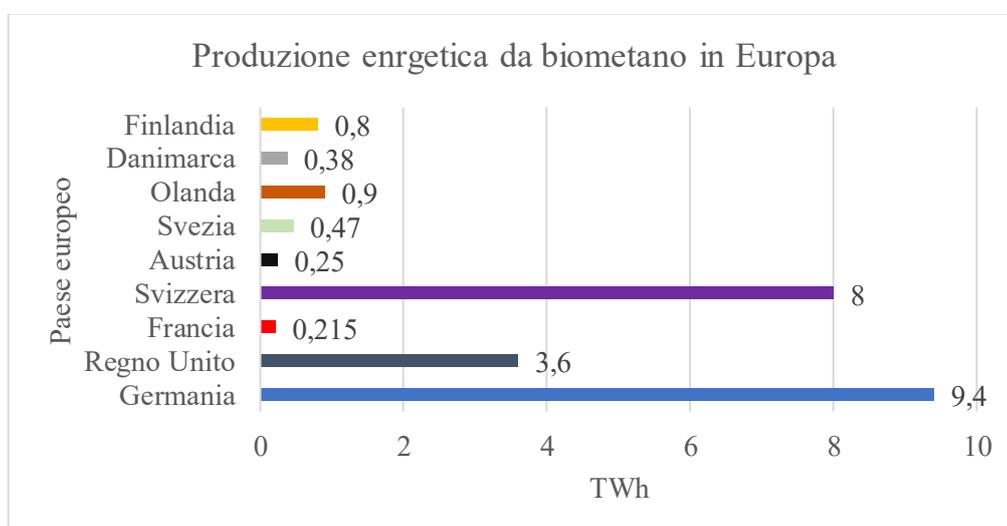
Una volta che il prodotto ha terminato la sua funzione, i materiali di cui è composto vengono infatti, reintrodotti, laddove possibile, nel ciclo economico, e in tal modo è possibile riutilizzarli periodicamente all'interno del ciclo produttivo generando ulteriore valore. I principi dell'economia circolare contrastano con il tradizionale modello economico lineare, fondato invece sul tipico schema "estrarre, produrre, utilizzare e gettare" che dipende dalla disponibilità di grandi quantità di materiali ed energia facilmente reperibili a basso prezzo [9].

È fondamentale, pertanto, creare un ecosistema in cui il settore degli scarti agricoli, dei rifiuti urbani e dell'energia e del trasporto lavorino insieme non solo per il miglioramento delle

condizioni ambientali, ma anche per la creazione di nuovi posti di lavoro, supportando in maniera efficace l'economia locale. Un esempio è la produzione di biometano a partire da fonti rinnovabili come i rifiuti urbani, agricoli o industriali.

### 1.6.1 La produzione di biometano in Europa

Negli ultimi anni la produzione di biometano ha avuto un fiorente trend positivo sul mercato. Secondo uno studio condotto da EBA (*European Biogas Association*) tratto da [10], sono stati registrati 17.376 impianti di biogas in Europa alla fine del 2015, dai quali si ricaverebbe sufficiente energia elettrica per soddisfare il fabbisogno di 14 milioni di abitazioni domestiche europee. Alla fine del 2016 un monitoraggio internazionale, svolto da *France Biomethane* e *Sia Partners*, ha registrato 480 impianti di biometanazione allacciati alla rete del gas naturale in Europa nei 9 paesi monitorati, i cui risultati sono mostrati nella figura 1.6.1.



**Figura 1.6.1:** Rappresentazione della produzione di energia da impianti di biometano.

La produzione di biogas è stata anche oggetto di studio da parte delle istituzioni europee, tra cui la “*European Commission*” che ha pubblicato uno studio nel 2017 sull’ottimizzazione dell’uso del biogas proveniente da digestione anaerobica ipotizzando diversi scenari possibili. In questo documento è stato ricavato che la produzione di biogas nell’Unione Europea potrebbe incrementare fino a 40,2 Mtoe entro il 2030, a seconda della quantità di materia prima disponibile. Questi scenari prevedono che la produzione di biogas e biometano sarà compresa tra 2,7%-3,7% del consumo energetico dell’UE nel 2030, raggiungendo potenzialmente, dal recupero di biogas da digestione anaerobica e gasificazione della biomassa, una produzione di 48 miliardi di Normal metri cubi (Nm<sup>3</sup>), equivalenti a circa il 10% del consumo complessivo di gas naturale sull’intero territorio europeo. Purtroppo, secondo lo studio statistico 2016 del GSE [11], in Italia non sono stati registrati impianti che producessero energia da biometano, e quindi esclusa tra i dati riportati in figura 1.6.1.

## 1.6.2 La produzione di biometano in Italia

I dati nazionali di agosto 2016 indicano la presenza di 7 impianti di produzione di biometano, ma nessuno risulta collegato alla rete di gas. Analizzando gli impianti, quattro di essi usano biogas proveniente da imprese agricole (nelle province di Bologna, Padova, Mantova e Torino), due sono collegati ad impianti di trattamento di FORSU (provincia di Torino e Padova). Inoltre, sono stati prodotti nello stesso anno circa 3 miliardi Nm<sup>3</sup> di biometano equivalente, dato che colloca l'Italia al quarto posto a livello mondiale dopo Germania, Cina e Stati Uniti [12].

Per il territorio italiano, è stato previsto, secondo uno studio previsionale tratto da [13] e rappresentato in figura 1.6.2.1, un maggior utilizzo delle biomasse per la produzione di biometano entro il 2030, cui corrisponderebbe un potenziale produttivo di circa 8 miliardi di Nm<sup>3</sup>, equivalenti a 25 TWh di energia elettrica. Le ricadute economiche complessive al 2030 si misurerebbero in 85,8 miliardi, di cui 17,7 nell'uso elettrico, 15 nel settore dei trasporti e 53,1 grazie all'immissione nella rete.

Biomasse	
Effluenti zootecnici	129.000.000 t/anno
Residui dell'industria alimentare (di cui sottoprodotti animali - Cat.3)	5.000.000 t/anno 670.000 t/anno
Fanghi di depurazione	3.500.000 t/anno
Frazione organica dei rifiuti urbani (FORSU)	10.000.000 t/anno
Residui agricoli	6.400.000 t s.s./anno
Colture energetiche	400.000 ha

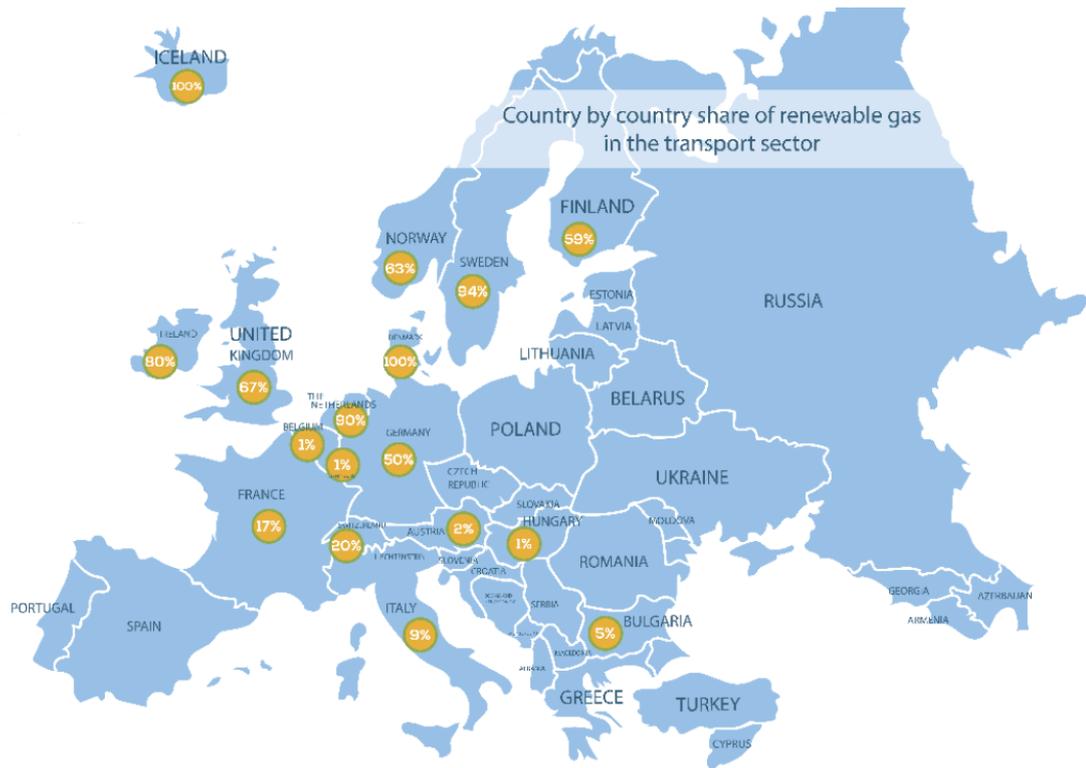
**Figura 1.6.2.1:** Potenzialità di materie prime per la produzione di biometano, tratto da [13] con modifiche.

## 1.7 Il bioLNG e l'impatto sull'ecosistema

In Europa il biometano rappresenta attualmente il 17% del gas consumato per veicoli di trasporto, la cui distribuzione nel territorio europeo è rappresentata dalla figura 1.7.1.

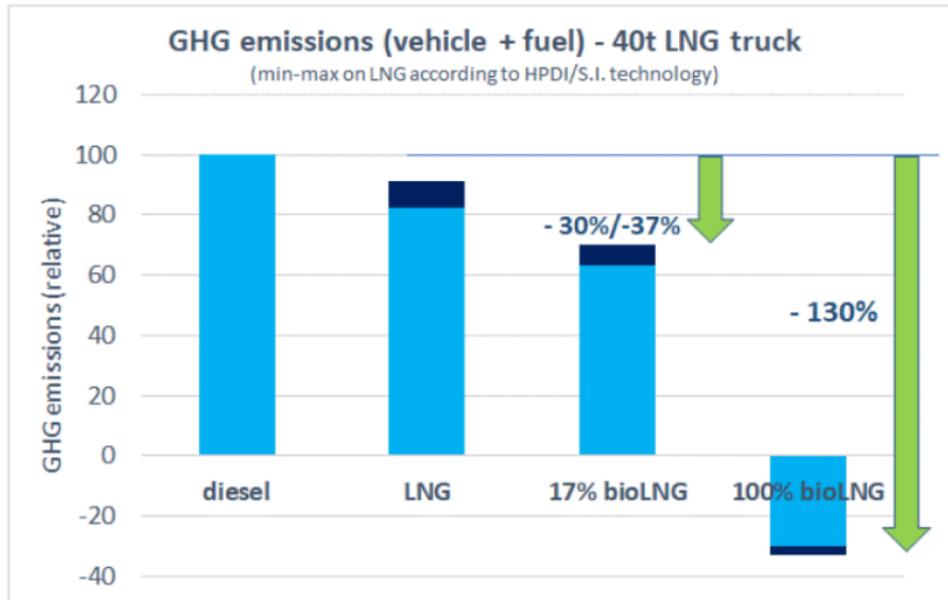
Importante è il ruolo assunto dal bioLNG nel settore dell'industria pesante negli ultimi anni poiché rappresenta una valida alternativa al Diesel. Infatti, nel 2019 è stato registrato, secondo uno studio tratto da [14], un aumento di veicoli alimentati a bioLNG, pari al doppio di quelli sviluppati nell'anno precedente. Prendendo come esempio i paesi del nord Europa, vi è una fornitura di bioLNG prodotto a partire da 100 tonnellate al giorno di residui dell'industria del pesce, quantità sufficienti per alimentare circa 300 trattori funzionanti con LNG.

In Italia sono stati sviluppati più di 20 progetti di impianti per la produzione di bioLNG che ne garantirebbero la fornitura anche nelle maggiori isole.



**Figura 1.7.1:** Percentuali di gas rinnovabile nel settore dei trasporti tratta da [14] con modifiche.

A supporto della sostenibilità del bioLNG è stato condotto uno studio previsionale sull'impatto ambientale dei gas serra (*green house gas* o GHG) prodotti dalla combustione all'interno dei motori, il quale evidenzia una predisposizione positiva nel preferire veicoli a LNG rispetto a quelli alimentati a Diesel: le applicazioni del settore pesante, infatti, gioverebbero di una soluzione facilmente realizzabile che prevederebbe una diminuzione dei costi e contemporaneamente avvicinarsi allo stato *eco-friendly*. La figura 1.7.2 illustra gli effetti sui GHG sostituendo il Diesel a LNG e/o bioLNG, dove la somma delle emissioni da combustibile dei veicoli è settata a 100. L'intervallo min-max di LNG rappresenta la previsione di riduzione da parte di alcune tecnologie disponibili oggi sul mercato, prendendo come esempi di confronto motori funzionanti con tecnologie diesel (HDPI) e iniezioni Spark (S.I). I risultati finali relativi al bioLNG risultano a -28.5 grammi di CO<sub>2</sub> equivalenti su MegaJoule (gCO<sub>2</sub>eq/MJ). Tale risultato evidenzia le grandi potenzialità del bioLNG quando i veicoli vengono alimentati con tale combustibile: il prodotto derivante da fonti rinnovabili contribuisce ad una riduzione di GHG pari al -130%, dovuta al recupero del metano dagli scarti organici, in quanto, trasformandolo in biometano, non verrebbe rilasciato in atmosfera, ma utilizzato come carburante. Utilizzando, invece, una miscela con una frazione di bioLNG pari al 17%, si otterrebbe una riduzione di GHG compresa tra -30% e -37%, a seconda della tecnologia del motore impiegato.



**Figura 1.7.2:** Confronto emissioni GHG tratta da [14] con modifiche.



## CAPITOLO 2 - PANORAMA LEGISLATIVO DEL bioLNG, COMPOST E CO<sub>2</sub>

Il presente capitolo ha lo scopo di analizzare il contenuto delle norme e degli eventuali sistemi di incentivazione dei prodotti che verranno ottenuti dall'impianto, dando particolare importanza alle norme tecniche dalle quali dipenderanno i requisiti finali dei medesimi prodotti che dovranno essere rispettati.

Verrà, pertanto, analizzato il panorama legislativo del biometano all'interno del territorio italiano a partire dagli incentivi predisposti per la produzione di biometano in Italia fino alla composizione necessaria per l'immissione nelle reti di distribuzione del biometano e per la vendita del biometano per autotrazione. Inoltre, dai suddetti impianti, verranno prodotti, a scopo di vendita e di sostenibilità ambientale, biocompost e anidride carbonica liquida, che caratteristiche tali da rispettare sia le indicazioni delle normative tecniche per la distribuzione sul mercato sia i parametri necessari per accedere agli eventuali incentivi.

### *2.1 Premessa*

Negli ultimi dieci anni, l'attenzione nei confronti delle energie rinnovabili ha incentivato la stesura di nuove norme attuative sia europee che italiane con l'obiettivo di aumentare la produzione di biogas e biometano attraverso il riutilizzo di sottoprodotti derivanti da processi biologici o industriali. Tali norme rendono economicamente vantaggioso investire in questi settori e, pertanto, influiscono necessariamente sulle scelte tecnologiche per la progettazione degli impianti di produzione di bioLNG che verranno analizzate nei capitoli successivi.

Inoltre, le normative in oggetto ed il conseguente incentivo economico si applicano anche alla riconversione di impianti di produzione di biogas ad oggi utilizzato per la produzione di energia elettrica mediante cogeneratori installati in sito. In tal modo, si consentirebbe di investire nelle riconversioni degli impianti di biogas ad impianti di produzione di biometano, e, in questo quadro normativo, si inserisce la scelta di Edison di investire sulla riconversione degli impianti di Ambyenta e CEA che attualmente percepiscono incentivi provenienti da decreti precedenti al decreto del biometano, i cui dettagli sono descritti al capitolo 7.

### *2.2 Sistemi di incentivazione del biometano*

I meccanismi di incentivazione accessibili per la produzione di biometano sono i seguenti:

- “Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”: articolo 33, comma 5, del D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28
- “Decreto biometano”: incentivazione di cui agli articoli 6 e 7 del D.M. Sviluppo economico del 2 marzo 2018.

#### *2.2.1 Incentivi per il biometano*

Il D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, definisce gli strumenti, meccanismi, incentivi e quadro istituzionale, finanziario e giuridico, in materia di energia da fonti rinnovabili. Come definito dall'articolo 33, comma 5, si rispetteranno i requisiti richiesti secondo il decreto, in quanto l'impianto produrrà, tra i prodotti, biocarburante a partire da fonti rinnovabili. A tal proposito,

secondo l'articolo 42, comma 1 del medesimo decreto, verranno svolte verifiche sull'impianto che possono essere affidate dagli enti controllati dal GSE, attraverso l'analisi della documentazione trasmessa, nonché dalla valutazione di campioni dei prodotti dell'impianto stesso da parte del GSE attraverso il controllo della documentazione trasmessa, nonché con controlli a campione sull'impianto stesso.

Il “decreto biometano” del 2 marzo 2018 promuove questa tipologia di biogas nel settore dei trasporti disciplinandone le modalità di produzione, immissione in rete e incentivazione attraverso Certificati di immissione al Consumo (CIC). Lo stesso decreto disciplina sia la realizzazione di nuovi impianti sia la riconversione degli impianti a biogas esistenti in impianti a biometano. Il decreto aggiorna le modalità di incentivazione ed integra le disposizioni dei Decreti 5/12/2013 (“Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale”) e 24/12/2014 (“Approvazione delle tariffe per la copertura dei costi sostenuti dal Gestore servizi energetici GSE S.p.A. per l'attività di gestione, verifica e controllo, inerenti ai meccanismi di incentivazione di sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica”). Il decreto è valido fino al 31/12/2022 per un massimo di 1.1 miliardi di Sm<sup>3</sup> di CH<sub>4</sub> all'anno destinati al solo trasporto, che corrisponde a oltre 500 impianti da 1 MW elettrico equivalente. Inoltre, il soggetto che riceve gli incentivi è il produttore di biometano (Art 1, c 5d), cioè il titolare delle autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di upgrading. Inoltre, la validità del Decreto Ministeriale 2 marzo 2018 coinvolge anche impianti convertiti parzialmente o totalmente alla produzione di biometano. Pertanto, gli impianti esistenti di biogas che potenzialmente potrebbero accedere agli incentivi, tra cui gli impianti Amblyenta e CEA.

In Italia, gli impianti più diffusi che producono biogas, e pertanto potenzialmente convertibili a biometano, hanno la caratteristica in comune di essere in grado di immettere nella rete di distribuzione, massimo 1 MW<sub>elettrico</sub>, in quanto progettate sulla base di un sistema di incentivazione pregresso, il quale prevedeva una produzione di energia elettrica da biogas per un massimo di 1 MW. Infatti, per gli impianti qualificati IAFR (impianti alimentati da fonti rinnovabili) entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, l'energia netta riconosciuta all'intervento effettuato immessa nel sistema elettrico può essere incentivata, in alternativa ai certificati verdi, con una tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla Tabella 3 della Legge Finanziaria 2008) di entità variabile a seconda della fonte, per un periodo di 15 anni. Al termine dei 15 anni l'energia elettrica è remunerata, con le medesime modalità, alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del D.lgs. 387/2003. Tali tariffe sono dette “onnicomprensive” (TO) in quanto il loro valore include sia la componente incentivante sia la componente relativa alla remunerazione derivante dalla vendita dell'energia immessa nella rete elettrica. Sino al termine del periodo di incentivazione, dunque, le tariffe costituiscono l'unica fonte di remunerazione della generazione elettrica da fonte rinnovabile. Mentre i certificati verdi sono riconosciuti sulla base dell'energia netta prodotta e quindi premiano anche l'eventuale quota di produzione auto consumata, le tariffe onnicomprensive sono riconosciute in funzione della sola energia netta immessa in rete.

Secondo il decreto biometano, l'incentivo si ha nel momento in cui vengono soddisfatti uno o più requisiti del tipo:

- Biometano utilizzato per la generazione di potenza con un cogeneratore ad alto rendimento (CAR)
- Biometano come combustibile per autotrazione
- Biometano immesso nella rete di trasporto del gas naturale.

Secondo tale normativa, il soggetto produttore ha facoltà di immettere il biometano:

- Nella rete di trasporto del gas naturale e destinato ai trasporti
- Nella rete di distribuzione del gas naturale con destinazione specifica dei trasporti
- Il biometano immesso nella rete del gas naturale senza destinazione d'uso specifica.

Il soggetto produttore, inoltre, è costretto a rispettare, secondo le varie normative vigenti, tutti i vincoli imposti dalle proprietà chimico-fisiche del biometano e non solo, nello specifico:

- Pressurizzazione
- Qualità e composizione chimica
- Odorizzazione
- Sistema di misura.

Inoltre, i produttori che immettono in consumo il biometano come carburante in uno o più nuovi impianti di distribuzione in forma di CNG (gas naturale compresso) o LNG (gas naturale liquefatto), hanno diritto al rilascio da parte del GSE di un numero di CIC maggiorato del 20%, fino a un massimo del 70% del valore del costo di realizzazione dell'impianto di distribuzione e un valore massimo di €600.000,00. Mentre, i produttori che producono bioLNG con un nuovo impianto di liquefazione di biometano, hanno diritto al rilascio da parte del GSE di un numero di CIC maggiorato del 20%, fino a un massimo del 70% del valore del costo di realizzazione e un valore massimo di €1.200.000 [14].

### 2.2.2 Materie prime per un impianto di produzione di biometano avanzato

Il decreto del 2 Marzo 2018 pone particolare importanza alla definizione delle materie prime utilizzabili per l'accesso alla categoria di biometano avanzato, per il quale riceverebbero una quantità di incentivi maggiore rispetto al biometano. Le fonti che definiscono il biometano avanzato sono le seguenti:

- Alghe coltivate su terra in stagni o fotobioreattori
- La frazione di biomassa corrispondente ai rifiuti urbani non differenziati; non sono inclusi i rifiuti domestici non separati soggetti agli obiettivi di riciclaggio di cui all'articolo 181 e allegato E del decreto 3 aprile 2006, n. 152
- Gas di discarica
- Rifiuti organici intesi come rifiuti biodegradabili di giardini e parchi, rifiuti alimentari e di cucina prodotti da nuclei domestici, ristoranti, servizi di ristorazione e punti vendita al dettaglio e rifiuti simili prodotti dall'industria alimentare raccolti in modo differenziato. A tale voce corrisponde la frazione organica dei rifiuti solidi urbani raccolta in maniera differenziata fin dall'origine (FORSU).
- Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale
- Paglia
- Concime animale (inteso come reflui da zootecnia) e fanghi di depurazione
- Effluenti da oleifici
- Pesce
- Glicerina grezza
- Bagasse
- Vinacce
- Gusci
- Pule

- Tutoli ripuliti dei semi di mais
- Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti e ai residui dell'attività e dell'industria forestale
- Materie cellulosiche di origine non alimentare
- Altre materie ligno-cellulosiche
- Carburanti per autotrazione rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica
- Cattura e utilizzo del carbonio ai fini del trasporto
- Batteri.

## 2.3 Specifiche di qualità del biometano

### 2.3.1 Quadro normativo sulle specifiche di qualità del biometano

Le leggi e le norme che regolano la qualità del biometano in Italia sono:

- D.M. 16 maggio 2018 - «Gas combustibile, aggiornamento regola tecnica»
- UNI EN 16726:2018 – «Infrastrutture del gas – Qualità del gas – Gruppo H»
- UNI EN 16723-1:2016 – «Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale – Parte 1: Specifiche per il biometano da immettere nelle reti di gas naturale»
- UNI EN 16723-2:2017 – «Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale – Parte 2: Specifiche del carburante per autotrazione»
- UNI/TS 11537:2019– «Immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale»
- UNI/TR 11722:2018 – «Linee guida per la predisposizione dell'analisi di rischio per produttori di biometano da biomassa»
- UNI CEN/TR 17238:2018 – «Proposta di valori limite per i contaminanti del biometano individuati sulla base di valutazione degli impatti sulla salute umana».

### 2.3.2 Specifiche di qualità del biometano per autotrazione

Al fine di poter introdurre nel mercato il biometano liquido come carburante per autotrazione, è necessario che questo ultimo abbia determinati standard europei. Il Comitato europeo di normazione (CEN) nel mese di Aprile 2017, ha ratificato l'approvazione della norma CEN EN 16723-2 applicabile al biometano allo stato compresso e liquefatto indistintamente. Nel mese di Dicembre 2017, l'Ente italiano di normazione (UNI), ha pubblicato la norma tecnica UNI EN 16723-2 riguardante le specifiche di qualità per il gas naturale e il biometano da utilizzare per autotrazione, stabilendo i requisiti e i metodi di prova. Nell'appendice nazionale della norma vengono definiti i requisiti regionali stagionali per il calcolo del punto di rugiada dell'acqua per il gas naturale e il biometano per autotrazione, e descrivendo, inoltre, la gli intervalli di indice di Wobbe per le varie famiglie di gas naturale, che, per il caso del biometano verrebbe valutato come gas naturale della seconda famiglia del gruppo H, per la quale è presente la norma UNI EN 16726:2018 che ne descrive dettagliatamente le specifiche tecniche.

I requisiti che sono richiesti nella norma 16723-2, valide sia per il gas naturale che per il biometano e le sue miscele, alle condizioni di riferimento di  $T = 15 \text{ }^\circ\text{C}$  e  $P = 1 \text{ atm}$ , sono rappresentati in tabella 2.3.2.1.

**Tabella 2.3.2.1:** Caratteristiche biometano per autotrazioni.

Caratteristica	Simbolo	Valore	Unità di misura
Numero di metano	MN	65	-
Indice di Wobbe	WI	47,31÷ 52,33	MJ/Sm <sup>3</sup>
Contenuto di silicio totale	Si	0,3	mgSi/Sm <sup>3</sup>
Contenuto di idrogeno	H <sub>2</sub>	≤2	% mol
Punto di rugiada dell'acqua deve essere di classe A ( -10 °C alla pressione di 200 bar)			
Contenuto di ossigeno	O <sub>2</sub>	≤2	% mol
Contenuto di anidride carbonica	CO <sub>2</sub>	≤2,5	% mol
Contenuto di acido solfidrico e solfuri	H <sub>2</sub> S	≤5	mg/Sm <sup>3</sup>
Contenuto di zolfo (incluso l'odorizzante)	-	≤30	mg/Sm <sup>3</sup>

Il punto di rugiada idrocarburico (>0.1 e <7 MPa di pressione assoluta) non deve minore di -2 °C

Inoltre, il gas naturale, il biometano e le relative miscele devono essere esenti da impurità e la quantità di olio derivante da compressori deve essere presente in concentrazione tale da non rendere idoneo il combustibile per le applicazioni finali che lo impiegano come tale. Mentre il contenuto di polveri contaminanti deve essere inferiori a 10 mg/l di LNG per proteggere il sistema dei veicoli dai residui purché ci sia un filtro di porosità massima nominale di 5 µm e porosità assoluta di 10 µm con un'efficienza del 90%.

Nel mese di Aprile 2018 è stata pubblicata la norma CEN/TR 17238 in cui vengono proposti dei valori limite per i contaminanti del biometano, sia gassoso che liquido, individuati sulla base di valutazione degli impatti sulla salute umana. I valori dei criteri (HCV) per la salute delle sostanze potenzialmente preoccupanti (COPC) sono da considerarsi aggiuntive alle norme 16723-2 e 16723-1 (quest'ultima verrà trattata successivamente). Tali limiti sono rappresentati in tabella 2.3.2.2.

**Tabella 2.3.2.2:** Limiti HCV assegnati alle COPC per il biometano.

Contaminante	Limite assegnato per l'esposizione a lungo termine (LTEAL), [mg/m <sup>3</sup> ]	Limite assegnato per l'esposizione a breve termine (STEAL), [mg/m <sup>3</sup> ]
Formaldeide	0,01	0,1
D-limonene	0,35	-
Diclorometano	0,45	3
Cloruro di idrogeno	-	0,75
Arsenico	0,000006	-

### 2.3.3 Specifiche di qualità per l'immissione in rete di biometano

Nel mese di dicembre 2016, l'UNI ha pubblicato la norma UNI EN 16723-1 riguardante le specifiche di qualità del biometano da immettere nelle reti del gas naturale. La norma CEN EN 16723-1 fa riferimento alla norma CEN EN 16726 per i parametri normalmente contenuti anche nel gas naturale e che, quindi, si aggiungano ai nuovi requisiti. Tuttavia, la norma UNI EN

16723-1 non contempla i limiti di concentrazione ammissibili di alcuni componenti, i cui valori sono stati definiti nel rapporto tecnico UNI/TR 11537:2019 che sostituisce tale norma ridefinendo i limiti di alcuni parametri. Ai sensi della legislazione vigente, il biometano deve essere un gas appartenere alla seconda famiglia di tipo H (i cui parametri sono definiti nella norma UNI EN 16726:2018) e rispettare le caratteristiche energetiche e di qualità che sono indicate in tabella 2.3.3.1 e 2.3.3.2.

**Tabella 2.3.3.1:** Caratteristiche chimiche ed energetiche del biometano.

Caratteristica	Simbolo	Valore	Unità di misura
Potere calorifico superiore	PCS	34,95 ÷ 45,28	MJ/Sm <sup>3</sup>
Densità relativa	d	0,555÷0,7	-
Punto di rugiada dell'acqua ≤5 °C a 7 MPa ( misura richiesta di arricchimento con GPL)			
Contenuto di ossigeno	O <sub>2</sub>	≤0,6	%mol
Contenuto di anidride carbonica	CO <sub>2</sub>	≤2,5	%mol
Contenuto di acido solfidrico	H <sub>2</sub> S	≤5	mg/Sm <sup>3</sup>
Contenuto di zolfo da solfuro di idrogeno e solfuro di carbonile	-	≤5	mg/Sm <sup>3</sup>
Contenuto di zolfo totale	-	≤6	mg/Sm <sup>3</sup>
	-	≤20	mg/Sm <sup>3</sup>

**Tabella 2.3.3.2:** Caratteristiche aggiuntive del biometano.

Caratteristica	Simbolo	Valore	Unità di misura
Contenuto di silicio volatile	Si	0,3÷1	mg/Sm <sup>3</sup>
Contenuto di ossido di carbonio	CO	≤0.1	%mol
Contenuto di ammoniaca	NH <sub>3</sub>	≤10	mg/Sm <sup>3</sup>
Contenuto di ammine	-	≤10	mg/Sm <sup>3</sup>
Contenuto di idrogeno	H <sub>2</sub>	≤1	%vol
Contenuto di fluoro	F	<3	mg/Sm <sup>3</sup>
Contenuto di cloro	Cl	<1	mg/Sm <sup>3</sup>
Olio da compressore	-	-	-
Polveri	-	-	-

Inoltre, il primo biometano prodotto dopo la stabilizzazione dei processi di purificazione e relativi collaudi dell'impianto deve essere sottoposto ad un'analisi chimico-fisica, estesa, mediante analisi gascromatografica (UNI EN ISO 16017) in grado di caratterizzare i componenti con relative concentrazioni. L'analisi chimico-fisica estesa dovrà, pertanto, comprendere gli elementi indicati nella norma UNI/TR 11537.

È obbligatorio garantire la compatibilità del biometano prodotto con l'odorizzante/i in uso nella rete di immissione, e, a tal fine, nella norma UNI TR 11722 sono state considerate mascheranti le seguenti sostanze:

- Terpeni:  $\alpha$ -pinene,  $\beta$ -pinene, limonene, carene,
- Butanone
- Cumene.

Inoltre, è necessario esprimere il contenuto totale delle componenti terpeniche come concentrazione equivalente di limonene, determinato attraverso le istruzioni presenti nella norma UNI EN ISO 16017.

Prendendo in considerazione la concentrazione dei terpeni, nella la norma UNI TR 11772 precedentemente citata, vengono indicate le condizioni di odorizzabilità olfattiva positive che possono essere ottenute, nello specifico, con 32 mg/Sm<sup>3</sup> di THT (odorizzante consentito), per un biometano con concentrazione di limonene equivalente  $\leq 9$  ppm (52 mg/Sm<sup>3</sup>).

## *2.4 Specifiche di qualità per il compost*

### 2.4.1 Definizione del compost

La definizione di compost, a livello normativo, ha subito diverse modifiche durante gli ultimi anni, e, per tal motivo, per rendere più semplice la comprensione dell'argomento, viene data una definizione teorica secondo il consorzio italiano compostori (CIC) che definisce il compost come un concime organico, stabilizzato biologicamente con buona dotazione di elementi nutritivi (azoto, fosforo, potassio) ricco di sostanze umiche, con pezzatura definita compresa tra i 10-8 mm, igienicamente sicuro ed esente da semi vitali di piante infestanti [16].

Mentre, a livello legislativo, sono presenti diverse definizioni sui fertilizzanti, tra cui, quella più recente facente riferimento all'ultimo regolamento e abrogando, pertanto, il precedente regolamento (Ce) num. 203/2003, Tale regolamento verrà applicato a partire dal 16 luglio 2022, anche se alcuni articoli trovano applicazione a decorrere dal 15 luglio 2019.

È previsto che l'impianto produca compost categorizzabile, secondo la normativa vigente, come Ammendante Compostato Misto (A.C.M) le cui caratteristiche sono riportate nel D.Lgs. 29 aprile 2010 num.75 nell'Allegato 2 previsto dall'articolo 1, comma 1, lettera b. Inoltre, questo tipo di compost rientrerebbe nella categoria di compost di qualità la cui definizione viene data dal Testo unico Ambientale, art. 183, lett. ee, che è la seguente:

“Prodotto ottenuto dal compostaggio dei rifiuti organici nel rispetto di apposite norme tecniche, da adottarsi a cura dello Stato, finalizzate a definirne contenuti e usi compatibili con la tutela ambientale e sanitaria e, in particolare, a definirne i gradi di qualità”.

Mentre, citando il regolamento del Parlamento Europeo e Consiglio Ue 2019/1009/Ue art.3 comma 1: “Gli Stati membri non ostacolano per motivi legati alla composizione, all'etichettatura o ad altri aspetti disciplinati dal presente regolamento, la messa a disposizione sul mercato di prodotti fertilizzanti dell'Ue conformi al regolamento.”

Inoltre, l'art.4 comma 1, definisce pertanto:

“Un prodotto fertilizzante dell'Ue:

- Soddisfa le prescrizioni stabilite nell'allegato I per la pertinente categoria funzionale del prodotto (PCF)

- Soddisfa le prescrizioni stabilite nell'allegato II per la categoria o le categorie pertinenti di materiali costituenti (CPM)
- È etichettato conformemente alle prescrizioni di etichettatura di cui all'allegato II".

Il prodotto fertilizzante finale dovrà rispettare i parametri e la composizione rappresentati in tabella 2.4.1.1 per potere essere utilizzato in agricoltura non biologica.

**Tabella 2.4.1.1:** Caratteristiche e composizione ammendante organico misto (ACM).

<b>Umidità</b>	< 50%
<b>pH</b>	6-8,8
<b>C organico sul secco</b>	20%
<b>C umico e fulvico sul secco</b>	> 7 %
<b>N organico sul secco rispetto all'azoto totale</b>	> 80%
<b>C/N</b>	< 25
<b>Tenore dei materiali plastici (diametro ≥ 2 mm)</b>	< 0,5 % su sostanza secca
<b>Inerti litoidi (diametro ≥ 5 mm)</b>	< 0,5 % su sostanza secca
<b>Indice di germinazione (diluizione al 30%)</b>	deve essere > 60%
<b>Tallio su materia secca</b>	<2 mg/kg su
<b>Piombo su materia secca</b>	< 120 mg/kg
<b>Cadmio su materia secca</b>	< 2 mg/kg
<b>Nichel su materia secca</b>	< 50 mg/kg
<b>Zinco su materia secca</b>	< 800 mg/kg
<b>Rame su materia secca</b>	< 300 mg/kg
<b>Mercurio su materia secca</b>	< 1 mg/kg
<b>Arsenico su materia secca</b>	< 40 mg/kg
<b>Cromo esavalente su materia secca</b>	< 2 mg/kg

I patogeni presenti in un ammendante organico non devono superare i limiti indicati nella tabella 2.4.1.2.

**Tabella 2.4.1.2:** Limiti patogeni Ammendante.

Microrganismi da sottoporre a prova	Piani dei campionamenti			Limite
	n	c	m	M
Salmonella app.	5	0	0	Assente in 25 g o 25 ml
Escherichia coli o Enterococcaceae	5	5	0	1000 in 1 g o 1 ml

Dove:

- n = numero di campioni da sottoporre a prova
- c = numero di campioni il cui numero di batteri, espresso in UFC, è compreso tra m e M
- m = valore soglia per il numero di batteri, espresso in UFC, che è considerato soddisfacente
- M = valore massimo del numero di batteri, espresso in UFC.

#### 2.4.2 Incentivi per il compost

Il Dl. 30 aprile 2019, n. 34 (Decreto Crescita), articolo 26-ter, dispone incentivi per l'acquisto di compost e di prodotti derivanti dal ricircolo dei rifiuti da parte di tutti i soggetti titolari di reddito da lavoro autonomo, ai quali verranno riconosciuti crediti di imposta a fronte dell'acquisto di prodotti derivanti dalla raccolta differenziata. Per l'anno 2020 verrà riconosciuto un contributo pari al 25% del costo di acquisto di compost di qualità derivante dal trattamento della frazione organica differenziata dei rifiuti, di semilavorati e prodotti finiti derivanti, per almeno il 75% della loro composizione, dal riciclaggio di rifiuti o di rottami. Per quanto concerne il compost, il contributo sarà riconosciuto fino ad un importo massimo annuale di 10.000 euro per ciascun beneficiario, nel limite complessivo di 10 milioni di euro per l'anno 2020. Tuttavia, se i beni acquistati non sono destinati all'esercizio dell'attività economica o professionale il contributo spetta fino ad un importo massimo annuale di 5.000 euro per ciascun beneficiario, nel limite complessivo annuo di 10 milioni di euro.

#### 2.5 Normative per l'anidride carbonica

L'anidride carbonica liquida può essere utilizzata in diverse applicazioni e impieghi tra cui:

- Industria alimentare e delle bevande
- Trattamento delle acque
- Lavorazione dei metalli
- Industria florovivaistica
- Industria della carta
- Fonte frigorigena
- Pulitura ed estrazione di solvente
- Pulizia criogenica
- Estinzione di incendi

I requisiti di purezza e composizione che saranno presi in considerazione per la produzione della CO<sub>2</sub> liquida e per la vendita a terzi, faranno riferimento alle indicazioni del regolamento (UE) N. 231/2012 come additivo alimentare, in quanto non esistono normative per l'utilizzo della CO<sub>2</sub> industriale attualmente in vigore. Tuttavia, essendo tali requisiti molto stringenti,

verranno adottati come riferimento per tutte le altre applicazioni e impieghi elencanti soprastante. La decisione finale sull'acquisizione finale della CO<sub>2</sub> liquida viene valutata dalle aziende terze che, nonostante l'idoneità del prodotto secondo le normative vigente, decideranno in base ai propri criteri tecno-economici, ad esempio, è noto che la società Coca-Cola non acquisti le partite di CO<sub>2</sub> liquida derivante da processi biologici da rifiuti.

### 2.5.1 Anidride Carbonica per uso alimentare

L'anidride carbonica per uso alimentare può trovare applicazione come gas additivo, coadiuvante tecnologico e come ingrediente. Il regolamento (UE) N. 231/2012 stabilisce le specifiche di purezza degli additivi alimentari elencati negli allegati del regolamento (CE) 1333/2008, le cui caratteristiche sono descritte in tabella 2.5.1.1. Tuttavia, le linee guida delle diverse associazioni dei gas industriali, tra cui le più importanti *European industrial gases association* (EIGA) e *International Society of Beverage Technologists* (ISBT), hanno requisiti più stringenti rispetto a quelli del regolamento europeo inerenti alla CO<sub>2</sub> alimentare.

**Tabella 2.5.1.1:** Caratteristiche CO<sub>2</sub> per uso alimentare.

<b>Etichetta</b>	E290
<b>Tenore</b>	> 99% v/v sulla forma gassosa
<b>Purezza</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acidità: 915 ml di gas gorgogliati attraverso 50 ml di acqua appena bollita non devono rendere quest'ultima più acida, al metilarancio, di 50 ml, di acqua appena bollita a cui sia stato aggiunto 1 ml di acido cloridrico</li> <li>• Sostanze riducenti, fosforo e solfuro di idrogeno: 915 ml di gas gorgogliati attraverso 25 ml di reagente al nitrato d'argento ammoniacale addizionati di 3 ml di ammoniaca non devono provocare intorbidimento né annerimento di questa soluzione</li> <li>• Monossido di Carbonio: &lt; 10 µl/l</li> <li>• Olio: &lt;5 mg/kg</li> </ul>

### 2.5.2 Emission trade

Le emissioni di gas climalteranti rappresentano un argomento di forte interesse da parte dell'Unione Europea, infatti, una delle strategie per contrastare il cambiamento climatico è stato di ideare un sistema "Emission trade" (ETS UE), cioè un sistema di scambio di quote di emissione basato sulla limitazione e lo scambio. Nel dettaglio, viene fissato un limite alla quantità totale di alcuni gas serra che rientrano nel sistema, come l'anidride carbonica, il cui valore nel tempo è destinato a diminuire con il fine di contrastare il cambiamento climatico. Entro questo limite, tutti i settori e le imprese disciplinate da questo sistema, in particolare le centrali energetiche, gli impianti industriali e compagnie aeree, ricevono o acquistano quote di emissione che, se necessario, possono scambiare.

I progetti che verranno trattati nel presente lavoro di tesi hanno, tra gli obiettivi preposti, quello di valorizzare la liquefazione e il sequestro di CO<sub>2</sub>, non solo vendendola a terzi e percepire, pertanto, un guadagno economico, ma di diminuire le emissioni totali prodotte

dalla società Edison e vendere la propria quota “risparmiata” all’interno del sistema ETS UE. La quantità di CO<sub>2</sub> che viene prodotta attraverso il processo biologico dell’impianto andrebbe, senza il processo di liquefazione, dispersa nell’ambiente. Tuttavia, i progetti presenteranno delle sezioni apposite di liquefazione della CO<sub>2</sub> tale da valorizzare la quota di CO<sub>2</sub> non emessa e aumentando il valore del sequestro di CO<sub>2</sub> adoperato contribuendo alla riduzione dei gas climalteranti.



## CAPITOLO 3 – EDISON

Edison è la società energetica più antica d'Europa ed è impegnata nella transizione energetica del Paese con un piano per la sostenibilità ambientale, grazie al quale contribuisce al raggiungimento degli obiettivi fissati a livello europeo di riduzione della CO<sub>2</sub> e di abbattimento di altre emissioni e polveri. Nel presente capitolo verrà descritta la storia della società e i progetti relativi al settore dell'energie rinnovabile sottolineando l'importanza del bioLNG.

### *3.1 Storia della società Edison*

La storia della società Edison inizia con Giuseppe Colombo e la visita *all'Exposition Internationale d'Électricité* che si svolge a Parigi tra agosto e novembre del 1881, durante la quale ebbe modo di osservare le grandi batterie dinamo che Thomas Alva Edison progettò e costruì negli Stati Uniti. Nella primavera del 1882, Giuseppe Colombo, con il sostegno di alcune banche, fondò a Milano un Comitato Promotore per l'Applicazione dell'Energia Elettrica; a luglio dello stesso anno acquisì dal Comitato milanese i brevetti sviluppati negli Stati Uniti da Thomas Alva Edison. Nello stesso anno, nella città di Milano, venne costruita una centrale elettrica, e per far ciò il Comitato Edison acquistò il vecchio Teatro di Santa Radegonda, al cui interno troveranno posto le dinamo "Jumbo" che Colombo acquistò personalmente negli Stati Uniti. Questa fu la prima centrale termoelettrica dell'Europa continentale. Nel 1883 entrò in funzione a Milano la "Santa Radegonda" e l'8 marzo venne data tensione alla neonata rete. Il 28 giugno venne illuminato il Teatro Manzoni, in piazza San Fedele, mentre la notte di Santo Stefano, il 26 dicembre, in occasione della prima de "La Gioconda" di Amilcare Ponchielli, i generatori della Centrale di Santa Radegonda illuminarono il Teatro alla Scala. Il 6 gennaio del 1884 venne costituita a Milano, con capitale sociale di 3 milioni di lire, la "Società Generale Italiana di Elettricità Sistema Edison". Nel 1897 entrò in servizio la centrale di Porta Volta a Milano e venne stipulata con il Comune di Milano la convenzione ventennale per l'esercizio della rete tranviaria cittadina. Il servizio cessò il 31 dicembre 1916, mentre a Milano entrò in esercizio una nuova centrale termoelettrica in località Porta Volta. Nel 1898 entrò in esercizio la centrale idroelettrica Bertini di Paderno d'Adda e venne inaugurata la centrale idroelettrica di Paderno d'Adda, oggi dedicata alla memoria di Angelo Bertini. Le macchine generatrici installate (9.500 KW) furono le più potenti d'Europa. La centrale fu collegata a Milano con una linea elettrica lunga 32 km. Nel 1914 entrò in funzione la centrale di Cornate d'Adda, oggi intitolata alla memoria di Carlo Esterle. Nel 1920 entrò in servizio la centrale di Calusco d'Adda, oggi dedicata a Guido Semenza. Nel 1923, la società Edison trasferì la propria sede sociale nel palazzo già sede della Società per le Strade Ferrate del Mediterraneo, la cui struttura, situata a Milano in Foro Buonaparte al numero 31, venne costruita nel 1892 su disegno dell'architetto Enrico Combi. Nel 1930 Edison realizza "la Casa Elettrica" su impulso di Giò Ponti, il Gruppo 7 e Piero Bottoni progettando la seconda opera razionalista realizzata in Italia, nella quale gli elettrodomestici vengono concepiti quale parte integrante del progetto architettonico. La "Casa Elettrica", patrocinata dalla Edison, venne esposta alla "IV Esposizione Triennale Internazionale delle Arti Decorative ed Industriali Moderne" che si svolse a Monza dal maggio al novembre 1930. Nel 1931 Edison iniziò a fornire anche il gas alle famiglie di Milano. Nel 1932, al *Museum of Modern Art* di New York venne esposta la "Casa Elettrica", prima opera architettonica italiana ad essere esposta al MoMA. Nel 1946 Edison partecipò alla fondazione del CISE (Centro Informazioni Studi ed Esperienze) per la costruzione del primo reattore nucleare italiano. Nel 1947 Edison assunse Ermanno Olmi che

iniziò proprio in questa società la sua attività di regista cinematografico, realizzando una quarantina di documentari di grande valore, storico e artistico. Nel 1954 la tecnologia italiana conquistò i mercati internazionali e venne, infatti, costituita in Perù la *Panedile Peruana* incaricata di costruire impianti idroelettrici sulle Ande; in Brasile venne creata la *Edisonbras* che fu attiva nella costruzione di impianti idroelettrici e termoelettrici. Nello stesso anno il Gruppo iniziò la ricerca di idrocarburi nell'Italia centro meridionale ed in Sicilia. Nel 1966 del 26 marzo viene deliberata la fusione per incorporazione in Edison della Montecatini, il maggiore gruppo chimico italiano. L'atto di fusione venne stipulato il 7 luglio e la denominazione sociale venne modificata in "Montecatini Edison Spa" e nel 1969 e la società assunse la denominazione "Montedison". Nel 1972 Montedison subì una profonda riorganizzazione e le attività principali vennero inquadrate in dieci divisioni e le centrali elettriche di autoproduzione, l'attività negli idrocarburi e l'Azienda Gas di Milano furono inquadrate nella Divisione Servizi della capogruppo. Nel 1979, nel mese di gennaio, nacque la SELM (Servizi Elettrici Montedison), interamente di proprietà Montedison, e il 10 marzo venne conferito il complesso aziendale dei 21 impianti di autoproduzione idroelettrica e le due centrali termoelettriche di Porto Marghera. La Divisione Servizi della Montedison continuò a gestire l'Azienda Gas di Milano e la ricerca di idrocarburi. Nel 1987 entrò in esercizio la piattaforma *Vega*, la più grande piattaforma petrolifera del Mediterraneo italiano. SELM e Shell, tramite una *joint venture* (associazione temporanea di imprese) paritetica denominata MonteShell, acquisiscono le attività italiane della Total. Nel 1990, in linea con il Piano Energetico nazionale, la Società varò un piano pluriennale di costruzione di nuove centrali termoelettriche a ciclo combinato cogenerativo negli stabilimenti industriali del gruppo Montedison che porterò la capacità installata termoelettrica di Edison a 2.400 MW in cinque anni, con investimenti nell'ordine dei 2.000 miliardi di lire. Nel 1991 l'assemblea SELM del 18 giugno deliberò di modificare la denominazione della società in "Edison Spa". Nel 1995, nel mese di gennaio, Edison cedette la propria partecipazione del 50% in MonteShell (distribuzione carburanti) e in dicembre perfezionò l'acquisizione, in partecipazione con *Electricité de France* (EDF), del controllo della ISE, seconda produttrice privata italiana di energia elettrica. Nel 1996, a dicembre, venne completata la CET 3 di Taranto da 500 MW, la prima centrale al mondo che utilizzò tre gas di recupero siderurgici in un ciclo combinato cogenerativo. Nel 1997 la centrale di Bussi diventò il primo impianto produttivo del settore elettrico italiano ad ottenere la certificazione ambientale UNI EN ISO 14001. Nel 2002 la fusione tra Montedison, Edison, Sondel e Fiat Energia diede vita ad una nuova società che mantenne il nome di "Edison Spa". Nel 2005 venne inaugurata la centrale termoelettrica di Candela, la più efficiente ed eco-compatibile d'Europa. Nel 2009, dopo il successo nell'energia elettrica, la Edison allargò l'offerta alle famiglie anche con il gas. A novembre di quell'anno entrò in funzione il rigassificatore di Rovigo, esempio di innovazione tecnologica a livello mondiale perché la prima struttura di questo tipo costruita offshore. Nello stesso anno la Edison si aggiudicò la gara internazionale per i diritti di esplorazione e produzione di idrocarburi della concessione off shore di Abu Qir in Egitto. Nel 2012 Edison è entrata a far parte del gruppo EDF, società affermata a livello mondiale nel settore dell'elettricità, che detiene attualmente il 99,48% del capitale di Edison. Nel 2013, per l'anniversario dei 130 anni, Edison lanciò il premio Edison Start per sostenere l'innovazione e la creazione d'impresa. Nel 2017 Edison lanciò le soluzioni per lo smart living e inaugurò la centrale idroelettrica di Pizzighettone [17].

### *3.2 Edison nel settore energetico*

Edison Energia è una società del Gruppo Edison dedicata alla vendita di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali. La Società affianca alla tradizionale offerta di luce e gas un ampio ventaglio di servizi innovativi rivolti alle famiglie, ai professionisti (partite IVA) e ai clienti business. Per i clienti residenziali, l'azienda ha amplificato il proprio raggio d'azione entrando nel settore dei servizi rivolti alla casa con soluzioni modulabili sulle esigenze del cliente: da quelle di smart home a quelle per la manutenzione e il pronto intervento in caso di guasti agli impianti di luce e gas. Edison è impegnata per la salvaguardia del pianeta e per garantire il benessere delle persone che lo abitano, nello sviluppo delle fonti rinnovabili, del gas naturale e dei servizi di efficienza energetica. Il parco di produzione di energia elettrica è altamente sostenibile, flessibile ed efficiente ed è composto da impianti termoelettrici a ciclo combinato a gas (CCGT), idroelettrici, eolici e solari. Edison ricerca diversificazioni delle fonti e delle rotte di approvvigionamento per la sicurezza e la competitività del sistema energetico nazionale. È impegnata nella realizzazione di nuove infrastrutture per l'importazione di gas, tra le quali lo sviluppo della prima catena logistica integrata di Small Scale GNL (impianti di gas naturale liquefatto su piccola scala), a supporto della mobilità sostenibile pesante e marittima. Inoltre, vengono gestite le attività di stoccaggio e distribuzione gas. Nel settore eolico e fotovoltaico Edison opera tramite le partecipazioni in E2i Energie Speciali, società costituita da Edison e F2i nel 2014, e in EDF Energies Nouvelles. Il mix di produzione energetica di Edison da fonti rinnovabili è suddiviso nel seguente modo:

- Energia eolica: 922 MW (50%).
- Idroelettrica: 1018 MW (46%).
- Altre fonti rinnovabili tra cui il fotovoltaico: 77 MW (4%).

### *3.3 Edison e il Biometano*

La società Edison ha un ruolo importante nella transizione energetica nel nostro Paese, in quanto favorisce lo sviluppo di tecnologie innovative per gli impianti di generazione a ciclo combinato, sviluppando negli anni una filiera di biometano e GNL (Gas Naturale Liquefatto) per rendere sostenibile il settore dei trasporti su strada.

In particolare, Edison, nel corso del 2019, ha contribuito ad accrescere la rete distributiva del metano per autotrazione con quattro nuove stazioni: Teramo, Palestrina, Mirandola e Matino. Queste vanno ad arricchire ulteriormente la copertura a livello nazionale con più di 30 stazioni proprietarie tra Puglia, Lazio, Calabria, Sicilia, Emilia-Romagna, Abruzzo, Lombardia e Veneto e più di 300 stazioni in fornitura. Ha inoltre veicolato presso le stazioni di servizio in fornitura una quota di biometano, essendo rientrata come prima in graduatoria tra le società aggiudicatrici del bando di gara del GSE. Di conseguenza, a partire da gennaio 2019, Edison è il primo e unico operatore abilitato al ritiro del biometano del GSE e alla sua consegna presso le stazioni di servizio che hanno sottoscritto un contratto di fornitura con l'azienda.

Infine, è stato siglato un accordo commerciale con Envitec per lo sviluppo della filiera del biometano e del bioLNG per rendere più sostenibile il settore dei trasporti. L'accordo faciliterà la realizzazione di impianti di produzione di biometano e bioLNG da parte di imprenditori prevalentemente del settore agricolo che potranno usare gli scarti della loro lavorazione, ma con garanzie di redditività dell'investimento.

Negli ultimi anni, la società Edison conferma il proprio interesse nel bioLNG, adottando un piano di sviluppo e produzione energetica più ecosostenibile attraverso sia la costruzione di nuovi impianti sia la conversione di impianti esistenti che producono biogas a biometano.

Infatti, per il presente lavoro di tesi, sono state analizzate alcuni di questi progetti aventi come scopo non solo la produzione del biometano, ma anche la cattura e la vendita della CO<sub>2</sub> liquida prodotta, realizzando, in tal modo, buone pratiche di economia circolare.

Nello specifico nel presente documento saranno analizzati i progetti denominati Ambyenta, CEA ed Edison GF.

## CAPITOLO 4 - PROCESSI E TECNOLOGIE PER LA PRODUZIONE DI BIOGAS

La formazione del biogas è un processo biologico che avviene spontaneamente quando la materia organica, chiamata biomassa, si decompone in un'atmosfera priva di aria ma in presenza di gruppi di microrganismi naturali metabolicamente attivi, i metanobatteri. In natura il metano si forma in diverse situazioni e condizioni, ad esempio come gas di pantano, nel tratto digestivo dei ruminanti, negli impianti di compostaggio a umido e nelle piantagioni di riso inondate. La biomassa necessaria per ottenere il metano prende il nome di "substrato". Tali substrati vengono utilizzati nei processi di digestione anaerobica (DA) "forzata" per la produzione di biogas cercando di massimizzare la produzione di quest'ultimo con il fine di utilizzarlo o convertirlo per scopi energetici o economici. Nel corso del presente capitolo verranno spiegati, da un punto di vista impiantistico, i parametri di processo da considerare all'interno di un processo biochimico e le tecnologie ad oggi presenti sul mercato per la produzione di biogas. Inoltre, verranno analizzati in dettaglio gli aspetti e le criticità delle suddette tecnologie con l'obiettivo di scegliere la migliore per la produzione di biogas.

### *4.1 Substrati*

In generale, tutti i tipi di biomassa possono essere utilizzati come substrati accertandosi che contengano, come componenti principali, carboidrati, proteine, grassi, cellulosa ed emicellulosa. Per la scelta di un'opportuna biomassa è necessario tenere in considerazione i seguenti aspetti:

- Il contenuto di sostanza organica appropriata per il processo fermentativo scelto.
- Il valore nutrizionale delle sostanze organiche, e quindi il potenziale di formazione di un gas che dovrebbe essere il più alto possibile.
- Il substrato dovrebbe essere privo di patogeni e di altri organismi e, se presenti, neutralizzarli prima di procedere alla fermentazione.
- Il contenuto di sostanze pericolose e non idonee deve essere basso in modo che il processo fermentativo possa essere il più regolare possibile.
- La composizione del residuo della fermentazione deve essere tale da garantire un riutilizzo all'interno di un'economia circolare, ad esempio, sfruttarlo come fertilizzante per l'agricoltura.

Substrati comuni per la produzione di biogas sono: prodotti agricoli (letame, mais, barbabietola, erba, sorgo, segale, orzo, loglio), rifiuti domestici, acque reflue, grasso di scarto, organismi come alghe e plankton, giacimenti marini contenenti "ghiaccio infiammabile" e legno. Nell'immagine 4.1.1 e 4.1.2 sono riassunte le matrici maggiormente utilizzate e le quantità di biogas e metano producibili per tonnellate di matrice tal quale ( $\text{m}^3$  di  $\text{CH}_4$  / $t_{t,q}$ )

Substrati	Sostanza secca (%)		Solidi volatili (% di s.s.)		Azoto (% di s.s.)		Resa in biogas (m <sup>3</sup> /t di s.v.)		CH <sub>4</sub> in biogas (%)		CH <sub>4</sub> (m <sup>3</sup> /t di tq.)	
	da	a	da	a	da	a	da	a	da	a	da	a
<i>Liquami</i>	0,6	25	60	85	3,0	17,7	300	550	60	65	0,6	61
Bovini da latte	10	16	75	85	3,0	4,8	300	450	60	65	14	40
Bovini da carne	7	10	75	85	3,8	5,3	300	450	60	65	9	25
Vitelli carne bianca	0,6	2,9	60	75	7,4	17,7	300	450	60	65	1	6
Suini	1,5	6	65	80	4,0	13,3	450	550	60	65	3	17
Ovaiole	19	25	70	75	4,5	7,0	300	500	60	65	24	61
<i>Letami</i>	11	80	60	90	1,2	6,7	200	550	60	65	9	221
Letame bovino	11	25	65	85	1,2	2,8	200	300	60	65	9	41
Letame suino	20	28	75	90	1,8	2,0	450	550	60	65	41	90
Letame avicolo*	60	80	75	85	4,3	6,7	400	500	60	65	108	221
Pollina pre-essiccata	40	80	60	70	3,4	6,4	450	550	60	65	65	200
Letame ovino	22	40	70	75	1,9	3,5	240	500	60	65	22	98
<i>Coltura dedicate</i>	14	37	70	98	0,2	4,2	300	650	50	60	18	123
Insilato di mais	20	35	85	95	1,1	2	350	550	53	55	32	101
Insilato di sorgo	18	37	87	93	1,4	1,9	550	650	53	55	46	123
Segale integrale	30	35	92	98	3,8	4,2	500	600	53	55	73	113
Barbabietola da zucchero	21	25	90	95	2,4	2,8	450	550	55	60	47	78
Colletti e foglie di barbabietola	14	18	75	80	0,2	0,4	350	450	50	55	18	36
Erbasilo	25	35	70	95	2,0	3,4	300	500	53	55	28	91
Trifoglio	19	21	79	81	2,6	3,8	300	500	50	55	23	47

**Figura 4.1.1:** Caratteristiche di matrici per digestione anaerobica, tratta da [18] con modifiche.

Substrati	Sostanza secca (%)		Solidi volatili (% di s.s.)		Azoto (% di s.s.)		Resa in biogas (m <sup>3</sup> /t di s.v.)		CH <sub>4</sub> in biogas (%)		CH <sub>4</sub> (m <sup>3</sup> /t di t.q.)	
	da	a	da	a	da	a	da	a	da	a	da	a
<i>Sottoprodotti agroindustriali</i>	3,5	90	70	97	0,5	13	300	600	50	60	5	242
Residui della lavorazione dei succhi di frutta	25	45	90	95	1	1,2	500	600	55	60	62	154
Scarti lavorazione ortofrutta	5	20	80	90	3	5	350	500	50	60	7	54
Melasso	80	90	85	90	1,3	1,7	300	450	50	55	102	200
Residui della lavorazione delle patate	6	7	85	95	5	13	500	600	50	53	13	21
Bucchette di pomodoro	27	35	96	97	3,1	3,2	300	400	50	55	39	75
Residuo della distillazione dei cereali	6	8	83	88	6	10	400	500	50	55	10	19
Trebbie di birra	20	25	70	80	4	5	300	400	50	55	21	44
Siero	4	7	80	92	0,7	1,0	330	400	50	55	5	14
Polpa di cellulosa	12	14	89	91	5	13	450	550	50	55	24	39
Paglia	85	90	85	89	0,5	1,0	450	550	53	55	172	242
Acque di vegetazione	3,5	3,9	70	75	4	5	400	500	50	55	5	8
<i>Rifiuti</i>	6	75	41	97	0,5	17,0	300	850	50	70	20	169
Frazione organica residui solidi urbani (FORSU)	40	75	50	70	0,5	2,7	300	450	50	60	30	142
Scarti della ristorazione	9	37	80	95	0,6	5	650	800	50	60	23	169
Contenuto stomacale dei suini	12	15	75	86	2,5	2,7	650	800	60	65	35	67
Contenuto ruminale**	18	20	90	94	2,0	3,0	650	800	60	65	63	98
Sangue suino ***	6	20	93	95	14,7	17,0	600	850	60	70	20	113
Scarti in incubatoio ***	44	48	41	45	5,0	5,5	600	800	60	65	65	112
Uova rotte ***	21	25	95	97	7,5	8,5	600	850	60	65	72	134

**Figura 4.1.2:** Caratteristiche di matrici per digestione anaerobica, tratta da [18] con modifiche.

È importante evidenziare come, dalle tabelle sopra riportate, il substrato di partenza influenzi i processi di trattamento del biogas, in quanto tipologia e concentrazione di impurità iniziali rendono più onerosi sia i processi di purificazione del biogas e del digestato prodotto che eventuali smaltimenti non praticabili direttamente in sito e che, pertanto, gravano sui costi operativi dello stabilimento. Ad esempio, utilizzare una matrice liquida di partenza, come i liquami bovini, porterebbe ad un quantitativo di acido solfidrico nel biogas prodotto dalla DA molto più importante rispetto a quanto si otterrebbe trattando la FORSU, differenza correlabile alla diversa quantità di azoto presente nelle due matrici, nello specifico la seconda ha un ordine

di grandezza di differenza dalla prima. La società Edison ha individuato come migliore matrice di partenza tale tipologia di rifiuto e, pertanto, le caratteristiche attese saranno le medesime per tutti i progetti che coinvolgono il processo produttivo del bioLNG.

#### 4.2 Caratteristiche del Biogas

Il biogas è costituito principalmente da metano e anidride carbonica, ma può contenere diverse impurità. Esso, per via di molteplici fattori, non ha proprietà ben definite e per tal motivo può esser fornito solo un intervallo di valori per alcune di queste, come mostrato in tabella 4.2.1 [19].

**Tabella 4.2.1.** Proprietà medie biogas con intervalli di variazione.

Composizione	Contenuto energetico	Equivalente in combustibile	Limiti di esplosione	Temperatura di innesco	Pressione critica	Temperatura critica	Densità normale	Odore	Massa molare
55-70% Metano (CH <sub>4</sub> ) 30-45% anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ) Tracce di altri gas	6.0-6.5 KWh m <sup>-3</sup>	0.60-0.65 l oil m <sup>-3</sup> biogas	6-12% biogas in aria	650-750 °C (con 55-70% di CH <sub>4</sub> )	75-89 bar	-82.5 °C	1.2 kg m <sup>-3</sup>	Uova marce	16.043 kg kmol <sup>-1</sup>

Le caratteristiche generiche del metano, riassunte nella tabella 4.2.2, evidenziano come si abbiano caratteristiche troppo diverse per consentire un'immissione diretta del biogas nella rete di distribuzione nazionale, quindi, sarà necessario trattarlo mediante opportuni trattamenti che verranno discussi a partire dal capitolo 5.

**Tabella 4.2.2:** Proprietà del Metano.

	Temperatura	Pressione, bar	Densità, kg l <sup>-1</sup>
Punto Critico	-82.59 °C (190.56 K)	45.98	0.162
Punto di ebollizione (1 atm)	-161.52 °C (111.63 K)	-	0.4226
Punto Triplo	-182.47 °C (90.68 K)	0.117	-

La forma più conosciuta di metano è quella sottoforma di gas naturale e può avere diverse origini, diversa composizione chimica, rapporti tra elementi differenti e variazioni di pressione tale da non permettere la miscelazione tra lo stesso metano e il biogas. Necessaria è l'introduzione dell'indice di Wobbe, un valore caratteristico che descrive la qualità del gas metano, infatti, più è grande, maggiore sarà la quantità di metano e minore la quantità di impurezze; l'indice di Wobbe viene calcolato con le seguenti formule:

$$W_{O,N} = \frac{H_{O,N}}{\sqrt{\rho^*}} \quad (4.2.1)$$

$$W_{U,N} = \frac{H_{U,N}}{\sqrt{\rho^*}} \quad (4.2.2)$$

Dove  $W_{O,N}$  e  $H_{O,N}$  sono rispettivamente l'indice di Wobbe superiore e il potere calorifico superiore, mentre  $W_{U,N}$  e  $H_{U,N}$  sono l'indice di Wobbe inferiore e il potere calorifico inferiore. Il potere calorifico inferiore del biogas varia tra 10 e 27 MJ/m<sup>3</sup> in funzione, ovviamente, del contenuto di metano nel biogas [18].

Per ottenere una determinata composizione di biogas, è possibile aggiungere materiale esterno alla biomassa per modificare la composizione del biogas, ad esempio, l'utilizzo di una piccola quantità di co-substrati, può spostare gli equilibri chimici in modo significativo tale da ottenere una grande variazione dei componenti finali. La composizione del metano e, quindi della CO<sub>2</sub>, può essere parzialmente modificata aggiungendo sostanze con un alto grado di ossidazione o un basso grado di riduzione. Il grado di ossidazione indica il livello di ossidazione o riduzione di una sostanza e può essere calcolato dai gradi di ossidazione degli elementi all'interno di ciascuna molecola (esempio: grado di riduzione dell'idrogeno -1; grado di riduzione dell'ossigeno è +2). Nella tabella 4.2.3 sono riportati i componenti principali del biogas e i relativi effetti che provocano.

**Tabella 4.2.3:** Componenti e impurità nel biogas.

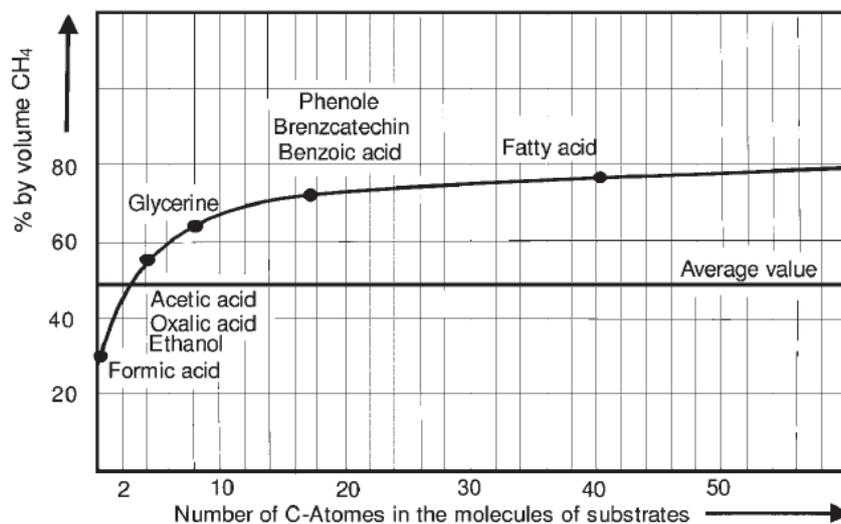
Componenti	Contenuto	Effetti
CO <sub>2</sub>	25-50% in vol.	<ul style="list-style-type: none"><li>• Abbassamento del potere calorifico</li><li>• Incremento del numero di metano e della proprietà antidetonante del motore</li><li>• Provoca corrosione se il gas è bagnato</li><li>• Danneggia le celle a combustibile alcaline</li></ul>
H <sub>2</sub> S	0-0.5% in vol.	<ul style="list-style-type: none"><li>• Corrosione apparecchiature e tubazioni (stress di corrosione)</li><li>• Per alcuni componenti appartenenti ai motori è imposto un limite superiore di 0.05% in volume</li></ul>
NH <sub>3</sub>	0-0.5% in vol.	<ul style="list-style-type: none"><li>• Emissioni di NO<sub>x</sub></li><li>• Aumento delle proprietà antidetonanti</li></ul>
Vapore d'acqua	1-5% in vol.	<ul style="list-style-type: none"><li>• Corrosione apparecchiature e tubazioni</li><li>• Danni agli strumenti e all'impianto</li><li>• Congelamento delle tubazioni e degli ugelli</li></ul>
Polveri	>5µm	Blocco degli ugelli e delle celle a combustibile
N <sub>2</sub>	0-5% in vol.	<ul style="list-style-type: none"><li>• Potere calorifico più basso</li><li>• Aumento delle proprietà antidetonanti</li></ul>
Silossani	0-50 mg Nm <sup>3</sup>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Abrasione e danneggiamento del motore</li></ul>

A fronte di quanto espresso nel paragrafo precedente, resta inteso che la composizione delle impurità nella matrice di partenza influisce sulla composizione e concentrazione di biogas prodotto, tipologia di processo da adoperare e sui costi operativi dell'impianto.

La composizione del biogas dipende dai seguenti fattori:

- **L'aggiunta di idrocarburi a lunga catena:** l'introduzione di materiali ricchi in grassi può migliorare la qualità del gas limitandone l'acidità
- **Il numero di atomi di carbonio nel substrato:** come mostrato in figura 2.2.1, la quantità di metano aumenta con l'aumentare del numero di atomi di carbonio

- **Tempo di esposizione:** la digestione anaerobica necessita di tempi più lunghi, e, verso la fine del tempo di residenza, il contenuto di metano incrementa molto, specialmente quando il processo di formazione della CO<sub>2</sub> derivante dall'idrolisi inizia ad arrestarsi
- **L'attivazione del materiale:** la fermentazione prende luogo più velocemente e più uniformemente se il materiale è miscelato omogeneamente all'interno del bioreattore, e di conseguenza anche il tempo di esposizione tende a diminuire
- **La struttura del substrato:** strutture molecolari più complesse richiedono un disgregamento della massa da fermentare maggiore
- **Contenuto di liquido nel bioreattore:** risulta più alto per elevati livelli di CO<sub>2</sub> disciolta nel reattore, causando un decremento della concentrazione di CO<sub>2</sub> in fase gas
- **La temperatura durante il processo:** più alta è la temperatura, più bassa è la concentrazione di CO<sub>2</sub> nell'acqua
- **La pressione:** un'elevata pressione incrementa la concentrazione di CO<sub>2</sub> disciolta in acqua e migliorerebbe la qualità del gas in caso di rimozione del materiale dalla parte inferiore del bioreattore
- **La potenza fornita:** un'interruzione improvvisa di potenza fornita deve essere evitata per completare l'idrolisi del materiale in quanto risulta importante che avvenga l'intera decomposizione del digestato
- **Preparazione del substrato:** il substrato deve essere correttamente preparato per accelerare ed intensificare la decomposizione.



**Figura 4.2.1:** Variazione della composizione di metano, tratta da [19] con modifiche.

Sono presenti, inoltre, sostanze come cloruri, fluoruri e mercaptani (tioli) le cui quantità hanno solitamente limiti di rilevamento al di sotto di 0.1 mg m<sup>-3</sup>. Gli Idrocarburi alogenati sono maggiormente presenti, invece, nei liquami e/o gas di discarica. È possibile, inoltre, avere in minor quantità benzene, toluene, etilbenzene, xilene e cumene (BTX) sempre al sotto del limite di rilevamento di 1 mg m<sup>-3</sup>, con alcune eccezioni nel caso del toluene. La concentrazione di idrocarburi aromatici policiclici (PAH) possono superare il limite di rilevamento di 0.01 μg m<sup>-3</sup>, rimanendo sempre al di sotto del massimo corrispondente pari a 0.03 μg m<sup>-3</sup>.

Altra categoria di composti presenti sono i silossani che sono una classe di composti organici costituiti da atomi di silice e atomi di ossigeno. I composti a base di silossani sono maggiormente presenti nelle acque reflue in quanto, essendo trattate in impianti di co-

fermentazione, si trovano ad elevate concentrazioni nei gas e negli impianti in cui vengono aggiunti rifiuti industriali come co-substrati.

### 4.3 Formazione del biogas

#### 4.3.1 Biochimica

La formazione del metano dalla biomassa segue la reazione generica del tipo:



dove

$$x = 1/8(4c + h - 2o - 3n - 2s) \quad (4.3.1.2)$$

$$\gamma = 1/4(4c - h - 2o + 3n - 2s) \quad (4.3.1.3)$$

A causa dei solfuri che rimangono nel residuo e del legame tra la  $CO_2$  e  $NH_3$ , il biogas ha, generalmente, una composizione di  $CH_4 : CO_2 = 60\% : 40\%$ . Il rapporto dell'anidride carbonica e del metano è determinato dal rapporto di riduzione del materiale organico di partenza. Per esempio, durante la fermentazione del glucosio ( $C_6H_{12}O_6$ ), il metano e l'anidride carbonica si trovano in rapporto 1:1, ma, considerando il bilancio redox dei componenti che deve essere necessariamente rispettato, si ottiene che il glucosio ha un tasso di riduzione di +24, mentre le molecole di  $CH_4$  e  $CO_2$  rispettivamente +8 e zero.

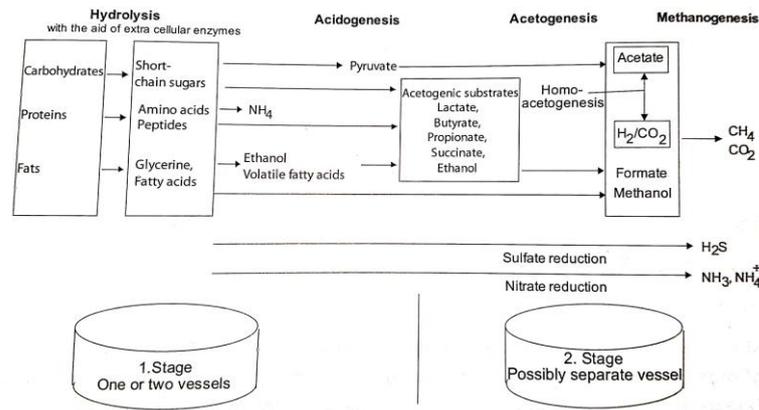
L'energia rilasciata dalla combustione della biomassa è, in teoria, corrispondente alla somma dell'energia derivante dalla produzione di biogas e della combustione del metano, equivalente all'energia richiesta per la fotosintesi. Tuttavia, il calore prodotto dal biogas non è completamente sfruttato e ciò renderebbe la conversione in biogas non completa, infatti dall'esperienza sul campo il reale volume di biogas ottenibile è determinato dai seguenti fattori:

- Frazione di materiale ad alto valore energetico contenuto nella massa organica
- Contenuto del materiale organico disidratato (oDM) nella biomassa totale disidratata (DM)
- Il contenuto di DM nel substrato
- Il contenuto di metano nel biogas
- Grado di decomposizione impianto di biogas.

#### 4.3.2 Bioreazioni

La fermentazione del metano è un procedimento molto complesso che può essere diviso in quattro fasi di fermentazione (figura 4.3.2.1):

- Idrolisi
- Acidogenesi
- Acetogenesi
- Metanogenesi.

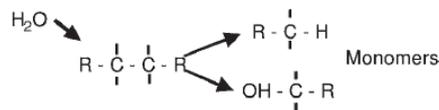


**Figura 4.3.2.1:** Fasi di fermentazione, tratta da [19] con modifiche.

Ciascuna fase è realizzata da differenti gruppi di microrganismi, i quali prendono parte a interazioni sintropiche. La sintropia coinvolge diversi microrganismi che degradano specifici componenti di substrati che non sarebbero in grado di decomporre se agissero singolarmente. La prima e la seconda fase, ma anche la terza e la quarta, sono collegate tra di loro, quindi il processo fermentativo può essere realizzato in due stadi, nei quali la velocità di degradazione deve essere la medesima. Ad esempio, ipotizzando che la velocità di degradazione del primo stadio sia elevata, la quantità di  $\text{CO}_2$  nel biogas aumenterebbe e la concentrazione di acido raggiungerebbe livelli tali da avere un brusco abbassamento del pH al di sotto di 7. Inoltre, la fermentazione acida avviene anche nel secondo stadio, che, se anch'esso risultasse troppo veloce, ridurrebbe la produzione di metano. Ci sono molti batteri naturalmente presenti nella biomassa che sono coinvolti durante il primo stadio, mentre, la maggior parte, risultano assenti quei microrganismi necessari per il secondo stadio e pertanto dovranno essere inoculati o reintrodotti tramite, ad esempio, dei ricicli di portata uscenti dai reattori a monte del processo di digestione.

### *Idrolisi*

Nella prima fase, rappresentata dall'idrolisi, i composti solubili in acqua vengono demoliti come nell'esempio riportato in figura 4.3.2.2.



**Figura 4.3.2.2:** Reazione idrolitica, tratta da [19] modifiche.

Le classi di composti che subiscono tale trasformazione sono:

- Carboidrati a lunga catena presenti in strutture insolubili, come la cellulosa, emicellulosa
- Proteine che vengono trasformate in amminoacidi dagli enzimi specifici chiamati proteasi

- Grassi che vengono degradati in acidi grassi e glicerina attraverso gli enzimi lipasi.

La degradazione delle molecole soggette ad idrolisi varia al variare della natura del substrato; in presenza di carboidrati, la fase idrolitica termina entro qualche ora, mentre con i grassi il tempo impiegato è di qualche giorno; composti come lignocellulosa e lignina vengono degradati molto lentamente e mai completamente.

### Fase acetogenica

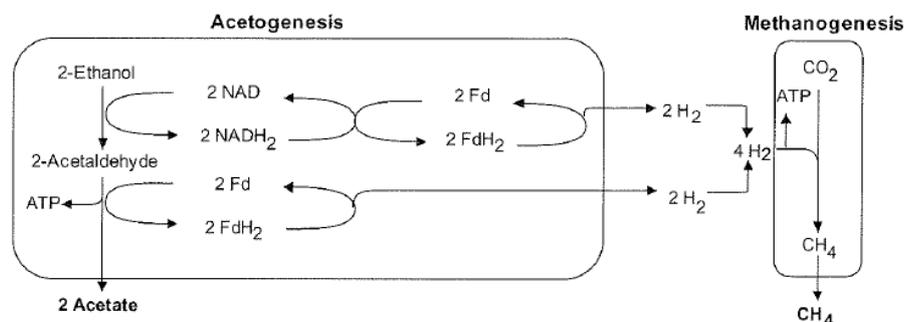
I prodotti della fase precedente vengono utilizzati dai batteri presenti nella fase acetogenica. Le reazioni acetogeniche sono reazioni endoergoniche, cioè sviluppano un aumento dell'energia libera con formazione di nuovi legami, ad esempio, la reazione che trasforma l'acido propionico (  $\text{CH}_3(\text{CH}_2)\text{COOH}$  ) in acetato e anidride carbonica. In questa fase, i microrganismi omoacetogenici, come *Acetobacterium woodii*, *Ruminococcus hydrogenotrophicus*, in grado di produrre Acetil-CoA in ambiente anossico, riducono esoergonicamente  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2$  in acido acetico, come mostrato nella reazione 4.3.2.5.



Tuttavia, la quantità di questa tipologia di microrganismi è molto bassa.

I batteri acetogenici sono produttori obbligati di  $\text{H}_2$  e la formazione di acetato avviene tramite ossidazione degli acidi grassi per esempio acido propionico, butirrico, e solo quando la pressione parziale di  $\text{H}_2$  ( $p_{\text{H}_2}$ ) è bassa. Inoltre, questi microrganismi entrano in simbiosi con i microrganismi produttori di metano, i quali, infatti, possono vivere solo in un ambiente con elevata pressione parziale di  $\text{H}_2$ . I metanigeni mantengono i substrati liberi dai metaboliti dei batteri acetogeni, mantenendo la pressione parziale di  $\text{H}_2$  bassa; i batteri acetogenici, infatti, producono prevalentemente  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$  e acetati quando  $p_{\text{H}_2}$  è bassa, mentre predominano gli acidi butirrico, capronico, propionico e valerico quando  $p_{\text{H}_2}$  è alta. Tuttavia, solo  $\text{H}_2$  e  $\text{CO}_2$  possono essere utilizzati dai microrganismi metanigeni.

Analizzando le rese in termini di biometano ottenibile dai vari impianti presenti sul mercato, è stato osservato che circa il 30% dell'intero  $\text{CH}_4$  prodotto durante la fermentazione anaerobica deriva dalla riduzione della  $\text{CO}_2$  attraverso l'idrogeno. Tale risultato deriva dal concetto di "trasferimento interspecie" dell'idrogeno (figura 4.3.2.3) tra i microrganismi acetogeni e quelli metanigeni, senza che questo venga disciolto nel substrato. Il trasferimento interspecie si verifica quando i microrganismi sono aderenti gli uni con gli altri, ad esempio, se sono in uno stato di flocculazione.



**Figura 4.3.2.3:** Trasferimento interspecie tratta da [19] con modifiche.

### Fase metanogenica

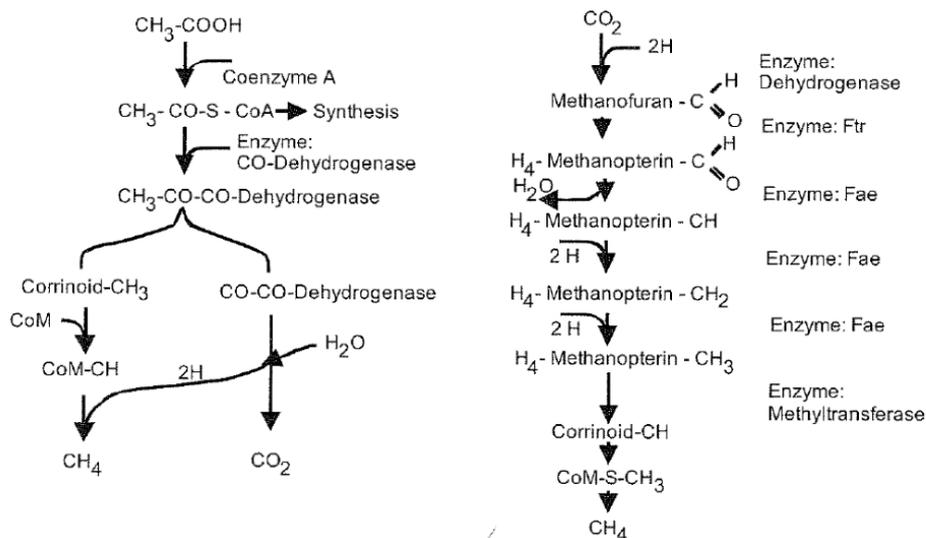
Nella quarta fase avviene la formazione del metano in condizioni anaerobiche. Il carbonio nella biomassa viene convertito in metano attraverso alcune reazioni esoergoniche come quelle riportate in figura 4.3.2.4. Tuttavia, non tutte le specie di microrganismi metanigeni hanno la possibilità di degradare qualsiasi tipo di substrato, e, per tal motivo, è possibile classificarli nel seguente modo:

- Di tipo CO<sub>2</sub>: CO<sub>2</sub>, HCOO<sup>-</sup>, CO.
- Di tipo Metil: CH<sub>3</sub>OH, CH<sub>3</sub>NH<sub>3</sub>, (CH<sub>3</sub>)<sub>2</sub>NH<sub>2</sub><sup>+</sup>.
- Di tipo Acetato: CH<sub>3</sub>COO<sup>-</sup>.

Substrate type	Chemical reaction	$\Delta G'_f$ (kJ mol <sup>-1</sup> )	Methanogenic species
CO <sub>2</sub> -type	$4\text{H}_2 + \text{HCO}_3^- + \text{H}^+ \rightarrow \text{CH}_4 + 3\text{H}_2\text{O}$	-135.4	All species
	$\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$	-131.0	
CO <sub>2</sub> -type	$4\text{HCOO}^- + \text{H}_2\text{O} + \text{H}^+ \rightarrow \text{CH}_4 + 3\text{HCO}_3^-$	-130.4	Many species
Acetate type	$\text{CH}_3\text{COO}^- + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CH}_4 + \text{HCO}_3^-$	-30.9	Some species
Methyl type	$4\text{CH}_3\text{OH} \rightarrow 3\text{CH}_4 + \text{HCO}_3^- + \text{H}^+ + \text{H}_2\text{O}$	-314.3	One species
Methyl type	$\text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$	-113.0	
E.g., Methyl type: ethanol	$2\text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH} + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{CH}_3\text{COOH}$	-116.3	

**Figura 4.3.2.4:** Esempi di reazioni di specie metanigene, tratta da [19] con modifiche.

Il percorso di trasformazione del metano da acetato e/o dalla CO<sub>2</sub> nei microrganismi è mostrato in figura 4.3.2.5.



**Figura 4.3.2.5:** Vie metaboliche del metano, tratta da [19] con modifiche.

Quando la metanazione prende luogo nel bioreattore, non si osservano problemi durante la fase acetogenica, mentre, se la formazione del metano viene ostacolata, si verifica una sovraacidificazione del sistema. Il problema sussiste quando i batteri acetogeni vivono in simbiosi con altri organismi che utilizzano  $H_2$ . Ad esempio, durante il trattamento delle acque reflue dell'impianto esistono dei rapporti di simbiosi con microrganismi che riducono i solfati in solfuro di idrogeno, mediante l'idrogeno presente e, quindi, competono con i batteri metanigeni per lo stesso substrato. Inoltre, la molecola di  $H_2S$  risulta essere tossica per diversi tipi di lieviti.

L'ossidazione dell'acido acetico è leggermente più esoergonica rispetto alla riduzione  $H_2 + CO_2$ , tuttavia, solo il 27-30% del metano proviene da questo tipo di riduzione. I microrganismi presenti in questa fase sono strettamente anaerobi e utilizzano vari substrati come  $H_2/CO_2$ ,  $H_2/CO$ , formiato, acetato, metanolo, metilammine e solfati dimetilici. Alcune specie metanogene riescono a decomporre anche alcoli primari e secondari. I microrganismi metanigeni metabolicamente attivi sono presenti a partire dalla seconda fase, quella acidogenica. Tuttavia, il numero di specie metanogene Archea incrementano considerevolmente solo nell'ultima fase. *Methanobacterium*, *Methanospirillum hungatii* e *Methanosarcina* sono le principali specie di microrganismi durante la fase di metanazione.

#### 4.4 Tipologie impiantistiche per processi anaerobici

I processi anaerobici controllati possono essere suddivisi secondo i criteri riportati nella Tabella 4.4.1.

**Tabella 4.4.1:** Criteri e caratteristiche per tipologia impiantistica.

Criteri	Caratteristiche
Regime termico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Psicrofilia</li> <li>• Mesofilia</li> <li>• Termofilia</li> </ul>
Contenuto di solidi in reattore	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Processo umido (TS = 5-10%)</li> <li>• Processo semi secco (TS = 10-20%)</li> <li>• Processo secco (TS &gt; 20%)</li> </ul>
Fasi biologiche	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unica</li> <li>• Separate</li> </ul>
Alimentazione	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Discontinua</li> <li>• Continua</li> </ul>

#### 4.4.1 Processo *wet*

Questo processo è stato il primo ad essere utilizzato nel trattamento della frazione organica dei rifiuti urbani dal momento che sfruttava le conoscenze acquisite in decenni di attività nel processo di digestione anaerobica dei fanghi di supero negli impianti di trattamento acque reflue. Nei processi di tipo *wet* (a umido) il rifiuto di partenza viene opportunamente trattato e diluito al fine di raggiungere un tenore in solidi totali inferiore al 10%, attraverso il ricorso a diluizione con acqua così da poter utilizzare un classico reattore perfettamente miscelato, la stessa tipologia utilizzata nella stabilizzazione dei fanghi biologici negli impianti di depurazione. In generale, il processo prevede, dopo la fase di pre-trattamento del rifiuto (finalizzata alla rimozione di plastiche ed inerti e di corpi grossolani che potrebbero danneggiare gli organi meccanici del reattore), uno stadio di miscelazione in cui si ottiene una miscela con caratteristiche omogenee e un opportuno contenuto in solidi. La diluizione può avvenire tramite aggiunta di acqua di rete o dal parziale ricircolo dell'effluente del reattore, come mostrato in figura 4.4.1.1.

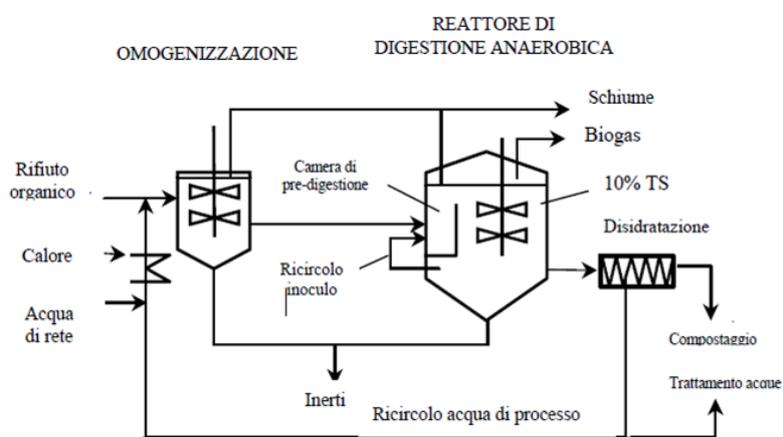


Figura 4.4.1.1: Schema di processo a umido.

A causa delle caratteristiche fisiche dei rifiuti trattati non è solitamente possibile ottenere una miscela omogenea e pertanto si osserveranno all'interno del reattore tre fasi separate, caratterizzate da distinte densità. La frazione più pesante tenderà ad accumularsi sul fondo del reattore e può determinare danni nel sistema di miscelazione se il rifiuto trattato non è sufficientemente pulito, mentre materiali leggeri e schiume si accumulano nella parte superiore del reattore. La fase a densità intermedia è quella in cui avvengono, per lo più, le effettive reazioni di degradazione e produzione del biogas. Nella gestione dell'impianto sono generalmente previste saltuarie rimozioni sia dello strato più pesante, presente sul fondo del reattore, che di quello leggero. Uno dei problemi, che può essere connesso con la digestione anaerobica ad umido, consiste nella corto-circuitazione idraulica del reattore cioè, il flusso di materiale entrante, non perfettamente miscelato con il materiale già presente nel reattore, fuoriesce con tempi di ritenzione ridotti rispetto a quelli previsti da progetto. Ciò, oltre a determinare una minore degradazione del substrato trattato, e quindi una minor produzione di biogas, può determinare problemi di igienizzazione dei fanghi effluenti. Per questo motivo alcuni brevetti prevedono uno step di pastorizzazione dell'effluente dal reattore di digestione.

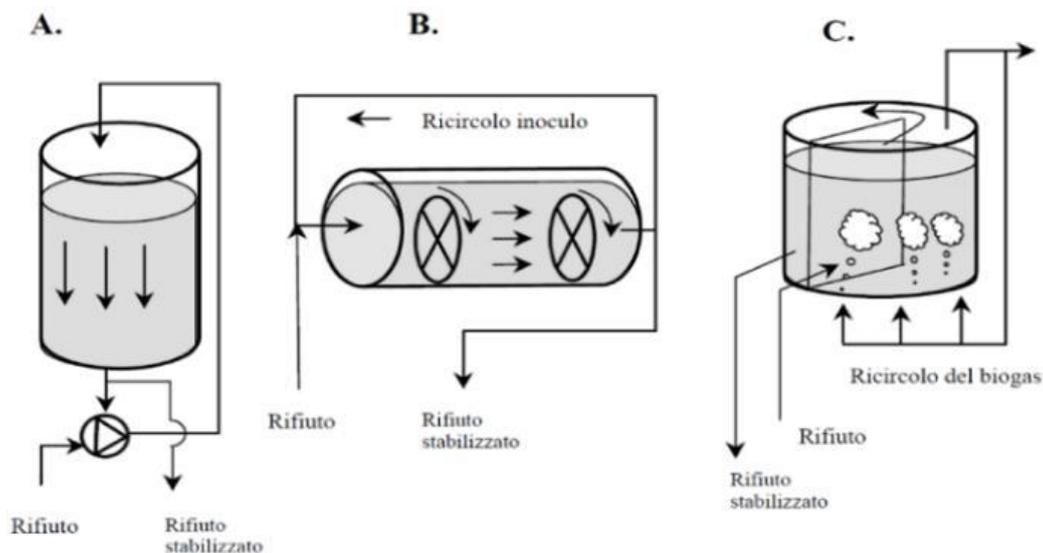
#### 4.4.2 Processo *semi-dry*

Nella digestione semi - dry il contenuto di sostanza solida che caratterizza il rifiuto trattato si pone nell'intervallo intermedio rispetto ai processi wet e dry. Questo tipo di processo opera, infatti, con rifiuti con un contenuto in solidi del 10-20%. Dal punto di vista impiantistico la soluzione adottata è quella di un reattore miscelato (CSTR) che può operare tanto in regime mesofilo che termofilo. Il principale vantaggio economico di questo tipo di processo consiste nella possibilità di ricorrere a mezzi di pompaggio e miscelazione ampiamente diffusi sul mercato e quindi disponibili a basso costo. Per contro, devono essere previsti maggiori costi di investimento per la fase di pre-trattamento, specialmente se il rifiuto viene conferito tal quale all'impianto. Anche in questo processo, come nei processi di tipo wet, si osserva la formazione di tre fasi distinte all'interno del reattore, anche se, in generale, il fenomeno è meno accentuato. È comunque necessario effettuare periodicamente lo svuotamento e la pulizia del fondo del reattore. Il sistema di miscelazione è generalmente garantito da miscelatori meccanici che possono essere inoltre coadiuvati da lance a gas che provvedono a ricircolare il biogas prodotto per incrementare l'efficienza di miscelazione. Può essere, inoltre, previsto il ricircolo del materiale presente nel digestore inviato alla caldaia e poi reimpresso nei digestori. Le volumetrie del reattore sono minori rispetto ai sistemi wet, ma comunque, superiori a quelle dei sistemi dry. Complessivamente, quindi, i costi di investimento per i sistemi semidry e dry risultano confrontabili. Dal punto di vista ambientale un problema può essere dovuto all'acqua, eventualmente necessaria, per diluire rifiuti organici con concentrazioni di sostanza secca superiore al 20-25% TS. La necessità di aumentare i volumi trattati con acqua determina maggiori spese per il riscaldamento del flusso entrante e per il mantenimento del reattore alla temperatura desiderata. L'energia ed il calore prodotti dalla combustione del biogas sono, comunque, più che sufficienti all'autosostentamento energetico del reattore.

#### 4.4.3 Processo *dry*

Nel corso degli anni Ottanta varie sperimentazioni dimostrarono come, oltre ai processi ed alle tecnologie di tipo wet e semi-dry, fosse possibile ricorrere a processi in cui il rifiuto organico veniva trattato nella sua forma originale, senza bisogno di diluizioni. Quindi, nell'ultimo decennio si è osservata la crescita del sistema dry, e le nuove realizzazioni sono oggi equamente ripartite tra queste due tecnologie, con prevalente crescita del processo dry. Nei processi dry il tenore in solidi del rifiuto alimentato al digestore è generalmente nell'intervallo 25-40%, pertanto, solamente particolari rifiuti con elevato tenore di solidi (>50%) necessitano di essere diluiti con acqua per poter essere convenientemente trattati. Ciò non comporta significative variazioni dal punto di vista biochimico e microbiologico nel processo anaerobico, ma determina la necessità di una completa revisione dei metodi di trattamento per quanto concerne la tecnologia dei reattori. Sono, infatti, necessari particolari metodi di pompaggio e miscelazione. Infatti, a causa delle proprietà reologiche dei flussi trattati, il materiale organico viene trasportato con nastri e pompato con speciali pompe appositamente progettate per operare con flussi molto viscosi. Ciò incide sui costi di realizzazione di questo tipo di impianti. Questi sistemi sono in grado di operare con flussi di materiale molto concentrati e resistono ai possibili problemi causati da sassi, vetro o legno che non causano inceppamenti o danni. L'unico pre-trattamento richiesto è una preliminare vagliatura al fine di rimuovere il materiale con dimensioni superiori ai 40 mm. Ciò è ottenuto grazie a vagli a tamburo nel caso di rifiuto organico separato meccanicamente, e mediante trituratori nel caso di rifiuto organico raccolto separatamente alla fonte. Dal momento che i pre-trattamenti sono limitati non si osserva perdita di materiale organico biodegradabile, come può invece avvenire nel corso dei pre-trattamenti per materiale da trattare con processi wet e semi-dry. A causa della elevata

densità e viscosità dei flussi trattati i reattori per il trattamento dry non sono del tipo completamente miscelato (CSTR), ma con flusso parzialmente o totalmente a pistone (plug-flow): ciò rende i reattori più semplici dal punto di vista meccanico, ma comporta problemi di miscelazione tra il rifiuto organico fresco e la biomassa fermentante. La risoluzione di questo problema è fondamentale per evitare fenomeni localizzati di sovraccarico organico ed eventuale acidificazione che porterebbe ad inibizione del processo metanigeno. Operare con flussi molto densi porta, inoltre, al superamento del problema delle suddivisioni di tre fasi distinte all'interno del reattore, come poteva invece avvenire nei processi wet e semi-dry. Le principali tecnologie presenti sul mercato ed i processi adottati per questo tipo di rifiuti si differenziano essenzialmente per la fluidodinamica del reattore utilizzato. Dal punto di vista economico si evidenzia come, nel caso dei processi di tipo dry, gli elevati costi di investimento iniziale sono dovuti alla necessità di dotarsi di sistemi di trasporto e pompaggio del rifiuto organico da trattare che siano particolarmente resistenti e tecnologicamente avanzati. Tuttavia, operando con rifiuti ad elevata concentrazione di sostanza solida, non sono necessari pre-trattamenti particolarmente raffinati ed i volumi dei reattori necessari sono ridotti: quindi le spese di costruzione dei reattori sono minori rispetto ai processi wet e semi-dry. La ridotta dimensione del reattore si ripercuote poi favorevolmente in fase di esercizio sul bilancio energetico del reattore, dal momento che è necessario riscaldare una minor quantità di rifiuto da trattare. Una differenza fondamentale tra i processi di tipo dry e quelli di tipo wet o semi-dry consiste nel ridotto utilizzo, nel caso di processi dry, di acqua per la diluizione dei rifiuti, di conseguenza la quantità di acqua di scarico sarà ridotta. La Figura 4.4.3.1 mostra tre possibili soluzioni impiantistiche adottabili per processi di tipo dry.



**Figura 4.4.3.1:** Soluzioni impiantistiche per processi dry.

#### 4.4.4 Processi anaerobici a fase unica e a due stadi

Nei processi a fase unica le fasi biologiche della digestione, idrolisi/acidogenesi, acetogenesi e metanogenesi, hanno luogo nel medesimo reattore e contemporaneamente. Pertanto, la fase più lenta del processo costituisce l'elemento di dimensionamento del reattore. Nei processi a due fasi si hanno due reattori distinti, posti in serie tra loro, ciascuno dedicato ad una serie di reazioni: nel primo hanno luogo i fenomeni di idrolisi/acidogenesi ed acetogenesi mentre nel secondo si sviluppa la fase metanogenica in un secondo reattore. Ciò permette di associare il

tempo di residenza nel reattore alle diverse cinetiche dei ceppi microbici connessi alle due diverse fasi del processo di digestione.

#### 4.4.5 Processi discontinui e continui

Una terza suddivisione dei processi di digestione anaerobica è basata sul tipo di alimentazione del reattore, che può essere:

- continua, quando le matrici vengono miscelate all'interno del reattore;
- discontinua, quando il substrato è spinto, lungo l'asse longitudinale, facendo sviluppare fasi di processo progressivamente diverse.

### 4.5 Parametri di processo

È possibile suddividere i parametri di processo coinvolti nella digestione anaerobica in due categorie principali:

- Parametri di stabilità
- Parametri di gestione del reattore.

#### 4.5.1 Parametri di stabilità

Durante la digestione anaerobica, in particolar modo nella fase metanogenica, i microrganismi sono fortemente influenzati dalle condizioni del sistema in cui vivono. La variazione di parametri come la temperatura, il pH o la presenza di sostanze tossiche provoca una fluttuazione indesiderata della portata di biogas oltre che al possibile arresto del processo. È necessario, per tali considerazioni, monitorare costantemente tali parametri con l'obiettivo di mantenere un ottimo livello di efficienza durante l'esercizio dell'impianto. Occorre comunque rilevare che l'analisi di questi parametri deve essere complessiva: la variazione di un singolo parametro, se non accompagnata da un monitoraggio completo di tutti gli altri parametri, risulta difficilmente interpretabile.

#### *Temperatura*

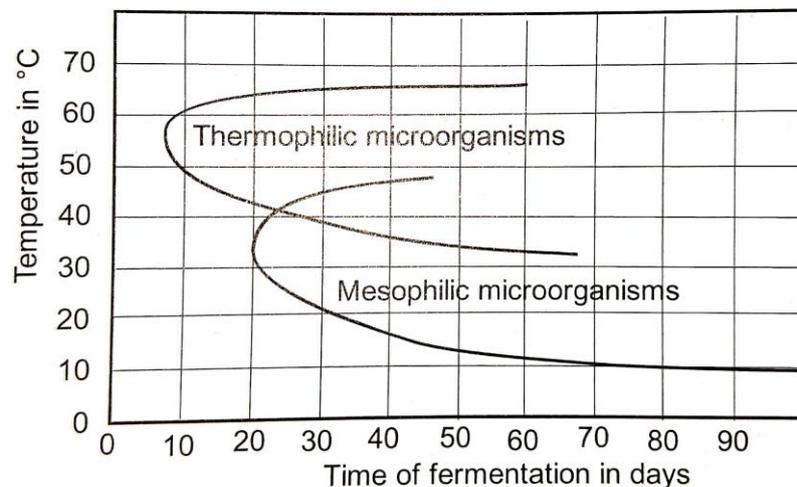
Nella digestione anaerobica, la temperatura può influenzare non solo l'attività dei microrganismi, soprattutto durante la fase idrolitica e metanogenica, ma tutta la velocità del processo. In generale è possibile individuare tre regimi di lavoro in funzione della temperatura di esercizio della digestione anaerobica:

- Psicrofilo: temperatura compresa tra  $-5^{\circ}\text{C}$  e  $20^{\circ}\text{C}$
- Mesofilo: temperatura compresa tra  $20^{\circ}\text{C}$  e  $40^{\circ}\text{C}$
- Termofilo: temperatura compresa tra  $45^{\circ}\text{C}$  e  $70^{\circ}\text{C}$ .

Il regime psicrofilo si avvale di microrganismi in grado di produrre metano anche a temperature molto basse ( $0,6^{\circ}\text{C} - 1,2^{\circ}\text{C}$ ) in regime psicrofilo, ne sono un esempio alcune specie di microrganismi Archea che vivono sui permafrost antartici. Inoltre, sono stati condotti alcuni studi in laboratorio in cui alcuni microrganismi hanno mantenuto la produzione di metano attiva, se pur debolmente, fino a  $-3^{\circ}\text{C}$ , mantenendo, inoltre, la loro attività metabolica fino circa  $-11^{\circ}\text{C}$ .

Mentre, la maggioranza dei microrganismi metanigeni cresce in condizioni mesofile, i quali sono molto sensibili alle variazioni di temperatura comprese tra i 40 – 45 °C (figura 4.5.1.1), e oltre queste temperature interrompono irreversibilmente la loro attività metabolica.

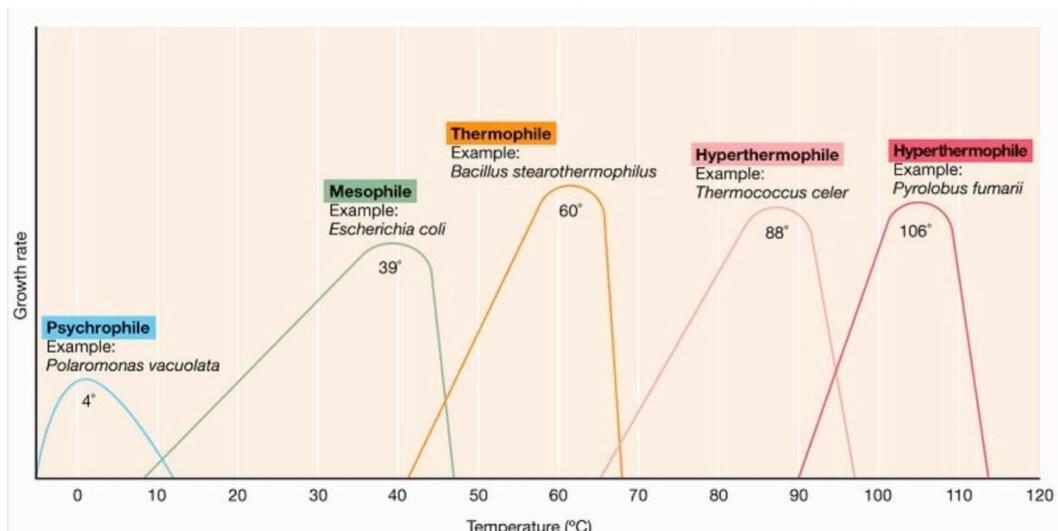
Infine, il regime termofilo aumenta la velocità di degradazione delle sostanze di circa il 50%, e, soprattutto, migliora la disponibilità di substrati per i microrganismi incrementando la resa di biogas. Inoltre, a temperature di oltre 55 °C i microrganismi patogeni vengono inattivati riducendo drasticamente i tempi di esercizio di eventuali procedure preliminari di sanificazione. In tali condizioni si ha sia l'inibizione dello ione ammonio a causa della bassa concentrazione di ammoniaca libera che una riduzione della solubilità dell'ossigeno per via dell'alta temperatura che permette il raggiungimento delle condizioni ottimali anaerobiche dell'impianto più velocemente.



**Figura 4.5.1.1:** Regimi termici in funzione del tempo di fermentazione, tratta da [19] con modifiche.

Sebbene i digestori anaerobi progettati per regimi psicrofili siano più stabili, hanno delle rese in gas minore rispetto ai digestori termofili e mesofili per via della scarsa crescita dei microrganismi per temperature superiori ai 10 °C. In generale, all'aumentare della temperatura aumenta il tasso di crescita dei microrganismi, soprattutto se metanigeni, (figura 4.5.1.2) incrementando la resa di biogas prodotto a parità di substrato introdotto nel sistema.

Per questo motivo gran parte dei digestori anaerobici sono progettati per lavorare all'interno dei regimi mesofilo o termofilo in diverse configurazioni impiantistiche che saranno descritte nei paragrafi successivi.

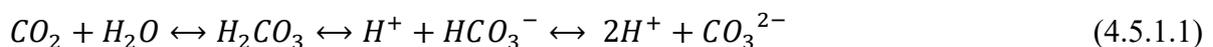


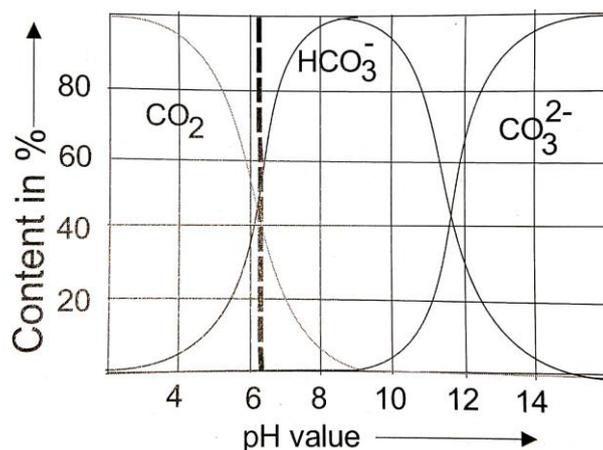
**Figura 4.5.1.2:** Rappresentazione grafica dell'effetto della temperatura sulle cinetiche di degradazione anaerobica, tratta da [20] con modifiche.

### *pH, alcalinità e acidi grassi volatili*

Per gestire opportunamente un digestore è necessario monitorare l'acidità o basicità del sistema microbico misurando il pH della medesima. Per la maggior parte dei microrganismi il range di valore in cui si ha attività metabolica è compreso tra 6.0-9.0, oltre questo limite la digestione anaerobica procede ad un'efficienza molto più bassa. Per un pH al di sotto di 5 si ha l'inibizione irreversibile dell'attività catalitica, mentre per pH al di sopra di 9 il sistema cerca di ritornare nella condizione di neutralità (pH=7), condizione in cui sono attivi la maggior parte dei microrganismi metanigeni. È importante, pertanto, cercare di non andare al di sotto del valore di pH di circa 6 per un periodo di tempo significativo.

La variazione di pH è legata all'effetto tampone del sistema di buffering del tipo  $CO_2 / HCO_3^- / CO_3^{2-}$  che, di fatto, regola l'alcalinità (acidità). Durante la fermentazione l'anidride carbonica tende a volatilizzarsi e a diffondersi in fase gassosa, ma con il progredire del tempo, questa tende a dissolversi nel substrato come molecola neutra causando un aumento importante di pH. Tale situazione è causata dalla trasformazione della  $CO_2$  in acido carbonico in forma ionizzata, come mostrato nella reazione 4.5.1.1. L'incremento della concentrazione di carbonato determina l'incremento del pH della soluzione, come illustrato in figura 4.5.1.3. Il valore del centro di virata istantanea è situato proprio a pH=6.52.



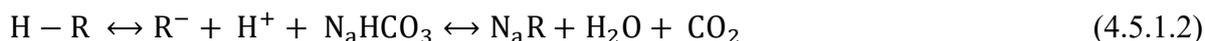


**Figura 4.5.1.3:** Rappresentazione grafica del sistema tampone, tratta da [19] con modifiche.

Un altro effetto tampone è del tipo ammoniaca/ione ammonio che agisce analogamente al precedente, il cui centro di virata istantanea è collocato a pH= 9.25, infatti per cadute di pH la concentrazione dello ione ammonio aumenta, mentre per bruschi rialzi del pH la concentrazione di ammoniaca libera incrementa drasticamente. Inoltre, la presenza di acidi grassi volatili ha un effetto tampone debole e si verifica a pH=4.5.

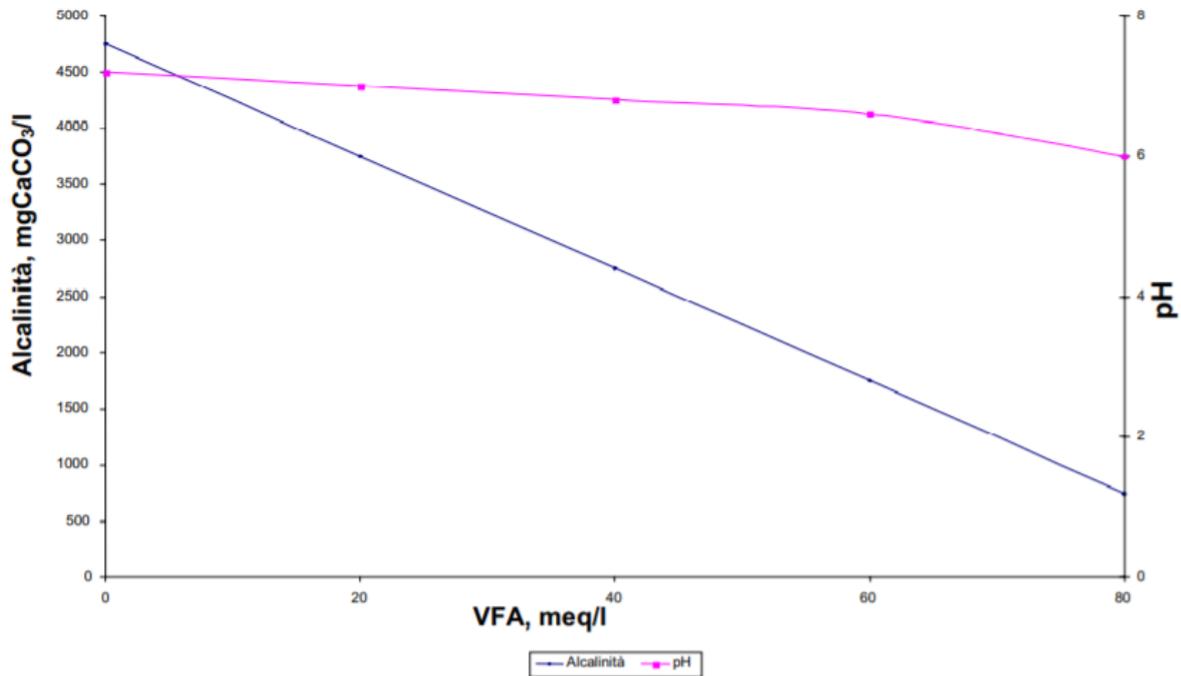
Inoltre, più in generale, gli effetti tampone sono maggiormente rilevanti quando si lavora in condizioni mesofile per via della relazione tra temperatura e volatilità dei gas, ma la resa in biogas risulta essere inferiore rispetto ai regimi termofili.

Conseguentemente alla variazione della concentrazione di CO<sub>2</sub> nella fase gassosa/liquida, si ha una variazione della quantità di acidi grassi volatili (VFA), infatti, con la variazione del pH, e di conseguenza anche della concentrazione di bicarbonato, si instaura un sistema tampone che ripristina, durante la digestione, il pH ottimale del sistema, consumando o producendo una determinata quantità di acidi grassi volatili. Tale dinamica è illustrata secondo la reazione d'equilibrio 4.5.1.2.



Dove H-R indica un acido organico qualsiasi.

Dalla figura 4.5.1.4 si osserva come una maggiore quantità di VFA indichi un abbassamento del pH e una diminuzione dell'alcalinità espressa come mgCaCO<sub>3</sub>/l [22].



**Figura 4.5.1.4:** Variazione dell'alcalinit  con i VFA, tratta da [22] con modifiche.

L'alcalinit  di un digestore anaerobico   determinata presenza di un sistema tampone dovuto alla coesistenza di ammoniaca, originata dalla degradazione di proteine, e di bicarbonato,

derivante dalla dissoluzione del biossido di carbonio nel mezzo. Quindi, all'interno del sistema anaerobico, si ha l'interazione del biossido di carbonio con la fase liquida e l'ammoniaca presente con conseguente formazione del sistema tampone che prende il nome di sistema calco-acetico, che porta alla formazione di  $\text{NH}_4\text{HCO}_3$ : La presenza di questo sale disciolto porta ad una elevata alcalinit  del mezzo anche nel caso di un accumulo di acidi grassi volatili.

Inoltre,   possibile valutare una imminente inibizione della digestione anaerobica causata da una sovra acidificazione del sistema attraverso il calcolo del rapporto tra FOS/TAC, dove FOS rappresenta la concentrazione degli acidi grassi volatili, mentre TAC rappresenta la quantit  totale di carbonio inorganico. In base all'esperienza maturata sugli impianti di digestione anaerobica, per valori di FOS/TAC minori di 0.3 il processo risulta essere non inibito, mentre per valori superiori si verifica una iperacidificazione del sistema. Tuttavia, tale limite pu  variare a seconda del tipo di impianto per cui   consigliato monitorare regolarmente questo valore. Inoltre, il rapporto tra alcalinit  e acidit  volatile deve essere almeno di 2-3:1.

Un altro dato che indicherebbe la deriva della stabilit  del sistema   rappresentato dall'aumento della concentrazione della  $\text{CO}_2$  nel biogas.

Misure preventive per eventuali eccessi di acidit  possono essere le seguenti:

- Interrompere l'alimentazione al digestore cos  che i batteri metanogenici abbiano il tempo di poter degradare gli acidi accumulati
- Incrementare il tempo di residenza
- Migliorare il sistema di buffering del substrato addizionando co-substrato
- Rimuovere continuamente gli acidi

- Aggiungere sostanze neutralizzanti, ad esempio composti basici (NaOH, Ca(OH)<sub>2</sub>) o carbonati
- Aggiungere acqua
- Svuotare e riempire il digestore

### *Potenziale di riduzione*

Il potenziale redox o di ossido-riduzione indica la tendenza di una specie chimica a ridursi, cioè ad acquisire elettroni. In un digestore sono necessari bassi livelli di potenziale redox in quanto è possibile relazionare tale parametro alla variazione di pH, infatti, per basse variazioni di pH, si hanno variazioni importanti di potenziali redox e, quindi, anche variazioni di resa in termini di biogas prodotto. Ad esempio, per monoculture di microrganismi metanigeni sono richiesti dei valori di potenziale ottimali compresi tra -300 e -330 mV. Inoltre, è possibile che il potenziale si annulli durante la fermentazione, ma può essere ridotto aggiungendo agenti ossidanti.

### *Nutrienti*

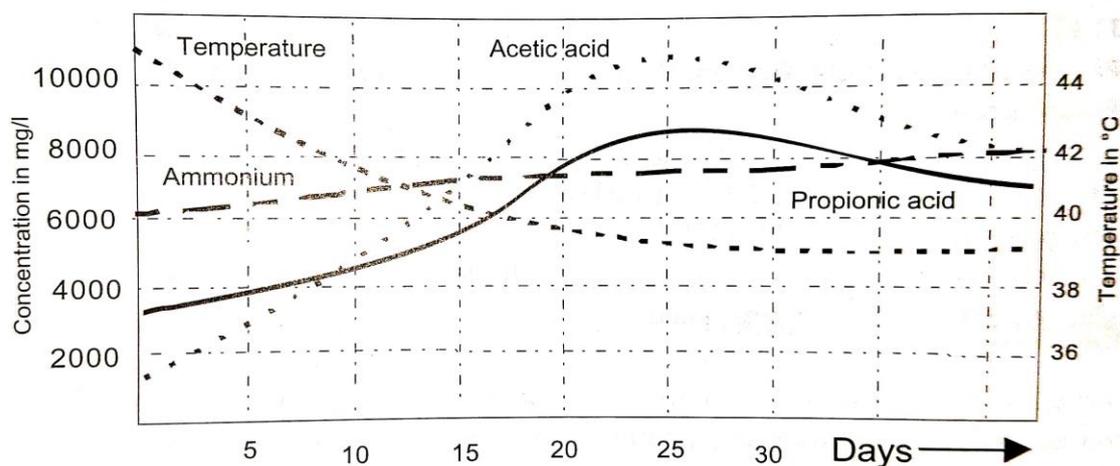
La necessità di avere nutrienti in un processo anaerobico è molto bassa poiché la biomassa che si genera è poca, quindi, per la formazione di metano, è necessario un rapporto tra carbonio, azoto, fosforo, zolfo nel substrato, indicativamente, uguale a: C:N:P:S = 500-1000:15-20:5:3. Generalmente, un substrato con basso C:N genera un incremento di concentrazione di ammoniaca con conseguente inibizione della produzione di metano, mentre un rapporto C:N troppo alto ha un effetto negativo sulla sintesi di proteine, e quindi anche sull'energia e sul metabolismo per la sintesi di materiale per i microrganismi.

Altri equilibri, anche se meno rilevanti, sono utili per un efficiente processo di DA; in termini sintetici si indicano:

- Il rapporto tra carbonio potassio (C/K) presenta una sua variazione di riferimento tra 45 e 100
- Le concentrazioni di ioni minerali (Calcio, Magnesio, Potassio) e metalli pesanti che si rivelano tossiche mediamente a livelli superiori ad almeno 1000 mg/l, mentre il sistema ne beneficia per valori di un ordine di grandezza inferiore.

### *Inibitori*

Durante il processo di digestione anaerobica si verifica non solo la formazione di metano, ma anche quella di ulteriori prodotti, che, se in concentrazioni troppo elevate, causano l'inibizione del processo stesso. L'inibizione dipende, oltre che dalla concentrazione dei medesimi inibitori, anche dalla composizione del substrato e dal periodo di adattamento dei microrganismi a questi ultimi. Gli inibitori di maggiore importanza sono: ossigeno, composti sulfurei, nitrati, ammoniaca e ione ammonio, metalli pesanti, tannini, saponine, mimosine, diversi idrocarburi, antibiotici, cloruri, fluoruri (figura 4.5.1.5). Fortunatamente, il processo anaerobico è poco sensibile ad eventuali incrementi di concentrazione degli inibitori, anche oltre le rispettive soglie massime consentite nel sistema.



**Figura 4.5.1.5:** Concentrazione di alcuni inibitori al variare della temperatura e dei giorni fermentativi, tratta da [19] con modifiche.

Tuttavia, è necessario analizzare il comportamento di alcuni di questi in quanto strettamente collegati all'efficienza del sistema anaerobico. Di particolare importanza è la concentrazione dei composti sulfurei, soprattutto quando si trattano acque reflue o acque industriali. Tali composti possono essere presenti sotto forma di:

- Solfati (maggiormente presente nei reflui)
- Solfiti
- Acido solfidrico nel biogas
- Acido solfidrico non dissociato nei liquidi
- Acido solfidrico nelle forme dissociate:  $\text{HS}^-$ ,  $\text{S}^{2-}$ .

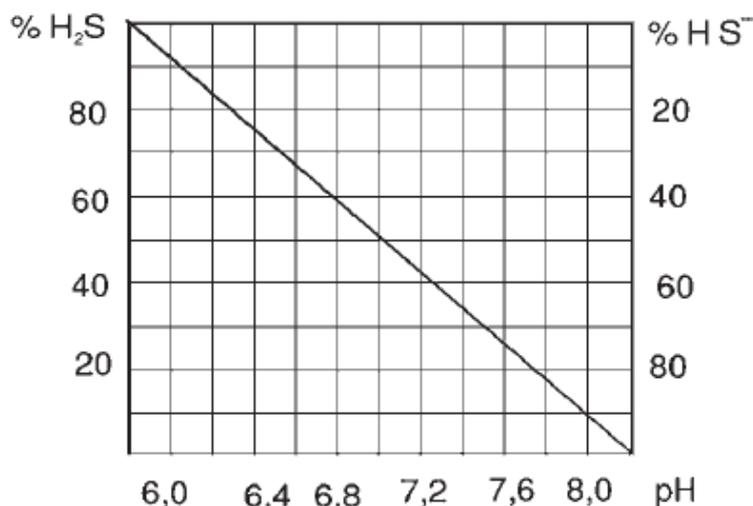
I solfati possono portare all'inibizione della formazione di metano perché i microrganismi che degradano questo composto, e che necessitano di una o più molecole di idrogeno per la reazione specifica, dal punto di vista termodinamico, necessitano di un  $\Delta G_f$  inferiore rispetto a quei batteri che producono metano, competendo, di fatto, per il substrato disponibile. Sono state riportate in tabella 4.5.1.1 la concentrazione limite dei vari composti sulfurei che risultano tossiche per  $\text{pH} > 6.8$ .

**Tabella 4.5.1.1:** Concentrazione limite dei composti sulfurei per  $\text{pH} > 6.8$ .

Sostanza	Concentrazione limite per l'inibizione [mg/l]	Tossicità [mg/l]
Composti sulfurei	$\text{H}_2\text{S}$ : 50	1000
	$\text{S}^{2-}$ : 100	600
	$\text{Na}_2\text{S}$ : 150	-

Inoltre, la concentrazione dell'acido solfidrico è direttamente collegata al pH del sistema, infatti quando le molecole di  $\text{H}_2\text{S}$  nel biogas iniziano a dissolversi in fase liquida nella forma non dissociata, il pH si alza, e la percentuale di  $\text{HS}^-$  crescere pressoché linearmente. Le molecole

di HS<sup>-</sup> causano indirettamente l'inibizione poichè si legano ad elementi importanti per la digestione, formando dei precipitati insolubili. Tale dinamica viene mostrata nella figura 4.5.1.6 e avviene secondo la reazione di equilibrio 4.5.1.3.



**Figura 4.5.1.6:** Variazione del pH in un sistema anaerobico, tratta da [19] con modifiche.

Tuttavia, esistono delle condizioni in cui la dissoluzione dell'acido solfidrico può essere utile, ad esempio in presenza di metalli pesanti che possono precipitare legandosi alla forma ionizzata HS<sup>-</sup>. Le possibili soluzioni per diminuire la concentrazione di H<sub>2</sub>S possono essere diverse:

- Aumentare il pH aggiungendo soda caustica
- Aggiungendo Sali di ferro, i quali si legano all'H<sub>2</sub>S
- Diminuendo il volume di carico del reattore.

Altrettanto importante è la presenza di elevate concentrazioni di nitrati (NO<sub>3</sub><sup>-</sup>), il cui livello di tossicità stimato risulta essere al di sopra di 50 mg/Mg<sup>-1</sup>.

I metalli pesanti come cromo (Cr), ferro (Fe), nichel (Ni), sono necessari in piccolissime quantità nella biomassa con il fine di migliorare la digestione anaerobica, in quanto partecipano in numerose reazioni enzimatiche; per concentrazioni superiori si andrebbe incontro a inibizione o tossicità; ad esempio per il cromo sono sufficienti circa 28 mg/l per l'inibizione del sistema. Come detto precedentemente, è possibile far precipitare i metalli pesanti con l'aggiunta di solfati, oppure, come alternativa, utilizzare polifosfati, agenti complessanti che si legano ai metalli tra cui zinco, rame, cadmio, rame e piombo.

In tabella 4.5.1.2 sono presenti limiti di tossicità per alcuni inibitori e le possibili contromisure adottabili nel caso di un loro eccesso.

**Tabella 4.5.1.2:** Concentrazione limite e regolazione di alcuni inibitori per pH>6.8.

Sostanza	Quantità per inizio inibizione [mg/l]	Tossicità [mg/l]	Regolazione
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	1500-10000	30000	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tramite pH</li> <li>• Interazione con ioni Ca<sup>2+</sup> e Na<sup>2+</sup></li> </ul>
NH <sub>3</sub>	80	150	Tramite temperatura
Tannini, Saponine, Mimosine	-	-	-
Cloruri, Floruri, Cloroformio, Formaldeide, Etene, terpeni, Disinfettanti, antibiotici	<100	-	-

*Pressione parziale dell'idrogeno*

È richiesto un grado di simbiosi elevato tra i batteri che producono idrogeno e quelli che lo consumano. A quest' ultima tipologia di batteri possono appartenere i batteri acetogenici, che convertono H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> in acido acetico, oppure metanigeni. Se le reazioni biologiche di questo tipo prendessero luogo, l'energia libera dovrebbe essere negativa in quanto sono reazioni esoergoniche. Infatti, la concentrazione di idrogeno deve essere ben bilanciata dal momento è necessaria la richiesta di H<sub>2</sub> durante la fase metanogenica che deve essere soddisfatta, mentre nella fase acetogenica la pressione parziale di idrogeno deve essere sufficientemente bassa così da non interrompere la produzione dell'idrogeno stesso.

In tabella 4.5.1.3 sono rappresentati i principali parametri di stabilità precedentemente descritti ed i relativi intervalli medi misurati durante il corso di una generica digestione anaerobica.

**Tabella 4.5.1.3:** Valori di riferimento dei principali parametri di digestione anaerobica.

	Regime Psicrofilo
<b>Temperatura di processo</b>	Regime Mesofilo
	Regime Termofilo
<b>pH</b>	Compreso tra 6,5 e 8
<b>Acidità volatile, [meq/l]</b>	Orientativamente <15
<b>Alcalinità, [meq/l]</b>	Orientativamente >50
<b>Rapporto C/N della biomassa</b>	Compreso tra 25 e 35

#### 4.5.2 Parametri di gestione del reattore

Prima di poter analizzare questa tipologia di parametri è doveroso introdurre alcuni termini che definiscono il substrato:

- Solidi Totali (TS): tutte le sostanze disciolte e in sospensione in un'acqua naturale o di scarico. La determinazione dei solidi totali si esegue sottoponendo un campione d'acqua per evaporazione in stufa termostata a 105 °C
- Solidi Sospesi Totali (TSS): rappresentano quella parte del materiale presente in sospensione in un campione d'acqua che può essere separato per filtrazione, mediante un filtro a membrana con porosità di 0,45 µm
- Solidi Disciolti Totali (TDS): è dato dalla differenza numerica tra TS e TSS
- Solidi Totali Volatili (TVS): rappresentano la frazione di sostanza secca volatilizzata a seguito di una combustione di un campione a 550 °C
- *Chemical Oxygen demand* (COD): rappresenta la quantità di ossigeno richiesta per ossidare chimicamente tutte le sostanze ossidabili presenti in un campione
- *Biochemical Oxygen Demand* (BOD): rappresenta la richiesta biologica di ossigeno ovvero la quantità di ossigeno consumato in cinque giorni per ossidazione della sostanza organica ad opera di una determinata flora batterica.

Per ottenere un corretto dimensionamento del processo e garantire un controllo ottimale è necessario definire i parametri riportati di seguito.

##### *Tempo di residenza idraulico (HRT)*

Il tempo di residenza idraulico viene definito attraverso il rapporto tra il volume del reattore e la portata del reattore, come rappresentato dall'equazione 4.5.2.1.

$$HRT = \frac{V}{Q} \quad (4.5.2.1)$$

Dove:

- HRT rappresenta il tempo medio di residenza idraulico, [d]
- V è il volume del reattore, [m<sup>3</sup>]
- Q è la portata al reattore, [m<sup>3</sup>/d].

Tale concetto è valido solo per reattori ideali, mentre per reattori reali viene considerato il tempo di permanenza medio dei singoli elementi fluidi uscenti dal reattore.

##### *Tempo di ritenzione solida (SRT)*

Il tempo di ritenzione solida (SRT) è il tempo medio impiegato dalla frazione di TVS di un refluo nell'essere trattata dall'unità di trattamento dedicata, calcolabile attraverso la formula 4.5.2.2.

$$SRT = \frac{V \cdot C_d}{W} \quad (4.5.2.2)$$

Dove:

- SRT= è il tempo di ritenzione solida, [d]
- V= volume del reattore, [m<sup>3</sup>]

- $C_d$  = concentrazione dei solidi nella portata influente, [kgTVS/m<sup>3</sup>]
- $W$  = concentrazione dei solidi nella portata influente, [kgTVS/d].

#### *Carico organico (OLR)*

Il carico organico viene definito attraverso la formula 4.5.2.3.

$$OLR = \frac{Q \cdot S}{V} \quad (4.5.2.3)$$

Dove:

- OLR rappresenta il carico organico, [kg<sub>substrato</sub>/m<sup>3</sup><sub>reattore</sub> giorno]
- $Q$  è la portata influente
- $S$  è la concentrazione di substrato nella portata influente, [Kg/m<sup>3</sup>]
- $V$  è il volume del reattore, [m<sup>3</sup>].

Da notare è che la concentrazione di substrato viene espressa frequentemente in TVS in fase di progettazione.

#### *Produzione di biogas, Produzione specifica di biogas e Velocità di produzione del biogas*

La produzione di biogas viene definita attraverso la formula 4.5.2.4.

$$GP = \frac{Q_{biogas}}{S_{tot} Q} \quad (4.5.2.4)$$

Dove:

- $GP$  è la produzione di biogas, [m<sup>3</sup><sub>biogas</sub>/kg<sub>massatot</sub>]
- $Q$  è la portata influente, [m<sup>3</sup>/d]
- $S_{tot}$  è la massa totale nella portata influente [kg<sub>massatot</sub>/ m<sup>3</sup>].

La produzione specifica di biogas viene definita attraverso la formula 4.5.2.5

$$SGP = \frac{Q_{biogas}}{Q \cdot S} \quad (4.5.2.5)$$

Dove:

- $SGP$  è la produzione specifica di biogas, [m<sup>3</sup><sub>biogas</sub>/kg<sub>substratoalimentato</sub>].
- $Q_{biogas}$  è la portata di biogas prodotto, [m<sup>3</sup>/d]
- $Q$  è la portata influente, [m<sup>3</sup>/d]
- $S$  è la concentrazione di substrato nella portata influente, [kg<sub>substrato</sub>/m<sup>3</sup>].

Da notare è che la concentrazione di substrato viene espressa in tonnellate (t) in fase di progettazione per la maggior parte dei digestori.

La velocità di produzione del biogas (GPR) viene espressa attraverso la formula 4.5.2.6.

$$GPR = \frac{Q_{biogas}}{V} \quad (4.5.2.6)$$

Dove:

- GPR è la velocità di produzione del biogas, [ $\text{m}^3_{\text{biogas}} / \text{m}^3_{\text{reattore}} \text{d}$ ]
- $Q_{\text{biogas}}$  è la portata di biogas prodotto, [ $\text{m}^3/\text{d}$ ]
- V è il volume del reattore, [ $\text{m}^3$ ].

In tabella 4.5.2.1 sono messi a confronto i parametri di processo delle varie configurazioni impiantistiche [18].

**Tabella 4.5.2.1:** Confronto tra i parametri di processo *wet*, *semi-dry* e *dry*.

	<b>Parametri di processo</b>	<b>Intervallo</b>	<b>Unità di misura</b>
WET	TS	10 fino a 15	%
	TVS	2-4 fino a 6	$\text{Kg}_{\text{TVS}}/\text{m}^3$ giorno
	HRT	10-15, fino a 30	giorni
	GP	100-150	$\text{m}^3/\text{t}$
	SGP	0.4-0.5	$\text{m}^3/\text{Kg}_{\text{TVS}}$
	GPR	5-6	$\text{m}^3/\text{m}^3$ giorno
	CH <sub>4</sub>	50-70	%
	Riduzione della sostanza volatile	50-60, fino a 75	%
SEMI-DRY	TS	15-20, fino a 25	%
	TVS	8-12, fino a 18	$\text{Kg}_{\text{TVS}}/\text{m}^3$ giorno
	HRT	10-15	giorni
	GP	100-150	$\text{m}^3/\text{t}$
	SGP	0.3-0.5	$\text{m}^3/\text{Kg}_{\text{TVS}}$
	GPR	3-6	$\text{m}^3/\text{m}^3$ giorno
	CH <sub>4</sub>	55-60	%
	Riduzione della sostanza volatile	40-60, fino a 60	%
DRY	TS	25-40	%
	TVS	8-10	$\text{Kg}_{\text{TVS}}/\text{m}^3$ giorno
	HRT	25-30	giorni
	GP	90-150	$\text{m}^3/\text{t}$
	SGP	0,2-0,3	$\text{m}^3/\text{Kg}_{\text{TVS}}$
	GPR	2-3	$\text{m}^3/\text{m}^3$ giorno
	CH <sub>4</sub>	50-60	%
	Riduzione della sostanza volatile	50-70	%

## 4.6 Scelta del digestore

Nell'impianto di produzione di biometano si è deciso di optare per la tecnologia di digestione anaerobica di tipo wet per i seguenti motivi:

- È una delle tecnologie più consolidate per la digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti, di fatti è stato il primo processo ad essere implementato in questa tipologia di impianti, poiché sfruttava le conoscenze acquisite in decenni di attività nel processo di digestione anaerobica dei fanghi di supero negli impianti di trattamento acque reflue.
- Il rifiuto di partenza viene opportunamente trattato e diluito al fine di raggiungere un tenore in solidi totali inferiore al 15% attraverso il ricorso a diluizione con acqua o digestato liquido ricircolato; questa diluizione consente di ottenere una separazione da plastiche, anche di piccole dimensioni, molto migliore rispetto ai processi a semi-dry o dry. Questo aspetto risulta molto importante per ottenere un compost di qualità senza residui o frammenti plastici al suo interno.
- Resa di trasformazione in biogas, per tonnellata di FORSU, più elevata rispetto ad un processo dry
- Produzione specifica di biogas per kg di solido volatile degradato superiore rispetto sia al processo semidry che dry
- Produzione di biogas per m<sup>3</sup> di digestore superiore alle altre due tecnologie
- Contenuto di metano più elevato rispetto al modello dry e semi-dry
- Maggior degradazione di solidi volatili rispetto alle altre tecnologie.

Tutto questo comporta una maggior produzione di metano a parità di biomassa conferita e, in conseguenza della maggior degradazione della frazione putrescibile dei rifiuti, una minor produzione di odori molesti che negli altri due casi risulta essere maggiore con conseguente incremento delle superfici di biofiltrazione e quindi maggiore occupazione di suolo. In considerazione del fatto che nelle altre tipologie di impianto il tasso di sostanza secca da caricare in impianto è necessariamente superiore, soprattutto nel processo dry, sarebbe necessario introdurre una maggior quantità di rifiuto secco (verde urbano), per consentire il corretto processo di digestione, con incremento delle superfici di stoccaggio e dell'occupazione del suolo e del numero di automezzi circolanti con aumento del traffico veicolare. La tecnologia wet è contraddistinta da prezzi di realizzazione inferiori (pur dovendo prevedere l'implementazione di un impianto per il trattamento della frazione liquida del digestato) e consumi energetici inferiori per la movimentazione della biomassa liquida rispetto alle miscele semisolide o solide delle altre due tipologie impiantistiche. L'integrazione della digestione anaerobica con il compostaggio, oltre ad assolvere un obbligo di legge nel trattamento dei rifiuti, rappresenta un'evoluzione con benefici reciproci delle due fasi biologiche di processo, in una classica sinergia vincente. Sono inoltre da considerare alcuni aspetti migliorativi per le caratteristiche del compost prodotto a partire da FORSU predigerita rispetto a processi esclusivamente aerobici, in particolare si avrebbero una maggiore pulizia attesa dal compost da digestato e una minore salinità a causa dell'azione di dilavamento operata dalla fase liquida del digestato separata meccanicamente. Inoltre, è stata selezionata la tipologia di processo a due stadi continuo (CSTR) per via delle maggiori rese in termini di biogas.

## CAPITOLO 5 – TECNOLOGIE DI UPGRADING DEL BIOGAS

Nei paragrafi successivi del presente capitolo sono illustrati brevemente le tipologie di processo disponibili sul mercato sia per il sistema di pre-trattamento che per il sistema di upgrading con il fine di giustificare in modo coerente le motivazioni che hanno portato alla scelta finale per tali tecnologie proposte.

### *5.1 Considerazioni generali*

Un impianto di upgrading di biogas a biometano è costituito dai diversi sistemi che possono prevedere processi differenti, di seguito elencati:

- Pre-trattamento necessario per la rimozione delle impurità quali acido solfidrico, ammoniacale, composti organici volatili.
- Sistema di upgrading per la separazione del biometano dalla CO<sub>2</sub> e dell'off-gas (l'essiccazione del biometano può essere necessaria se il sistema di upgrading è basato su processi a umido).

### *5.2 Sistemi di pre-trattamento biogas*

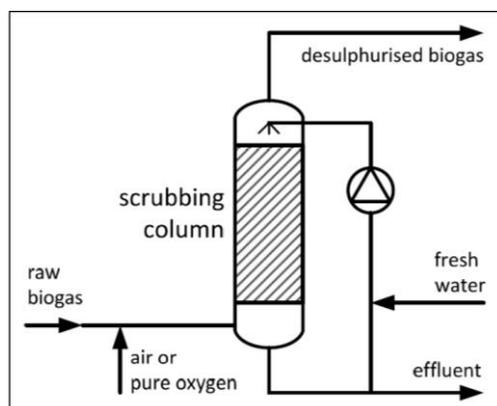
Lo scopo del sistema di pre-trattamento è principalmente la rimozione dell'acido solfidrico, dei composti organici volatili e dell'ammoniaca. In funzione della composizione del biogas e, più precisamente, del contenuto di impurità sono applicati sistemi basati su processi diversi.

#### *Scrubbing biologico*

L'acido solfidrico può essere rimosso attraverso l'ossidazione da parte di microrganismi specifici. Tale tecnologia richiede una certa quantità di ossigeno che viene aggiunta attraverso l'iniezione di aria (ossigeno puro se i livelli di azoto devono essere ridotti al minimo) per la desolfurazione biologica, come mostrato in figura 5.2.2. Questa ossidazione può avvenire all'interno del digestore immobilizzando i microrganismi già presenti nel digestato naturale. Inoltre, è possibile utilizzare, come alternativa, un'apparecchiatura esterna attraverso cui il biogas passa dopo aver lasciato il digestore. I microrganismi ossidano l'acido solfidrico con l'ossigeno molecolare e convertono il composto indesiderato in zolfo elementare, acqua o acido solforoso che viene rilasciato insieme al flusso di scarico della colonna d'acqua. Questo metodo è semplice e stabile per via dell'assenza di sostanze chimiche coinvolte. Il sistema biologico è in grado di rimuovere quantitativi anche molto elevati di acido solfidrico dal biogas, ma la sua adattabilità alle fluttuazioni dei contenuti dell'acido solfidrico stesso nel biogas grezzo è molto scarsa. Questa tecnologia non è ritenuta essere la scelta migliore se si prevedono elevate quantità di acido solfidrico o fluttuazioni veloci in un impianto di gestione anaerobica. L'applicazione dello scrubbing biologico per la produzione di biometano è vantaggiosa se:

- Il contenuto di acido solfidrico nel biogas è basso o moderato
- Le fluttuazioni del contenuto di acido solfidrico nel biogas sono minime
- I substrati utilizzati per la produzione di biogas non cambiano di frequente

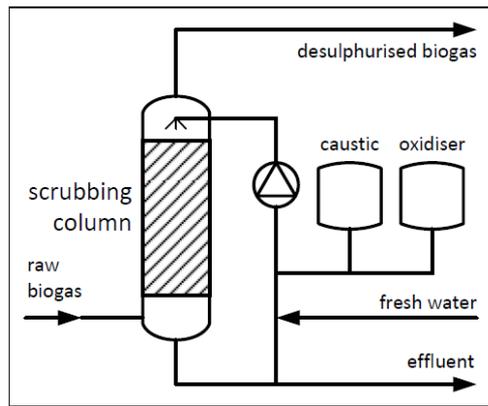
- L'aggiunta al biogas di azoto nell'aria di ossidazione non rende inefficace il seguente sistema upgrading o se, in alternativa all'aria per l'ossidazione, l'ossigeno puro è facilmente reperibile
- Lo scrubber biologico è già disponibile presso l'impianto di biogas e il funzionamento deve essere impostato in modalità solo ossigeno puro.



**Figura 5.2.1:** Schema di flusso di un impianto a scrubbing biologico.

#### *Scrubbing chimico con ossidazione*

Lo scrubbing chimico con ossidazione consiste nell'assorbimento di idrogeno solforato in soluzioni caustiche, come mostrato nella figura 6.2.2. Come assorbente viene utilizzato tipicamente l'idrossido di sodio ed è necessario che il pH sia attentamente controllato per regolare la selettività di separazione. Lo scopo è mantenere una condizione che consenta il massimo assorbimento di acido solfidrico e contemporaneamente il minimo assorbimento di anidride carbonica, al fine di ridurre il consumo di prodotti chimici. La selettività dell'acido solfidrico verso l'anidride carbonica può essere ulteriormente aumentata mediante l'applicazione di un ossidante allo zolfo elementare o di un composto solfato per ossidare l'acido solfidrico adsorbito, aumentando così la velocità di rimozione. Solitamente nell'upgrading di un impianto a biogas si utilizza, come ossidante per l'acido solfidrico, il perossido di idrogeno. Questa tecnica ha una buona controllabilità e un funzionamento stabile anche con forti fluttuazioni di qualità e quantità di biogas grezzo. La tecnologia in questione richiede un elaborato controllo di processo e una competenza nell'utilizzo degli agenti chimici che deve essere considerata se ci si aspetta un contenuto di idrogeno solforato alto o fortemente fluttuante in un sito di produzione di biometano.



**Figura 5.2.2:** Schema di flusso di un impianto a scrubbing chimico con ossidazione.

### *Desolforazione in situ*

Il contenuto delle impurità nel biogas, in particolar modo dell'acido solfidrico e dell'ammoniaca, può essere ridotto nel digestore o nel serbatoio a monte del medesimo aggiungendo in esso miscele liquide di diversi sali metallici (come cloruro ferrico o solfato di ferro). Tali composti provocano una precipitazione del contenuto di zolfo del substrato mediante formazione di solfuro di ferro quasi insolubile nel fermentatore di biogas. Questa tecnica viene generalmente utilizzata nei digestori con alte concentrazioni di acido solfidrico nel biogas. L'applicazione di questa tecnologia per la produzione di biometano è vantaggiosa se:

- Il contenuto di idrogeno solforato nel biogas non trattato altrimenti sarebbe medio o elevato
- I substrati utilizzati per la produzione di biogas sono ben noti ed il potenziale di zolfo è noto
- Non si vogliono ulteriori costi di investimento.

Generalmente questa tecnica, non comportando ulteriori costi di investimento, viene applicata comunque a monte di un sistema di upgrading ancorché il sistema stesso comprenda come una sezione di abbattimento. Questo consente di mantenere ad un livello medio basso il contenuto di acido solfidrico in ingresso al sistema di upgrading e conseguentemente limita il costo di investimento del sistema di pre-trattamento dell'impianto di upgrading stesso.

### *Adsorbimento su carbone attivo*

L'acido solfidrico può essere adsorbito sulla superficie di ossidi metallici come ossido di ferro, ossido di zinco oppure ossido di rame o su carbone attivo e perfettamente rimosso dal biogas. Durante l'adsorbimento di ossidi metallici lo zolfo si lega come solfuro metallico e viene rilasciato vapore acqueo. Nel momento in cui il materiale adsorbente raggiunge la capacità massima di adsorbimento, viene rimosso e sostituito con del nuovo materiale. L'adsorbimento di idrogeno solforato su carbone attivo solitamente viene eseguito con una piccola aggiunta di ossigeno per ossidare il gas adsorbito allo zolfo questo consente di creare un legame chimico più forte con la superficie del materiale adsorbente. Se non è consentito il dosaggio di ossigeno, si utilizza un carbone attivo impregnato di un composto ossidante.

L'applicazione di questa tecnologia per la produzione biometano è vantaggiosa se:

- il contenuto di idrogeno solforato nel biogas grezzo è basso

- la tecnologia viene utilizzata solo per la desolforazione finale.

Elevati contenuti di acido solfidrico così come di altri inquinanti determinerebbero un costo operativo eccessivo per il sistema di pre-trattamento in quanto sarebbe necessaria, per un efficace rimozione degli inquinanti, una sostituzione più frequente dei carboni attivi saturi degli inquinanti stessi.

Le varie tecnologie proposte per il pre-trattamento del biogas risultano più produttive solo se l'idrogeno solforato da trattare nel biogas stesso rientra in certi intervalli di concentrazione richiesti. Nella tabella 5.2.1 sono rappresentati i limiti ammissibili consigliati dell'acido solfidrico delle varie tecnologie di pre-trattamento descritti precedentemente.

**Tabella 5.2.1:** Concentrazione di H<sub>2</sub>S del biogas grezzo ammissibile per i pre-trattamenti (++, molto consigliato; +, consigliato; -, poco consigliato; -- non consigliato).

Tecnologie	H <sub>2</sub> S nel biogas grezzo, [ppm]	Costi	
		Investimento	Operativi
Scrubbing biologico	<2000	--	--
Scrubbing con ossidazione chimica	<3000	++	-
Desolforazione in situ	<2500	+	++
Adsorbimento con carbone attivo	100-1500	-	++

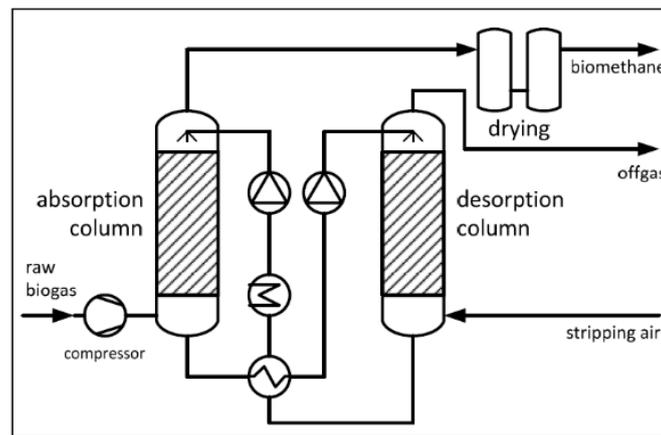
### 5.3 Sistemi di Upgrading

Attualmente, sono disponibili sul mercato diverse di tecnologie per la fase di upgrading del biogas. Lo scopo della sezione di upgrading è la separazione del biometano dall'anidride carbonica, migliorando il potere calorifico del gas consentendo l'immissione in rete. Inoltre, questa fase può comprendere l'essiccazione del biogas grezzo. Di seguito si descrivono i processi disponibili per i sistemi di upgrading evidenziando l'applicabilità degli stessi in base alle dimensioni degli impianti di biodigestione.

#### *Absorbimento fisico: scrubbing ad acqua pressurizzata*

I componenti dei gas adsorbiti vengono fisicamente legati al liquido di lavaggio, in questo caso l'acqua. L'anidride carbonica ha una solubilità in acqua superiore a quella nel metano e sarà quindi maggiormente disciolta, in particolare a basse temperature e pressioni più elevate. L'acqua effluente in uscita dalla colonna è satura di anidride carbonica e viene trasferita ad un serbatoio in cui la pressione viene bruscamente ridotta affinché sia rilasciata la maggiore parte del gas disciolto. Dal momento che questo gas contiene principalmente biossido di carbonio, ma anche una certa quantità di metano (il metano è solubile in acqua, ma in misura minore), tale gas viene convogliato alla bocchetta del biogas grezzo, come mostrato in figura 6.3.1. Per recuperare l'acqua nella colonna di assorbimento, essa deve essere rigenerata e viene quindi

pompata ad una colonna di deassorbimento in cui incontra un flusso controcorrente d'aria di stripping, da cui viene rilasciata l'anidride carbonica rimanente. L'acqua rigenerata viene poi pompata di nuovo all' adsorbitore come liquido di lavaggio fresco. Lo svantaggio di questo metodo è che i componenti dell'aria, ossigeno e azoto, vengono disciolti in acqua durante la rigenerazione e quindi trasportati nel flusso di upgrading del biometano. Pertanto, il biometano prodotto con questa tecnologia contiene sempre ossigeno e azoto. Poiché il flusso di biometano prodotto è saturo di acqua, la fase finale di upgrading è l'essiccazione a gas.



**Figura 5.3.1:** Schema di flusso di un impianto di upgrading ad assorbimento ad acqua.

L'applicazione di questa tecnologia per la produzione biometano non è molto diffusa in quanto ritenuta non idonea per le seguenti motivazioni:

- L'ossigeno e l'azoto contenuto nel biogas rimangono nel biometano determinando un minore potere calorifico del biometano stesso rispetto ad altre tecnologie.
- La richiesta di utilities sia termiche che elettriche è elevata. Questo rende la tecnologia in oggetto considerabile per una capacità dell'impianto di medie o grandi dimensioni (lo scrubbing ad acqua pressurizzata è tipicamente utilizzato come trattamento/recupero di metano da impianti petrolchimici).
- È necessario il condizionamento e il trattamento degli spurghi dell'acqua impiegata in impianto, considerati difficilmente accettabili dal punto di vista ambientale.

Tuttavia, è possibile trovare diverse soluzioni impiantistiche che prevedono come sistema di pre-trattamento costituito da uno scrubbing ad acqua precedentemente descritto, seguito da un sistema di upgrading a membrane (che verrà descritto in seguito). Lo scrubbing ad acqua consente di rimuovere efficacemente sia l'acido solfidrico che i VOC, mentre l'upgrading a membrane consente di rimuovere l'ossigeno e l'azoto rimasto nel gas uscente dal sistema di pretrattamento unitamente alla separazione del biossido di carbonio dal metano. Il biossido di carbonio che si separa dal biogas nella colonna di scrubbing e, separato dall'acqua nella colonna di stripping, viene convogliato nella corrente di off-gas in uscita dalle membrane del sistema di upgrading.

I sistemi così dimensionati e installati consentono quindi di:

- Ridurre i consumi termici ed elettrici della sezione di pre-trattamento con scrubbing ad acqua

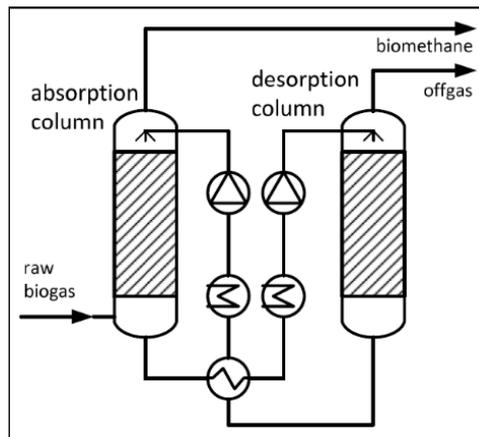
- Accettare biogas contenente impurità (acido solfidrico, ammoniacca, VOC) elevate e variabili abbattute dalla sezione a scrubbing ad acqua.
- Ottenere un biometano a specifica rimuovendo l'eventuale eccesso di ossigeno e azoto mediante la sezione a membrane.

#### *Absorbimento fisico con composti organici*

Molto simile al lavaggio in acqua, questa tecnologia utilizza una soluzione di solvente organico (es. glicole polietilenico) invece di acqua come liquido di lavaggio. L'anidride carbonica ha una solubilità più elevata in questa tipologia di solventi che in acqua. Questo determina un minore utilizzo di solvente rispetto all'acqua con conseguente riduzione di richiesta elettrica di pompaggio ed impianti aventi pertanto dimensioni inferiori. Tuttavia, la complessità dell'impianto dovuta anche all'utilizzo di agenti chimici, non rende questa tecnologia preferibile rispetto ad altre.

#### *Absorbimento chimico: scrubbing con ammine*

L'assorbimento chimico è caratterizzato da un assorbimento fisico dei componenti gassosi in un liquido di lavaggio seguito da una reazione chimica tra i componenti liquidi di lavaggio e componenti di gas assorbiti all'interno della fase liquida. Come risultato, il legame dei componenti di gas indesiderati al liquido di lavaggio è significativamente più forte e la capacità di carico del liquido di lavaggio è molto più elevata. La reazione chimica è fortemente selettiva e la quantità di metano assorbito nel liquido è molto bassa con conseguente recupero di metano molto elevato e dispersione di metano molto bassa. A causa della elevata affinità in particolare dell'anidride carbonica ai solventi utilizzati (soluzioni prevalentemente acquose di monoetanolammina o MEA, dietanolammina o DEA metildietanolammina o MDEA) la pressione dello scrubber ad ammina può essere mantenuta significativamente più bassa rispetto ad impianti di scrubbing ad acqua pressurizzata. L'alta capacità e l'alta selettività della soluzione di ammina, sebbene costituisca un vantaggio durante l'assorbimento, risulta essere uno svantaggio durante la rigenerazione della soluzione di lavaggio. I liquidi chimici di scrubbing richiedono una quantità significativamente maggiore di energia durante la rigenerazione, che deve essere fornita come calore di processo. La soluzione di ammina ricca di off-gas viene riscaldata fino a circa 160 °C ed alimentata nella colonna di rigenerazione dove la maggior parte del biossido di carbonio si separa dalla soluzione di ammina che viene alimentata povera in off gas alla colonna di assorbimento. Visto che, a causa dell'evaporazione, una piccola parte del liquido di lavaggio viene persa nel biometano prodotto, deve essere previsto un adeguato stoccaggio. L'impianto mostrato in figura 5.3.2 si basa su un processo chimico complesso che richiede, oltre alla competenza di gestione di prodotti chimici, una potenza termica ad alta temperatura (160°C), solitamente non disponibile in sito come recupero.

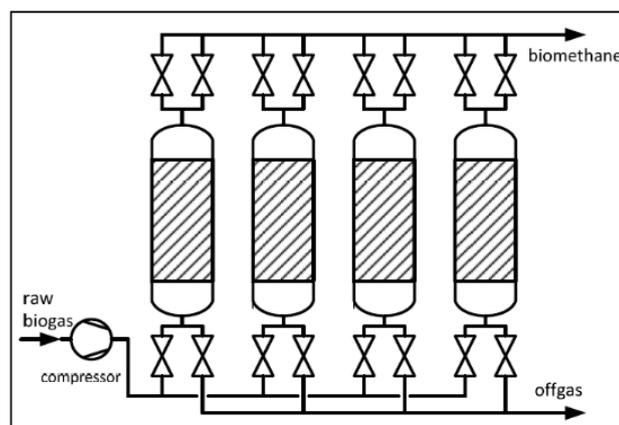


**Figura 5.3.2:** Schema di flusso di un impianto ad assorbimento chimico con ammine.

*Adsorbimento: Pressure swing adsorption (PSA)*

Questa tecnologia, la cui configurazione impiantistica è mostrata nella figura 5.3.3, si basa sulla diversa capacità di adsorbimento delle diverse componenti del biogas su uno stesso materiale adsorbente quando sottoposte ad una pressione elevata. Solitamente, come materiale adsorbente, sono utilizzati vari tipi di carbone attivo o setacci molecolari (zeoliti). Questi materiali assorbono selettivamente anidride carbonica dal biogas grezzo, arricchendo così il contenuto di metano del gas. Dopo l'adsorbimento ad alta pressione il materiale caricato adsorbente viene rigenerato con una diminuzione graduale della pressione e lavaggio con biogas grezzo. Durante questa fase il gas di scarico lascia l'adsorbitor. Successivamente, la pressione viene aumentata nuovamente con biogas grezzo e l'adsorbitor è pronto per la successiva sequenza di carico. Gli impianti industriali di upgrading sono modulari e prevedono diverse colonne in parallelo ridondate in modo da garantire un funzionamento continuo. Tuttavia, questa tecnologia porta alcuni svantaggi, quali:

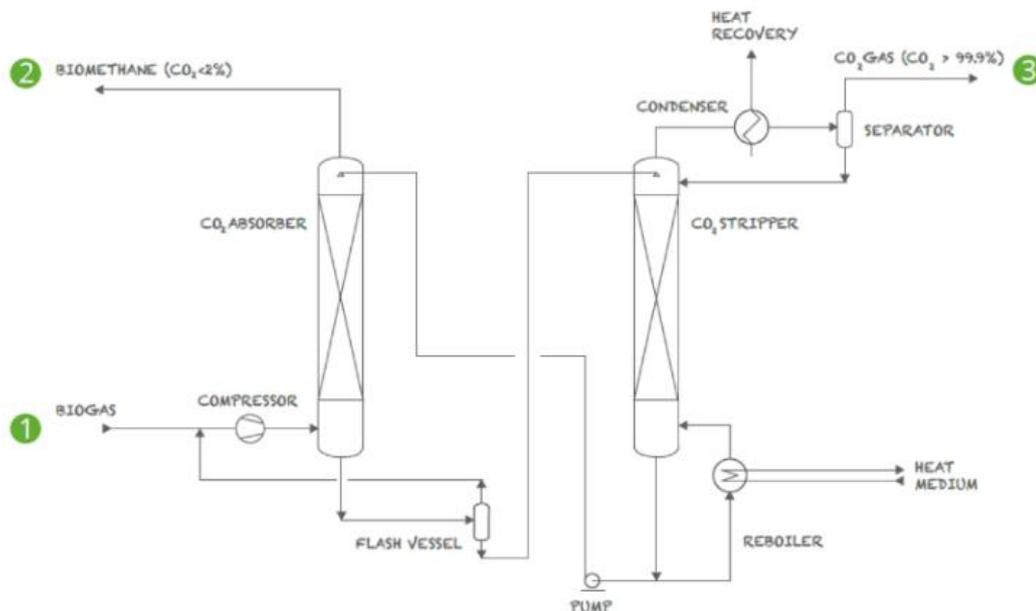
- L'elevata richiesta di potenza elettrica per la compressione del biogas durante il processo
- La minore producibilità/recuperabilità del biometano rispetto ad altre tecnologie di upgrading.



**Figura 5.3.3:** Schema di flusso di un impianto ad assorbimento PSA.

### *Absorbimento con carbonato di potassio: processo Giammarco Vetrocoke*

Questa tecnologia si basa su un processo ad assorbimento mediante una soluzione acquosa di carbonato di potassio, come mostrato in figura 5.3.4. Il biogas pretrattato viene compresso a circa 8.5 barg ed inviato ad una colonna di assorbimento selettivo del biossido di carbonio mediante lavaggio in controcorrente con una soluzione acquosa di carbonato di potassio. Il biogas, depurato del biossido di carbonio, esce come biometano, saturo d'acqua, dalla testa dell'assorbitore ad una pressione di circa 8 barg. La quantità di biossido di carbonio residua, presente nel biometano, non supera il 2% in volume. Gli incondensabili, se presenti, quali ad esempio  $O_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2$ , rimangono prevalentemente nel biometano. La soluzione che ha assorbito il biossido di carbonio esce dal fondo dell'assorbitore e, dopo flash per recuperare eventuali frazioni di biometano disciolte, alimenta una colonna di rigenerazione dove il biossido di carbonio viene liberato per stripping con vapore prodotto dalla stessa soluzione con una sorgente esterna di calore fornita da una caldaia a biogas. Il biossido di carbonio esce dalla testa del rigeneratore ad alta purezza ( $> 99,9\%$  su base secca) e pertanto, dopo raffreddamento e separazione della condensa, può essere scaricata o resa ai limiti di batteria per eventuali ulteriori trattamenti. La soluzione di carbonato di potassio, liberata dal biossido di carbonio, è riciclata all'assorbitore chiudendo il ciclo. Il sistema di raffreddamento del biossido di carbonio e dell'olio del compressore può essere interfacciato con il sistema di riscaldamento dell'impianto, consentendo così il recupero pressoché completo del calore utilizzato per lo stripping del biossido di carbonio



**Figura 5.3.4:** Schema di flusso processo Giammarco Vetrocoke.

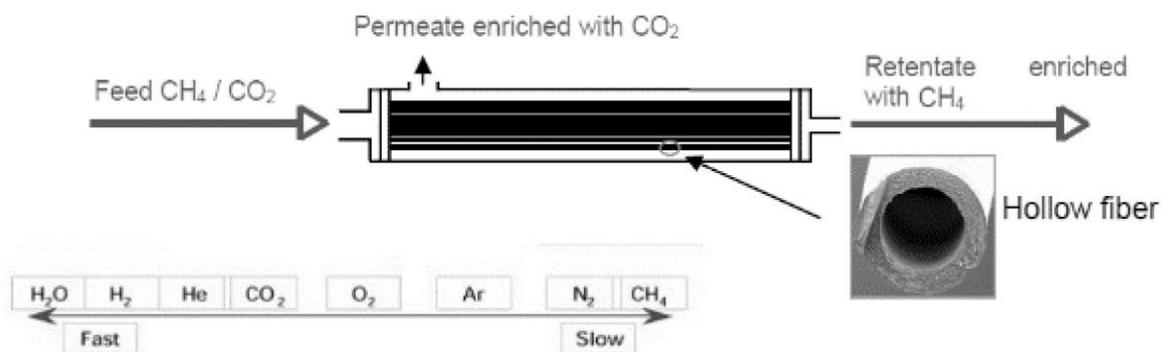
### *Tecnologia a membrana: gas permeation*

Le membrane per l'upgrading del biogas sono costituite da materiali permeabili a: anidride carbonica, acqua, ammoniaca, acido solfidrico, ossigeno e azoto; il metano, invece è permeabile in misura molto ridotta. Membrane tipiche per l'upgrading del biogas sono costituite da materiali polimerici come il polisolfone, poliammide o polidimetilsilossano. Per fornire una sufficiente superficie in impianti di dimensioni compatte, queste tipologie di membrane sono applicate in forma di fibre cave combinate ad una serie di moduli a paralleli. Il gas, in uscita

dall'unità di pretrattamento viene convogliato ad una unità di permeazione singola o multipla, come mostrato in figura 5.3.5. I numeri e l'interconnessione degli stadi a membrana applicati non sono determinati dalla qualità del biometano desiderata ma dal recupero del metano richiesto e dalla specifica richiesta di energia di compressione. Gli impianti con tali tecnologie consentono un recupero di metano molto elevato con quantità di energia relativamente bassa con le seguenti caratteristiche vantaggiose:

- Impianto modulare: l'installazione presenta un'alta flessibilità ed è possibile ampliare il sistema
- È possibile ottenere un recupero di metano maggiore del 99,9%
- L'impianto per la propria modularità è adatto per portate medie o piccole
- Il flusso di biometano può essere utilizzato direttamente a pressione di consegna e non è necessaria nessuna compressione ulteriore.

Nella valutazione è comunque da considerare che le membrane risultano particolarmente sensibili alle impurezze ( $H_2S$ ,  $NH_3$ , etc.) pertanto un pretrattamento inadeguato o mal gestito potrebbe provocare un incremento dei costi di gestione dovuto ad un degrado repentino delle membrane.



**Figura 5.3.5:** Sistema a membrana.

### *Tecnologia criogenica*

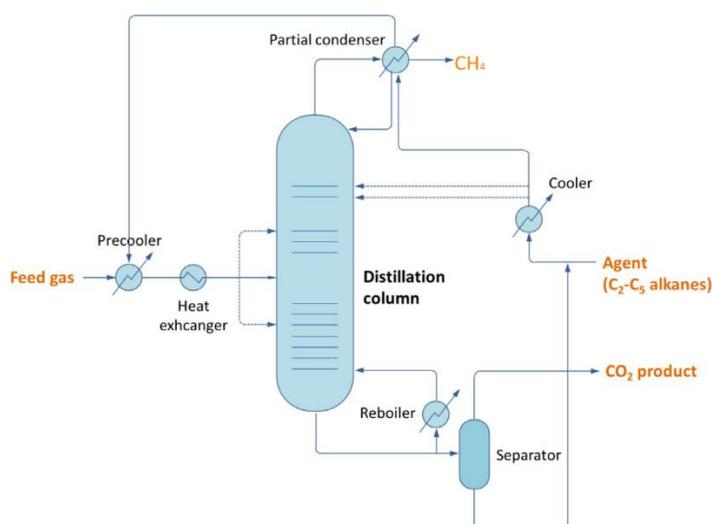
Questa tecnologia sfrutta le diverse temperature di ebollizione del metano e dell'anidride carbonica, che sono rispettivamente  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$  e  $-78\text{ }^{\circ}\text{C}$  misurati alla pressione di 1 bar, nonché delle altre impurità presenti, per la separazione. Nel corso dell'ultimo ventennio sono state proposte diverse configurazioni impiantistiche con il fine di ridurre il consumo energetico, aspetto negativo di questa tecnologia che la preclude, a conti fatti, come possibile sistema di upgrading da implementare per un impianto di biometanazione. Sebbene tale tecnologia sia molto matura, se ne descrivono brevemente i principi di funzionamento, evidenziandone gli aspetti negativi e positivi [23].

A titolo esemplificativo, è stato scelto un esempio impiantistico comunemente utilizzato nel settore chimico, noto con il nome "Processo Ryan Holmes", nel quale viene utilizzata una colonna di distillazione [24]. La peculiarità del processo è l'utilizzo di additivi idrocarburici C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub> che migliorano l'adsorbimento chimico-fisico all'interno della colonna e incrementano la pressione critica e la temperatura del sistema. Durante il processo di upgrading criogenico, la temperatura del gas viene gradualmente abbassata per ottenere una separazione dei diversi composti in più fasi:

- La prima fase avviene generalmente ad una temperatura di  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , durante la quale vengono rimossi acqua, acido solfidrico e silossani
- Per la seconda fase la temperatura è settata a  $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$  e la  $\text{CO}_2$  viene liquefatta in colonna di distillazione con una pressione di esercizio di 40 bar
- Durante terza fase si abbassa ulteriormente la temperatura fino a raggiungere  $-85\text{ }^{\circ}\text{C}$ , rimuovendo la  $\text{CO}_2$  proveniente dallo stadio precedente.

L'impianto raffigurato in figura 5.3.6, rappresenta lo schema di processo descritto precedentemente dal quale si ottengono i seguenti prodotti:

- Dalla sezione di arricchimento si ottiene la portata di metano ( $>98\%$ )
- Dalla sezione di esaurimento si ottiene una corrente liquida costituita da  $\text{CO}_2$  e additivi, di cui una parte viene utilizzata dal ribollitore in coda per garantire un adeguato calore di vaporizzazione, la restante viene recuperata attraverso una operazione di separazione. La frazione gassosa viene ricircolata all'interno della colonna.



**Figura 5.3.6:** Schema di upgrading criogenico con colonna di distillazione, tratta da [23] con modifiche.

In tabella 5.3.1 sono rappresentate le caratteristiche tecniche di ciascun sistema di upgrading descritto precedentemente ricavate attraverso i dati presenti in letteratura, mentre in tabella 5.3.2 è presente un confronto economico tra alcune delle tecnologie descritte precedentemente includendo i costi per la compressione e la liquefazione del biometano ottenuto dalla sezione di upgrading; sono stati esclusi dai valori della tabella il contributo dei pre-trattamenti del biogas poichè in termini economici il costo dei pre-trattamenti sono molto inferiori rispetto al sistema di upgrading stesso, e, inoltre, la concentrazione di  $\text{H}_2\text{S}$ , presente nel biogas, dalla quale dipende il tipo di pre-trattamento da adottare, varia dal tipo di materia prima trattata e dalla configurazione impiantistica scelta per digestione anaerobica.

**Tabella 5.3.1:** Confronto tecnico tra le varie tecnologie di upgrading.

Parametri	PSA	Scrubbing ad acqua	Scrubbing fisico con solventi organici	Scrubbing chimico con ammine	Processo Giammarco Vetrocoke	Tecnologia a membrana (3 stadi)	Tecnologia Criogenica
% CH <sub>4</sub> [% vol]	96-98	96-98	97-98	96.5-99	96-98	96-99	97-98
%CH <sub>4</sub> recuperato [%]	97-98.5	98	98.5	99.9	99.9	99.5	99.5
Slip di metano [%]	1.5-3	2	1.5	0.01	0.01	0.5	0.5
H <sub>2</sub> S [ppm]	<2	<1	<2	<12	<6.6	<6.6	-
Richiesta di energia elettrica [kWh/Nm <sup>3</sup> biogasgrezzo]	0.25	0.22	0.24	0.09	0.20	0.29	1.08
Richiesta di energia termica [kWh/Nm <sup>3</sup> biogasgrezzo]	-	-	-	0.55	0.50	-	-

**Tabella 5.3.2:** Confronto economico tra i principali sistemi di upgrading con costi per liquefazione e compressione del biometano.

Sistema di upgrading	Costo di investimento [€/Nm <sup>3</sup> /hbiogasgrezzo]
PSA	1490-2930
Scrubbing ad acqua	1490-5280
Scrubbing fisico con solventi organici	1420-5820
Scrubbing chimico con ammine	1630-3300
Tecnologia a membrana	1970-6460
Tecnologia Criogenica	6400-26700

#### 5.4 Scelte tecnologiche e approfondimento dei criteri progettuali

La ricerca e lo studio delle diverse tecnologie per la produzione di biometano presenti attualmente sul mercato ha portato all'ottenimento di un quadro generale delle soluzioni impiantistiche più attraverso l'analisi delle criticità e dei vantaggi di ciascuna, con l'obiettivo di selezionare il processo ritenuto più idoneo per la finalità dell'impianto. Di seguito verranno riportate le motivazioni tecniche ed economiche sul pre-trattamento e upgrading del biogas.

##### 5.4.1 Scelta della tecnologia di pretrattamento

La scelta del pre-trattamento è ricaduta sull'adsorbimento di carboni attivi per via della quantità di H<sub>2</sub>S che risulterebbe dal biogas con una concentrazione minore del 0,2%, equivalente a meno di 300 ppm, e pertanto compatibile con questa tecnologia precedentemente descritta. Tale concentrazione risulta sufficientemente attendibile per via della tipologia di

materia prima utilizzata, dal momento che dalla FORSU non si otterrebbero elevati quantitativi di acido solfidrico durante la digestione anaerobica. Inoltre, sarà necessario essiccare il biogas tramite raffreddamento (circa 5 °C) così da rimuovere l'acqua prima dell'adsorbimento a carboni attivi; i dettagli verranno illustrati nel capitolo successivo.

#### 5.4.2 Scelta Upgrading del biogas

La tecnologia di upgrading selezionata è quella relativa alla permeazione a membrana. Le motivazioni che hanno portato a tale scelta sono le seguenti:

- Ambientalmente migliore perché non sono previsti consumi di acqua
- Facilità manutentiva e conseguente minor costo gestionale per via dell'inutilizzo di sostanze chimiche
- Facilmente inseribile a valle di sistemi di produzione di biogas da fermentazione di FORSU, i quali non dispongono in sito, generalmente, di sufficiente energia termica ad alta temperatura per un eventuale recupero nel sistema di upgrading.

#### 5.5 Aspetti gestionali di un impianto di produzione di biogas

In termini generali, un impianto di utilizzo di biogas presenta problemi ricorrenti di manutenzione in conseguenza di alcune cause principali:

- **Corrosività del biogas:** dovuta alla formazione di acido solfidrico durante la fermentazione anaerobica. La corrosione interessa sia le parti a diretto contatto con il gas (tubazioni, contatori, gasometro, parte emersa del reattore, bruciatori, caldaie, cogeneratori) che l'intera area dell'impianto. È preferibile, pertanto, l'uso, laddove possibile, di materiali poco o non attaccabili dall'idrogeno solforato. Inoltre, particolare attenzione deve essere posta agli impianti elettrici. Nel caso in cui si debbano proteggere macchine costose, quali grandi generatori di vapore o cogeneratori, si possono inserire sulla linea filtri specifici per la rimozione dell'idrogeno solforato
- **Formazione di condensa nelle tubazioni del biogas:** tale fenomeno è dovuto al fatto che il biogas, alla temperatura di processo (in genere superiore alla temperatura ambiente), è saturo di acqua. Pertanto, le tubazioni del gas devono essere posizionate sempre in leggera pendenza, evitando sacche e, in tutti i punti bassi delle tubazioni, si deve prevedere un serbatoio di accumulo della condensa e un rubinetto di spurgo. L'uso di separatori lungo la linea è quindi consigliabile soprattutto laddove si debbano proteggere macchine particolarmente costose, quali grandi generatori di vapore o cogeneratori. La rimozione della condensa dalle tubazioni e dai separatori va fatta giornalmente
- **Formazione di incrostazioni nelle tubazioni:** è possibile la formazione di incrostazioni, localizzate prevalentemente nelle tubazioni di uscita dei liquami digeriti, negli stramazzi, nella zona di aspirazione delle pompe centrifughe e negli scambiatori di calore, attribuibili, per la maggior parte dei casi, alla formazione di precipitati di fosfato ammonico magnesiaco, altamente insolubili alle condizioni di pH del reattore
- **Esposizione al gelo:** tutte le linee (di alimentazione e di scarico liquami, i ricircoli e le tubazioni del gas nonché le pompe) poste esternamente possono subire danni a causa del gelo. È opportuno pertanto che tutte le tubazioni non restino piene con continuità, e se la circolazione continua non può essere garantita, deve essere previsto un tracciamento delle tubazioni o delle pompe con cavo scaldante antigelo. Nel caso di arresto dell'impianto, nella stagione invernale, è bene prevedere in ogni caso lo svuotamento delle parti esposte al gelo [19].





## CAPITOLO 6 - TECNOLOGIE DI LIQUEFAZIONE DEL BIOMETANO

### 6.1 Premessa

L'incremento della richiesta del bioLNG ha portato, nel corso dell'ultimo ventennio, ad un interesse maggiore per la ricerca di processi innovativi e più ecosostenibili. Il processo di liquefazione è, concettualmente, simile a quello del gas naturale (GN), ma con due differenze importanti:

- La composizione del fluido: il gas naturale è una miscela gassosa di metano, etano, propano e idrocarburi pesanti, mentre il biometano è costituito da almeno il 99.5% di metano.
- Le dimensioni dell'impianto: negli impianti di GN, la quantità di GNL prodotto è mediamente più elevata, influenzando, pertanto, la scelta del processo da adoperare.

### 6.2 Tecnologia per la purificazione del biometano

Prima di procedere con la liquefazione del biometano, è necessario che quest'ultimo, venga trattato per ridurre ulteriormente il livello di impurità. A tal proposito, la scelta tecnologica, per questa fase, è ricaduta sulla tecnologia *Temperature Swing Adsorption (TSA)* in quanto la più funzionale per composizione chimica del biogas in uscita dalla sezione di upgrading e con minori costi operativi e gestionali.

Il processo di purificazione del biometano si basa su adsorbimento fisico su zeoliti e rigenerazione degli stessi ad alta temperatura. L'impianto è costituito da due o tre colonne che ospitano il materiale adsorbente ed operano con un ciclo temporale prestabilito, in accordo alle seguenti fasi:

- **Adsorbimento:** Il gas da purificare, o grezzo, viene alimentato alla colonna che sta operando in adsorbimento (figura 6.2.1), dove viene purificato per essere inviato alla liquefazione. L'anidride carbonica e l'acqua vengono adsorbite su zeolite, fino a raggiungere i valori a specifica.

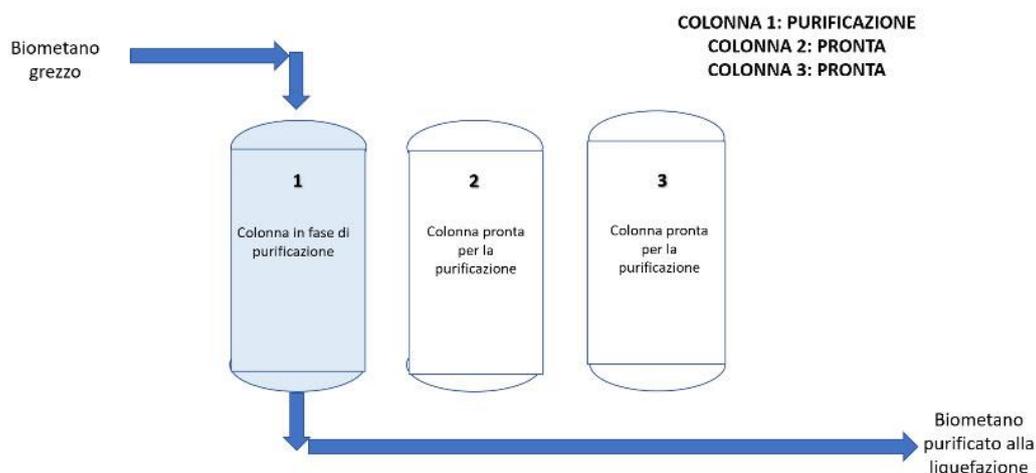
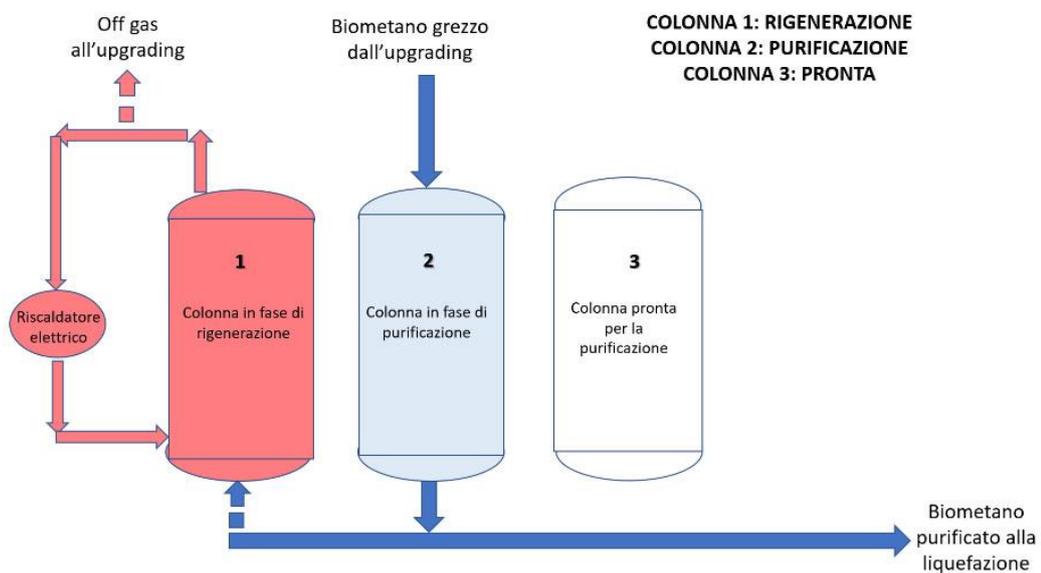


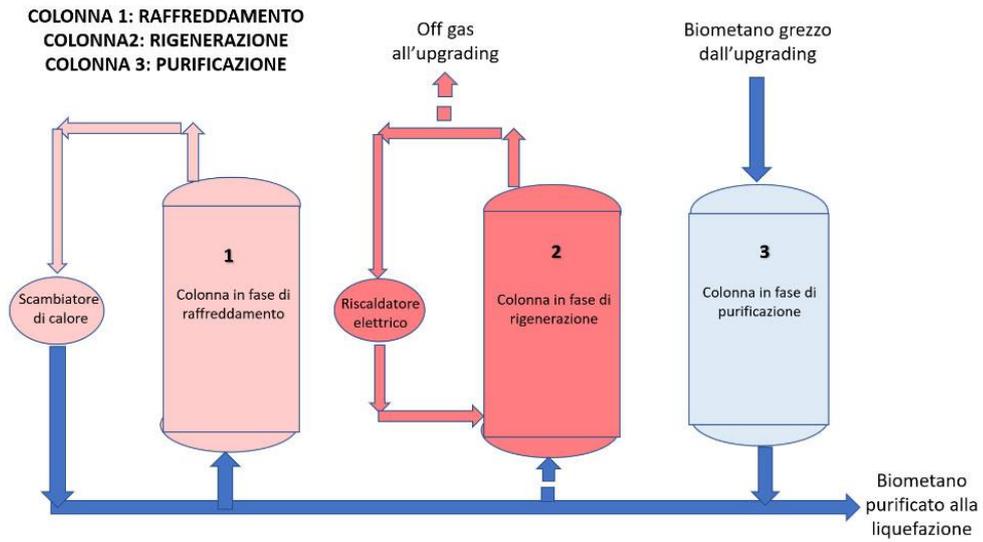
Figura 6.2.1: Purificazione, fase di Adsorbimento.

- Rigenerazione:** Quando una colonna è saturata, ovvero non ha più capacità di trattenere la CO<sub>2</sub> in accordo alla specifica richiesta, si procede alla sua rigenerazione (figura 6.2.2). Si utilizza come gas di rigenerazione lo stesso biometano purificato, che viene fatto circolare in un ciclo chiuso e riscaldato da uno scambiatore elettrico. L'aumento di temperatura provoca la variazione del coefficiente di adsorbimento delle zeoliti e il conseguente rilascio dell'anidride carbonica precedentemente adsorbita, che passa nel gas di flussaggio. Durante la fase di rigenerazione, che termina una volta raggiunta la temperatura di 180-230 °C, si esegue un piccolo spurgo di gas per eliminare la CO<sub>2</sub> e l'acqua, eventualmente presente. Il gas di spurgo viene raccolto ed inviato ad un sistema di compressione, che lo alimenta a monte del processo di upgrading, con l'obiettivo di recuperare il metano presente nella corrente.



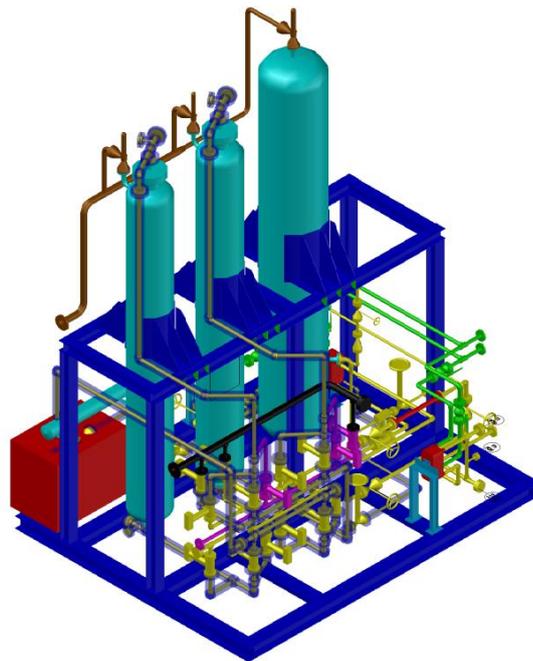
**Figura 6.2.2:** Purificazione, fase di Rigenerazione.

- Raffreddamento:** dopo essere stato rigenerato, il letto di zeoliti deve essere raffreddato prima di essere posto nuovamente nella fase di adsorbimento (figura 6.2.3). Si utilizza il gas purificato stesso, che asporta il calore del letto, e viene successivamente raffreddato da uno scambiatore ad acqua prima di essere convogliato alla liquefazione. La fase di raffreddamento ha lo scopo di portare l'impianto alla temperatura di adsorbimento di circa 30 °C, effettuando la pressurizzazione della colonna.



**Figura 6.2.3:** Purificazione, fase di Raffreddamento.

In figura 6.2.4 viene riportato un esempio di un sistema di purificazione in 3D.



**Figura 6.2.4:** Esempio di un impianto di purificazione in 3D.

### 6.3 Tecnologie di liquefazione del biometano

La liquefazione del biometano richiede un sistema criogenico tale da raggiungere temperature in uscita molto basse (circa  $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$ /  $-140\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) con pressioni non molto alte (2-3 barg) [22].

Le tecnologie maggiormente utilizzate sono le seguenti:

- Ciclo Bryton Inverso (BC)
- Ciclo Rankine Inverso con refrigerante misto (RC-MR)
- Ciclo Linde (CL)
- Ciclo Claude (CC)
- Macchina Stirling (SM)
- Liquefazione tramite azoto ( $\text{LN}_2$ )

In tabella 6.3.1 sono rappresentate le tipologie e le caratteristiche delle tecnologie sopra riportate suddivise per effetto refrigerante, ciclo e natura del refrigerante.

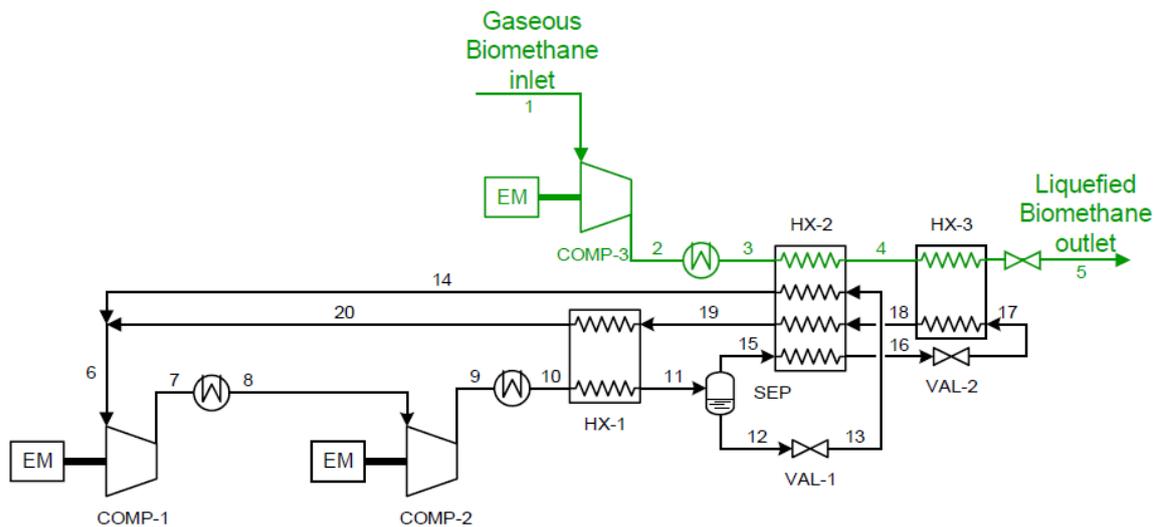
**Tabella 6.3.1:** Classificazione delle tecnologie di liquefazione del biometano.

Tecnologia	Tipo di Ciclo	Effetto refrigerante	Refrigerante	Consumo elettrico $\text{kWh/kg}_{\text{BioLNG}}$
Ciclo Bryton Inverso (BC)	Chiuso	Espansione in turbina	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>\text{N}_2</math></li> <li>• Metano</li> <li>• ...</li> </ul>	0.7
Ciclo Rankine Inverso con refrigerante misto (RC-MR)	Chiuso	Effetto Joule-Thomson	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Metano</li> <li>• Idrocarburi leggeri</li> </ul>	1
Ciclo Linde (CL)	Aperto	Effetto Joule-Thomson	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Biometano</li> </ul>	0.9
Ciclo Claude (CC)	Aperto o Chiuso	Effetto Joule-Thomson + Espansione in turbina	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Biometano</li> </ul>	0.8
Macchina Starling	Chiuso	Espansione nel pistone	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elio</li> <li>• ...</li> </ul>	0.88
Liquefazione con azoto	Aperto o Chiuso	Calore latente dell'azoto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Azoto liquido</li> <li>• Azoto gassoso</li> </ul>	0.06



necessarie alla condensazione del biometano, che avviene a completamento nello scambiatore HX-3. In seguito, la portata n° 18 viene riscaldata nel medesimo scambiatore HX-2, in modo da pre-raffreddare sia il biometano gassoso che il refrigerante ad alta pressione (dalla portata n° 15 a n° 16); analogamente si attua lo stesso procedimento nello scambiatore HX-1 per il primo stadio di pre-raffreddamento da parte del refrigerante. Infine, la portata n° 20, viene ricircolata all'ingresso del compressore COMP-1. Inoltre, come si evince dallo schema di processo, la compressione del refrigerante viene divisa in due stadi di compressione. La fase liquida, invece, viene ottenuta dal separatore SEP-2 (portata n° 12) ed è composta principalmente dagli idrocarburi più pesanti della miscela refrigerante, la quale viene strozzata dalla valvola VAL-1 con il fine di aggiungere frigorie che vengono utilizzate all'interno dello scambiatore HX-2.

Molto importante è la conoscenza esatta della miscela del refrigerante da utilizzare, che deve essere in grado di garantire un'efficienza energetica elevata nello scambiatore di calore e, per tal motivo, è necessario monitorare frequentemente la composizione della miscela stessa.



**Figura 6.3.2:** Impianto di liquefazione, Ciclo Rankine inverso con refrigerante misto tratta da [22].

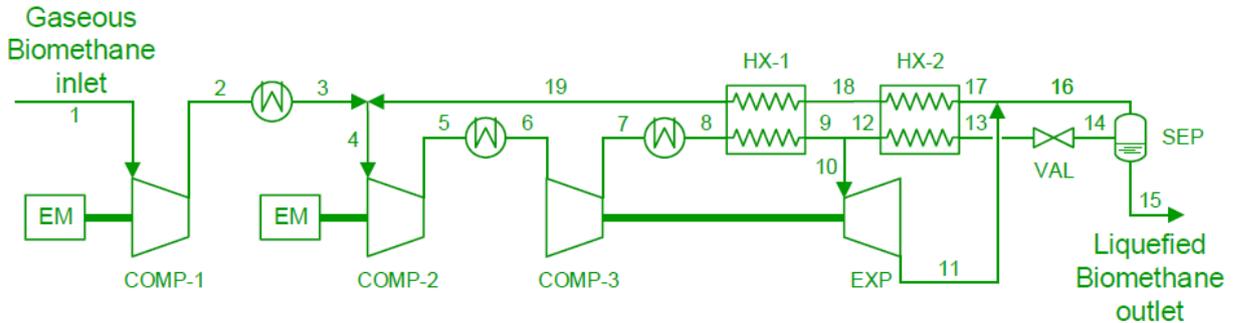
### Ciclo Claude

Il ciclo Claude combina gli effetti refrigeranti del ciclo Bryton e di Joule-Thomson e può essere aperto o chiuso. Tuttavia, verrà analizzato solo il primo caso, dove il biometano è utilizzato direttamente come refrigerante. Nel ciclo Claude di tipo chiuso, invece, può essere utilizzato una miscela di refrigeranti diversa dal biometano.

Il ciclo Claude di tipo chiuso è basato sul noto Ciclo Linde, ma con delle differenze che verranno illustrate successivamente. Come mostrato in figura 6.3.3, il fluido refrigerante utilizzato è lo stesso biometano che viene inizialmente compresso attraverso il compressore COMP-1 (portata n° 2), e, dopo essere stato raffreddato da un *after-cooler* (portata n° 3), entra nel ciclo principale. In tal punto, avviene una pre-refrigerazione e variazione di pressione dovuta alla miscelazione con la portata n° 19. In seguito, il biometano subisce due compressioni (portate n° 4 e n° 7) alternate a due refrigerazioni ad opera di due *after-cooler* (portate n° 6 e n° 8), e un pre-raffreddamento nello scambiatore HX-1. La porta n° 9 così ottenuta si divide in due rami: la portata n° 10 viene espansa e ricircolata all'interno del ciclo insieme alla portata n° 16 proveniente dal separatore SEP, mentre, la portata n° 12 si raffredda nello scambiatore

HX-2 e, dopo essere stata strozzata dalla valvola VAL (portata n° 14) raggiunge il separatore SEP dal quale viene estratto il bioLNG.

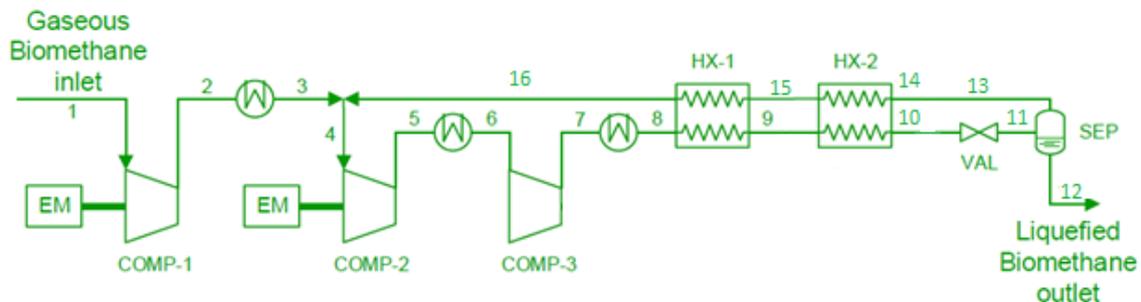
Il ciclo Claude, essendo una combinazione tra il ciclo Rankine e il ciclo Bryton, dispone di maggiori apparecchiature che incrementano i costi di investimento.



**Figura 6.3.3:** Impianto di liquefazione, Ciclo Claude tratta da [22].

### *Ciclo Linde*

Il ciclo Linde può essere ottenuto come variante del ciclo CC ottimizzandolo a partire dallo schema in figura 6.3.3, eliminando la turbina d'espansione ed uguagliando, pertanto, la pressione  $p_{11}$  alla pressione  $p_8$  e di conseguenza i costi di investimento e operativi diminuiscono. In figura 6.3.4 è rappresentata la configurazione impiantistica di un generico impianto di liquefazione basato su ciclo Linde.



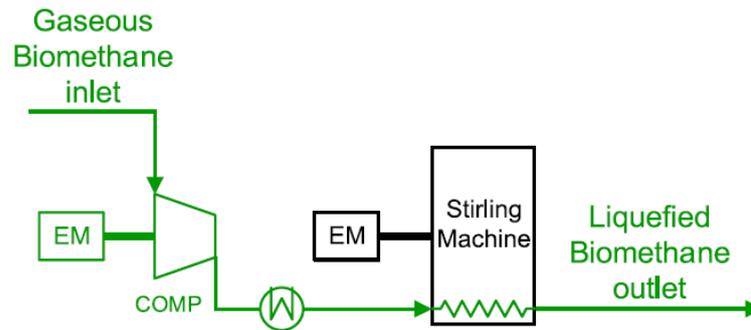
**Figura 6.3.4:** Impianto di liquefazione, Ciclo Linde tratta da [22].

### *Macchina Stirling*

La tecnologia in questione prevede l'utilizzo di un ciclo Stirling inverso in cui il fluido refrigerante è tipicamente l'elio. Il ciclo avviene all'interno di un pistone cilindrico chiuso e, nella sua versione ideale, è descritto dalle seguenti trasformazioni:

- Compressione isoterma a temperatura ambiente: il calore viene ceduto
- Raffreddamento rigenerativo a volume costante: il calore è assorbito dal rigeneratore solido
- Espansione isoterma: assorbimento del calore dall'ambiente circostante e conseguente assorbimento del calore di condensazione del biometano
- Riscaldamento rigenerativo del calore a volume costante.

Lo schema del processo è rappresentato in figura 6.3.5.



**Figura 6.3.5:** Impianto di liquefazione, Macchina Stirling tratta da [22].

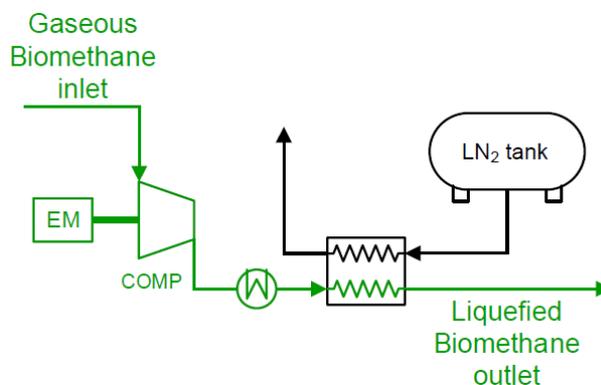
### *Liquefazione con azoto*

La liquefazione con azoto può avvenire in ciclo chiuso o ciclo aperto. Un esempio di ciclo aperto è rappresentato dalla figura 6.3.6.

Il ciclo chiuso consiste nella liquefazione tramite un processo frigorifero a ricircolo di azoto; il sistema è composto da un compressore di ricircolo, un gruppo turbina/booster, uno scambiatore a fascio tubiero e uno scambiatore “liquefattore” (cold box). Nel processo è impiegato azoto gassoso in ciclo chiuso, che viene progressivamente reintegrato a seguito delle perdite dalle tenute delle macchine vaporizzando liquido stoccato in sito (azoto di make-up).

Nel ciclo aperto, il sistema liquefa il biometano usando direttamente azoto liquido in uno scambiatore di calore controcorrente (cold box). Dopo l’evaporazione, l’azoto viene riscaldato e può essere utilizzato per alcuni servizi come il flussaggio della cold box e della torcia fredda di emergenza oppure come gas strumentale se non si dispone di aria compressa. Le frigorifiche necessarie per la liquefazione del biometano provengono dalla vaporizzazione dell’azoto liquido.

Per entrambe le tipologie di impianto è necessario prevedere un sistema di stoccaggio di azoto liquido e relative apparecchiature



**Figura 6.3.6:** Impianto di liquefazione, Vaporizzazione dell’azoto liquido tratta da [22].

## 6.4 Considerazioni tecno-economiche

In questa fase di progettazione dell'impianto non è stata individuata la tecnologia per la liquefazione del biometano. Tuttavia, è possibile scartare preliminarmente alcune soluzioni impiantistiche non ritenute idonee per la tipologia d'impianto trattato nella tesi.

Le tecnologie scartate sono le seguenti:

- Ciclo Claude
- Ciclo Rankine Inverso
- Macchina Sterling
- Vaporizzazione di azoto.

Il Ciclo Claude ha il vantaggio di utilizzare come refrigerante lo stesso biometano e non un fluido di lavoro esterno da integrare parzialmente o totalmente, risparmiando, in tal modo, sui costi operativi dell'impianto. Tuttavia, il costo d'investimento e i costi energetici, risultano essere troppo elevati per le tipologie di impianto che si vuole progettare, e, pertanto, non verrà presa in considerazione nelle fasi successive.

Il Ciclo Rankine Inverso è una tecnologia molto performante dal punto di vista del recupero termico, ma che ha lo svantaggio principale di avere una tipologia di refrigerante che necessita di avere una composizione chimica costante durante tutto il ciclo, provocando altresì un abbassamento dell'efficienza della liquefazione dell'intero processo, non ammissibile in quanto uno dei fattori di maggior ricavo dell'impianto è la vendita del bioLNG, e, per tal motivo, tale tecnologia viene scartata.

La liquefazione tramite azoto a ciclo chiuso, rispetto al ciclo aperto, è una tecnologia flessibile e affidabile, che però presenta al contempo dei costi di investimento importanti anche su piccole taglie di impianto come quella di Ambyenta, CEA ed Edison GF. I costi operativi risultano contenuti visto il basso consumo di azoto necessario alle sole operazioni di make-up. La liquefazione tramite azoto a ciclo aperto presenta un basso contributo dei costi di investimento per le poche apparecchiature da adoperare. Tuttavia, è il quantitativo elevato di azoto liquido che determina un costo di investimento complessivo non di poco conto; ciò è causato sia dal mancato ricircolo dell'azoto stesso che costringe un reintegro completo sia dalla quantità ingente di azoto adoperata per raggiungere il calore di condensazione del biometano. Tale tipologia di processo è presa in considerazione se l'azoto gassoso può essere venduto come prodotto per altre applicazioni o riutilizzato all'interno dell'impianto stesso.

La macchina sterling presenta lo svantaggio di avere un consumo energetico non di poco conto e un valore di investimento molto elevato, quindi non compatibile con la sostenibilità energetica ed economica degli impianti trattati. Inoltre, tale tecnologia non risulta essere molto competitiva sul mercato perchè ancora poco matura .

La scelta tecnologica ricadrà sulla liquefazione basata sul Ciclo Linde e Ciclo Bryton inverso, le cui caratteristiche sono messe a confronto nella tabella 6.4.1. Entrambe le tecnologie sono compatibili sia da un punto di vista dell'efficienza energetica sia da un punto di vista economico, mantenendo dei costi di investimento e operativi contenuti relativamente alla tipologia di progetti presi in esame nella tesi.

**Tabella 6.4.1:** Confronto tra Ciclo Bryton inverso e Ciclo Linde.

<b>Tecnologia</b>	<b>Vantaggi</b>	<b>Svantaggi</b>
Ciclo Bryton Inverso	Tecnologia consolidata Processo sicuro	Richiesta energetica medio-alta Necessità o disponibilità di azoto in sito o tramite autoproduzione
Ciclo Linde	Tecnologia consolidata	Richiesta energetica medio-alta Elevata pericolosità del sistema (pressioni elevate)

## CAPITOLO 7 – DAL *BROWNFIELD* AL BioLNG

Il presente capitolo ha lo scopo di illustrare gli interventi tecnici sui due impianti esistenti Ambyenta e CEA di proprietà Sersys, società del gruppo Edison, per la produzione del bioLNG e anidride carbonica liquefatta attraverso l'implementazione di:

- Sistema di Upgrading del biogas
- Liquefazione e stoccaggio del biometano
- Liquefazione e stoccaggio della CO<sub>2</sub>.

Ambyenta e CEA, come accennato al capitolo 2.1, sono impianti di trattamento anaerobico della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) in grado di produrre energia elettrica alimentando il biogas prodotto a sistemi di cogenerazione installati in impianto.

La produzione di biogas di entrambi gli impianti, attraverso gli interventi citati soprastante, verrà convertita in produzione di bioLNG con recupero, liquefazione e stoccaggio dell'anidride carbonica proveniente dalla sezione di Upgrading.

L'approccio agli interventi si basa su criteri legati a diversi che valgono indistintamente per sia per i progetti di tipo *brownfield* che *greenfield*, adottando una filosofia di progettazione che terrà in considerazione dei seguenti aspetti:

- Conformità a codici, standard, requisiti legislativi e permessi delle autorità locali
- Prescrizioni per la salute, la sicurezza e l'ambiente
- Buona prassi ingegneristica e procedure aggiornate
- Ridondanza e flessibilità di funzionamento a volumi variabili di carico
- Semplicità delle operazioni
- Garanzia dell'affidabilità e della manutenzione
- Tecnologie affidabili e di comprovata validità commerciale.

Tuttavia, la progettazione di tipo *brownfield* richiede maggiore accuratezza perché per la costruzione di nuovi impianti in sito si devono tenere in considerazione le apparecchiature esistenti che sono state progettate e dimensionate in base a dati di input e scopi diversi originariamente.

Per progettare tale tipologia di intervento, è necessario reperire la documentazione direttamente in sito effettuando controlli e verifiche delle apparecchiature presenti e svolgere valutazioni tecniche ed economiche sulle potenziali tecnologie da implementare tenendo in considerazione i vincoli impiantistici e di progettazione degli impianti esistenti che si integreranno funzionalmente con le apparecchiature di nuova installazione.

### 7.1 Impianto Ambyenta

Lo stabilimento di Ambyenta è situato in Località Cà Bianca a Zinasco (PV) e riceve rifiuti organici e biodegradabili (F.O.R.S.U.) da R.D. (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani da raccolta differenziata), producendo compost e biogas ed è stato realizzato nel 2014. In figura 7.1.1 è rappresentato l'impianto visto dall'alto.



**Figura 7.1.1:** Rappresentazione dall'alto dell'impianto Ambyenta.

### 7.1.1 Descrizione generale dell'impianto esistente

Il biogas prodotto, originato dalla fermentazione anaerobica di rifiuti organici, è impiegato per la produzione di energia elettrica mediante un cogeneratore di potenza elettrica pari a 999 kWel. L'impianto è stato autorizzato per la produzione di una potenza elettrica di 999 kWel e una potenzialità di trattamento dei rifiuti fino al quantitativo di 30.000 t/a. L'Autorizzazione Unica n.16/15 p.e. della Provincia di Pavia del 6 Luglio 2015 è il provvedimento in forza del quale l'impianto in oggetto è gestito e potrà esserlo fino all'anno 2021.

La produzione di energia elettrica del cogeneratore è completamente immessa in rete, mentre la corrispettiva produzione termica è utilizzata a sostegno della digestione della FORSU all'interno del sito stesso.

La FORSU conferita in impianto è trattata mediante un processo integrato anaerobico-aerobico basato sulle seguenti fasi:

- Digestione anaerobica ad umido in continuo (8.300 h/a) con lo scopo di ricavare energia elettrica e termica dalla combustione del biogas prodotto attraverso la digestione anaerobica
- Compostaggio aerobico del digestato per la produzione di compost di qualità
- Trattamento di depurazione biologica della frazione liquida e trattamento fisico di evaporazione prima dello scarico.

L'impianto può ricevere oltre che la FORSU anche la matrice organica, composta da sottoprodotti agroalimentari quali glicerolo o, in alternativa, da insilati, in quantitativi tali da massimizzare il rendimento del processo di digestione anaerobica e poter raggiungere una produzione di biogas tale da alimentare la sezione di cogenerazione a pieno carico.

L'impianto è in grado di utilizzare il potenziale energetico delle materie suddette, tramite processo di digestione anaerobica e recupero del biogas, sino a raggiungere una potenzialità pari a circa 10.000 Nm<sup>3</sup> di biogas al giorno.

Al termine del processo si ottengono:

- Produzione di energia elettrica e calore mediante un motore a combustione interna MWM tipo TCG 2020 V12 (cogeneratore) alimentato con il biogas (che ha un 55-60 % di metano) prodotto dalla digestione anaerobica
- Produzione di ammendante compostato misto (con caratteristiche conformi a quanto previsto dal D.Lgs 75/2010 e s.m.e i.) utilizzabile in agricoltura.

Nelle sue linee essenziali l'impianto è costituito dalle seguenti sezioni:

1. Linea matrici
  - Messa in riserva e alimentazione matrici
  - Separazione sovrvallo non biodegradabile e spremitura FORSU
  - Processo di bioessiccazione sovrvallo non biodegradabile
  - Preparazione del substrato e separazione organico fine.
2. Digestione anaerobica in reattori CSTR di tipo *wet*
3. Processo di compostaggio
  - Separazione della frazione solido/liquida del digestato
  - Messa in riserva, triturazione e miscelazione delle matrici avviate a compostaggio.
4. Linea acque
  - Gestione dei percolati
  - Equalizzazione e trattamento degli effluenti liquidi (sistema SBR)
  - Vasca di stoccaggio effluente trattato
  - Trattamento di finissaggio dell'effluente liquido.
5. Linea biogas
  - Stoccaggio e trattamento biogas: il biogas viene trattato attraverso due colonne di scrubbing a soda e acqua.
  - Cogenerazione
  - Torcia di sicurezza.
6. Linea aspirazione odori

Inoltre, risultano presenti, a corredo dei processi sopra descritti e finalizzati al buon funzionamento dell'impianto, le seguenti sezioni:

- Dosaggio prodotti chimici
- Locale quadro elettrico
- Locale caldaia.

I rifiuti che sono conferiti in impianto, sono principalmente la frazione organica del rifiuto urbano delle utenze domestiche (F.O.R.S.U.), collettato attraverso la raccolta differenziata e della frazione organica del rifiuto delle aziende alimentari o della grande distribuzione, in termini percentuali più del 90% è sempre costituito da rifiuti provenienti da cucine e mense mentre solo una percentuale irrisoria è costituita da reflui zootecnici. La planimetria dell'impianto, per una maggiore comprensione, è stata suddivisa in due figure, che sono la figura 7.1.2.1 e figura 7.1.2.2, dove:

- La line rossa indica il percorso del biogas
- La linea verde indica il percorso della frazione liquida
- La linea marrone indica il percorso del digestato
- La linea fucsia indica il percorso delle matrici.

In figura 7.1.2.3 è rappresentata la planimetria dell'intero impianto.

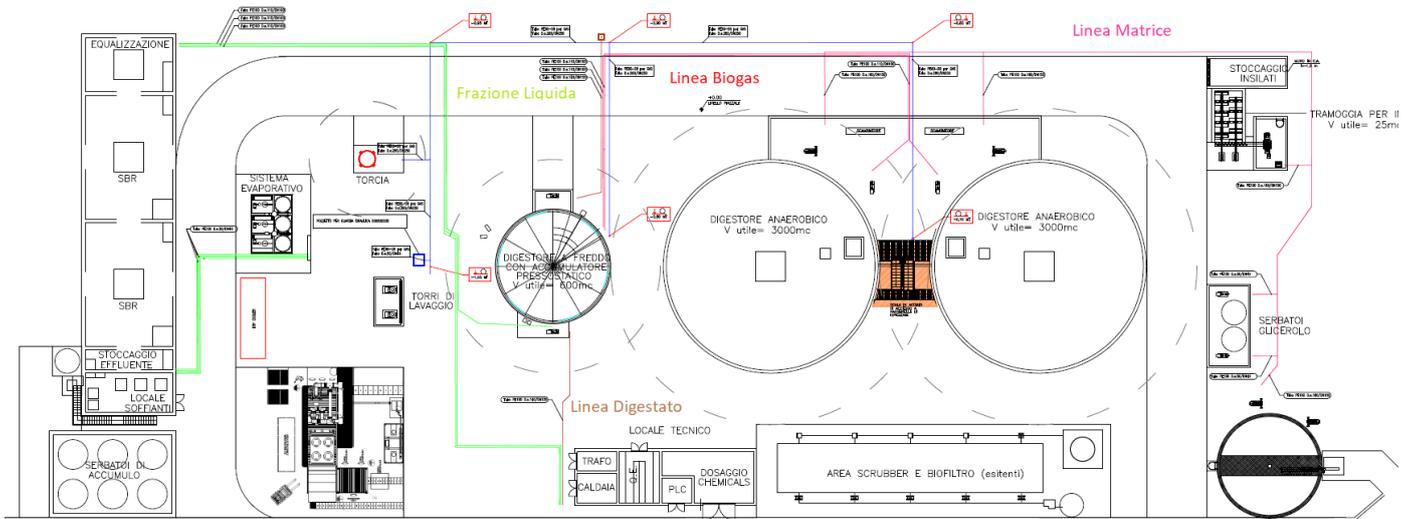


Figura 7.1.2.1: Planimetria dell'impianto Ambyenta, parte superiore.

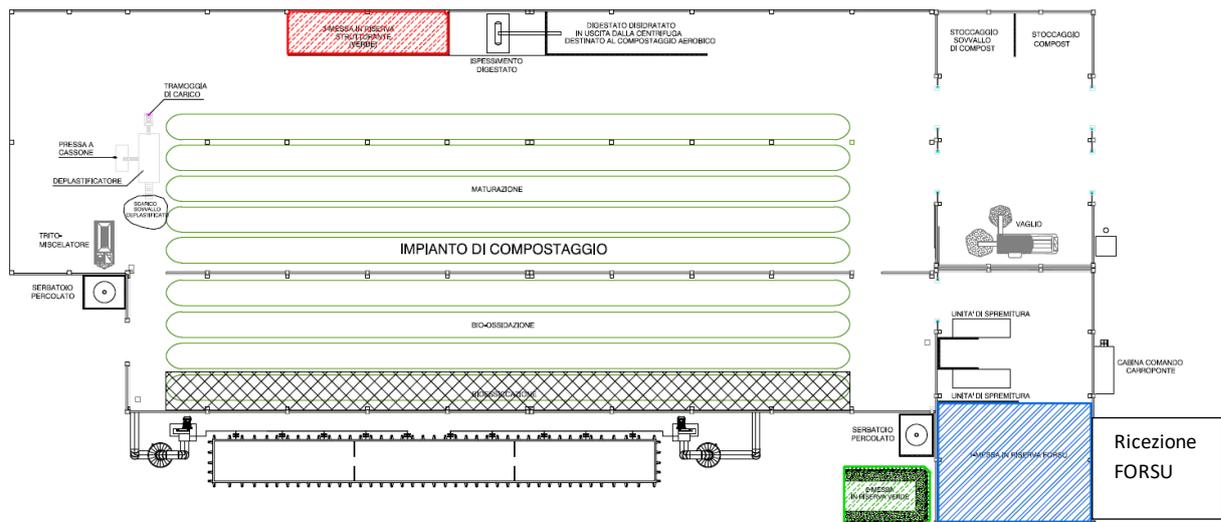
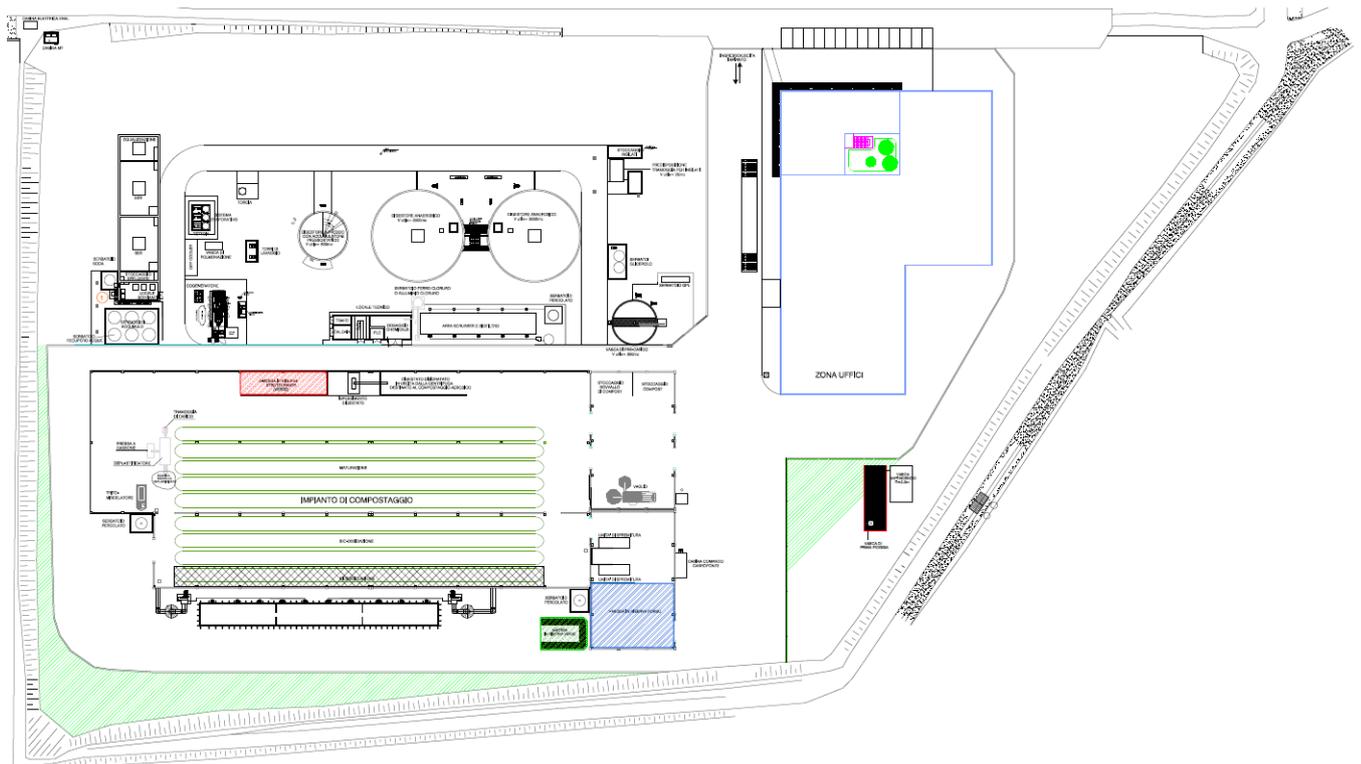


Figura 7.1.2.2: Planimetria dell'impianto Ambyenta, parte inferiore.



**Figura 7.1.2.3:** Planimetria dell'impianto Ambyenta.

### 7.1.2 Caratteristiche delle matrici in ingresso

Nel complesso tutte le tipologie in ingresso rientrano nell'elenco aggiornato delle materie prime utilizzabili negli impianti di produzione di biometano avanzato e di biocarburanti avanzati diversi dal biometano ai fini dell'accesso ai meccanismi di incentivazione di cui agli articoli 6 e 7 del Decreto (riconoscimento dell'attributo di "avanzato" al biometano o altro biocarburante prodotto) e del riconoscimento della maggiorazione di cui all'articolo 33, comma 5, del D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28, prevista dall'articolo 5, commi 5 e 6, del Decreto. A tali matrici possono essere associati anche rifiuti di provenienza agroindustriale. L'impianto potrà ammettere anche sottoprodotti agricoli definiti ai sensi dell'art. 183 del D. Lgs 152/06 nella misura del 20%. In considerazione del rapporto sbilanciato tra domanda ed offerta di questo tipo di impianti in special modo nel Sud Italia, almeno nei suoi primi 10 anni di vita l'impianto riceverà FORSU e Matrici abilitate da decreto biometano; pertanto il ciclo di processo nel suo insieme e le singole sottosezioni componenti il medesimo, pur essendo facilmente adattabili anche al processamento di alcuni sottoprodotti agricoli, saranno dimensionate e concepite per una dieta di alimentazione a FORSU.

Per il processo di tipo aerobico (compostaggio) a valle della digestione anaerobica, dovrà essere utilizzato materiale strutturante. A tal fine verranno impiegati rifiuti verdi quali potature, sfalci e raccolta fogliame; la raccolta di tali frazioni viene condotta direttamente nel luogo di produzione (aree pubbliche) oppure tramite appositi centri di raccolta dove la cittadinanza ha l'obbligo di conferirle. Altrettanto potranno essere reperite da attività agricole.

### 7.1.3 Caratteristiche del compost in uscita

Partendo da un composto digerito e stabilizzato proveniente dalla fase di digestione anaerobica, che unitamente agli scarti vegetali (materiale strutturante), verrà avviato al processo aerobico per la produzione di compost di qualità (certificabile sia ai sensi del vigente Decreto legislativo 29 aprile 2010 n. 75 in materia di produzione di fertilizzanti sia ai sensi del nuovo Regolamento(UE) 2019/1009 del 5 giugno 2019 che stabilisce le future modalità per la messa a disposizione di prodotti fertilizzanti dell'UE e le relative modalità e requisiti per la marcatura CE).

### 7.1.4 Dati di progetto

Di seguito i dati di progetto necessari per gli interventi da eseguire:

- Capacità di Trattamento Impianto: l'impianto processa 25.000 tonnellate/anno di rifiuti organici a fronte di un potenziale autorizzativo di 30.000 tonnellate
- Produzione biogas: 482 Sm<sup>3</sup>/h di biogas (55-60% biometano nel biogas)
- Potenza elettrica installata: 999 kW di potenza elettrica installata
- Potenza termica prodotta: 1048 kW termici. L'energia termica prodotta viene utilizzata per il riscaldamento dei digestori anaerobici e nei processi di trattamento del digestato
- Compost biologico prodotto: 3.000 ton/anno circa di compost di qualità.

#### *Caratteristiche del Biogas*

La composizione del biogas è stata misurata in laboratorio con i metodi richiesti dalle norme vigenti presentate al capitolo 2. Inoltre, da come si evince dalla tabella 7.1.4.1 tale composizione di biogas è in linea con i dati presenti in letteratura e risultano coerenti con la tipologia di processo biochimico, che in questo caso è la digestione anerobica della FORSU. Si vuole precisare che tali dati fanno riferimento a valori medi di campionamenti effettuati ogni sei mesi a partire dall'anno 2017, le cui analisi di laboratorio hanno evidenziato scarse fluttuazioni intorno alla composizione media, mentre la produzione oraria registrata in sito non ha subito particolari deviazioni dal suo valore nominale durante i periodi di esercizio dell'impianto.

**Tabella 7.1.4.1:** Caratteristiche biogas dell'impianto Ambyenta.

<b>Produzione oraria</b>	400 ÷ 450 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Temperatura</b>	37÷ 40 °C
<b>Metano</b>	54 %
<b>Anidride Carbonica</b>	46 %
<b>Ossigeno</b>	0,2 %
<b>Acido Solfidrico</b>	300-350 ppm

### 7.1.5 Intervento tecnico su Ambyenta

L'intervento tecnico su Ambyenta prevede l'installazione di un sistema di upgrading del biogas a biometano, un sistema di liquefazione del biometano a bioLNG con relativo serbatoio

di stoccaggio e baia di carico ed un sistema di liquefazione dell'anidride carbonica dotato anch'esso di un sistema di stoccaggio.

Dopo un'attenta valutazione dei dati di processo, si è concluso che, a supporto dei sistemi di upgrading e liquefazione, sarà installato un gasometro esterno a terra con relativo piping e automazione. Tale volume di accumulo del biogas consentirà una disconnessione idraulica con l'impianto esistente e garantirà una più efficace regolazione di portata e pressione del biogas al sistema di upgrading e più in generale ai sistemi di nuova installazione. Inoltre, verrà modificato l'approvvigionamento termico installando una pompa di calore e rimuovendo il cogeneratore dall'impianto che attualmente è alimentato con il biogas prodotto in sito, contribuendo al fabbisogno termico. La scelta di soddisfare il fabbisogno termico con la pompa di calore anziché prevedere un allaccio alla rete di distribuzione del metano per alimentare il cogeneratore esistente, nasce da una valutazione economica di massima che rende non sostenibile l'investimento relativo alla realizzazione dell'allaccio alla rete. Analogamente il mantenere l'alimentazione del cogeneratore con quota parte del biogas disponibile in sito o con il biometano prodotto avrebbe reso l'investimento dei sistemi di upgrading e liquefazione non sostenibili economicamente.

#### *Impianto di pretrattamento e upgrading*

L'impianto di upgrading di biogas a biometano è costituito dai sistemi di seguito elencati:

- *Pretrattamento.* Per la rimozione delle impurità quali acido solfidrico, ammoniaca, composti organici volatili (in funzione della quantità e tipologia delle impurità in oggetto possono essere applicate diverse tipologie di processo). Considerando che la produzione del biogas avviene per fermentazione della FORSU e la composizione del biogas misurata in sito e riportata al paragrafo 7.1, il sistema di pretrattamento sarà costituito da filtri a carboni attivi specifici per i singoli inquinanti (VOC, Silossani e H<sub>2</sub>S). Si evidenzia che l'utilizzo dei filtri a carboni attivi per la rimozione dell'acido solfidrico è vincolato ad un contenuto massimo di H<sub>2</sub>S pari a 1000 ppm, dove la concentrazione di 200/300 ppm costituisce il punto di ottimizzazione tra i costi di investimento e operativi per i carboni attivi.
- *Upgrading per la separazione del biometano dell'off-gas.* Il processo selezionato è basato su un processo a membrane selettive per i diversi componenti del biometano. In particolare, le membrane per l'upgrading del biogas sono costituite da materiali permeabili all'anidride carbonica, acqua e ammoniaca, all'acido solfidrico, all'ossigeno e all'azoto mentre il metano è permeabile in misura molto ridotta.

Le motivazioni relative alla scelta tecnologica del sistema di upgrading e di pretrattamento sono riportate al capitolo 5.

#### *Liquefazione biometano*

L'impianto di liquefazione del biometano è costituito dai sistemi di seguito elencati:

- *Purificazione biometano propedeutica alla liquefazione.* Lo scopo del sistema è rimuovere l'anidride carbonica, ancora presente nel biometano dopo il trattamento di upgrading (in concentrazioni variabili dallo 0,5% fino al 1%) fino al valore di 50 ppm, affinché il metano trattato possa essere liquefatto. Il sistema è anche in grado di rimuovere l'acqua eventualmente presente nel biometano, anche se negli impianti di upgrading basati su membrane l'acqua è normalmente

assente. Sia l'acqua che la CO<sub>2</sub> devono essere rimossi per evitare danni al sistema di liquefazione, poiché potrebbero solidificarsi alle basse temperature richieste per la liquefazione del GNL e causare rotture catastrofiche nelle apparecchiature. Il processo di purificazione del biometano si basa su adsorbimento fisico su zeoliti e rigenerazione degli stessi ad alta temperatura. L'impianto è costituito da due o tre colonne che ospitano il materiale adsorbente ed operano con un ciclo temporale prestabilito, in accordo alle di adsorbimento della CO<sub>2</sub> e purificazione del biometano, rigenerazione della colonna. con rimozione della CO<sub>2</sub> e raffreddamento della colonna rigenerata.

- *Liquefazione biometano.* Il biometano sarà liquefatto mediante un opportuno processo frigorifero alla pressione massima di 3 barg. La tecnologia di liquefazione ritenuta più idonea al progetto sarà selezionata ottimizzando i costi di investimento e di gestione degli impianti in funzione al dimensionamento degli stessi. Le possibili scelte relative alla tecnologia del sistema di liquefazione del biometano sono riportate al capitolo 6.
- *Liquefazione CO<sub>2</sub>:* L'off-gas, ricco di CO<sub>2</sub>, proveniente dal processo di upgrading del biogas, è inviato ad un'unità di liquefazione per il recupero della CO<sub>2</sub>. Il flusso di off-gas viene compresso e trattato in un essiccatore (setaccio molecolare) per rimuovere completamente l'umidità. Il gas viene successivamente inviato al liquefattore di CO<sub>2</sub>; tracce di gas non condensabili ancora presenti come ossigeno, metano e azoto restano gassose e possono essere utilizzate ad esempio per la rigenerazione dell'essiccatore. La CO<sub>2</sub> liquida pura fluisce quindi in uno o più serbatoi di stoccaggio coibentati.

La produzione e le caratteristiche biometano, del bioLNG e dell'anidride carbonica liquida attese dovranno avere caratteristiche tali da rispettare i limiti legislativi descritti al capitolo 2, e pertanto saranno identificate come garanzie tecniche che i fornitori dovranno rispettare nel progettare le specifiche sezioni. In tabella 7.1.4.2 sono rappresentate le caratteristiche dei prodotti che si devono ottenere dalle specifiche sezioni di Upgrading e Liquefazione.

**Tabella 7.1.4.2:** Caratteristiche dei prodotti per Ambyenta.

<b>Biometano</b>		
	<b>Min</b>	<b>Max</b>
Temperatura	10 °C	35 °C
Pressione	6 barg	14 barg
Portata	250 Nm <sup>3</sup> /h	350 Nm <sup>3</sup> /h
CH <sub>4</sub>	97%	-
N <sub>2</sub>	-	0,9%
O <sub>2</sub>	-	0,1%
CO <sub>2</sub>	-	2%
H <sub>2</sub> S	-	-
<b>BioLNG</b>		
	<b>Min</b>	<b>Max</b>
Temperatura	-146 °C	-141 °C
Pressione	2 barg	3 barg
Portata	180 Nm <sup>3</sup> /h	252 Nm <sup>3</sup> /h
CH <sub>4</sub>	99 %	-
N <sub>2</sub>	-	0,5 %
O <sub>2</sub>	-	0,3 %
CO <sub>2</sub>	-	50 ppm
H <sub>2</sub> S	-	-
<b>Anidride Carbonica Liquida</b>		
	<b>Min</b>	<b>Max</b>
Temperatura	10 °C	35 °C
Pressione	0 barg	0,5 barg
Portata	In funzione del minimo carico dell'upgrading	300 Nm <sup>3</sup> /h
CH <sub>4</sub>	-	0,5%
N <sub>2</sub>	-	0,2%
O <sub>2</sub>	-	0,3%
CO <sub>2</sub>	99%	-
H <sub>2</sub> S	-	-

*Stoccaggio e caricamento bioLNG*

Il sistema è costituito da:

- Un tank criogenici per stoccaggio bioLNG
- Una pompa criogenica per caricamento delle autocisterne e vari accessori di sicurezza e misura oltre ad un proprio pannello di controllo
- Tubazioni flessibili per il collegamento della pompa all'autocisterna
- Baia di carico autocisterne completa di sistema di recupero gas da autocisterna.

Il serbatoio sarà montato su platea di cemento in posizione verticale e connesso con la pompa di caricamento autobotte per mezzo di tubazioni criogeniche. Tale serbatoio potrà stoccare un quantitativo di bioLNG inferiore alle 50 tonnellate. In questo modo l'impianto non sarà soggetto al decreto legislativo n° 105 del 26 giugno 2015 (direttiva Seveso).

#### *Vincoli del sito*

Gli interventi tecnici da eseguire sull'impianto di Zinasco devo tenere in considerazione gli aspetti normativi, imprescindibili per lo sviluppo dell'intero progetto, come le distanze di sicurezza da mantenere. Inoltre, tenuto conto delle norme da rispettare, la collocazione delle nuove apparecchiature viene determinata da dagli ingombri presenti nello stabilimento.

#### *Distanze di sicurezza secondo normativa prevenzione incendi*

La normativa applicabile come prevenzione incendi per gli impianti di digestione FORSU completi di un impianto di upgrading del biogas per la produzione di biometano e la successiva liquefazione del biometano a bioLNG è la seguente:

- Decreto del Ministero dell'Interno 3 febbraio 2016: Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dei depositi di gas naturale con densità non superiore a 0,8 e dei depositi di biogas e per l'impianto di upgrading.
- Nota tecnica del Ministero dell'Interno n.ro 5870/2015. Guida tecnica ed atti di indirizzo per la redazione dei progetti di prevenzione incendi relativi ad impianti di distribuzione di tipo l-gnl, l-gnc e l-gnc/gnl per autotrazione per la sezione di liquefazione e stoccaggio del bioLNG.

Si precisa che tale normativa è successiva rispetto all'autorizzazione dell'impianto attuale datata 2011.

In base alle suddette normative si configurano come elementi pericolosi:

- Il sistema di compressione del sistema di upgrading ed in generale tutto il sistema di upgrading considerato come serbatoi a media pressione
- Serbatoio/i criogenici
- I punti di riempimento
- Pompe adibite al riempimento dei serbatoi fissi.

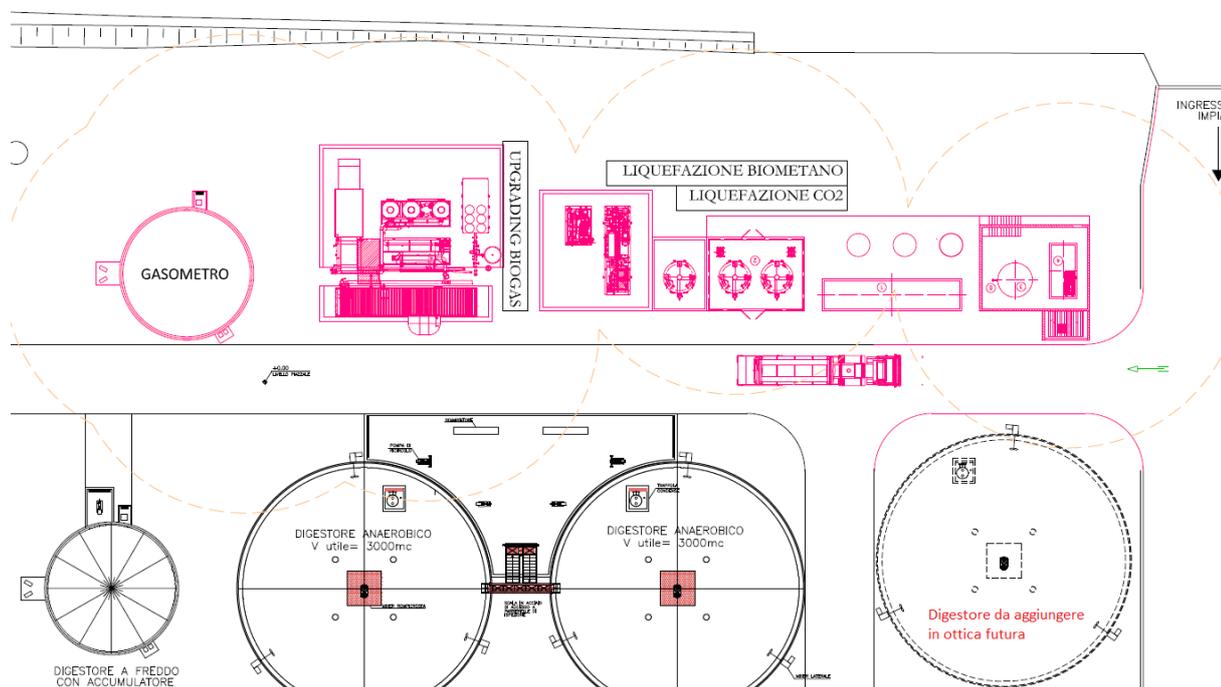
Le normative, oltre a definire gli elementi pericolosi, definiscono anche le distanze di sicurezza da prevedere in sito, come di seguito riportate.

- Distanza di sicurezza esterna pari a 30 metri
- Distanza di sicurezza interna pari a 15 metri
- Distanza di protezione pari a 30 metri (considerando un ipotetico recettore sensibile al perimetro del sito).

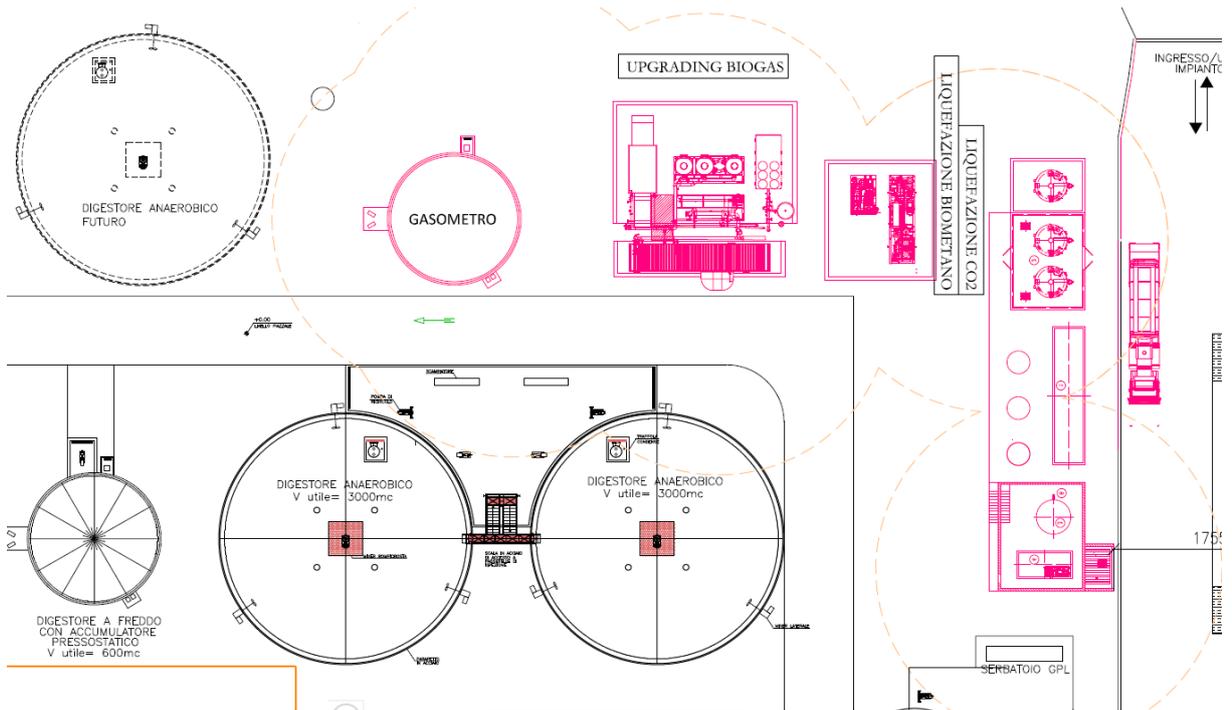
Resta inteso che tali distanze possono essere ridotte del 50% tramite l'installazione di barriere di confinamento in cemento armato. Inoltre, per consentire l'intervento dei mezzi di soccorso dei Vigili del fuoco deve essere previsto almeno un accesso all'area del sito con i seguenti requisiti minimi:

- Larghezza: 3.50 m
- Altezza libera: 4 m
- Raggio di volta: 13 m
- Pendenza: non superiore al 10%
- Resistenza al carico: almeno 20 tonnellate (8 sull'asse anteriore e 12 sull'asse posteriore: passo 4 m).

In seguito all'analisi svolta sulle normative attualmente in vigore, sono state ipotizzate due possibili soluzioni. In figura 7.1.5.1 e in figura 7.1.5.2 sono state riportate in planimetria le apparecchiature previste per l'installazione del sistema di upgrading del biogas, liquefazione del biometano, stoccaggio e caricamento del bioLNG



**Figura 7.1.5.1:** Proposta di modifica per Ambyenta, numero 1.



**Figura 7.1.5.2:** Proposta di modifica per Ambyenta, numero 2.

## 7.2 Impianto CEA

Lo stabilimento C.E.A Spa (consorzio Energie Alternative) è situato in Località Sanganiello a Caivano (NA) e riceve rifiuti organici e biodegradabili F.O.R.S.U. (frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani da raccolta differenziata), producendo compost e biogas ed è stato realizzato nel 2011. In figura 7.2.1 è rappresentato l'impianto visto dall'alto.



**Figura 7.2.1:** Rappresentazione dall'alto dell'impianto CEA.

### 7.2.1 Descrizione generale dell'impianto esistente

L'impianto biogas CEA è stato realizzato per la produzione di energia elettrica da biogas prodotto dalla fermentazione anaerobica di rifiuti organici. La produzione elettrica è resa possibile alimentando il biogas prodotto in impianto a due cogeneratori da circa 500 kW ciascuno. L'impianto in oggetto è stato autorizzato per una potenza elettrica di 998 kW<sub>el</sub> e una potenzialità di trattamento della frazione umida dei rifiuti solidi urbani (FORSU) fino al quantitativo di 36.000 t/anno. Il Decreto Dirigenziale della Regione Campania n° 80 del 11 Settembre 2015 è il provvedimento in forza del quale l'impianto in oggetto è gestito e potrà esserlo fino al 10 Settembre 2025.

La FORSU conferita in impianto è trattata mediante un processo integrato anaerobico-aerobico basato sulle seguenti fasi:

- Digestione anaerobica (in assenza di ossigeno) della FORSU e produzione di biogas con un'elevata concentrazione di metano (circa il 58-60%) con un sistema di digestore modulari a secco - *Dry Batch Fermentation* (ore di funzionamento pari a 7.138 h/a consuntivo 2018)

- Affinamento aerobico (in presenza di ossigeno) del prodotto della digestione anaerobica (digestato) mediante una prima fase di ossidazione intensiva in corsie areate ed una seconda fase di stabilizzazione aerobica.

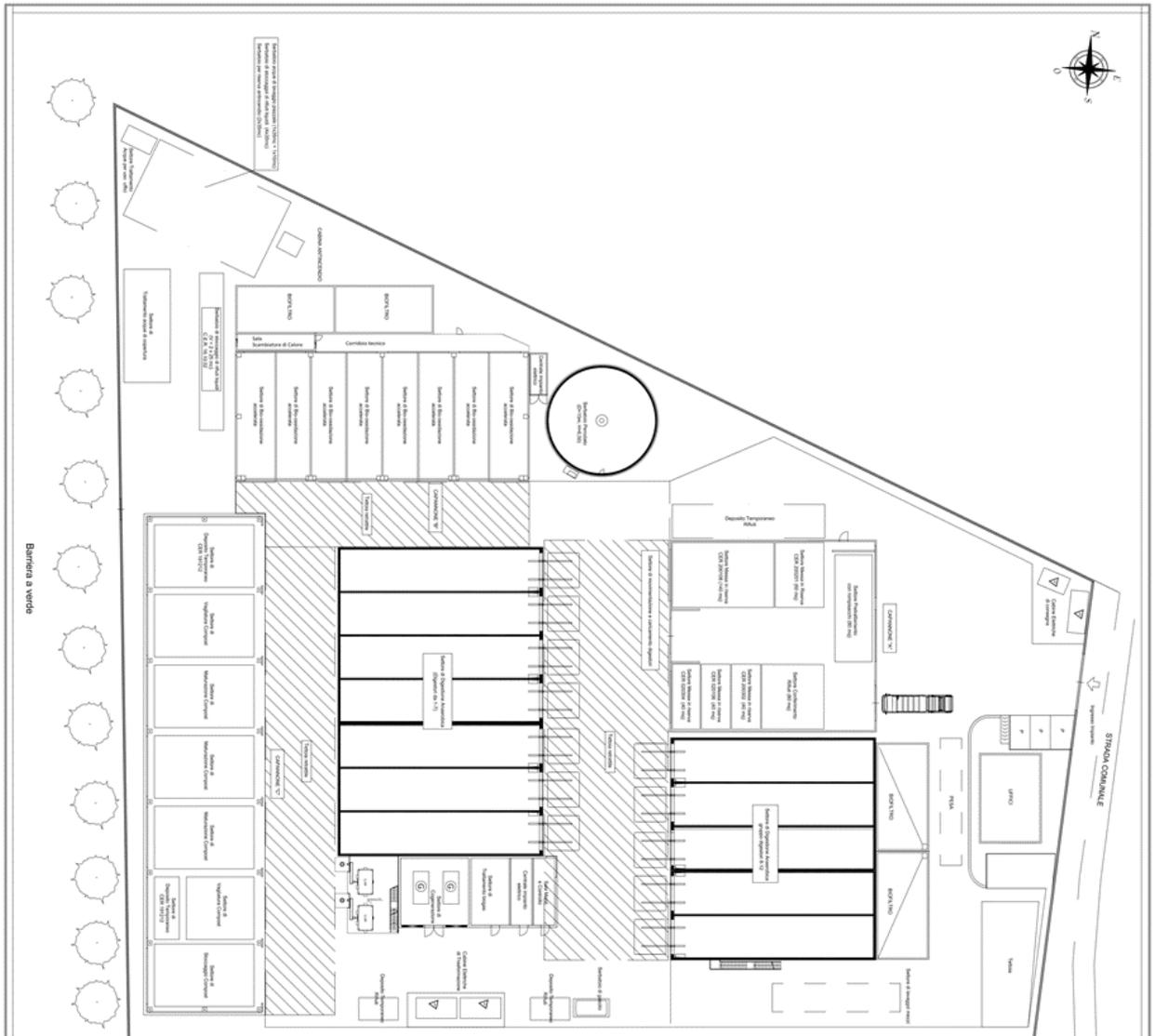
Al termine del processo si ottengono:

- Produzione di energia elettrica e calore mediante motori a combustione interna (cogeneratori) alimentati con il biogas (che ha un 58-60% di metano) prodotto dalla digestione anaerobica;
- Produzione di ammendante compostato misto (con caratteristiche conformi a quanto previsto dal D.Lgs 75/2010 e s.m.e i.) utilizzabile in agricoltura.

Nelle sue linee essenziali l'impianto è costituito dalle seguenti sezioni:

1. Linea Matrici
  - Area di scarico matrici
  - Area di carico
  - Pretrattamento matrici.
2. Digestione anaerobica e stoccaggio biogas
3. Trattamento e pulizia del biogas: deumidificazione e trattamento biogas costituita da un chiller e da un filtro a carboni attivi
4. Cogenerazione e recupero termico
5. Trattamento aerobico e stabilizzazione
6. Impianto fotovoltaico
7. Trattamento aria.

In figura 7.2.1 è rappresentata la planimetria dell'impianto CEA.



**Figura 7.2.1:** Planimetria dell’impianto CEA.

### 7.2.2 Caratteristiche delle matrici in ingresso

Nel complesso tutte le tipologie in ingresso rientrano nell’elenco aggiornato delle materie prime utilizzabili negli impianti di produzione di biometano avanzato e di biocarburanti avanzati diversi dal biometano ai fini dell’accesso ai meccanismi di incentivazione di cui agli articoli 6 e 7 del Decreto (riconoscimento dell’attributo di “avanzato” al biometano o altro biocarburante prodotto) e del riconoscimento della maggiorazione di cui all’articolo 33, comma 5, del D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28, prevista dall’articolo 5, commi 5 e 6, del Decreto. A tali matrici possono essere associati anche rifiuti di provenienza agroindustriale. L’impianto potrà ammettere anche sottoprodotti agricoli definiti ai sensi dell’art. 183 del D. Lgs 152/06 nella misura del 20%. Il ciclo di processo nel suo insieme e le singole sottosezioni componenti il medesimo, pur essendo facilmente adattabili anche al processamento di alcuni sottoprodotti agricoli, saranno dimensionate e concepite per una dieta di alimentazione a FORSU.

### 7.2.3 Caratteristiche del compost d'uscita

Partendo da un composto digerito e stabilizzato proveniente dalla fase di digestione anaerobica, che unitamente agli scarti vegetali (materiale strutturante), il substrato è avviato al processo aerobico per la produzione di un compost di qualità certificabile sia ai sensi del vigente Decreto legislativo 29 aprile 2010 n. 75 in materia di produzione di fertilizzanti sia ai sensi del nuovo Regolamento(UE) 2019/1009 del 5 giugno 2019 che stabilisce le future modalità per la messa a disposizione di prodotti fertilizzanti dell'UE e le relative modalità e requisiti per la marcatura CE. La produzione di compost di qualità è relativamente variabile e si aggira intorno al 5-10% del totale in input all'impianto.

### 7.2.4 Dati di progetto

Di seguito i dati di progetto necessari per gli interventi da eseguire:

- Capacità di Trattamento Impianto: l'impianto processa 30.000 tonnellate/anno di rifiuti organici (pari a circa 98 Nm<sup>3</sup>/t di FORSU), di cui il 20% di sfalci di potatura ed il restante 80% di scarti biodegradabili di cucine e mense, a fronte di un potenziale autorizzativo di 36.000 tonnellate
- Produzione biogas: massimo 500 Nm<sup>3</sup>/h di biogas (58-60% biometano nel biogas ad una temperatura di 35-40 °C)
- Potenza elettrica installata: 998 kW di potenza elettrica installata con due cogeneratori di potenza elettrica di 499 kW ciascuno. In sito è installato inoltre un impianto fotovoltaico da 200 kW progettato primariamente per alimentare le utenze dell'impianto ed eventualmente esportare la potenza elettrica prodotta in rete.
- Potenza termica prodotta: 245 kW termici medi in un anno. L'energia termica prodotta viene utilizzata per il riscaldamento dei digestori anaerobici e nei processi di trattamento del digestato.
- Compost biologico prodotto: 3.000 ton/anno circa di compost di qualità.

Inoltre, il digestore anaerobico di batch necessita di un sistema di gestione periodico per le fasi di avvio e spegnimento. Tali procedure prevedono il lavaggio dei fermentatori al termine della digestione stessa e prima dell'apertura dei digestori al fine di evitare l'ingresso in un ambiente chiuso saturo di biogas. Di seguito sono descritte le fasi di apertura e chiusura del digestore.

#### *Fase Apertura Fermentatore*

1. Per la durata delle prime tre ore i fumi di scarico vengono iniettati nel fermentatore e la miscela Fumi/biogas viene avviata alla torcia
2. Per le successive tre ore la miscela fumi/biogas (ormai povera di CH<sub>4</sub>) viene avviata al camino di scarico.

#### *Fase Chiusura Fermentatore*

1. Per la durata di tre ore dopo la chiusura, i fumi di scarico vengono iniettati nel fermentatore e la miscela fumi/biogas viene avviata al camino di scarico.

### *Caratteristiche del Biogas*

La composizione del biogas è stata misurata in laboratorio con i metodi richiesti dalle norme vigenti presentate al capitolo 2. Inoltre, da come si evince dalla tabella 7.2.4.1 tale composizione di biogas è in linea con i dati presenti in letteratura e risultano coerenti con la tipologia di processo biochimico, che in questo caso è la digestione anaerobica della FORSU. Si vuole precisare che tali dati fanno riferimento a valori medi di campionamenti effettuati ogni sei mesi a partire dall'anno 2013. Inoltre, rispetto all'impianto Ambyenta, la portata del biogas e la composizione del biogas sono affetti da fluttuazione per via della natura discontinua del processo di digestione anaerobica e, pertanto, verrà dato un intervallo di produzione più ampio registrato in sito.

**Tabella 7.2.4.1:** Caratteristiche biogas impianto CEA.

<b>Produzione oraria</b>	190 Nm <sup>3</sup> /h ÷ 550 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Temperatura</b>	15 °C ÷ 40 °C
<b>Metano</b>	50 ÷ 60 %
<b>Anidride Carbonica</b>	50 ÷ 40 %
<b>Ossigeno</b>	0,2 %
<b>Acido Solfidrico</b>	100-350 ppm

### 7.2.5 Intervento tecnico su CEA

L'intervento tecnico su CEA prevede l'installazione di un sistema di pretrattamento e upgrading del biogas, sistema di liquefazione del biometano a bioLNG con relativo serbatoio di stoccaggio e baia di carico ed un sistema di liquefazione dell'anidride carbonica dotato anch'esso di un sistema di stoccaggio. Le tecnologie selezionate sono le medesime di quelle trattate e menzionate per il progetto Ambyenta, i cui dettagli sono descritti al paragrafo 7.1.5.

La produzione e le caratteristiche biometano, del bioLNG e dell'anidride carbonica liquida attese dovranno avere caratteristiche tali da rispettare i limiti legislativi descritti al capitolo 2, e pertanto saranno identificate come garanzie tecniche che i fornitori dovranno rispettare nel progettare le specifiche sezioni, le cui caratteristiche sono le medesime dello stabilimento di Ambyenta, riportate al paragrafo 7.1.4.

Come già anticipato, attualmente, i cogeneratori esistenti sono alimentati a biogas e svolgono due servizi essenziali al funzionamento dell'impianto di digestione:

- Soddisfano il fabbisogno termico dei digestori mediante la fornitura di acqua calda
- I fumi di combustione sono utilizzati come fluido di lavaggio dei fermentatori al termine della digestione prima dell'apertura dei fermentatori stessi, essendo questi reattori di tipo batch.

Dato l'utilizzo dei fumi di combustione del cogeneratore e la vicinanza della rete di distribuzione del metano fossile al sito che rende sostenibile il costo di investimento per la realizzazione di un allaccio alla rete e della relativa cabina gas di consegna, si è deciso di mantenere i cogeneratori esistenti alimentandoli a gas naturale fossile. Perciò, dovrà essere realizzata una nuova cabina gas di consegna.

Per tale ragione, dovranno revisionati i combustori dei motori dei cogeneratori e il sistema di trattamento fumi a seguito della modifica del combustibile alimentato (da biogas a gas naturale fossile).

Inoltre, considerando il nuovo assetto impiantistico, il sito, dal punto di vista di fabbisogno elettrico, termico e di utilizzo dei fumi del cogeneratore per il lavaggio dei fermentatori, può essere servito da un solo cogeneratore. Infatti, da una prima analisi dei fabbisogni elettrici in seguito all'installazione dei nuovi sistemi, si prevede che il consumo elettrico delle utenze interne al sito sia pari a circa 540 kWe, così come per i fabbisogni termici e per l'utilizzo dei fumi per il lavaggio dei fermentatori.

Dai dati preliminari inviati dal sito risulta una pressione del digestore intorno ai 30 mbarg e, considerando i dati del motore del compressore, si ritiene che la portata di fumi elaborata dalla soffiante sia inferiore a metà di quella generata da un solo cogeneratore. Considerando che, la portata della soffiante pari a circa 1050 kg/h, contro i circa 2600 kg/h generati da un cogeneratore si può ragionevolmente assumere che per il lavaggio dei fermentatori siano sufficienti i fumi di un solo cogeneratore. Inoltre, dai dati tecnici reperiti in sito, risulterebbe una pressione a monte del fermentatore più che maggiore anche adoperando un solo cogeneratore e considerando le eventuali perdite di carico ritenute comunque trascurabili. Resta inteso che i dati raccolti in campo e le ipotesi considerate, saranno verificate in sito mediante campagne misure dedicate, verificando i valori di pressione e portata dei fumi lasciando in funzione un solo cogeneratore. In sintesi, nel nuovo assetto impiantistico, funzionerà un solo cogeneratore alimentato a gas naturale di rete, mentre il secondo rimarrà di riserva.

Le considerazioni sui vincoli del sito, sulle distanze da rispettare e sulle motivazioni tecnologiche per l'upgrading del biogas e per la liquefazione sono analoghe a quelle dello stabilimento di Ambyenta descritte al paragrafo 7.1.5.

In sintesi, in seguito all'analisi svolta sulla normativa attualmente in vigore, non è possibile installare nessuno dei sistemi previsti all'interno del sito per mancanza delle distanze di sicurezza. Per questa ragione si procederà all'acquisto del terreno limitrofo allo stabilimento e, per tanto, in figura 7.2.5.1 sono state riportate in planimetria e nell'ipotetico spazio limitrofo le apparecchiature previste per l'installazione del sistema di upgrading del biogas, liquefazione del biometano, stoccaggio e caricamento del bioLNG.

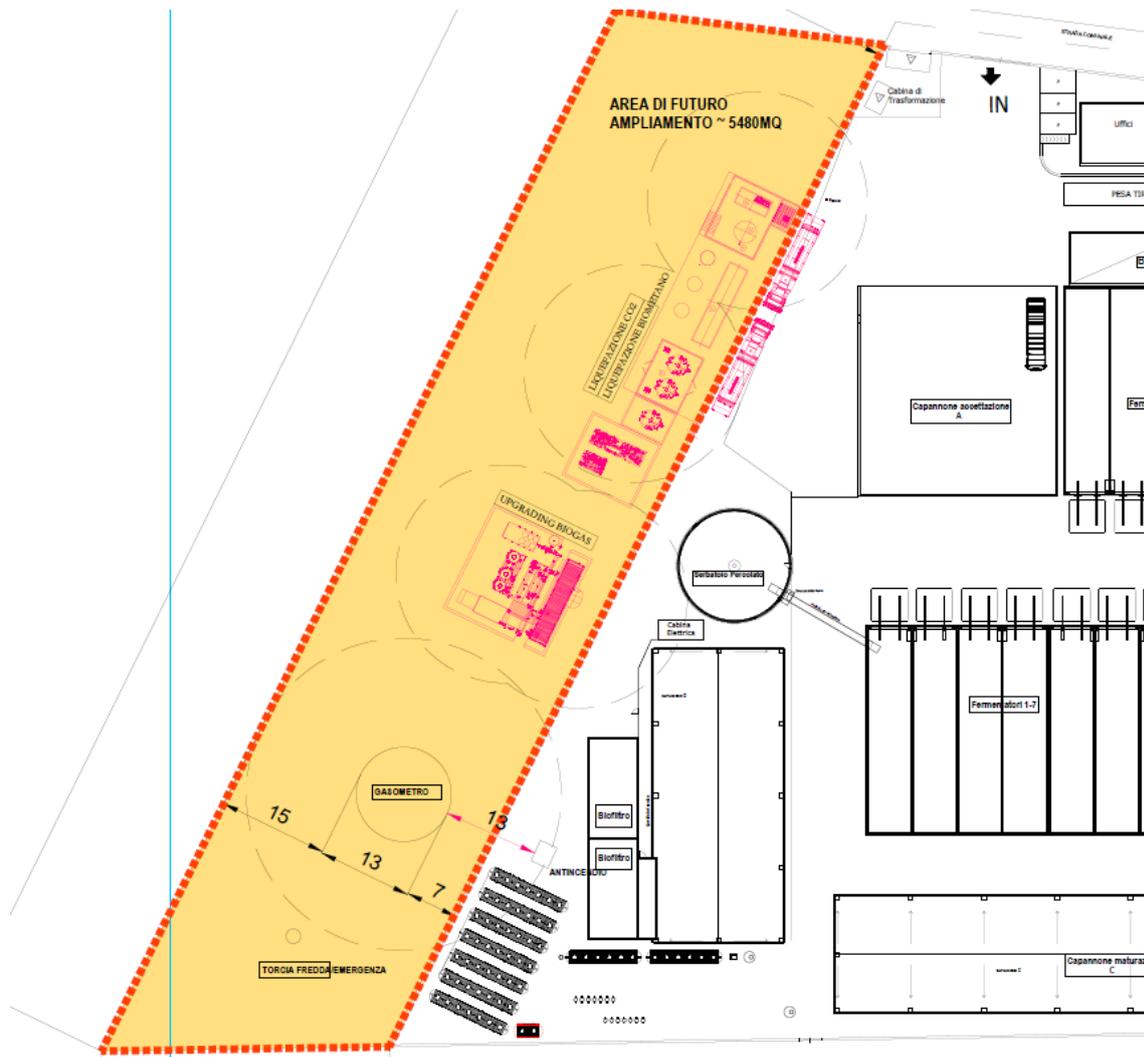


Figura 7.2.5.1: Proposta di modifica per CEA.



## CAPITOLO 8 – DAL *GREENFIELD* AL BioLNG

Nel presente capitolo verranno analizzate nel dettaglio i processi e le tecnologie selezionate nella fase di progettazione per l'impianto Edison GF. Tale impianto verrà gestito da una società di scopo del gruppo Edison con il fine gestire il progetto di Edison GF i cui costi di finanziamento saranno divisi equamente tra le due società. I dettagli per la tale progettazione industriale verranno illustrati nel capitolo 10 del presente lavoro di tesi.

Le scelte impiantistiche, adottate per tale progetto di tipo *greenfield* di seguito descritte, hanno come scopo l'ottimizzazione della produzione di biometano liquefatto mediante purificazione del biogas ottenuto da digestione anaerobica della F.O.R.S.U. (Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano), materia prima derivante dalla raccolta differenziata e da ramaglie e potature provenienti dalla manutenzione del verde. La potenzialità complessiva di massa dell'impianto è di 110.000 t/anno di cui:

- 90.000 t/anno di rifiuti organici principalmente costituiti da FORSU
- 20.000 t/anno di Verde (Ramaglie, potature, manutenzione del paesaggio, ecc.).

Tale capitolo vuole avere lo scopo di illustrare e descrivere il funzionamento dell'impianto a livello progettuale e, per tal motivo, ne verrà data una visione sommaria riportando i dati ricavati dai bilanci di materia e di energia elaborati nel capitolo 9.

### 8.1 *Descrizione dell'impianto*

#### 8.1.1 Stato di progetto

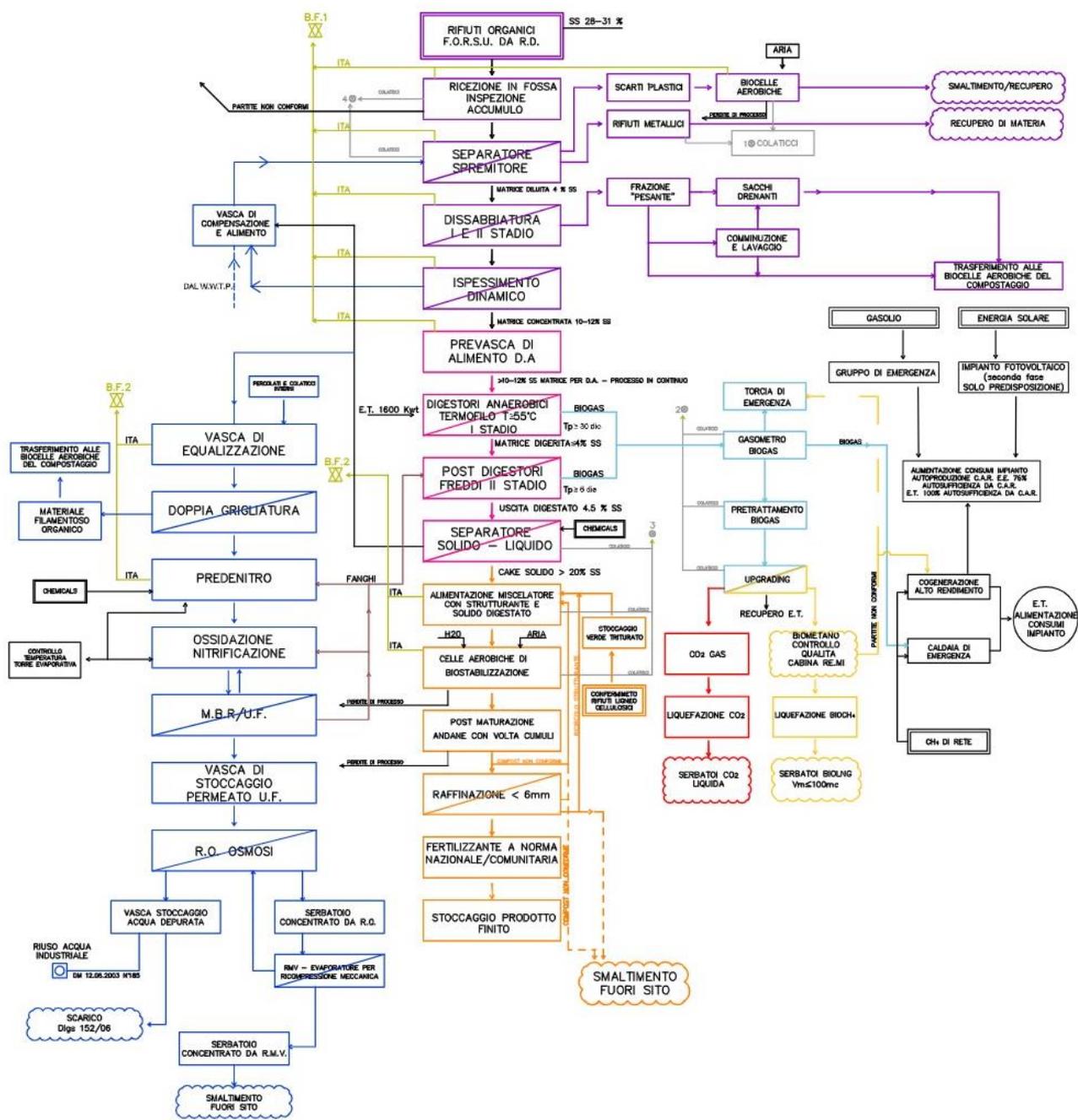
Il processo industriale in questione risulta completo in tutte le sue parti poiché rispetta a pieno i dettami della economia circolare, infatti si è in grado di produrre, mediante l'utilizzo delle migliori tecnologie presenti oggi sul mercato, bioLNG, CO<sub>2</sub> liquida e fertilizzante commercializzabile (ammendante compostato) minimizzando l'impatto nell'ambiente e prevenendo specifiche sezioni per la depurazione di tutti i reflui, i trattamenti delle arie esauste, la minimizzazione degli scarti, gestendo il consumo potenza elettrica con autosufficienza energetica ed utilizzando, con elevati rendimenti di trasformazione, le fonti energetiche tradizionali e rinnovabili. L'impianto può produrre, a partire da rifiuti organici, le seguenti materie prime secondo i dettami dell'End of Waste:

- Biogas dal quale ottenere, tramite sistema di Upgrading, biometano che sarà liquefatto a BioLNG e prelevato tramite autocisterna per essere destinato all'autotrazione ai sensi del DM 02.03.2018
- Anidride carbonica liquida da cedere alle società operanti nel settore della fornitura di gas criogenici per uso industriale/alimentare
- Fertilizzante di qualità definito dalla normativa italiana e/o comunitaria che sarà certificato e commercializzabile.

Il processo di digestione anaerobica seguito da un processo aerobico, si configura come una "unità integrata di gestione del rifiuto" che permette il contestuale recupero di materia, come ammendante compostato, e di energia con produzione di biometano. Il processo integrato con

un primo step anaerobico trasforma infatti in biogas la sostanza organica volatile che, in un processo esclusivamente aerobico, sarebbe in massima parte destinata ad ossidarsi a CO<sub>2</sub> e a disperdersi in atmosfera, e preserva il valore agronomico della restante quota di carbonio organico trasformandolo in ammendante compostato. La produzione della CO<sub>2</sub> liquida evita, nell'ambito di una moderna e responsabile politica ambientale finalizzata alla limitazione delle emissioni dei gas climalteranti, la sua dispersione in atmosfera e dà luogo ad un prodotto (CO<sub>2</sub> liquida) indirizzabile ad altri cicli industriali. La Direttiva 96/61/EC sulla prevenzione e controllo integrati dell'inquinamento, comunemente denominata "Direttiva IPPC" stabilisce i principi e gli obblighi base cui le installazioni industriali, sia nuove, sia esistenti devono attenersi per prevenire e ridurre l'inquinamento; in particolare ciò implica l'uso delle "migliori tecniche disponibili" (Best Available Technology - BAT). Queste individuano per la gestione dei rifiuti organici, l'interazione tra trattamento Anaerobico (a monte) e il trattamento Aerobico (a valle) e, l'unione dei due, porterebbe notevoli vantaggi energetici, ambientali e di processo. Da un punto di vista Ambientale (efficienza energetica e bassa emissione di gas climalteranti) lo schema di processo, mostrato in figura 8.1.1.1, risulta nettamente favorevole rispetto agli altri sistemi utilizzabili per il trattamento e recupero della FORSU.

## SCHEMA DI PROCESSO



### LEGENDA

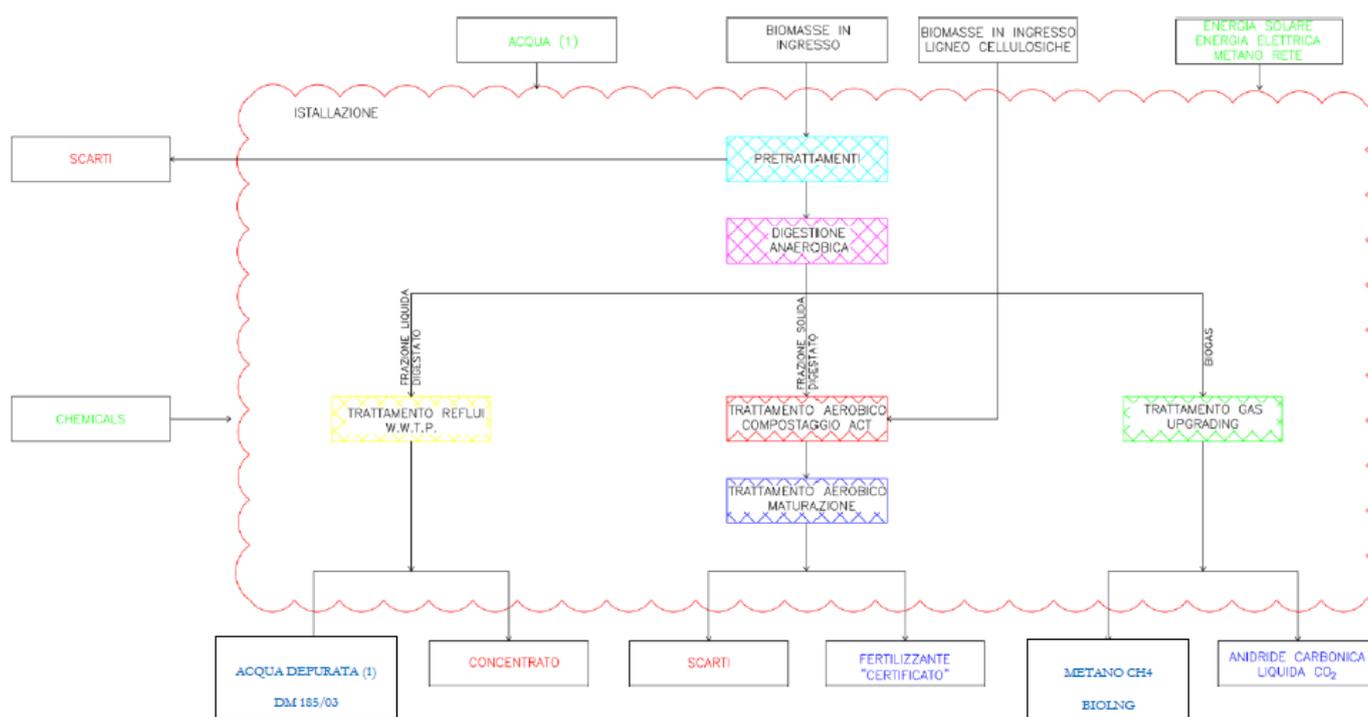
— FORSU	ITA — IMPIANTO TRATTAMENTO ARIA
— DIGESTIONE ANAEROBICA	RMV — EVAPORAZIONE PER RICOMPRESIONE MECCANICA
— BIOGAS	RO — REVERSE OSMOSIS (OSMOSI INVERSA)
— BIOMETANO	B.F. — BIOFILTRO
— ANIDRIDE CARBONICA	D.A. — DIGESTIONE ANAEROBICA
— COMPOST	E.E. — ENERGIA ELETTRICA
— LINEA TRATT ACQUA	E.T. — ENERGIA TERMICA
— SCARTI	MBR — MEMBRANE BIOLOGICO A MEMBRANA
— ARIE ESAUSTE	REATTORE BIOLOGICO A MEMBRANA
— FANGHI	W.W.T.P. — WASTEWATER TREATMENT PLANT
● COLATICCI (acque di processo)	(IMPIANTO DI TRATTAMENTO DELLE ACQUE DI SCARICO)
◻ INPUT	◻ PARAMETRI DI PROCESSO
◻ OUTPUT	◻ OPERAZIONE CON SEPARAZIONE DEI FLUSSI (FASI)

**Figura 8.1.1.1:** Schema di processo dell'impianto Edison GF.

Il ciclo di processo previsto è composto dalle seguenti sezioni:

- Sezione iniziale di ricevimento e pretrattamento della FORSU. al fine di renderla idonea al successivo trattamento di Digestione Anaerobica
- Sezione di “Digestione Anaerobica con tecnologia *wet* in doppio stadio” e con “Processo Termofilo” della biomassa presente nella FORSU
- Sezione trattamento biogas per la purificazione del biogas con upgrading a biometano con produzione di BioLNG e contestuale produzione di CO<sub>2</sub> liquida
- Sezione dedicata al completo trattamento depurativo (di seguito WWTP – Waste Water Treatment Plant) della parte liquida separata (tramite centrifughe) dal digestato uscente dalla sezione di digestione anaerobica.
- Sezione di compostaggio per la biostabilizzazione della frazione solida del digestato (cake) miscelato con il verde, con produzione e commercializzazione di un ammendante organico di alta qualità
- Sezione di aspirazione, convogliamento, trattamento delle arie esauste estratte dalle sezioni di processo
- Sezione di autoproduzione di energia (elettrica e termica) da fonti rinnovabili.

Il diagramma di flusso dell’impianto è mostrato in figura 8.1.1.2.



**Figura 8.1.1.2:** Diagramma di flusso dell’impianto Edison GF.

Dove, per Acqua:

- (1) Acqua in ingresso tramite installazione utilizzata per scopi civili (servizi igienici) e per usi industriali usata per l’avviamento dell’impianto e nei casi non a regime;
- (2) Acqua depurata:
  - a. In quota parte riutilizzata internamente
  - b. In quota parte scaricata in fognatura.

### 8.1.2 Criteri applicati per lo sviluppo del *lay-out* impiantistico

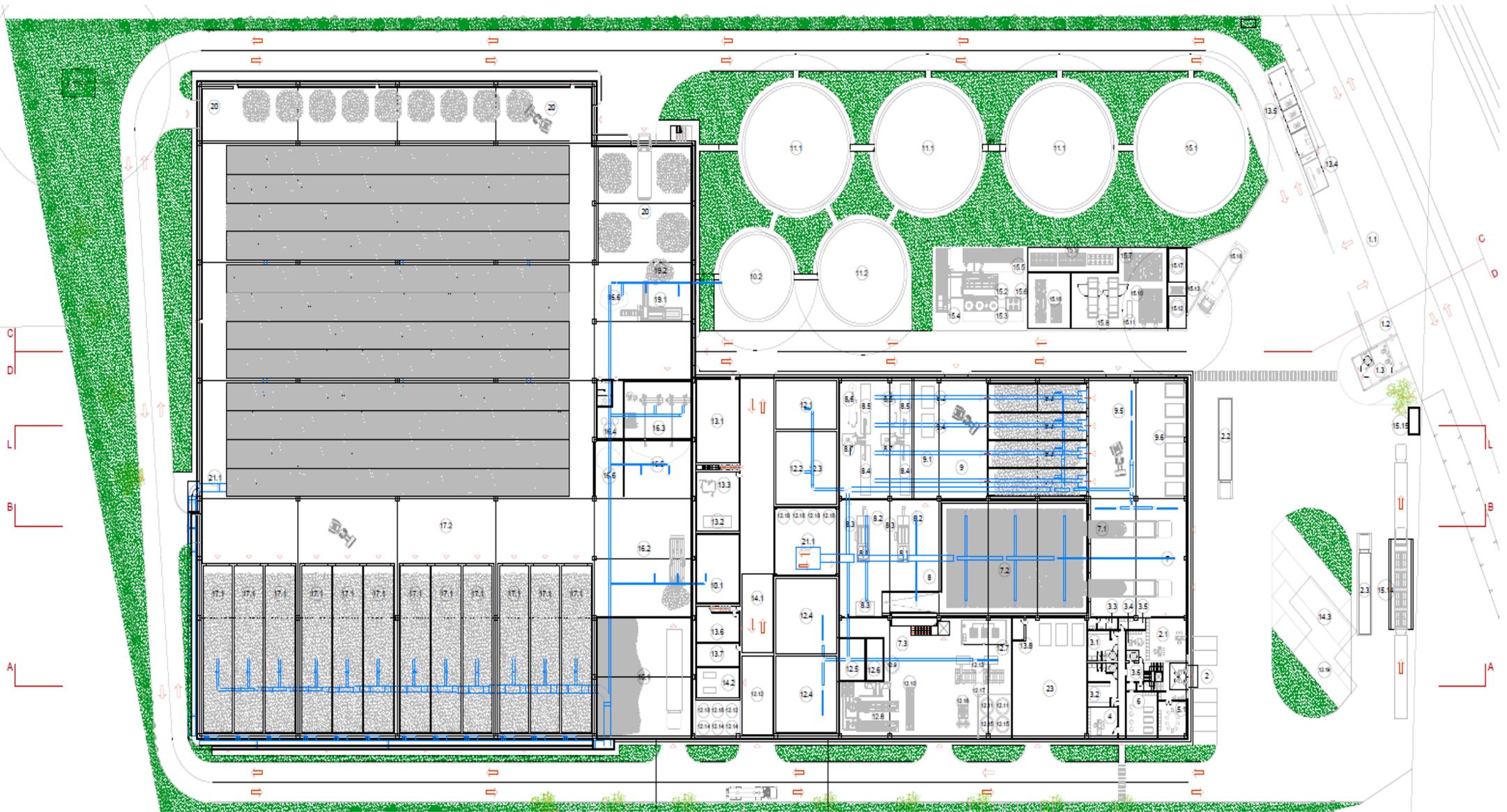
Lo sviluppo del *lay-out* dell'intero impianto è stato realizzato mediante il software AUTOCAD®, basandosi su diversi aspetti tra cui:

- Il terreno: dimensione e ingombri tra apparecchiature
- Vie di accesso: collocazione delle apparecchiature in funzione dell'accessibilità al sito
- Predisposizione degli impianti di produzione in “isole”: ottimizzare la movimentazione interna di materie prime e prodotti
- Collocazione delle isole in funzione del processo per ottimizzare le interconnessioni meccaniche tra le diverse apparecchiature
- Verifica degli spazi di manutenzione delle singole apparecchiature come indicazione dai fornitori
- Verifica delle distanze di sicurezza per prevenzione incendi
- Ottimizzazione della collocazione delle isole in funzione delle apparecchiature per la classificazione delle aree (riferimenti alle normative ATEX).
- Viabilità interna: suddivisione di isole di produzione e servizi, separate da strade per migliorare l'accessibilità dell'impianto.
- Predisposizione centralizzata con ottimizzazione economica dei servizi ausiliari:
  - Energia elettrica (cabina M.T. per allaccio alla rete, cogeneratore, impianto fotovoltaico), il cui impianto di terra, insieme alle cabine elettriche, è rappresentato in figura 8.1.2.1
  - Energia termica (cogeneratore e caldaia ausiliaria)
  - Aria compressa per strumentazione pneumatica
  - Trattamento acque
  - Vasca di riserva d'acqua per impianto antincendio
- Predisposizione dei servizi generali di fabbrica di cui: palazzina direzionale, mensa, gabinetto medico (disposti sempre in prossimità dell'ingresso principale), servizio sorveglianza.



**Figura 8.1.2.1:** Impianto di terra della rete elettrica.

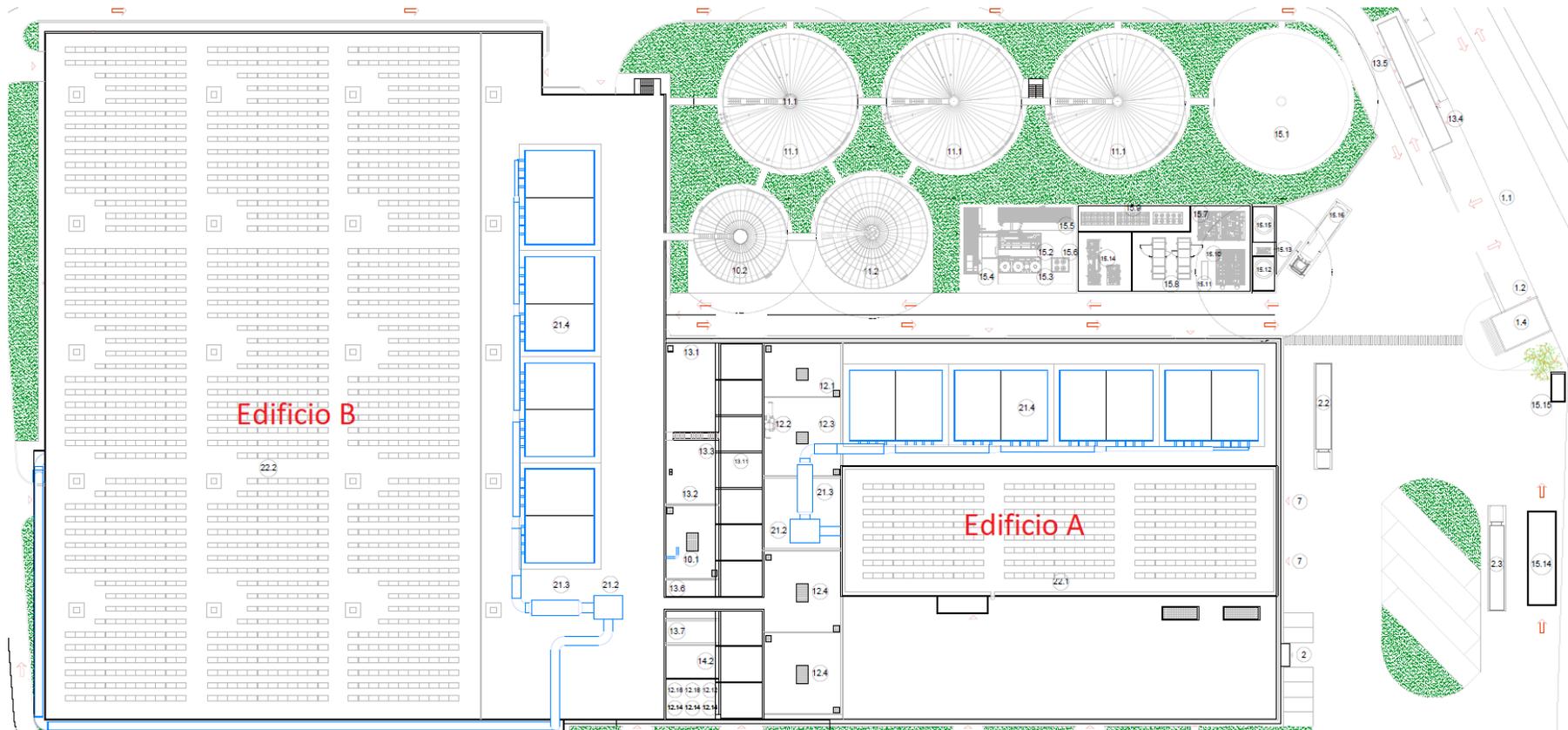
In figura 8.1.2.2 è mostrata la planimetria dell'intero impianto, mentre in figura 8.1.2.3 è rappresentato un rendering dell'impianto in cui sono evidenziati gli edifici denominati come A e B. In figura 8.1.2.4 sono rappresentate le coperture planimetriche dell'impianto.



**Figura 8.1.2.2:** Planimetria dell'impianto Edison GF.



**Figura 8.1.2.3:** Rendering degli edifici A e B dell'impianto Edison GF.



**Figura 8.1.2.4:** Rappresentazione delle coperture in planimetria.

## 8.2 Scarico e pre-trattamenti

### 8.2.1 Caratteristiche quali-quantitative della FORSU

L'impianto sarà alimentato in maniera prevalente dalle seguenti due matrici:

- Frazione organica del rifiuto (FORSU): costituita dagli scarti di cucina di origine vegetale e animale. Tale frazione viene raccolta con vari sistemi:
  - a. Porta a porta (sacchetti in materiale plastico biodegradabile e/o in carta)
  - b. Con metodo di prossimità (cassonetti piccoli e grandi sacchetti biodegradabili).
- Rifiuti verdi: comprendono i residui da patate, sfalci, e raccolta foglieame; la raccolta di tali frazioni viene condotta direttamente nel luogo di produzione (aree pubbliche) oppure tramite appositi centri di raccolta dove la cittadinanza ha l'obbligo di conferirle.

Nella tabella 8.2.1.1 sono rappresentate le caratteristiche quantitative attese dei rifiuti in ingresso e che verranno utilizzate per ricavare i dati delle sezioni dell'impianto successive.

**Tabella 8.2.1.1:** Caratteristiche quantitative rifiuti in ingresso e periodi di funzionamento.

PARAMETRO	Unità di misura	Valore di progetto
Quantità FORSU + rifiuti organici	t/a	90.000
Densità FORSU	t/m <sup>3</sup>	0,8
Quantità VERDE matrici ligneo cellulosiche	t/a	18.000-20.000
Densità VERDE triturato	t/m <sup>3</sup>	0,55
Giorni lavorativi annui	d	313
Giorni funzionamento digestione anaerobica	d	365
Giorni funzionamento trattamento aerobico	d	365

Le caratteristiche della FORSU considerate sono ipotizzate a partire dai dati ricavati da impianti simili già realizzati, funzionanti ed utilizzando la medesima matrice raccolta in aree urbane di medio grandi dimensioni. Naturalmente i dati qualitativi della FORSU, tra i quali quelli merceologici mostrati in tabella 8.2.1.2, saranno influenzati dalla tipologia ed efficienza del sistema di raccolta attuato dai Comuni, nonché dalla qualità gestionale dei centri di raccolta e smistamento.

**Tabella 8.2.1.2:** Caratteristiche merceologiche FORSU.

PARAMETRO	Unità di misura	Valore di progetto
PESANTI NON DIGERIBILI (ossa, conchiglie, gusci, ecc.)	%	<3
PLASTICA, VETRO, CARTA E CARTONE	%	3<X<13
VERDE (foglie, erba, potature legnose, ecc.)	%	3<Y<5
ORGANICO (alimenti crudi e cotti ecc.)	%	79<J<85

Si stima che la frazione organica della FORSU possieda le caratteristiche qualitative mostrate in tabella 8.2.1.3.

**Tabella 8.2.1.3:** Caratteristiche qualitative FORSU.

PARAMETRO	Unità di misura	Valore di progetto
Concentrazione di COD	gCOD/kgT.Q.	≥ 385
Concentrazione N-tot	gN-tot/kgT.Q.	≤ 7
Concentrazione NH4-N	gN-tot/kgT.Q.	≤ 0,5
Concentrazione N organico	gN-tot/kgT.Q.	≤ 6,5
% secco (ST)	%	28 < Xsst < 31
% volatile (SV)	%	24 < Xssv < 26

### 8.2.2 Scarico

Le operazioni in ingresso consistono nelle seguenti fasi:

- Pesatura
- Controllo amministrativo e documenti di trasporto
- Registrazione ingresso.

Una volta superate tali fasi, i mezzi possono procedere con velocità limitata (20 km/h) e seguendo la segnaletica stradale a terra e luminosa allo scarico che è suddiviso nel seguente modo:

- I rifiuti organici vengono scaricati nella fossa di ricezione per essere inviati a digestione anaerobica
- I rifiuti ligneo celluloseici vengono scaricati in area dedicata per essere inviati a processo di compostaggio.

La prima sezione dell'impianto è di fondamentale importanza per la gestione e qualità della intera installazione; in questa zona avvengono diverse attività tra cui il conferimento di matrici organiche, avvengono i controlli in ingresso e i necessari pretrattamenti.

Al fine di impedire qualsivoglia fuoriuscita di emissioni odorigene al momento del conferimento, sono stati adottati i seguenti accorgimenti:

- È stata realizzata una area di filtro a bussola per evitare il contatto diretto con l'area di stoccaggio e lavorazione
- Tutte le zone sono poste in depressione e le arie esauste sono inviate a sistema di trattamento costituito da e biofiltrazione
- I portoni, ad impacchettamento rapido, sono realizzati con una struttura metallica e tessuto trevira bispalmato in PVC, ad azionamento automatizzato
- Il fabbricato è totalmente tamponato e sigillato lungo tutti i lati con pannelli in calcestruzzo armato vibrato (c.a.v)

La zona di ricezione, la fossa di scarico e l'area di pretrattamento sono dotate di adeguate pendenze per collettare i reflui verso la linea percolati e di una linea di lavaggio con lance a pressione nelle aree di lavoro potenzialmente soggette a sporcamento. L'acqua raccolta, ricca di sostanza organica, verrà introdotta nella filiera di processo tramite un pozzetto stagno di rilancio. La frazione di FORSU ha una densità media ipotizzata di  $0,8 \text{ t/m}^3$  con quantitativo giornaliero medio in ingresso di 290 t/d, e la fossa di ricezione avrà un volume di  $1620 \text{ m}^3$  e la capacità di accumulo equivale a 4,3 giorni. In prossimità della fossa è prevista una zona di ispezione e di calo benna carroponte. I rifiuti saranno gestiti attraverso un moderno sistema automatizzato composto di carroponte e benna con potenzialità oraria di 45 t/h che provvederà alla movimentazione del materiale; attraverso un PLC e un sistema di radar ed encoder, la macchina riesce a monitorare in continuo i livelli della fossa e caricare autonomamente la successiva fase di pretrattamento.

### 8.2.3 Pretrattamenti

#### *Premessa*

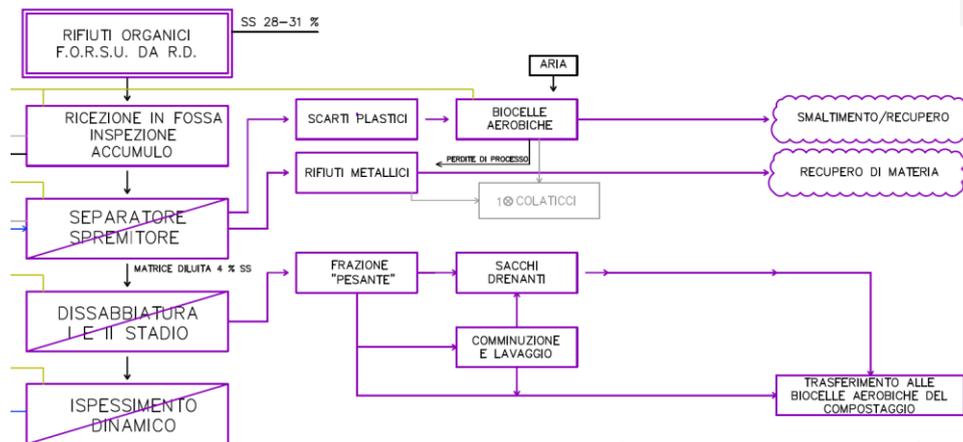
I pretrattamenti proposti, seppur impegnativi dal punto di vista gestionale e soprattutto di investimento, permettono di gestire in modo omogeneo una matrice organica costituita da FORSU, che possiede una qualità variabile, sia per quanto riguarda la stagionalità, sia per quanto riguarda la composizione merceologica in ingresso. Seppur sia noto il continuo aumento della raccolta pro-capite di FORSU (con un progressivo aumento della qualità del rifiuto raccolto), allo stato attuale sono previsti tutti i trattamenti necessari per lo scenario peggiore, il cosiddetto "Worst case", che rappresenta la fase in cui la qualità della FORSU avrà caratteristiche merceologiche ad elevata presenza di materiale indesiderato. A questa fase corrisponde una importante produzione di materiali non idonei alla digestione anaerobica che verranno eliminati nei pretrattamenti e una minore quantità di purea. Le successive fasi di D.A. e di compostaggio sono invece dimensionate con lo scenario migliore ovvero il cosiddetto "Best case" che rappresenta una quantità minima di indesiderati nei rifiuti conferiti. In ogni caso i pretrattamenti proposti così come descritti sono in grado di eliminare tutte le impurezze e di inviare a Digestione Anaerobica una purea con una percentuale di indesiderabili largamente inferiore a 5%; tale prestazione, oltre ad essere una indicazione normativa (punto 15.1.3 delle procedure semplificate del D.M. 5 Febbraio 1998) permette di evitare i noiosi ed improduttivi fermi impianto per la pulizia e lo svuotamento dei serbatoi e dei digestori.

Uno degli aspetti fondamentali per la gestione e per le prestazioni della digestione anaerobica sono i pretrattamenti a cui va sottoposta la FORSU. Tali operazioni si rendono necessarie al fine di inviare ai digestori una biomassa putrescibile che produca metano, prive di: parti grossolane che possono andare ad intasare la linea, parti leggere quali sacchetti di plastica che

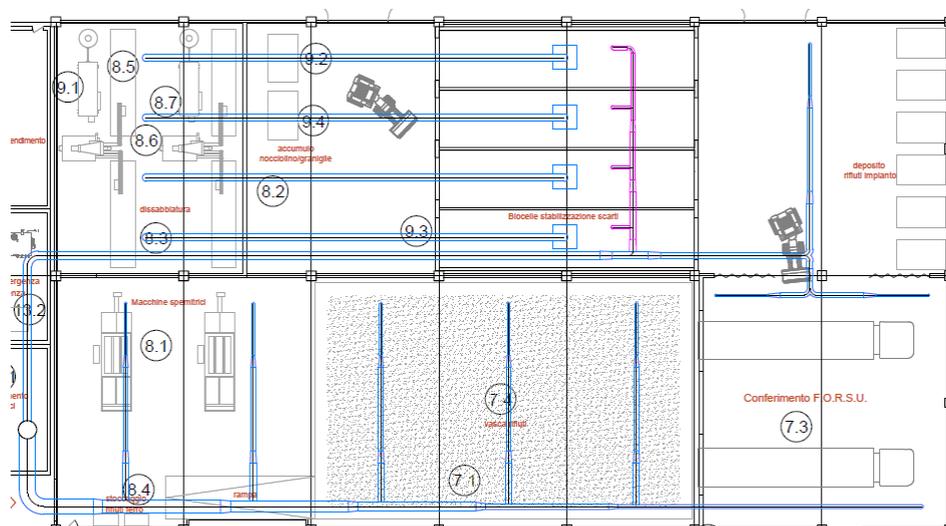
possono creare una crosta sulla parte superiore del digestore, e parti pesanti per evitare il loro deposito nel fondo dei serbatoi. I pretrattamenti consistono nelle seguenti fasi:

- Triturazione-spolpatura per eliminazione delle plastiche leggere
- Eliminazione delle frazioni grossolane e metalliche
- Dissabbiatura per l'eliminazione delle frazioni pesanti e difficilmente digeribili.

Tale sezione dell'impianto è presentata in figura 8.2.3.1, mentre in planimetria è situata nella zona evidenziata in figura 8.2.3.2.



**Figura 8.2.3.1:** Diagramma di flusso pre-trattamenti.



**Figura 8.2.3.2:** Rappresentazione planimetrica della sezione pre-trattamenti.

### *Triturazione-spolpatura*

La prima fase di triturazione spremitura sarà eseguita con la macchina spremitrice che separa le seguenti correnti:

- Matrice organica (Purea) con tenore di secco variabile in funzione della diluizione apportata con acqua di ricircolo interno

- Scarti ed indesiderati estrusi (plastica, ecc)
- Metalli (Ferrosi e non ferrosi).

Il trattamento è composto da più moduli/fasi:

- Pretritatura lenta che omogenizza e dosa il materiale, e apre tutti i sacchetti e le confezioni;
- Deferrizzazione con tamburo magnetico che separa i materiali ferromagnetici che potrebbero danneggiare le successive parti della macchina;
- Spremitura che, una volta separate le parti indesiderate presenti nella FORSU, ricava una purea organica per essere utilizzata nella fase successiva, ovvero nella sezione di digestione anaerobica.

È prevista l'installazione di n° 2 macchine spremitrici con una potenzialità di 15 t/h cadauna; in figura 8.2.3.3 è rappresentato un esempio di macchina spappolatrice /spremitrice presente sul mercato.



**Figura 8.2.3.3:** Esempio di macchina spolpatrice/spremitrice.

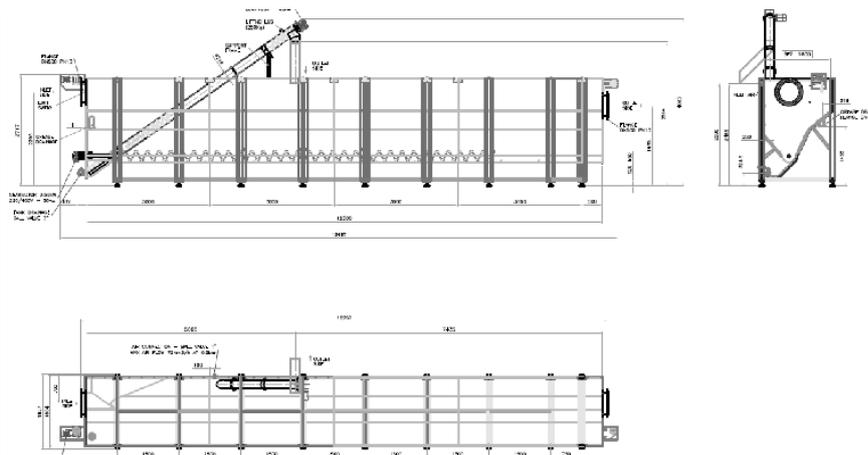
### *Dissabbiatura doppio stadio*

La rimozione dei materiali pensanti o difficilmente digeribili è importante per evitare la loro sedimentazione nei digestori e la conseguente perdita di volume disponibile, essa verrà fatta mediante l'adozione di un sistema di dissabbiatura in doppio stadio; tale configurazione è particolarmente efficiente e garantisce che il quantitativo di solidi indesiderati nella successiva fase di digestione anaerobica sia ridotto al minimo con grandi vantaggi, sia di efficienza di processo, che gestionali. È importante alimentare il sistema di dissabbiatura con una matrice (Purea) molto diluita in modo da rendere efficace l'operazione di deposizione/separazione dei corpi solidi indesiderati e raggiungere un'elevata purezza nella matrice di alimentazione (soluzione/sospensione di SS, sostanza secca, a preponderante % di SSV); pertanto si opera un'operazione di diluizione alla purea spremuta dalla Spappolatrice per ottenere una percentuale di SS non superiore al 4-6%. Il liquido usato per la diluizione viene prelevato da apposita vasca polmone intermedia a sua volta alimentata dall'uscita della successiva Sezione di Ispessimento Dinamico. È prevista l'installazione di n° 2 dissabbiatori in parallelo (I stadio) inseriti immediatamente a valle delle spremitrici, seguiti, tramite sconnessione idraulica, da un secondo stadio costituito da n° 2 dissabbiatori in parallelo (II stadio), dimensionati con diversi parametri geometrico-fisici rispetto al Primo stadio. Il sistema di dissabbiatura permette la

rimozione della maggior parte dei materiali pesanti non digeribili in modo da rendere la digestione anaerobica più efficiente per via del substrato trattato adeguatamente. La frazione pesante si deposita sul fondo dei dissabbiatori e viene estratta per mezzo di una coclea integrata, come riportato in figura 8.2.3.4, le cui dimensioni riportate in tabella 8.2.3.4 saranno le specifiche richieste ai fornitori.

**Tabella 8.2.3.4:** Esempio caratteristiche Dissabbiatore.

Struttura	Specifiche	Unità di misura
Spire	Acciaio microlegato al carbonio	
Coclee	0,75x2	kW
Soffianti	1,1	kW
Lunghezza	13.500	mm
Larghezza	2.300	mm
Altezza	3.000	mm



**Figura 8.2.3.4:** Esempio di macchina dissabbiatrice.

Nei dissabbiatori può essere conveniente introdurre aria lungo un lato della vasca rettangolare per creare un flusso a spirale perpendicolare a quello che percorre la vasca. Le particelle più leggere, rimangono in sospensione e vengono rimosse dal ponte superiore, mentre sabbie e graniglia, più pesanti, vengono rimosse attraverso la coclea inferiore. Nella figura 8.2.3.5 è rappresentato un esempio della parte interna di un dissabbiatore areato.



**Figura 8.2.3.5:** Esempio di dissabbiatore areato.

#### *Ispessimento dinamico della matrice*

La matrice diluita in uscita dai dissabbiatori è inviata alla sezione di ispessimento dinamico prima di essere inviata alla digestione anaerobica. Infatti, è necessaria una matrice in ingresso alla digestione anaerobica con un tenore di secco pari o superiore al 11 - 12% in SS (sostanza secca), mentre la matrice in uscita dalla sezione di dissabbiatura in doppio stadio possiede un tenore di secco pari al 4-5 % in SS. Nel ciclo di processo è stato quindi inserita una sezione (1 + 1 macchine in parallelo) di Ispessimento Dinamico della matrice, costituita da addensatori con speciale tecnologia. La concentrazione di Sostanza Secca della matrice in uscita dall'addensatore può arrivare fino ad una concentrazione del 10 - 12% di SS. La corrente acquosa in uscita dalla sezione di addensamento/ispessimento dinamico (con un tenore in SS < del 0,2 %) viene riciclata alla vasca polmone di alimento della dissabbiatura in doppio stadio, mentre la matrice ispessita viene trasferita alle vasche di alimentazione omogeneizzazione della successiva fase di digestione anaerobica. Nella figura 8.2.4.6 è rappresentato un esempio di ispessitore dinamico.



**Figura 8.2.3.6:** Esempio di ispessitore dinamico.

#### 8.2.4 Prodotti del pretrattamento

I materiali che non possono essere inviati a digestione anaerobica e quindi selezionati nella fase di pretrattamento sono rappresentati tabella 8.2.4.1 con relative quantità attese e destinazione finale.

**Tabella 8.2.4.1:** Prodotti ottenuti dal pretrattamento.

<b>Tipologia</b>	<b>Operazione</b>	<b>t/d</b>	<b>Destinazione</b>
Frazioni grossolane indesiderate	Selezione fossa	1	Invio smaltimento fuori sito
Frazioni metalliche	Deferrizzatore	2,5	Invio a recupero fuori sito
Materiali indesiderati e sovralli plastici	Spappolatrice Spremitrice	10÷30	<ul style="list-style-type: none"><li>• Invio a smaltimento fuori sito</li><li>• Trattamento di stabilizzazione essiccazione nelle biocelle dedicate</li></ul>
Frazioni pesanti separati dai dissabbiatori	Dissabbiatori	30	<ul style="list-style-type: none"><li>• Invio a ossidazione aerobica interna/sezione compostaggio</li><li>• Invio ad impianto autorizzato previo trattamento in impianto di lavaggio e sacchi drenanti</li></ul>

La sezione del pretrattamento è dotata di specifiche attrezzature e dotazioni impiantistiche (Biocelle dedicate) per trattare i sovralli plastici e le frazioni pesanti con lo scopo di:

- Abbassare il contenuto di acqua di queste frazioni
- Abbattere il carico organico in essi contenuto
- Diminuire il quantitativo in peso dei rifiuti prodotti dall'impianto
- gestire più semplicemente la collocazione di tali frazioni presso impianti autorizzati finali.

Le Biocelle deputate a questo trattamento sono posizionate sempre all'interno dell'edificio adiacente (edificio A) all'impiantistica destinata alla preselezione in modo da facilitare e minimizzare la movimentazione dei materiali.

#### *Idrociclone e sacchi drenanti*

Per favorire il processo di recupero di tutta la sostanza organica ed inviarla a digestione anaerobica, i materiali pesanti potranno essere inviati ad una preventiva fase di idropulizia con idrociclone. All'ingresso dell'idrociclone la frazione pesante viene investita da una notevole portata d'acqua che permette la separazione della materia organica adesa e successivamente separata grazie alla forza centripeta causata dal vortice indotto all'interno dell'apparecchiatura.

La graniglia e la frazione di liquido più pesante sono scaricate dal fondo dell'idrociclone. Attraverso il flusso maggiore la frazione più leggera viene scaricata dall'overflow dell'idrociclone e ricircolata in testa al dissabbiatore. La componente più pesante, scaricata nella parte bassa dell'idrociclone è convogliato per gravità nell'unità a valle dove viene lavata e separata dalla materia organica per poi essere inviata alla disidratazione finale in sacchi drenanti. Le frazioni pesanti separati da entrambi gli stadi di Dissabbiatura e/o dall'Idrociclone sono inviati, tramite coclee di scarico, ad un'area dedicata provvista di un sistema in automatico di disidratazione a sacchi drenanti; qui il liquido viene separato per filtrazione e fluisce per gravità verso il pozzetto di drenaggio, mentre la graniglia viene trattenuta nel sacco. Multipli filtri a sacco consentiranno, il raggiungimento di un elevato contenuto di secco.

#### *Biocelle di trattamento/essiccamento degli scarti plastici*

Le Biocelle utilizzate per la stabilizzazione dei sovvalli, costruite in cemento armato, hanno lo scopo di sottoporre gli scarti a cicli di areazione forzata attraverso la pavimentazione areata; il ciclo di bioessiccazione ha durata variabile (in funzione della percentuale di scarti plastici presenti nel FORSU in ingresso) con un tempo di permanenza ottimale di 16 giorni. Il processo è controllato e regolato costantemente mediante sistema computerizzato di controllo (PLC): il sistema di insufflazione prevede che l'aria venga prioritariamente aspirata dal locale di ricezione per mezzo di ventilatori centrifughi ed immessa poi nel sistema di distribuzione a pavimento. L'aria esausta una volta che ha attraversato il materiale, viene ricircolata e quando il tenore di O<sub>2</sub> sarà inferiore ad una percentuale definita impostabile tramite software di gestione, verrà aspirata per mezzo di condotte di ventilazione e inviata al sistema di abbattimento odori. Nella tabella 8.2.4.2 sono rappresentate le caratteristiche attese della biocella di stabilizzazione/essiccamento dei sovvalli nello scenario di massimo carico atteso di 32 t/d (pari all'11 % in peso della FORSU media in ingresso). Il comparto di stabilizzazione dei sovvalli verrà comunque selezionato in modo da permettere un tempo di essiccazione minimo di 16 giorni nella situazione più gravosa, cioè di maggior percentuale di plastiche ed indesiderati nella composizione merceologica del FORSU in ingresso all'impianto. Nel momento in cui la raccolta differenziata sarà giunta ad un livello di qualità tale da presentare la percentuale minima nella FORSU in ingresso di plastiche ed indesiderati (valore atteso pari al 3 - 4% in peso della FORSU media in ingresso) una delle quattro biocelle potrà essere esclusa dal ciclo abituale di trattamento ed essere mantenuta "a riserva".

**Tabella 8.2.4.2:** Caratteristiche dimensionali delle biocelle della linea di pretrattamento.

<b>Parametro</b>	<b>Unità di misura</b>	<b>Valore di progetto</b>
Giorni di conferimento su base annua	d	313
Giorni di conferimento su base settimanale	d	6
Durata di ciascun ciclo di stabilizzazione	d	T <sub>p</sub> >16
N° biocelle necessari al carico max	N°	4
Massa tot max sovvalli abbancati nei biocelle	t	512
Quantità giornaliera di sovvalli	t/d	32
Densità dei sovvalli stimata	t/m <sup>3</sup>	0,4
Volume giornaliero di sovvalli	m <sup>3</sup> /d	80
Volume alimentato per ciascun ciclo	m <sup>3</sup>	V <sub>c</sub> >1280

### 8.3 Sezione di Digestione Anaerobica

La digestione anaerobica proposta per il presente progetto è stata imposta nelle seguenti condizioni:

- Avviene in ambiente termofilo
- Il tempo di ritenzione è maggiore di 30 giorni.

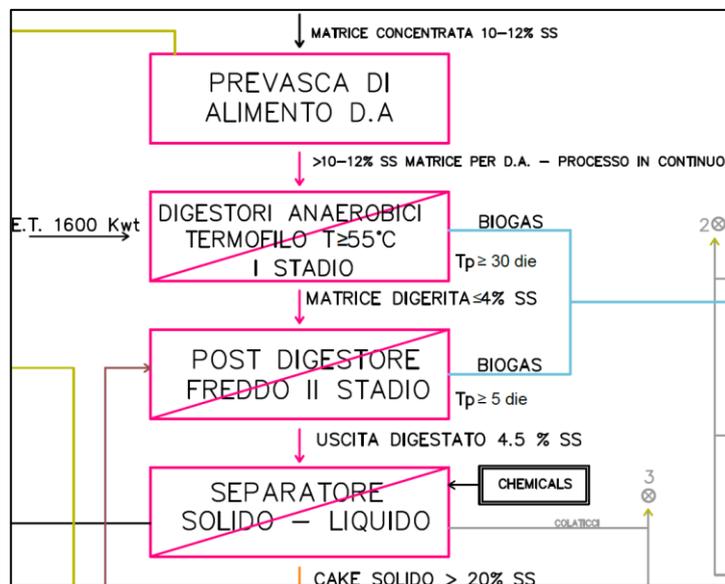
Si sviluppa in doppio stadio nel seguente modo:

- Digestione Primaria (fase termofila con una T temperatura di processo di circa 55 °C)
- Digestione Secondaria (Post digestore freddo con T temperatura di Processo di circa 15-25 °C).

Le apparecchiature utilizzate per questa fase sono:

- N° 1 prevasca di omogeneizzazione flusso di alimento
- N° 3 digestori primari operanti in parallelo
- N° 1 post digestore Freddo
- N° 2 Centrifughe per separazione solido/liquido.

Tale sezione dell'impianto è presentata in figura 8.3.1, mentre in planimetria è situata nella zona evidenziata in figura 8.3.2.



**Figura 8.3.1:** Sezione di Digestione Anaerobica nello schema di processo.



**Figura 8.3.2:** Sezione di digestione Anaerobica in planimetria.

Nei digestori avviene, in condizioni di miscelazione e temperatura controllate, la degradazione della sostanza organica e la produzione di biogas in condizioni di termofilia. In particolare, è previsto un intervallo di temperatura di lavoro ideale compresa tra 50 e 55 °C all'interno dei digestori e, per garantire tale range, è stata prevista l'installazione di uno scambiatore di calore esterno a ciascun digestore, nello specifico "tubo coassiale" con circolazione del digestato primario nei tubi interni e acqua calda nel lato esterno. Per il riscaldamento degli scambiatori è previsto l'utilizzo del calore (acqua calda) recuperato dal Gruppo Cogenerativo ad Alto Rendimento (CAR) a gas naturale che alimenta i fabbisogni elettrici e termici del processo; è anche prevista una caldaia a gas naturale per l'integrazione dell'energia termica richiesta dal processo nel caso di non funzionamento della CAR; si rimanda al paragrafo 8.7 per maggiori dettagli a riguardo. Nei digestori anaerobici il biogas prodotto tende a salire nella parte superiore delle vasche grazie anche alla continua miscelazione della biomassa in fermentazione; la parte superiore dei comparti, progettata per stoccare parte del biogas prodotto, è collegata tramite apposita linea di tubazione con il gasometro. Un primo dimensionamento dei digestori è stato svolto teoricamente attraverso le formule riportate nel capitolo 5 e i dati presenti nel capitolo 9, i cui calcoli teorici sono riassunti in tabella 8.3.1. I successivi dati presenti in tabella 8.3.1 sono dati rappresentativi della taglia di reattori disponibili sul mercato per la tipologia di processo in esame che comprendono anche i dati geometrici delle prevasche di omogeneizzazione e dei digestori dell'impianto di digestione.

**Tabella 8.3.1:** Dimensioni geometriche delle vasche.

	<b>Reattori anerobici caldi (T=55°C)</b>	<b>Post-Digestore freddo</b>
Portata entrante	560 t/d	540 t/d
%SS	12 %	4 %
Densità (1)	1,1 t/m <sup>3</sup>	1 t/m <sup>3</sup>
HRT	30 d	5,5 d
Volume	15.328 m <sup>3</sup>	2970 m <sup>3</sup>

Note:

1) La densità della portata entrante è stata ipotizzata, grazie all'esperienza dei fornitori, leggermente più alta di quella uscente in quanto vi è una concentrazione di solidi non trascurabile, mentre la densità del digestato uscente dal reattore caldo risulta essere circa uguale a quell'acqua.

**Tabella 8.3.2:** Dimensioni geometriche delle vasche.

<b>Tipologia</b>	<b>Unità di misura</b>	<b>Prevasche di omogeneizzazione</b>	<b>Digestori caldi</b>	<b>Post digestore freddo</b>
Dimensioni (utili)		Serbatoio circolare	Serbatoio circolare	Serbatoio Circolare
n°	-	1	3	1
Ø	m	15	22,0	18
h	m	10,5	13,5	11,5
Volume netto cadauno	m <sup>3</sup>	1.850	5.130	2.920
Volume netto totale	m <sup>3</sup>	1.850	15.390	2.920
HRT	d	3,0	>30	>5,5

### 8.3.1 Prevasca di alimentazione

La prevasca è progettata per ricevere la miscela proveniente dai sistemi di pretrattamento della FORSU già descritti, costituita da una purea pompabile a valle dell'addensamento dinamico con una percentuale di SS <13% (valore ottimale 11 - 12%); il flusso in ingresso è pari a circa 600 t/d su 313 d/a.

Tale vasca è progettata per i seguenti scopi:

- Miscelare ed omogeneizzare il liquido di spremitura addensato prima di alimentarlo alla successiva fase di digestione anaerobica
- Favorire ed innescare la degradazione di idrolisi
- Agire da snodo idraulico tra le sezioni di pretrattamento dei rifiuti, tutte operanti con frequenza di 10 h/d per 6 d/w, e la successiva fase di digestione anaerobica operante con funzionamento in continuo 24 h/d per 7 d/w.

Il serbatoio ha caratteristiche geometriche e costruttive analoghe al serbatoio utilizzato come post digestore freddo; sarà inoltre dotata di fondo conico per favorire lo scarico di eventuali sedimenti. La logica di alimentazione dei substrati verso il digestore garantirà un flusso giornaliero costante; si passerà infatti dal ciclo discontinuo dei Pretrattamenti (60 - 72 h/settimana), al ciclo continuo della produzione del Biogas (168 h/settimana). Il volume utile è pari a 1,850 m<sup>3</sup> che corrispondono a circa tre giorni di accumulo; tale configurazione permette di alimentare i digestori per circa 72 ore anche in condizioni di temporaneo non funzionamento della sezione di pretrattamento.

La vasca sarà dotata di:

- Un sistema di miscelazione composto da n° 1 - 2 miscelatori verticali al fine di ottenere una completa ed omogenea sospensione organica in tutto il volume utile

- Un sistema di pompaggio coordinato e monitorato da un doppio sistema di gestione per inviare matrice organica alla successiva fase di digestione anaerobica costituito da trituratore in linea, pompa di rilancio e maceratore del mix organico
- Scale, parapetti e carpenterie metalliche per rendere facilmente accessibili agli operatori gli oblò e tutti gli spazi necessari per le manutenzioni.

Il volume di testa del serbatoio sarà collegato mediante tubazioni alla linea di aspirazione arie esauste, i cui dettagli sono rimandati alla sezione 8.8.

### 8.3.2 Digestori primari

La vasca di omogeneizzazione alimenta in continuo (7 d/w per 24 h/d) i tre digestori anaerobici primari collegati in parallelo, con un flusso di circa 500 t/d. Il volume utile complessivo dei tre digestori è di 15,390 m<sup>3</sup> che garantisce un tempo di ritenzione maggiore di 30 g; i valori di SRT o HRT e di carico volumetrico, sono idonei alla corretta e avanzata degradazione della componente organica presente nel substrato e trasformazione della sostanza secca organica volatile introdotta (SSV).

La fase di digestione anaerobica è in termofilia a 55 °C e tutti i digestori sono dotati di:

- Scale, parapetti e carpenterie metalliche per rendere facilmente accessibili agli operatori gli oblò e tutti gli spazi necessari per le manutenzioni
- Coibentazione sulla superficie laterale e sulla soletta di copertura per ridurre la dispersione termica, mantenere la temperatura di processo a livello ottimali per un impianto termofilo ed evitare una eccessiva influenza interna da parte delle condizioni atmosferiche esterne
- Fondo conico per favorire lo scarico di eventuali sedimenti ed evitare i problematici fermi tecnici necessari per la pulizia dei serbatoi
- Tubazione di estrazione posizionata al centro di ciascun digestore, nel punto più basso del fondo conico; tale accortezza, a favore della buona manutenzione dei reattori, consentirà l'asportazione continua del materiale grossolano e/o inerte che, sfuggito ai pretrattamenti, dovesse essere presente all'interno dei digestori primari. Infatti, data la particolare geometria delle vasche, il materiale inerte eventualmente presente, tenderebbe naturalmente ad accumularsi al centro del fondo conico di ciascun digestore, da dove potrà essere estratto, unitamente al digestato, dal sistema di rilancio al post digestore.

L'alimentazione ai digestori viene costantemente misurata e tenuta sotto controllo con appositi strumenti. Poiché sotto il profilo del processo biologico è opportuno che l'alimentazione sia il più possibile uniforme, è previsto che ogni reattore sia alimentato in continuo. La corretta gestione dell'alimentazione ed il rispetto del quantitativo di sostanza secca da alimentare all'interno dai digestori sarà gestito tramite l'ausilio dei sistemi informatici PLC (controllore logico programmabile) e SCADA (controllo di supervisione e acquisizione dati), i quali consentiranno la completa automazione dell'impianto in progetto. Nei digestori anaerobici il biogas prodotto tende a salire nella parte superiore dei serbatoi grazie anche alla continua miscelazione della biomassa in fermentazione. La parte superiore dei comparti, progettata per stoccare parte del biogas prodotto, è collegata tramite apposita linea di tubazione con la rete biogas (costituita da gasometro, torcia di emergenza, caldaia, sistema di Upgrading).

### *Sistema di riscaldamento digestori*

Le vasche non saranno dotate di sistemi di riscaldamento, infatti il riscaldamento della matrice organica in ingresso e il mantenimento costante della temperatura dei digestori sarà ottenuto tramite l'ausilio di n° 3 scambiatori di calore esterni, di tipo coassiale, ciascuno a servizio della relativa vasca di digestione. Gli scambiatori di calore esterni saranno installati nelle immediate vicinanze dei digestori primari, posizionati su apposita platea. L'acqua calda necessaria è recuperata dal Gruppo Cogenerativo ad Alto Rendimento (CAR) a gas naturale che alimenta i fabbisogni elettrici e termici del processo. È comunque prevista una caldaia a gas naturale per l'integrazione dell'energia termica richiesta dal processo nel caso di non funzionamento della CAR. Lo scambiatore è costituito da due tubi concentrici in cui passano due fluidi in controcorrente a diverse temperature. Il fluido di servizio o termovettore, che per l'impianto in oggetto sarà costituito da acqua calda proveniente dal sistema di recupero termico del motore cogenerativo e/o dalla caldaia di backup in progetto, fluirà attraverso la tubazione esterna cedendo calore al fluido servito addotto tramite la tubazione interna. Al fine di evitare dispersioni di calore verso l'ambiente le tubazioni componenti in circuito, nonché gli stessi scambiatori, saranno coibentati. Il fluido servito, ottenuto dalla miscelazione in linea di una aliquota del digestato caldo in ricircolo dalle vasche di digestione anaerobica e dalle matrici più fredde in ingresso, fluirà attraverso la tubazione interna dello scambiatore tubo in tubo, acquistando il calore ceduto dal fluido vettore raggiungendo la temperatura di 55 °C all'ingresso della vasca di digestione anaerobica. L'impianto in progetto prevede il continuo ricircolo del digestato in fase di degradazione che viene inviato dai digestori anaerobici primari alla tubazione interna degli scambiatori ad essi asserviti, per poi ritornare ai digestori stessi. In questo modo, anche in assenza di alimentazione, sarà garantito il mantenimento costante della temperatura all'interno dei digestori. A monte dello scambiatore sulla tubazione di ricircolo del digestato, si innesta la tubazione di alimentazione delle matrici organiche in ingresso all'impianto proveniente dalle vasche di precarico. Durante le fasi di carico delle biomasse le matrici in ingresso subiranno quindi una pre-miscelazione in linea con il digestato caldo in ricircolo dalla vasca anaerobica.

### *Sistema di miscelazione*

Il sistema di miscelazione ad asse verticale ad elica di grandi dimensioni garantisce un'agitazione estremamente efficace all'interno del digestore, con conseguente maggiore stabilità di funzionamento ed efficienza; tale sistema di miscelazione in grado di funzionare a giri variabili ed offre le massime prestazioni in ogni assetto di funzionamento. In condizioni normali il funzionamento avviene a basso regime di rotazione in modo continuo consentendo una miscelazione ottimale con basso consumo energetico; il funzionamento continuo garantisce inoltre una qualità stabile del gas prodotto, mentre utilizzando un alto regime di rotazione, i mixer, consentono di omogeneizzare i materiali che possono avere formato accumuli in superfici e/o sedimento sul fondo. Il sistema di miscelazione verticale genera una miscelazione ottimale dando componente di movimento sia verticale sia tangenziale al materiale. Il mixer verticale omogeneizza il contenuto all'intero del digestore con i seguenti risultati:

- Previene la sedimentazione
- Previene la formazione di croste in superficie
- Favorire l'omogeneizzazione della matrice
- Favorire la formazione e liberazione del biogas verso la parte superiore dei reattori
- I sistemi di miscelazione scelti hanno una energia di miscelazione limitata pari a 1.5 -2 W/m<sup>3</sup>.

### 8.3.3 Post digestore freddo

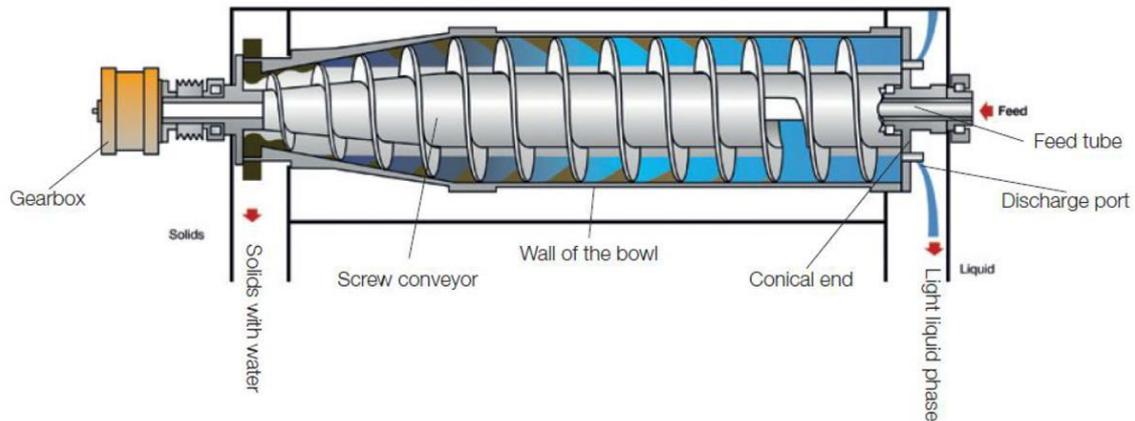
Il digestato presente nei digestori caldi, terminate le fasi di metanogenesi sarà inviato ad 1 post digestore freddo che è costituito da un serbatoio circolare simile alla vasca di pre-alimentazione/omogeneizzazione ma con dimensioni diverse per diametro (18 m utili) ed altezza massima del digestato (11,5 m utili). Il post digestore freddo svolgerà le seguenti funzioni fondamentali:

- Raffreddare il digestato al fine di abbassare la temperatura prima dell'ingresso in centrifuga
- Eseguire l'ultima fase di degassaggio del digestato
- Garantire la sconnessione idraulica del digestato assicurandone un accumulo adeguato a permettere un funzionamento in discontinuo della successiva fase di separazione solido/liquido che avverrà con frequenza di 6 d/w per 10 h/d.

Il serbatoio, non coibentato, sarà equipaggiato con un sistema di raffreddamento di sicurezza del digestato al fine di abbassare la temperatura prima dell'ingresso in una centrifuga; sulle superfici laterali sarà dotato di scale, parapetti e carpenterie metalliche per rendere facilmente accessibili agli operatori gli oblò e tutti gli spazi necessari per le manutenzioni. La vasca sarà dotata di un sistema di miscelazione composto da n° 2 mixer ad asse orizzontale dotati di motore e motoriduttore esterni e ispezionabili. Il sistema di miscelazione avrà lo scopo di omogeneizzare il digestato da inviare alla successiva sezione di separazione solido/liquido. Il rilancio del digestato alla sezione di separazione solido/liquido avverrà attraverso n° 3 pompe con linee dedicate.

#### *Separazione solido-liquido*

Il digestato in uscita dal post digestore freddo verrà pompato a due centrifughe idonee al trattamento dei flussi di digestato anaerobico e posizionate all'interno di un locale chiuso dedicato (edificio B). Le macchine installate saranno in grado di trattare ciascuna una portata in ingresso sino ad 30 - 35 m<sup>3</sup>/h in modo da avere, sul ciclo di lavoro previsto di circa 10-12 h/d e data l'importanza strategica della sezione di disidratazione, un buon coefficiente di riserva e ridondanza. Le operazioni di separazione avvengono in automatico in ambiente perfettamente chiuso, piastrellato (per permetterne il lavaggio periodico) e mantenuto in depressione; esse non comportano quindi alcuna fuoriuscita di né di arie esauste né di acque di risulta. Le arie esauste aspirate sono inviate al sistema di trattamento arie costituito da umidificazione e biofiltro, i cui dettagli sono rimandati al capitolo 8.9. In figura 8.3.3.1 è rappresentato un esempio di centrifuga che effettua la separazione solido-liquido.



**Figura 8.3.3.1:** Schema di funzionamento di una centrifuga.

Gli estrattori centrifughi vengono utilizzati in molti settori industriali per la separazione di due o più fasi diverse, aventi diversi pesi specifici, in modo particolare per la chiarificazione di liquidi nei quali sono presenti solidi sospesi. La separazione del solido dal liquido avviene all'interno di un tamburo rotante dalla forma troncoconica/cilindrica, sulla cui periferia la fase solida (più pesante) sedimenta e viene continuamente espulsa dalla coclea interna. Il fango viene immesso nella centrifuga attraverso un tubo fisso che corre al centro di un tamburo cilindrico (con un'estremità troncoconica) in rotazione a un elevato numero di giri. All'interno del cilindro, la coclea ruota nello stesso senso del tamburo ma a velocità inferiore. Questa trascina continuamente i solidi verso l'estremità del tamburo stesso dove è situato lo scarico. Lungo questo percorso, il fango perde parte della sua acqua che viene scaricata all'esterno attraverso un sistema di sfioramento (a dischi o a piastre). Per effetto della forza centrifuga, i solidi si addensano contro la parete interna del tamburo. La figura 8.3.3.2 mostra, a titolo esemplificativo, una tipologia di macchina generalmente usata per la di separazione solido/liquido del digestato mediante ispessitori centrifugo analogo a quello di prevista installazione per l'impianto a progetto.



**Figura 8.3.3.2:** Esempio di centrifuga per la separazione e disidratazione del digestato.

Per migliorare la resa di separazione della frazione solida da quella liquida, il digestato estratto dal digestore freddo potrà essere addizionato con agenti coagulanti e flocculanti.

Nella attuale fase progettuale è previsto l'utilizzo di due tipologie di addensanti:

- Cloruro ferrico ( $\text{Cl}_3\text{Fe}$ )
- Flocculante cationico ADEFLOC DR 3000 che non produce bioaccumulo

La Sezione di centrifugazione separa il flusso in uscita dalla digestione in due flussi:

- Frazione solida: denominata “*Cake*” con  $\text{SS} > 20 - 21 \%$
- Frazione liquida: centrifugato con  $\text{SS} < 0,20 \%$

Il *Cake* disidratato viene conferito al di sotto del piano centrifuga ed è convogliato allo scarico diretto del miscelatore per il *Cake-Cippato Verde* per la preparazione, con aggiunta dello strutturante ricircolato dalla sezione di raffinazione, del mix di alimento delle Biocelle di stabilizzazione aerobica. La frazione liquida, viene rilanciata tramite specifica linea di tubazione alla equalizzazione/omogeneizzazione in testa all’impianto biologico WWTP e da qui dosata nel ciclo di trattamento delle acque di processo.

#### 8.4 Sezione biogas-biometano

La produzione di biogas costituisce uno dei principali vantaggi ambientali ed economici della digestione anaerobica dei rifiuti, infatti, grazie al consistente recupero energetico di materia che si riesce a conseguire con particolare riferimento ai gas clima alteranti in esso contenuti, l’intero processo viene condotto in maniera tale da massimizzare le rese di metanizzazione. La portata di Biogas all’uscita dai digestori può presentare però delle variazioni importanti, dal 60 al 140% della portata media, cui corrisponde anche una variazione della qualità del biogas prodotto, il cui tenore in metano può oscillare dal 45 al 70 %. Queste variazioni sono dovute alla differente velocità di degradazione dei diversi componenti della materia organica volatile. Infatti, poco dopo l’introduzione del substrato nel digestore, i primi componenti si degradano, producendo un biogas molto ricco di anidride carbonica, mentre gli altri componenti si degradano successivamente, con produzione di un biogas più ricco in metano. I due parametri, portata e concentrazione di  $\text{CH}_4$ , variano in senso opposto: durante il caricamento del digestore si ha una grande portata di biogas a basso contenuto di metano, mentre lontano del caricamento, si ha una portata ridotta, ma ricca di metano. Il rendimento in biogas del processo, espresso in termini di  $\text{m}^3/\text{kgTVS}$  alimentati, è molto variabile e dipende dalla frazione biodegradabile del substrato. Infatti, non tutta la sostanza organica presente nel digestore viene convertita in biogas, ma solo una sua frazione, come rappresentato nella figura 8.4.1 che illustra appunto la trasformazione del substrato durante il processo. Tale sezione dell’impianto è presentata in figura 8.4.2, mentre in planimetria è situata nella zona evidenziata in figura 8.4.3.

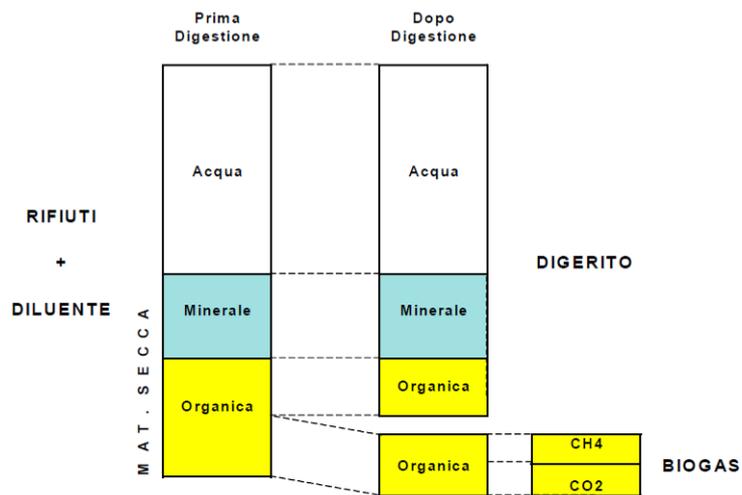


Figura 8.4.1: Trasformazione del substrato nel digestore.

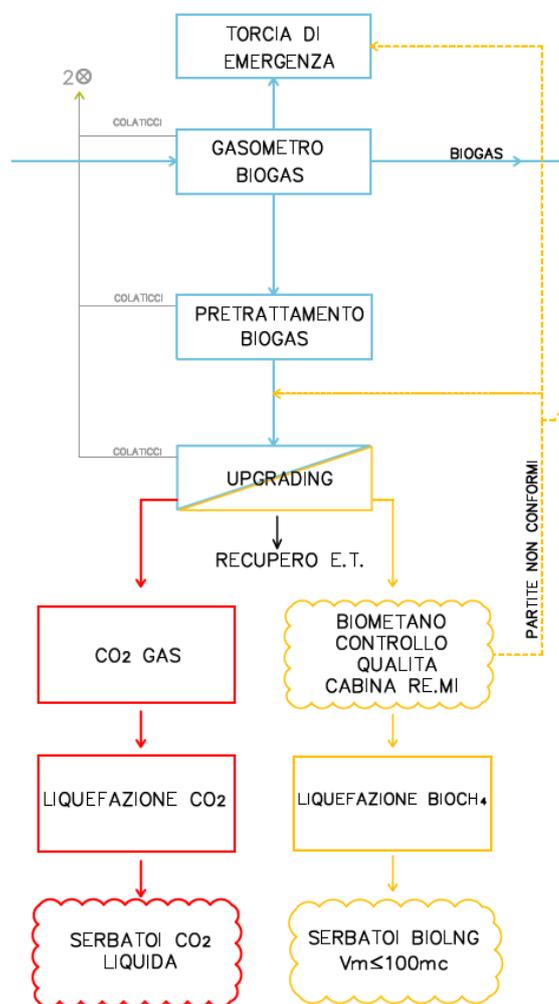
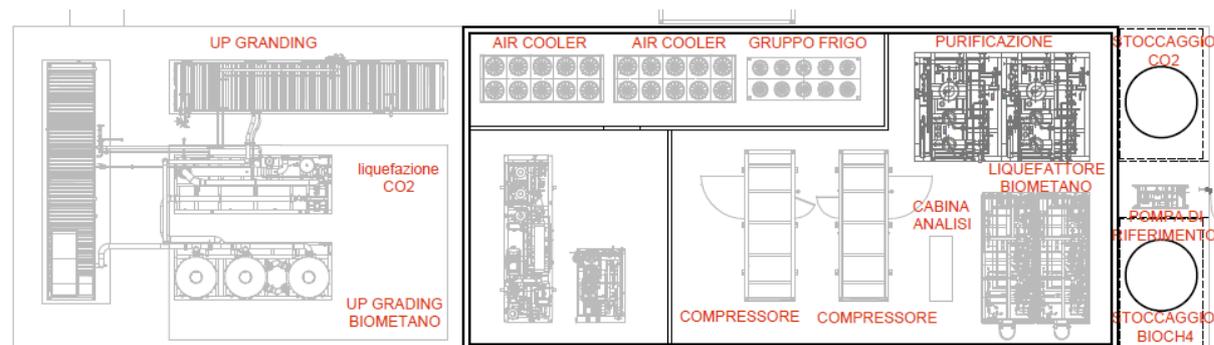


Figura 8.4.2: Sezione Biogas-Biometano nello Schema di processo.



**Figura 8.4.3:** Sezione Biogas-Biometano nella planimetria.

La produzione attesa di biogas è rappresentata dalla tabella 8.4.1.

**Tabella 8.4.1:** Produzione di biogas attesa.

<b>Produzione specifica attesa</b>	0,60-0,61 m <sup>3</sup> /Kg SSV <sup>-1</sup>
<b>Quantitativo ingresso FORSU</b>	90.000 t /a
<b>Ore annue</b>	8.760 h/ a
<b>Produzione oraria</b>	1.450 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Produzione giornaliera</b>	34.800 Nm <sup>3</sup> /d
<b>Peso specifico biogas</b>	1,10-1,15 Kg/Nm <sup>3</sup>
<b>Produzione annua</b>	1.400 t/a

Nella tabella 8.4.2 sono stati riportati i componenti principali e relative percentuali di biogas atteso.

**Tabella 8.4.2:** Composizione dei componenti stimati nel biogas atteso.

<b>Componenti</b>	<b>Percentuale</b>
Metano	55-60 %
Anidride Carbonica	35-40 %
Acido solfidrico	0,02-0,2 %
Vapore d'acqua	Saturazione
Idrogeno, ammoniaca	Tracce
Ossigeno, azoto	Tracce

La linea biogas sarà così costituita dalle seguenti dotazioni impiantistiche tutte disposte tra l'area della digestione anaerobica e nella contigua area di produzione di gas criogenici liquefatti:

- Formazione e primo stoccaggio del Biogas prodotto nei digestori
- Accumulatore pressostatico centralizzato in bassa pressione (Gasometro)
- Torcia di esaurimento Bi-Fuel
- Pre-trattamenti del Biogas propedeutici all'Upgrading
  - trappola condense e guardia idraulica

- condensazione tipo chiller
- filtro a carboni attivi.
- Sistema di upgrading del biogas
- Produzione biometano con liquefazione del biometano a BioLNG
- Produzione di CO<sub>2</sub> (recuperata dall'Off-gas dell'Upgrading) e liquefazione della CO<sub>2</sub> stessa.

In ciascun digestore anaerobico il biogas prodotto tende a risalire nella parte superiore delle vasche, per effetto della minor densità del biogas stesso rispetto al digestato. L'effetto di risalita del biogas risulta inoltre favorito dall'azione meccanica indotta dalla continua miscelazione. Il biogas prodotto tenderà pertanto ad accumularsi sulla parte sommitale delle vasche, tra il pelo libero del digestato e la soletta di copertura nei digestori Primari caldi (Free Board equivalente a 1 metro) e tra il pelo libero del digestato e la soletta di copertura nei digestori Secondari Freddi (Free Board equivalente 0,5 metri). La parte superiore di ogni vasca sarà collegata, tramite apposita linea, ad un collettore principale che, mantenuto in depressione costante, grazie alla presenza dell'accumulatore pressostatico (Gasometro), consentirà l'invio del biogas ai sistemi di purificazione. Tutti i digestori saranno dotati di un sistema di sicurezza composto da una valvola meccanica di sovrappressione e da una valvola rompivuoto. Tale sistema sarà installato sulla tubazione di prelievo del biogas e ciascuna valvola di sicurezza sarà in grado di sfiatare l'intera portata del biogas prodotto.

#### 8.4.1 Gasometro

Il Gasometro è un serbatoio di accumulo del biogas prodotto durante la fermentazione anaerobica prima di essere inviato alla depurazione e alla successiva valorizzazione energetica come biocarburante; la necessità di avere un polmone di riserva per lo stoccaggio del biogas è legata alla sua variabilità nella produzione nei processi anaerobici e nella eventuale impossibilità di utilizzare il biogas per eventuali fermi tecnici o manutenzioni agli impianti di Upgrading, prevedendo un periodo di accumulo massimo stimato di 2,5 h. Il serbatoio di stoccaggio del gasometro permette di dare un'alimentazione costante ai processi depurativi ed alla valorizzazione posta a valle. Si tratta inoltre di un dispositivo di sicurezza che agisce come volume tampone a servizio dei serbatoi di digestore caldi e freddi; infatti, quando il liquido viene espulso dai serbatoi, il biogas proveniente dal serbatoio di accumulo compensa la differenza di volume mantenendo costante la pressione; allo stesso modo, raccoglie il biogas prodotto dal digestore evitando sovrappressioni. Il gasometro è realizzato come volume autonomo ed aggiuntivo rispetto al free board dei serbatoi di digestione funge da dispositivo, oltre che di parziale accumulo del Biogas prodotto, di regolazione della pressione di tutta la linea biogas.

Il gasometro di progetto è a doppia membrana del tipo a tre quarti di sfera. Esso è costituito da una membrana esterna, a cui si deve la forma a cupola, e da una membrana interna, che assieme alla membrana di fondo, costituisce il vero e proprio serbatoio del biogas. Un esempio di gasometro di questo tipo è rappresentato in figura 8.4.1.1.



**Figura 8.4.1.1:** Esempio di gasometro.

L'aria presente nell'intercapedine tra le due membrane (esterna ed interna) viene convogliata mediante un ventilatore con funzionamento in continuo; lo scopo è quello di mantenere la pressione costante, indipendentemente dal livello di riempimento della membrana interna. La pressione nell'intercapedine conserva inalterata la forma della membrana esterna, consentendo così allo stesso tempo al gasometro di resistere a tutti i carichi esterni (vento; carichi accidentali). La membrana interna dove è stoccato il Biogas viene pressurizzata con una bassa sovrappressione di 5-10 mbar. Le caratteristiche del gasometro riassunte nella tabella 8.4.1.1, sono dati rappresentative disponibili sul mercato che soddisfano le necessità del processo.

**Tabella 8.4.1.1:** Dati caratteristici gasometro.

<b>Capacità del gasometro</b>	5.390 m <sup>3</sup>
<b>Pressione di esercizio</b>	4-5 mbar
<b>Diametro</b>	23,10 m
<b>Altezza</b>	17,30 m

#### 8.4.2 Torcia di emergenza

La torcia di emergenza è un dispositivo di sicurezza installato solo per gestire le situazioni di effettiva necessità; tutte le situazioni di sovrappressioni o fermi sono state infatti analizzate già in fase progettuale e saranno così gestite:

- Il gasometro garantisce uno stoccaggio adeguato alla produzione di biogas
- In caso di sovrappressioni o eccessi di produzione di biogas, ovvero impianto di upgrading fermo per attività di manutenzione, si procederà ad inviare il biogas alla caldaia interna semplicemente “switchando” l'alimentazione e solo in subordine inviarlo a termodistruzione in torcia
- Nelle situazioni di partite non conformi del biometano prodotto questo sarà inviato alla valorizzazione nel cogeneratore interno ovvero alla caldaia.

La torcia (del tipo Bi-Fuel con doppia linea di adduzione e due bruciatori distinti) sarà quindi utilizzata per la termodistruzione del biogas/biometano prodotto in maniera subordinata di ogni forma di valorizzazione energetica interna:

- Nell'impianto upgrading
- Cogeneratore ad alto rendimento
- Caldaia.

È pertanto da utilizzare solo nel caso di effettiva necessità per vuotare la linea in tempi rapidi per evitare situazioni di pericolo. La torcia, di tipo autoportante, sarà realizzata completamente in materiale refrattario e sarà dotata di:

- N° 1 camera di combustione
- N° 2 bruciatori
- N° 1 sistema automatico di controllo della temperatura
- N° 1 pannello di accensione e controllo per l'unità.

La torcia è dimensionata in modo appropriato per bruciare almeno il 125% del flusso di gas di picco, criterio progettuale basato sull'eccessiva prudenza se pur più costoso daattare. Le caratteristiche della torcia riassunte nella tabella 8.4.1.2, sono dati rappresentativi disponibili sul mercato che soddisfano le necessità del processo.

**Tabella 8.4.1.2:** Caratteristiche torcia.

<b>Arrestatore di fiamma</b>	Si
<b>Temperatura di combustione</b>	>1000 °C
<b>Concentrazione di ossigeno</b>	>6%
<b>Tempo di ritenzione</b>	>0,3s
<b>Efficienza di Combustione</b>	>99 %
<b>Altezza corpo torcia</b>	8 m
<b>Diametro</b>	1,9 m
<b>Controllo in continuo</b>	Temperatura e portata biogas
<b>Ciclo</b>	Automatico

#### 8.4.3 Pretrattamenti biogas

Il processo di purificazione è costituito da due fasi principali:

- Pretrattamenti nei quali vengono eliminate le impurità, il pulviscolo, il vapore acqueo e i contaminanti H<sub>2</sub>S e NH<sub>3</sub>
- Upgrading per l'ottenimento di biometano con purezza al 99,5 % e separazione con liquefazione della CO<sub>2</sub> tramite membrane.

Il biogas in uscita da ciascun digestore anaerobico subirà un primo trattamento di separazione dalle condense attraverso il passaggio in una apparecchiatura progettate per rimuovere i liquidi ed i solidi dal biogas umido e sporco, contribuendo alla protezione degli equipaggiamenti successivi dalla corrosione, dall'intasamento o dai colpi d'ariete. La rimozione della condensa è ottenuta dalla combinazione della forza centrifuga e della diminuzione della velocità nel momento in cui il gas entra nella trappola. Esse sono costituite da un apposito serbatoio, di volume pari a 500 l, realizzato in acciaio, con lo scarico delle condense in continuo e per caduta all'interno del digestore caldo su cui saranno installate.

I pretrattamenti del biogas hanno come scopo anche quello di proteggere le membrane di separazione della CO<sub>2</sub> da contaminanti e particelle eventualmente trascinate dal biogas, ridurre le concentrazioni di H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> e H<sub>2</sub>O presenti a un limite accettabile dalle membrane. Le principali fasi del pretrattamento sono:

- Essiccazione tramite raffreddamento (*chiller*)
- Rimozione della H<sub>2</sub>S e dei VOC attraverso filtro a carbone attivo
- Compressione del biogas.

#### *Raffreddamento del Biogas*

La temperatura e l'umidità del gas influenzano l'efficienza di separazione del carbone attivo. Prima della filtrazione con carbone attivo il gas deve essere essiccato, per evitare che il filtro a carbone si saturi velocemente. Il biogas viene quindi essiccato per raffreddamento a 5 °C in modo da diminuire il contenuto di umidità, H<sub>2</sub>S ed eventuale NH<sub>3</sub> presente nel flusso gassoso. L'apparecchiatura che viene mostrata in figura 8.4.3.1 è l'esempio di un *chiller* che ha come fluido refrigerante glicole a 0 °C. Il biogas viene successivamente pre-compresso ad una pressione di 150 mbar, valore necessario per la fase successiva di filtrazione



**Figura 8.4.3.1:** *Chiller* del biogas.

#### *Filtrazione del biogas*

Il biogas, una volta essiccato viene avviato ai filtri a carbone, come, per la rimozione dell'H<sub>2</sub>S, VOC residui ed eventuali silossani. La rimozione dell'idrogeno solforato dal biogas attraverso carboni attivi si basa su un processo chimico di conversione mentre la rimozione dei silossani si basa sull'adsorbimento fisico sul carbone attivo. Dopo questa fase, il biogas viene compresso alla pressione necessaria per la fase di upgrading a membrane. L'idrogeno solforato e altri contaminanti (VOC e silossani) residui vengono rimossi dal biogas usando filtri a carbone attivo. Il biogas viene analizzato precedentemente, tra e alle uscite dei filtri, in modo che la configurazione del sistema di filtrazione a carbone attivo possa essere modificata tempestivamente. È previsto l'impiego di due filtri sono dedicati alla rimozione di H<sub>2</sub>S e un filtro per VOC e silossani. Per assicurarsi che i filtri al carbone funzionino bene, il biogas deve contenere dallo 0,1 allo 0,2% di O<sub>2</sub>. Durante il pretrattamento, l'eccipiente da sostituire più spesso è il carbone attivo. Per questo motivo vengono utilizzati due tipi di carbone attivo: carbone attivo impregnato e carbone attivo standard. Le caratteristiche dei filtri a carboni attivi riassunte nella tabella 8.4.3.1, sono rappresentative dei filtri di questa tipologia disponibili sul

mercato che soddisfano le necessità del processo, mentre viene riportato in figura 8.4.3.2 a scopo esemplificativo il sistema di filtrazione in questione.

**Tabella 8.4.3.1:** Caratteristiche sistema di filtrazione.

<b>N° 2 filtri per la rimozione di H<sub>2</sub>S</b>	Materiale custodia HDPE
<b>N° 1 filtro rimozione VOC</b>	Materiale custodia HDPE
<b>Versione</b>	Verticale a letto basso
<b>Temperatura di utilizzo</b>	-10 ÷ 30 °C
<b>Pressione di utilizzo</b>	200 mbarg



**Figura 8.4.3.2:** Sistema di filtrazione del biogas.

#### *Compressione del biogas*

Dopo il pretrattamento, il biogas viene compresso alla pressione necessaria che serve alle membrane per l'upgrading. A seconda delle specifiche che il biogas deve avere la pressione varia tra 12 e 16 bar. L'ingresso del biogas nel compressore viene regolato da convertitori di frequenza e da bypass nel caso di flussi di biogas inferiori al 50%. Inoltre, sono presenti filtri antipolvere per assicurare la rimozione di ogni componente indesiderato nel biogas e componenti in gomma per ridurre le vibrazioni. Le caratteristiche del compressore riassunte nella tabella 8.4.3.2, sono rappresentative dei compressori disponibili sul mercato che soddisfano le necessità del processo, mentre viene riportato in figura 8.4.3.3, a scopo esemplificativo, il sistema di compressione del biogas.

**Tabella 8.4.3.2:** Caratteristiche compressore.

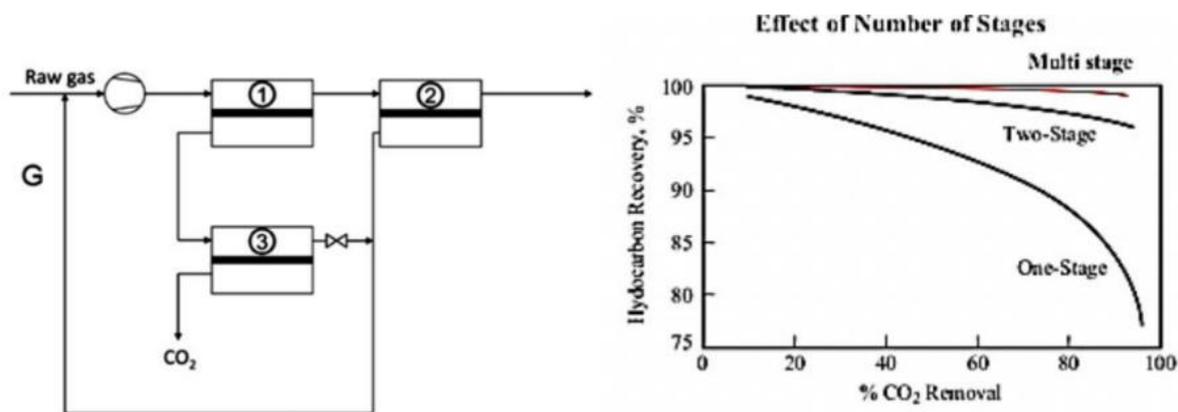
<b>Pressione di aspirazione</b>	150 mbarg
<b>Pressione operativa</b>	10 -15 barg
<b>Temperatura del gas in uscita</b>	15-20 °C
<b>Potenza installata</b>	560 kW
<b>Potenza assorbita</b>	237 - 395 kW
<b>Alimentazione elettrica</b>	400/3/50 v/ph/Hz



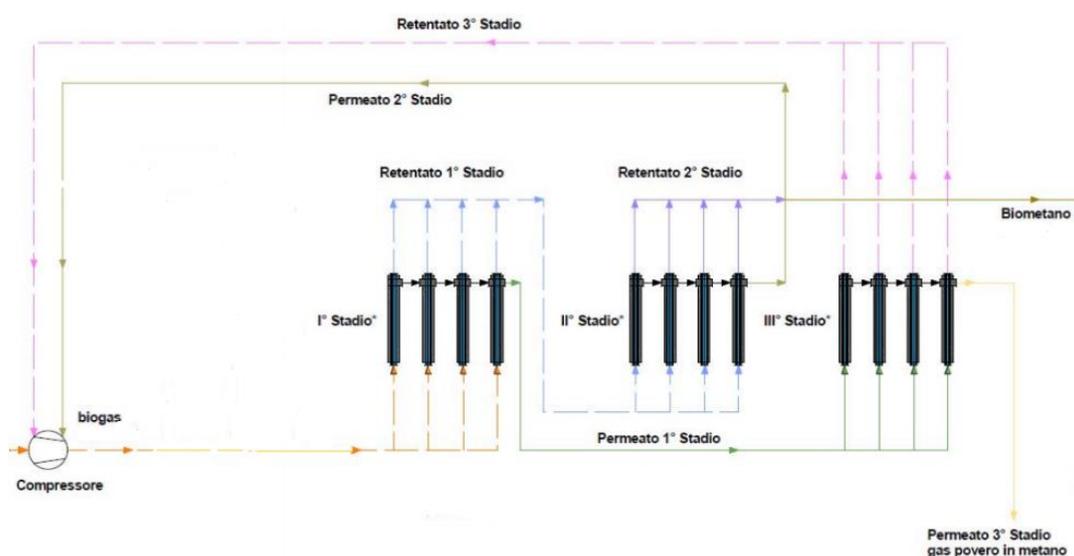
**Figura 8.4.3.3:** Compressore biogas in container da 12 metri.

#### 8.4.4 Upgrading biogas

La separazione dell'anidride carbonica avviene tramite l'utilizzo di membrane altamente selettive con la configurazione a tre fasi mostrata in Figura 8.4.4.1. Ogni stadio di purificazione è composto da moduli a membrane tubolari del tipo "hollow – fiber" [25]. In questo caso, le membrane che si prevede di utilizzare sono maggiormente permeabili alle sostanze che devono essere separate dal metano, tra cui la  $CO_2$  e, pertanto, effondono molto più velocemente formando il gas permeato. Il metano viene invece trattenuto all'interno del modulo (gas retentato) inviato al primo stadio del sistema a membrane dove il gas viene separato in un flusso ricco di metano (retentato I° Stadio) ed in un flusso con un maggior contenuto di anidride carbonica (permeato I° Stadio). Il retentato del primo stadio viene inviato al secondo stadio di trattamento con membrane che porta alla formazione di biometano (retentato II° Stadio) e di un gas che presenta ancora un certo contenuto di metano (Permeato II° Stadio) il quale viene fatto ricircolare all'inizio del sistema di trattamento. Il permeato, proveniente dal primo stadio di trattamento, viene separato nella terza sezione di trattamento a membrane, dove origina un gas composto quasi esclusivamente da anidride carbonica (permeato III° Stadio) e un gas contenente ancora una certa quantità di metano (retentato III° Stadio) che viene fatto ricircolare all'inizio del sistema di trattamento. A questo punto il biometano, con elevato grado di purezza, esce dalla sezione di upgrading. Il permeato in uscita dal III° stadio di trattamento (off-gas) pur essendo composto prevalentemente da anidride carbonica, contiene ancora una piccola quantità di metano e viene inviato ai fermentatori come gas inerte da impiegare durante le operazioni di apertura. Un esempio di schema di separazione a membrane è riportato in figura 8.4.4.2.



**Figura 8.4.4.1:** Upgrading a membrane a più stadi, tratta da [25] con modifiche.



**Figura 8.4.4.2:** Esempio di uno schema di upgrading a biogas, tratta da [25] con modifiche.

I moduli a membrane sono così disposti affinché il gas ricavato dai diversi livelli possa essere rimesso in circolazione per ottenere la massima efficienza (>99,5%) e ridurre al minimo le perdite di metano (<0,5%). Viene riportato in figura 8.4.4.3 e 8.4.4.4 a scopo esemplificativo il sistema di separazione a membrane.



**Figura 8.4.4.3:** Moduli di membrane all'interno di un prefabbricato.



**Figura 8.4.4.4:** Moduli di membrane all'interno di un container.

Inoltre, il calore generato dall'essiccamento del biogas, dal compressore centrale dell'upgrading e dal raffreddamento del gas dopo il passaggio nel compressore può essere recuperato tramite un sistema di recupero del calore basato sull'uso di pompe di calore riducendo così il fabbisogno energetico complessivo del ciclo. In tabella 8.4.4.1 sono riportate le caratteristiche del sistema di upgrading del biogas per la gentile concessione dell'azienda Bright Biomethane che mi ha fornito informazioni sufficienti per gli svolgimenti dei bilanci al capitolo 9 [26].

**Tabella 8.4.4.1:** Sistema di Upgrading.

	<b>BioCH<sub>4</sub></b>	<b>Off-gas</b>
% CH <sub>4</sub>	≥97	≤0.8
% CO <sub>2</sub>	≤0,6	≥99
Pressione	15 bar	1 bar
Temperatura	10-30 °C	10-35 °C
Punto di rugiada	-50 °C (15 bar)	-17 °C (1 bar)
Indice di Wobbe	34.95-45.28 MJ/Sm <sup>3</sup>	-
Potere calorifico inferiore	47.31-52.33 MJ/Sm <sup>3</sup>	-
Consumo elettrico Upgrading	0,33 KWh / Nm <sup>3</sup> <sub>biogas</sub> a <sup>-1</sup>	
Consumo Carboni attivi	0,45 g/Nm <sup>3</sup> <sub>biogas</sub> a <sup>-1</sup>	

#### 8.4.5 Liquefazione e Stoccaggio CO<sub>2</sub>

Il gas ricco di CO<sub>2</sub> proveniente dal processo di upgrading del biogas viene inviato ad un'unità di liquefazione per il recupero della CO<sub>2</sub> che, mediante un compressore a due fasi non lubrificato, viene compressa e poi trattata in un essiccatore a setaccio molecolare automatico per rimuovere completamente l'umidità. Successivamente la CO<sub>2</sub> passa al filtro più fine per rimuovere eventuali residui odorizzanti, composti, impurità nonché eventuali polveri residue.

Il gas così purificato viene poi inviato al liquefattore di CO<sub>2</sub>; viene riportato in figura 8.4.5.1 a scopo esemplificativo l'unità di liquefazione della CO<sub>2</sub>.



**Figura 8.4.5.1:** Unità di liquefazione della CO<sub>2</sub>.

Tuttavia, tracce di gas non condensabili ancora presenti nel gas restano gassose anche durante il processo di liquefazione della CO<sub>2</sub>. Eventuali sostanze non condensabili, come ossigeno, metano e azoto, vengono efficacemente rimosse nella torre di stripping inserita. Tali gas non condensabili sono utilizzati per la rigenerazione dell'essiccatore. La CO<sub>2</sub> liquida pura fluisce nel serbatoio di stoccaggio coibentato che può essere di verticale o orizzontale. Dai serbatoi di stoccaggio, la CO<sub>2</sub> liquida può essere trasportata presso i potenziali utilizzatori. Viene riportato in figura 8.4.5.2 a scopo esemplificativo l'unità di liquefazione della CO<sub>2</sub>, mentre in tabella 8.4.5.1 sono riportate le caratteristiche attese del sistema di liquefazione.



**Figura 8.4.5.2:** Esempio di serbatoio verticale di stoccaggio CO<sub>2</sub> liquida.

**Tabella 8.4.5.1:** Caratteristiche sistema di liquefazione della CO<sub>2</sub>.

<b>Potenza elettrica installata</b>	295 kW
<b>Refrigerante</b>	Ammoniaca
<b>Potenza elettrica assorbita</b>	260 kW
<b>Temperatura di liquefazione</b>	-34 ÷ -24 °C
<b>Temperatura di condensa</b>	-33 / +35 °C
<b>Pressione operativa</b>	16/18 bara
<b>Purezza CO<sub>2</sub></b>	≥99,5 %

#### 8.4.6 Liquefazione e stoccaggio Biometano

La sezione di liquefazione e di stoccaggio del bioLNG non è stata selezionata durante questa fase autorizzativa, ma, ai fini dei bilanci, sono fatte delle stime sia sulle quantità di bioLNG prodotto sia sul consumo energetico richiesto per tale trattamento. In tal senso ringrazio l'azienda 2LNG s.r.l per avermi fornito dati sufficienti per gli svolgimenti dei bilanci al capitolo 9 [27].

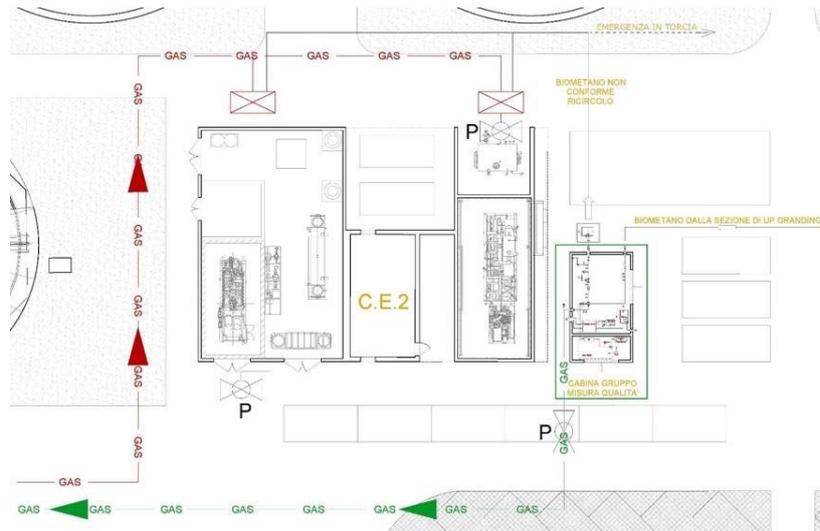
Prima del processo di liquefazione verrà necessariamente inserita una sezione di purificazione, discussa al paragrafo 6.2, per il raggiungimento di una maggiore purezza del biometano, in modo che il processo di liquefazione sia in grado di liquefare la portata massima consentita dall'impianto. Inoltre, la produzione di bioLNG è uguale alla portata gassosa entrante meno la perdita di metano dovuta al processo di rigenerazione e all'analisi delle partite non conformi come richiesta dal GSE.

**Tabella 8.4.6.1:** Caratteristiche sistema di liquefazione biometano.

<b>Potenza elettrica installata</b>	900 kW
<b>Potenza elettrica assorbita</b>	708 kW
<b>Temperatura di liquefazione</b>	-150 ÷ -140 °C
<b>Pressione operativa</b>	2-3 barg
<b>Purezza bioLNG</b>	99,9 %

#### 8.5 Cabina REMI

Il biometano ricavato dal processo di “digestione” della FORSU verrà depurato dalla CO<sub>2</sub> e trasferito alla cabina REMI per il controllo e le dovute verifiche quali-quantitative (ai sensi delle Procedure Applicative del 5/9/019) prima di essere avviato alla successiva sezione di liquefazione propedeutica alla commercializzazione del BioLNG per autotrazione secondo quanto richiesto dal D.N. 2/3/2018. Nella figura 8.5.1 è rappresentata la pianta della cabina REMI.

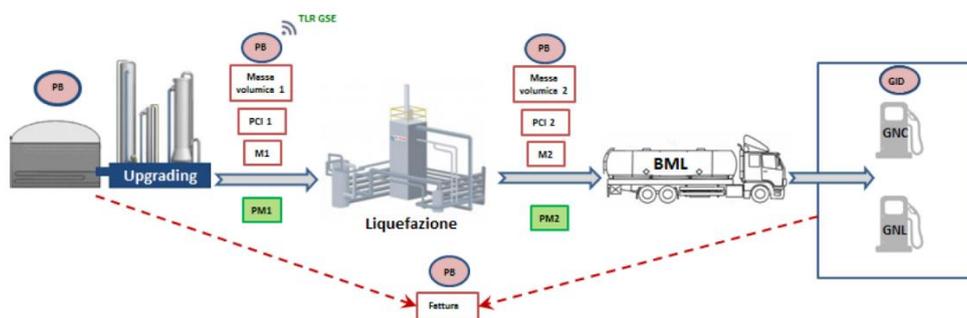


**Figura 8.5.1:** Cabina gruppo misura di qualità.

La cabina REMI è situata a valle della sezione di upgrading, il cui scopo è di effettuare la misura di qualità del biometano prodotto. L'impianto è certificato in riferimento alla Direttiva 2014/68/CE "PED" ed è costituito da gascromatografo. Qualora la partita di biometano in uscita dalla sezione upgrading sia valutata non conforme, viene negata l'alimentazione alla successiva fase di liquefazione e, a seconda del grado di non conformità, è possibile destinare il biogas per i seguenti scopi:

- Reimmissione del Metano a monte per un nuovo ciclo di trattamento
- Valorizzazione energetica nel cogeneratore C.A.R.
- Valorizzazione energetica nella caldaia
- Termodistruzione in torcia.

Ai sensi e per gli effetti del D.M. 2/3/18 (nonché delle conseguenti Procedure applicative del 5/9/19) la determinazione dell'energia incentivabile avverrà secondo norma e attraverso la *Configurazione 5* rappresentata in figura 8.5.2.



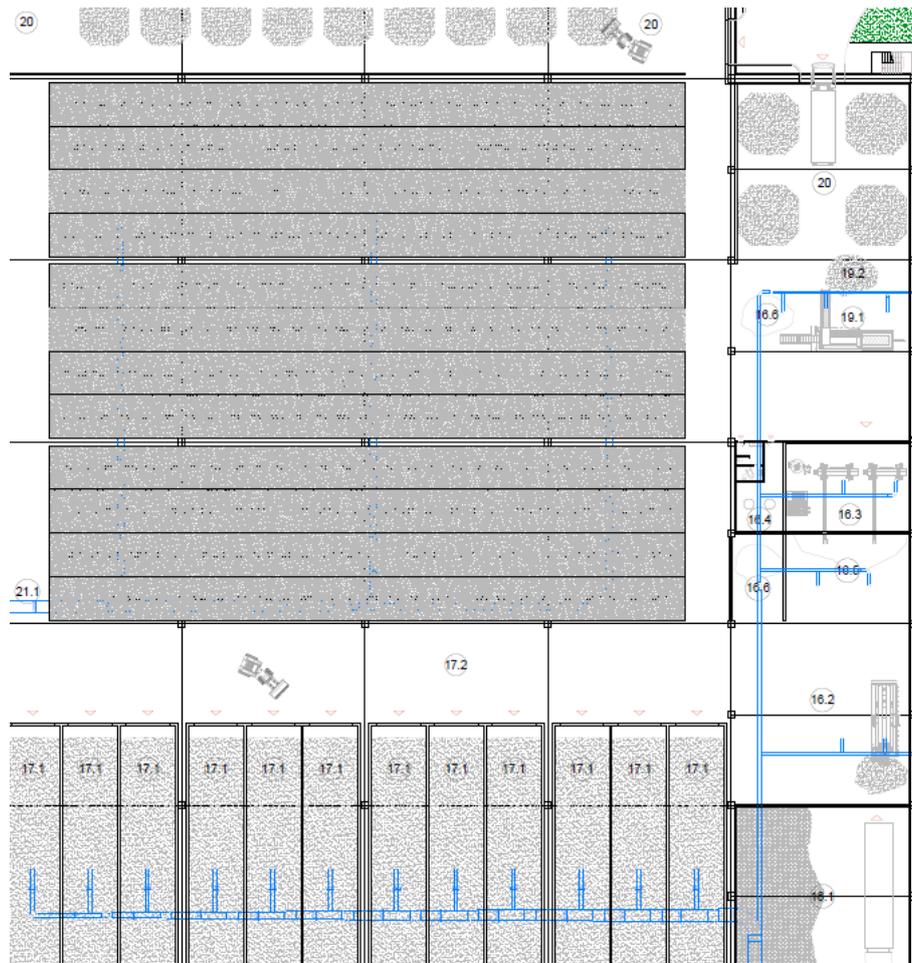
**Figura 8.5.2:** Configurazione liquefazione e trasporto bioLNG.

## 8.6 Compostaggio

Il processo di compostaggio è costituito dalle seguenti fasi:

- Miscelazione tra una frazione organica ed una lignea cellulosica per ottenere un rapporto tra carbonio e azoto equilibrato, una umidità relativa stabilita e una porosità adeguata a permettere la circolazione interna di aria e ossigeno
- Periodo di trasformazione attiva (Active Composting Time o A.C.T.) comprendente, sostanzialmente la fase mesofila di latenza e la fase termofila di stabilizzazione: la biomassa è insufflata dal basso per garantire la corretta aereazione e il controllo della temperatura interna, viene preferibilmente svolta in ambienti totalmente confinati a causa dell'elevata produzione di vapori;
- Maturazione o curing: le temperature scendono sotto i 40 °C e il materiale generalmente non è insufflato dal basso ma rivoltato periodicamente.
- Vagliatura: con lo scopo di ottenere una granulometria uniforme e dividere il compost maturo dalla frazione lignea cellulosica che non ha completato la propria degradazione.
- Stoccaggio del compost maturo in attesa di essere ceduto a terzi.

In coincidenza con i vari stadi del compostaggio, si affermano e predominano differenti popolazioni di microrganismi. L'iniziale decomposizione del substrato è dovuta all'intervento di specie microbiche mesofile che utilizzano rapidamente i composti solubili e facilmente degradabili. Il calore prodotto dalle reazioni esoergoniche di questi microrganismi rimane intrappolato nella matrice in trasformazione a causa della scarsa conducibilità di quest'ultima. A seguito del progressivo accumulo di calore, la temperatura del substrato comincia a salire, superando la soglia della termofilia. Superati i 40 °C, i microrganismi mesofili divengono meno competitivi e sono perciò progressivamente sostituiti da specie termofile, alcune delle quali risultano capaci di resistere a temperature elevate e di svolgere le normali attività metaboliche a temperature maggiori di 70 °C. Raggiunta o superata la soglia dei 55 °C, un gran numero di microrganismi, ivi comprese le specie patogene per l'uomo e per le piante, è disattivato. Dal momento che temperature al di sopra dei 65 °C uccidono la maggior parte dei microbi, riducendo così il tasso di decomposizione del substrato, nelle applicazioni biotecnologiche del compostaggio è opportuno governare il processo affinché non venga superata questa soglia, ovvero limitare il più possibile il lasso termico della deriva termica. Durante lo stadio termofilo, le alte temperature accelerano la degradazione di proteine, grassi e carboidrati complessi quali cellulosa ed emicellulosa, che rappresentano due tra i più importanti polimeri strutturali delle piante. Man mano che la disponibilità dei composti ricchi di energia comincia ad esaurirsi, la temperatura della matrice in trasformazione gradualmente decresce, consentendo alle popolazioni microbiche mesofile responsabili dei processi di humificazione di colonizzare il substrato. Quando lo stadio giunge a compimento, il prodotto ormai maturo può essere inviato a raffinazione per essere compost con pezzatura omogenea e commercializzato quindi come fertilizzante. In figura 8.6.1 è rappresentata la sezione dell'impianto in cui viene prodotto il compost o ammendante.



**Figura 8.6.1:** Rappresentazione planimetrica della sezione di compostaggio dell'impianto.

### *Preparazione della miscela*

La preparazione della miscela è effettuata con un carro miscelatore elettrico dotato di celle di carico per la pesatura del mix alimentato. Al fine di ottenere una miscelazione corretta la tramoggia viene caricata con:

- Biomasse triturate (Verde vergine)
- Verde di ricircolo (Strutturante)
- Digestato solido che viene estratto dalle centrifughe poste nel locale adiacente
- Graniglie pesanti (pre-addensate) separate nel comparto pretrattamento FORSU.
- Grigliati filamentosi separati nel comparto WWTP.

La preparazione del mix da compostare avviene all'interno dell'edificio dove sono stoccati i materiali; queste operazioni avvengono in ambiente chiuso e mantenuto in depressione per evitare qualsivoglia fuoriuscita di odori sgradevoli. La miscela risultante viene scaricata a terra nell'area antistante le biocelle tramite pala gommata di servizio, in uno spazio apposito dal quale una seconda pala gommata preleva il materiale e provvede al carico della specifica biocella.

### 8.6.1 Caratteristiche della miscela inviata a Bioossidazione

Un PLC gestisce in maniera autonoma il miscelatore e la tramoggia di carico delle varie frazioni ligneo cellulose (Verde, Strutturante, Graniglie). Le dimensioni della pezzatura del verde tritato saranno impostate per ottenere una biomassa da inviare a Bioossidazione con le caratteristiche riportate nella tabella 8.6.1.1. Con frequenza minima di ogni 2 mesi, ovvero ad ogni cambiamento delle matrici in ingresso, saranno effettuati controlli per il rispetto dei parametri e l'impostazione degli eventuali accorgimenti correttivi.

**Tabella 8.6.1.1:** Parametri biomassa inviata a biocelle.

<b>Parametro</b>	<b>valore</b>	<b>Unità di misura</b>
Umidità (%tal quale)	>50	%
Densità apparente	<0,7	t/m <sup>3</sup>
Rapporto C/N	25-30	
Percentuale minima ligneo cellulose	>40	%

Il rispetto dei parametri sarà ottenuto gestendo i seguenti fattori:

- Qualità delle matrici in ingresso (soprattutto per quanto riguarda le frazioni ligneo cellulose)
- Variazione qualitativa delle frazioni ligneo cellulose durante l'anno
- Umificazione delle frazioni ligneo cellulose.

### 8.6.2 Fase di bioossidazione accelerata

La fase di bioossidazione accelerata viene effettuata in biocelle insufflate, tale tecnologia sta diventando la più diffusa tra le tecniche di compostaggio perché:

- Permette un controllo puntuale dei parametri che governano il processo
- La gestione e la manutenzione è agevolata dal fatto che le attrezzature sono esterne alla area in cui avviene la fase ossidativa
- È possibile monitorare l'andamento del processo e applicare una gestione mirata.

Il sistema consiste in una platea insufflata che sarà realizzata in calcestruzzo, nella quale risulterà affogato il "pettine di insufflazione", realizzato, nelle dimensioni complessive pari alla superficie netta della platea, con tubi in polietilene (PE) dotati di tromboncini di insufflazione in nylon; il tutto verrà connesso ad una camera di distribuzione dell'aria. La biocella è delimitata da pareti in calcestruzzo armato che chiudono completamente la biocella su tre lati (il quarto è il lato di accesso).

L'intera fase ossidativa avverrà tenendo chiusa la biocella che verrà garantita mediante porta stagna con bordi in gomma la cui tipologia è rappresentata in figura 8.6.2.1.



**Figura 8.6.2.1:** Esempio di biocelle per compostaggio.

L'aerazione forzata della biomassa è un importante fattore di ottimizzazione delle condizioni di processo nei sistemi tesi al trattamento di materiali a bassa consistenza ed elevata fermentescibilità. La capacità di intervenire, tramite adeguati sistemi di aerazione, sul controllo delle temperature di processo e sull'evoluzione dello stato igrometrico della biomassa, è una caratteristica importante dei sistemi di processo che applicano l'aerazione forzata. Il processo di bioconversione ha degli intervalli di temperatura e di umidità ottimali differenti nelle diverse fasi del processo. La portata d'aria specifica si esprime in Normal metri cubi per ora e per unità di peso della biomassa ( $\text{Nm}^3/\text{h t}^{-1}$ ). Generalmente, le necessità di aerazione relative al drenaggio del calore in eccesso sono superiori, anche di un ordine dimensionale, a quelle relative alla fornitura dell'ossigeno stechiometricamente necessario. Pertanto, il sistema di aerazione è dimensionato ed utilizzato essenzialmente sulle necessità di controllo termometrico, ottenendo come effetto derivato l'ossidazione della biomassa. Tale dimensionamento comporta pertanto una forte evaporazione della biomassa, e di conseguenza la necessità di monitorare in continuo le condizioni generali all'interno delle biocelle con il fine di evitare che tale fenomeno, unito al drenaggio dell'umidità da parte del sistema di aspirazione, provochi l'essiccamento della massa e l'arresto dei processi metabolici. Riempita la biocella con la preconfezionata matrice, il portone viene chiuso e si attiva il programma di controllo che, gestendo diversi parametri, ottimizza il processo, raggiungendo gli obiettivi prefissati. L'aerazione forzata all'interno delle biocelle sarà quindi ottenuta mediante dispositivi a ventilazione intermittente che consentono, durante i periodi di spegnimento, l'equalizzazione di umidità e temperatura nelle diverse zone della biomassa evitando l'insorgere di stratificazioni più o meno estese. La proporzione tra tempi di accensione e spegnimento è guidata essenzialmente dal livello termometrico che si vuole mantenere nella biomassa. L'aerazione della biocella avverrà per mezzo di ugelli troncoconici posti su tubi in PVC annegati entro la pavimentazione in calcestruzzo. In tal modo si ottiene un'aerazione completa ed ottimale della matrice, evitando la formazione, all'interno della stessa, di corsie preferenziali con il rischio di avere zone non aerate. Il sistema d'aerazione così concepito consente di mantenere la temperatura della matrice al di sotto dei  $60\text{ }^\circ\text{C}$  velocizzando il processo di biostabilizzazione, evitando la formazione di maleodoranze. Per garantire l'igienizzazione della massa organica trattata la temperatura all'interno del cumulo in stabilizzazione sarà mantenuta, per almeno tre giorni, al di sopra di  $55\text{ }^\circ\text{C}$ .

### 8.6.3 Caratteristiche biocelle

È prevista la realizzazione di n° 12 biocelle che garantiranno un ciclo di ossidazione di 24 giorni; le caratteristiche attese sono illustrate nella tabella 8.6.3.1.

**Tabella 8.6.3.1:** Caratteristiche biocelle.

<b>Giorni di conferimento su base annuale:</b>	d	312
<b>Giorni trattamento stabilizzazione anno</b>	d	365
<b>Giorni di conferimento su base settimanale:</b>	d	6
<b>CAKE in uscita dalla Centrifugazione</b>	t/a	33.500
<b>Ligneo celluloseici (ramaglie, sfalci, potature, ecc...)</b>	t/a	18.000
<b>Strutturante da ricircolo</b>	t/a	2.000
<b>Graniglie pre-addensate da pretrattamento FORSU</b>	t/a	8.800
<b>Scarti biologici filamentosi da Grigliatura WWTP</b>	t/a	100
<b>Quantità di materiale alimentato su base annuale:</b>	t/a	62.400
<b>Quantità di materiale alimentato su base giornaliera:</b>	t/d	200
<b>Densità del materiale in cumulo:</b>	t/m <sup>3</sup>	0,7
<b>Volume giornaliero corrispondente:</b>	m <sup>3</sup> /d	286
<b>Durata di ciascun ciclo:</b>	d	24
<b>Numero di biocelle necessarie:</b>	n°	12

### 8.6.4 Maturazione in andane

Al termine del ciclo di biossidazione accelerata, ciascuna biocella viene spenta e svuotata mediante pala meccanica, che riprende la miscela biostabilizzata per inviarla a maturazione in un comparto dedicato all'interno dello stesso edificio. Durante la fase di biostabilizzazione accelerata, grazie alla forte areazione, agli elevati tempi di permanenza ed al controllo dei parametri di processo, si realizzano consistenti riduzioni in peso della miscela iniziale. Queste perdite di peso sono dovute principalmente alle perdite di processo che si verificano con la produzione di percolato e di arie esauste (CO<sub>2</sub>, vapor d'acqua, ecc.) pari a circa 25.000 t/a. La maturazione avviene in andane che periodicamente vengono rivoltate con rivoltatrice semovente, macchina che permette la areazione del materiale, la formazione del cumulo ed il suo avanzamento; durante il rivoltamento è possibile anche controllare l'andamento del processo ed eventualmente procedere ad eseguire azioni correttive (umificazione, aumento frequenza dei rivoltamenti, ecc.) Considerando una densità apparente di 0,62 t/m<sup>3</sup> è stato possibile verificare i giorni di maturazione nelle andane; nella tabella 8.6.4.1 sono riportate tutte le caratteristiche della fase di maturazione.

**Tabella 8.6.4.1:** Caratteristiche della fase di maturazione.

<b>Giorni di Trattamento su base annua</b>	d	365
<b>Giorni di conferimento su base annuale:</b>	d	313
<b>Giorni di conferimento su base settimanale:</b>	d	6
<b>Quantità di materiale alimentata su base giornaliera:</b>	t	118
<b>Quantità di materiale alimentato su base annuale:</b>	t	37.200
<b>Densità del materiale in cumulo:</b>	t/m <sup>3</sup>	0,61
<b>Volume giornaliero corrispondente:</b>	m <sup>3</sup> /d	190

#### 8.6.5 Raffinazione e vagliatura

Dopo che il cumulo ha terminato la fase di maturazione in andane, il materiale viene prelevato per mezzo di una pala gommata e inviato alla fase di raffinazione finale mediante vaglio rotante e vibrante. Il materiale organico durante la fase di maturazione perderà ancora almeno il 20 - 22% in peso (con una densità finale di circa  $\rho = 0,5 \text{ t/m}^3$ ). La fase di raffinazione del compost produrrà 2 flussi:

- Sottovaglio che è il compost (circa 89 % in peso e dimensione < 6 mm)
- Sopravaglio di raffinazione (circa il 11 % in peso e dimensione > 6 mm), che è costituito da materiale ligneo celluloso che sarà stoccato in attesa di essere rimesso in testa al ciclo di compostaggio (e/o avviato allo smaltimento esterno).

#### 8.6.6 Stoccaggio Fertilizzante

Il fertilizzante prodotto, dopo la analisi chimica, sarà identificato con la sua sigla e stoccato in area dedicata all'interno del fabbricato B in cumuli e lotti identificativi per permettere la tracciabilità in conformità della attuale normativa sui fertilizzanti; ciascun lotto di produzione, che sarà mensile, sarà caratterizzato chimicamente secondo i parametri minimi richiesti che sono descritti all'interno della normativa citata nel capitolo 2.3. Sarà creata una rete commerciale per favorire la vendita del fertilizzante prodotto e limitare al massimo lo stoccaggio del prodotto finito presso l'impianto.

### 8.7 Sezione di autoproduzione di energia

L'istallazione rappresenta un processo industriale completo in tutte le sue parti che rispetta a pieno i dettami della economia circolare; infatti utilizzando quale materia prima rifiuti, è in grado di produrre, mediante l'utilizzo delle migliori tecnologie presenti oggi sul mercato, prodotti direttamente utilizzabili (BioLNG, CO<sub>2</sub> Liquida, fertilizzante commercializzabile) il tutto minimizzando l'impatto nell'ambiente e prevenendo specifiche sezioni per la depurazione di tutti i reflui, i trattamenti delle arie esauste, la minimizzazione degli scarti. Il processo produttivo possiede inoltre una spinta autosufficienza energetica utilizzando fonti fossili con elevati rendimenti e fonti energetiche rinnovabili. La richiesta di energia elettrica e termica della istallazione è importante e saranno utilizzate diverse fonti di approvvigionamento per garantire la necessaria ridondanza e prevenire ogni situazione di emergenza, saranno infatti installati:

- 1 cogeneratore ad alto rendimento (C.A.R.) che soddisfa il 100% di energia termica richiesta e circa il 76% di energia elettrica

- 1 caldaia di emergenza per fornire la necessaria energia termica alla istallazione nel caso di manutenzione dell'unità di cogenerazione
- Prelievo di energia elettrica al gestore di rete locale al fine di soddisfare il fabbisogno energetico complessivo dell'impianto
- 1 gruppo elettrogeno di emergenza di potenza inferiore ad 1 MW, alimentato a gasolio nelle situazioni di fermata di manutenzione del C.A.R. e assenza di fornitura elettrica.

Si ha l'intenzione di installare, sulla copertura dell'edificio B e dell'edificio A, un impianto fotovoltaico per migliorare ulteriormente l'autosufficienza energetica globale.

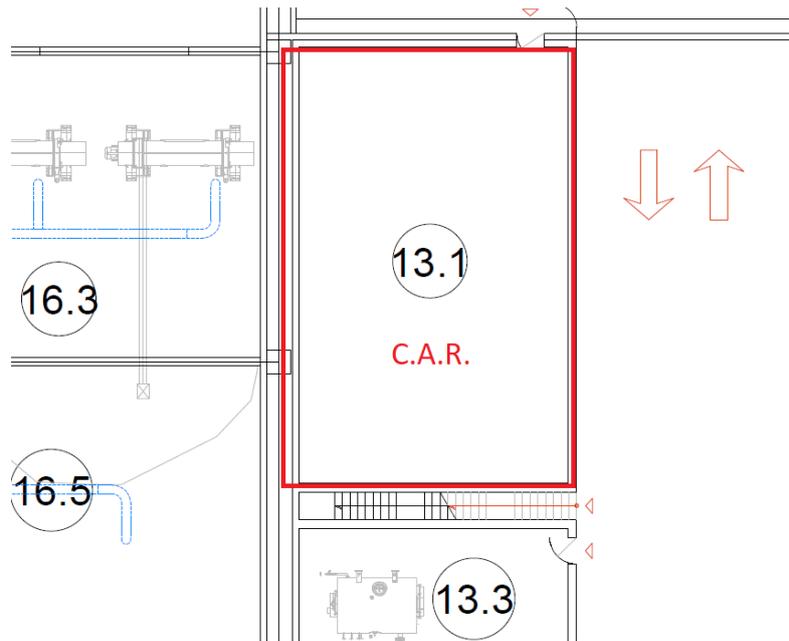
Con lo scopo di migliorare le prestazioni energetiche ambientali della installazione è prevista una importante flessibilità impiantistica, infatti:

- Il cogeneratore può essere alimentato da
  - 1) Metano fossile prelevato dalla rete
  - 2) Partite di biometano non conforme
  - 3) Biometano in caso di indisponibilità della sezione di Liquefazione.
- La caldaia può essere alimentata da:
  - a) Metano fossile prelevato dalla rete
  - b) Partite di biometano non conforme
  - c) Biometano in caso di indisponibilità della sezione di Liquefazione
  - d) Biogas in caso di sovrapproduzione ovvero di fermo della sezione di upgrading.

Nella normale conduzione impiantistica la caldaia non è utilizzata perché è energeticamente preferibile l'uso del cogeneratore ad alto rendimento; nelle situazioni di manutenzione e fermata del cogeneratore l'energia termica richiesta dal processo è fornita dalla caldaia in oggetto. Data la flessibilità con cui si può gestire la caldaia, essa sarà utilizzata con la seguente logica funzionale:

- In via subordinata al cogeneratore in tutti i casi di alimentazione a),b),c)
- In via prioritaria e preferenziale rispetto al cogeneratore in caso di sovrappressione nella linea biogas.

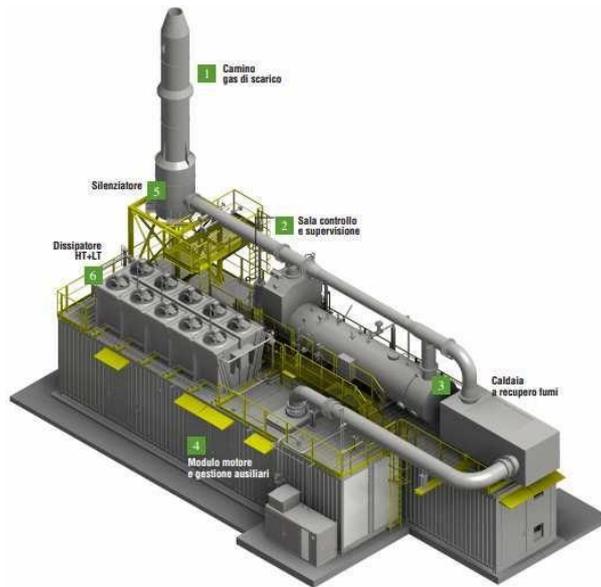
La flessibilità impiantistica è garantita da uno switch nella linea di alimentazione. Appare evidente che la termodistruzione in torcia del biogas e/o del biometano verrà attivata solo nei casi di effettiva emergenza e necessità ed in via subordinata, sia all'impianto di upgrading, che di valorizzazione energetica in caldaia. In figura 8.7.1 è rappresentata la collocazione del cogeneratore in planimetria.



**Figura 8.7.1:** Ubicazione cogeneratore in planimetria.

### 8.7.1 Cogeneratore

Il fabbisogno di energia elettrica dell'impianto sarà in parte soddisfatto da un gruppo di cogenerazione (figura 8.7.1.1 e figura 8.7.1.2) dotato di potenza elettrica pari a 1.950 kW<sub>e</sub>, valore che sarà calcolato attraverso il bilancio di energia al capitolo 9; viceversa il fabbisogno di energia termica, anch'esso ricavato al capitolo 9, viene totalmente soddisfatto dallo stesso gruppo di cogenerazione attraverso la messa a disposizione di circa 2.064 kW<sub>t</sub> recuperati dai cicli di raffreddamento del motore. Il controllo dell'erogazione della potenza elettrica avverrà in relazione al carico elettrico, dando quindi priorità alla copertura dei carichi elettrici passivi stabilmente in funzione presso l'impianto. L'energia termica recuperata dal circuito di raffreddamento del motore e dal circuito di raffreddamento dei gas di scarico consentirà di soddisfare il 100% dei fabbisogni termici dell'impianto anche grazie al possibile utilizzo integrativo del recupero di calore effettuato nella sezione di upgrading del biogas a biometano e dei digestori freddi.



**Figura 8.7.1.1:** Rendering Cogeneratore a gas.



**Figura 8.7.1.2:** Altro esempio di cogeneratore.

Il cogeneratore è una macchina composta da un motore endotermico alternativo alimentato con gas metano e da un alternatore asincrono trifase per la generazione di elettricità. Sullo stesso telaio sono fissati: motore, alternatore, quadro macchina. Il cogeneratore è quindi una macchina capace di produrre in maniera continuativa potenza elettrica e di mettere contemporaneamente a disposizione una potenza termica sotto forma dei seguenti vettori termici:

- Acqua calda (88-78 °C) proveniente dal raffreddamento di acqua delle camicie, raffreddamento olio, raffreddamento del primo stadio intercooler
- Acqua calda alla temperatura di 40 °C proveniente dal raffreddamento del secondo stadio intercooler
- Acqua calda (oppure altri vettori termici quali acqua surriscaldata, vapore, olio diatermico) dallo scambio termico con i fumi esausti.

I valori puntuali della potenza termica e le relative temperature del fluido vettore (acqua calda) dipendono dai limiti di emissione che vengono impostati secondo la regolazione della combustione. Il motore è il cuore dell'impianto di cogenerazione che in questo caso è articolato nei componenti necessari alla cogenerazione elettrica in bassa tensione (BT) e al completo recupero termico in acqua calda a 90 °C.

### Caratteristiche principali

La configurazione impiantistica dell'unità cogenerativa si basa su un motore 4 tempi a ciclo Otto, alimentato a gas, accoppiato a cogeneratore sincrono 400V/3ph/50Hz, i cui dettagli sono rappresentati nella tabella 8.7.1.1. Si precisa che tali dati sono rappresentativi dei cogeneratori disponibili sul mercato aventi la taglia interessata per l'impianto, e, inoltre, per le caratteristiche sia del camino sia delle emissioni in atmosfera riportate in tabella 8.7.1.2, rimangono valide le stesse considerazioni.

**Tabella 8.7.1.1:** Caratteristiche unità cogenerativa.

<b>Potenza elettrica</b>	1.950 (kW <sub>e</sub> )
<b>Potenza termica delle camicie del motore</b>	1.048 (kW <sub>t</sub> )
<b>Potenza termica dei fumi esausti</b>	1.016 (kW <sub>t</sub> )
<b>Potenza termica complessiva</b>	2.064 (kW <sub>t</sub> )
<b>Potenza introdotta</b>	4.555 (kW <sub>t</sub> )
<b>Rendimento elettrico</b>	42,8 %
<b>Rendimento termico</b>	45,3 %
<b>Rendimento complessivo</b>	88,1 %
<b>Portata massima gas metano</b>	475 (Nm <sup>3</sup> /h)

**Tabella 8.7.1.2:** Emissioni in atmosfera del cogeneratore.

<b>Caratteristiche</b>	
Altezza camino rispetto al piano campagna	15 m
Portata fumi	11.361 Nm <sup>3</sup> /h
Temperatura fumi dopo recupero termico	120 °C
Temperatura fumi prima del recupero termico	440 °C
Velocità allo sbocco	15 m/s

L'impianto è quindi un sistema integrato per produrre simultaneamente e ad altissima efficienza calore ed elettricità. La sezione di cogenerazione è composta da:

- Motore a gas
- Generatore asincrono
- Sistema di recupero del calore per raffreddamento del motore dal circuito dell'olio e dal primo stadio intercooler
- Sistema di recupero di calore dei fumi esausti con caldaia
- Sistema di recupero calore del secondo stadio aftercooler
- Sistema di dissipazione di emergenza calore secondo stadio aftercooler e camicie motore
- Sistema di controllo protezione e monitoraggio
- Sistema di insonorizzazione a 75 dB(A)@1 m (idonea per l'utilizzo all'interno di locale tecnico).

### *Locale insonorizzato*

Tutta la sezione di cogenerazione è ubicata all'interno di un edificio dedicato, la cui coibentazione acustica è progettata per raggiungere uno standard compatibile con il piano di zonizzazione comunale. L'aria di combustione viene aspirata in maniera indipendente grazie ad un filtro e un silenziatore dedicato alloggiato sulla sommità del locale.

### *Recupero del calore*

Il circuito primario dell'acqua di raffreddamento recupera il calore dai seguenti componenti:

- Camicie del motore
- Circuito raffreddamento olio lubrificante.

Una valvola termostatica controlla la temperatura del sistema di raffreddamento primario. Questa valvola gestisce i processi di riscaldamento e raffreddamento del motore evitando possibili shock termici; il sistema di raffreddamento primario è dotato di tutti i componenti necessari. L'energia termica necessaria al processo di digestione anaerobica viene inoltre fornita attraverso il recupero del calore dal raffreddamento dei fumi esausti in uscita dal camino.

### *Gruppo dissipatore d'emergenza*

Il radiatore d'emergenza sarà dimensionato per lo smaltimento della totalità del calore recuperato dal motore (qualora ciò si rendesse necessario), permettendo all'unità di continuare a generare energia elettrica. Il dissipatore sarà posizionato in copertura dell'edificio e provvederà a dissipare anche il calore prodotto dal 2° stadio aftercooler.

### *Circuito gas metano*

Il combustibile utilizzato per il funzionamento dell'impianto è generalmente metano fossile, tuttavia il cogeneratore potrà essere alimentato anche da partite di biometano conforme secondo le indicazioni precedentemente illustrate. All'interno del locale sarà presente un impianto di rivelazione di fughe di gas, che interverrà immediatamente, in caso di emergenza, chiudendo la valvola di intercettazione del gas posta all'esterno dell'edificio ed un sistema di rilevazione fumi che, in caso di incendio, determinerà la chiusura delle serrande di ventilazione e la fermata del motore.

### 8.7.2 Caldaia di emergenza

È prevista l'installazione di una caldaia dotata di potenza termica nominale pari inferiore a 1 MW posizionata all'interno di un locale adiacente a quello in cui è alloggiato il cogeneratore. Nella normale conduzione impiantistica la caldaia non è utilizzata perché è energeticamente preferibile l'uso del cogeneratore ad alto rendimento; nelle situazioni di manutenzione e fermata del cogeneratore l'energia termica necessaria e richiesta dalla installazione è fornita dalla caldaia in oggetto. La caldaia può essere alimentata da:

- a) Metano fossile prelevato dalla rete
- b) Partite di biometano non conforme
- c) Biometano in caso di impossibilità di utilizzo dell'unità di liquefazione a BioLNG

d) Biogas in caso di sovrapproduzione ovvero di upgrading fermo.

Data la flessibilità con cui si può gestire la caldaia essa sarà utilizzata con la seguente logica funzionale:

- In via subordinata al cogeneratore quando vi è alimentazione da parte di metano-biometano (casi elenco lettere a, b, c)
- In via prioritaria e preferenziale rispetto alla torcia nella casistica rappresentata nella lettera d.

La flessibilità impiantistica è garantita da uno switch nella linea di alimentazione. Appare evidente che la termodistruzione nella torcia venga attivata solo nei casi di effettiva emergenza e necessità ed in via subordinata sia all'impianto di upgrading che di valorizzazione energetica in caldaia.

### 8.7.3 Gruppo elettrogeno di emergenza

Per assicurare l'alimentazione dei presidi ambientali, in caso di fermata del cogeneratore interno e in assenza di alimentazione elettrica è stato previsto, sempre in adiacenza a C.A.R. e caldaia di emergenza, l'installazione di un gruppo elettrogeno di emergenza con cofanatura insonorizzata. Il gruppo elettrogeno sarà azionato da un motore a ciclo diesel di potenza inferiore a 1 MW e sarà rifornito attraverso il deposito di gasolio (con relativa pompa di rifornimento per i mezzi operativi) che risulterà compartimentato per le due esigenze ed ubicato alle distanze di legge.

### 8.7.4 Impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico da inserire a supporto dell'autoproduzione energetica avrà una potenza installata pari a 704,85 kW il cui valore è stato calcolato a specialisti esterni e sarà predisposto sopra gli edifici A e B, come evidenziato dalla planimetria delle coperture in figura 8.7.4.1.

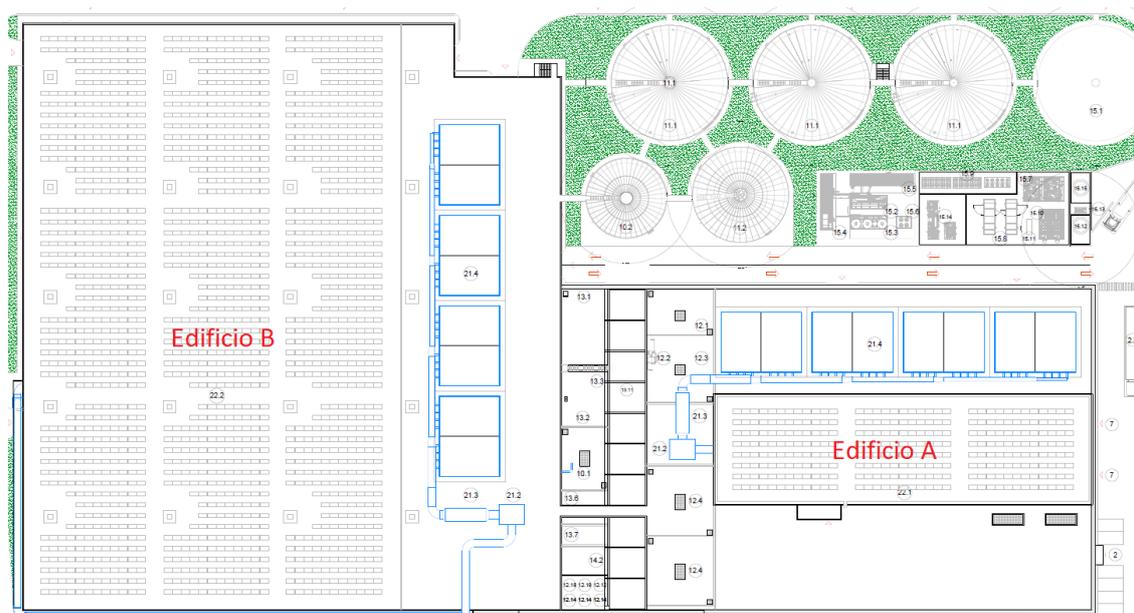


Figura 8.7.4.1: Rappresentazione in planimetria dell'impianto fotovoltaico.

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico
- Disponibilità della fonte solare
- Fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

In tabella 8.7.4.1. sono rappresentate le caratteristiche attese dell'impianto fotovoltaico.

**Tabella 8.7.4.1:** Caratteristiche impianto fotovoltaico.

<b>Potenza installata</b>	704,85 kW
<b>Tecnologia</b>	Silicio Cristallino
<b>Irraggiamento annuale</b>	1674 kWh/m <sup>2</sup>
<b>Produzione annuale</b>	927 kWh
<b>Perdita di efficienza annuale</b>	90%

### 8.8 *Trattamento acque e reflui*

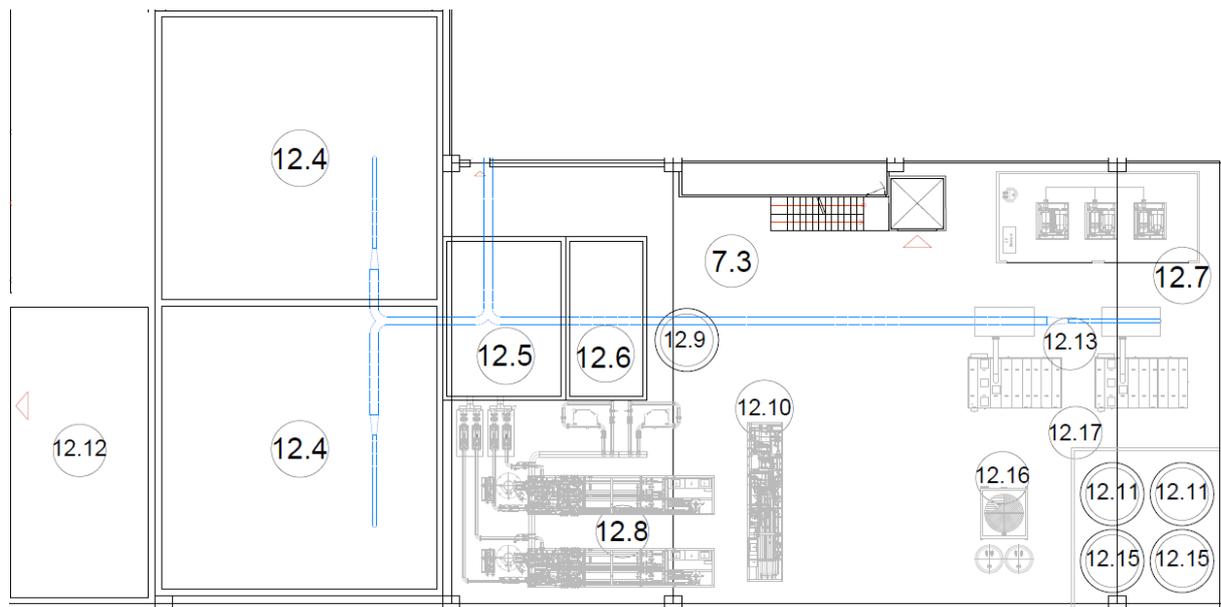
Il progetto prevede che tutte le varie tipologie di acque e di reflui liquidi prodotti all'interno della installazione siano gestite in maniera distinta in funzione delle loro caratteristiche e del loro possibile tenore di sostanze inquinanti, raccogliendo i flussi in maniera separata e trattandoli ciascuno con le migliori tecnologie presenti sul mercato; il tutto per minimizzare gli impatti sul sistema idrosfera sia in termini di emissioni, che di prelievi idrici. Nello specifico è possibile individuare le seguenti tre macro tipologie di acque/reflui:

- Acque meteoriche bianche provenienti dalle coperture degli edifici e da aree drenanti
- Acque meteoriche di dilavamento dei piazzali e dalla viabilità interna
- Acque di processo e di percolazione.

A cui corrispondono diverse tipologie e linee di raccolta e di trattamento, nello specifico:

1. Linea acque meteoriche bianche provenienti dai pluviali degli edifici: nessun trattamento, scarico in infrastruttura esistente
2. Linea acque meteoriche di lavaggio dei piazzali: sedimentazione con vasca di prima pioggia e disoleazione
3. Linea acque di processo e percolati: rete di raccolta tipologica e stoccaggio distinto per invio a impianto di depurazione interno, sezione WWTP, ovvero parziale ricircolo nei processi di D.A.

In figura 8.8.1 è rappresentata in planimetria la sezione di trattamento di acque reflue.



**Figura 8.8.1:** Rappresentazione in planimetria della sezione di trattamento di acque reflue.

### 8.8.1 Descrizione dei processi di depurazione WWTP

Il refluo prodotto è caratterizzato da:

- Sostanze di natura organica
- Alte concentrazioni di azoto ammoniacale
- Sali disciolti.

È possibile depurare tale flusso utilizzando dei processi tecnologicamente avanzati in grado di eliminare sia le sostanze organiche biodegradabili sia le sostanze organiche non biodegradabili intervenendo inoltre su diverse sostanze micro inquinanti, ivi compresi metalli pesanti. Il tipo di processo prescelto abbina un trattamento secondario di tipo biologico ad un trattamento terziario di ultrafiltrazione della biomassa con finissaggio ad osmosi inversa. Il dimensionamento del processo biologico è rapportato alla linea di nitrificazione e denitrificazione in quanto prioritaria nei confronti della frazione carboniosa che assume un aspetto secondario e ampiamente garantito come fattore di carico del fango che si colloca all'interno dei processi ossidativi a basso carico o ad aerazione estesa (Ossidazione Totale). Per chiarificare la biomassa si è scelto un processo a membrane che meglio garantisce il problema più gravoso dei processi biologici convenzionali: quello di rendere sedimentabili (cioè separabili con un processo di sedimentazione) le sostanze organiche prima sospese e colloidali che, altrimenti, non potrebbero essere bloccate e allontanate dalla fase liquida. Caratteristica tipica dei processi biologici con tecnologia MBR (Membrane Bio Reactor) è di riuscire a “bloccare” completamente le sostanze organiche sospese sedimentabili e non (nonché una parte di quelle disciolte che sono state “catturate” dai fiocchi microbici nella biomassa) incrementando drasticamente il livello di rendimento per “assimilazione” da parte dei microrganismi. I solidi sospesi insolubili, sia adsorbiti dai fiocchi di fango attivo, sia dispersi (per un vero e proprio effetto fisico di separazione molecolare) rimangono nella flora microbica del reattore MBR che si autoregola all'interno del bioreattore stesso selezionando i batteri caratterizzati da una maggiore affinità degradativa nei riguardi delle sostanze inquinanti maggiormente presenti nel digestato da trattare (in particolare i composti azotati). Il chiarificato prodotto dall'ultrafiltrazione (permeato) costituisce lo scarico del processo biologico che passa

al successivo trattamento RO (Osmosi Inversa) per il finissaggio. Il concentrato prodotto dall'ultrafiltrazione viene invece riciclato alla vasca di ossidazione e, in parte, spurgato dal sistema come fango biologico di supero da inviare ai digestori secondari freddi. Il concentrato proveniente dalla R.O. sarà inviato ad una ulteriore sezione di trattamento finalizzata alla concentrazione di tale flusso, mediante processo di Ricompressione Meccanica del Vapore (RMV), con lo scopo di minimizzare gli smaltimenti esterni. Di seguito vengono elencate le principali fasi e sezioni del ciclo di trattamento completo proposto:

- Omogeneizzazione/Equalizzazione
- Grigliatura Primaria e Secondaria
- Denitrificazione anossica
- Ossidazione/Nitrificazione biologica dell'azoto ammoniacale
- Unità di ultrafiltrazione (MBR)
- Unità di osmosi inversa (RO)
- Unità di Evaporazione del Concentrato di RO per Ricompressione Meccanica del Vapore (RMV).

#### *Omogeneizzazione/Equalizzazione*

La frazione liquida del digestato, separata nella sezione di centrifugazione del digestato, viene raccolta nella vasca di accumulo e inviata alla vasca di omogeneizzazione ed equalizzazione che ha un volume complessivo di circa 880 m<sup>3</sup>; la vasca è provvista di un sistema di agitazione, è coperta ed è fornita di un sistema di aspirazione d'aria.

#### *Grigliatura*

Il refluo prelevato dalla vasca di equalizzazione viene inviato ad un pretrattamento di sicurezza per la separazione di eventuali solidi presenti, realizzato mediante:

- Microgrigliatura Primaria per separazione dei solidi con rotostaccio con spaziatura di 2 mm
- Grigliatura Secondaria con grado di filtrazione di 400 µm.

Gli scarti del processo di grigliatura, eliminati per evitare di creare problemi alle membrane poste a valle, sono costituiti da frazioni organiche pesanti e filamentose che vengono inviate nel lotto C per essere gestite nella ossidazione aerobica.

#### *Denitrificazione anossica*

In tale fase avviene la riduzione biologica dell'azoto nitrico ad azoto gassoso (N<sub>2</sub>), ad opera di batteri eterotrofi facoltativi che impiegano una fonte di carbonio esterna per ricavare energia sottoforma di elettroni e utilizzando sia l'ossigeno disciolto che i composti organici ossidati (nitrati, solfati ecc.) come accettori di elettroni, di conseguenza la denitrificazione può svilupparsi solo in condizioni rigorosamente anossiche nell'ambiente circostante i batteri. Il volume complessivo della vasca di denitrificazione previsto è pari a 1.260 m<sup>3</sup> ed il comparto è provvisto del necessario sistema di agitazione con miscelatore sommergibile; la vasca è altresì dotata di copertura ed aspirazione. È presente inoltre un sistema di regolazione della portata di ricircolo nitrati e approvvigionamento esterno di carbonio prontamente biodegradabile.

### *Nitrificazione*

Nella sezione biologica a fanghi attivi avviene sia la demolizione della sostanza organica rimasta dopo la denitrificazione, sia la nitrificazione dell'azoto organico ed ammoniacale ad opera di particolari batteri aerobi obbligati che appartengono al genere *Nitrosomonas* e *Nitrobacter*; per essi il carbonio inorganico ( $\text{CO}_2$ ) è la sola fonte di carbonio mentre l'energia necessaria per la loro crescita e per il loro metabolismo deriva dall'ossidazione dell'ammoniaca a nitriti ( $\text{NO}_2^-$ ) e dei nitriti a nitrati ( $\text{NO}_3^-$ ). La sezione di depurazione è costituita da due vasche in parallelo, equipaggiate con sistema di controllo della temperatura mediante scambiatori di calore in grado sia di riscaldare che di raffreddare la massa in reazione, per mantenere la temperatura nel range ottimale allo sviluppo della reazione di nitrificazione. Il volume complessivo è pari a  $2.640 \text{ m}^3$  e la miscelazione è garantita dall'insufflazione di aria nonché da un sistema di agitazione. È presente inoltre un sistema di abbattimento schiume.

### *Unità di ultrafiltrazione (MBR)*

Per dare la massima sicurezza di funzionamento della tecnologia MBR è previsto di utilizzare membrane tubolari di ultrafiltrazione con linear filtrante in PVDF (porosità 30 nm) assemblate su skid di acciaio inossidabile installati in configurazione cosiddetta "side stream", a Filtrazione Tangenziale (F.T.). La F.T. consiste nel ricircolare permanentemente una portata tale da mantenere una velocità di circolazione nelle membrane sufficiente a minimizzarne lo sporco delle stesse membrane nel tempo. Il sistema UF è posto esternamente alla biomassa, consentendo di agevolare le operazioni di manutenzione, il sistema di flusso e lavaggio chimico, necessario a mantenere costanti le prestazioni delle membrane. Con la tecnologia MBR a membrane tubolari esterne, dotate di canali ad ampio passaggio e ricircolazione forzata, è possibile condurre il processo biologico anche con concentrazioni di  $25 \text{ kgTSS/m}^3$ , valore questo 5 volte maggiore rispetto alle concentrazioni mantenibili negli impianti tradizionali e maggiore anche rispetto ai processi MBR a membrane immerse. Le membrane immerse non sono state prese in considerazione in quanto risultano difficili da lavare in situ e non assicurano la rimozione totale dei solidi sospesi dal permeato. Un esempio di unità MBR è rappresentato dalla figura 8.8.1.1 La rimozione totale dei Solidi sospesi del permeato rende lo stesso idoneo al successivo passaggio di trattamento con Osmosi Inversa (RO).



**Figura 8.8.1.1:** Esempio unità MBR.

Il dimensionamento di tale sezione è stato effettuato considerando che a valle è posto un ulteriore sistema di finissaggio ad osmosi inversa, pertanto non è necessario garantire il limite allo scarico dell'azoto nitrico di 20 mg/l, ma solo una concentrazione compatibile con il finissaggio e senza gravare eccessivamente sulla portata di ricircolo nitrati. Sono previste due linee in parallelo (con 10 unità per linea) e due vasche di servizio: una per i flussaggi da 150 m<sup>3</sup> di volume ed una per lo stoccaggio del permeato da 250 m<sup>3</sup> di volume. Ciascuna unità di filtrazione è costituita da membrane tubolari (10 unità per linea) ed è dotata di sistema ad inversione di flusso per acque cariche, flussaggio automatico di fine ciclo per singolo modulo, stazione di cleaning (C.I.P.) automatica, sistema di mantenimento del ricircolo nel caso di pausa dell'impianto e sistema contro lavaggio automatico. È presente uno scambiatore di calore per il controllo della temperatura.

#### *Unità di osmosi inversa (RO)*

A valle della sezione MBR è previsto un ulteriore processo di finissaggio del permeato mediante l'inserimento di una unità di osmosi inversa (RO) a triplo passaggio di filtrazione dotata di CIP. Un esempio di unità di RO è mostrato nella figura 8.8.1.2.



**Figura 8.8.1.2:** Esempio di osmosi inversa.

Essa è costituita da un modulo a tre stadi di filtrazione in serie, ed è dotata di scambiatore di calore per il controllo della temperatura e di vasca di 150 mc di volume per lo stoccaggio del concentrato di R.O. Normalmente l'osmosi inversa produce dal 70% all'80% di acqua scaricabile in acque superficiali, ed uno scarto del 20 - 30%.

#### *Unità di Evaporazione del Concentrato di RO per Ricompressione Meccanica del Vapore (RMV).*

La ricompressione meccanica del vapore rappresenta una metodologia efficiente per concentrare soluzioni e può sostituire il sistema tradizionale basato su evaporatori. Per concentrare soluzioni è necessaria infatti una grande quantità di energia che di solito viene conferita mediante vapore prodotto in una caldaia alimentata da un combustibile fossile. Gli impianti solitamente utilizzati per ottenere questo scopo sono quelli così detti a multipli effetti: viene prodotto vapore adoperato per far evaporare il solvente nella soluzione nella prima colonna. L'analisi dei flussi energetici in entrata ed uscita da essa non è ottimale, in quanto circa l'80% del contenuto entalpico si ritrova nel vapore del solvente. Per tale motivo

si mettono in cascata altre colonne, al fine di utilizzare tale energia per concentrare ulteriormente la soluzione. In alternativa a queste tecniche si può ricorrere, con il medesimo risultato, alla Ricompressione Meccanica del Vapore (RMV). Questo è un processo ad elevata efficienza energetica che consiste nell'incrementare, tramite un compressore meccanico, la pressione (e di conseguenza la temperatura) del vapore proveniente dalla soluzione in ebollizione, che può così essere utilizzato nel processo al posto di quello prodotto in caldaia: quest'ultima non è più necessaria neppure per l'avvio del processo. Valorizzare il contenuto entalpico del vapore già disponibile, anziché produrlo di nuovo, consente di ottenere un cospicuo risparmio di combustibile; inoltre non vi è più la necessità di raffreddare il vapore vivo prodotto tramite condensatore ausiliario. La netta riduzione di energia termica consente di bilanciare abbondantemente l'incremento di energia elettrica assorbita dai compressori, facendo pendere il bilancio dalla parte del risparmio di energia primaria. Da un punto di vista numerico, i consumi specifici (elettrici) della RMV sono dell'ordine di  $10 \div 30$  kWh/t acqua prodotta che in termini di energia primaria corrispondono a  $78 \div 235$  kJ/kg contro gli 850 kJ/kg (termico + elettrico) circa di un impianto di Evaporazione tradizionale a triplice effetto. L'unità opererà sul concentrato di R.O. potendo trattare fino a  $75 \text{ m}^3/\text{d}$  con un modulo formato da due evaporatori in serie e con due serbatoi con volume complessivo da  $80 \text{ m}^3$  per lo stoccaggio del concentrato di R.M.V.

#### *Dati di progettuali*

Nelle tabelle 8.8.1.1 e 8.8.1.2 sono rappresentate rispettivamente i dati progettuali e dimensionali dell'unità WWTP che sono rappresentativi per la tipologia di sistema trattamento acque disponibile sul mercato necessario per la dimensione e la tipologia di impianto in esame. In tabella 8.8.1.3 sono rappresentate le caratteristiche attese dell'acqua trattata e dei prodotti ottenuti.

**Tabella 8.8.1.1:** Dati progettuali WWTP.

<b>Parametro</b>	<b>Valore</b>	<b>Unità di misura</b>
Temperatura	30 – 40	°C
Portata	300	m <sup>3</sup> /d
pH	7.0 – 8.5	
COD	15.000 – 20.000	mg/l
TSS	< 0,5	%
TS	< 1,5	%
TDS	< 1,0	%
TKN	< 3.500	mg/l
Portata circa 280 m <sup>3</sup> /giorno		

**Tabella 8.8.1.2:** Caratteristiche dimensionali impianto di trattamento.

<b>Identificazione Vasca</b>	<b>Volume Utile [m<sup>3</sup>]</b>
Equalizzazione	1.000
Predenitrificazione	1.300
Ossidazione/Nitrificazione	2 x 1.300=2.600
Serbatoi di Accumulo permeati	250 + 100 + 50
Serbatoi di accumulo Concentrati	150 + 100
Unità di U.F reattore MBR	N ° 2
Unità di R.O. triplice stadio	N ° 1
Unità di R.M.V. doppio stadio	N ° 1

**Tabella 8.8.1.3:** Caratteristiche acqua tratta e dei concentrati prodotti.

<b>Parametro</b>	<b>Valore</b>	<b>Unità di misura</b>
Permeato UF:		
COD	< 2.000	mg/l
TSS	0	mg/l
N-NH <sub>4</sub>	< 200	mg/l
N-NO <sub>3</sub>	< 300	mg/l

Permeato RO:

La Portata del permeato da RO è il 75% dell'ultrafiltrato prodotto. Da indirizzare allo scarico superficiale e/o al riuso quale "Acqua Industriale" – Art 3, comma c – ai sensi della Tabella Allegata al DM 12.06.2033; n°185)

COD	<100	mg/l
BOD <sub>5</sub>	<20	mg/l
TSS	0,0	mg/l
N-NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	<2	mg/l
N-NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	<15	mg/l

Concentrato RO

La portata del concentrato da RO è il 25% dell'ultrafiltrato prodotto

RMV

RMV evaporato 70% ricircolato internamente all' impianto  
RMV concentrato 30% allo smaltimento esterno

### 8.8.2 Acque depurate e di scarico

Le acque in uscita dall'impianto di trattamento raggiungono la sezione di controllo finale nella quale potrà essere installato un contatore per contabilizzare la portata finale complessiva. Nella stessa potrà essere installato un sistema di autocampionamento di accumulo delle acque in uscita, per poterne verificare le caratteristiche dello scarico mediante più campionamenti interni opportunamente scadenziati.

Le acque depurate saranno in via preferenziale riutilizzate per le necessità interne e in subordine, per la parte eccedente, scaricate nella pubblica fognatura. Le acque depurate che non

possono essere riutilizzate per le necessità interne sono scaricate nella pubblica fognatura che è collegata al depuratore comunale, esse raggiungono il pozzetto fiscale per il rispetto dei valori limite che saranno confrontati con i valori presenti nell'allegato 5 della parte Terza del D.Lgs.152/2006.

### *8.9 Sezione arie esauste*

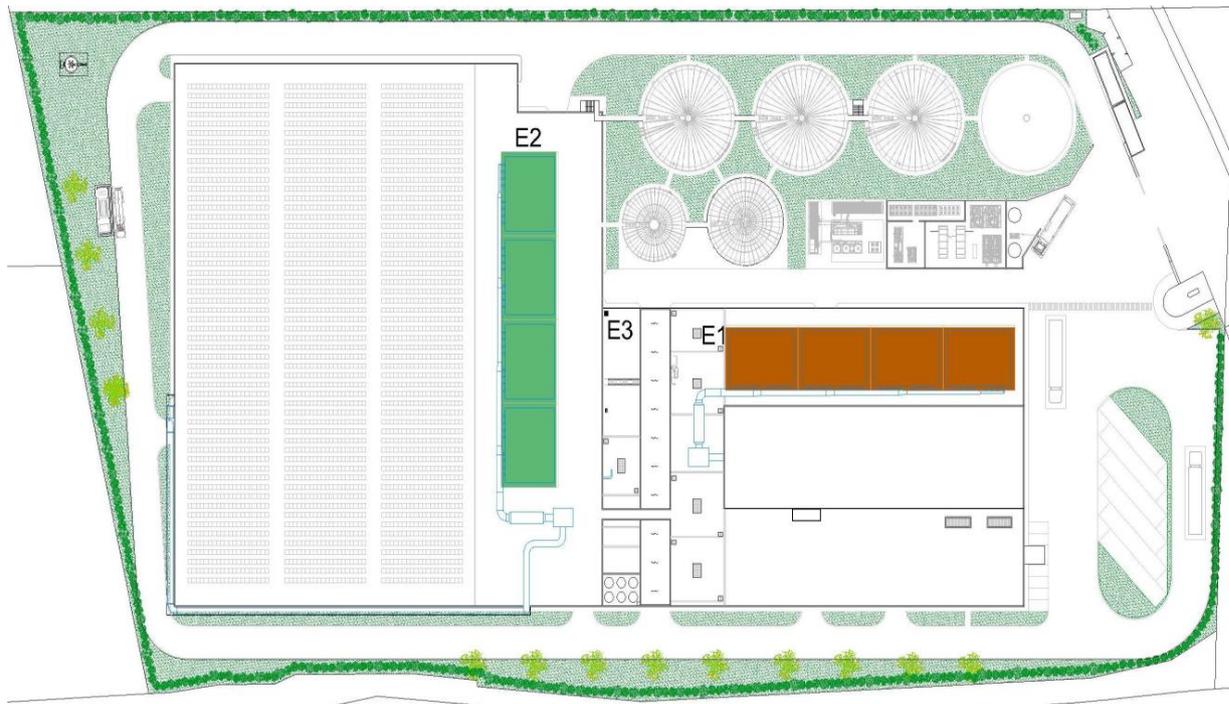
È previsto un sistema di estrazione e di trattamento dell'aria per tutte le fasi di processo che possano generare fenomeni emissivi odorigeni verso l'ambiente esterno; in particolare l'impianto sarà dotato di una aspirazione di tipo ambientale all'interno dei luoghi di lavoro e, in prossimità di alcuni macchinari, dove le emissioni odorigene e pulverulente possono essere maggiori, saranno realizzate delle cappe di aspirazione di tipo puntuale. Le arie vengono ovviamente captate ed aspirate con lo scopo di:

- Mantenere gli ambienti chiusi in depressione evitando la dispersione di odori all'esterno
- Garantire all'interno delle aree di lavoro il rispetto dei limiti igienico sanitari imposti dalla legge.

L'installazione sarà dotata di sistemi di aspirazione per mantenere in depressione tutti i fabbricati attraverso impianti di trattamento per depurare tutte le arie esauste aspirate; lo scopo è di avere i luoghi di lavoro salubri e con adeguati ricambi di aria e una minimizzazione dell'impatto odorigeno esterno e, per tal fine, è stata prevista l'installazione sugli edifici A e B, come rappresentato in figura 8.9.1.

#### *Emissioni convogliate*

Le caratteristiche dei sistemi di abbattimento sono conformi alle Linee Guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili di cui al D.M. 31 gennaio 2005 (linee guida per l'individuazione delle BAT). Le proprietà ed i limiti in emissione sono conformi alla Decisione Commissione Ue 2018/1147/Ue Emissioni industriali - Adozione conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (Bat) per le attività di trattamento dei rifiuti – Direttiva 2010/75/Ue (BAT AEL). L'autorizzazione alle emissioni in atmosfera, ai sensi dell'art. 269 del D.Lgs. 152/2006, è sostituita dalla Autorizzazione Integrata Ambientale nella A.I.A dello stabilimento ai sensi di quanto previsto dall'allegato IX alla parte seconda del D.Lgs.152/2006. Nella figura 8.9.1 viene mostrata la planimetria generale dello stabilimento con tutte le emissioni convogliate di tipo areale soggette ad autorizzazione, dove la zona marrone e marrone rappresentano le zone in cui verranno installati rispettivamente i biofiltri E1 e E2. I punti di emissioni sono determinati dalla tipologia di apparecchiatura installata in sito in quanto gli inquinanti prodotti dipendono dalla macchina stessa. Le relative portate e concentrazioni sono state calcolate attraverso dei programmi di simulazioni da specialisti esterni alla società Edison. Le caratteristiche dimensionali in termini di portate, tipologia, e inquinanti sono riassunti nella tabella 8.9.2 in ordine di zone di emissione (E1, E2, E3).



**Figura 8.9.1:** Planimetria Generale Emissioni e Biofiltri.

**Tabella 8.9.1:** Emissioni in atmosfera.

Sigla	Origine	Temp °C	Diametro area	Altezza suolo ,[m]	Impianto di abbattimento	Portata	Inquinanti	Concentrazione	Durata
E1	RICEZIONE MEZZI FOSSA RIFIUTI PRETRATTA MENTO DISSABBIAT URA POST STABILIZZAZIO NE	Ambienti Temp. +10 °C	Area 720 m <sup>2</sup> 4 coppie di moduli da 9m x10m	12	Biofiltro + Camera di umidificazione	100.000 Nm <sup>3</sup> /h	PM10	2.8 mg/Nm <sup>3</sup>	24/h/d/a
	PM2,5						1.4 mg/Nm <sup>3</sup>		
E2	STOCCAGGI O VERDE CENTRIFUG HE MESCELATO RE BIOCELLE POST MATURAZIONE RAFFINAZIO NE	Ambienti Temp. +10 °C	Area 1080 m <sup>2</sup> 4 coppie di moduli da 9m x 15m	12 m	Biofiltro + Camera di umidificazione	150.000 Nm <sup>3</sup> /h	Sostanze Odorigene	300 mg/Nm <sup>3</sup>	24/h/d/a
	Acido Solforico						300 UOe/Nm <sup>3</sup>		
E3	COGENERAT ORE ALTO RENDIMENTO PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA E CALORE	Ambienti Temp +120°C	Dm 0.55 m	15 m	Regolazione combustione Abbattiment o CO e NOx	12.000 Nm <sup>3</sup> /h	H2S	1 mg/Nm <sup>3</sup>	24/h/d/a
	Ammoniaca NH3						10 mg/Nm <sup>3</sup>		
E3							Carbonio Organico Totale C.O.T.	20 mg/Nm <sup>3</sup>	24/h/d/a
							PM10	1.1 mg/Nm <sup>3</sup>	
							PM2,5	0.6 mg/Nm <sup>3</sup>	
							NOx (NO2)	200.0 mg/Nm <sup>3</sup>	
							CO	100.0 mg/Nm <sup>3</sup>	
							SOx	10.0 mg/Nm <sup>3</sup>	

### 8.9.1 Descrizione generale dei sistemi di trattamento

Il sistema di aspirazione è basato sui seguenti principi:

- Numero minimo di 4 ricambi/ora per i locali dove avverrà lo stoccaggio e la movimentazione / lavorazione FORSU.
- Numero minimo di 3 ricambi/ora per i locali dove avverranno le lavorazioni/ movimentazioni di materiali nelle aree a contatto diretto con le lavorazioni aerobiche.
- Numero minimo di 2 ricambi/ora per i locali dove avverrà lo stoccaggio del verde e dei materiali ligneo cellulosici.
- Aspirazione localizzata nei punti e vicino ai macchinari con maggiore emissione odorigena e/o polverulenta.

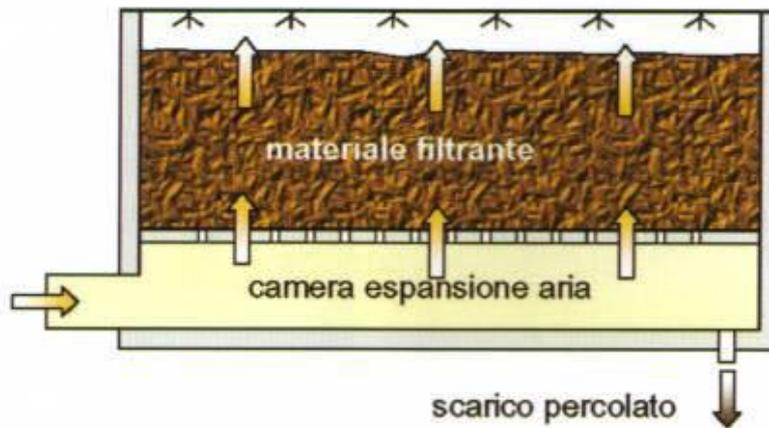
Nei successivi paragrafi vengono descritti tutti i sistemi di aspirazione presenti con particolare riferimento a quelle legate alle lavorazioni della sostanza organica.

#### *Sistema di aspirazione*

Il sistema di aspirazione è costituito da tubazioni adeguate ad aspirare e convogliare i flussi d'aria esausta all'impianto di trattamento; la velocità e la portata dell'aeriforme convogliato è regolata tramite ventilatori opportunamente dimensionati e dotati di inverter per la correzione della portata e l'ottimizzazione energetica dei motori. Le tubazioni e le cappe per aspirazione localizzate saranno tutte installate internamente ed ancorate alle tamponature dei fabbricati in modo da non interferire con le operazioni di processo.

#### *Biofiltri*

Sia il biofiltro 1 che il 2 sono preceduti da una Camera di Umidificazione dell'aeriforme da depurare che verrà descritta nel seguito. Tutti i biofiltri sono del tipo aperto a flusso ascendente, con letto filtrante di origine naturale costituito da corteccia di legno (generalmente pino) sfibrata dello spessore massimo di 2 metri, conformemente a quanto previsto dalle linee guida di settore. Ciascun biofiltro è costituito da una vasca contenente un substrato vegetale (legno e torba) su cui si insediano colonie batteriche specializzate; l'aria da depurare viene immessa in una camera (Plenum di distribuzione) posta sotto al letto filtrante, da cui fuoriesce salendo attraverso opportune forature delle griglie di supporto del letto filtrante stesso. Nel corso dell'attraversamento (dal basso verso l'alto) dello strato filtrante, le componenti odorigene, vengono adsorbite sulla superficie del substrato e successivamente degradate dai batteri che lo ricoprono (film batterico), come mostrato in figura 8.9.1.1.

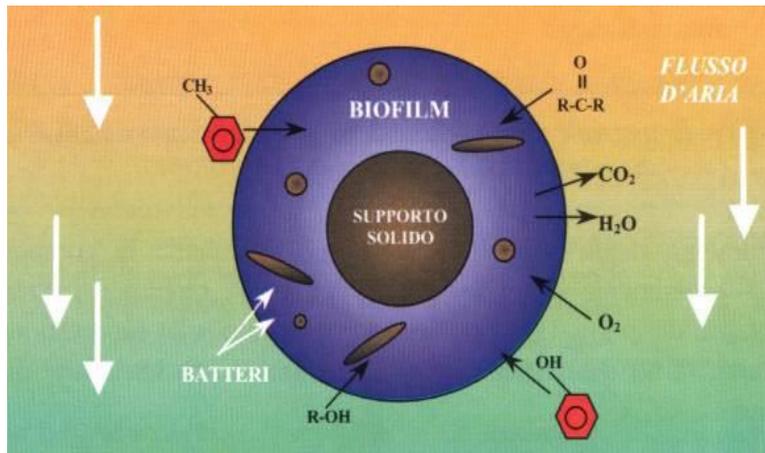


**Figura 8.9.1.1:** Funzionamento Biofiltro.

Periodiche irrigazioni (qualora necessarie) della superficie dei biofiltri consentono di mantenere costante l'umidità nel corpo del Biofiltro e quindi del substrato. L'acqua necessaria viene prelevata dalla vasca di stoccaggio acqua industriale e distribuita sulla superficie dei biofiltri mediante tubazione provvista di ugelli diffusori. Il percolato del biofiltro è inviato alla linea di collettamento percolati.

La biofiltrazione è la rimozione e la decomposizione di contaminanti in forma gassosa attraverso l'utilizzo di microrganismi è quindi un sistema biologico di abbattimento degli odori che sfrutta l'azione di una popolazione microbica eterogenea, costituita da lieviti, muffe e batteri che vive essenzialmente sulle particelle del materiale filtrante costituente il biofiltro. I principi su cui si basa l'azione del biofiltro sono in via generale analoghi a quelli utilizzati nei processi di trattamento biologico delle acque reflue; anche questi sistemi, infatti, prevedono lo sfruttamento di un largo spettro di microrganismi (batteri, attinomiceti e funghi) in grado di metabolizzare, attraverso una serie di reazioni biologiche (ossidazione, riduzione ed idrolisi) i composti naturali e di sintesi, inorganici ( $H_2S$  e  $NH_3$ ), organici, sia aromatici che alifatici (acidi, alcoli, idrocarburi, ecc.), presenti nei reflui gassosi che li attraversano. In particolare, nel biofiltro, le sostanze da depurare vengono adsorbite su uno strato di materiale soffice e poroso di origine vegetale dove, in condizioni ottimali di umidità, pH, tempo di contatto e di nutrienti inorganici e organici, i microrganismi metabolizzano gli inquinanti contenuti nel flusso gassoso da depurare. Dal biofiltro vengono rilasciati principalmente anidride carbonica, acqua e composti inorganici e in minore quantità di molecole odorogene. Gli agenti biologici "nutrendosi" delle molecole responsabili degli odori trasformano i composti indesiderati in molecole non più maleodoranti. La reazione chimica 8.9.1.1 regola il processo chimico appena descritto che è rappresentato in figura 8.9.1.2 e figura 8.9.1.3





**Figura 8.9.1.2:** Processo di biofiltrazione.



**Figura 8.9.1.3:** Esempio di biofiltro.

I processi biologici di filtrazione sono stati applicati per la purificazione di molti reflui dell'industria chimica, siderurgica, agroalimentare e degli allevamenti zootecnici intensivi, nonché negli stessi impianti di depurazione delle acque reflue civili ed industriali ed in quelli di trattamento di Rifiuti Solidi Urbani (RSU) ottenendo spesso risultati migliori dei sistemi tradizionali con minor costi in termini economici di realizzazione e gestione. Per la scelta e la progettazione dei sistemi di biofiltrazione sono state prese in considerazione le indicazioni delle linee Guida della Lombardia e linee Guida Arta Abruzzo ed in particolare i biofiltri sono stati dimensionati con i parametri descritti nella tabella 8.9.1.1.

**Tabella 8.9.1.1:** Caratteristiche dimensionamento filtri.

	<b>Biofiltro a valle del sistema doppio scrubber co lavaggio acido/basico</b>	<b>Biofiltro senza sistema di lavaggio a monte</b>
Altezza del biofiltro	2 m	2 m
Tempo di contatto	>38 sec	>45 sec
Portata specifica riferita al volume di aria per mc di strato biofiltrante	<100 Nm <sup>3</sup> /h/m <sup>3</sup> materiale filtrante	<80 Nm <sup>3</sup> /h/m <sup>3</sup> materiale filtrante

### *Umidificatore*

La sezione di umidificazione ha sostanzialmente tre funzioni:

- Facilitare il passaggio in soluzione di eventuali acidi organici solubili prodotti nella fase di bioossidazione del rifiuto;
- L'addensamento delle polveri presenti nel flusso
- l'umidificazione dell'aria.

Gli Umidificatori utilizzeranno come fluido di lavaggio acqua industriale ai sensi del DM 185/03. Gli umidificatori saranno costituiti da:

- Un corpo cilindrico assiale alla tubazione in uscita dal ventilatore
- Gli ugelli di nebulizzazione dell'Acqua saranno collegati ai collettori interni
- Gruppo di reintegro di acqua fresca con elettrovalvola e by-pass
- Manometri (per monitorare le perdite di carico) a monte ed a valle degli umidificatori nonché a monte del successivo biofiltro.

Per la progettazione dei sistemi di umidificazione sono stati presi in considerazione i seguenti parametri:

- Tempo minimo di permanenza.
- Velocità massima di attraversamento della camera di umidificazione;
- Flussi e turbolenza interna.

### *Punto di emissione E1*

La progettazione dei biofiltri, che verranno posti in copertura degli edifici A e B, è stata affidata ad uno specialista esterno alla società Edison e, pertanto, verranno riportati i dati progettuali e di dimensionamento. È prevista l'installazione di un Umidificatore, coassiale alla tubazione di uscita dal ventilatore estrattore, di volume pari a 45,3 m<sup>3</sup> (diametro 3.100 mm x Lunghezza 6.000 mm) dotato di ugelli nebulizzatori.

Il punto di emissione E1 è riferito alle arie esauste captate dall'edificio A e dove sono presenti le seguenti attività:

- Scarico e stoccaggio e movimentazione FORSU
- Spremitura e lavorazione FORSU
- Ossidazione ed essiccamento dei sovvalli e degli scarti in biocelle
- Linea di trattamento acque reflue WWTP.

Le caratteristiche dimensionali del biofiltro E1 sono riportate tabella 8.9.1.2.

**Tabella 8.9.1.2:** Caratteristiche Biofiltro E1.

<b>Portata @25 °C</b>	112.432	m <sup>3</sup> /ora
<b>Portata in N.C.</b>	103.000	Nm <sup>3</sup> /ora
<b>Vasche</b>	4	-
<b>Portata/biofiltro modulo</b>	25.750	Nm <sup>3</sup> /ora
<b>Lunghezza vasca (interna)</b>	16.000	mm
<b>Larghezza vasca (interna)</b>	12.000	mm
<b>Altezza vasca (interna)</b>	2.500	mm
<b>Altezza letto filtrante</b>	2.000	mm
<b>Superficie del biofiltro modulo</b>	192	m <sup>2</sup>
<b>Superficie filtrante totale</b>	768	m <sup>2</sup>
<b>Volume letto modulo</b>	384	m <sup>3</sup>
<b>Volume filtrante totale</b>	1.536	m <sup>3</sup>
	73	Nm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> /ora
	67	Nm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> /ora
	146	Nm <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> /ora
	134	Nm <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> /ora
<b>Empty Bed Residence Time (permanenza) - su portata EFFETTIVA</b>	492	secondi
<b>Empty Bed Residence Time (permanenza) - portata NORMALE</b>	537	secondi
<b>Settori per vasca</b>	2	-
<b>Ingressi/settore</b>	4	-

Tutte le considerazioni e le scelte progettuali sono state fatte con l'ausilio di modelli di dispersione "Gaussian Plume Air Dispersion Model" AERMOD VIEW Vers. 9.7.0 il cui codice di calcolo è stato elaborato dalla US-EPA (United States - Environmental Protection Agency); e al fine di simulare cautelativamente le situazioni più acute di impatto, sono state stimate le ricadute al suolo massime, in modalità "Short Term" (concentrazione media su 1 – 24h), degli inquinanti scegliendo la configurazione più conservativa.

#### *Punto di emissione E2*

Il punto di emissione E2 si trova sul tetto dell'edificio B ed è riferito alle arie esauste captate relative alle seguenti attività:

- Separazione con centrifughe del digestato tra fase solida e fase liquida
- Miscelazione tra strutturante, digestato solido e flussi connessi
- Ossidazione aerobica della componente solida del digestato (Biocelle)
- Movimentazione con motopale

- Stoccaggio del verde strutturante
- Maturazione finale del fertilizzante compostato (Andane)
- Raffinazione
- Attività legate alla predisposizione del prodotto per la successiva commercializzazione.

È prevista l'installazione di un Umidificatore, coassiale alla tubazione di uscita dal ventilatore estrattore, di volume pari a 45,3 m<sup>3</sup> (diametro 3.100 mm x Lunghezza 6.000 mm ) dotato di ugelli nebulizzatori. Le caratteristiche dimensionali del biofiltro E2 sono riportate tabella 8.9.1.3.

**Tabella 8.9.1.3:** Caratteristiche Biofiltro E2.

<b>Portata @25 °C</b>	116.799	m <sup>3</sup> /ora
<b>Portata in N.C.</b>	107.000	Nm <sup>3</sup> /ora
<b>Vasche</b>	4	-
<b>Portata specifica/vasca biofiltro</b>	26.750	m <sup>3</sup> /ora
<b>Lunghezza vasca (interna)</b>	16.000	mm
<b>Larghezza vasca (interna)</b>	12.000	mm
<b>Altezza vasca (interna)</b>	2.500	mm
<b>Altezza letto filtrante</b>	2.000	mm
<b>Superficie specifica/vasca biofiltro</b>	192	m <sup>2</sup>
<b>Superficie filtrante totale</b>	768	m <sup>2</sup>
<b>Volume specifico/vasca letto</b>	384	m <sup>3</sup>
<b>Volume filtrante totale</b>	1.536	m <sup>3</sup>
	76	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> /ora
<b>Portata specifica</b>	70	Nm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> /ora
	152	m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> /ora
	139	Nm <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> /ora
<b>Empty Bed Residence Time (permanenza) su portata EFFETTIVA</b>	47,3	secondi
<b>Empty Bed Residence Time (permanenza) su portata NORMALE</b>	51,7	secondi
<b>Settori</b>	8	#
<b>Ingressi/settore</b>	4	#

#### *Punto di Emissione E3*

Il punto di emissione E3 è legato ai gas di scarico del cogeneratore a gas naturale installato per soddisfare il fabbisogno di energia elettrica e termica dell'impianto. Il cogeneratore è capace di produrre in maniera continuativa potenza elettrica e di mettere contemporaneamente a disposizione una potenza termica sotto forma dei seguenti vettori termici:

- Acqua calda (88°-78°C) proveniente dal raffreddamento di acqua delle camicie, raffreddamento olio, raffreddamento del primo stadio intercooler
- Acqua calda alla temperatura di 40°C proveniente dal raffreddamento del secondo stadio intercooler
- Acqua calda (oppure altri vettori termici quali acqua surriscaldata, vapore, olio diatermico) dallo scambio termico con i fumi esausti.

Il cogeneratore ad alto rendimento è di ultima generazione e lo studio del motore e delle condizioni di combustione al suo interno è stata fatta per ridurre al massimo la formazione di NOx, CO e altri inquinanti, essa infatti è collegata alle condizioni di combustione, è influenzata dalla temperatura, dal rapporto aria/carburante e dal tempo di permanenza nelle varie fasi del processo. Per l'abbattimento delle emissioni inquinanti in uscita dal gruppo elettrogeno ci si avvale di due differenti tecnologie considerate le migliori disponibili. La prima riguarda la prevenzione della formazione di sostanze inquinanti mediante un sistema di regolazione sulla combustione, un'altra riguarda l'istallazione di un catalizzatore di tipo ossidativo per l'abbattimento del CO e un SCR (Selective Catalyst Reduction) per la riduzione degli NOx. Il sistema di regolazione consiste nel mantenimento in camera di combustione di un eccesso di aria comburente ( $\Lambda = 1.7-1.6$ ) tale da limitare le emissioni entro i limiti per NOx ( $<250 \text{ mg/Nm}^3$ ), mentre la concentrazione di CO è mantenuta a circa  $250 \text{ mg/Nm}^3$ . Il sistema di regolazione si basa sulla combustione magra della miscela gas-aria di alimentazione del motore. Un segnale proveniente dal generatore indica al regolatore la potenza meccanica istantanea, mentre un trasduttore di pressione e di temperatura comunicano al regolatore la quantità di miscela alla combustione. Il regolatore è quindi in grado di modulare tramite una valvola motorizzata la quantità d'aria in ingresso per mantenere una finestra  $\Lambda$  compresa tra 1.7 e 1.6, dove le concentrazioni inquinanti sono ridotte al minimo. Tale regolazione viene sempre mantenuta nella fascia di potenza di utilizzo del modulo di cogenerazione (50-100%). Se il motore inizia a perdere colpi per mancata accensione della miscela troppo magra, interviene un sistema di controllo ad arricchire la miscela al superamento di 4 colpi nell'arco di 12". Il regolatore si riporta poi automaticamente al valore di  $\Lambda$  impostato. Per rendere idoneo il motore alla combustione magra secondo il sistema sono state date una funzionale configurazione della camera di combustione e del cielo del pistone, un sistema di accensione particolarmente efficiente e candele appositamente studiate e un circuito di raffreddamento della miscela di combustione particolare. Gli ossidi di azoto sono trattati con una soluzione di urea (formula chimica  $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$ ) in soluzione acquosa dal 32 al 40%, stoccata in idonei contenitori in materiale plastico. Tale soluzione, dopo essere stata pompata dal serbatoio urea attraverso un apposito skid, viene dosata in proporzione al carico del motore, atomizzata con aria compressa e poi immessa attraverso appositi iniettori direttamente nella corrente dei gas di scarico, ove si miscela mediante mixer statici installati all'interno della tubazione. La suddetta miscelazione e la temperatura dei fumi convertono istantaneamente l'urea in ammoniaca; la miscela raggiunge poi il reattore di riduzione dove attraversa un catalizzatore a nido d'ape costituito da un supporto ceramico e da una miscela di ossidi di vanadio e tungsteno, diluiti all'interno del supporto stesso. Nel reattore i catalizzatori ceramici ad alto rendimento (completamente costruiti e non solo ricoperti di materiale catalitico) convertono gli NOx quasi completamente in azoto ( $\text{N}_2$ ) e vapore acqueo ( $\text{H}_2\text{O}$ ) con l'aiuto dell'ossigeno presente nell'aria ( $\text{O}_2$ ) e l'ammoniaca ( $\text{NH}_3$ ). A valle della sezione di riduzione viene installato il catalizzatore ossidante a nido d'ape con matrice ceramica ricoperta da platino micro-macinato per garantire l'abbattimento del CO. Tale sezione ossidante assicura che il monossido di carbonio, gli idrocarburi incombusti e l'ammoniaca residua vengano abbattuti ai livelli richiesti. Le sostanze nocive (CO, HC) contenute nei gas di scarico reagiscono chimicamente

all'interno del supporto impregnate, trasformandosi in sostanze innocue (anidride carbonica e vapore acqueo). La reazione catalitica viene agevolata dalla temperatura. Il catalizzatore DC funziona correttamente quando la temperatura dei gas di scarico si mantiene superiore ai 350 °C, condizione soddisfatta dal fatto che i gas di scarico si manterranno sempre a valori superiori a 400 °C. La durata dei catalizzatori è prevista in circa 20.000 ore a pieno carico ed è funzione delle sostanze inquinanti presenti nel gas.

#### 8.9.2 Emissioni scarsamente rilevanti

Oltre ai 3 punti di emissione precedentemente elencati nello stabilimento, sono presenti anche altri punti di emissione che possono manifestarsi in caso di emergenza, di avvio, per evitare situazioni critiche, necessità impiantistiche come sfiati di emergenza. L'elenco di questi punti di emissione è riportato nella figura 8.9.2.1, mentre nella figura 8.9.2.2 è mostrata la rappresentazione e collocazione planimetrica tali emissioni.

Sigla	Origine (processo-macchina)	Attività	Situazioni di utilizzo - intervento
E4sr	Caldaia emergenza	Impianto di produzione di calore a servizio digestori per eventuali situazioni di emergenza	Produzione energia termica in caso di fermata cogeneratore Alimentata a metano fossile - Biogas - ovvero Biometano non conforme
E5sr	Gruppo elettrogeno di continuità alimentato a gasolio	Impianto di produzione energia elettrica in caso di emergenza	Assenza di energia elettrica da parte gestore Cogeneratore alto rendimento fermo
E6e	Torcia emergenza	Combustione Biometano in caso di emergenza	Sovrappressione nel gasometro se caldaia non è sufficiente Impianto Upgrading fermo se caldaia non è sufficiente Situazioni che richiedono rapido vuotamento accumulo Biogas Incendio
E7e	Sistema di sicurezza Upgrading	Impianto Upgrading per la depurazione del Biogas	Sovrappressioni sistema Upgrading
E8e	Sfiato di sicurezza liquefazione CO2	Impianto liquefazione CO2	Sovrappressioni sistema liquefazione CO2
E9e A-B-C-D-E-F	Sfiato di sicurezza Digestori - post Digestore - Gasometro	Digestione anaerobica per produzione Biogas	Sovrappressioni Biogas serbatoi
E10e A-B-C-D-E-F	Guardia idraulica Digestori - post Digestore - Gasometro	Digestione anaerobica per produzione Biogas	Sovrappressioni Biogas serbatoi
E11e	Sfiato	Evaporatore WWTP	Sovrappressione
BioCH4	Sfiato di sicurezza liquefazione BioCH4	Sistema di Liquefazione BioCH4	Sovrappressione

Figura 8.9.2.1: Emissioni scarsamente rilevanti.



**Figura 8.9.2.2:** Planimetria emissioni scarsamente rilevanti e punti sfiati per emergenza.

### *8.10 Chemicals*

La determinazione delle sostanze e dei Chemicals utilizzati nella installazione è stata fatta sulla base del diagramma di flusso e dell'intero ciclo produttivo della azienda in tutte le sezioni che la costituiscono sia nelle condizioni di esercizio che di avvio, manutenzione e di emergenza.

Le sostanze riconducibili sostanzialmente a tre distinti reparti/sezioni:

- Per uso e manutenzione di macchinari e delle attrezzature
- Nella sezione WWTP
- Nelle centrifughe per la separazione frazione liquida-solida del digestato.

In figura 8.10.1 sono rappresentate le quantità di Chemicals utilizzati per l'intero processo produttivo.

num.		Tipologia	Nome commerciale	Frase R	Indicazioni di rischio	Quantitativo annuo Kg
1	Oli combustibili	Materia prima	Gasolio	R38	Irritante per la pelle	162 000
				R40	Possibilità di effetti cancerogeni - prove insufficienti	
				R51/53	Tossico per gli organismi acquatici, può provare a lungo termine effetti negativi per l'ambiente acquatico	
				R65	Nocivo: può provocare danni ai polmoni in caso di ingestione	
				R66	L'esposizione ripetuta può provocare secchezza e screpolatura della pelle	
2	Glicol Etilenico	Materia prima	Antigelo raffreddamento motori	R22	Nocivo per ingestione	200
			R60	Può ridurre la fertilità		
			R61	Può danneggiare i bambini non ancora nati		
3	Potassa caustica	Materia prima	HTANTIPOAMI Antischiuma			540
4	Cloruro ferrico	Materia prima	Cloruro ferrico			135 675
5	Sodio idrossido Acqua	Materia prima	Soda Caustica	R35	Provoca gravi ustioni	9 000
6	fenol butilato	Materia prima	Olio Idraulico 46	R41	Rischio di gravi lesioni oculari	654
	Alchil ditiofosfato di zinco			R51/53	Tossico per gli organismi acquatici, può provare a lungo termine effetti negativi per l'ambiente acquatico	
7	Oli lubrificanti (petrolio), C24- 50, estratti con solvente, decerati, idrogenati; olio base	Materia prima	Olio Motore 15W40	R41	Rischio di gravi lesioni oculari	500
			R51/53	Tossico per gli organismi acquatici, può provare a lungo termine effetti negativi per l'ambiente acquatico		
8	Acido fosfonobutan Acido I idrossietano	Materia prima	HTDSMO3			297
9	Acido Nitrico	Materia prima	HTACIDCLEAN1			1 350
	Acido fosforico					
10	Ipoclorito di sodio	Materia prima	Ipoclorito di sodio			4 500
	clorato di sodio					
	Idrato di sodio					
11	Acido acetico Acqua	Materia prima	Acido acetico			135 000
12	Acido solforico	Materia prima	Acido solforico			90 000
13	acidi naftenici Sali di zinco	Materia prima	Lubrificante			100
14	Urea	Materia prima	AD Blue urea			20
15	Olio base minerale, severamente raffinato	Materia prima	Olio Ip CIS 68			654
	Olio base minerale, severamente raffinato					
16	olio base paraffinico	Materia prima	Olio ROW 90			100
	olio base paraffinico					

Figura 8.10.1: Caratteristiche dei Chemicals utilizzati nell'impianto.

### 8.11 Materie prime prodotte

Il presente capitolo ha lo scopo di illustrare sinteticamente le materie prime prodotte dall'impianto e relative quantità teoriche calcolate a seguito delle valutazioni tecno-economiche delle varie tecnologie proposte dal mercato. Tali quantità verranno ricavate nel capitolo 8 attraverso i bilanci di materia svolti.

#### *Premessa*

Come discusso ampiamente nei capitoli precedenti, l'intero ciclo produttivo è stato progettato prevedendo tecnologie e macchinari volti a:

- Minimizzare i rifiuti prodotti; in tal senso le preferenze tecnologiche sono frutto di considerazioni in relazione a:
  - Le importanti fasi di pretrattamento dei rifiuti organici per l'allontanamento delle parti indesiderate minimizzando l'effetto di trascinamento nelle fasi successive e, di conseguenza, abbassamento della resa del processo
  - La realizzazione di biocelle areate per il trattamento dei sovralli e degli scarti della FORSU
  - Un impianto di trattamento interno di tutti i reflui liquidi prodotti con tecnologie avanzate
  - Il lavaggio delle frazioni grossolane separate dalla FORSU (Graniglie) per il recupero della sostanza organica e il loro riutilizzo nella fase ossidativa.
- Massimizzazione nella produzione di fertilizzante organico, biometano e CO<sub>2</sub> liquefatti, in tal senso sono state scelte le migliori configurazioni impiantistiche con il fine di:
  - Installare una sezione di impianto di liquefazione del BioCH<sub>4</sub> e della CO<sub>2</sub>
  - Dedicare importanti spazi all'impianto di compostaggio e commercializzazione del prodotto finito.

Nei successivi paragrafi saranno analizzati i flussi delle materie prime prodotte dal punto di vista quantitativo.

#### *Fertilizzante certificato prodotto*

Il ciclo produttivo prevede la produzione di fertilizzante certificato i cui quantitativi sono riassunti in tabella 8.11.1.

**Tabella 8.11.1:** Dati di progetto sulla produzione del compost.

<b>Produzione nominale</b>	80 t/d
	26.000 t/a

### *Biometano e bioLNG prodotto*

Nella tabella 8.11.2 sono riassunti i quantitativi di biometano e bioLNG prodotto.

**Tabella 8.11.2:** Dati di progetto sulla produzione biometano e bioLNG.

<b>Funzionamento annuo</b>	8.300 h/a
<b>Produzione nominale biometano</b>	800 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Produttività annua nominale</b>	664.0000 Nm <sup>3</sup> /a
<b>Produzione massima</b>	900 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Produzione annua massima</b>	7.470.000 Nm <sup>3</sup> /a
<b>Produzione BioLNG</b>	610 kg/h
<b>Produzione BioLNG</b>	14,65 t/d
<b>Stoccaggio BioLNG</b>	100 m <sup>3</sup>
<b>Giorni di produzione con conferimento in stoccaggio</b>	2,4 d

### *Anidride carbonica liquida prodotta*

Nella tabella 8.11.3 sono riassunti i quantitativi di CO<sub>2</sub> liquida prodotta.

**Tabella 8.11.3:** Dati di progetto sulla produzione CO<sub>2</sub> liquida.

<b>Funzionamento annuo</b>	8.300 h/a
<b>Produzione massima</b>	670 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Produzione massima</b>	1.150 kg/h
<b>Produttività annua massima</b>	4.980.000 Nm <sup>3</sup> /a
<b>Produttività annua massima</b>	12.000 t/a
<b>Stoccaggio CO<sub>2</sub> Liquefatta</b>	100 m <sup>3</sup>
<b>Giorni di produzione con conferimento in stoccaggio</b>	3,7 d

## CAPITOLO 9 – ELABORAZIONE DATI DELL'IMPIANTO EDISON GF

Il presente capitolo ha lo scopo di illustrare i bilanci di materia e di energia dell'impianto Edison GF che verranno utilizzati per l'elaborazione di uno studio sull'analisi energetica dell'impianto.

I bilanci di materia verranno svolti per raggruppamenti di sezioni dell'impianto sia per avere una maggiore chiarezza nella lettura dei dati, che altresì risulterebbero troppo dispersivi nel loro insieme, sia per facilitare l'elaborazione del piano della committenza che verrà illustrato nel capitolo 10.

Al contempo, il bilancio energetico prodotto verrà utilizzato sia per calcolare il fabbisogno elettrico e termico al fine di selezionare il C.A.R. più adeguato sia per ottenere la quantità di energia da integrare all'impianto tramite allaccio alla rete locale.

### 9.1 Bilanci di materia

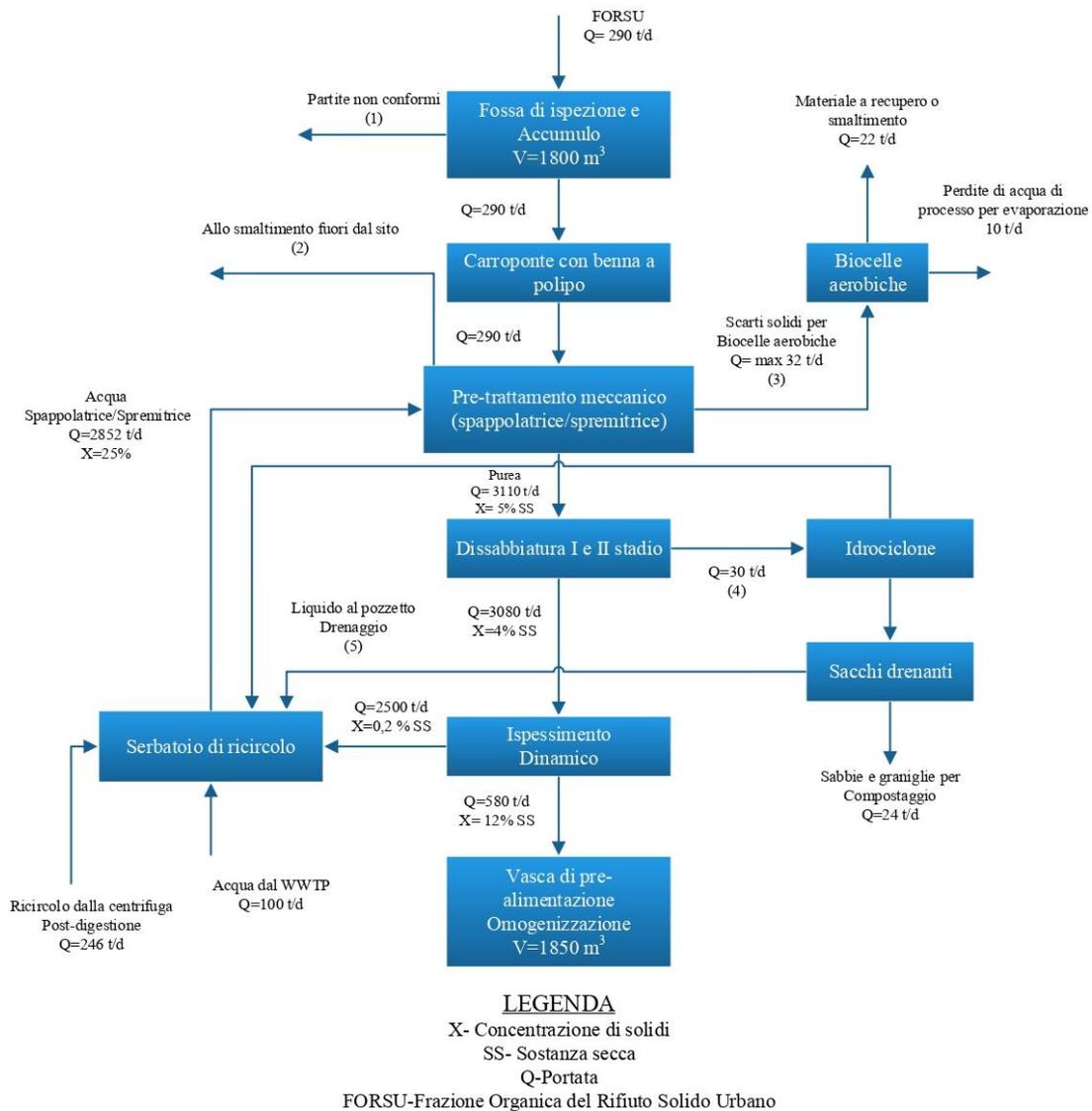
I Bilanci di materia sono stati eseguiti considerando:

- I criteri di dimensionamento descritti nel capitolo 8
- L'esperienza fornita da aziende che collaborano con la società Edison
- Analisi di dati degli impianti esistenti Ambyenta e CEA.

#### 9.1.1 Bilancio di materia: sezione di pretrattamento

La prima sezione dell'impianto ha un'importanza notevole in termini di resa di biogas finale, in quanto ha lo scopo di eliminare tutti i prodotti indesiderati della FORSU e rendere tale matrice idonea per il trattamento del processo biologico quale è la digestione anaerobica a umido o *wet*, generando scarti che possono essere utilizzati all'interno delle altre sezioni dell'impianto o smaltiti al di fuori del sito. Per maggiori dettagli inerenti alla sezione di pretrattamento si rimanda al paragrafo 8.2. In figura 9.1.1.1 viene riportato il bilancio di materia a blocchi della sezione in questione.

## SEZIONE PRETRATTAMENTI



**Figura 9.1.1:** Bilancio di materia sezione di pretrattamento.

Note:

- (1) La porta indicata come “Partite non conformi” rappresenta il quantitativo di prodotti non classificabili come FORSU ma che sono indesiderati e dannosi per le fasi successive. Tale quantità è frutto di un primo controllo nella fossa di ispezione e accumulo e avviene mediante controllo visivo da parte di uno o più operatori. Inoltre, tale portata non è stata considerata nel calcolo dei bilanci in quanto risulta essere sia trascurabile rispetto alle altre portate sia poco accurata per via di numerosi fattori come la qualità stessa della FORSU e l’efficienza di ispezione della fossa.
- (2) In tale portata sono presenti gli scarti di natura ferrosa che vengono estratti dalla PASS la cui quantità risulta essere molto variabile e trascurabile rispetto alle altre portate coinvolte, non rientrando numericamente all’interno del bilancio di materia in esame
- (3) Gli scarti solidi delle biocelle aerobiche sono costituiti prevalentemente da rifiuti plastici che, noti i problemi legati all’inquinamento ambientale e di smaltimento, è stato deciso di inserire delle biocelle aerobiche in modo da velocizzare sia il processo di degradazione del materiale

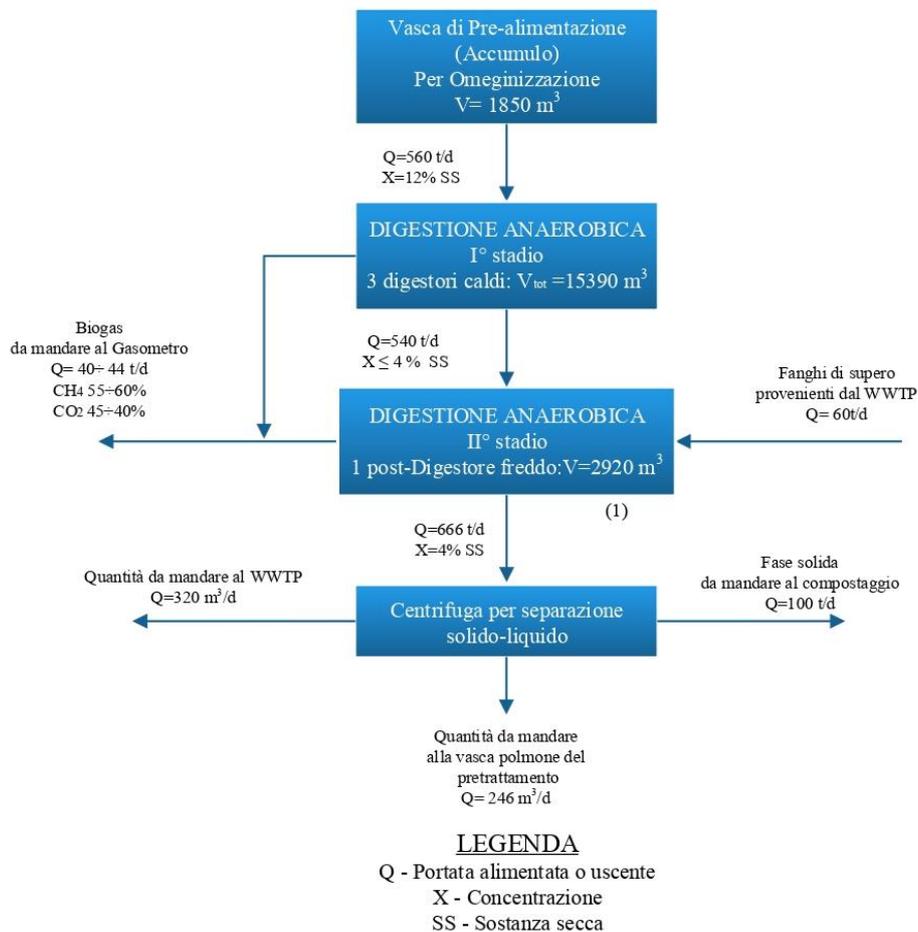
indesiderato e abbassare parzialmente i costi di smaltimento finali fuori dal sito. Nel bilancio è stata considerata la quantità massima trattabile pari a 32 t/d.

- (4) Per questa tipologia di portata si precisa che, trattandosi di una quantità derivante da un processo di separazione solido-liquido, la percentuale di solidi non viene indicata, in quanto si suppone che sia presente prevalentemente un'alta percentuale di sostanza solida, chiamata comunemente "nocciolino", che, come si denota dallo schema, viene trattata dall'idrociclone che ne priva completamente dell'acqua
- (5) I liquidi derivanti dai sacchi drenanti sono quantità molto trascurabili rispetto alle altre portate e, pertanto, non conteggiate nel bilancio. Tuttavia, per non disperdere tale quantità di acque reflue nell'ambiente, queste vengono raccolte nel serbatoio di ricircolo predisposto per tale sezione dell'impianto.

### 9.1.2 Bilancio di materia: sezione di digestione anaerobica

In seguito al pretrattamento della FORSU, il substrato ottenuto viene trasferito alla sezione di digestione anaerobica dove viene trattato biologicamente con lo scopo di ottenere la massima resa di biogas da convertire in biometano. Per maggiori dettagli inerenti alla sezione di D.A. si rimanda al paragrafo 8.3. In figura 9.1.2.1 viene riportato il bilancio di materia a blocchi della sezione in questione.

#### SEZIONE DIGESTIONE ANAEROBICA



**Figura 9.1.2.1:** Bilanci di materia della sezione di digestione anaerobica.

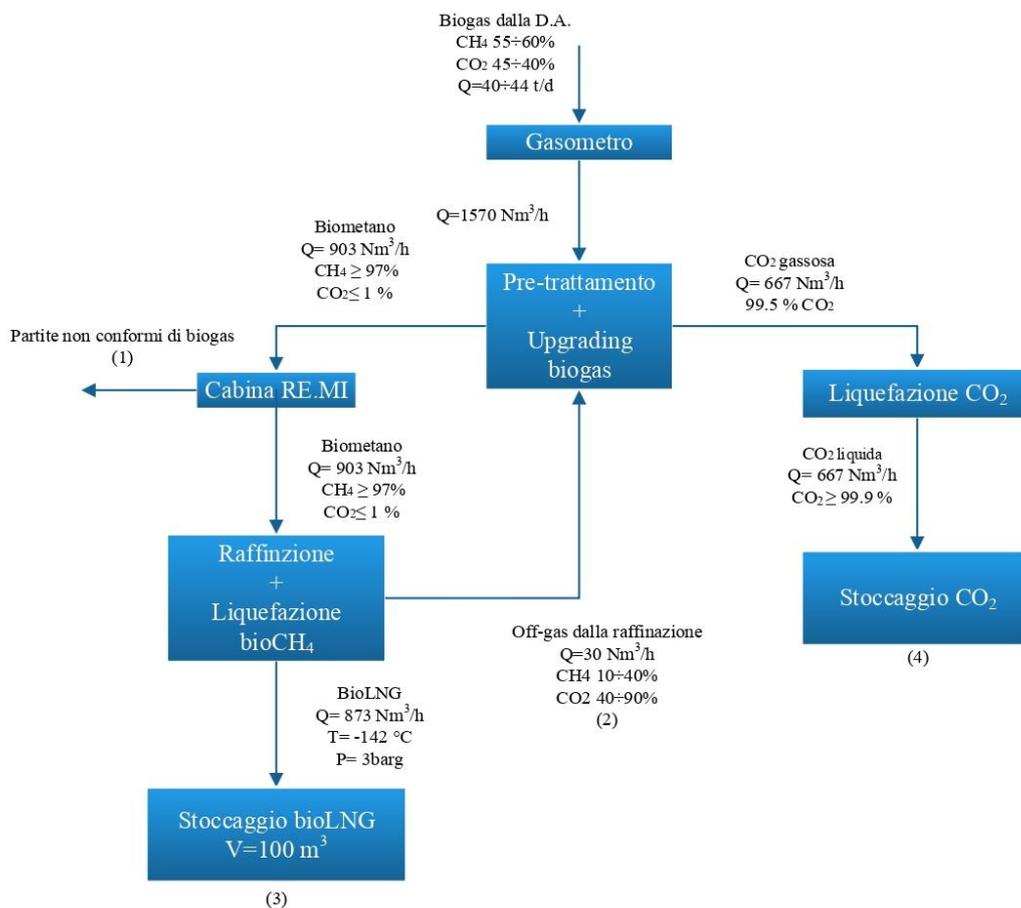
Note:

- (1) Il digestore freddo ha una duplice funzione: ricavare ulteriore quantità di biogas facendo riposare la biomassa e creare una sconnessione idraulica tra la sezione di D.A. e le altre sezioni dell'impianto, in quanto il processo biologico lavora in continuo per 365 giorni l'anno con interruzioni previste per la manutenzione.

### 9.1.3 Bilancio di materia: sezione upgrading biogas e liquefazione biometano e CO<sub>2</sub>

Il biogas prodotto dalla sezione di digestione anaerobica viene trattato nella sezione di upgrading e liquefazione, dove il biometano e la CO<sub>2</sub> separate vengono liquefatti nelle relative apparecchiature. Per maggiori dettagli inerenti alla sezione di upgrading e liquefazione si rimanda al paragrafo 8.4. In figura 9.1.3.1 viene riportato il bilancio di materia a blocchi della sezione in questione.

## SEZIONE DI UPGRADING E LIQUEFAZIONE



### LEGENDA

D.A.- Digestione anaerobica  
Q- portata entrante o uscente

**Figura 9.1.3.1:** Bilancio di materia sezione upgrading e liquefazione.

Note:

- (1) Durante il normale funzionamento dell'impianto questa portata è uguale a zero. Tuttavia, in caso di malfunzionamenti della sezione di upgrading o altre sezioni dell'impianto, tale portata, non

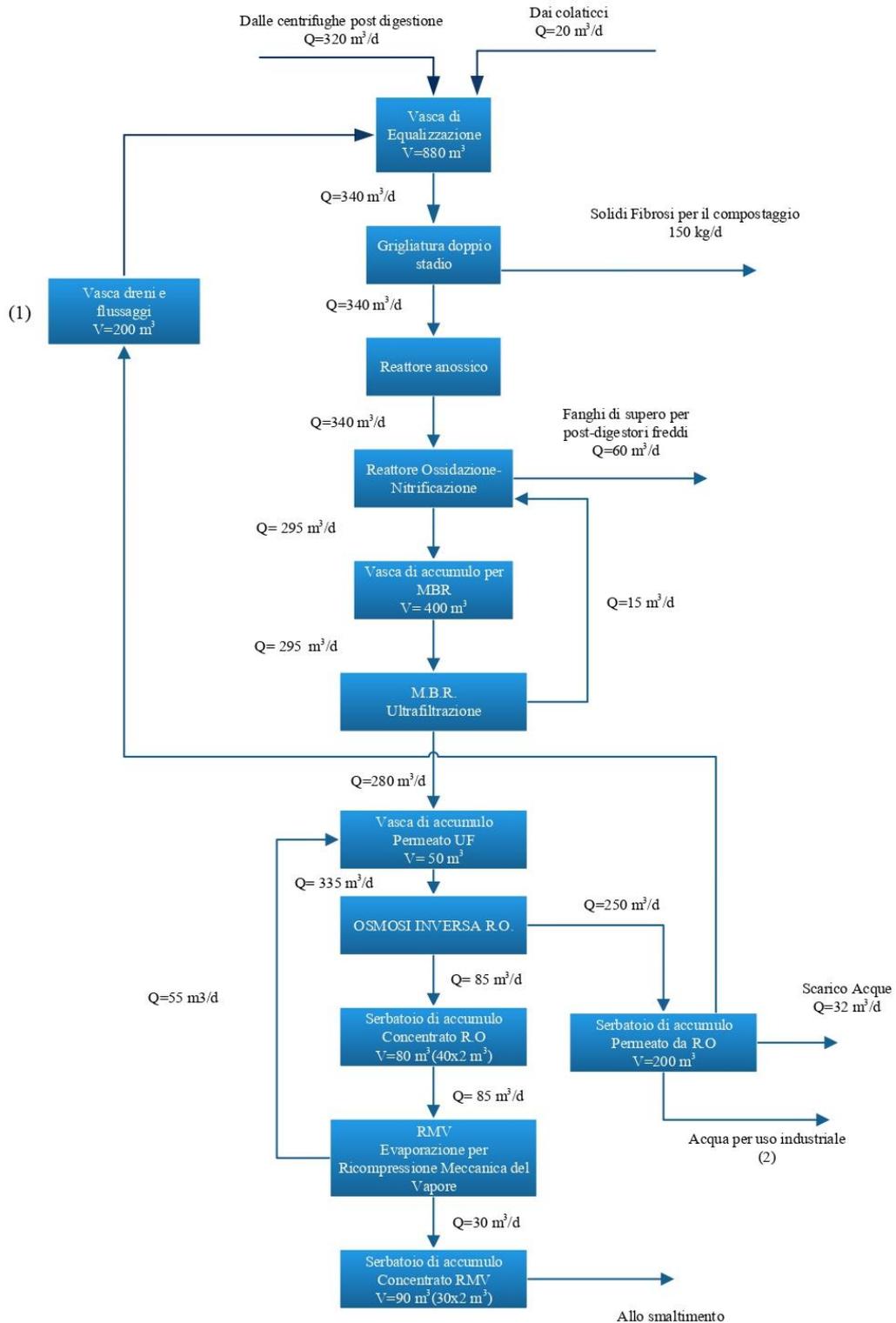
rispettando le specifiche richieste, può essere utilizzata per altri scopi. Per maggiori dettagli, si rimanda al paragrafo 8.5

- (2) La portata di ricircolo comprende il gas che viene separato durante la fase di raffinazione o purificazione antecedente alla liquefazione. L'impianto di purificazione, infatti, produce un'effluente gassoso durante la fase di rigenerazione dei letti di zeoliti. Tale effluente varia sia in termini di portata massica che in termini di composizione, per cui si possono fornire solo intervalli di valori. Per evitare di perdere prodotto, questa corrente viene ricircolata continuamente alla sezione di upgrading per il recupero di metano
- (3) La scelta della dimensione del serbatoio del bioLNG è ricaduta su un serbatoio avente una capienza minore di 50 t, nello specifico circa 40 t, in quanto, essendo il metano un gas infiammabile e potenzialmente pericoloso, il suo stoccaggio è soggetto a normativa Seveso per incidenti rilevanti solo nel caso in cui si superassero le 50 t, condizione che, di conseguenza, richiederebbe un aumento dei costi di investimenti legati alla necessità di diminuzione del rischio nonché ad una procedura onerosa e con tempi considerevoli
- (4) Il serbatoio di stoccaggio della CO<sub>2</sub> liquida, in questa fase del progetto, non è stato individuato in quanto, essendo un gas inerte, non è soggetto a normative di sicurezza Seveso, e, pertanto, la dimensione verrà selezionata successivamente in funzione dell'organizzazione del prelievo che dipende dalla dimensione dell'autocisterna e dalla frequenza stessa del prelievo.

#### 9.1.4 Bilancio di materia: sezione trattamento acque

La sezione di trattamento acque è stata progettata principalmente per il fluido del digestato separato mediante centrifugazione solido-liquido posta a valle del digestore freddo. Per maggiori dettagli inerenti al processo di trattamento acque si rimanda al paragrafo 8.8. In figura 9.1.4.1 viene riportato il bilancio di materia a blocchi della sezione in questione.

## BILANCIO SEZIONE ACQUE REFLUE



### LEGENDA

X- Concentrazione

Q- portata entrante o uscente

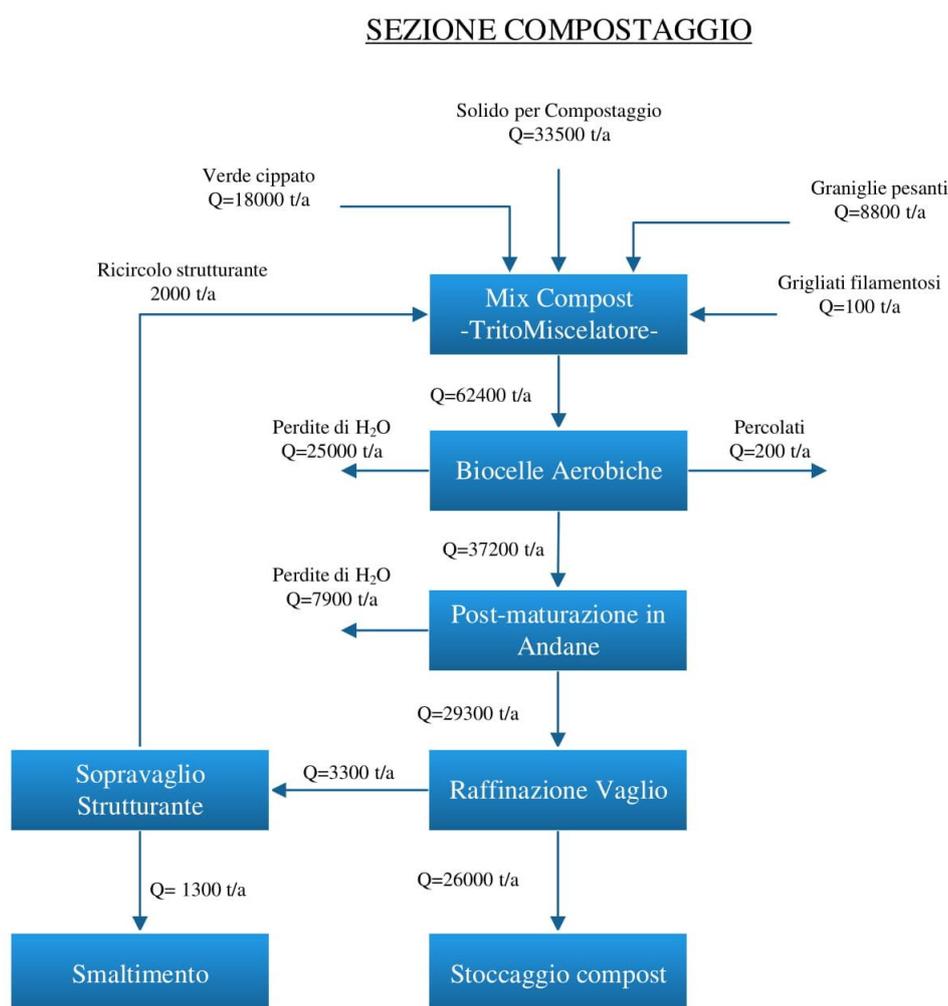
**Figura 9.1.4.1: Bilancio sezione trattamento acque.**

Note:

- (1) Ricircolo di compensazione per mantenere costante il battente della vasca dreni e flussaggi
- (2) Portata variabile a seconda delle necessità dell'impianto.

### 9.1.5 Bilancio di materia: sezione compostaggio

La sezione di compostaggio ha lo scopo di produrre un prodotto commerciale competitivo sul mercato il cui processo risulta conveniente economicamente in quanto diminuirebbe i costi di smaltimento che si avrebbero altresì per la frazione solida proveniente dalla centrifugazione posta a valle della digestione anaerobica, della frazione solida derivante dai pretrattamenti della FORSU e dei residui filamentosi da WWTP. Per maggiori dettagli inerenti alla sezione di compostaggio si rimanda al paragrafo 8.6. In figura 9.1.5.1 è presente il bilancio di materia della sezione di compostaggio dell'impianto.



#### LEGENDA

Q – Portata entrante o uscente

**Figura 9.1.5.1:** Bilancio sezione compostaggio.

## *9.2 Bilancio energetico*

Il bilancio energetico proposto è stato elaborato considerando i fabbisogni energetici e termici di ciascuna apparecchiatura delle varie sezioni dell'impianto con lo scopo di identificare il sistema di produzione di energia che permetta una migliore autosufficienza per il sito. La selezione della taglia del C.A.R. è soggetta ad un calcolo che tiene conto sia dal recupero termico che elettrico. Solitamente, negli impianti il fabbisogno elettrico è superiore a quello termico e, per tal motivo, il dimensionamento è condizionato sulla base del raggiungimento dell'autosufficienza termica all'interno del sito. Non garantendo l'autosufficienza elettrica, essa verrà soddisfatta parzialmente attraverso l'implementazione di impianti fotovoltaici e prelevando la restante quota di energia rimanente dalla rete di distribuzione di energia. I dati indicati per il C.A.R sono rappresentativi dei cogeneratori disponibili sul mercato per tale taglia, i cui dettagli finali saranno elaborati nelle fasi successive del progetto.

### 9.2.1 Bilancio elettrico

Il bilancio elettrico è stato introdotto con lo scopo di calcolare il fabbisogno energetico complessivo dato dalla somma delle potenze installate in sito di ciascuna apparecchiatura. Tali valori sono stati ricavati attraverso le informazioni delle apparecchiature sul mercato tenendo conto della dimensione dell'impianto Edison GF. I valori così ottenuti sono stati riassunti in tabella 9.2.1.1.

**Tabella 9.2.1.1: Bilancio elettrico dell'impianto Edison GF.**

Indice	Utenza	kW installati	h/d utilizzo medio	kW effettivi assorbiti	Energia [kWh/d]
1	Motore carroponte 1	55	10	36	360
2	Motore carroponte 2	55	10	36	360
3	PASS 1	180	10	60	600
4	PASS 2	180	10	60	600
5	Dissabbiatore 1 (I e II stadio)	35	10	25	250
6	Idrociclone 1	3	10	1,8	18
7	Dissabbiatore 2 (I e II stadio)	35	10	25	250
8	Idrociclone 2	3	10	1,8	18
9	Gruppo ispessitore 1	120	10	80	800
10	Gruppo ispessitore 2	120	10	80	800
11	Biocelle 1	20	18	13	234
12	Biocelle 2	20	0	13	0
13	Biocelle 3	20	18	13	234
14	Biocelle 4	20	0	13	0
15	Pompa vasca stoccaggio alimentazione PASS	7,5	24	5	120
16	Pompa prevasche digestione 1	7,5	24	5	120
17	Pompa antincendio 1	10	0	0	0
18	Pompa antincendio 2	10	0	0	0
19	Pompa acqua industriale	7,5	10	5	50
20	Digestione anaerobica 1	80	24	49	1176
21	Digestione anaerobica 2	80	24	49	1176
22	Digestore anaerobico 3	80	24	49	1176
23	Alimentazione digestori freddi	9	8	2,5	20
24	Gasometro	5	24	2	48
25	Cogeneratore C.A.R.	57	24	0	0
26	Liquefazione CO2	295	24	200	4800
27	Caldaia	15	0	0	0
28	Gruppo continuità a gasolio	15	0	0	0
29	Linea gas	65	24	46	1104
30	Upgrading	495	24	459	11016
31	Liquefazione BIOCH4	900	24	708	16992
32	Serbatoio criogenico	22	2	13	26
33	Post digestore freddo 1	10	18	6	108
	WWTP				
34	(Equalizzazione; Predenitro; Ossidazione e Nitrificazione)	265	24	199	4776
35	Ultrafiltrazione 1	90	18	58	1044
36	Ultrafiltrazione 2	90	18	58	1044
37	Osmosi Inversa	102	20	93	1860
38	RMV n2	240	20	105	2100
39	Pompe	15	3	9	27
40	Torre evaoprativa	8	12	5	60
41	Cella aeroboche compostaggio 1	30	12	18	216
42	Cella aeroboche compostaggio 2	30	12	18	216
43	Cella aeroboche compostaggio 3	30	0	18	0
44	Cella aeroboche compostaggio 4	30	12	18	216
45	Cella aeroboche compostaggio 5	30	12	18	216
46	Cella aeroboche compostaggio 6	30	12	18	216
47	Cella aeroboche compostaggio 7	30	0	18	0
48	Cella aeroboche compostaggio 8	30	12	18	216
49	Cella aeroboche compostaggio 9	30	12	18	216
50	Cella aeroboche compostaggio 10	30	12	18	216
51	Cella aeroboche compostaggio 11	30	0	18	0
52	Cella aeroboche compostaggio 12	30	12	18	216
53	Miscelatore-Trituratore	160	12	100	1200
54	Centrifuga 1	136	10	90	900
55	Centrifuga 2	136	10	90	900
56	Vaglio raffinatoro	30	10	22	220
57	Torcia	5	0	0	0
58	Ventilatore- Trattamento arie esauste Biofiltro 1	250	18	200	3600
59	Ventilatore- Trattamento arie esauste Biofiltro 1	250	18	200	3600
60	Booster Edificio B	55	18	44	792
61	Quadro uffici	10	10	8	80
62	illuminazione esterna	20	12	10	120
<b>TOTALE</b>		<b>5258,5</b>		<b>3563,1</b>	<b>66723</b>

Il consumo elettrico stimato è stato calcolato in MWh/a considerando il funzionamento medio annuo dell'impianto pari a 354 giorni, risultando un consumo pari a 23.620 MWh/a.

Il cogeneratore selezionato è in grado di erogare 16.965 MWh/a, mentre l'impianto fotovoltaico produce circa 927,1 MWh/a, garantendo in tal modo il 76 % di autosufficienza elettrica complessiva. La restante parte di fabbisogno energetico verrà integrata attraverso il prelievo dalla rete. In tabella 9.2.1.2 sono rappresentati i valori di autoproduzione energetica dell'impianto.

**Tabella 9.2.1.2:** Autoproduzione di energia dell'impianto Edison GF.

	<b>C.A.R.</b>	<b>Fotovoltaico</b>
Funzionamento annuo [h/a]	8.700	1.315
Potenza elettrica fornita [MW]	1,950	0,705
Potenza elettrica fornita [MWh/a]	16.965	927,1
Autoproduzione di energia totale [MWh/a]	17.892	
Autosufficienza elettrica [%]	76	

### 9.2.2 Bilancio termico

Il bilancio termico del sito è stato elaborato considerando i contributi maggiori di fabbisogno termico che, a seguito dei risultati conseguiti, derivano prevalentemente dalla sezione di digestione anaerobica. Tuttavia, tale procedimento non fornisce il valore di potenza termica reale che necessita il sito e, pertanto, sarà soggetto ad un sovradimensionamento che tiene conto, oltre che degli ulteriori contributi non considerati con tale metodologia, anche di eventuali tecnologie che potrebbero essere sostituite poiché più convenienti economicamente. Ad esempio, il processo di ricomprensione meccanica del vapore (RMV) proposta per il progetto Edison GF non richiede alcuna richiesta di utenza termica in quanto il calore da utilizzare viene recuperato all'interno della stessa macchina. Tuttavia, altre tecnologie potrebbero richiedere un consumo termico non trascurabile, ad esempio utilizzando dei classici evaporatori sottovuoto a più stadi sono richiesti 500 ÷ 600 KW<sub>t</sub>. Le condizioni climatiche cui saranno soggetti i digestori e le vasche di trattamento acque non saranno le medesime per tutto il periodo dell'anno. Infatti, il maggior consumo di energia termica si avverrebbe nelle stagioni invernali in cui la temperatura ambientale risulta essere molto bassa e, al fine rendere il dato finale di fabbisogno termico più cautelativo, è stato necessario considerare le condizioni climatiche peggiori dell'anno. Pertanto, il consumo energetico reale risulta più basso rispetto a quello erogabile dal cogeneratore installato in sito. In tabella 9.2.2.1 sono riassunti i dati utilizzati per calcolare il fabbisogno termico dei reattori della digestione anaerobica primaria e i relativi risultati. Nelle ipotesi adottate non sono stati inclusi gli eventuali recuperi termici da attuare, fattore che abbasserebbe ulteriormente il fabbisogno termico finale del sito. In tabella 9.2.2.2 sono riassunti i dati dei fabbisogni termici, il cui valore calcolato è stato maggiorato di circa del 26% per un totale di 16.700 MWh/a.

**Tabella 9.2.2.1:** Fabbisogno termico dei reattori della digestione anaerobica primaria.

<b>Portata totale nei reattori</b>	560 t/d
<b>Portata entrante per reattore</b>	186 t/d
<b>%SS</b>	12
<b>C<sub>p</sub>substrato (1)</b>	4,15 KJ/(Kg·°K)
<b>T<sub>reattore</sub></b>	55 °C
<b>T<sub>ambiente</sub> (2)</b>	0 °C
<b>Δtemperatura</b>	55 °C
<b>Q<sub>scambiato</sub></b>	460 KW <sub>t</sub>
<b>Q<sub>perso</sub> (3)</b>	69 KW <sub>t</sub>
<b>Q<sub>per reattore</sub></b>	529 KW <sub>t</sub>
<b>Q<sub>totale</sub></b>	1586 KW <sub>t</sub>

Note:

- 1) Il calore specifico, come prima assunzione, del substrato entrante nel reattore è un valore che tiene conto sia della componente solida sia della fase acquosa
- 2) La temperatura di 0 °C risulta essere quella peggiore nel periodo invernale nella località futura dell'impianto.
- 3) La quantità di calore persa, per questa tipologia di processo, viene considerato uguale ad un valore compreso tra il 5÷15 % del totale scambiato, il cui dato va sommato al calore scambiato dai fluidi per ottenere quello totale.

**Tabella 9.2.2.2:** Fabbisogno termico del sito.

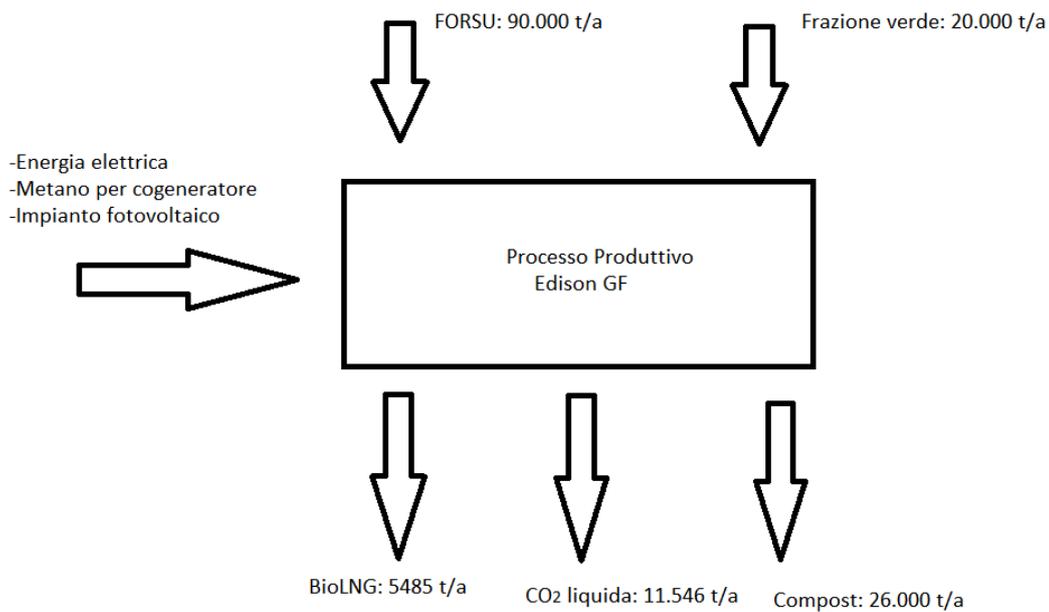
<b>Utenze</b>	<b>Temperatura utenza, [°C]</b>	<b>Potenza termica, [KW<sub>t</sub>]</b>	<b>h/a equivalenti di consumo (1)</b>	<b>Energia termica annua [MWh/a]</b>
Digestione anaerobica	55	1.586	7.767	12.318
Mantenimento temperatura vasche (WWTP)	15	trascurabile (2)	-	-

Note:

- 1) Le ore di esercizio equivalenti indicano le ore di effettivo esercizio della sezione dell'impianto
- 2) La richiesta termica per il mantenimento della temperatura di esercizio delle vasche è trascurabile rispetto alle altre utenze, ma verrà calcolata nelle fasi successive del progetto. Tale assunzione iniziale è stata considerata tra i fattori del sovradimensionando del cogeneratore.

### 9.3 Bilancio energetico diretto

In questo paragrafo verranno utilizzati i dati ottenuti dai bilanci di materia e di energia dall'intero processo produttivo con il fine di elaborare un bilancio energetico diretto dell'intero processo produttivo considerando l'energia che viene introdotta nell'impianto sottoforma di FORSU e frazione verde, l'energia spesa per la loro conversione e l'energia prodotta attraverso i prodotti che contribuiscono al bilancio. Tali risultati verranno espressi in versione parametrica rispetto alla quantità totale di matrice entrante nell'impianto. In figura 9.3.1 è rappresentato lo schema a blocchi dell'intero processo produttivo relativamente ai termini di maggior importanza ai fini dell'analisi della sostenibilità energetica.



**Figura 9.3.1:** Schema a blocchi per il bilancio energetico diretto.

#### 9.3.1 Energia introdotta disponibile

L'energia introdotta disponibile nell'impianto coincide con il contenuto energetico medio delle quantità di matrice introdotta nell'impianto annualmente, nello specifico dalla quota di FORSU e frazione verde. In tabella 9.3.1.1 sono riassunti i valori assunti per il calcolo dell'energia introdotta nell'impianto.

**Tabella 9.3.1.1:** Energia introdotta disponibile nell'impianto.

<b>Quantità di FORSU</b>	90.000 t/a
<b>Contenuto energetico medio FORSU</b>	15 MJ/kg
<b>Contenuto energetico totale FORSU</b>	42,8 MW
<b>Quantità di frazione VERDE</b>	20.000 t/a
<b>Contenuto energetico medio VERDE</b>	17 MJ/kg
<b>Contenuto energetico totale VERDE</b>	10,8 MW
<b>Totale energia introdotta disponibile</b>	15,55 GJ/t

### 9.3.2 Energia spesa

I contributi energetici maggiori che influiscono maggiormente sul calcolo complessivo dell'energia spesa sono i seguenti:

- Metano introdotto nel C.A.R.
- Energia elettrica prelevata dalla rete.

#### *Metano introdotto nel C.A.R*

Le caratteristiche del gas metano variano a seconda dalla località di distribuzione del gas naturale all'interno del territorio italiano. Si è ipotizzato che le quantità di metano necessarie per il funzionamento del C.A.R verranno prelevate dalla rete locale, i cui dati sono resi noti dalla società distributrice Snam S.p.A [28]. Pertanto, per calcolare l'energia spesa è stato necessario effettuare una media del potere calorifico convenzionale del metano immesso in rete di tutte le aziende presenti nella località del sito.

#### *Energia elettrica prelevata dalla rete*

L'impianto in esame è autosufficiente energeticamente solo al 76%, pertanto la restante parte dovrà essere introdotta attraverso il prelievo dalla rete di distribuzione nazionale. Per tal motivo, dato che l'energia introdotta nel sito deriva dal contributo di tutte le centrali elettriche nel territorio nazionale, è stato necessario utilizzare il valore di rendimento elettrico del parco di produzione nazionale, che, secondo l'ultimo rapporto dell' ISPRA, risulta pari al 41,7 % [29].

In tabella 9.3.2.1 sono riassunti i dati utilizzato per il calcolo dell'energia spesa e i relativi risultati ottenuti.

**Tabella 9.3.2.1:** Energia spesa per l'intero processo produttivo.

<b>Quantità di metano per C.A.R</b>	470 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Potere calorifico</b>	0,0401 GJ/Sm <sup>3</sup>
<b>Energia spesa per il cogeneratore</b>	5,5 MW
<b>Energia prelevata dalla rete</b>	0,67 MW
<b>Rendimento elettrico</b>	41,70 %
<b>Energia spesa proveniente dalla rete</b>	0,28 MW
<b>Energia spesa per il processo produttivo</b>	1,67 GJ/t

### 9.3.3 Energia prodotta

L'energia prodotta dall'impianto viene calcolata considerando l'energia contenuta nei prodotti del processo produttivo. Tuttavia, verrà considerata solo la produzione di bioLNG, in quanto la CO<sub>2</sub> liquida e il compost sono inerti e pertanto hanno un contributo puramente economico. Per il calcolo del contenuto energetico del bioLNG, è stato assunto un valore medio dell'intervallo presente nella normativa di riferimento che è stata descritta al paragrafo 2.3. In tabella 9.3.3.1 sono riassunti i valori assunti per il calcolo dell'energia prodotta dall'intero processo produttivo.

**Tabella 9.3.3.1:** Energia prodotta dall'intero processo produttivo.

<b>Quantità di bioLNG</b>	873 Nm <sup>3</sup> /h
<b>Quantità di bioLNG</b>	922 Sm <sup>3</sup> /h
<b>Contenuto energetico bioLNG</b>	40,1 MJ/Sm <sup>3</sup>
<b>Energia prodotta</b>	2,95 GJ/t

#### 9.3.4. Rendimento ed efficienza energetica

Considerando l'immagine 9.3.1, il calcolo del rendimento e dell'efficienza energetica è data rispettivamente dal rapporto tra l'energia prodotta e l'energia spesa e dal rapporto tra energia prodotta e ricavata. Tali risultati sono mostrati nell'equazione 9.3.1 e 9.3.2.

$$\text{Rendimento energetico} = E_{\text{prodotta}}/E_{\text{introdotta}} = 18,97\% \quad (9.3.1)$$

$$\text{Efficienza energetica} = E_{\text{prodotta}}/E_{\text{spesa}} = 1,77 \quad (9.3.2)$$

Dai risultati del bilancio si evince che il processo produttiva possiede dei valori teorici di rendimento e di efficienza energetica in linea con la tipologia di processo trattato.

## CAPITOLO 10 - PROGETTAZIONE INDUSTRIALE

Il presente capitolo ha lo scopo di illustrare la procedura aziendale adottata dalla società Edison per la progettazione di un impianto. In questa fase del progetto è stato possibile realizzare una stesura preliminare del piano della committenza, delle isole di fornitura del processo e del cronoprogramma dei lavori. Tale passaggio intermedio è essenziale per la formulazione delle specifiche delle varie sezioni o apparecchiature dell'impianto che saranno inviate ai fornitori nelle fasi successive. Inoltre, sarà svolta, ai fini della definizione del *Business Plan* (BP), un'analisi economica utilizzando le informazioni dell'impianto riportate al capitolo 8 e i dati elaborati nel capitolo 9.

### 10.1 Procedura progettuale

La prima fase della progettazione di un impianto ha lo scopo di ottenere le autorizzazioni necessarie per l'avvio dei lavori all'interno del sito selezionato. Pertanto, diventa necessario organizzare delle attività per la stesura dei documenti per il procedimento autorizzatorio unico all'articolo 27 bis del D.Lgs. n. 152/06, il cui esito positivo permetterebbe la costruzione dell'impianto stesso. Le successive fasi possono avvenire durante, o a seguito di tale esito e si baseranno sul contenuto dei documenti prodotti nella fase autorizzativa.

Le attività previste nella progettazione industriale di un impianto da parte della società Edison prevedono lo svolgimento delle attività di progettazione, costruzione e avviamento di un impianto. La divisione di Ingegneria della società si occupa delle seguenti attività:

- Attività di Base
- Definizione del piano della committenza
- Attività di FEED
- Approvvigionamenti delle forniture (in collaborazione con l'ufficio preposto per la parte economica)
- Autorizzazione interna (ADI)
- Attività di Ingegneria Esecutiva
- Attività di Costruzione in sito
- Attività di Preavviamento e Avviamento.

#### 10.1.1 Fase autorizzativa

I documenti richiesti per la fase autorizzativa sono suddivisi nelle seguenti categorie:

- Documenti amministrativi
- Elaborati grafici
- Relazioni raggruppabili per:
  - Relazioni tecniche
  - Studi previsionali di impatto ambientali
- Valutazione di impatto ambientale (VIA)

- Schemi di processo
- Stima della valutazione economica dell'impianto.

### 10.1.2 Attività di Base

Tali attività prevedono l'approfondimento di quanto svolto durante la fase autorizzativa, elaborando nuovi documenti di maggior carattere tecnico, di cui:

- Base di progetto
- Descrizioni funzionali dei sistemi
- Process Flow Diagram (PFD) delle sezioni dell'impianto
- Item list meccanica
- Item list elettrica
- Schema unifilare elettrico
- Architettura del sistema di controllo
- Lay-out dello stabilimento

Tra i documenti citati soprastante risulta di particolare importanza la definizione della base di progetto, in cui vengono descritti con maggiori dettagli:

- Lo scopo del progetto
- I dati di progetto e potenzialità dell'impianto
- Indicazioni per la progettazione: filosofia e scelte generali di progetto
- Il processo:
  - Articolazione generale del processo
  - Descrizione delle principali sezioni dell'impianto
  - Normativa di riferimento dell'impianto
  - Caratteristiche del sito
  - Filosofia di progettazione
  - Dimensionamento delle sezioni dell'impianto.

Come si evince dall'elenco soprastante, parte dei documenti che dovranno essere elaborati, concernono argomenti trattati nella precedente fase autorizzativa, e in tale attività di base, gli stessi, verranno approfonditi tecnicamente in quanto fondamentali per il proseguimento delle attività successive, nonché per una maggiore chiarezza per i fornitori nel formulare una proposta d'offerta per le specifiche sezione o apparecchiature dell'impianto.

### 10.1.3 Definizione del piano della committenza

Prima di procedere con la fase di FEED, è importante elaborare il piano della committenza delle forniture dell'impianto compiendo un'analisi delle tecnologie più competitive sul mercato individuandone i potenziali fornitori.

La scelta del piano della committenza non è univoca, infatti, per ciascun progetto, la divisione di Ingegneria seleziona il piano tenendo in considerazione il carico di lavoro del team di progetto e l'esperienza acquisita per la specifica tipologia d'impianto, le tempistiche di commessa.

I piani della committenza possibili si articolano secondo i seguenti tra schemi:

- *EPC* (engineering, procurement, construction) o chiavi in mano: la responsabilità di ingegnerizzare, acquistare, costruire e garantire l'impianto è richiesta ad un contrattista esterno e dove la divisione di ingegneria rimane a supervisione dell'intera attività del contrattista unico.
- *Multi-lot*: la responsabilità di ingegnerizzare, acquistare, costruire e garantire l'impianto è suddivisa per specifiche aree del sito attribuite a diversi contrattisti e l'ingegneria Edison si fa garante della progettazione e predisposizione delle interfacce tra i diversi lotti garantendo il funzionamento dell'impianto nel suo insieme.
- *Shopping around*: la divisione di ingegneria Edison si occupa dell'acquisto delle apparecchiature del sito, del BOP d'impianto e, coadiuvata da un'ingegneria esterna, si fa garante di tutte le interconnessioni di tutti i sistemi, del funzionamento e delle prestazioni dell'impianto nel suo insieme.

In tabella 10.1.3.1 si riassumono le responsabilità attribuite allo specifico piano della committenza:

**Tabella 10.1.3.1:** Responsabilità per tipologia di piano di committenza.

<b>MATRICE DIVISIONE RESPONSABILITA'</b>	<b>EPC (1 Contract)</b>	<b>MULTI-LOT (3-5 Contracts)</b>	<b>SHOPPING AROUND (&gt;200 Contracts)</b>
INGEGNERIA	CONTRACTOR	CONTRACTORS	EDISON
FORNITURE <i>MAIN EQUIPMENT</i>	CONTRACTOR	CONTRACTORS	EDISON
FORNITURE AUSILIARI + BOP	CONTRACTOR	CONTRACTORS	EDISON
INSTALLAZIONE <i>MAIN EQUIPMENT</i>	CONTRACTOR	CONTRACTORS	EDISON
INSTALLAZIONE AUSILIARI + BOP	CONTRACTOR	CONTRACTORS	EDISON
SUPERVISIONE ALLA COSTRUZIONE	CONTRACTOR	EDISON	EDISON
<i>COMMISSIONING</i>	CONTRACTOR	CONTRACTORS	EDISON
SUPERVISIONE AL <i>COMMISSIONING</i>	CONTRACTOR	EDISON	N.A.
<i>OWNER ENGINEERING</i>	EDISON	EDISON	N.A.

Ogni piano della committenza presenta dei vantaggi e degli svantaggi riassunti in tabella 10.1.3.2, tabella 10.1.3.3 e tabella 10.1.3.4.

**Tabella 10.1.3.2: Approccio EPC.**

<b>Approccio EPC</b>	
<b>PROs</b>	<b>CONS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• LDs su ritardi e deficit prestazionali in carico al contraffista (ma normalmente con cap aggregato al 20% ed al 10-15% individualmente)</li> <li>• Maggiore facilità di finanziamento dello schema</li> <li>• Minore impiego di risorse interne necessarie al coordinamento delle interfacce di progetto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Extra costi dovuti all'attitudine «claim oriented» dei contraffisti in caso di modifiche allo scopo del lavoro</li> <li>• Minor flessibilità e maggiori rischi in caso di non ottemperanze agli obblighi contrattuali con contraffista (accessibilità del sito, autorizzazioni, etc)</li> <li>• Maggiori costi di realizzazione (margini contraffista EPC tipicamente nel range 15-20 %)</li> </ul>

**Tabella 10.1.3.3: Approccio Multilot.**

<b>Approccio MULTILOT</b>	
<b>PROs</b>	<b>CONS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Riduzione CAPEX con conseguente maggiore competitività del progetto</li> <li>• Flessibilità nella gestione di qualsiasi modifica dello <i>Scope Of Work</i></li> <li>• Minore conflittualità nella gestione contrattuale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minore protezione in caso di ritardi e deficit prestazionali (comunque contrattualmente coperti su singolo lotto)</li> <li>• Minore facilità di finanziamento esterno del progetto</li> </ul>

**Tabella 10.1.3.4: Approccio *Shopping around*.**

<b>Approccio Shopping around</b>	
<b>PROs</b>	<b>CONS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Riduzione ancora maggiore CAPEX con conseguente maggiore competitività del progetto</li> <li>• Flessibilità nella gestione di qualsiasi modifica dello <i>Scope Of Work</i></li> <li>• Minore (ancora di più) conflittualità nella gestione contrattuale: garanzie tra sub-fornitori</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minore protezione in caso di ritardi e deficit prestazionali (comunque contrattualmente coperti su singolo lotto)</li> <li>• Minore facilità di finanziamento esterno del progetto</li> <li>• Complessità del progetto (gestione dell'interfacce)</li> <li>• Maggiori risorse di personale interno</li> </ul>

La struttura del piano committenza selezionato per l'impianto Edison GF è basata sull'approccio multi-lot, in quanto è stato ritenuto il giusto compromesso tra le garanzie sulle forniture e sul costo di investimento finale.

Terminato tale studio preliminare, si procede all'individuazione sia sullo schema di processo sia sulla planimetria delle isole di fornitura delle singole sezioni o apparecchiature secondo il piano della committenza selezionato. Inoltre, lo sviluppo di questi documenti è propedeutico alla stesura del cronoprogramma delle attività perché consente di individuare le forniture e i tempi di consegna di maggior peso e, pertanto, critiche per il rispetto del cronoprogramma di commessa. Per tale lavoro di tesi è stato elaborato un primo documento preliminare di piano della committenza per il progetto Edison GF che verrà scritto nel dettaglio nelle pagine successive.

### *Fornitori ed elaborazione delle richieste d'offerte*

La procedura per l'elaborazione delle richieste d'offerte di mercato è svolta in base a diversi aspetti che, in accordo con il cliente interno, viene influenzata dai seguenti fattori:

- Selezione del fornitore con referenze più idonee
- Stato di avanzamento del progetto
- Impiego di risorse per la tipologia di progetto
  - *Brownfield*: coinvolgendo un impianto esistente è necessario fare più passaggi di verifiche progettuali
  - *Greenfield*: la progettazione avviene con meno passaggi progettuali
- Dimensioni dell'impianto da costruire o numero di interventi tecnici sull'impianto esistente

Dall'analisi svolta è stato possibile definire le isole di fornitura e il numero specifiche tecniche da elaborare per i fornitori. Inoltre, dalle offerte budgettarie ricevute, è stato possibile identificare i relativi limiti di batteria delle singole forniture in modo da elaborare una bozza del *Balance of Plant* (BOP) di opere civili, edili, meccaniche ed elettriche da assegnare tramite gara d'appalto nelle fasi successive. Tuttavia, lo sviluppo del BOP definitivo sarà oggetto di valutazione durante la realizzazione del FEED.

### *Organizzazione isole di fornitura*

La realizzazione delle isole di fornitura per le opere elettromeccaniche è stata realizzata suddividendo il processo in diverse sezioni e sottosezioni includendo anche le apparecchiature che non risultano nello schema di processo dell'impianto ma che sono essenziali per le varie fasi del processo stesso. Le motivazioni di eventuali accorpamenti di più apparecchiature o sezioni derivano da una serie di fattori techno-economici tra cui:

- Relazione tra ingressi e uscite delle apparecchiature: la composizione e/o la quantità dei flussi uscenti/entranti influenzano le rese dei prodotti stessi nonché la regolare produttività dell'impianto, pertanto, è necessario che queste siano ottimizzate al meglio. Ad esempio, per la "linea biogas" è stato deciso di raggruppare in un'unica isola di fornitura le fasi di processo a partire dal pre-trattamento fino alla liquefazione del biometano per garantire una massima resa produttiva.
- Specializzazione dei fornitori per la specifica isola: la ricerca dei fornitori sul mercato ha permesso l'identificazione di quelle sezioni e/o apparecchiature trattate da fornitori. Noti i parametri di processo (composizione, pressione, temperatura e portata) dei flussi entranti /uscanti da una singola apparecchiatura di un sistema, viene determinato il corretto

funzionamento, le garanzie prestazionali di tutte le apparecchiature che compongono il sistema stesso. Per questo, al fine di ottimizzare la progettazione e responsabilizzare il fornitore dell'intero sistema, si è scelto di comprendere nello scopo di fornitura di una singola isola tutte le apparecchiature sul mercato.

Le isole di fornitura che sono state individuate in questa fase di progetto sono le seguenti:

- A. Trattamento FORSU
- B. Trattamento acque reflue
- C. Trattamento digestato e scarti FORSU
- D. Trattamento biogas
- E. Trattamento biometano e CO<sub>2</sub>
- F. Stoccaggio bioLNG e CO<sub>2</sub> liquida
- G. Biofiltrazione
- H. Produzione termica ed energetica.

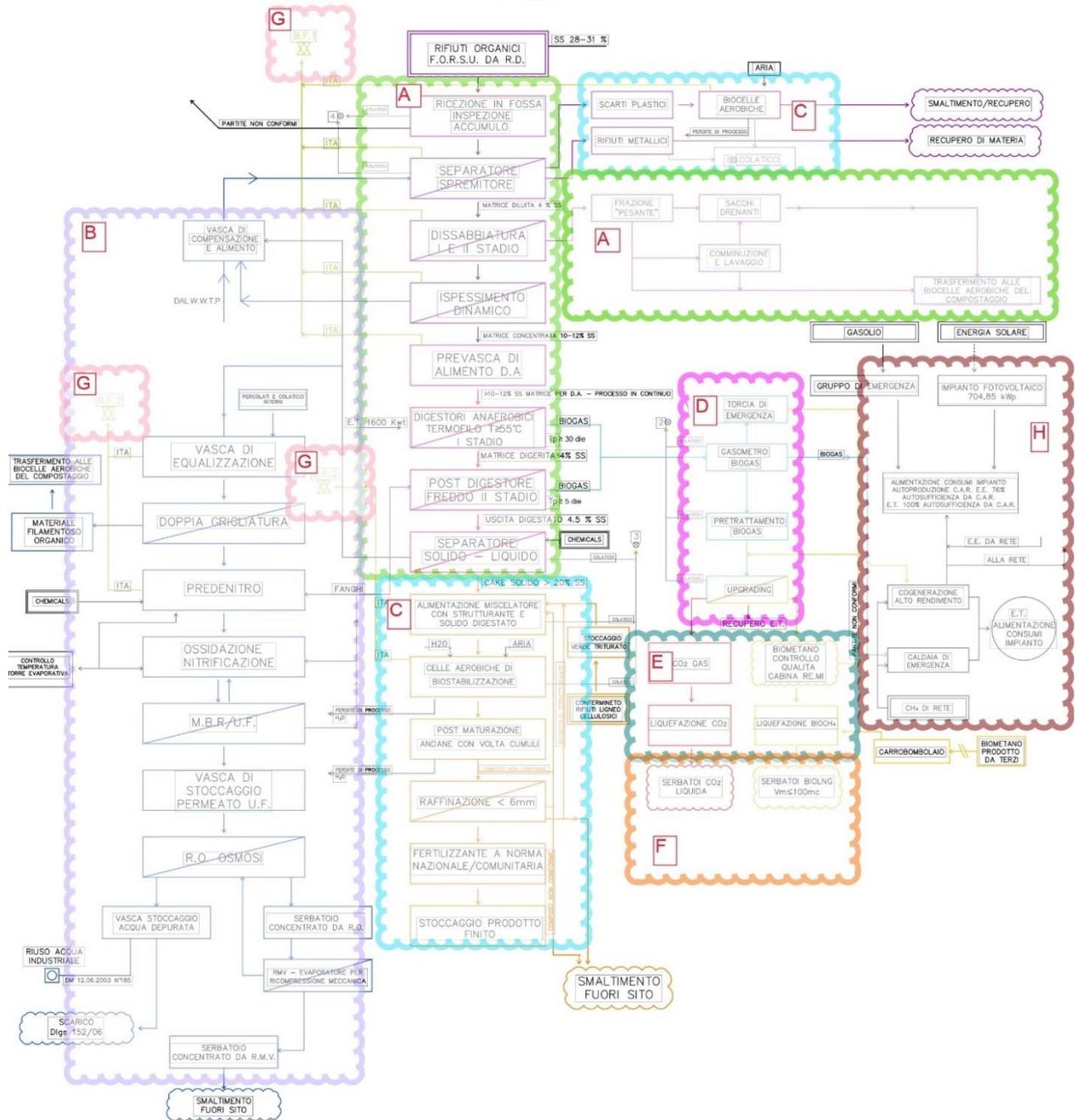
Ciascuna isola comprende diverse sezioni dell'impianto e apparecchiature, nello specifico:

- Isola A: definisce il perimetro delle sezioni aventi lo scopo di pretrattare la FORSU eliminando i materiali indesiderati mediante il controllo a vista di partite non conformi nella fossa di accumulo della matrice e trattamenti fisici con apparecchiature come PASS, dissabbiatore e ispessitore. Tale perimetro termina includendo il trattamento della matrice ottenuta preliminarmente nel processo di digestione anaerobica e relativa separazione solido-liquida
- Isola B: include tutta la sezione di trattamento acque a partire dalla vasca di equalizzazione fino al sistema di ricomprensione meccanica del vapore (RMV)
- Isola C: include tutta la sezione di compostaggio del solido digestato, includendo anche le biocelle aerobiche degli scarti plastici ottenuti dal trattamento preliminare della FORSU
- Isola D: include il trattamento di upgrading del biogas e torcia d'emergenza dell'impianto
- Isola E: include i sistemi di liquefazione del biometano e della CO<sub>2</sub>
- Isola F: include i serbatoi di stoccaggio del bioLNG e della CO<sub>2</sub> liquida
- Isola G: include il sistema di biofiltrazione dell'aria esausta posto sulle coperture dei prefabbricati A e B
- Isola H: è incluso tutto il sistema di produzione di energia termica ed energetica mediante cogeneratore e impianto fotovoltaico.

Tale rappresentazione è illustrata graficamente in figura 10.3.2.1 nello schema di processo, mentre in figura 10.3.2.2 è rappresentata la suddivisione delle isole in planimetria.

# SCHEMA DI PROCESSO

P.D.SP2



## LEGENDA

- |                                 |  |
|---------------------------------|--|
| — FORSU                         | ITA — IMPIANTO TRATTAMENTO ARIA  |
| — DIGESTIONE ANAEROBICA         | RMV — EVAPORAZIONE PER RICOMPRESIONE MECCANICA   |
| — BIOGAS                        | RO — REVERSE OSMOSIS (OSMOSI INVERSA)  |
| — BIOMETANO                     | B.F. — BIOFILTRO   |
| — ANIDRIDE CARBONICA            | D.A. — DIGESTIONE ANAEROBICA   |
| — COMPOST                       | E.E. — ENERGIA ELETTRICA   |
| — LINEA TRATT ACQUA             | E.T. — ENERGIA TERMICA   |
| — SCARICI                       | MBR — MEMBRANE BIOLOGICAL REACTOR (REATTORE BIOLOGICO A MEMBRANA)                      |
| — ARIE ESALISTE                 | W.W.T.P. — WASTEWATER TREATMENT PLANT (IMPIANTO DI TRATTAMENTO DELLE ACQUE DI SCARICO) |
| — FANGHI                        | ⊗ — PARAMETRI DI PROCESSO  |
| ⊙ COLATICCI (acque di processo) | ⊠ — OPERAZIONE CON SEPARAZIONE DEI FLUSSI (FASI)                                       |
| ◻ INPUT                         |  |
| ◻ OUTPUT                        |  |

Figura 10.3.2.1: Isole di fornitura nello schema di processo.

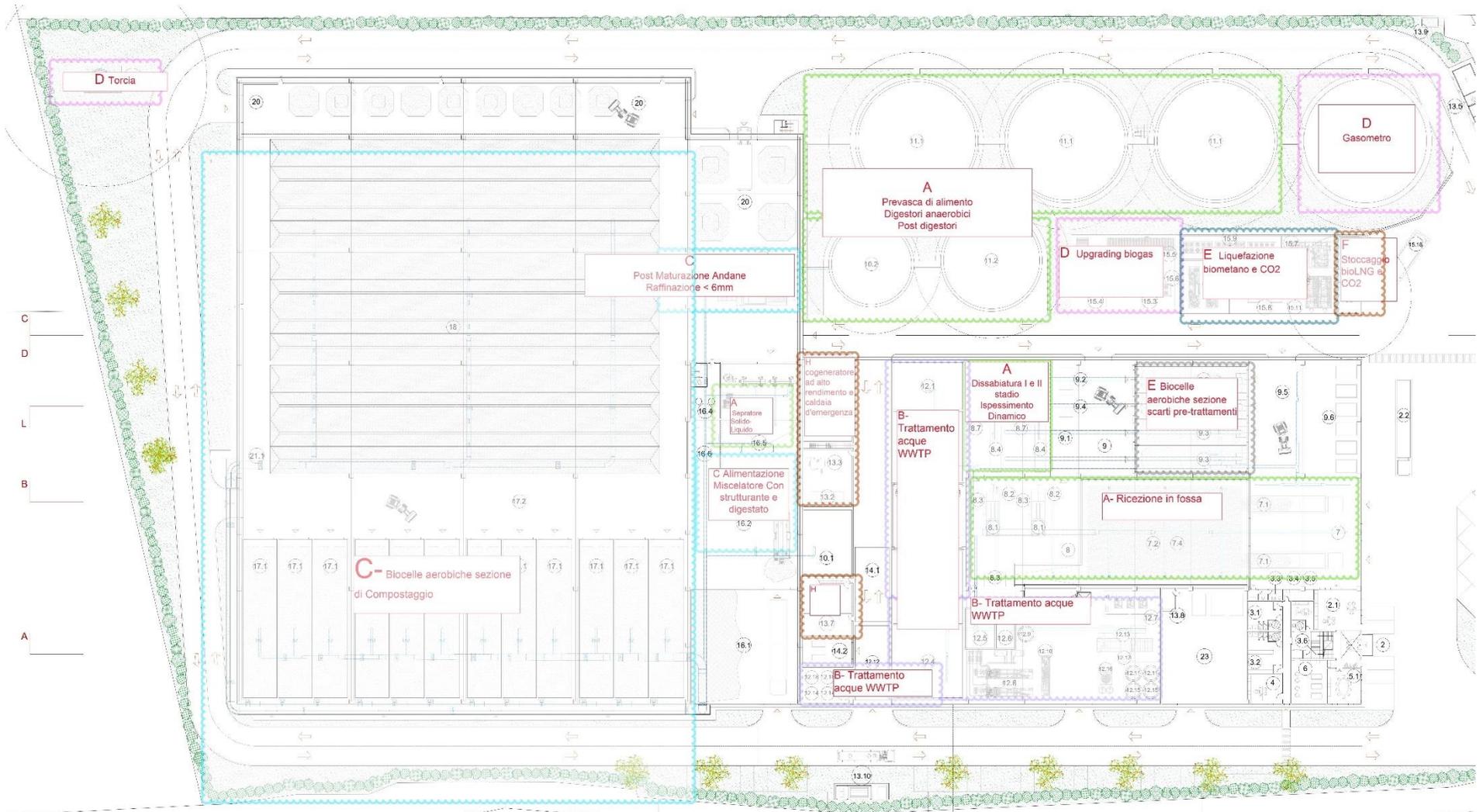


Figura: 10.3.2.2: Rappresentazione delle isole di fornitura in planimetria.

### *Cronoprogramma*

Il Cronoprogramma dei lavori è un documento che deve essere redatto al termine del FEED, dopo aver presentato l'autorizzazione di investimento (ADI), ed è composto da un diagramma che rappresenta graficamente la pianificazione delle lavorazioni gestibili autonomamente, nei suoi principali aspetti che dipendono dalla logica dei lavori e i tempi vincolanti dalle obbligazioni contrattuali [30].

Il cronoprogramma è un documento che viene elaborato per i seguenti scopi:

- Controllo dei tempi dei lavori
- Controllo dei costi previsti rispetto a quelli effettivamente utilizzati
- Verifica annuale dell'incremento del costo dei materiali per eventuali compensazioni.

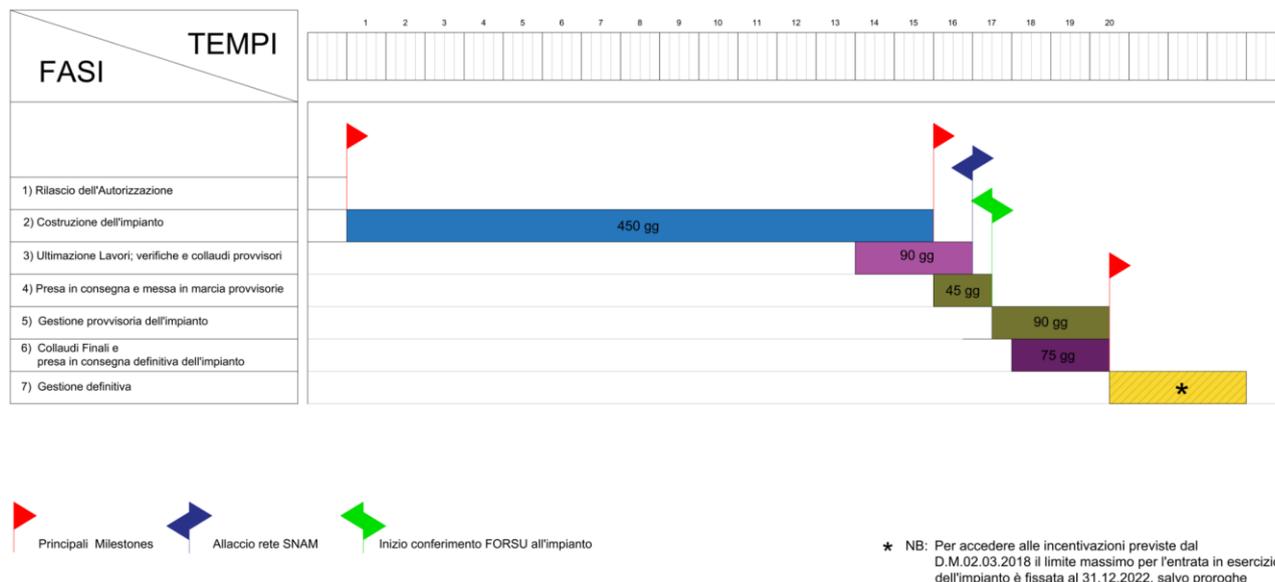
Il dettaglio delle fasi presenti nel cronoprogramma dipende dalla tipologia dei lavori e dalle modalità gestionali adottate caso per caso che possono essere raggruppate in:

- Fase di approvvigionamento o *Procurement* dei *longly items*, cioè quelle apparecchiature o sistemi che richiedono più tempo per essere realizzate
- Fase di progettazione esecutiva
- Attività di cantiere, suddivise in:
  - Opere civili
  - Installazione delle apparecchiature
  - Verifiche e collaudi provvisori
- Gestione provvisoria dell'impianto
- Collaudi finali, prove e messa in servizio dell'impianto.
- Gestione definitiva.

Il cronoprogramma viene elaborato in funzione del limite massimo per l'entrata in esercizio dell'impianto, che, per il progetto di Griciniano, corrisponde al termine fissato dal decreto biometano, che è il 31.12.2022, oltre il quale non sarebbe possibile accedere agli incentivi previsti. Inoltre, l'inizio delle attività previste dal cronoprogramma coincide con il deposito dei documenti autorizzativi e non con la sua accettazione in quanto è previsto un periodo di iter autorizzativo da parte degli enti di circa nove mesi. Si precisa che le tempistiche previste per l'ottenimento delle autorizzazioni sono stimate e dipendono dagli enti preposti.

La collocazione temporale di ciascuna attività è rappresentata da una barra all'interno di un calendario che ha una cadenza giornaliera, settimanale, mensile o annuale, in funzione della durata del progetto attraverso un grafico con le attività esecutive suddivise in livelli. In tal modo si ottiene la pianificazione dei lavori secondo una sequenza logica e temporale riguardante tutte le fasi costruttive intermedie che contenga anche le indicazioni delle scadenze temporali contrattualmente previste per le singole attività da parte dei fornitori. Inoltre, nel cronoprogramma sono presenti sia attività che dipendono da altre per poter essere avviate, ad esempio, per l'installazione in sito delle apparecchiature sono necessari i basamenti per collocarle, sia attività che possono essere avviate in parallelo, ad esempio, durante l'intero iter autorizzativo è possibile avviare la gara d'appalto, scegliere i fornitori, e, una volta terminato tale iter, assegnare gli ordini dando l'autorizzazione per la progettazione al dettaglio da parte dei fornitori.

Tuttavia, in questa fase del progetto, è stato possibile costruire solo un'ipotesi di cronoprogramma non dettagliato (figura 10.4.1) contenente le macro attività da svolgere in arco temporale di massimo 24 mesi in quanto, essendo un documento richiesto nella fase autorizzativa, non necessita un livello di dettaglio elevato, come descritto precedentemente. Infatti, tale documento verrà in seguito rielaborato con maggiori dettagli nelle fasi successive.



**Figura 10.4.1:** Ipotesi del Cronoprogramma dei lavori per l'impianto di Edison GF.

#### 10.1.4 Attività di FEED

Una volta depositata la documentazione richiesta dagli enti, si procede alla realizzazione del *Front-end Engineering design* (FEED), fase in cui si descrivono con maggiori dettagli tecnici le varie sezioni dell'impianto e viene stimato, parallelamente, il costo di investimento prima dell'autorizzazione finale per la costruzione dell'impianto stesso. In questa fase è necessario approfondire il *Balance of Plant* (BOP) dell'impianto, che per tale contesto, rappresenta l'insieme delle interconnessioni meccaniche, elettrostrumentali e civili che consentono la costruzione e il corretto funzionamento dell'intero stabilimento. Data l'evidente complessità e vastità dell'argomento, si suddivide il BOP nelle seguenti categorie:

- Meccanica e di processo
- Elettrostrumentale
- Edile.

Per terminare definitivamente il FEED e avanzare alla fase successiva, è necessario formulare le specifiche progettuali per ogni sezione dell'impianto e avviare una gara d'appalto per le apparecchiature principali (longly items), cioè quelle apparecchiature che richiedono un maggior periodo di tempo per essere ultimate. In tal modo è possibile identificare i fornitori, definire le apparecchiature e il relativo costo impegnativo e non più budgettario. Anticipando queste attività prima dell'ottenimento delle autorizzazioni si ottimizza il cronoprogramma di commessa. Tuttavia, gli ordini verranno assegnati solo quando si avrà esito positivo dal procedimento autorizzatorio. Di seguito vengono riportate brevemente i documenti e le attività da svolgere per l'elaborazione dei vari BOP.

### *BOP meccanico e di processo*

Per progettare correttamente le interconnessioni meccaniche dell'impianto (BOP meccanico) è necessario approfondire il processo dell'impianto stesso elaborando documenti via via sempre più dettagliati che consentano in ultima istanza l'approvvigionamento di quanto necessario al completamento, funzionamento e gestione dell'impianto nel suo complesso collegando in modo opportuno le apparecchiature principali. Tra i documenti di processo di prima emissione vi sono i PFD che rappresentano graficamente le varie sezioni dell'impianto. Questi documenti hanno lo scopo di evidenziare tutte le linee di interconnessione tra le apparecchiature per le quali sarà preparata una specifica per richiesta d'offerta. Le linee rappresentate sui PFD saranno completate con le valvole principali e i relativi loop di regolazione o cambio assetto e conterranno un dimensionamento di massima delle linee e dei sistemi descritti.

Tale tipologia di documento rappresenta il passaggio successivo del diagramma a blocchi svolto in fase autorizzativa. Ai relativi PFD verranno associati i corrispettivi bilanci di materia delle sezioni relative, ipotizzando e identificando i casi operativi con il fine di indicare per ciascuno di essi, in ogni stream, le condizioni di processo del tratto di tubazione o del compressore o della pompa o di altro componente. Oltre ai bilanci di massa, saranno elaborate anche delle descrizioni funzionali che illustreranno il funzionamento dei sistemi e delle apparecchiature che compongono l'impianto. I dati di processo e le descrizioni funzionali così dichiarate saranno inserite nelle specifiche di acquisto e costituiranno i dati di input per la parte di processo degli impianti per cui si richiederà offerta. Successivamente si elaborano i P&IDs che comprendono tutte le linee che saranno presenti in impianto, ovvero sono comprese anche le linee minori come per esempio quelle per l'aria compressa necessaria per attuare le valvole di regolazione pneumatiche. Nei P&IDs le linee e le apparecchiature sono definite in modo preciso, ovvero sono definiti il fluido, i materiali, i diametri e l'isolamento di ogni linea e la tipologia di ogni apparecchiatura (come ad esempio la tipologia delle pompe) e di ogni valvola con lo scopo di consentire e di dettagliare il lay-out completandolo con il percorso tubazioni. Per tal motivo, a completamento dei P&IDs si preparano ulteriori documenti tra cui un documento definito "classi di linea" in cui vengono specificati il dimensionamento e i parametri progettuali (pressione, temperatura) in funzione dell'utilizzo delle tubazioni all'interno dell'impianto. In tal modo è possibile elaborare le interconnessioni esterne ai package includendo linee, valvole, pompe e ulteriori apparecchiature non acquistate con apposita specifica. A partire dai P&IDs, e al percorso tubazioni, sarà possibile redigere l'MTO relativo al BOP meccanico. Altro documento è il report di calcolo consumo utilities, necessario per definire i fabbisogni del sito e conseguentemente dimensionare i servizi come il sistema di produzione dell'aria compressa.

Il BOP meccanico è costituito dalle apparecchiature e linee di collegamento tra le varie sezioni o apparecchiature dell'impianto per le quali sono state preparate le specifiche per richiesta d'offerta a fornitori specializzati. Per tale scopo sono necessari l'elaborazione dei seguenti documenti:

- Material take off (MTO): il documento ha come obiettivo quello di ottenere un elenco materiali delle linee che compongono il BOP meccanico. In tal modo è possibile procedere ad una stima accurata dei relativi costi di mercato
- Elenco apparecchiature: tale documento deve avere un livello di dettaglio che consenta di produrre un preventivo economico in funzione delle isole di fornitura identificate.
- Planimetria percorso tubazioni

- Report di calcolo del dimensionamento tubazioni: questo documento è elaborato a partire dai criteri di dimensionamento delle linee progettati dall'ingegneria di Edison come standard.

A seguito dell'elaborazione del BOP meccanico, si procede alla stesura delle specifiche per richieste d'offerta, in cui verranno descritte, in funzione delle isole di fornitura, i requisiti tecnici, i limiti e l'estensione della fornitura che dovranno avere le singole sezioni dell'impianto soffermandosi sulla modalità di valutazione delle offerte dei fornitori in funzione delle garanzie prestazionali e meccaniche, esplicitamente richieste all'interno della specifica stessa.

### *BOP elettrostrumentale*

L'approfondimento della disciplina elettrostrumentale, include sia la disciplina di automazione e controllo sia la disciplina elettrica.

La parte di strumentazione e controllo prevede la definizione dell'architettura e della filosofia del sistema di controllo al fine di procedere alla progettazione di un sistema di supervisione e controllo (SCADA), che acquisirà i segnali provenienti dai PLC delle singole apparecchiature e sistemi installati al fine di poter gestire e controllare l'impianto nel suo complesso. Nella scrittura delle specifiche per richiesta d'offerta saranno allegati i requisiti tecnici e gli standard Edison richiesti a tutti i fornitori in modo tale che i sistemi forniti siano congruenti e interfacciabili allo SCADA. In tal senso nel FEED dovrà essere redatto un documento in cui si definiscono i criteri di progettazione e le normative da rispettare, che includono anche le specifiche "Fire&Gas" e l'eventuale sistema di *Emergency Shut Down* (ESD). Il documento definito come MTO contiene le valvole suddivise per dimensione e tipologia e viene elaborato a partire dai P&IDs meccanizzati in analogia a quanto previsto per l'MTO meccanico.

Analogamente per la parte elettrica è necessario progettare il sistema di interconnessione e alimentazione elettrica alle singole forniture. Questa fase di valutazione si svilupperà secondo questo elenco elaborati:

- Schema elettrico unifilare
- Lista apparecchiature elettriche
- Lista delle utenze elettriche
- MTO elettrico
- Studio dei corto circuiti
- Relazione di messa a terra
- Classificazione delle aree
- Planimetria della sala quadri

Lo schema unifilare, già sviluppato durante le attività di base, consente di ottenere una panoramica delle utenze da alimentare suddivise per tensione e apparecchiatura e di evidenziare le generazioni di potenza previste in sito e l'alimentazione dalla rete. Sarà necessario, così come svolto per le apparecchiature meccaniche, una lista delle apparecchiature elettriche, come quadri e trasformatori, che fanno parte del BOP elettrico. La lista delle utenze elettriche sarà dettagliata in fase esecutiva, tuttavia verrà effettuata una verifica delle utenze elettriche da alimentare consente un affinamento del dimensionamento del sistema di alimentazione elettrica effettuata già in attività di base. Alcuni documenti necessari per il BOP, tra cui lo studio dei

corto circuiti, la relazione di messa a terra e la classificazione delle aree avranno diversi scopi tra cui:

- La definizione della progettazione di un sistema elettrico e di controllo
- L'implementazione di sistemi di gestione delle criticità
- La prevenzione dei danni attraverso specifici accorgimenti di natura meccanica o elettrica.

### *BOP edile*

L'approfondimento della disciplina civile ha lo scopo di analizzare gli aspetti legati alla parte geologica, idrologica e geotecnica iniziate durante la fase autorizzativa.

La prima parte della progettazione del BOP in questione prevede l'approfondimento degli aspetti geologici e idrogeologici attraverso la programmazione di indagini geognostiche atte ad analizzare il terreno del sito in funzione del posizionamento preliminare delle apparecchiature. In seguito, il geotecnico preposto elabora un documento con la descrizione delle tipologie di fondazioni ammesse all'interno del sito.

Per gli aspetti di carattere idrologico si dovrà considerare la planimetria proposta in fase autorizzativa per valutare il deflusso delle acque meteoriche, l'altezza della falda prima e dopo la costruzione dell'impianto. La progettazione delle opere civili ed in particolare della vasca acque meteoriche dovrà considerare il diverso contributo del sito in seguito alla realizzazione dell'impianto al fine di mitigarne gli impatti sui terreni circostanti.

Per la progettazione delle opere civili si dovrà necessariamente tener conto dei carichi che le fondazioni dovranno ospitare. Per tal motivo la progettazione in oggetto procederà per approfondimenti successivi. In fase preliminare saranno considerati i carichi sulle fondazioni tipici per le apparecchiature che compongono l'impianto. Successivamente all'assegnazione degli ordini ai fornitori delle apparecchiature dell'impianto, questi forniranno i dati definitivi e le opere civili potranno essere progettate in via definitiva in congruenza con la relazione emessa dal geotecnico preposto.

Un ulteriore documento necessario per procedere alla definizione delle opere civili è costituito dai criteri di progettazione civile. In questo documento sono definiti i materiali e i requisiti di progettazione in funzione della specifica struttura o fondazione, nonché le normative di riferimento e le condizioni ambientali di progettazione specifiche per il sito.

Per completare la progettazione delle opere civili, è necessario definire nel dettaglio le caratteristiche delle specifiche opere, ed in particolare:

- Strutture prefabbricate: classe REI e possibilità tecnica realizzativa (ingombri), schemi statici per azioni orizzontali sismiche, vincoli
- Vasche: tipologie rivestimenti, criteri verifiche strutturali
- Reti interrato: tipologie, classi di linea
- Prefabbricati.

In parallelo, già in fase autorizzativa, è necessario predisporre un piano di indagini ambientali per il riutilizzo delle terre e rocce da scavo. Tale terreno rappresenta l'esubero previsto a valle della realizzazione delle opere civili previste per l'impianto. La caratterizzazione del terreno effettuata durante il FEED sulla base del suddetto piano di indagini ambientali. Qualora la caratterizzazione del terreno consentisse il riutilizzo di tali terre, queste potranno essere

utilizzate in sito, mentre l'esubero dovrà essere conferito in uno dei siti individuati già in fase di stesura del piano di riutilizzo delle TRS.

Tuttavia, nel caso in cui la caratterizzazione del terreno non consentisse il riutilizzo di tali terre o non fosse individuato un sito disposto ad accettare l'esubero di terreno ancorché non contaminato, tali terre dovranno essere conferite a discariche idonee sostenendo il relativo costo di conferimento.

#### 10.1.5 Fase di approvvigionamento

Ultimate le specifiche richieste d'offerta, si inoltrano i documenti redatti all'ufficio approvvigionamenti. L'ufficio approvvigionamenti apre la gara per la fornitura dell'apparecchiatura che si intende acquistare inviando ai fornitori individuati la specifica per richiesta d'offerta redatta da ingegneria corredata da documenti di carattere commerciale. Per accedere alle gare, i fornitori devono essersi precedentemente qualificati idonei dalla società Edison, ovvero superare una valutazione tecnico finanziaria per verificare la capacità tecnica e la solidità finanziaria del fornitore per la specifica fornitura. Terminata tale procedura di qualificazione, l'*Ufficio Approvvigionamenti* provvede a mandare le specifiche tecniche per richiesta d'offerta ai fornitori, i quali, formuleranno la loro offerta per la specifica apparecchiatura che sarà divisa in due documenti: la parte tecnica viene valutata dalla sezione di ingegneria, mentre la parte economica è riservata all'Ufficio Approvvigionamenti che attende il parere tecnico da parte della divisione di ingegneria prima di aprire le buste relative all'offerta economica.

Generalmente le offerte dei fornitori non sono esattamente corrispondenti a quanto richiesto in specifica e, per tal motivo, è necessario discutere con i fornitori al fine di allineare le offerte, qualora rimanessero degli aspetti non allineabili è necessario decidere se tali deviazioni siano accettabili o meno. Anche nel caso in cui un'offerta contenesse migliorie, sarà necessario allineare tecnicamente tutti i fornitori a queste nuove richieste e aspettarne la riformulazione.

Al termine della fase di allineamento si emette un parere tecnico in cui sono riportate le principali caratteristiche delle apparecchiature selezionate: prestazioni, parametri ambientali, garanzie d'impianto. Sarà molto importante inserire le ragioni per le quali, a seguito della valutazione dei diversi parametri, si ritengono accettabili o non accettabili le offerte proposte, dove i criteri di accettabilità si basano soprattutto sul rispetto della normativa vigente in termini, ad esempio, di emissioni in atmosfera, scarichi idrici, rumorosità delle apparecchiature, in quanto sono requisiti che, se non rispettati, sarebbero contrarie alle autorizzazioni rilasciate dagli enti e pertanto l'impianto non potrebbe essere esercito.

A seguito del parere tecnico, l'Ufficio Approvvigionamenti procede con la trattativa economica con i soli fornitori ritenuti tecnicamente accettabili e stabilisce le penali del contratto dopo aver consultato la sezione di Ingegneria e il cliente interno per la verifica del *Business Plan*, che verrà trattato al paragrafo 10.2. Il cliente interno riceve e valuta le prestazioni dell'impianto svolgendo delle valutazioni tecno-economiche sui costi di manutenzioni ed eventualmente gestione delle varie sezioni dell'impianto stesso.

L'attività inerente al FEED termina, pertanto, nel momento in cui sono stati individuati i fornitori delle apparecchiature principali mediante gara, senza l'assegnazione di ordini. In attesa dell'ottenimento delle autorizzazioni dagli enti e interne a Edison. Tuttavia, in considerazione delle gare svolte e delle valutazioni tecniche eseguite durante il FEED è possibile elaborare un preventivo del progetto con un'incertezza del  $\pm 10\%$  e il cronoprogramma dei lavori esecutivi.

#### 10.1.6 Autorizzazione interna

Ottenuta l'autorizzazione degli enti, si richiede al comitato impegni ed investimenti della società Edison l'autorizzazione d'investimento (ADI) corredata di:

- Descrizione dell'impianto
- Preventivo con fluttuazione del  $\pm 10\%$
- Un cronoprogramma
- Il business plan.

Ottenuta l'ADI si assegnano gli ordini e le attività esecutive hanno inizio.

#### 10.1.7 Attività di Ingegneria Esecutiva

Assegnate gli ordini per le apparecchiature principali, si procede con le gare per la fornitura relativa al materiale che compone il BOP meccanico, elettrico e di strumentazione dell'impianto. Nel procedere con l'ingegneria esecutiva delle interconnessioni elettromeccaniche dell'impianto è possibile implementare un modello 3D che consentirà di verificare eventuali interferenze già dalle prime fasi di progettazione e consentirà l'estrazione dei disegni di montaggio definitivi dal modello stesso accelerando le successive fasi di progettazione., L'invio dei documenti esecutivi dei fornitori consentirà di verificare la planimetria predisposta in fase di FEED verificando gli effettivi ingombri delle apparecchiature stesse e con questi il corretto dimensionamento degli edifici prefabbricati. L'invio dei carichi sulle fondazioni delle apparecchiature ordinate consentirà la finalizzazione della progettazione delle opere civili.

L'invio dei documenti esecutivi dei fornitori consentirà di verificare la planimetria predisposta in fase di FEED verificando gli effettivi ingombri delle apparecchiature stesse e con questi il corretto dimensionamento degli edifici prefabbricati. L'invio dei carichi sulle fondazioni delle apparecchiature ordinate consentirà la finalizzazione della progettazione delle opere civili.

Man mano che i fornitori invieranno i documenti esecutivi si avvierà l'attività di *follow up* verificando le interfacce tra i diversi sistemi. Quando l'apparecchiatura sarà costruita, sarà possibile verificarne il funzionamento ottimale attraverso il collaudo in officina del fornitore, attività prevista contrattualmente in fase di sottoscrizione del contratto con la società Edison. Per quanto possibile, il fornitore effettuerà il montaggio dell'apparecchiatura in officina che, pertanto, verrà trasportata e installata in sito, dove il montaggio potrà essere completato.

#### 10.1.8 Attività di Costruzione

In parallelo alla fase precedente, viene aperto il cantiere nel sito di costruzione, si avviano le opere civili da parte dell'appaltatore designato avendo già chiesto ai fornitori di inviare i carichi sulle fondazioni e completando, in tal modo, la progettazione delle le opere civili.

Per l'ottimizzazione e la supervisione delle attività in cantiere, la divisione di Ingegneria di Edison nomina un gruppo di lavoro composto dal delegato dei lavori, dagli assistenti di cantiere suddivisi per specialità e dal coordinatore per la sicurezza che, nei cantieri piccoli, può coincidere con il delegato lavori. Gli assistenti di cantiere si alterneranno in sito in funzione della fase di lavorazione. I primi ad intervenire saranno gli specialisti civili che supervisioneranno la realizzazione delle opere civili.

Al termine delle opere civili, secondo le tempistiche indicate nel contratto di fornitura, i diversi fornitori o contrattisti procedono all'installazione delle apparecchiature e ai relativi montaggi interni ai sistemi oggetto della specifica fornitura. Attraverso l'ausilio dei documenti dei BOP meccanico ed elettrostrumentale, l'appaltatore designato monta ed installa le interconnessioni elettromeccaniche e i cavi di segnale di collegamento al sistema di controllo necessari con relative apparecchiature. Ultimati i lavori, si verificano in sito le opere concluse e si emette un verbale di completamento meccanico, verificando la completezza dell'impianto.

#### 10.1.9 Attività di Preavviamento e Avviamento

##### *Fase di Preavviamento*

La fase di preavviamento consiste nelle seguenti attività:

- Riempimenti delle apparecchiature (digestori, vasche trattamento acque, ecc.)
- Allineamento motore e generatore del cogeneratore
- Verifica completezza della documentazione di accompagnamento delle forniture
- Chiusura dei passi d'uomo, valvole di drenaggio e sfiato (su quest'ultima va eseguita la chiusura se non si procede subito alla fase di riempimento dei circuiti)
- Verifica di: corretta esecuzione delle opere di verniciatura e coibentazione, corretto posizionamento e corrispondenza al progetto dei sistemi di supporto, ancoraggio tubazioni, corretta esecuzione delle opere e pressurizzazione dei vasi di espansione (ove previsti);
- Riempimento e sfiato dei circuiti con i fluidi di esercizio (ove previsti)
- Attivazione Quadri di MT
- Messa in tensione trasformatori
- Attivazione quadri di potenza distribuzione principali e delle sezioni alimentazioni motori elettrici presenti nei power center
- Supervisione, controllo e verifica di sicurezze con prove funzionali

##### *Fase di Avviamento*

Termina la fase di preavviamento si avvia la fase avviamento che prevede le seguenti attività:

- Fase di preaccensione (vendor specialist)
- Prova acquisizione dati SELTA - PLC
- Fase di accensione
- Verifica logiche di funzionamento in bianco
- Trial run
- Performance test.

Durante la fase di preaccensione vengono attivati i singoli sistemi in presenza degli specialisti dei fornitori e si prova l'acquisizione dei comandi di controllo dal PLC (sistemi di controllo

locale) delle singole apparecchiature con il DCS (distributed control system), che è il sistema di controllo dell'impianto complessivo. In tal modo si procede all'accensione dell'intero impianto verificando le logiche di funzionamento, i segnali e il loop di controllo dai singoli sistemi attraverso il DCS. Infine, si effettua un "trial run", ovvero una prova di funzionamento dell'impianto a regime in modo continuativo senza interruzioni. Questo test può variare da 1 settimana a 1 mese in funzione delle dimensioni e della complessità dell'impianto verificando in tal modo le performance dell'impianto.

## 10.2 Analisi economica: Business Plan

### 10.2.1 Premessa

Al fine di valutare la bontà dell'investimento nel suo complesso, in fase autorizzativa, è stato elaborato un *Business Plan* (BP) preliminare per il progetto Edison GF attraverso lo svolgimento dell'analisi valutando i costi di investimento iniziali (CAPEX), i costi di gestione e operativi (OPEX) e i ricavi derivanti dalla vendita dei prodotti ottenuti dall'intero processo produttivo che sono: il bioLNG, l'anidride carbonica liquida e l'ammendante organico o compost. Si precisa che il BP definitivo sarà elaborato al termine della fase di FEED, dopo aver allineato tutte le offerte delle apparecchiature principali e aver stipulato i contratti da manutenzione.

L'analisi è stata svolta in versione parametrica esprimendo tutte le voci di spesa e dei ricavi in €/t considerando 110.000 t di materia prima entrante. I risultati così ottenuti, trattandosi di un BP previsionale e non di dati consuntivi, sono stati presentati attraverso intervalli attesi per il calcolo del relativo intervallo di redditività dell'iniziativa. Dall'esperienza nel settore industriale si può affermare che, calcolando alcune voci di spesa per impianti più piccoli, il costo €/t è maggiore per la stessa tipologia di impianto, pertanto, i risultati del BP che verranno elaborati nel presente lavoro di tesi possono essere considerati come estremi inferiori per eventuali impianti di taglia più piccola rispetto a quello presentato nel progetto Edison GF. Infatti, per alcune voci di spesa stimate non è possibile applicare direttamente il principio della linearità per impianti di taglia più piccola in quanto non correlabili al quantitativo di materie prime trattate. Tuttavia, è possibile manipolare tali valori per un massimo del 20% in modo da compensare la non linearità. Tra queste voci, che verranno descritte successivamente, sono incluse:

- CAPEX
- Le voci di spesa per i costi fissi nell'OPEX di cui:
  - Manutenzione
  - Personale
  - "Altro" di cui: spese generali, spese assicurative, costo *chemical*, costo analisi, ecc.

L'analisi economica dell'impianto è stata elaborata stimando i prezzi di CAPEX e OPEX con il fine di ottenere un intervallo di IRR che potrebbe avere questa tipologia di impianti, parametro che identifica il tasso interno di redditività massimo per il quale si possano ripagare gli investimenti attuati in un numero di anni pari alla vita utile del progetto. Pertanto, un valore positivo del parametro IRR indica se l'investimento risulti vantaggioso economicamente, e viene calcolato attraverso i valori preliminari di CAPEX e OPEX basati sulle offerte budgettarie e quindi in assenza di una trattativa economica che ottimizzi i costi concordati.

In seguito, a partire dal termine della fase di FEED e quando saranno disponibili le offerte vincolanti alle apparecchiature principali, verrà verificato che l'IRR calcolato in questo stato del progetto rimanga entro certi limiti di accettabilità. L'analisi economica è stata svolta nelle condizioni peggiori in modo da compensare eventuali problematiche economiche che potrebbero subentrare nelle fasi di progettazione successive, ad esempio durante la fase del FEED.

Inoltre, è stato considerato un periodo di vita dell'impianto pari a 20 anni, poichè rappresenta l'arco temporale previsto di esercizio dell'impianto stesso che può essere ulteriormente prolungato effettuando operazioni di revamping. A sua volta, l'analisi sui 20 anni è stata suddivisa in due archi temporali di 10 anni poichè, secondo quanto stabilito dal decreto del biometano, tuttavia viene fornito un valore di incentivo pari a 0,60 €/m<sup>3</sup> solo per i primi 10 anni, mentre non vengono fornite indicazioni per i successivi periodi di vita.

### 10.2.2 Stima CAPEX

La valutazione del CAPEX è stata suddivisa in tre macro categorie:

- Opere elettromeccaniche
- Opere civili ed edili
- Costi di Ingegneria.

#### *Opere elettromeccaniche*

Nell computo per opere elettromeccaniche sono incluse le stime per le seguenti sezioni e componenti dell'impianto:

- Ricezioni e pre-trattamento
- Digestione anaerobica e disidratazione
- Linea biogas, biometano e CO<sub>2</sub>
- Trattamenti in biocelle: post maturazione e raffinazione
- WWTP
- Produzione di energia
- Trattamento arie esauste
- Impianto elettrico /BOP elettrostrumentale comprensivo del sistema di controllo
- Impianto antincendio
- BOP meccanico
- Impianto fotovoltaico.

#### *Opere civili ed edili*

Nelle opere civili vengono inclusi:

- Il costo dell'acquisto del terreno
- Le opere civili tra cui

- Opere ambientali tra cui recinzioni, strade e piazzali, ecc.
- Opere civili strettamente connesse alle opere elettromeccaniche (O.E.M) tra cui platee digestori, vasca alimento per digestione anaerobica, zona Gas, vasche della sezione WWTP, ecc.
- Costruzione dei fabbricati: Edificio A e Edificio B.

### *Costi di Ingegneria*

I costi di ingegneria che sono stati inseriti all'interno del CAPEX fanno riferimento ai costi relative alle attività prevista durante la procedura progettuale descritta al paragrafo 10.1.

In sintesi comprendono le seguenti attività:

- Ingegneria interna e project management
- Ingegneria esterna
- Supervisione di cantiere
- Pre-commissioning e commissioning
- Spese di cantiere.

### *Costi di assicurazione e contingencies*

Nel CAPEX sono inclusi anche i costi per assicurare l'impianto e per eventuali imprevisti (contingencies). La voce relativa alle contingencies è calcolata in modo percentuale sul costo dell'investimento. Per questo motivo, nelle fasi iniziali del progetto, i valori del CAPEX sono basati su offerte budgetarie, infatti, la voce in oggetto è più elevata che non al termine del FEED quando il CAPEX è basato solo su offerte vincolanti e dai relativi contratti stipulati tra Edison e gli specifici fornitori.

Nella tabella 10.2.2.1 sono riassunte le voci di spesa del CAPEX ingresso, che sono 90.000 t di FORSU e 20.000 t di verde (Ramaglie, potature, manutenzione del paesaggio, ecc.), si ha un costo di investimento compreso tra 335 ÷ 512 €/t per tonnellata di materia prima in ingresso.

**Tabella 10.2.2.1:** Valutazione CAPEX dell'impianto.

<b>Voce di spesa</b>	<b>Costo stimato, [€/t]</b>
<i>Opere elettromeccaniche</i>	
Digestione anaerobica e disidratazione	54 ÷ 81
Ricezione e pre-trattamenti	23 ÷ 43
Linea biogas, biometano e CO <sub>2</sub>	42 ÷ 63
Qualità gas	0,7 ÷ 1,1
Trattamenti in biocelle: post maturazione e raffinazione	16 ÷ 24
WWTP	20 ÷ 29
Produzione di energia	12 ÷ 19
Trattamento arie esauste	15 ÷ 23
Impianto elettrico	10 ÷ 15
Impianto antincendio	4 ÷ 6
Piping, serbatoi, pompaggi, portelloni	11 ÷ 16
Impianto fotovoltaico	6 ÷ 8
<i>Totale Opere elettromeccaniche</i>	213 ÷ 328
<i>Opere civili ed edili</i>	65 ÷ 97
<i>Acquisto del terreno</i>	29 ÷ 44
<i>Costi di Ingegneria</i>	12 ÷ 19
<i>Costi di assicurazione e Contingencies</i>	16 ÷ 24
<b>Totale CAPEX</b>	<b>335 ÷ 512</b>

### 10.2.3 Stima OPEX

La spesa operativa (OPEX) comprende i costi necessari per la gestione e la manutenzione dell'impianto. Inoltre, sono inclusi i vari costi amministrativi e del personale operativo. Inoltre, in tali spese, sono state considerate i costi di smantellamento dell'impianto a fine ciclo vita.

I costi di smaltimento per un impianto di digestione anaerobica di tipo *wet* della FORSU hanno il problema comune di avere costi di smaltimento elevati per via della tipologia di scarti che, non potendoli reintegrare nel ciclo produttivo, devono essere necessariamente smaltiti secondo le normative vigenti. Infatti, nel calcolo delle OPEX, i costi di smaltimento degli scarti dell'impianto risultano essere la voce di spesa maggiore. In tabella 10.2.3.1 vengono stimati i costi di smaltimenti degli scarti tra cui reflui liquidi e sabbie, mentre tutte le altre tipologie di scarti solidi avranno un unico costo di smaltimento e sono incluse nella voce di spesa "sovvalli solidi", la cui quantità si riferisce ad una stima di massima ipotizzata pari a 3.500 t/a.

**Tabella 10.2.3.1: Costi di smaltimento.**

<b>Voce di spesa</b>	
Quantità di reflui	10.220 m <sup>3</sup> /a
Costi di smaltimento	60 ÷ 90 €/m <sup>3</sup>
<i>Totale costi di smaltimento reflui</i>	<i>6 ÷ 8 €/t</i>
Quantità sabbie	2.700 t/a
Costo di smaltimento sabbie	72 ÷ 108 €/t
<i>Totale costo di smaltimento sabbie</i>	<i>2 ÷ 3 €/t</i>
Quantità sovvalli solidi	3.500 t/a
Costo di smaltimento sovvalli solidi	136 ÷ 204 €/t
<i>Totale costo di smaltimento sovvalli solidi</i>	<i>4 ÷ 6 €/t</i>
<b>Totale smaltimento</b>	<b>12 ÷ 17 €/t</b>

Nel calcolo dell'OPEX, sono stati presi in considerazione i costi del personale ripartiti tra:

- Personale operativo dell'impianto: 23 lavoratori full time equivalenti
- Spese amministrative
- Vigilanza, pulizia, servizi mensa: 3 lavoratori full time equivalenti
- Direttore.

Mentre, le spese di manutenzione considerate comprendono quanto previsto nei contratti di manutenzione dei singoli fornitori come revisione delle parti meccaniche ed elettriche dei diversi sistemi in sito nonché la sostituzione programmata di alcune parti per usura (es. guarnizioni).

Altrettanto importanti sono i costi dell'approvvigionamento del metano per la produzione di energia dal cogeneratore e relativi costi manutentivi non considerati nell'elenco precedente. Inoltre, è stata calcolata un'eccedenza energetica non sopperibile dal cogeneratore di quasi 1800 MWh<sub>e</sub>, quali verranno integrati prelevando energia elettrica dalla rete.

Inoltre, sono stati considerati i costi relativi all'utilizzo delle apparecchiature a noleggio del processo e dei mezzi di spostamento o trasporto dei materiali e del personale all'interno dell'impianto, e al relativo consumo di carburante di origine fossile.

Nella voce "altro" sono state stimate quelle spese che includono diverse attività tra cui costi dei monitoraggi, delle analisi di laboratorio, delle spese assicurative, dei chemicals e dei servizi generali.

In tabella 10.2.3.2 sono rappresentate le voci di spesa totali dell'OPEX.

**Tabella 10.2.3.2:** Valutazione OPEX dell'impianto.

Voci di spesa	Costo, [€/t]
Smaltimento rifiuti	12 ÷ 18
Costi del personale	9 ÷ 13
Manutenzione	7 ÷ 11
Mezzi e Carburanti	5 ÷ 7
Costi approvvigionamento metano e manutenzione del cogeneratore	9 ÷ 13
Costo aggiuntivo energia elettrica	3 ÷ 4
Costi di smantellamento	10 ÷ 15
Altro	7 ÷ 11
<b>Totale OPEX</b>	<b>62 ÷ 92</b>

#### 10.2.4 Stima Ricavi

I ricavi di un impianto di digestione anaerobica di rifiuti, provengono sia dalla vendita dei prodotti sia, soprattutto, dal guadagno economico per il trattamento delle materie prime.

La determinazione della tariffa *Gate fee* per la FORSU non è regolamentata da norme e, per tanto, viene concordata tramite negoziazione bilaterale. Infatti, tale tariffa varia al variare della provenienza dei rifiuti assumendo valori inferiori nel nord Italia, corrispondente mediamente a 80 €/t, mentre risulta più alto nel Sud/Centro Italia, corrispondente mediamente a circa 150 €/t. Per tal motivo l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (A.R.E.R.A.) ha avviato, tramite la Delibera 05 aprile 2018 225/2018/R/rif, il procedimento per la definizione di provvedimenti tariffari in materia di ciclo dei rifiuti e per la raccolta di dati e informazioni presso Amministrazioni, Regioni, enti locali e soggetti, pubblici e privati, operanti nel settore. Ragionamento analogo viene fatto per il verdiccio, la cui dinamica è la medesima e il valore assunto è compreso tra a 8 ÷ 12 €/t.

Come espresso nel paragrafo 10.2.1, è stato necessario, in via cautelativa, ipotizzare un valore pari all'80% dell'incentivo stabilito dal decreto del biometano a partire dall'undicesimo anno del ciclo produttivo; tale valore è equivalente a 0.48 €/m<sup>3</sup> per bioLNG prodotto a cui viene sommato il valore di vendita del bioLNG a terzi. In aggiunta, secondo quanto stabilito dal decreto del biometano, è previsto un extra-incentivo per la liquefazione per un valore massimo di 1.2 milioni a seconda della capacità dell'impianto, e, per l'impianto di Edison GF, è stato assunto il valore massimo, equivalente a 11 €/t.

Inoltre, per la vendita del compost sono stati ipotizzati dei valori tariffari compresi tra 8 ÷ 12 €/t per tutto il periodo dei 20 anni.

In tabella 10.2.4.1 sono rappresentate nel dettaglio i valori stimati per la valutazione sui ricavi.

**Tabella 10.2.4.1:** Valutazione Ricavi dell'impianto.

	<b>Anni 1-10</b>	<b>Anni 11-20</b>
<i>Ricavi trattamenti FORSU</i>		
Gate fee FORSU	80 ÷ 150 €/t	80 ÷ 150 €/t
FORSU	90.000 t	90.000 t
Ricavi da trattamento FORSU	65 ÷ 98 €/t	65 ÷ 98 €/t
<i>Ricavi trattamenti Verdiccio</i>		
Gate fee-Verdiccio	8 ÷ 11 €/t	10 €/t
Verdiccio	20.000 t	20.000 t
Ricavi trattamento Verdiccio	1 ÷ 2 €/t	1 ÷ 2 €/t
<b>Totale Ricavi trattamento</b>	<b>67 ÷ 100 €/t</b>	<b>67 ÷ 100 €/t</b>
<i>Ricavi biometano</i>		
Biometano prodotto	6.913.900 Nm <sup>3</sup>	6.913.900 Nm <sup>3</sup>
Valore dell'incentivo	0.60 €/m <sup>3</sup>	0.48 €/m <sup>3</sup>
Ricavi da incentivo	38 €/m <sup>3</sup>	30 €/m <sup>3</sup>
Ricavi da vendita da bioLNG	15 ÷ 23 €/t	15 ÷ 23 €/t
<b>Totale Ricavi biometano</b>	<b>53 ÷ 61 €/t</b>	<b>45 ÷ 53 €/t</b>
<i>Ricavi CO<sub>2</sub></i>		
CO <sub>2</sub> liquefatta	9.350 t	9.350 t
Valore della CO <sub>2</sub>	8 ÷ 12 €/t	8 ÷ 12 €/t
<b>Totale Ricavi CO<sub>2</sub></b>	<b>0,7 ÷ 1 €/t</b>	<b>0,7 ÷ 1 €/t</b>
<i>Ricavi da Compost</i>		
Compost/fertilizzante	26.000 t	26.000 t
Valore Compost	8 ÷ 12 €/t	8 ÷ 12 €/t
<b>Totale Ricavi Compost</b>	<b>1,9 ÷ 2,8 €/t</b>	<b>1,9 ÷ 2,8 €/t</b>
<b>Totale Ricavi</b>	<b>122 ÷ 165 €</b>	<b>115 ÷ 157 €</b>

#### 10.2.5 Stima MOL e FCF

Prima di procedere al calcolo del valore di IRR, è necessario determinare la marginalità operativa lorda (MOL) e il *free cash flow* (FCF) dell'impianto. Sia il MOL che il FCF vengono calcolati nei due decenni considerati, analogamente a come è stato scelto per i ricavi.

### Calcolo del MOL

Il MOL si ottiene sottraendo al valore della produzione (Ricavi) il costo della produzione stessa (OPEX), escludendo dal calcolo gli ammortamenti e le svalutazioni. L'indice è stato calcolato non tenendo conto degli oneri, dei proventi finanziari, dei costi, dei ricavi straordinari e delle imposte, secondo la formula 10.2.5.1.

$$MOL = Ricavi\ totale - OPEX \quad (10.2.5.1)$$

Inoltre, per completezza, è stato calcolato il valore di EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*), il cui parametro tiene conto degli utili prima che a questi vengano applicati gli interessi, le imposte, il deprezzamento e gli ammortamenti ed è stato calcolato secondo la formula 10.2.5.2.

$$EBITDA = \frac{Ricavi\ totali}{MOL} \quad (10.2.5.2)$$

### Calcolo del FCF

Il *free cash flow* (FCF) è interpretabile come la quantità di denaro che viene generato dall'azienda dopo aver sostenuto il costo delle attività a breve termine del CAPEX. Più è alto il FCF maggiore è la performance e stato di salute dell'azienda.

Per calcolare il FCF sono necessari i seguenti parametri:

- Ammortamenti
- Risultati Operativi
- Imposte.

L'ammortamento è stato definito come il rapporto tra l'investimento dell'impianto (CAPEX) ripartito nei 20 anni d'esercizio, secondo la seguente formula 10.2.5.3.

$$Ammortamenti = \frac{CAPEX}{20} \quad (10.2.5.3)$$

I Risultati Operativi vengono calcolati sottraendo al MOL il valore di ammortamento, secondo la formula 10.2.5.4.

$$Risultato\ Operativo = MOL - Ammortamenti \quad (10.2.5.4)$$

Le imposte sono state calcolate moltiplicando il risultato operativo per la somma dei valori attuali di IRES e IRAP, che sono rispettivamente il 24% e 3%, secondo la formula 10.2.5.5

$$Imposte = Risultato\ Operativo * 0,27 \quad (10.2.5.5)$$

Infine, il valore di Free Cash Flow (FCF), è dato dalla differenza del MOL e le imposte calcolate precedentemente, secondo la formula 10.2.5.6.

$$FCF = MOL - Imposte \quad (10.2.5.6)$$

In tabella 10.2.4.3 sono rappresentati i parametri calcolati precedentemente descritti.

**Tabella 10.2.4.3:** Valutazione del MOL e del FCF.

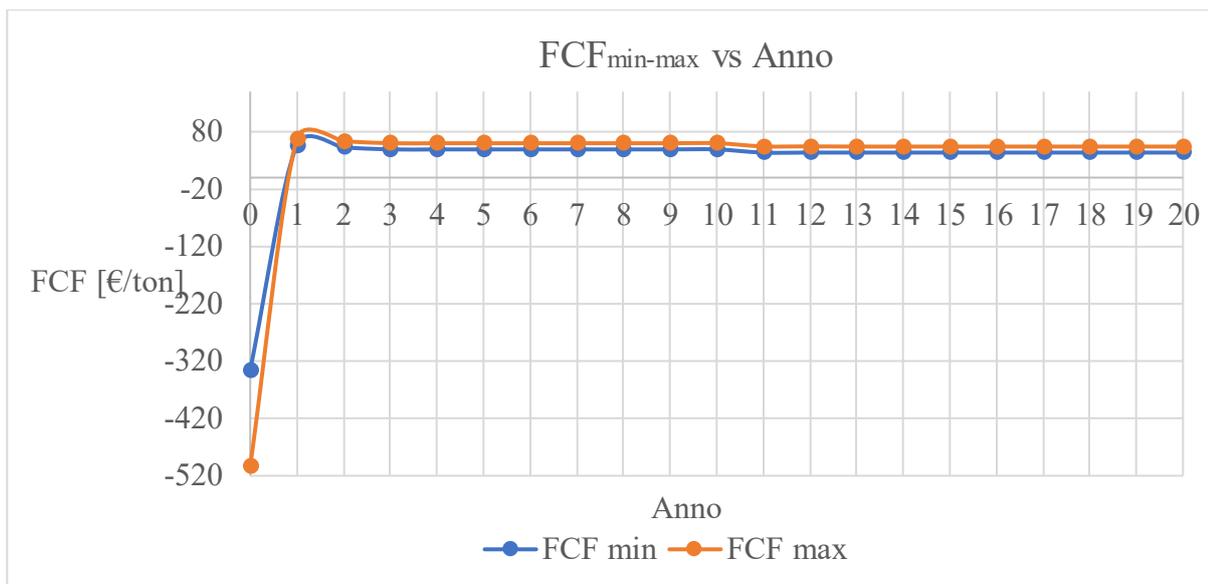
	<b>Anni 1-10</b>	<b>Anni 11-20</b>
Ricavi totali	122 ÷ 165 €/t	115 ÷ 157 €/t
OPEX	61 ÷ 92 €/t	61 ÷ 92 €/t
<b>Margine Operativo Lordo (MOL)</b>	<b>61 ÷ 73 €/t</b>	<b>54 ÷ 65 €/t</b>
Margine EBITDA (%)	44 ÷ 50 %	47 ÷ 42 %
Ammortamenti	17 ÷ 25 €/t	17 ÷ 25 €/t
Risultato Operativo	44 ÷ 48 €/t	37 ÷ 40 €/t
Imposte	12 ÷ 13 €/t	10 ÷ 11 €/t
<b>Free Cash Flow (FCF)</b>	<b>49 ÷ 60 €/t</b>	<b>44 ÷ 54 €/t</b>

#### 10.2.6 Stima IRR

La stima dell' intervallo di valori di IRR viene svolta tramite il programma Microsoft Excel<sup>®</sup> con relativa funzione e utilizzando i valori del FCF relativi agli estremi inferiori ( $FCF_{\min}$ ) e superiori ( $FCF_{\max}$ ) degli intervalli calcolati per ogni anno del periodo di vita dell'impianto, riassunti in tabella 10.5.6.1, mentre in figura 10.5.6.1 sono riportati i dati di FCF in funzione dell'anno di riferimento. Da notare che nella tabella 10.5.6.1 i valori di FCF nei primi due anni risultano più alti per via degli extra incentivi per la liquefazione ripartiti all'incirca per il 70% nell'anno zero e per il 30 % il primo anno.

**Tabella 10.2.6.1:** Andamento del  $FCF_{\min}$  e  $FCF_{\max}$  per anno.

	$FCF_{\min}$ [€/t]	$FCF_{\max}$ [€/t]
Anno 0	-335	-503
Anno 1	57	67
Anno 2	53	63
Anno 3	49	60
Anno 4	49	60
Anno 5	49	60
Anno 6	49	60
Anno 7	49	60
Anno 8	49	60
Anno 9	49	60
Anno 10	49	60
Anno 11	44	54
Anno 12	44	54
Anno 13	44	54
Anno 14	44	54
Anno 15	44	54
Anno 16	44	54
Anno 17	44	54
Anno 18	44	54
Anno 19	44	54
Anno 20	44	54



**Figura 10.2.6.1:** Rappresentazione dei flussi di cassa nei relativi anni di vita dell'impianto.

Il valore IRR risultante dal  $FCF_{\min}$  risulta essere pari a 13,5%, mentre l'IRR relativo al  $FCF_{\max}$  è pari a 10,1%. Pertanto, da questa analisi si evince che la progettazione di impianti di taglia analoga a quello trattato risultano essere sempre interessanti e quindi accettabili ai fini del BP. Tuttavia, alla luce di quanto scritto nella premessa iniziale del paragrafo 10.2, non si possono adottare a priori i risultati conseguiti per impianti di taglia più piccola. Tuttavia, tali conclusioni potrebbero rappresentare un punto di partenza importante per la valutazione dell'iniziativa economica di progetti che individuano nella FORSU una potenziale fonte di redditività.



## CAPITOLO 11 – CONCLUSIONI

Il presente elaborato di tesi è stato realizzato con lo scopo di mettere in evidenza lo sviluppo aziendale di progetti nel settore delle energie rinnovabili proponendo soluzioni impiantistiche alternative alla luce degli approfondimenti sulle conseguenze di decenni di inquinamento ambientale, ricercando in tali configurazioni una maggiore sostenibilità ambientale, attraverso, ad esempio, la progettazione di un sistema di sequestro della CO<sub>2</sub> prodotta dal processo produttivo.

I progetti trattati all'interno della tesi garantirebbero, non solo una soluzione migliore e più efficiente di smaltimento della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (F.O.R.S.U.), ma anche un esempio di produzione ottimale e alternativa di combustibili e prodotti utili per gli altri settori, soprattutto per quello dell'autotrazione e dell'industria alimentare. Il sistema di incentivazione descritto all'interno del decreto biometano rappresenta una valida opportunità economica per lo sviluppo di tali progetti che, in tal modo, risultano essere economicamente interessanti.

I progetti di Ambyenta e CEA rappresentano un modello ottimale di conversione di impianti a bioLNG e CO<sub>2</sub> liquida. Essi rappresentano un punto di partenza verso un impiego alternativo di impianti che gestiscono lo smaltimento della FORSU, le cui riflessioni e i risultati ottenuti possono essere adattati anche ad impianti che trattano una diversa matrice di partenza. La conversione di questa tipologia di impianti risulta essere realizzabile qualora il generico impianto da convertire abbia lo spazio sufficiente nel sito per l'installazione di nuove unità o attraverso l'acquisizione di terreno limitrofo per garantire le dovute distanze di sicurezza delle apparecchiature considerate pericolose secondo le normative vigenti in materia.

Il progetto Edison GF vuole imporsi come modello industriale per lo sviluppo di produzione di energie rinnovabili a partire da scarti di altri processi produttivi, tra cui la FORSU. I risultati conseguiti per tale progetto sono complessivamente molto positivi in quanto, attraverso lo sviluppo dei bilanci di materia e di energia, l'analisi economica, basata su dati preliminari di offerte budgettarie, garantisce come valore di tasso interno di redditività massimo (IRR) compreso tra 10,1 % e 13,5%, intervallo che soddisfa ampiamente la fattibilità del progetto. Inoltre, dai risultati di bilanci di materia svolti su Edison GF, si evidenzia che potrebbero essere sequestrate potenzialmente circa 11.500 t/a grazie alla sezione di liquefazione dedicata, che garantisce un bassissimo impatto ambientale ottenendo in tal modo agevolazioni importanti nel sistema di *Emission trade* formulato dall'Unione Europea. Tuttavia, è ben noto che la produzione di energia elettrica e di combustibili comporti un dispendio di energie non trascurabile, infatti, la breve analisi di energia diretta svolta per questa tipologia di impianti ha evidenziato che l'efficienza e rendimento energetico risultano essere dei valori attesi per questa tipologia di impianti il cui scopo è di trattare lo smaltimento di rifiuti urbani recuperando energia, processo dispendioso energeticamente ma ecosostenibile ed economicamente interessante nel suo complesso.



## BIBLIOGRAFIA

- [1] Il clima cambia: cosa possiamo fare insieme? , *Regione Lombardia*, [https://www.regione.lombardia.it/wps/wcm/connect/30ab97cd-169c-4bd1-aa42-7c94f5bfac52/\\_IlClimaCambia\\_exe\\_18012019.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE-30ab97cd-169c-4bd1-aa42-7c94f5bfac52-m-aNHpi](https://www.regione.lombardia.it/wps/wcm/connect/30ab97cd-169c-4bd1-aa42-7c94f5bfac52/_IlClimaCambia_exe_18012019.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE-30ab97cd-169c-4bd1-aa42-7c94f5bfac52-m-aNHpi).
- [2] Statistical Review of World Energy 2020, 69 edizione, pp. 10, *bp p.l.c.*, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>.
- [3] Global Energy Review 2020 The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions, *International Energy Agency (IEA)*, <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>.
- [4] Patrick Graichen, Fabian Hein, Christoph Podewils, The Energy Transition in the Power Sector: State of Affairs in 2019: A review of major developments of 2019, and an outlook for 2020, *Agora energiewende* [https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung\\_2019/2020-01-09-Energy-Transition-in-Power-Sector-2019\\_Summary\\_Slide-Deck.pdf](https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/2020-01-09-Energy-Transition-in-Power-Sector-2019_Summary_Slide-Deck.pdf)
- [5] Gestore Servizi Energetici (GSE), <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/fuel-mix-determinazione-del-mix-energetico-per-gli-anni-2018-2019>.
- [6] A che punto siamo con gli obiettivi su gas serra ed energie rinnovabili, *European Data Journalism Network* <https://www.europeandatajournalism.eu/ita/Notizie/Data-news/A-che-punto-siamo-con-gli-obiettivi-su-gas-serra-ed-energie-rinnovabili>.
- [7] Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei, Rapporti 303/2019 *Istituto Superiore per la Protezione Ambientale (ISPRA)* <https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/fattori-di-emissione-atmosferica-di-gas-a-effetto-serra-nel-settore-elettrico-nazionale-e-nei-principali-paesi-europei>
- [8] Rapporto Rifiuti Urbani: dati di sintesi, Edizione 2019, Rapporto 314/2019, *Istituto Superiore per la Protezione Ambientale (ISPRA)*, <https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/rapporto-rifiuti-urbani-edizione-2019-dati-di-sintesi/view>.
- [9] Economia circolare: definizione, importanza e vantaggi, 2015, *Europarl*, <https://www.europarl.europa.eu/news/it/headlines/economy/20151201STO05603/economia-circolare-definizione-importanza-e-vantaggi>.
- [10] Biogas Barometer, Novembre 2017, pp. 6-7, *EurObserver'ER*, <https://www.euroobserver.org/category/all-biogas-barometers/>.
- [11] Energia da fonti rinnovabili in Italia, 2016, *Gestore dei servizi energetici (GSE)*, [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20statistico%20GSE%20-%202016.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20statistico%20GSE%20-%202016.pdf)
- [12] Piattaforma Biometano, Documento Programmatico, Settembre 2016, pp. 11, <https://www.consorziobiogas.it/wp-content/uploads/2016/12/Documento-per-piattaforma-biometano.pdf>

- [13] Vito Pignatelli, Dal biogas al biometano, *Increasing Social Awareness and Acceptance of biogas and biomethane (ISAAC)*, [http://www.isaac-project.it/wp-content/uploads/2018/01/ISAAC\\_Pignatelli\\_Dal-biogas-al-biometano.pdf](http://www.isaac-project.it/wp-content/uploads/2018/01/ISAAC_Pignatelli_Dal-biogas-al-biometano.pdf).
- [14] Biomethane: an easy answer to the complex equation of transport decarbonization, 2020, *Natural & bio Gas Vehicle Association (NGVA)*, [https://www.ngva.eu/wp-content/uploads/2020/05/NGVA-Europe\\_Biomethane\\_May2020.pdf](https://www.ngva.eu/wp-content/uploads/2020/05/NGVA-Europe_Biomethane_May2020.pdf).
- [15] Federmetano, <https://www.federmetano.it/il-biometano/>.
- [16] Werner Zanardi, Compost e Agricoltura: Tre giornate dedicate all'utilizzo e alla distribuzione del compost in agricoltura, 4 Novembre 2016, pp. 4, CIC – *Consorzio italiano compostori*, [http://www.sardegnaagricoltura.it/documenti/14\\_43\\_20161125141252.pdf](http://www.sardegnaagricoltura.it/documenti/14_43_20161125141252.pdf)
- [17] Edison S.p.A, <https://www.edison.it/it>.
- [18] La filiera del biogas, Aspetti salienti dello stato dell'arte e prospettive, *ASSAM - Agenzia Servizi Settore Agroalimentare delle Marche Trasferimento dell'Innovazione, Comunicazione e Progetti Comunitari*
- [19] Dieter Deublein, Angelika Steinhauser, Seconda edizione, 2011, *Biogas from Waste and Renewable Resources: An introduction*, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, Germania.
- [20] Corso di Metodologie di Microbiologia e Genetica, *Università degli studi di Verona*, <https://www.dbt.univr.it/documenti/Avviso/all/all214748.pdf>.
- [21] Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici (APAT) Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi: Aspetti fondamentali, progettuali, gestionali, di impatto ambientale ed integrazione on la depurazione delle acque reflue.
- [22] F. Capraa, F. Maglia, M.Gattia, 2019, Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. *Applied Thermal Engineering*, **158**, 113815
- [23] Chunfeng Songa, Qingling Liua, Shuai Dengb, Hailong Lic, Yutaka Kitamura, 2019 Cryogenic-based CO<sub>2</sub> capture technologies: State-of-the-art developments and current challenges, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. **265-278**, 101.
- [24] Arthur S. Holmes, James M. Ryan, 14 Novembre 1979, Cryogenic distillative separation of acid gases from methane, *United States Patent*, U.S.A.
- [25] Aprile 2019, Progetto di miglioramento tecnologico mediante implementazione di un impianto di biometano prodotto da biogas da digestione anaerobica della forsu presso l'impianto di compostaggio di fri-el aprilia srl di boara polesine, in comune di Rovigo, Regione Veneto, Comune di Rovigo, Provincia di Rovigo, <http://cdn1.regione.veneto.it/alfstreaming-servlet/streamer/resourceId/48a69cb1-0a54-4127-a059-12642607f0ee/IntegrAssoggettVIA.pdf>.
- [26] Brightbiomethane, <https://www.brightbiomethane.com/it/>
- [27] 2LNG, <https://www.2lng.com/it/>
- [28] SNAM S.p.A, PCS Convenzionale, [https://www.snam.it/it/trasporto/adempimenti-reporting-autorita/PCS\\_Convenzionale/](https://www.snam.it/it/trasporto/adempimenti-reporting-autorita/PCS_Convenzionale/)
- [29] ISPRA, Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi, [https://www.isprambiente.gov.it/files2019/area-stampa/comunicati-stampa/copy\\_of\\_2019comunicatostampaCaputo.pdf](https://www.isprambiente.gov.it/files2019/area-stampa/comunicati-stampa/copy_of_2019comunicatostampaCaputo.pdf)

[30] Edil Tecnico, Direzione lavori: Cronoprogramma e Controllo dei costi in cantiere, <https://www.ediltecnico.it/24380/direzione-lavori-cronoprogramma-e-controllo-dei-lavori-cantiere/>



## **RINGRAZIAMENTI**

A conclusione dell'elaborato di tesi, ringrazio tutti coloro che mi hanno aiutato e assistito nella realizzazione di questo traguardo. Ringrazio innanzitutto il professore Bernardo Ruggeri, relatore di questa tesi, per la disponibilità, cortesia e per l'aiuto fornitomi durante la stesura. Ringrazio, inoltre, la società Edison che mi ha permesso di interfacciarmi con il mondo del lavoro e con il settore delle energie rinnovabili. In particolare, ringrazio il mio correlatore, l'ingegnere Cristina Capelli, gli ingegneri Luca Ottolina e Thierry Di Maggio, per avermi trasmesso i loro insegnamenti, la loro esperienza, per il sostegno datomi e per la fiducia accordatami. Ringrazio la mia famiglia ed i miei nonni, senza i quali non avrei avuto la possibilità di raggiungere questo importante traguardo della mia vita. Ringrazio la mia fidanzata, Mariaelena, che mi ha sempre sostenuto ed incoraggiato e che sono sicuro lo farà per il resto della vita.