

# **REGIONE PIEMONTE**

**DIREZIONE COMMERCIO, SICUREZZA E POLIZIA LOCALE  
SETTORE RETE CARBURANTI E COMMERCIO SU AREE PUBBLICHE**

## **STUDIO DI FATTIBILITÀ DELLA FILIERA DEL BIOMETANO DA EFFLUENTI ZOOTECCNICI E/O DA DISCARICA PER AUTOTRAZIONE/IMMISSIONE IN RETE**

**(D.D. n. 717 del 24/11/2008)**

**(Aggiornamento ed integrazioni al Novembre 2009)**

**A cura di:**



**Centro Ricerche Produzioni Animali C.R.P.A. S.p.A.  
Corso Garibaldi 42 – 42100 Reggio Emilia**

**Settore Ambiente**

**Responsabile del Progetto**

**Dr. Sergio Piccinini**

**Reggio Emilia, Giugno 2009**



**CERTIFICATO N. IT00/0288**

## INDICE

<b>1</b>	<b>LA DIGESTIONE ANAEROBICA .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>DAL BIOGAS ALL'ENERGIA .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>LA SITUAZIONE DELLA DIGESTIONE ANAEROBICA IN EUROPA E IN ITALIA</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>COMPOSIZIONE DEL BIOGAS.....</b>	<b>11</b>
4.1	CONTAMINANTI NEL BIOGAS .....	12
4.1.1	<i>Composti solforati</i>	12
4.1.2	<i>Composti alogenati</i>	12
4.1.3	<i>Siloxani 13</i>	
4.1.4	<i>Ammoniaca</i>	13
4.1.5	<i>Polveri e particolato</i>	13
<b>5</b>	<b>INQUADRAMENTO NORMATIVO: PROBLEMATICHE APERTE.....</b>	<b>13</b>
5.1	LA RETE DEL GAS NATURALE .....	13
5.2	QUADRO LEGISLATIVO GENERALE .....	15
5.3	ASPETTI FISCALI.....	17
5.4	SPECIFICHE DI PRODOTTO NAZIONALI PER IL GAS NATURALE IN RETE .....	19
5.4.1	<i>Specifiche nazionali per il gas naturale in rete</i>	19
5.4.2	<i>Altre specifiche per l'immissione in rete e per l'uso motoristico di biometano e gas naturale</i>	22
<b>6</b>	<b>NORME NAZIONALI SUL GAS IN EUROPA.....</b>	<b>31</b>
6.1	SVEZIA.....	33
6.2	SVIZZERA.....	33
6.3	GERMANIA.....	34
6.4	FRANCIA.....	35
<b>7</b>	<b>L'USO DEL METANO PER AUTOTRAZIONE .....</b>	<b>36</b>
7.1	SISTEMI DI COMPRESSIONE E UTILIZZAZIONE DEL BIOMETANO.....	45
7.1.1	<i>Compressione per autotrazione</i>	46
7.1.2	<i>Compressione per immissione in rete</i>	53
<b>8</b>	<b>IMMISSIONE DEL BIOMETANO NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE .....</b>	<b>55</b>
8.1	LE TECNOLOGIE PER LA PURIFICAZIONE (UPGRADING) DEL BIOGAS.....	58
8.1.1	<i>Rimozione dell'anidride carbonica</i>	58
8.1.2	<i>Rimozione dell'idrogeno solforato o acido solfidrico</i>	64
8.1.3	<i>Rimozione dei gas presenti in traccia</i>	65
8.2	SITUAZIONE DI MERCATO PER L'IMPIANTISTICA PER L'UPGRADING DEL BIOGAS .....	66
8.2.1	<i>CarboTech Engineering GmbH</i>	66
8.2.2	<i>QuestAir Technologies Inc.</i>	68
8.2.3	<i>Malmberg Water AB</i>	69
8.2.4	<i>Flotech Group</i>	71
8.2.5	<i>Haase Energietechnik AG</i>	72
8.2.6	<i>Cirmac International BV</i>	73
8.2.7	<i>MT Biomethan GmbH / DGE Wittenberg GmbH</i>	74
8.2.8	<i>Biomethan N.E.W. GmbH</i>	76

---

8.2.9	<i>Frings-Biotec GmbH</i>	76
8.3	ESEMPI DI IMPIANTI OPERATIVI DI BIOGAS CON UPGRADING A BIOMETANO.....	77
8.3.1	<i>Stoccolma – Bromma (Svezia)</i>	77
8.3.2	<i>Lille (Francia)</i>	79
8.3.3	<i>Malagrotta, Roma (Italia)</i>	81
8.3.4	<i>Godenstedt (Germania)</i>	82
<b>9</b>	<b>ANALISI TECNICO-ECONOMICA .....</b>	<b>84</b>
<b>10</b>	<b>SIMULAZIONE INSTALLAZIONE IMPIANTO PRODUZIONE BIOMETANO .....</b>	<b>90</b>
10.1	- NELL’IMPIANTO DI BIOGAS DI UN’AZIENDA AGRICOLA .....	90
10.2	- NELL’IMPIANTO DI BIOGAS DEL POLO TECNOLOGICO DI ACEA PINEROLESE.....	94
<b>11</b>	<b>CONCLUSIONI.....</b>	<b>104</b>
<b>12</b>	<b>RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI E NORMATIVI.....</b>	<b>106</b>

## 1 LA DIGESTIONE ANAEROBICA

La digestione anaerobica è un processo biologico che in assenza di ossigeno trasforma la sostanza organica in **biogas**, cioè una miscela costituita principalmente da metano e anidride carbonica.

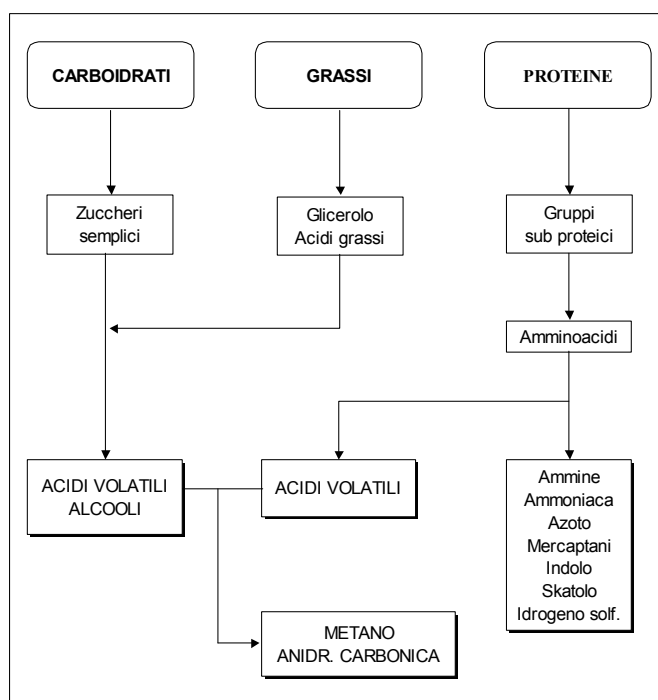
L'azione di decomposizione avviene in due fasi, la prima ad opera di diversi gruppi di microrganismi in grado di trasformare la sostanza organica essenzialmente in acido acetico, anidride carbonica ed idrogeno; successivamente i composti organici intermedi vengono trasformati ulteriormente in metano e anidride carbonica dai microrganismi metanigeni.

Il vantaggio del processo è che partendo da materia organica si ottiene energia rinnovabile sotto forma di un gas combustibile ad elevato potere calorifico. Il limite è dato invece dal fatto che i microrganismi anaerobi presentano basse velocità di crescita e di reazione, ciò significa che per ottenere la massima resa energetica l'ambiente di reazione deve essere mantenuto il più possibile in condizioni ottimali.

La presenza di gruppi di microrganismi diversi porta a cercare un compromesso tra le diverse esigenze di crescita e sviluppo, pertanto l'ambiente di reazione, definito solitamente reattore anaerobico, deve avere un pH intorno a 7-7,5, mentre la temperatura ottimale di processo è di circa 35 °C se si opera con i batteri mesofili, o di circa 55 °C se si utilizzano i batteri termofili; con impiantistica di tipo semplificato è possibile operare anche in psicrofilia, cioè a una temperatura compresa tra 10 e 25 °C. In *Figura 1* viene illustrato schematicamente il processo di digestione anaerobica.

È opportuno sottolineare che la quantità di azoto contenuta nella biomassa sottoposta a digestione anaerobica sostanzialmente non cambia durante il processo, si avrà però una considerevole mineralizzazione dell'azoto organico ad azoto ammoniacale.

**Figura 1 - Schema di decomposizione anaerobica delle sostanze organiche durante la digestione. Composti polimerici ad alto peso molecolare, carboidrati, grassi e proteine vengono frammentati in sostanze più semplici, quali zuccheri, glicerolo, acidi grassi e aminoacidi**



## 2 DAL BIOGAS ALL'ENERGIA

Il **biogas** è una miscela composta da metano, in genere pari al 55-75%, da anidride carbonica, tracce di idrogeno solforato e umidità elevata, derivante dalla degradazione in ambiente anaerobico (assenza di ossigeno) della sostanza organica.

La **trasformazione del biogas** in energia utilizzabile può avvenire (*Figura 2*):

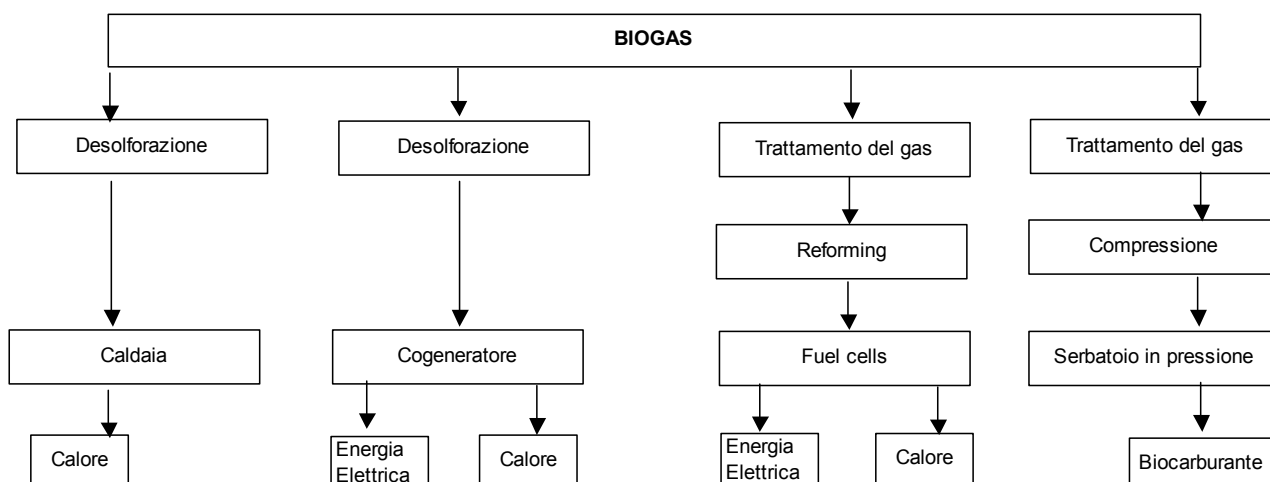
- per combustione diretta in caldaia, con produzione di sola energia termica;
- per combustione in motori azionanti gruppi elettrogeni per la produzione di energia elettrica;
- per combustione in cogeneratori per la produzione combinata di energia elettrica e di energia termica. Con 1 m<sup>3</sup> di biogas è possibile produrre mediamente 1,8-2 kWh di energia elettrica e 2-3 kWh di energia termica;
- il biogas, dopo essere stato purificato a metano al 95-98%, può anche essere utilizzato per autotrazione e/o immesso nella rete di distribuzione del metano; **tale uso del biogas è l'oggetto del presente studio**, anche se non è attualmente incentivato in Italia, a differenza degli altri biocarburanti, quali biodisel e bioetanolo;
- il biogas può essere utilizzato anche per alimentare le celle a combustibile (fuel cells), che hanno la potenzialità di diventare le micro centrali elettriche del futuro.

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

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

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

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

**Figura 2 – La trasformazione del biogas in energia**

### 3 LA SITUAZIONE DELLA DIGESTIONE ANAEROBICA IN EUROPA E IN ITALIA

In Europa la diffusione della digestione anaerobica è cominciata nel settore dei depuratori civili per la stabilizzazione dei fanghi di supero e attualmente si stima siano oltre 1.600 i digestori operativi. Allo stato attuale tale tecnologia è considerata una delle migliori per il trattamento delle acque reflue agro-industriali ad alto carico organico, e già nel 1994 erano attivi circa 400 impianti di biogas aziendali e consortili, mentre sono oltre 4000 i digestori anaerobici operanti su effluenti zootecnici nei Paesi dell'Unione Europea, specie in Germania, seguita da Danimarca, Austria, Svezia e Italia.

Per il recupero di biogas dalle discariche per rifiuti urbani, invece, sono attualmente circa 450 gli impianti in attività in Europa, con una diffusione particolare in Gran Bretagna. A questo tipo di trattamento si sta aggiungendo negli ultimi anni in maniera crescente quello della frazione organica derivante dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani (Forsu), in codigestione con altri scarti organici industriali e con liquami zootecnici. Solo in Danimarca gli impianti centralizzati di codigestione di questo tipo già operanti sono 20, e trattano annualmente circa 1.750.000 t di liquami zootecnici e 450.000 t di residui organici industriali e Forsu. Secondo un recente censimento, inoltre, in Europa sarebbero circa 170 gli impianti di digestione anaerobica che trattano frazione organica di rifiuti urbani proveniente sia da raccolta differenziata, sia da selezione meccanica a valle della raccolta.

Per il 2007 si può stimare che la produzione di biogas nei Paesi dell'Unione Europea sia stata di circa 5.901 ktep (1 ktep= 1.000 t equivalenti di petrolio); di questi, circa il 49% deriva dal recupero di biogas dalle discariche per rifiuti urbani (EurObserv'ER 2008). Per il 2010 EurObserv'ER prevede una produzione di biogas di 7.800 ktep. I rifiuti organici prodotti annualmente nei Paesi dell'UE ammontano a circa 2,5 miliardi di tonnellate, dei quali circa il 40% è costituito da effluenti zootecnici e residui agricoli e il resto da rifiuti organici urbani e industriali, fanghi di depurazione e scarti lignocellulosici forestali, gli unici non utilizzabili in digestione anaerobica (fonte IEA Bioenergy task 37, [www.iea-biogas.net](http://www.iea-biogas.net)).

Il Paese dove negli ultimi 10 anni la digestione anaerobica si è maggiormente sviluppata è la Germania, in particolare nel comparto zootecnico. Merito della politica di incentivazione adottata

dal Governo nazionale, che oltre a erogare un contributo sull'investimento riconosce un prezzo per l'energia elettrica da biogas che può arrivare, dal 2009, con l'ultimo atto normativo dell'agosto 2008, fino a 26,67 c€/kWh per un periodo di 20 anni; incentivato, con questo ultimo atto, anche il **biometano** (obiettivo sostituire il 10% del gas naturale entro il 2030). Alla fine del 2007, secondo i dati dell'Associazione Biogas Tedesca, risultavano in esercizio circa 3.700 impianti, per una potenza elettrica installata di circa 1.270 MW.

Diversa la situazione in Italia, dove l'EurObserv'ER stima per il 2007 una produzione di biogas di 406,2 ktep (circa 4,7 TWh); di questa, oltre l'85% è ottenuta dal recupero di biogas dalle discariche per rifiuti urbani. Il GSE, per il 2007, riporta una produzione lorda di energia elettrica da biogas di 1,45 TWh, di cui circa l'86% è ottenuta dal biogas da discariche per rifiuti urbani.

Nell'ambito di un progetto finanziato dalla Regione Emilia-Romagna, il CRPA ha svolto un censimento degli impianti di digestione anaerobica operativi su tutto il territorio nazionale nel settore zootecnico ed agro-industriale, al fine di creare un archivio capace di fornire un quadro completo della dimensione del settore in Italia e delle principali caratteristiche degli impianti. Il settore è in forte espansione, sia dal punto di vista della costruzione di nuovi impianti che della costituzione di nuove ditte o nuovi ambiti di impresa interessati alla realizzazione di impianti completi e/o di componentistica.

Al Settembre 2009 sono stati rilevati 280 impianti di biogas che operano con effluenti zootecnici, colture energetiche, residui organici, reflui dell'agro-industria e la frazione organica dei rifiuti urbani. In questo numero sono compresi anche 61 impianti in costruzione. La maggior parte degli impianti censiti, ovvero 235 (*Tabella 1*), opera con effluenti zootecnici, scarti agricoli, residui agroindustriali e colture energetiche.

Gli impianti in attività e in costruzione che utilizzano effluenti zootecnici, da soli o in miscela con altre biomasse, sono 205. Rispetto ad un precedente censimento del 1999, questo numero è aumentato di 133 unità; questo conferma il forte impulso che la digestione anaerobica sta avendo nel nostro Paese.

Dall'indagine è risultato che gli impianti sono realizzati per la quasi totalità nelle regioni del Nord. Le aree più interessate risultano essere quelle in cui è presente una maggiore concentrazione di allevamenti zootecnici come la Lombardia, l'Emilia-Romagna e il Veneto; alcuni impianti si stanno pure sviluppando in zone in cui sono prodotte quantità significative di scarti e sottoprodotti organici del comparto agro-industriale da utilizzare in co-digestione, anche come soluzione gestionale al recupero di questi scarti.

La quantità di impianti presente in Provincia di Bolzano è sicuramente influenzata dalla vicinanza con l'Austria e la Germania, oltre che dalla forte politica di incentivazione dell'amministrazione provinciale. Il numero di impianti risulta invece decisamente più contenuto nel Centro e nel Sud dell'Italia.

Dal censimento risulta consistente la presenza di impianti che utilizzano solo liquame suino; alcuni di questi rappresentano la generazione di impianti di biogas semplificati realizzati principalmente ad inizio degli anni Novanta sovrapponendo una copertura di materiale plastico a una vasca e/o laguna di stoccaggio dei liquami. Successivamente, anche in Italia si è mostrato interesse alla co-digestione dei liquami zootecnici in miscela a biomasse come colture energetiche e scarti organici.

Per quanto riguarda l'utilizzo del biogas, negli impianti per effluenti zootecnici prevale la cogenerazione; solo in alcuni impianti, in genere annessi a caseifici per la produzione di Grana Padano o Parmigiano-Reggiano, il biogas viene bruciato direttamente in caldaia per la sola produzione di calore.

Inoltre, sono stati rilevati 14 impianti di trattamento della frazione organica pre-selezionata da raccolta differenziata (Forsu), da sola o in miscela con fanghi di depurazione.

Relativamente agli impianti di digestione anaerobica per la stabilizzazione dei fanghi di depurazione civile e industriale (realizzati per lo più all'interno di grossi impianti urbani di depurazione delle acque reflue civili e industriali), sulla base di un precedente censimento (Gerli A., Merzagora W., 2000) si stimano più di 120 impianti di grandi dimensioni.

Notevole pure il recupero dalle discariche per rifiuti urbani, che grazie a circa 141 impianti operativi e circa 210 MWe installati (dati GSE al 30/06/2008) rappresenta, per ora, la principale fonte di biogas da biomasse. *Annesso all'impianto di captazione del biogas dalla discarica di Malagrotta, Roma, vi è l'unico impianto di upgrading del biogas funzionante in Italia (vedi cap. 7.3.3).*

Per completare la panoramica, in *Tabella 2* e in *Figura 3* è riportato il numero di impianti di biogas per ciascuna regione e per ciascuna categoria comprensivo di quelli che non trattano matrici di origine agricola o agro-industriale; sono comunque esclusi gli impianti di recupero del biogas dalle discariche dei rifiuti urbani.

**Tabella 1 - Numero di impianti per tipologia di substrato**

Tipologia di substrato trattato	Impianti (n.)
Solo effluenti zootecnici (liquame suino e/o bovino)	93
Effluenti zootecnici + scarti organici + colture energetiche	24
Effluenti zootecnici + colture energetiche	69
Effluenti zootecnici + scarti organici	19
Colture energetiche e/o scarti organici	14
Dato non disponibile	16
<b>Totale</b>	<b>235</b>



**Tabella 2 - Ripartizione regionale degli impianti di biogas per categoria (non sono riportati gli impianti di recupero di biogas dalle discariche dei rifiuti urbani).**

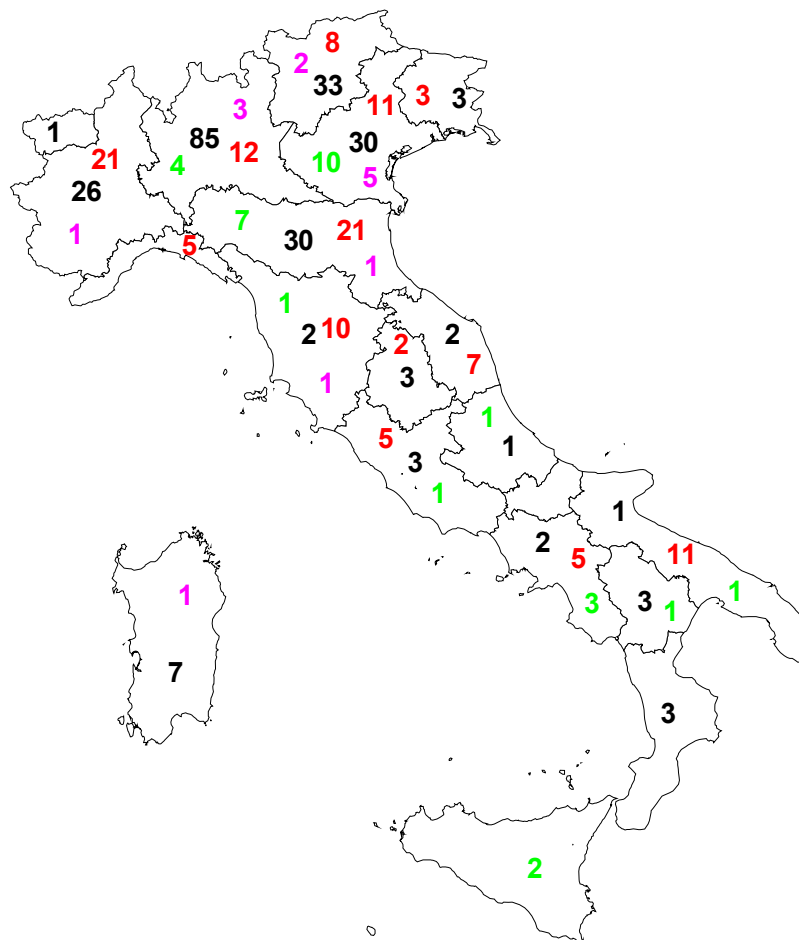
<b>Regione</b>	<b>Effluenti zootecnici + scarti organici + colture energetiche<sup>(1)</sup></b>	<b>Fanghi di depurazione civile<sup>(2)</sup></b>	<b>Reflui agro-industriali</b>	<b>Forsu + fanghi di depurazione</b>	<b>Totale</b>
Lombardia	85	12	4	3	<b>104</b>
Emilia-Romagna	30	21	7	1	<b>59</b>
Trentino AA	33	8	0	2	<b>43</b>
Veneto	30	11	10	5	<b>56</b>
Piemonte	26	21	0	1	<b>48</b>
Toscana	2	10	1	1	<b>14</b>
Puglia	1	11	1	0	<b>13</b>
Campania	2	5	3	0	<b>10</b>
Sardegna	7	0	0	1	<b>8</b>
Marche	2	7	0	0	<b>9</b>
Lazio	3	5	1	0	<b>9</b>
Liguria	0	5	0	0	<b>5</b>
Friuli-Venezia G.	3	3	0	0	<b>6</b>
Umbria	3	2	0	0	<b>5</b>
Basilicata	3	0	1	0	<b>4</b>
Abruzzo	1	0	1	0	<b>2</b>
Valle D'Aosta	1	0	0	0	<b>1</b>
Calabria	3	0	0	0	<b>3</b>
Sicilia	0	0	2	0	<b>2</b>
<b>TOTALE</b>	<b>235</b>	<b>121</b>	<b>31</b>	<b>14</b>	<b>401</b>

<sup>(1)</sup> Scarti organici: scarti agro-industriali e Forsu.

<sup>(2)</sup> Fonte Gerli A., Merzagora W. (2000).

**Figura 3 - Ripartizione regionale degli impianti di biogas operativi e/o in corso di realizzazione in Italia (401), ad esclusione degli impianti di recupero del biogas da discarica dei rifiuti urbani**

- 235 impianti: Effluenti zootecnici + scarti organici + colture energetiche
- 121 impianti: Fanghi di depurazione civile
- 14 impianti: FORSU
- 31 impianti: Reflui agro-industriali



#### 4 COMPOSIZIONE DEL BIOGAS

Il biogas prodotto negli impianti di digestione anaerobica o nelle discariche, è principalmente composto da metano (CH<sub>4</sub>) ed anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) e da piccole quantità di idrogeno solforato (H<sub>2</sub>S) ed ammoniaca (NH<sub>3</sub>). Sono occasionalmente presenti tracce di idrogeno (H<sub>2</sub>), azoto (N<sub>2</sub>), carboidrati saturi o alogenati ed ossigeno (O<sub>2</sub>). Il gas, saturo di vapore acqueo, può contenere particelle di polvere e composti organici siliconici (Siloxani). La composizione tipica dei differenti tipi di biogas e del gas naturale è mostrata in *Tabella 3*.

**Tabella 3** - Composizione e parametri del gas proveniente da diverse fonti (IEA Bioenergy)

Parametri	Unità	Gas da discarica	Biogas da DA	Gas naturale del mar del nord	Gas naturale tedesco
<b>Potere calorifico inferiore</b>	MJ/Nm <sup>3</sup>	16	23	40	31,6
	kWh/Nm <sup>3</sup>	4,4	6,5	11	8,8
	MJ/kg	12,3	20,2	47	38
<b>Densità</b>	kg/Nm <sup>3</sup>	1,3	1,2	0,84	0,8
<b>Indice di Wobbe superiore</b>	MJ/Nm <sup>3</sup>	18	27	55	43,7
<b>Numero di ottani</b>	-	>130	>135	70	-
<b>Metano</b>	Vol - %	45	63	87	81
<b>Metano (range)</b>	Vol - %	35-65	53-70	-	-
<b>Idrocarburi superiori</b>	Vol - %	0	0	12	3,5
<b>Idrogeno</b>	Vol - %	0-3	0	0	-
<b>Monossido di Carbonio</b>	Vol - %	0	0	0	0
<b>CO<sub>2</sub></b>	Vol - %	40	47	1,2	1
<b>CO<sub>2</sub> (range)</b>	Vol - %	15-50	30-47	-	-
<b>Azoto</b>	Vol - %	15	0,2	0,3	14
<b>Azoto (range)</b>	Vol - %	5-40	-	-	-
<b>Ossigeno</b>	Vol - %	1	0	0	0
<b>Ossigeno (range)</b>	Vol - %	0-5	-	-	-
<b>H<sub>2</sub>S</b>	ppm	<100	<1000	1,5	-
<b>H<sub>2</sub>S (range)</b>	ppm	0-100	0-10000	1-2	-
<b>Ammoniaca</b>	ppm	5	<100	0	-
<b>Cloro totale (Cl)</b>	mg/Nm <sup>3</sup>	20-200	0-5	0	-

Un fattore molto importante da valutare per l'utilizzazione dei gas è l'indice di Wobbe ( $I_w$ ). È definito come il rapporto tra il Potere calorifico superiore (PCS) e la radice quadrata della gravità specifica del gas ( $G_s$ ). Viene determinato dalla seguente equazione:

$$I_w = \frac{PCS}{\sqrt{G_s}}$$

Il massimo valore energetico del biogas è determinato dal suo contenuto in metano. La gravità specifica (o densità relativa) è una grandezza adimensionale, definita come il rapporto tra il peso (o la densità) di un corpo e il peso (o la densità) di un volume di acqua pari al volume del corpo stesso alla temperatura di 4°C.

Il numero di ottani del metano è un parametro che descrive il potere antidetonante del gas quando viene bruciato in un motore endotermico.

Il metano ha per definizione un numero di ottani pari a 100 e l' $H_2$  un numero pari a 0. La  $CO_2$  aumenta il numero di ottani perché non è un gas combustibile con un'alta resistenza alla detonazione, quindi il biogas purificato (biometano) ha un numero di ottani superiore a 100.

## 4.1 Contaminanti nel biogas

Il biogas proveniente dalle discariche contiene oltre 500 differenti contaminanti quali gli idrocarburi alogenati, idrocarburi superiori e composti aromatici. Sia il biogas proveniente da discarica che dalla digestione dei fanghi di depurazione, può contenere siloxani che causano problemi in fase di combustione del biogas.

### 4.1.1 Composti solforati

Il biogas, specialmente quello prodotto nelle discariche, può contenere composti dello zolfo quali i solfuri, disolfuri, tioli. Sono corrosivi soprattutto i composti ossidati dello zolfo (solfiti e solfati), in presenza di acqua, perché causano corrosioni nel compressore, nel gasometro e nel motore. Il principale composto solforato presente nel biogas è l'idrogeno solforato. Reagisce con molti metalli e la sua reattività dipende dalla pressione e concentrazione, dalla presenza dell'acqua e dalle elevate temperature.

### 4.1.2 Composti alogenati

I composti alogenati (tetracloruro di carbonio, clorobenzene, cloroformio e trifluorometano) sono spesso presenti nel gas da discarica ma raramente nel biogas proveniente da digestione di fanghi di depurazione o di scarti/rifiuti organici.

I composti alogenati vengono ossidati durante il processo di combustione ottenendo dei prodotti corrosivi, soprattutto in presenza di acqua, presenti nelle tubature ed attrezzature a valle dell'impianto. Inoltre questi composti possono favorire la formazione di PCDD e PCDF (diossine e furani) se le condizioni di combustione (temperatura e tempo) sono favorevoli.

Molte specie alogenate nel biogas di discarica sono il risultato di una volatilizzazione diretta dei componenti del rifiuto organico e la loro presenza dipende dalle condizioni della discarica.

I contaminanti fluorurati più comuni sono i clorofluorocarburi (CFC), che sono stati in passato largamente utilizzati come refrigeranti, propellenti e schiume isolanti, fino a quando il loro uso è stato proibito o ridotto nel 1980. I CFC più presenti nel gas di discarica, sono il CFC-12 (diclorodifluorometano) e il CFC -11 (triclorofluorometano). Questi composti sono presenti in basse concentrazioni nelle discariche, per il loro basso grado di volatilizzazione da rifiuti "vecchi".

### 4.1.3 Siloxani

I siloxani sono dei siliconi legati da radicali organici. Questi si trovano nei gas prodotti nelle discariche e dalla digestione dei fanghi di depurazione. Hanno origine da diversi prodotti di consumo (shampoo, detersivi e cosmetici) e vengono convertiti, durante la combustione, in silicio inorganico che si deposita nelle attrezzature determinando fenomeni corrosivi nelle componenti del motore (valvole, cilindri,...) determinandone il blocco. I composti siliconici si trovano anche negli oli di lubrificazione. Dato l'aumento dell'uso di cosmetici e di altri prodotti contenenti i siliconi, è necessario un monitoraggio frequente dei combustibili gassosi. Tuttavia non essendoci un metodo standard di monitoraggio, esistono discrepanze dei risultati ottenuti con differenti metodi di misura.

### 4.1.4 Ammoniaca

Le alte concentrazioni di ammoniaca creano problemi tecnici nei motori a gas e quindi è un limite che viene valutato dai costruttori di motori. Normalmente vengono ammessi valori superiori a 100 mg/Nm<sup>3</sup>. Dalla combustione di ammoniaca si formano gli ossidi di azoto (NOx).

### 4.1.5 Polveri e particolato

Gli impianti di biogas, in particolare quelli da discariche, devono essere dotati di filtri e/o cicloni per ridurre i particolati presenti nel gas. I filtri non solo rimuovono i particolati ma riducono anche il contenuto di goccioline di acqua o di olio. Sono normalmente utilizzati filtri con dimensione della maglia di 2-5 micron.

## 5 INQUADRAMENTO NORMATIVO: PROBLEMATICHE APERTE

Il presente capitolo descrive l'attuale quadro legislativo e normativo che regola l'uso, il trasporto e la distribuzione del gas naturale e, ove espressamente citato, del biometano, nell'ottica dell'utilizzo di quest'ultimo come sostituto del primo. Ciò ai fini dell'utilizzo energetico civile e industriale o ai fini dell'autotrazione. Riporta, inoltre, le informazioni che si ritengono più importanti relativamente alle specifiche tecniche di prodotto richieste a livello europeo e nazionale.

L'analisi è stata svolta sulla base di ricerche bibliografiche e soprattutto di comunicazioni personali di alcuni operatori del settore appositamente interpellati.

Poiché la materia si è rilevata complessa e articolata e le relative competenze sono riconducibili a differenti soggetti pubblici o privati, in questa sede si fa riferimento al principale complesso di regole con le eventuali indicazioni dei relativi soggetti competenti.

Un elemento caratterizzante la materia relativa al biometano è la evidente novità che essa rappresenta a livello nazionale, tanto che gli stessi soggetti competenti da un punto di vista normativo, che dovrebbero fornire indicazioni circa le modalità di immissione e gestione del biometano in rete o per il suo utilizzo finale, a volte o non sono a conoscenza di tale possibilità o sono in una fase interlocutoria in cui cercano di approfondire meglio il tema.

### 5.1 La rete del gas naturale

Come primo elemento necessario per comprendere il castello di regole e disposizioni relative al gas naturale si ritiene utile descrivere brevemente la struttura della rete nazionale di distribuzione (trasporto) del gas naturale.

La rete distribuzione del gas naturale sul territorio nazionale è molto articolata ed è suddivisa tra vari operatori.

Esiste una Rete Nazionale (RN) costituita dall'insieme dei metanodotti e degli impianti dimensionati e verificati tenendo in considerazione i vincoli dati dalle importazioni, dalle principali produzioni nazionali e dagli stoccaggi, con la funzione di trasferire rilevanti quantità di gas da tali punti di immissione in rete fino alle aree di consumo. Con lo stesso obiettivo ne fanno parte alcuni metanodotti interregionali, nonché alcune condotte di minori dimensioni aventi la funzione di chiudere maglie di rete formate dalle condotte sopra citate.

La RN comprende inoltre le centrali di compressione e gli impianti connessi alle condotte sopra descritte.

In particolare la RN comprende:

- Punti di Entrata alle interconnessioni con i metanodotti esteri di importazione;
- Punti di Entrata in corrispondenza di terminali di rigassificazione ;
- Punti di Entrata dai campi di produzione nazionale;
- Punti di Entrata virtuali dai campi di stoccaggio (o "hub");

inoltre comprende:

- Punti di Uscita in corrispondenza delle Aree di Prelievo definite come aggregazioni territoriali di Punti di Riconsegna, configurate in maniera da ridurre al minimo gli scambi significativi di gas attraverso i metanodotti appartenenti alla Rete Regionale (RR). Le Aree sono state fatte coincidere, dove possibile, con i confini amministrativo-regionali;
- Punti di interconnessione con le esportazioni;
- Punti di Uscita virtuali verso i campi di stoccaggio ("hub").

Il Punto di Riconsegna è il punto fisico della Rete di Trasporto, o l'aggregato locale di punti fisici tra loro connessi a valle, nel quale avviene l'affidamento in custodia del gas dal Trasportatore all'Utente e la sua misurazione, così come pubblicati sul sito internet del Trasportatore.

Tale punto può essere:

- un Punto di Riconsegna su RN: in tal caso tale Punto è il Punto di Riconsegna all'Impresa Maggiore;
- un Punto di Riconsegna su RR: in tal caso tale Punto è un punto di prelievo presso un Operatore Allacciato.

La RN è definita dal Decreto Ministeriale 22 dicembre 2000 " *Individuazione della Rete nazionale dei gasdotti ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164*" (G.U. n.18 del 23/01/2001) e sue successive modifiche e integrazioni.

A un livello più basso esiste la già citata Rete di Trasporto Regionale (RR) che è formata dalla restante parte dei metanodotti del Trasportatore non compresa nella RN e dagli impianti ad essa collegati.

La caratteristica principale della struttura è che si hanno metanodotti di diametro tanto minore quanto più ci si allontana dalla RN.

Ai Punti di Riconsegna sulla RR possono essere allacciati:

- Clienti Finali;
- Imprese di Distribuzione;

- Altre Reti.

A ciascun Punto di Riconsegna è associata una ed una sola Area di Prelievo.

L'ultimo ramo della rete è rappresentato dal sistema di metanodotti locali gestiti dalle *imprese di distribuzione locali* definite come persone fisiche o giuridiche che forniscono il servizio di distribuzione del gas attraverso reti di gasdotti locali, alimentate dalle reti di trasporto, per la consegna ai Clienti Finali connessi alla propria rete.

Proprio questi ultimi rappresentano generalmente, tranne alcune eccezioni, l'interfaccia locale di un rete molto complessa che, come spiegato in seguito, deve sottostare a regole ben precise fissate dal legislatore, e con cui l'utente finale civile o industriale deve interagire.

## 5.2 Quadro legislativo generale

L'attuale quadro legislativo comunitario che disciplina lo stoccaggio e il trasporto del gas naturale nelle reti europee e nazionali è rappresentato dalla Direttiva n. 2003/55 ("Seconda Direttiva Gas") relativa al mercato del gas, che introduce il concetto che *"gli Stati membri, tenendo conto dei necessari requisiti di qualità, dovrebbero adoperarsi per garantire un accesso non discriminatorio del biogas e del gas proveniente dalla biomassa o di altri tipi di gas al sistema del gas, a condizione che detto accesso sia compatibile in modo permanente con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza pertinenti. Tali norme ed esigenze dovrebbero garantire che i suddetti gas possano essere iniettati nel sistema e trasportati attraverso il sistema del gas naturale senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza, e dovrebbero inoltre tener conto delle caratteristiche chimiche dei gas in questione."* (24° comma introduttivo).

Tale approccio generale è ulteriormente consolidato dall'art. 1, comma 2 della stessa Direttiva che stabilisce che *"le norme stabilite ... per il gas naturale, compreso il gas naturale liquefatto (GNL), si applicano anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, nella misura in cui i suddetti gas possano essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza."*

Sullo stesso tema interviene anche la più recente Direttiva 2008/28/CE sulla *"promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"* che al 62° comma introduttivo ribadisce il concetto che *"i costi della connessione alla rete elettrica e alla rete del gas di nuovi produttori di elettricità e di gas da fonti energetiche rinnovabili dovrebbero essere oggettivi, trasparenti e non discriminatori e si dovrebbero tenere in debito conto i benefici apportati alle suddette reti dai produttori integrati di elettricità da fonti energetiche rinnovabili e dai produttori locali di gas da fonti rinnovabili."*

La medesima Direttiva, all'art. 16 "Accesso e funzionamento delle reti", stabilisce inoltre che:

- *Comma 7: ... Gli Stati membri assicurano che la tariffazione dei costi di trasmissione e di distribuzione non penalizzi il gas prodotto da fonti energetiche rinnovabili.*
- *Comma 9: Se del caso, gli Stati membri valutano la necessità di estendere l'infrastruttura di rete del gas esistente per agevolare l'integrazione del gas prodotto a partire da fonti energetiche rinnovabili.*
- *Comma 10: Se del caso, gli Stati membri impongono ai gestori del sistema di trasmissione e del sistema di distribuzione sul loro territorio l'obbligo di pubblicare norme tecniche in conformità dell'articolo 6 della direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale (GU L 176 del 15.7.2003), in particolare riguardo alle norme di connessione alla rete, comprendenti requisiti in materia di qualità, odorizzazione e pressione del gas. Gli Stati membri impongono inoltre ai gestori del sistema di trasmissione e del sistema di*

*distribuzione l'obbligo di pubblicare le tariffe per la connessione di fonti rinnovabili di gas sulla base di criteri trasparenti e non discriminatori."*

Appare evidente quindi che il legislatore europeo ammette la sostanziale equivalenza nella gestione di gas naturale e biometano comunque esso sia prodotto ed inoltre chiede che, proprio sulla base di tale similitudine, il secondo non venga discriminato a favore del primo.

Il presupposto fondamentale per soddisfare l'equivalenza e consentire l'immissione nella rete nazionale del biometano (o comunque di gas di origine rinnovabile) è individuato dalla stessa disciplina vista sopra che introduce il concetto di garanzia dell'interconnessione e dell'interoperabilità del sistema gas.

Un aspetto essenziale, che si evince dalla legislazione in materia, è infatti la necessità di assicurare che il gas immesso nella rete nazionale, o locale ad essa connessa, rispetti specifiche minime atte a consentire la circolazione del gas stesso, la sua miscelabilità con il gas già presente in rete e l'impiego presso tutte le utenze indistintamente.

Il disposto a cui fare riferimento, in attesa del decreto di recepimento della Direttiva 2003/55, è il DLgs 23/05/2000, n. 164 *"Attuazione della Direttiva n. 98/30/CE ("Prima Direttiva Gas") recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144"* (G.U. n. 142 del 20/06/2000), che nell'art. 27 *"Norme per garantire l'interconnessione e l'interoperabilità del sistema gas"* dispone che vengano definite *"... le norme tecniche sui requisiti minimi di progettazione, costruzione ed esercizio delle opere e impianti di trasporto, di distribuzione, di linee dirette, di stoccaggio di gas, e degli impianti di GNL, per la connessione al sistema del gas, nonché le norme tecniche sulle caratteristiche chimico-fisiche e del contenuto di altre sostanze del gas da vettoriare, al fine di garantire la possibilità di interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi, in modo obiettivo e non discriminatorio, anche nei confronti degli scambi transfrontalieri con altri Paesi dell'Unione europea."*

E' quindi il successivo Decreto 19/02/2007 (GU n. 65 del 19-3-2007) del Ministero dello Sviluppo Economico che, recando l'*"Approvazione della regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare"* applica il DLgs n. 164/00.

L'allegato A del Decreto Ministeriale definisce *"le caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale da convogliare nella rete di metanodotti italiani al fine di garantire la possibilità di interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi del gas (impianti di produzione, trasporto, distribuzione, stoccaggio e GNL). Il campo di applicazione della regola è riferito al gas naturale della Seconda Famiglia-Gruppo H<sup>1</sup>, ai sensi della UNI EN 437 «Gas di prova - Pressioni di prova - Categorie di apparecchi», escludendo i gas manifatturati e i gas di petrolio liquefatti. Inoltre tale regola si riferisce alla rete di trasporto nazionale e alle reti regionali escludendo le reti di distribuzione. La regola tecnica sarà unica per il gas naturale immesso e prelevato da tutte le reti di trasporto precedentemente menzionate."*

Il decreto è poi ripreso dal principale gestore della rete nazionale (SNAM) e dagli altri gestori a livello nazionale (EDISON GAS, TMPC, GREENSTRIM), regionale e locale con i codici gas che regolamentano proprio l'integrità e la sicurezza del sistema di trasporto - preservandolo a esempio da fenomeni di corrosione - e la compatibilità tecnica con l'uso del gas da parte del Cliente Finale.

---

<sup>1</sup> La UNI EN 437 definisce le famiglie di gas e loro sottogruppi sulla base del valore assunto dall'indice di Wobbe. Il Gruppo H della seconda famiglia viene identificato con un intervallo dell'indice di Wobbe pari a 45,7 – 54,7 MJ/m<sup>3</sup>. Per la definizione dell'indice di Wobbe e i contenuti della norma vedere più avanti.



**Un elemento importante risalta dalla lettura dei disposti legislativi e dei regolamenti nazionali: l'assenza di espliciti riferimenti al biogas/biometano o comunque al gas da fonti rinnovabili, contrariamente alle indicazioni più recenti del legislatore europeo. Tale mancanza è evidentemente dovuta al fatto che la regola tecnica citata deriva dal DLgs n. 164/00, che, come visto sopra, applica la direttiva 98/30/CE in cui ancora non si parlava di fonti rinnovabili. Al momento quindi seppure fortemente auspicata a livello comunitario, l'equivalenza tra gas naturale e biogas o gas da fonti rinnovabili non è ancora prevista dall'ordinamento nazionale.**

### 5.3 Aspetti fiscali

Prima di individuare i parametri qualitativi del prodotto da immettere in rete è necessario analizzare le problematiche connesse con la gestione sia del combustibile/carburante fossile (il gas naturale) che di una fonte rinnovabile (il biometano) ad oggi non ancora inquadrata dal legislatore e dall'autorità pubblica in generale, per usi diversi dalla semplice cogenerazione finalizzata alla produzione di energia elettrica.

Un primo aspetto da considerare è la mancanza a livello nazionale di una omogeneità di pensiero circa la natura, e quindi le modalità di classificazione del biogas/biometano.

Ferma restando la natura rinnovabile di tale biocombustibile, concetto oramai consolidato, non è ancora risolta la problematica relativa alla materia prima utilizzata che, come noto, può essere costituita da una moltitudine di prodotti (reflui zootecnici, biomassa dedicata, rifiuti organici di varia natura) variamente classificati tanto da creare reali problemi applicativi in ambito fiscale al biocombustibile e alla sua produzione (problema delle accise e dell'IVA).

Non è però questa la sede per affrontare tali problematiche, dovendo approfondire gli aspetti fiscali a valle della produzione.

Il testo di riferimento in materia è costituito dal Decreto Legislativo 26 ottobre 1995, n. 504 "*Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative*" recentemente modificato dal Decreto Legislativo 2 febbraio 2007 n. 26 "*Attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità*".

Punto fermo della legislazione fiscale è quanto stabilito dall'art. 21 del DLgs n. 504/95 che definisce un elenco di prodotti energetici sottoposti ad accisa, ne indica i valori di accisa o il prodotto di riferimento per il calcolo della stessa quando trattasi di nuovi prodotti energetici (per esempio oli vegetali) e stabilisce inoltre che è sottoposto ad accisa, con l'aliquota prevista per il carburante equivalente, ogni prodotto, diverso da quelli già classificati, utilizzato, destinato ad essere utilizzato ovvero messo in vendita, come carburante per motori o come additivo ovvero per accrescere il volume finale dei carburanti. Questi prodotti energetici possono inoltre essere sottoposti a vigilanza fiscale anche quando non destinati ad usi soggetti ad accisa.

Sembra tuttavia esistere un vuoto normativo per i prodotti esclusi dai vari elenchi e utilizzati per usi diversi dalla carburazione.

Scendendo nel dettaglio del gas naturale l'art. 26 del DLgs n. 504/95 fissa l'accisa per il gas naturale a seconda degli usi:

- *per autotrazione: euro 0,00291 per metro cubo;*
- *per combustione per usi industriali: euro 0,012498 per metro cubo;*
- *per combustione per usi civili:*

- (a) per usi domestici di cottura cibi e produzione di acqua calda di cui alla tariffa T1 prevista dal provvedimento CIP n. 37 del 26 giugno 1986: euro 38,65 per mille metri cubi;
- (b) per usi di riscaldamento individuale a tariffa T2 fino a 250 metri cubi annui. Euro 46,30 per mille metri cubi;
- (c) per altri usi civili: euro 173, 20 per mille metri cubi;

Per i consumi nei territori di cui all'articolo 1 del testo unico delle leggi sugli interventi nel Mezzogiorno approvato con D.P.R. 6 marzo 1978, n. 218, si applicano le seguenti aliquote:

- (d) per gli usi di cui alle precedenti lettere a) e b): euro 0,0386516 al metro cubo;
- (e) per gli altri usi civili: euro 0,1242182 al metro cubo.

Nelle province nelle quali oltre il 70% dei comuni ricade nella zona climatica F di cui alla lettera c) dell'art. 8, comma 10, della legge 23 dicembre 1998, n. 448 e successive modifiche (Aosta, Belluno, Bolzano, Trento e Sondrio) si applicano fino al 31 dicembre 2007 le seguenti aliquote:

- (f) per usi domestici di cottura cibi e produzione di acqua calda di cui alla tariffa T1 prevista dal provvedimento CIP n. 37 del 26 giugno 1986: euro 38,65 per mille metri cubi;
- (g) per usi di riscaldamento individuale a tariffa T2 fino a 250 metri cubi annui: euro 0,0406916 al metro cubo;
- (h) per altri usi civili: euro 0,1351464 al metro cubo.

Lo stesso articolo specifica infatti che “il gas naturale (NC 2711 11 00 e NC 2711 21 00), destinato alla combustione per usi civili e per usi industriali, nonché all'autotrazione, è sottoposto ad accisa, con l'applicazione delle aliquote di cui all'allegato I (n.d.r. riportate sopra), al momento della fornitura ai consumatori finali ovvero al momento del consumo per il gas naturale estratto per uso proprio.”

Oggetto dell'imposizione tributaria è “il gas naturale”, in coerenza con quanto stabilito nella Direttiva che lo include tra i prodotti energetici che gli Stati membri devono obbligatoriamente sottoporre ad accisa. E' questa una novità nel settore, in quanto per il gas metano, il precedente quadro normativo identificava il momento della nascita dell'obbligazione tributaria “nella fabbricazione” o “nell'importazione” e, nella successiva immissione in consumo, il momento in cui l'accisa diviene esigibile.

Il comma 5, sempre dell'art. 26, disciplina le miscele e stabilisce come deve essere applicata la tassazione in relazione alla differente concentrazione del metano (inteso come singolo idrocarburo) e degli altri idrocarburi, nel gas naturale.

In particolare è stabilito, mutuando il precedente criterio, che le miscele gassose in cui il metano inteso come singolo idrocarburo e gli altri idrocarburi sono contenuti nella miscela in misura non inferiore al 70 cento in volume sono da considerarsi alla stessa stregua del gas naturale e pertanto, per tali miscele la relativa aliquota di accisa deve essere applicata all'intero volume; viceversa, per le miscele gassose in cui la percentuale di metano (inteso come singolo idrocarburo) e gli altri idrocarburi risultano inferiori al 70 per cento del volume complessivo, ferma restando l'applicazione dell'articolo 21, commi 3, 4 e 5 (tassazione per equivalenza), l'imposta verrà applicata proporzionalmente al solo contenuto di idrocarburi presenti nella miscela gassosa. Per le miscele di gas naturale con aria o con altri gas ottenuti nelle officine del gas di città, l'imposta si applica con riguardo ai quantitativi di gas naturale originari, secondo le percentuali sopraindicate, impiegate nelle miscele. Per le miscele di gas ottenuto nelle officine del gas di città od in altri stabilimenti, con qualsiasi processo di lavorazione che utilizzi metano o altra materia prima, l'imposta si applica sulla percentuale di metano puro che risulta in esso contenuta.

Interessante il successivo comma 6 che prevede che le miscele gassose di origine biologica, destinate agli usi propri del soggetto che le produce, “non sono sottoposte ad accisa”.

Tale comma limita evidentemente l'esenzione al solo autoproduttore lasciando quindi intendere che in tutti gli altri casi l'imposizione rimanga e sia basata sul combustibile di riferimento. Non è inoltre chiaro se il comma 5 si riferisce anche a miscele prodotte con gas di origine biologica.

## 5.4 Specifiche di prodotto nazionali per il gas naturale in rete

### 5.4.1 Specifiche nazionali per il gas naturale in rete

Considerato quanto indicato nel Capitolo 2 e evidenziato il fatto che il biometano attualmente prodotto dovrebbe essere caratterizzato da una componente di metano superiore al 95%, si può desumere che anche dal punto di vista tecnico esso possa essere assimilato al gas naturale. E' quindi utile prendere in considerazione l'Allegato A del DM 19/2/07 che definisce le specifiche di prodotto e le condizioni di riferimento per il gas naturale circolante in rete.

Il Decreto stabilisce innanzitutto che le condizioni di riferimento dell'unità di volume di gas naturale (metro cubo standard – Sm<sup>3</sup>), da utilizzarsi anche per la determinazione del potere calorifico superiore e dell'indice di Wobbe<sup>2</sup>, sono quelle definite dalla UNI EN ISO 13443 e nello specifico: Pressione (101,325 kPa) e Temperatura (288,15 K corrispondente a 15° C).

I componenti da considerare ai fini della determinazione del Potere Calorifico Superiore sono indicati in *Tabella 4*, mentre in *Tabella 5* sono riportati i composti in tracce ammessi e in *Tabella 6* le proprietà fisiche del gas.

**Tabella 4 – Componenti del Gas Naturale ai fini della determinazione del Potere Calorifico Superiore; DM 19/02/2007.**

Componente	Valori di accettabilità	Unità di misura
Metano – C <sub>1</sub>	(*)	-
Etano – C <sub>2</sub>	(*)	-
Propano – C <sub>3</sub>	(*)	-
Iso-butano – iC <sub>4</sub>	(*)	-
Normal-butano – nC <sub>4</sub>	(*)	-
Iso-pentano – iC <sub>5</sub>	(*)	-
Normal-pentano – nC <sub>5</sub>	(*)	-
Esani e superiori – C <sub>6+</sub>	(*)	-
Azoto – N <sub>2</sub>	(*)	-
Ossigeno	≤ 0,6	% mol
Anidride Carbonica – CO <sub>2</sub>	≤ 3	% mol

(\*) per tali componenti i valori di accettabilità sono intrinsecamente limitati dal campo di accettabilità dell'Indice di Wobbe. Il campo di accettabilità è definito in *Tabella 6*

Il potere calorifico deve essere determinato tramite la metodica indicata nella UNI EN ISO 6976.

<sup>2</sup> Per indice di Wobbe si intende il rapporto tra il potere calorifico superiore di un gas per unità di volume e la radice quadrata della densità relativa nelle stesse condizioni di riferimento.

**Tabella 5 – Composti in tracce ammessi; DM 19/02/2007.**

Parametri	Valori di accettabilità	Unità dimisura
Solfuro di idrogeno – H <sub>2</sub> S	≤ 6,6	mg/Sm <sup>3</sup>
Zolfo da mercaptani – S <sub>RSH</sub>	≤ 15,5	mg/Sm <sup>3</sup>
Zolfo Totale –S <sub>tot</sub>	≤ 150	mg/Sm <sup>3</sup>

**Tabella 6– Proprietà fisiche; DM 19/02/2007.**

Proprietà	Valori di accettabilità	Unità di misura	Condizioni
Potere Calorifico Superiore	34,95 ÷ 45,28	MJ/Sm <sup>3</sup>	-
Indice di Wobbe	47,31 ÷ 52,33	MJ/Sm <sup>3</sup>	-
Densità relativa <sup>3</sup>	0,5548 ÷ 0,8		-
Punto di Rugiada dell'acqua <sup>4</sup>	≤ -5	°C	Pressione di 7 MPa relativi
Punto di Rugiada degli idrocarburi <sup>5</sup>	≤ 0	°C	Pressioni: 0,1÷7 MPa relativi
Temperatura max	< 50	°C	-
Temperatura min	> 3	°C	-

Riprendendo ancora la regola tecnica di cui al DM 19/2/2007, si evidenzia che il gas, alle condizioni di esercizio, non deve contenere tracce – deve essere tecnicamente libero – dei componenti di seguito elencati:

- *acqua ed idrocarburi in forma liquida;*
- *particolato solido in quantità tale da recare danni ai materiali utilizzati nel trasporto del gas;*
- *altri gas che potrebbero avere effetti sulla sicurezza o integrità del sistema di trasporto.*

Sussistono però casi particolari quando ai Punti di Consegna relativi a produzioni nazionali la qualità del gas non è compatibile con la Specifica di Qualità; in questi casi *Snam Rete Gas accetta l'immissione di gas con composizione difforme dalla Specifica qualora siano verificate le seguenti condizioni:*

- *siano realizzabili condizioni di miscelazione tali da ottenere un gas miscelato che rientri nella Specifica di Qualità;*
- *tali condizioni di miscelazione sussistano nel tempo.*

<sup>3</sup> Per densità relativa si intende il rapporto tra la densità del gas e quella dell'aria secca entrambe calcolate alle medesime condizioni di temperatura e pressione.

<sup>4</sup> Per punto di rugiada dell'acqua si intende la temperatura alla quale, per ogni data pressione, ha inizio la condensazione dell'acqua.

<sup>5</sup> Per punto di rugiada degli idrocarburi si intende la temperatura alla quale, per ogni data pressione, ha inizio la condensazione degli idrocarburi.

In questi casi però il soggetto richiedente è tenuto a fornire le caratteristiche chimico – fisiche del gas immesso, così da consentire a Snam Rete Gas di definire e comunicare all'Utente il campo di variabilità dei parametri di qualità presso il Punto di Consegna: tale campo di variabilità individua i limiti di massima variazione dei parametri ai fini della definizione della responsabilità delle parti.

L'accettazione di immissioni di gas presso Punti di Consegna relativi a produzioni nazionali con composizione difforme dalla Specifica di Qualità può però venire sospesa nei periodi in cui:

- la composizione del gas da miscelare sia peggiorativamente difforme da quella definita;
- il gas in transito nel tratto di rete in cui si immette l'allacciamento non sia disponibile nelle quantità necessarie alla miscelazione

Al momento non è ancora del tutto chiaro se tutte le prescrizioni fin qui descritte sono applicabili, e in che misura, all'immissione in rete locale di biometano. Come anticipato nella premessa infatti, la materia è ancora troppo giovane per essere conosciuta a livello diffuso anche dagli stessi operatori locali.

Un altro parametro fondamentale per la gestione del gas naturale nella rete di metanodotti nazionale, regionale e locale è la pressione di esercizio.

Il Decreto Ministeriale 24/11/1984 classifica le condotte per il trasporto e la distribuzione di gas naturale in 7 specie, in relazione alla differente pressione massima di esercizio (Tabella 7).

**Tabella 7 – Pressione di esercizio. Codice di rete – SNAM RETE GAS.**

Specie	1 <sup>a</sup>	2 <sup>a</sup>	3 <sup>a</sup>	4 <sup>a</sup>	5 <sup>a</sup>	6 <sup>a</sup>	7 <sup>a</sup>
Pmax esercizio (bar relativi)	>24	$24 \geq P > 12$	$12 \geq P > 5$	$5 \geq P > 1,5$	$1,5 \geq P > 0,5$	$0,5 \geq P > 0,04$	< 0,04

La maggior parte delle condotte esercite dal trasportatore nazionale sono di 1<sup>a</sup>, 2<sup>a</sup> e 3<sup>a</sup> specie. Casi di condotte classificate in 4<sup>a</sup> specie sono presenti in numero limitato e ancora più rari sono i casi di metanodotti classificati in specie inferiori: queste ultime sono caratteristiche proprie delle reti di distribuzione locale.

La gestione locale del biometano dovrebbe quindi fare riferimento alle pressioni di esercizio individuate dalla 6<sup>a</sup> e 7<sup>a</sup> specie.

Come anticipato al Capitolo I, SNAM, così come altri trasportatori, riprendendo il DM 19/2/07, con i propri CODICI GAS introducono alcune disposizioni aggiuntive alle regole tecniche ministeriali, sempre al fine di assicurare da un lato l'integrità e la sicurezza del sistema di trasporto – preservandolo ad esempio da fenomeni di corrosione – e dall'altro la compatibilità tecnica con l'uso del gas da parte del Cliente Finale.

Particolare attenzione viene prestata alle modalità di determinazione dei parametri per il calcolo dell'energia. Per esempio il codice GAS di SNAM specifica infatti che "la determinazione della composizione del gas naturale per il calcolo del Potere Calorifico Superiore (e quindi dell'energia) avviene secondo le seguenti modalità:

- determinazione in continuo mediante installazione fissa di gascromatografi a funzionamento automatico;
- determinazione in discontinuo mediante analisi gascromatografica di un campione di gas prelevato in campo (campionamento istantaneo) effettuata in laboratori accreditati SINAL o SIT.

La determinazione del PCS viene effettuata puntualmente in ciascun Punto di Consegna della rete di metanodotti del Trasportatore.

Il punto di consegna diventa quindi l'interfaccia operativa tra fornitore e trasportatore. SNAM a tale proposito specifica infatti che *"nell'ambito di quanto previsto dalla Deliberazione n. 185/05 e sue successive modificazioni, in ciascun Punto di Consegna della rete di metanodotti del Trasportatore la determinazione del PCS viene effettuata puntualmente mediante l'istallazione di apparati di misura o mediante campionamento istantaneo. Nel caso in cui gli apparati di misura del PCS in corrispondenza di un Punto di Consegna non siano di proprietà del Trasportatore, il dato di misura ivi rilevato verrà utilizzato dal Trasportatore a condizione che il proprietario dell'apparato di misura abbia inviato al Trasportatore, entro il 31 ottobre di ogni anno, una comunicazione scritta contenente:*

- *la dichiarazione di avere effettuato gli opportuni controlli e tarature periodiche degli apparati in modo conforme alla normativa vigente;*
- *la documentazione attestante le cause delle eventuali indisponibilità delle misure orarie relativamente all'anno termico precedente e lo stato di consistenza degli apparati di misura al 30 settembre precedente.*

*In assenza di accordi scritti tra Trasportatore e proprietario degli apparati di misura nei quali quest'ultimo si impegni ad ottemperare agli adempimenti sopra citati, il Trasportatore doterà il Punto di Consegna con propri apparati di misura ed utilizzerà il dato di misura ivi rilevato.*

Sempre in tema di modalità di determinazione dell'energia il codice SNAM prevede anche che *"In ciascun Punto di Consegna da produzione nazionale con portata giornaliera superiore o uguale a  $100.000 \text{ Sm}^3$  la determinazione del PCS viene effettuata in continuo tramite un gascromatografo: il valore giornaliero del PCS è calcolato come media delle analisi effettuate nel corso della giornata" mentre "in ciascun Punto di Consegna da produzione nazionale con portata giornaliera inferiore a  $100.000 \text{ Sm}^3$  la determinazione del PCS viene effettuata in discontinuo con frequenza trimestrale, mediante analisi gascromatografica di laboratorio di un campione di gas prelevato in campo. Qualora si evidenziasse il superamento dei limiti di specifica, le determinazioni verranno effettuate con frequenza mensile, a partire dal mese successivo a quello di superamento; nel caso in cui tali parametri rientrino nella norma per almeno due rilevazioni consecutive, verrà ripristinata la frequenza trimestrale.*

Le regole fin qui descritte sono quelle relative all'accesso alla rete nazionale e regionale secondo i codici specifici emanati sulla base del DM 19/2/2007. Quanto enunciato è comunque valido anche per le reti locali che ovviamente sono direttamente collegate ai rami principali.

L'unica differenza tecnica sostanziale è data dalle pressioni di esercizio che, nelle reti locali, deve essere inferiore come visto in *Tabella 7*.

#### **5.4.2 Altre specifiche per l'immissione in rete e per l'uso motoristico di biometano e gas naturale**

Passando dal gas naturale per usi civili ed industriali a quello per autotrazione si rileva un aspetto importante: il principale requisito che il gas naturale deve rispettare per il trasporto in rete è quello di garantire l'intercambiabilità, come visto in precedenza; deve possedere cioè caratteristiche ben definite entro il campo di variabilità stabilito dal legislatore. Ma, nell'ambito di questo campo di intercambiabilità, composizione, densità e potere calorifico, inevitabilmente subiscono piccole variazioni da un punto all'altro della rete, e in momenti diversi nello stesso punto, in conseguenza dell'assetto indotto dalle diverse dinamiche di consumo.

Per tale ragione l'impiego motoristico del gas naturale, molto più specializzato rispetto all'impiego per usi civili o industriali in impianti di varia natura, richiede una progettazione più attenta alle caratteristiche mutevoli del carburante. In altre parole, molto più che per gli impieghi tradizionali, l'uso motoristico richiede che vengano assicurate le massime prestazioni e le minime emissioni inquinanti in modo indifferente alla composizione del gas naturale che li alimenta. Questo è vero

anche quando si inizia a parlare di biometano per autotrazione che, allo stesso modo del gas naturale presente in rete, evidenzia una certa variabilità nella composizione chimico-fisica anche se meno accentuata grazie proprio alla sua natura di biogas "trattato" per raggiungere le specifiche del più conosciuto concorrente fossile.

Tra i carburanti, non è solo il gas naturale a fare riscontrare variazioni di composizione e di caratteristiche lungo la rete distributiva. Anche gli altri prodotti evidenziano un tale comportamento, in misura più o meno accentuata. Proprio per far fronte a questo aspetto, esistono specifiche europee per la benzina (UNI EN 228), il gasolio (UNI EN 590), il GPL (UNI EN 589), il biodiesel (UNI EN 14214 e UNI EN 14213) e il bioetanolo (UNI EN 15376), mentre ad oggi non esiste una specifica europea per il gas naturale.

Dal punto di vista legislativo il primo disposto a cui si deve fare riferimento è costituito dalla Direttiva 2005/55/CE del 28 settembre 2005 *concernente il ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative ai provvedimenti da prendere contro l'emissione di inquinanti gassosi e di particolato prodotti dai motori ad accensione spontanea destinati alla propulsione di veicoli e contro l'emissione di inquinanti gassosi prodotti dai motori ad accensione comandata alimentati con gas naturale o con gas di petrolio liquefatto destinati alla propulsione di veicoli.*

La Direttiva individua tre classi di gas naturale di riferimento definite sulla base di due tipi<sup>6</sup> di carburante: carburante a elevato potere calorifico (gas H) e carburante a basso potere calorifico (gas L), e obbliga alla omologazione i motori commercializzati sul territorio europeo.

Un motore progettato per essere alimentato con carburante universale deve poter funzionare senza modifiche con tutti i carburanti presenti sul mercato quindi deve essere omologato mediante test con le due classi estreme di carburante di riferimento. Un motore può però essere omologato per una sola delle due tipologie.

La composizione dei combustibili di riferimento riflette le variazioni che caratterizzano le tipologie H e L.

I combustibili di riferimento sono GR (carburante 1) e G23 (carburante 3) per i gas del gruppo H e G25 (carburante 2) e G23 (carburante 3) per i gas del gruppo L (*Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10*).

---

<sup>6</sup> I due tipi di carburante hanno un significativo intervallo di variabilità ; essi differiscono in modo significativo per quanto riguarda il contenuto energetico espresso dall'indice di Wobbe e per quanto riguarda il loro fattore di spostamento  $\lambda$  ( $S\lambda$ ). I gas naturali con fattore di spostamento  $\lambda$  compreso tra 0,89 e 1,08 ( $0,89 \leq S\lambda \leq 1,08$ ) sono considerati come appartenenti al gruppo H, mentre i gas naturali con fattore di spostamento  $\lambda$  compreso tra 1,08 e 1,19 ( $1,08 \leq S\lambda \leq 1,19$ ) sono considerati come appartenenti al gruppo L.

**Tabella 8 – Carburanti di riferimento per il Gas Naturale - GR. Direttiva 2005/55/CE. Modificata CTI.**

<b>Carburante di riferimento GR</b>					
Caratteristiche	Unità	Base	Limiti		Metodo di prova
			Minimo	Massimo	
Metano		87	84	89	-
Etano		13	11	15	-
Resto (1)	%-moli	—	—	1	ISO 6974
Tenore di zolfo	mg/m <sup>3</sup> (2)	—	—	10	ISO 6326-5

(1) Inerti +C2+.  
(2) Valore da determinare in condizioni standard (293,2 K (20 °C) e 101,3 kPa).

**Tabella 9 – Carburanti di riferimento per il Gas Naturale – G23. Direttiva 2005/55/CE. Modificata CTI.**

<b>Carburante di riferimento G23</b>					
Caratteristiche	Unità	Base	Limiti		Metodo di prova
			Minimo	Massimo	
Metano		92,5	91,5	93,5	-
Resto (3)	%-moli	—	—	1	ISO 6974
N <sub>2</sub>		7,5	6,5	8,5	-
Tenore di zolfo	mg/m <sup>3</sup> (4)	—	—	10	ISO 6326-5

**Tabella 10 - Carburanti di riferimento per il Gas Naturale – G25. Direttiva 2005/55/CE. Modificata CTI.**

<b>Carburante di riferimento G25</b>					
Caratteristiche	Unità	Base	Limiti		Metodo di prova
			Minimo	Massimo	
Metano		86	84	88	
Resto (3)	%-moli	—	—	1	ISO 6974
N <sub>2</sub>		14	12	16	
Tenore di zolfo	mg/m <sup>3</sup> (4)	—	—	10	ISO 6326-5

(3) Inerti (Diversi da N<sub>2</sub>)+C2+ + C2+.  
(4) Valore da determinare in condizioni standard (293,2 K (20 °C) e 101,3 kPa).

In linea di principio comunque in Europa, il Gas Naturale deve soddisfare gli stessi requisiti qualitativi imposti al gas di rete. Questo anche per via del ridotto quantitativo di gas che è attualmente destinato all'autotrazione.

Si deve quindi scendere a livello nazionale, prevalentemente in Paesi dell'Europa centrale, come Germania, Austria e Svizzera, per vedere standard specifici che comunque impongono un trattamento preventivo (per esempio filtrazione e/o essiccazione) del gas prima della sua erogazione ai veicoli.

Le principali norme e le specifiche di vario tipo disponibili sono:



- la norma UNI EN ISO 15403-1 “*Gas Naturale. Gas naturale per l'utilizzo quale carburante compresso per veicoli. Designazione della qualità*”;
- il rapporto tecnico ISO/TR 15403-2 “*Natural gas. Natural gas for use as a compressed fuel for vehicles. Part 2: Specification of the quality*”;
- la norma tedesca DIN 51624 “*Carburanti per autoveicoli – Gas metano – Requisiti e procedure di prova*”;
- la specifica tedesca DVGW<sup>7</sup> Arbeitsblatt G260/I “*Gasbeschaffenheit (Norme qualitative per il gas naturale)*”;
- la specifica austriaca ÖVGW G31 “*Norme qualitative per il gas naturale*”;
- la tabella CUNA NC 632-01 “*Gas naturale – Valori di riferimento*” Tabella sperimentale;
- i Codici di Rete italiani deliberati dai vari trasportatori nazionali e regionali; documenti simili esistono anche in altri paesi;
- il “Regolamento del Ministero polacco dell’economia del 1 gennaio 2007 sui requisiti qualitativi del gas naturale compresso (CNG)”.

Si evidenzia in particolare la UNI EN ISO 15403-1 che rappresenta di fatto l'unico documento vigente a livello europeo per la caratterizzazione del gas naturale (compresso) per uso autotrazione. Purtroppo in nessuna parte di tale norma viene accennato al gas naturale ottenuto da processi, quali la fermentazione anaerobica, la gassificazione o la pirolisi, che utilizzano biomasse per cui la sua applicabilità al biometano non è formalmente possibile, anche se può essere presa a riferimento.

E' anche importante sottolineare che tale standard non definisce le specifiche tecniche del gas naturale, demandandoli alla parte seconda che, purtroppo, non è una norma vera e propria, ma un semplice rapporto tecnico, informativo; la UNI EN ISO 15403-1 infatti si limita a indicare gli aspetti qualitativi collegati con la presenza di vari componenti quali l'acqua, gli idrocarburi gassosi, i componenti a base di zolfo, il H<sub>2</sub>S, l'ossigeno, il biossido di carbonio, il metanolo, le polveri e le componenti odorigene.

Indica inoltre le metodiche di analisi per ogni singolo componente.

Gli unici valori forniti dall'ISO TR 15403-2 sono riportati in *Tabella 11*.

---

<sup>7</sup> German Technical and Scientific Association for Gas and Water (Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V., DVGW).

**Tabella 11 – Grandezze e valori indicativi/raccomandati/suggeriti per il gas naturale compresso. ISO TR 15403-2 modificato CTI.**

Grandezza	Valore	Note
Contenuto d'acqua	< 30 mg/m <sup>3</sup>	a 20 MPa
Composti solforati	< 120 mg/m <sup>3</sup>	S totale
Polveri	5 µm 1-400 µm	Sensibilità raccomandata per il filtro Intervallo di variazione in funzione del dispositivo
Olio	70 - 200% × 10 <sup>-4</sup> (V/V)	
Idrocarburi liquidi	< 1 %	Alla temperatura più bassa
CO <sub>2</sub>	< 3 %(V/V)	
Ossigeno libero	0,03% (V/V)	Tollerato
Glicole - Metanolo	0	

Sulla base di tali premesse, è significativo il fatto che proprio lo standard che dovrebbe risolvere parte dei problemi è invece indice del vuoto normativo in materia: la UNI EN SIO 15403-1 cita infatti, nelle appendici informative, alcuni standard nazionali come riferimento in materia.

Vengono così riportate, per esempio, le tabelle dell'indice di Wobbe di cui al "*Codice tedesco di buona pratica*" DVGW G 260/I (Tabella 12) o alla UNI EN 437 "*Gas di prova. Pressioni di prova. Categorie di apparecchi*" (Tabella 13) applicabile al gas per uso civile.

**Tabella 12 – Indice di Wobbe per gas naturale uso autotrazione. German Code of Practice DVGW G 260/I modificato CTI.**

Grandezza	Abb.	Unità di misura	Gruppo L	Gruppo H
Densità relativa	d		Da 0,55 a 0,70	
Potere calorifico superiore	H <sub>S,n</sub>	kWh/Nm <sup>3</sup> MJ/Nm <sup>3</sup>	Da 8,4 a 13,1 Da 30,2 a 47,2	
Indice di Wobbe	W <sub>S,n</sub>			
Intervallo massimo		kWh/Nm <sup>3</sup> MJ/Nm <sup>3</sup>	10,5-13,0 37,8-46,8	12,8-15,7 46,1-56,5
Variabilità dell'intervallo al punto di fornitura		kWh/Nm <sup>3</sup>	+ 0,6 - 1,2	+ 0,7 - 1,4
a Condizioni: T <sub>n</sub> = 273,15 K; p <sub>n</sub> = 101,325 kPa				

**Tabella 13 – Indice di Wobbe per gas naturale. UNI EN 437 – Modificato CTI.**

Seconda Famiglia — Gas Naturale	
Gruppo	Intervallo dell'indice di Wobbe
	$W_s$ MJ/Sm <sub>3</sub>
L	39,1-44,8
LL	34,4-44,8
EI	40,9-44,8
E	40,9-54,7
ES	44,8-54,7
H	45,6-54,7

a Condizioni:  $T_{src} = 288,15$  K;  $p_{src} = 101,325$  kPa

Il Technical Report 15403-2 riporta inoltre alcune indicazioni relative al problema della corrosività del biometano (*Tabella 14*), ma sempre citando quanto definito in Germania dalla DVGW G 260/I, evidenziando al contempo l'aspetto problematico legato a composti minori e l'assenza di vere e proprie specifiche comuni essendo, il codice tedesco, applicabile solo in Germania.

**Tabella 14 – Grandezze e valori indicativi/raccomandati/suggeriti per il gas naturale compresso ai fini della corrosività. ISO TR 15403-2 modificato CTI.**

Grandezza	Valore suggerito	Note
Vapore, polvere o liquido	Tecnicamente libero	
Ossigeno O <sub>2</sub>	3,0 % (V/V)	Reti secche
	0,5 % (V/V)	Reti umide
Zolfo totale	120 mg/m <sup>3</sup>	
Zolfo da Mercaptani	6 mg/m <sup>3</sup>	Non applicabile a tutti i gas
Idrogeno solforato - Acido solfidrico H <sub>2</sub> S	5 mg/m <sup>3</sup>	

Uguualmente interessante infine quanto definito nel "Gas Act" olandese del 22 Novembre 2006 in relazione alla qualità del gas che può essere immesso in rete (*Tabella 15*).

**Tabella 15 – Grandezze e relativi valori individuati dal "Gas Act" olandese 22/11/2006. Modificato CTI.**

Grandezza	Valore limite	Unità di misura
Potere calorifico superiore	31.6 – 38.7	MJ/m <sup>3</sup>
Indice di Wobbe	43.46 – 44.41	MJ/m <sup>3</sup>
Punto di rugiada a 8 bar	-10	°C
Temperatura del gas immesso in rete	0-20	°C
Zolfo totale	45	mg/m <sup>3</sup>
Composti inorganici solforati H <sub>2</sub> S	5	mg/m <sup>3</sup>
Mercaptani	10	mg/m <sup>3</sup>
Composti aromatici	>10 <40	mg/m <sup>3</sup>
Ammoniaca	3	mg/m <sup>3</sup>
Cloro Cl	50	mg/m <sup>3</sup>
Fluoro Fl	25	mg/m <sup>3</sup>
Cloruro di Idrogeno (HCl)	1	ppm
Acido Cianidrico (HCN)	10	ppm
Monossido di Carbonio (CO)	1	Mol%
Diossido di Carbonio - reti secche(CO <sub>2</sub> )	6	Mol%
BTX (Benzene, Toluene, Xilene)	500	ppm
Idrocarburi aromatici	1	Mol%
Ossigeno – reti secche	0,5 (3)	Mol%
Idrogeno	12	Vol%/m <sup>3</sup>
Contenuto di metano	>80	%
Polvere	Tecnicamente libero	-
Siloxani	5	ppm
Odore per gas odorizzato	adeguato	-

A questo punto però, considerato che non esiste una vera e propria specifica europea per il biogas/biometano, vale la pena spostare l'attenzione sulle specifiche relative al biometano elaborate in quei paesi più attivi in materia come la Svezia o l'Austria

In Svezia è disponibile la norma SS 155438 “*Motor fuels – Biogas as fuel for high-speed otto engines*” nata in risposta alla crescente domanda di biogas per autotrazione (Tabella 16).

Il documento si applica anche ai motori a ciclo diesel convertiti a gas, è però concepito in modo tale che un motore progettato per funzionare con biogas possa essere alimentato anche con gas naturale.

**Tabella 16 – Specifiche per il biometano da autotrazione secondo la SS 155438. Modificato CTI.**

Grandezza	Unità di misura	Biogas Tipo A	Biogas Tipo B
Indice di Wobbe	MJ/Nm <sup>3</sup>	44.7-46.4	43.9-47.3
Contenuto di Metano	% v/v	96-98	96-99
Punto di rugiada	°C	t-5	t-5
Contenuto di acqua	mg/Nm <sup>3</sup>	≤ 32	≤ 32
Sommatoria di CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> , O <sub>2</sub>	% v/v	≤ 4	≤ 5
Contenuto di O <sub>2</sub>	% v/v	≤ 1	≤ 1
Zolfo totale	mg/Nm <sup>3</sup>	≤ 23	≤ 23
Composti azotati escluso N <sub>2</sub> , calcolati come NH <sub>3</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	≤ 20	≤ 20
Diametro particelle fini	µm	≤ 1	≤ 1

Altre specifiche nazionali che riguardano l'immissione di biometano in rete sono le seguenti:

- la specifica austriaca ÖVGW G33 - *Injection of biogas based on renewable processes into the natural gas networks*;
- la specifica tedesca DVGW G262 - *Utilisation of gases from renewable sources in the public gas supply*;
- il codice di buona pratica svizzero SVGW<sup>8</sup> G13 - *Directives on the injection of biogas into the natural gas network*.

La ÖVGW G33 ad esempio definisce i valori per alcune grandezze fisico-chimiche che il biogas deve rispettare per poter essere immesso in rete (Tabella 17).

<sup>8</sup> Schweizerischer Verband des Gas- und Wasserfaches“, Swiss Association for Gas and Water.

**Tabella 17 – Alcune grandezze e relativi valori individuati dalla specifica austriaca ÖVGW G33. Sendinger 2008 modificato CTI.**

Grandezza	Biogas all'impianto Valori tipici	Biogas per l'immissione in rete. ÖVGW G33	Requisiti minimi legislativi per il Gas Naturale Compresso in Austria. Kraftstoff-VO BGBL 417/0
Densità relativa	-	0,55-0,65	0,55 – 0,7
Metano	50-70%	> 96%	-
CO <sub>2</sub>	26-50%	>3%	-
Potere calorifico	-	10,7-12,8 kWh/m <sup>3</sup>	30,2-47,2 MJ/m <sup>3</sup> ; 8,4-13,1 kWh/m <sup>3</sup>
Indice di Wobbe	-	13,3-15-7 kWh/m <sup>3</sup>	46,1-56,6 MJ/m <sup>3</sup>
H <sub>2</sub> S	500-2000 ppm	< 5 mg/m <sup>3</sup>	-
Ossigeno O <sub>2</sub>	< 3%	> 0,5%	-

Sullo stesso piano si pone la Svizzera con la SVGW G13 come indicato in *Tabella 18*

**Tabella 18 – Grandezze e relativi valori individuati dalla specifica svizzera SVGW G13. Modificato CTI.**

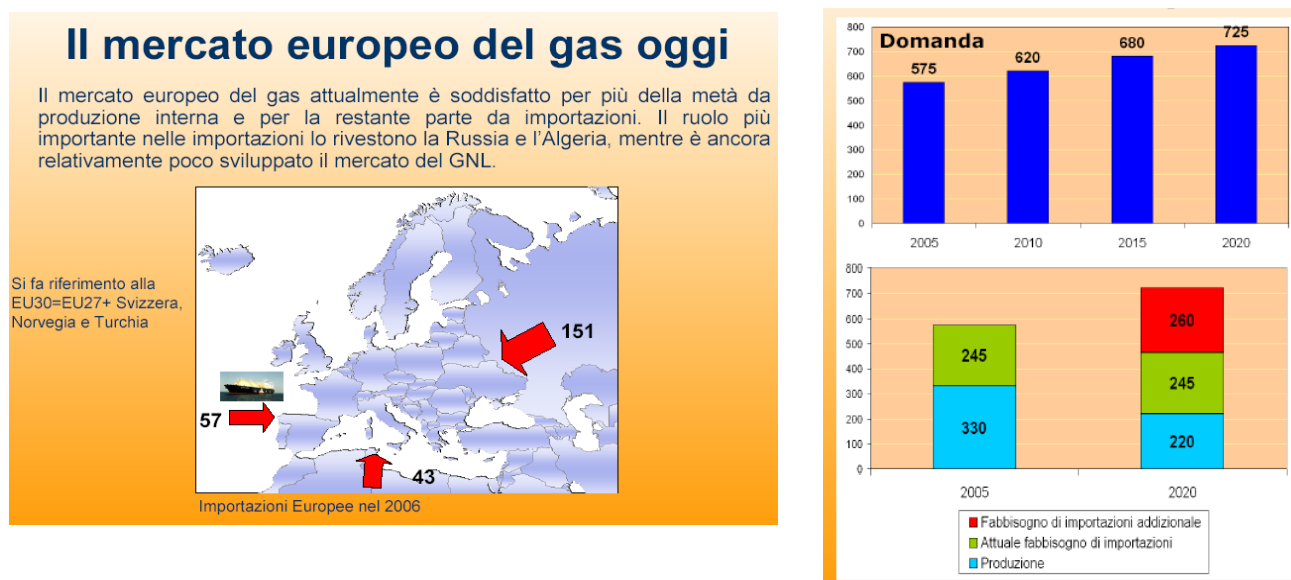
Grandezza	Valori	Unità di Misura
Contenuto di metano	≥96	Vol-%
Punto di rugiada	-8	°C
Vapore e polvere	Tecnicamente libero	
Contenuto energetico	10.6-13.1	kWh/Nm <sup>3</sup>
Indice superiore di Wobbe	13.3-15.7	kWh/Nm <sup>3</sup>
Variazioni acetate localmente per l'indice superiore di Wobbe	+0.7/-1.4	kWh/Nm <sup>3</sup>
Diossido di Carbonio CO <sub>2</sub>	≤6	Vol-%
Ossigeno O <sub>2</sub>	≤0.5	Vol-%
Monossido di Carbonio CO	≤0.5	Vol-%
Zolfo totale nel gas odorizzato	≤30	mg/Nm <sup>3</sup>
Idrogeno solforato	≤5	mg/Nm <sup>3</sup>
Ammoniaca	≤20	mg/Nm <sup>3</sup>
Mercaptani nel gas odorizzato	≤5	ppmV
Idrogeno	4≤	Vol-%
Tar (PAC + BTX Sum)	≤50	ppmV
Composti alogenati	≤1	mgCl/Nm <sup>3</sup>
Metalli pesanti (incl. mercurio)	≤5	mg/Nm <sup>3</sup>

## 6 NORME NAZIONALI SUL GAS IN EUROPA

Il biogas può essere usato sia direttamente nel sito di produzione o distribuito a clienti esterni tramite tubature separate. Dopo un'adeguata purificazione, il biogas può essere immesso nella rete di distribuzione del gas naturale. La deregolamentazione del mercato del gas naturale in Europa ha aperto nuove possibilità di utilizzo del biogas purificato o biometano. L'utilizzo del biometano può garantire una maggiore autosufficienza energetica dei paesi Europei riducendo l'importazione da paesi extraeuropei.

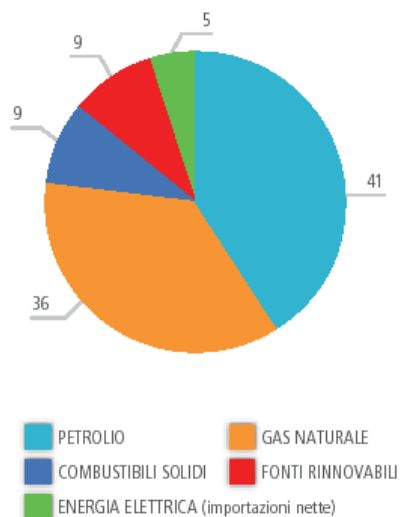
Nella *Figura 4*, che segue, viene rappresentato il mercato europeo del gas oggi e le stime al 2020. Si prevede un calo delle autoproduzioni di gas naturale ed un aumento dei fabbisogni e, di conseguenza, delle importazioni da paesi extraeuropei. La produzione di biometano, da immettere nella rete del gas naturale, potrebbe aiutare a contenere tali importazioni.

**Figura 4** - Il mercato europeo del gas naturale oggi e nel 2020 (fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, dati in miliardi di m<sup>3</sup>/anno).

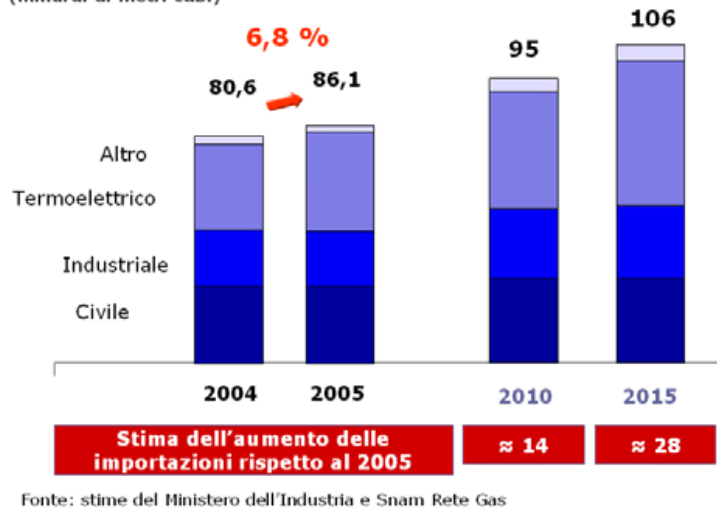


Relativamente alla situazione italiana, il gas naturale rappresenta una delle principali fonti energetiche del paese (36%), e le previsioni al 2015 stimano un'ulteriore crescita del fabbisogno, a fronte di un calo dell'autoproduzione, che nel 2008 è scesa a 9,12 rispetto agli 11,51 miliardi di m<sup>3</sup> del 2006 (vedi *Figura 5*).

FABBISOGNO ENERGETICO IN ITALIA  
 SUDDIVISO PER FONTI PRIMARIE (%) – ANNO 2008 (192 MTep)  
 Fonte Ministero per lo Sviluppo Economico



(miliardi di metri cubi)



**Figura 5** - Fabbisogno energetico (2008) e previsioni di crescita del consumo di gas naturale in Italia (fonte Ministero sviluppo economico)

Non ci sono tecniche standard internazionali per l'immissione in rete del biogas ma alcuni paesi hanno sviluppato norme nazionali e procedure. La MARCOGAZ, l'associazione tecnica dell'Industria del Gas Naturale in Europa, ha approvato una raccomandazione riguardo ai requisiti tecnici e di qualità del gas per la ricezione di un gas non convenzionale come il biogas all'interno della rete di distribuzione.

Il biogas immesso in rete può comportare la trasmissione di malattie. L'istituto Svedese di controllo delle malattie infettive, l'istituto nazionale veterinario e l'università svedese di scienza dell'agricoltura hanno valutato il rischio (Identification of the microbiological community in biogas system and evaluation of microbial risk from gas usage, Elsevier, 2006). Lo studio ha concluso che la diffusione di malattie tramite biogas è molto basso; il numero di microrganismi trovati nel biogas era uguale a quello trovato nel gas naturale.



## 6.1 Svezia

Nel 1999 la Svezia ha sviluppato una norma nazionale per l'utilizzo del biogas come combustibile per autotrazione, su richiesta delle ditte svedesi costruttrici di automobili. I principali parametri della norma sono descritti nella tabella di seguito. Il numero di ottani è definito come in potere antidetonante dei carburanti. La norma svedese viene anche applicata per l'iniezione del biogas nella rete nazionale. Il raggiungimento del potere calorifico minimo richiesto per l'immissione in rete viene coperto dall'aggiunta di propano.

**Tabella 19 - Standard nazionale svedese per il biometano**

Parametro	Unità	Richieste standard
Indice di Wobbe minimo	MJ/Nm <sup>3</sup>	43,9 – 47,3 <sup>(1)</sup>
MON (numero di ottani)	-	>130 (calcolato secondo l'ISO 15403)
Punto di rugiada dell'acqua	°C	< t <sup>(2)</sup> - 5
CO <sub>2</sub> + O <sub>2</sub> + N <sub>2</sub>	Vol %	<5
O <sub>2</sub>	Vol %	< 1
Zolfo totale	mg/Nm <sup>3</sup>	< 23
NH <sub>3</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	20

<sup>(1)</sup> Corrisponde al 95 – 99% di metano

<sup>(2)</sup> t = temperatura ambientale

## 6.2 Svizzera

Il biogas è immesso nella rete del gas naturale in diverse località in Svizzera. Il regolamento svizzero (G13) prevede differenti parametri di qualità: quelli per valori di immissione limitata e illimitata del gas. Le restrizioni per il gas nel caso dell'immissione illimitata sono naturalmente più severe.

**Tabella 20 - Norma nazionale svizzera per l'immissione del gas in rete**

Parametri	Unità	Richieste standard	
		Immissione illimitata	Immissione limitata
Contenuto di metano	Vol %	>96	>50
Umidità relativa del gas	Vol %	<60	<60
Polveri	-	Esente	Esente
CO <sub>2</sub>	Vol %	<6	<6
O <sub>2</sub>	Vol %	<0,5	<0,5
H <sub>2</sub>	Vol %	<5	<5
H <sub>2</sub> S	mg/Nm <sup>3</sup>	<5	<5
S	mg/Nm <sup>3</sup>	<30	<30

### 6.3 Germania

In Germania le associazioni del Biogas, dell'Acqua e del Gas hanno elaborato una norma per l'immissione del biogas (G262) in rete. Lo standard è basato sulle norme tedesche per il gas naturale, DVGW G260. I principali requisiti sono indicati di seguito. Le norme tedesche si differenziano a seconda che si tratti di immissione limitata o illimitata del gas. Inoltre è previsto che il produttore di biogas compili la scheda dei dati di sicurezza che descrive tutti i rischi per la salute connessi alla movimentazione del gas.

**Tabella 21 - Requisiti per l'immissione del gas in rete secondo la norma tedesca G260/G262**

Parametro	Unità	Richieste standard
Indice di Wobbe minimo	MJ/Nm <sup>3</sup>	46,1 – 56,5 <sup>(1)</sup> nella rete del gas ad alto potere calorifico
		37,8 – 46,8 nella rete del gas a medio potere calorifico <sup>(2)</sup>
Densità relativa	-	0,55-0,75
Polveri	-	Esente
Punto di rugiada dell'acqua	°C	<t <sup>(3)</sup>
CO <sub>2</sub>	Vol %	<6
O <sub>2</sub>	Vol %	<3
S	mg/Nm <sup>3</sup>	<30

<sup>1</sup> corrispondente ad una concentrazione in metano maggiore di 97,5%

<sup>2</sup> corrisponde al 87 – 98,5% di metano

<sup>3</sup> t = temperatura del suolo

#### 6.4 Francia

Gaz de France ha prodotto nel 2004 la norma per l'immissione del gas nella rete nazionale che prevede limiti più ristretti sulla presenza di ossigeno che per altre norme e indica limiti per alcuni metalli pesanti e alogeni.

**Tabella 22 - Norma nazionale francese per l'immissione del gas in rete**

Parametro	Unità	Richieste standard
Potere calorifico superiore	MJ/Nm <sup>3</sup>	Gas ad alto tenore di CH <sub>4</sub> : 38,52 - 46,08
		Gas a basso tenore di CH <sub>4</sub> : 34,2 - 37,8
Indice di Wobbe massimo	MJ/Nm <sup>3</sup>	Gas ad alto tenore di CH <sub>4</sub> : 48,24 - 56,52
		Gas a basso tenore di CH <sub>4</sub> : 42,48 - 46,8
Punto di rugiada degli idrocarburi	°C	< -5 da 1 a 80 bar
Punto di rugiada dell'acqua	°C	< -5
CO <sub>2</sub>	Vol %	< 2
Polveri	mg/Nm <sup>3</sup>	< 5
Zolfo totale	mg/Nm <sup>3</sup>	< 100 valore istantaneo
		< 75 media annuale
O <sub>2</sub>	ppm <sub>v</sub>	< 100
Hg	mg/Nm <sup>3</sup>	< 10 (Gas naturale)
		< 50 (Gas Naturale Liquefatto)
Cl	mg/Nm <sup>3</sup>	< 1
F	mg/Nm <sup>3</sup>	< 10
H <sub>2</sub>	Vol %	< 6
CO	Vol %	< 2

## 7 L'USO DEL METANO PER AUTOTRAZIONE

La maggior parte dei paesi che partecipano al protocollo di Kyoto hanno rettificato gli obiettivi individuali sulla riduzione di CO<sub>2</sub> stabilita per ciascun paese. Il settore dove è necessario intervenire maggiormente è quello dei trasporti. La Commissione Europea prevede un aumento del 50%, dal 1990 al 2010, delle emissioni dei gas ad effetto serra nel settore dei trasporti. Nel 2000 le emissioni sono aumentate del 25% dal livello rilevato nel 1990. Il 90% di tale aumento è da attribuire al settore dei trasporti.

Alcuni Governi hanno riconosciuto la possibilità di ridurre considerevolmente le emissioni dei gas ad effetto serra, tramite la presentazione di programmi e normative che regolano l'utilizzo di combustibili alternativi. Nel 2003 è stata approvata dalla Commissione Europea, la direttiva 2003/30/EC che promuove l'uso di biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili in sostituzione di carburante diesel o di benzina nei trasporti. Gli obiettivi indicati dagli Stati Membri sono pari al 2% di biocarburante immesso sui loro mercati entro il 2005 e il 5,75% entro il 2010, calcolato sulla base del tenore energetico. Nel 2003, il Parlamento Europeo adotta la Direttiva 2003/55/CE, relativa alle norme comuni per il mercato interno del gas naturale che si applicano anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, nella misura in cui i suddetti gas possano essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza. Nel giugno di quest'anno, 2009, è stata pubblicata sulla GUE la DIRETTIVA/2009/20/CE sulla promozione dell'uso delle energie rinnovabili: la direttiva dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 5 dicembre 2010 ed ogni stato membro deve adottare un Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili entro il 2010. Si tratta di un provvedimento molto importante per il settore delle energie rinnovabili e in molte parti il testo modifica sostanzialmente le precedenti direttive; fissa un obiettivo obbligatorio per ciascun stato membro per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e una quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Per l'Italia l'obiettivo nazionale generale per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020 è pari al 17% rispetto al 5,2% raggiunto nel 2005. Relativamente ai trasporti, ogni stato membro deve assicurare che la propria quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto sia almeno pari al 10% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti. Vengono anche fissati dei criteri di sostenibilità dei biocarburanti

Nel 2001 il "Libro Bianco sui Trasporti" della Commissione conteneva gli orientamenti strategici della politica comunitaria in materia, fino al 2010. Giunti al termine del decennio, si è riaperto il dibattito sul futuro dei trasporti e della mobilità di persone e merci all'interno dell'UE. Con la Comunicazione "A sustainable future for transport – Towards an integrated, technology-led and user friendly system" la Commissione intende avviare un confronto aperto per lo sviluppo della nuova strategia di lungo periodo che dovrà impegnare l'Europa nei prossimi anni.

L'NGVA Europe (Associazione Europea dei Veicoli a Gas Naturale), tra gli altri soggetti europei, ha contribuito a questo dibattito indicando i vantaggi del gas naturale e biometano nel settore dei trasporti e la necessità di dare maggiore attenzione a questo carburante alternativo sul Fondo europeo. Qui di seguito è riportato il documento integrale del contributo dell' NGVA Europe per la consultazione pubblica "Un futuro sostenibile per il trasporto" .

### **Comunicazione della Commissione COM (2009) 279/4, giugno 2009**

#### **A sustainable future for transport: towards an integrated, technology-led and user friendly system.**

**Questo è il contributo dell' NGVA Europe alla chiusura della consultazione pubblica il 30 settembre 2009.**

“L'NGVA Europe , con sede a Madrid, è l'unica associazione che rappresenta gli interessi di tutta l'industria Europea dei NGV (veicoli a gas naturale) con riferimento all'uso di gas naturale e biometano nel settore dei trasporti. Informazioni sull'organizzazione e sulle sue attività si possono trovare nel sito [www.ngvaeurope.eu](http://www.ngvaeurope.eu)

L'NGVA Europe sostiene la realizzazione di un Libro Bianco sul futuro del trasporto su strada in Europa contribuendo al dibattito. Saranno focalizzate una serie di esperienze di successo sull'utilizzo di gas naturale e biometano nel settore del trasporto urbano pesante (raccolta rifiuti e autobus), in cui i grandi vantaggi della riduzione delle emissioni sono ancora più apprezzati a causa della congestione delle aree urbana.

Verranno presentati alcuni semplici calcoli che dimostrano l'enorme potenzialità di riduzione dalla dipendenza dal petrolio attraverso la possibilità di dichiarare il gas naturale/biometano, come il *carburante urbano raccomandato in Europa*. Un notevole miglioramento della qualità dell'aria, e una significativa riduzione dalla dipendenza dal petrolio, si può ottenere senza dover ricorrere ad una grande infrastruttura di distribuzione del gas, per la semplice ragione che sia gli autobus urbani sia i camion per la raccolta rifiuti appartengono sempre a flotte di grandi dimensioni con proprie stazioni di rifornimento.

Lo sviluppo della flotta di NGV all'interno dell'Unione Europea varia da paese a paese: Italia, Germania, Austria, Repubblica Ceca, Slovacchia, Paesi Bassi e Svezia hanno una copertura ragionevolmente buona dei loro territori con stazioni pubbliche di rifornimento a GNC che consente lo sviluppo dell'uso privato di veicoli leggeri alimentati a metano e biometano.

La Svezia è il leader per l'uso del biometano, che attualmente rappresenta il 65% di tutto il gas metano utilizzato in circa 20.000 NGV. In Italia circa il 7% di tutte le nuove autovetture vendute sono NGV, e la Svezia è vicino ad una quota del 5%.

Francia e Spagna, d'altro canto, non hanno praticamente nessuna rete pubblica di stazioni di rifornimento di GN (gas naturale), ma entrambi i paesi hanno spinto per l'uso di questo combustibile in camion e autobus urbani, ottenendo un miglioramento molto importante dell'aria nelle città.

Un interessante confronto tra una vettura media privata e un camion o autobus urbano è la seguente: *La potenza di un bus / camion è circa 3 volte la potenza di un automobile (270-300 cv contro i 90-110 cv). D'altra parte un'auto privata viene usata in media circa 2 ore al giorno, mentre un camion o un autobus urbano effettuano tra 2 e 3 turni di lavoro, da 16 a 20 ore, pari a 8 - 10 volte un uso maggiore. Di conseguenza, un veicolo urbano pesante utilizza combustibile pari a 25-30 automobili private.*

Questo semplice confronto deve essere considerato quando si pensa al modo più rapido per sostituire i combustibili derivati dal petrolio, senza dover dipendere dalla realizzazione di un'adeguata infrastruttura pubblica per il rifornimento di GNC (gas naturale compresso).

Il numero di autobus urbani e camion per rifiuti è già significativo in diverse città in Europa, come Madrid, dove l'intera flotta per la raccolta di rifiuti (650 camion) utilizza GNC a partire dal 2004. La compagnia di autobus di Madrid, EMT, avrà, entro la fine del 2010, il 35% della flotta (700 autobus urbani, su 2.000) circolante anche con GNC, e attualmente ne ha già 430 unità in servizio.

La città di Madrid ha aperto nel 2008 il *più grande impianto del mondo di biometano* prodotto da gas da discarica. L'impianto ha la capacità di rifornire fino a 1.000 veicoli pesanti all'anno.

Attualmente, i 27 paesi dell'UE hanno un parco circolante totale di 70.000 autobus urbani (Fonte UITP). Da questa cifra, e in assenza di statistiche dedicate ai camion per la raccolta dei rifiuti

urbani, si stima un numero aggiuntivo di circa 20.000 camion per rifiuti (30% del numero degli autobus). Tutto determina un totale di 90.000 veicoli pesanti che lavorano permanentemente in ambiente urbano. Il consumo totale di gasolio di questo parco urbano è circa di 2.000.000 di tonnellate all'anno (ipotizzando 50.000 km/anno e 55 litri/100km).

Lo sviluppo di un parco a GNC in un paese dove non esiste ancora un'adeguata rete di distribuzione pubblica di GNC è molto difficile se si pensa in termini di auto private. Ma ci sono altre possibilità sulla base delle esperienze di città che stanno già utilizzando GNC per veicoli urbani pesanti.

Possiamo immaginare il potenziale di sostituzione di tutti i veicoli diesel pesanti urbani con veicoli a GNC con i seguenti effetti:

- sostituzione di una quantità notevole (2.000.000 t) di gasolio;
- concentrazione dell'uso di un carburante alternativo proprio nei veicoli più potenti e più intensamente usati;
- poichè tutti i veicoli appartengono a grandi flotte, con le loro stazioni di rifornimento, la decisione non è collegata alla rete pubblica di stazioni di rifornimento;
- la concentrazione dell'utilizzo di GNC nelle grandi città ottimizzerà i vantaggi della riduzione delle emissioni, in particolare di ossidi di azoto e particolato, proprio nelle zone congestionate, dove i problemi di inquinamento sono più rilevanti;
- significative riduzioni del rumore emesso dai veicoli;
- facile possibilità di utilizzo di biometano rinnovabile, proveniente da discariche o da impianti di digestione anaerobica che trattano scarti organici ;
- le flotte urbane a GNC aprono la strada per l'uso in futuro della miscela di metano/idrogeno (il cosiddetto "Idrometano") usando la tecnologia ben nota dei veicoli a GNC

La nostra associazione supporta anche lo sviluppo di un'adeguata infrastruttura pubblica di rifornimento di GNC in tutta Europa. Se tutti i paesi europei raggiungono le nuove quote di mercato di automobili immatricolate già raggiunte in Italia e in Svezia, i NGV potrebbero avere entro il 2020 una quota di mercato totale superiore al 5% (e quindi confermare la dichiarazione fatta nello Studio per i Combustibili Alternativi presentata dalla UE nel 2003 ).

Per quanto riguarda i camion utilizzati nel settore del trasporto merci a lunga distanza, vi è anche la possibilità di introduzione di veicoli a gas stoccato sotto forma di GNL (gas naturale liquefatto), che ha una densità di energia tre volte superiore al GNC (più o meno alla pari del GPL, dell'etanolo e del DME (dimetiletere)) con la possibilità di offrire un'adeguata autonomia di funzionamento con un pieno. Le stazioni di rifornimento di GNL sono già esistenti nel Regno Unito e in Spagna, e nuove stazioni sono già in programma in Svezia, Germania e Paesi Bassi.

Il GNL deve essere interpretato sia come gas naturale liquefatto, sia come biometano liquefatto. La città svedese di Lidköping sta costruendo un grande impianto per la produzione di biometano liquefatto che sarà distribuito alle stazioni di rifornimento di L-CNG.

La fornitura di GNL per il rifornimento di veicoli pesanti che circolano lungo le principali autostrade europee apre anche la possibilità di introdurre le cosiddette stazioni di L-CNG in cui il gas viene immagazzinato come GNL, ma dove può essere distribuito sia come GNL (pompato dallo stoccaggio al veicolo) o come GNC (pompato ad alta pressione dallo stoccaggio al gassificatore in cui esso viene immediatamente convertito a GNC, quando esposto a temperatura ambiente). La prima stazione europea con questa tecnologia è stata aperta a Sundsvall, in Svezia, nel mese di luglio di quest'anno. Queste stazioni sono rifornite tramite cisterne di GNL e quindi non devono essere situate nei pressi di un gasdotto. L'uso del concetto di stazione di L-GNC può aiutare in

futuro a creare buone opportunità di rifornimento di GN in luoghi idonei, lungo le principali autostrade europee, fornendo carburante sia per i veicoli leggeri che pesanti.

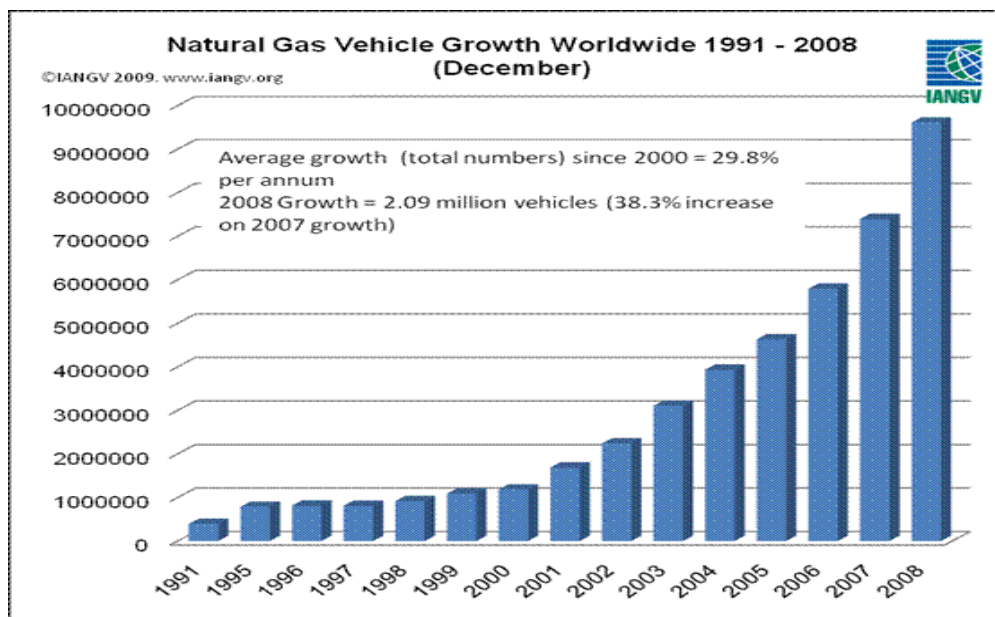
Sebbene l'NGVA Europa ha finora principalmente incentrato l'uso del GN/ biometano per i trasporti su strada, un'altra opportunità interessante è l'uso di GNL nel settore navale. La Norvegia è leader mondiale in questo senso e ha già sedici navi (traghetti per auto/passeggeri, traghetti solo per passeggeri, navi da rifornimento, navi della guardia costiera, e piccole metaniere costiere) che usano GNL. Queste sedici navi consumano circa 60.000 tonnellate di GNL all'anno. Le nuove richieste a partire dal 2015 in materia di qualità del combustibile per uso navale renderà l'alternativa del GNL sempre più interessante. La città svedese di Göteborg ha presentato un nuovo progetto, gestito dalla Göteborg Energi e Norwegian Gasnor, al fine di avere un terminal per il GNL nel porto di Göteborg pronto entro il 2013. Il GNL può essere utilizzato per sostituire il gasolio nelle locomotive usate nelle linee ferroviarie non elettrificate. Ci sono esempi in vari paesi di tutto il mondo (Svezia, Germania, Russia, Iran e Pakistan).

Infine, i russi, già una decina di anni fa, hanno dimostrato l'uso del GNL come possibile combustibile per gli aerei jet.

Tutto sommato il GN/biometano offre eccellenti opportunità per la sostituzione di combustibili convenzionali derivati dal petrolio in termini di miglioramento della sicurezza di rifornimento, riduzione dei problemi di qualità dell'aria, riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra, e dell'uso, senza alcun problema, di biocarburanti come il biometano. Chimicamente non vi è alcuna differenza tra il gas naturale e il biometano, nel senso che un motore funziona altrettanto bene con entrambi i carburanti o con la fusione dei due. Il biometano può essere prodotto anche da qualunque tipo di materia organica, sia attraverso la digestione anaerobica o tramite gassificazione (materie prime lignocellulosolitiche). Il governo svedese, il 28 settembre, ha annunciato un finanziamento di 222 milioni di SEK (circa 21 milioni di Euro) per un nuovo progetto volto a produrre biometano attraverso la gassificazione dei residui forestali di bassa qualità.

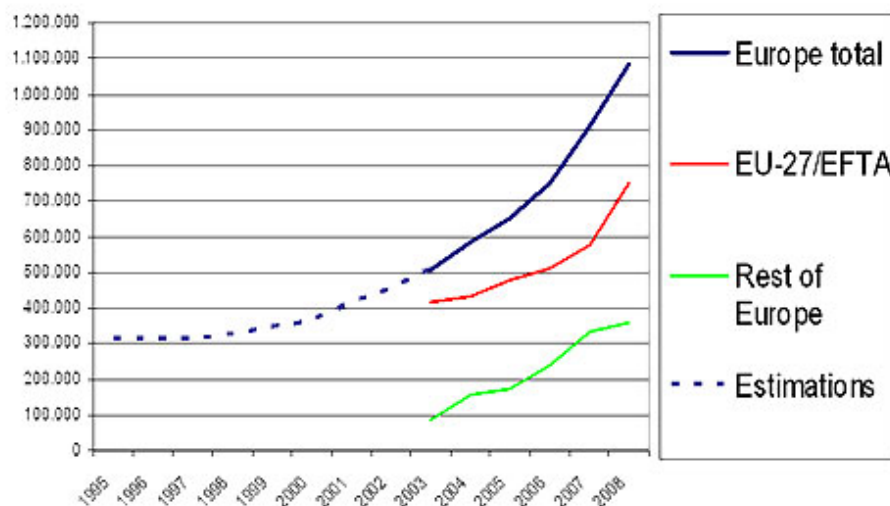
Attualmente varie soluzioni ibride sono ai primi posti dell'agenda politica. E' generalmente accettato che la tecnologia ibrida offre il migliore flusso rapporto costi/benefici nei veicoli operativi nelle città in condizioni di guida con traffico intenso. Viene spesso menzionato un potenziale di risparmio del carburante del 30%. Vorremmo far notare che l'ibridazione di un autobus a GNC o di un camion per rifiuti usato in ambiente urbano è economicamente più attraente dell'ibridazione di un veicolo alimentato convenzionalmente. La semplice ragione è che il serbatoio (la parte più dispendiosa del costo aggiunto per un veicolo a CNG) può essere ridotta del 30%. La riduzione del volume del serbatoio del gasolio del 30% non fornisce alcun simile risparmio. In secondo luogo, l'uso intelligente del recupero dell'energia di frenata, a bassi carichi del motore dove un motore Otto ha un'efficienza minore di un motore diesel, darà anche una spinta supplementare per quanto riguarda il combustibile risparmiato attraverso l'ibridazione.”

**L'Associazione Europea dei Veicoli a Gas Naturale** (NGVA Europe, [www.ngvaeurope.eu](http://www.ngvaeurope.eu)) segnala nel 2009 circa 10,5 milioni di veicoli funzionanti nel mondo a gas naturale/biometano (*Figura 6*) così ripartiti: 9.904.000 automobili, 270.000 autobus, 152.000 camion, e 643.000 altri veicoli, utilizzando annualmente 32 bilioni di metri cubi di metano (27,5 Mtep). Di questi circa 1,7 milioni sono in Argentina e 1,6 milioni in Brasile. L' NGVA prevede che nel 2020 si possano raggiungere circa 65 milioni di veicoli e nel 2030 tra i 100 e i 200 milioni di veicoli; ciò significherebbe 200.000-400.000 milioni di metri cubi di metano utilizzato per autotrazione, corrispondente a 200.000 – 400.000 milioni di litri di gasolio. La NGVA stima, anche, che il biometano potrebbe coprire il 10-20% di tale consumo nel 2020 e il 15-30% nel 2030. Attualmente sono presenti 15.800 stazioni di rifornimento a livello globale.



**Figura 6 – Andamento del numero di NGV a livello mondiale**

In Europa attualmente (2009) ci sono oltre 1,1 milioni di NGV (*Figura 7*) circa il 10% dei veicoli a metano circolanti nel mondo, (circa il 36% di tutti i veicoli circolanti nel mondo) così ripartiti: 1.029.000 di automobili, 59.000 autobus, 92.000 camion e 98.000 altri veicoli che in totale utilizzano circa 5 bilioni di metri cubi di metano (pari a 4,3 Mtep). Sebbene la crescita del mercato dei veicoli a motore sia più rapida nei paesi del terzo mondo che non in Europa si prevede una significativa crescita del mercato delle auto a metano in Europa nei prossimi anni, favorita dall'attuale politica dell'UE su i carburanti alternativi /rinnovabili e sulle emissioni dei gas serra. Si prevede che in Europa ci possano essere 15 milioni di veicoli a metano nel 2020 e 30 milioni nel 2030.

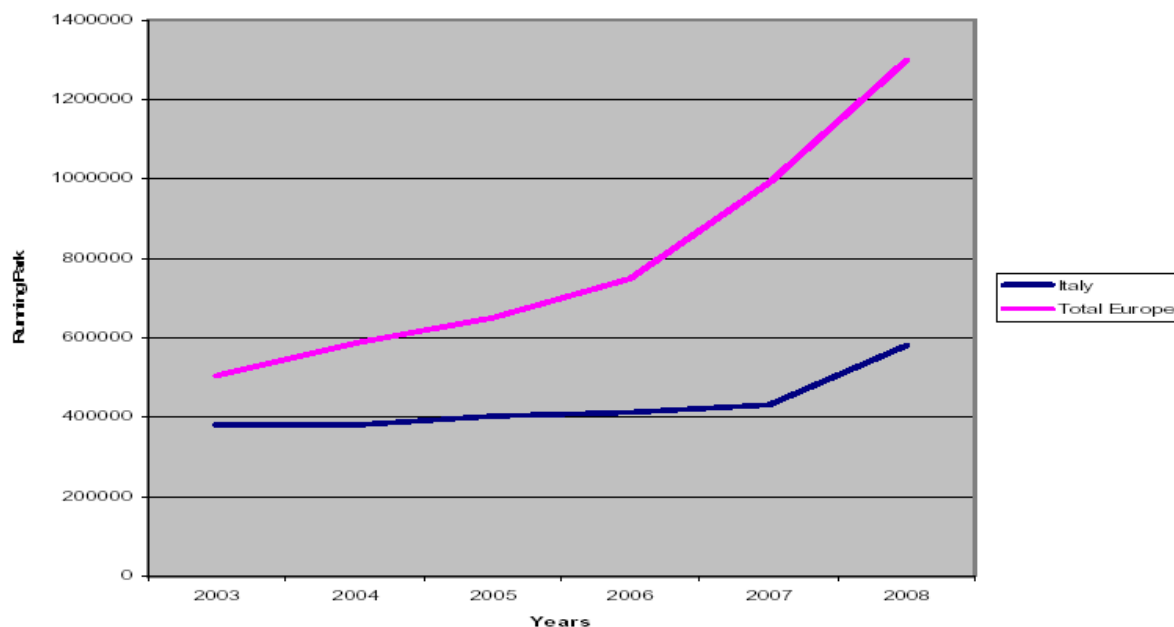


**Figura 7 - Andamento del mercato dei NGV in Europa (Statistiche NGVA)- I dati dal 1995 al 2002 si basano su stime della International Association of NGV (IANGV).**

L’**Italia** è il paese Europeo con più veicoli a metano, oltre 580.000 a metà del 2009 (*Figura 8*). Per la maggior parte si tratta di auto private e furgoni, vi sono però circa 1.200 camion, principalmente utilizzati per la raccolta dei rifiuti urbani, e circa 2.300 autobus urbani. Tale primato è stato raggiunto in circa 30 anni ed è il risultato della politica industriale della FIAT e dei benefici

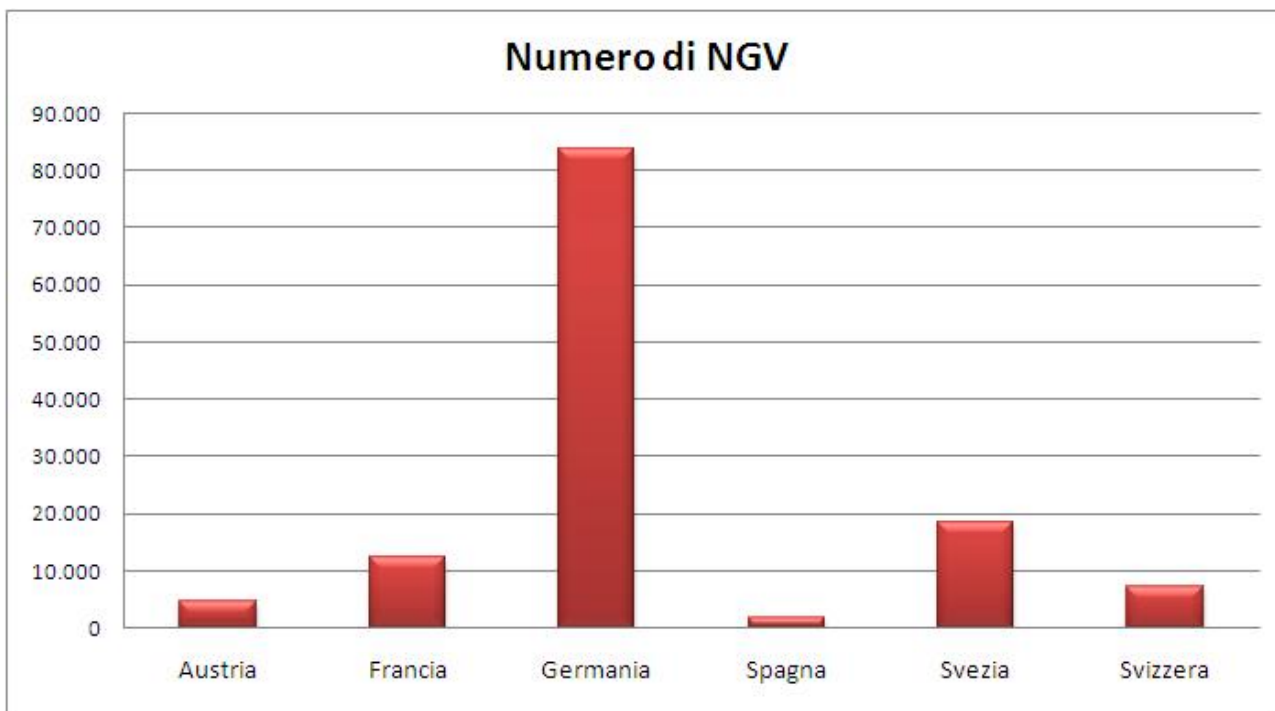


economici rispetto all'uso della benzina (- 60%) e al gasolio (-33%); le stazioni di rifornimento a metano sono 630, quasi tutte localizzate nel nord del paese.

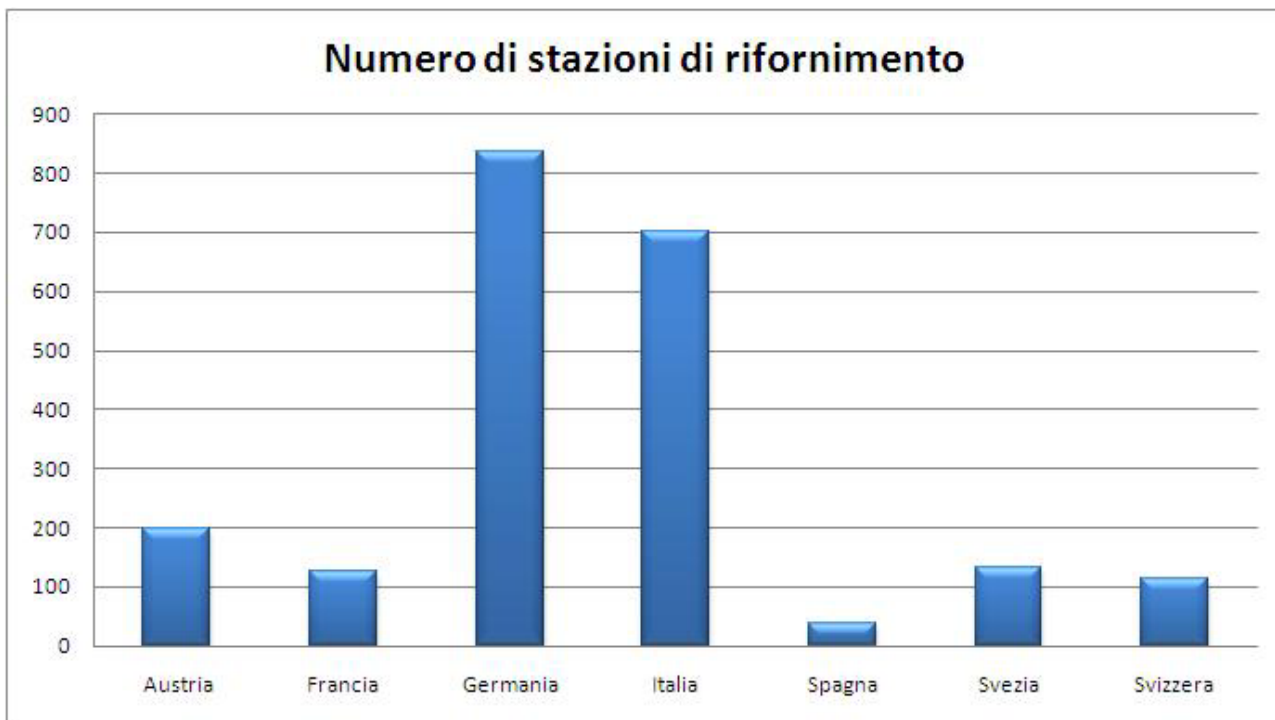


**Figura 8- Confronto dell'andamento del numero di NGV in Italia e Europa**

La **Germania** (Figura 8, Figura 9) è il secondo paese in Europa con circa 85.000 veicoli a metano nel 2009, di cui circa 450 camion e 1300 autobus urbani; tale numero è stato raggiunto in pochi anni grazie all'impulso alla produzione di biogas e biometano dato dalla normativa sull'incentivo alle energie rinnovabili del Governo Tedesco; sono presenti poco meno di 800 stazioni di rifornimento. In **Svezia** c'è una flotta di veicoli a metano che conta circa 15.700 auto, 850 autobus e 400 camion; la caratteristica importante della Svezia è che circa il 58% del metano usato per autotrazione è biometano risultante dall'upgrading del biogas. Tale risultato è dovuto all'importante supporto agli impianti di biogas e all'uso del biometano per autotrazione del Governo Svedese (ad esempio, riduzione delle tasse del 40% per le auto aziendali a metano, parcheggio libero in molte città per le auto a metano.....). La Svezia attualmente è pioniera nella produzione di biometano per autotrazione e sta lavorando anche alla liquefazione del gas naturale/biometano, per semplificare il trasporto di tale combustibile nelle aree non servite da rete di trasporto via tubo.



**Figura 9 - Numero di veicoli a gas naturale in alcuni paesi europei (escluso l'Italia)**



**Figura 10- Numero di stazioni di rifornimento di GNC in alcuni paesi europei**

Attualmente più di 50 ditte nel mondo offrono una varietà di 250 modelli di veicoli a gas. I veicoli a gas hanno dei vantaggi rispetto a quelli dotati di motori diesel o benzina: l'emissione di anidride carbonica viene ridotta del 95% e, a seconda di come viene prodotta l'elettricità necessaria per la purificazione e la compressione del gas, la riduzione può raggiungere anche il 99%; le emissioni di

particelle e fuliggine sono drasticamente ridotte, se comparate con i moderni motori diesel con filtri antiparticolato e diminuiscono anche le emissioni di NO<sub>x</sub> e di idrocarburi diversi dal metano.

Le auto di media dimensione possono essere convertite all'utilizzo di solo metano e in alcuni casi, con motori a doppia alimentazione (dual fuel, gas-diesel). Questi sono dotati del sistema di iniezione originale diesel e il gas viene iniettato tramite l'immissione di piccole quantità di gasolio. Il motore a doppia alimentazione normalmente richiede meno tecnologia nel suo sviluppo e necessita della stessa manutenzione di un veicolo diesel, però i valori delle emissioni non sono così buoni come per i veicoli alimentati solo a gas (Tabella 23).

**Tabella 23** - Emissioni e rendimenti dei motori moderni delle utilitarie pesanti che utilizzano il diesel o il gas o con doppia alimentazione. (Fonte: Christian Bach, EMPA Svizzera) CO= monossido di carbonio, ETC= ciclo transiente europeo, HC= idrocarburi, NMHC= idrocarburi diversi dal metano)

Tipo di motore	CO	HC	NMHC G/kWh	NOx	Particolato	Rendimento %
<b>ETC Euro III</b>	5,45	1,50	0,70	5,00	0,16	39,7
<b>ETC Euro IV</b>	4,00	1,10	0,55	3,50	0,03	39,2
<b>ETC Euro V</b>	4,00	1,10	0,55	2,00	0,03	38,1
<b>EEV Euro V</b>	3,00	0,66	0,40	2,00	0,02	-
<b>Euro II Gas con iniezione diesel</b>	3,00	5,20	0,80	7,50	0,004	38,7
<b>Gas <math>\lambda=1</math> con catalizzatore a 3 vie</b>	2,30	0,03	0,01	0,40	0,004	32,5
<b>Gas povero con catalizzatore</b>	0,04	0,42	0,02	1,70	0,004	30,0

In merito alla riduzione della CO<sub>2</sub>, i motori a gas puro con catalizzatori (o marmitte catalitiche) mostrano dei valori di emissione migliori che per i moderni motori diesel (Euro IV o V) in accordo con il Ciclo Transiente Europeo (ETC) e gli standard del Veicolo Ecologico Migliorato all'EMPA, Svizzera. (vedi tabella precedente). I motori a gas con il rapporto aria-carburante uguale a 1 ( $\lambda=1$ ) mostrano un modello migliore di emissione in confronto a quelli a combustione povera. Comunque entrambi sono migliori dei motori a doppia alimentazione anche se hanno dei rendimenti ridotti. Il banco di prova è confermato da test reali svolti a Braunschweig.

Le emissioni molto ridotte rispetto al gasolio sono un vantaggio particolare quando si tratta di veicoli da trasporto pesante. L'IVECO ha messo sul mercato il Daily turbo GNC che ha le medesime caratteristiche di performance del motore diesel, ma i cui valori di emissioni si posizionano al di sotto delle severe norme di emissioni fissate per i veicoli EEV (Enhanced Environmental Vehicle), valori inferiori alle attuali norme Euro 5 (Figura 11, Figura 12).

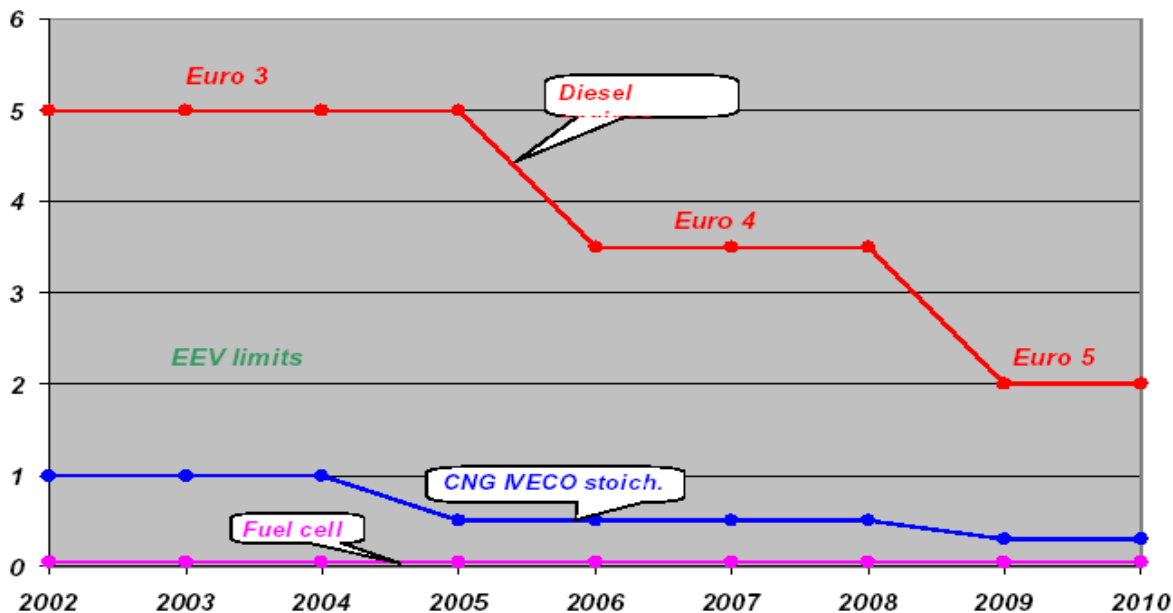


Figura 11– Confronto delle emissioni di NOx: Diesel vs GNC e Fuel cell

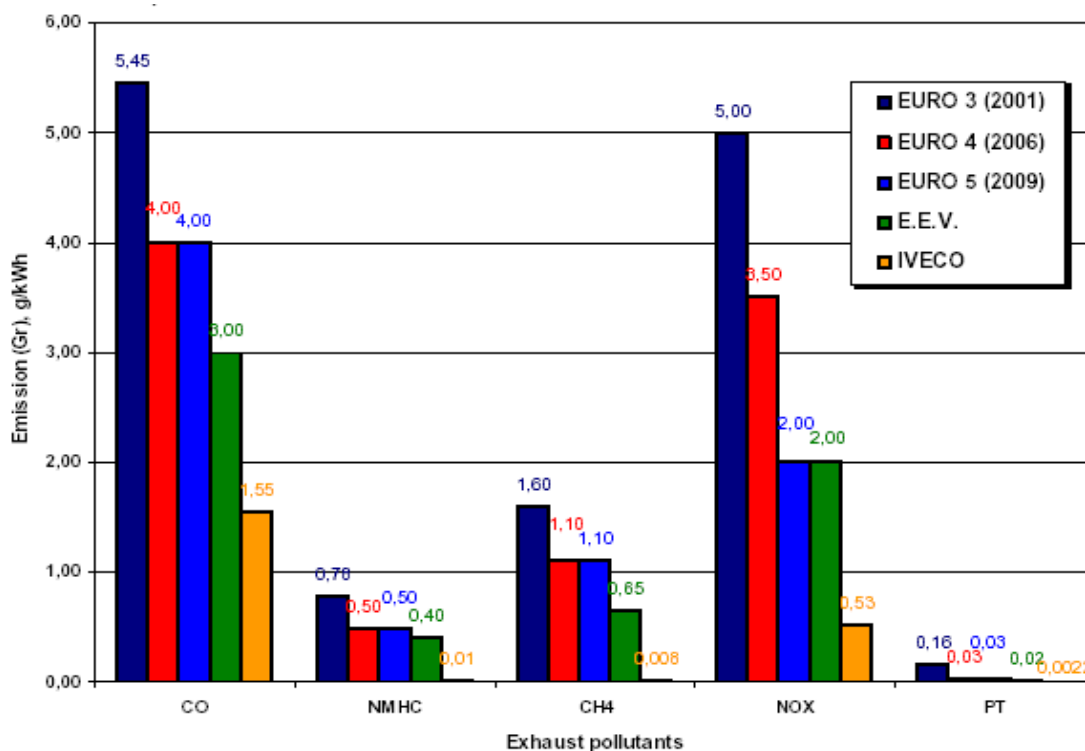


Figura 12-Emissioni dal motore IVECO CURSOR 8 a GNC vs limiti Europei presenti e futuri

Nella scheda sottostante sono riassunti i vantaggi e gli svantaggi dell'uso del biometano per autotrazione.

<b>Biometano per autotrazione</b>	
<b>Vantaggi</b>	<b>Svantaggi</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le stazioni già esistenti di fornitura del gas naturale possono essere utilizzate per il biometano</li> <li>• L'uso di sottoprodotti e materiale di scarto nella produzione del biometano ha un impatto positivo (le riduce) sulle emissioni dei gas ad effetto serra</li> <li>• I rendimenti energetici sono relativamente alti</li> <li>• Produzione per ettaro più alta rispetto ai biocarburanti liquidi.</li> <li>• Possibilità dell'immissione nella rete del gas naturale dopo la purificazione</li> <li>• Sempre più veicoli a gas vengono messi in vendita con confort ed autonomia migliori</li> <li>• Buone proprietà di combustione (es: le emissioni degli ossidi di azoto e degli idrocarburi possono ridursi dell'80% rispetto alla benzina e al gasolio)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costi di pulizia e di purificazione del biogas</li> <li>• Quadro legislativo da definire (es. incentivi per il biometano)</li> <li>• Alti costi di conversione dei veicoli esistenti a carburanti liquidi</li> <li>• Il numero di veicoli a gas in Europa è ancora relativamente basso, quindi l'incidenza sulla riduzione dei gas serra è ancora contenuta</li> <li>• I carburanti gassosi hanno una bassa densità volumetrica se comparati a quelli liquidi e quindi garantiscono autonomie di viaggio limitate</li> <li>• Difficoltà nello stoccaggio del gas</li> </ul>

### 7.1 Sistemi di compressione e utilizzazione del biometano

I sistemi di compressione per il biometano raffinato prodotto nell'impianto di biogas differiscono in base alle finalità a cui è destinato il biometano stesso:

- **compressione per autotrazione:** la compressione per uso in autotrazione deve permettere all'utente di utilizzare il biometano prodotto dall'impianto di upgrading, in forma continuativa e con portata costante, nel rifornimento dei mezzi nel minor tempo possibile/disponibile. La sincronizzazione fra produzione e utenza può essere migliorata installando a valle del sistema di compressione uno stoccaggio polmone in pressione che viene riempito nei momenti in cui il mezzo non è allacciato all'erogatore e consente di ridurre i tempi successivi di carico. A fronte di questo vantaggio i costi energetici di compressione risultano essere superiori di circa il 20-30%.
- **compressione per immissione in rete:** la compressione per immissione in rete è la soluzione più semplice e fattibile nel caso di produzione di biometano con upgrading del biogas prodotto da un impianto di digestione anaerobica. La rete del metano, infatti, ha il vantaggio di avere al contempo sia le caratteristiche di un grande stoccaggio che di avere una utenza distribuita in tutto l'arco della giornata, seppure con le variazioni connesse alle attività produttive. Il sincronismo con la produzione, quindi, è molto più semplificato e il

dimensionamento del compressore può essere fatto semplicemente sul flusso produttivo dell'impianto di upgrading del biogas prodotto.

Di seguito vengono illustrate due configurazioni tipo per autotrazione e immissione in rete con una potenzialità operativa di 300 Nm<sup>3</sup>/h, relativo ad un impianto di produzione di biogas con potenza elettrica equivalente da 1 MW.

### 7.1.1 Compressione per autotrazione

Di seguito viene illustrato un sistema di rifornimento tipo per automezzi a metano connesso ad un impianto di upgrading. Il sistema, in dettaglio, fa riferimento ai seguenti parametri di progetto:

- tipologia biometano: già depurato secondo le specifiche di rete dei gasdotti in Italia;
- pressione ingresso al compressore (uscita dall'impianto di raffinazione): 0,5 - 1,0 bar;
- pressione di mandata e stoccaggio: max 250 bar;
- portata di biometano: 300 Nm<sup>3</sup>/h.
- pressione di carico automezzi: 220 bar.

Il dispositivo che eroga una portata di 300 Nm<sup>3</sup>/h richiede un compressore alternativo a quattro stadi di compressione con motore elettrico principale da 110 kWe di potenza installata. Nel caso di un dispositivo che eroga una portata di 600 Nm<sup>3</sup>/h occorrono due macchine uguali a quelle descritte nel caso precedente in parallelo.

La portata erogata dal dispositivo di compressione del primo caso (300 Nm<sup>3</sup>/h) sarebbe sufficiente per un rifornimento giornaliero di circa 35 compattatori per la raccolta di rifiuti urbani<sup>9</sup>, nell'ipotesi teorica di effettuare rifornimenti in via continuativa per 24 ore al giorno. Il numero dei compattatori si raddoppia con 600 Nm<sup>3</sup>/h. In tal caso l'installazione richiede la versione con cabinato in sicurezza di 1° grado, secondo il D.M. 24 maggio 2002 – autotrazione.

Nel caso in cui i tempi di rifornimento non fossero continuativi ma concentrati in turni, l'impianto di rifornimento necessiterebbe di uno stoccaggio di gas in pressione di capacità tale da consentire il rispetto dei tempi stessi. La gestione di un impianto di questo tipo può essere effettuata con diverse modalità. La più comune prevede che, data la fornitura continuativa e costante dall'impianto di upgrading, il compressore sia dimensionato secondo la portata di questo, connesso allo stoccaggio per tutto il tempo intercorrente fra due turni consecutivi e connesso direttamente ai serbatoi degli automezzi durante il turno di rifornimento. Il carico sarebbe effettuato sfruttando in un primo tempo la capacità di stoccaggio e quindi completato utilizzando la portata del compressore connesso all'impianto di upgrading. Lo stoccaggio del gas metano viene tipicamente effettuato a 250 bar. Nella *Figura 13* viene illustrato l'andamento della pressione all'interno del serbatoio di stoccaggio durante un turno di rifornimento e i relativi tempi di rifornimento degli automezzi<sup>10</sup>. Il volume di stoccaggio deve essere tanto maggiore quanto minore è il tempo di rifornimento disponibile. Nella *Figura 14* viene illustrato il calcolo del volume di stoccaggio a 250 bar necessario al variare della durata del tempo di rifornimento<sup>11</sup>. Il sistema di stoccaggio, inoltre, permette di effettuare il rifornimento di alcune autovetture senza la necessità dell'immediata messa in marcia del

<sup>9</sup> Si considera una percorrenza medi di 80 km/giorno per compattatore e un consumo medio di 2 km<sup>3</sup>/Nm<sup>3</sup> di metano

<sup>10</sup> L'esempio fa riferimento ai seguenti parametri progettuali: produzione biometano 300 Nm<sup>3</sup>/h; numero di compattatori da rifornire: 36; consumo di metano dei compattatori: 200 Nm<sup>3</sup>/giorno; volume di stoccaggio a 250 bar: 1.150 Nm<sup>3</sup>; pressione di carico dei compattatori: 220 bar; turni di rifornimento: 2; numero di erogatori: 2; durata turno di rifornimento: 5 h.

<sup>11</sup> Calcolo fatto sulla base delle condizioni illustrate nella nota 2.

compressore, limitando così il numero degli avviamenti con conseguente risparmio energetico e salvaguardia delle apparecchiature.

La potenza elettrica installata per una unità di compressione da 300 Nm<sup>3</sup>/h è di circa 120 kW (100 kW per il compressore e 20 kW per accessori), mentre il consumo energetico per la compressione del gas metano nello stoccaggio a 250 bar è mediamente pari a 0,4 kWh<sub>e</sub>/Nm<sup>3</sup>, che deve essere incrementato di circa il 20-30% nel caso in cui la gestione preveda l'inserimento dello stoccaggio per la produzione fra due turni di rifornimento consecutivi. Ciò è dovuto alla ri-compressione del gas residuo nello stoccaggio dopo il rifornimento.

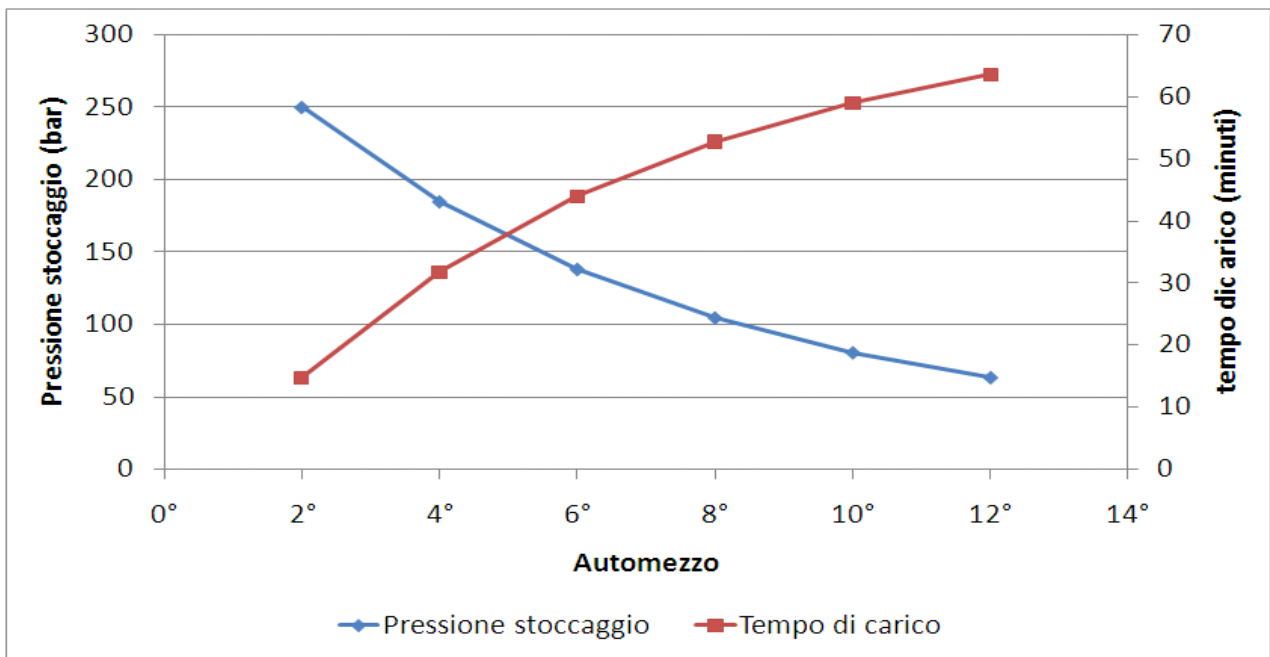
Dalla *Figura 15* alla *Figura 19* vengono riportati lo schema tipo di un impianto di rifornimento con compressore, stoccaggio ed erogatore. I distributori di gas naturale compresso, omologati dal Ministero dell'Interno e dotati di approvazione metrica in Italia, misurano l'effettiva massa di gas (kg) erogata nel veicolo indipendentemente dai valori di pressione, temperatura e densità.

Nel contesto del rispetto delle norme di sicurezza le apparecchiature devono essere marcate CE nel suo insieme e, quindi, soddisfare i requisiti essenziali di tutte le direttive comunitarie applicabili ad essa (*Tabella 24*). Oltre alle succitate direttive comunitarie, le apparecchiature per stazioni di rifornimento per autotrazione destinate al mercato italiano devono essere costruite in ottemperanza ai riferimenti legislativi riportati in *Tabella 25*.

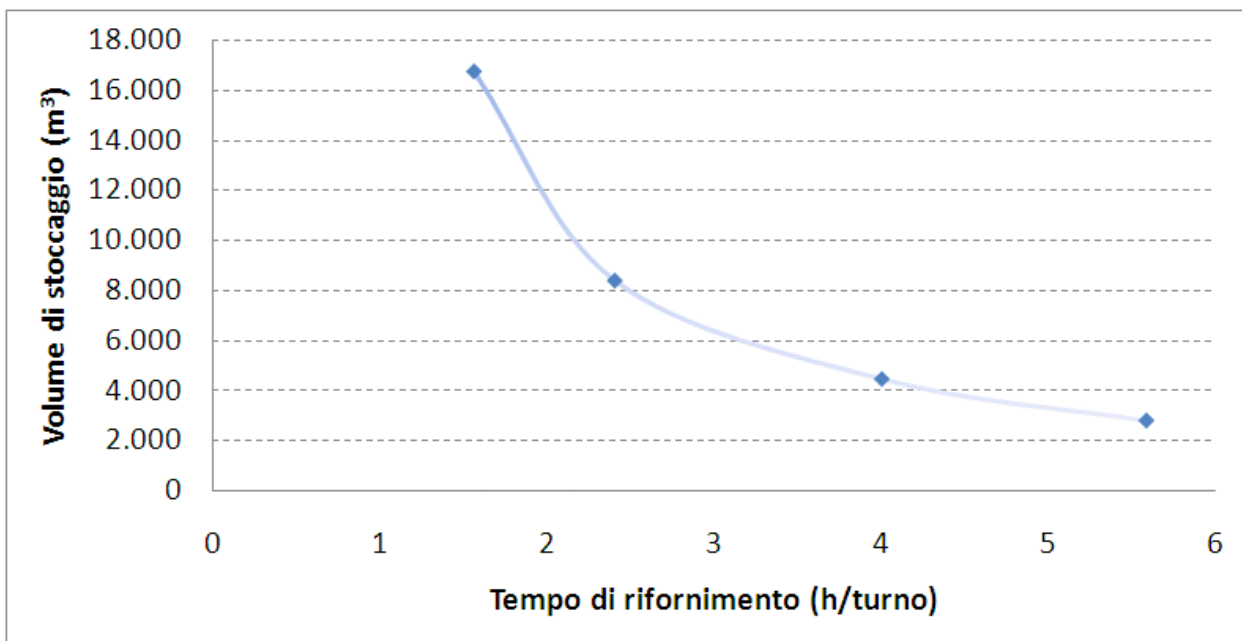
Sotto il profilo economico, il costo di un sistema di compressione da 300 Nm<sup>3</sup>/h, comprensivo di erogatore e stoccaggio da 300 Nm<sup>3</sup>, è di circa 200.000 €. A tale investimento deve essere aggiunto il costo dello stoccaggio per consentire l'erogazione del gas prodotto dall'impianto di upgrading nelle ore disponibili per il rifornimento. Nella *Figura 20* viene illustrato un esempio di correlazione fra investimento complessivo e ore disponibili per il rifornimento<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> Calcolo fatto sulla base delle condizioni illustrate nella nota 2



**Figura 13 - Relazione fra pressione di stoccaggio e tempo di carico durante il turno di carico in base alla progressione di automezzi caricati**



**Figura 14 - Correlazione fra volume di stoccaggio necessario e durata del tempo di rifornimento**



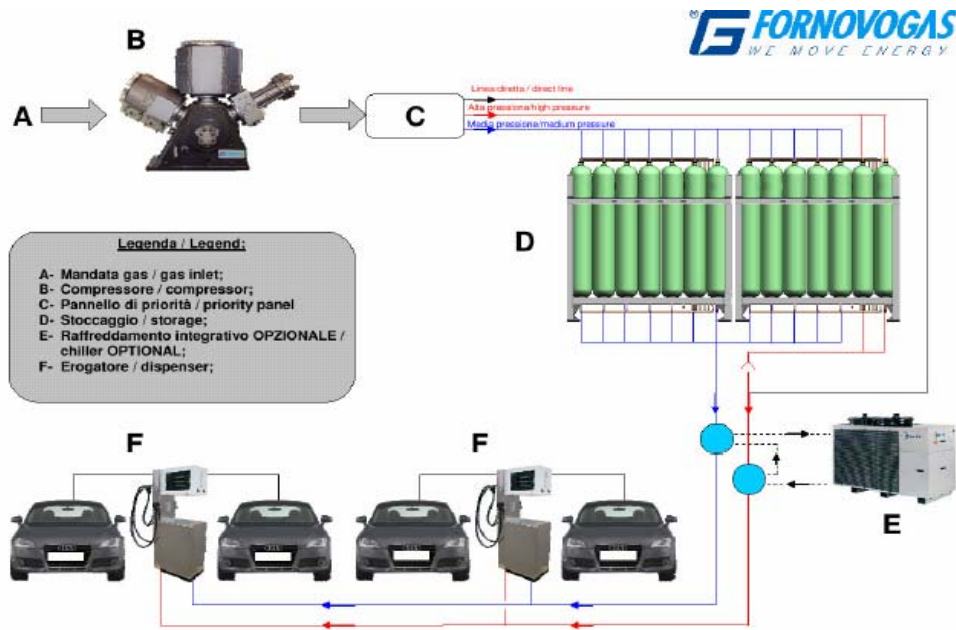
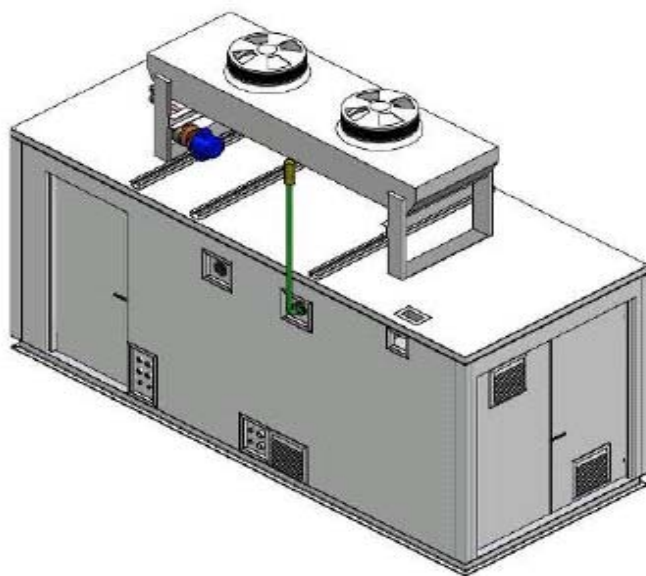


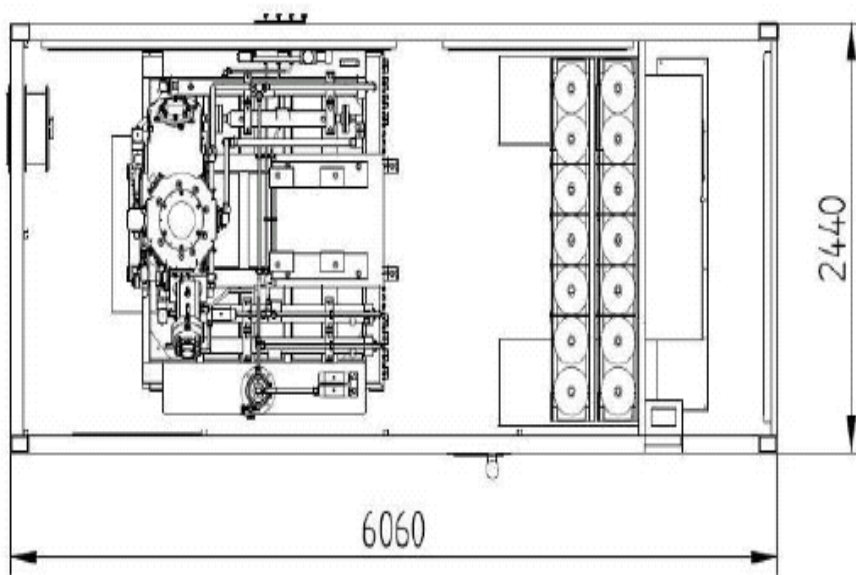
Figura 15 - Layout di un impianto tipo di distributore per gas metano



Figura 16 - Dettaglio del compressore (GasVector DA300, FornovoGas)



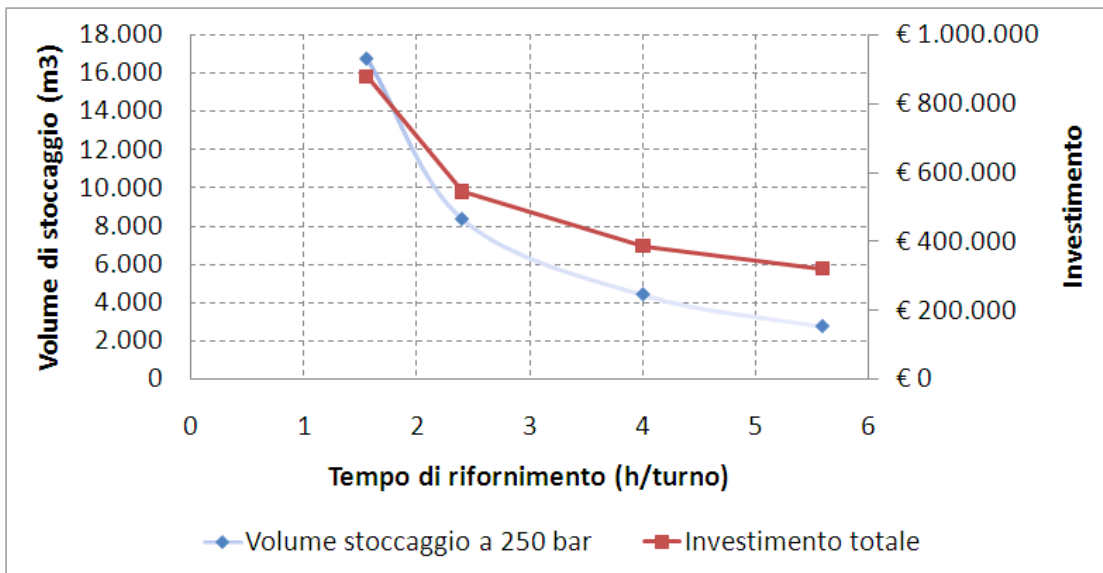
**Figura 17 - Vista del cabinato completo**



**Figura 18 - Layout interno del cabinato comprendente un modulo di stoccaggio a 250 bar**



**Figura 19 - Erogatore per gas metano**



**Figura 20 - Rapporto fra volume di stoccaggio e investimento totale per la realizzazione di una stazione di rifornimento biometano**

**Tabella 24 - Principali direttive comunitarie relative alla sicurezza impiantistica nel caso di distribuzione per autotrazione**

<b>Direttiva</b>	<b>Campo di applicazione</b>
97/23/CE (PED)	Attrezzature a pressione
94/9/CE (ATEX)	Apparecchiature (elettriche e non elettriche) destinate ad operare in ambienti potenzialmente esplosivi
98/37/CE (MSD)	Direttiva Macchine
04/108 /CE (EMC)	Compatibilità elettromagnetica

**Tabella 25 - Riferimenti legislativi nazionali per la costruzione di stazioni di rifornimento**

<b>RIFERIMENTO LEGISLATIVO</b>	<b>CAMPO DI APPLICAZIONE</b>
D.M. 24/05/02 – D.M. 28/06/02	Norme di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione
D.M. 16/04/08	Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8.
D.M. 17/04/08	Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8.
Legge 01/03/68, n. 186	Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici.
D.M. 22/01/08, n. 37	Regolamento recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

### 7.1.2 Compressione per immissione in rete

Nel caso della compressione del biometano prodotto da un impianto di upgrading alla rete di distribuzione, l'impiantistica viene notevolmente semplificata in quanto non è necessario installare uno stoccaggio significativo. Normalmente la regolazione della portata avviene a mezzo inverter (regolazione della velocità di rotazione della macchina e della pressione in ingresso), tenendo conto che la portata del compressore non dovrà superare la produttività dell'impianto di upgrading del biogas e la pressione di mandata non potrà mai superare la pressione max di rete consentita (5 bar per metanodotto di 4° specie, *Tabella 26*).

Di seguito viene illustrato un sistema di compressione per immissione in rete connesso ad un impianto di upgrading. Il sistema, in dettaglio, fa riferimento ai seguenti parametri di progetto:

- tipologia biometano: già depurato secondo le specifiche di rete dei gasdotti in Italia;
- pressione ingresso al compressore (uscita dall'impianto di raffinazione): 0,5 - 1,0 bar;
- pressione di mandata e stoccaggio: max 5 bar;
- portata di biometano: 300 Nm<sup>3</sup>/h.

La configurazione tipo prevede che sullo skid compressore siano previsti due recipienti: uno in aspirazione ed uno sulla mandata con capacità di circa 200 litri/cad, per favorire lo smorzamento delle pressioni e garantire maggiore stabilità di esercizio.

Il dispositivo che eroga una portata di 300 Nm<sup>3</sup>/h richiede un compressore alternativo a due stadi di compressione con motore elettrico principale da 55 kWe di potenza installata (75 kWe nel caso di 600 Nm<sup>3</sup>/h). Il consumo energetico per la compressione del gas metano nella rete a 5 bar è mediamente pari a 0,2 kWh<sub>e</sub>/Nm<sup>3</sup>, i consumi scendono a 0,14 kWh<sub>e</sub>/Nm<sup>3</sup> considerando un impianto da 600 Nm<sup>3</sup>/h.

Le norme di sicurezza delle apparecchiature sono le stesse previste per l'utilizzo per autotrazione.

Sotto il profilo economico, il costo di un sistema di compressione da 300 m<sup>3</sup>/h, comprensivo di allacciamento alla rete, da 300 Nm<sup>3</sup>/h è di circa 245.000 €, mentre non è significativamente diverso (250.000€) nel caso di un impianto da 600 Nm<sup>3</sup>/h. A tale investimento deve essere aggiunto il costo dell'unità di misura della qualità del gas prodotto, la cui valutazione dipende dalle specifiche richieste dall'acquirente.

**Tabella 26: Classificazione delle reti di metano**

TIPO pressioni (gas naturale e gas manifatturato)	Classificazioni e Descrizione pressioni d'esercizio delle condotte gas
<b>ALTA PRESSIONE</b> > 5 bar	1a Specie – pressione massima d'esercizio superiore a 24 bar
	2a Specie – pressione massima d'esercizio superiore a 12 bar ed inferiori od uguali a 24 bar
	3a Specie – pressione massima d'esercizio superiore a 5 bar ed inferiori od uguali a 12 bar
<b>MEDIA PRESSIONE</b> $> 0,04 \leq 5$ bar	4a Specie – pressione massima d'esercizio superiore a 1,5 bar ed inferiori od uguali a 5 bar
	5a Specie – pressione massima d'esercizio superiore a 0,5 bar ed inferiori od uguali a 1,5 bar
	6a Specie – pressione massima d'esercizio superiori a 0,04 bar ed inferiore od uguali a 0,5 bar per gas con densità relativa $\leq 0,08$ (gas naturale e gas manifatturato)
<b>BASSA PRESSIONE</b> $\leq 0,04$ bar	7a Specie – pressione massima d'esercizio inferiori od uguali a 0,04 bar (40 mbar) per gas con densità relativa $\leq 0,08$ (gas naturale e gas manifatturato)

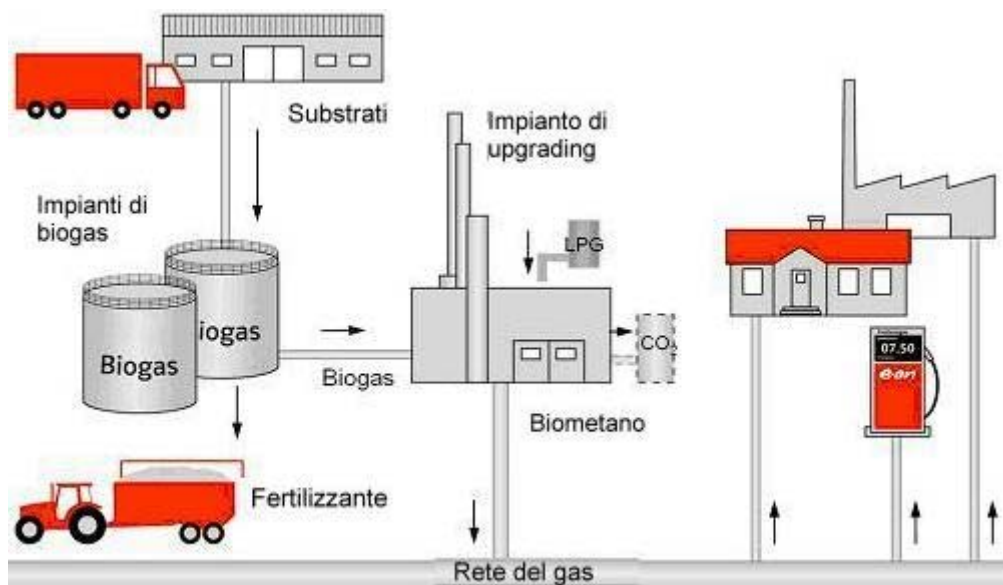
## 8 IMMISSIONE DEL BIOMETANO NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE

Il biometano può essere immesso e distribuito nella rete del gas naturale poiché è del tutto simile al gas naturale stesso. Il principale vantaggio dell'immissione in rete è la possibile distribuzione nelle aree ad alta densità di popolazione e il raggiungimento della maggior parte dei potenziali utilizzatori finali. Inoltre, l'utilizzo del biometano garantisce una maggiore autosufficienza energetica dei paesi Europei riducendo l'importazione da paesi extraeuropei.

Paesi quali la Svezia, la Svizzera, la Germania e la Francia hanno delle norme che regolano l'immissione del biometano nella rete del gas naturale, che hanno come scopo quello di evitare la presenza di contaminanti (zolfo, ossigeno, particolato) nella rete e nel loro utilizzo finale. Questi requisiti si raggiungono con un opportuno trattamento di purificazione. Solo il biogas prodotto nelle discariche in alcuni casi può difficilmente essere purificato a causa dell'alto contenuto di azoto.

In *Figura 21* viene sintetizzato e schematizzato la linea di purificazione del biogas a biometano e l'immissione di quest'ultimo nella rete del gas naturale.

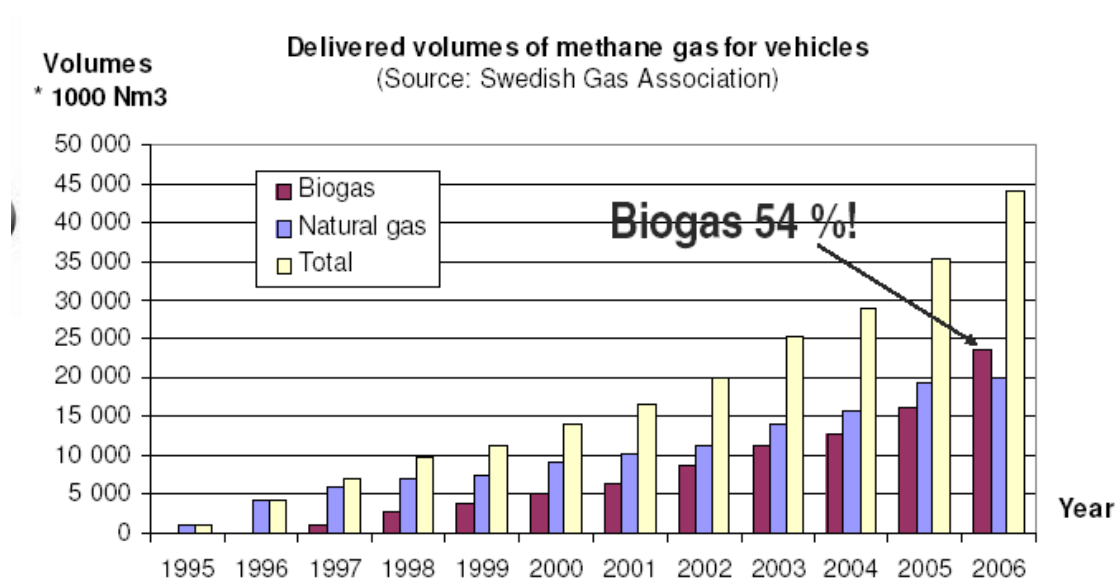
**Figura 21** - Purificazione del biogas ed immissione nella rete del gas (fonte: Bioerdgas)



In Europa, la Svezia e la Germania sono i paesi leader nella tecnica dell'upgrading del biogas a biometano e nel suo utilizzo come biocarburante.

In Svezia sono in funzione 31 impianti di upgrading del biogas, di cui 21 a lavaggio con acqua, 7 con tecnica PSA, 2 con lavaggio con ammine e 1 con tecnica Selexol; sono operative 93 stazioni di rifornimento per autoveicoli e 20 per camion ed autobus; oltre il 50% del metano utilizzato per autotrazione è biometano (*Figura 22*, fonte Associazione Gas Svedese).

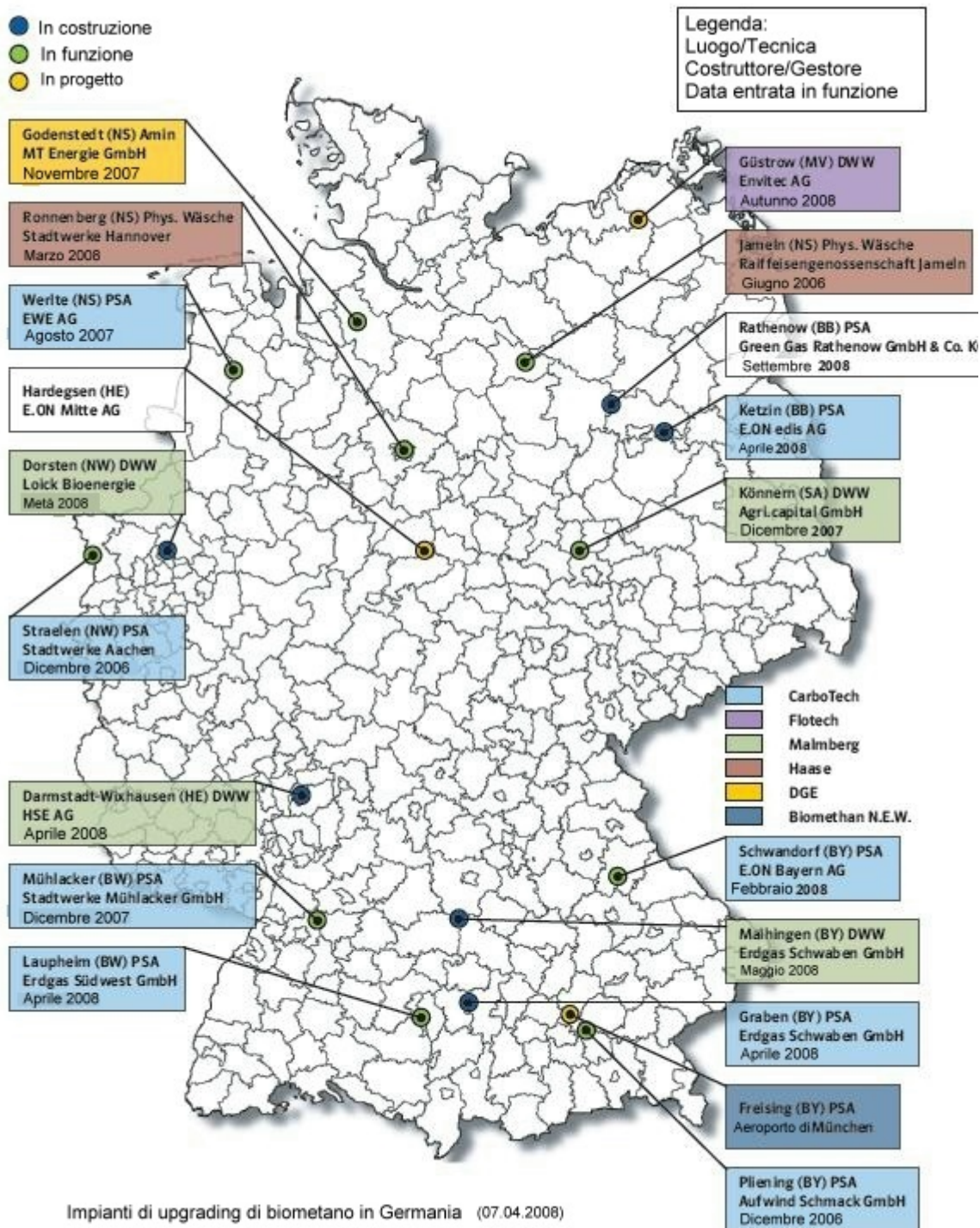
**Figura 22 - Sviluppo dell'utilizzo del metano (gas naturale+ biometano) in Svezia.**



In *Figura 23* è riportata la localizzazione degli impianti di upgrading del biogas a biometano in funzione (10), in costruzione (6) e in progetto (3) in Germania.



Figura 23 - Gli impianti di upgrading del biogas a biometano in Germania.



## 8.1 Le Tecnologie per la Purificazione (upgrading) del Biogas

Il biogas viene purificato principalmente per i seguenti motivi:

- soddisfare i requisiti necessari all'impianto che utilizza il gas;
- aumentare il potere calorifico del gas;
- standardizzare la qualità del gas.

I requisiti di qualità del biogas dipendono dal suo utilizzo, come è riportato nella seguente tabella:

APPLICAZIONE	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O
Caldaia	<1000 ppm	no	No
Fornelli a gas	Si	No	No
Cogeneratori	<1000 ppm	No	No condensa
Autotrazione	Si	Si	Si
Rete del gas naturale	si	si	si

Per utilizzare il biogas in cogenerazione è sufficiente rimuovere, oltre all'acqua, l'idrogeno solforato, gli idrocarburi alogenati e i siloxani; alcune ditte che realizzano i cogeneratori indicano quali devono essere i limiti massimi di tali contaminanti nel biogas. Per l'utilizzo in autotrazione invece è necessario, oltre ai contaminanti di cui sopra, rimuovere anche l'anidride carbonica. Attualmente ci sono molte tecnologie che permettono la purificazione e la pulizia del biogas.

### 8.1.1 Rimozione dell'anidride carbonica

Per l'utilizzo come carburante per autotrazione, è necessario che il biogas sia arricchito in metano riducendo la quantità di CO<sub>2</sub>. In questo modo aumenta il valore energetico del gas e di conseguenza maggiore è la distanza che può percorrere un veicolo con un determinato volume di gas. Durante la rimozione della CO<sub>2</sub> dal gas vengono trattenute anche piccole quantità di metano; è importante ridurre al minimo queste perdite sia per un aspetto economico che ambientale, poiché il metano è un gas ad effetto serra 21 volte più potente della CO<sub>2</sub>.

Ci sono diverse tecnologie per la riduzione della CO<sub>2</sub>. Le più comuni sono i processi di adsorbimento e assorbimento. Altre tecniche utilizzate sono la separazione criogenica e con membrane.

**Tabella 27 – Informazioni generali relative ai processi di adsorbimento e assorbimento**

Principio	Nome	Tipo di rigenerazione	Pre-trattamento	Pressione di esercizio (bar)
Adsorbimento	Pressure swing adsorption (PSA)	Sotto vuoto	Rimozione H <sub>2</sub> O e H <sub>2</sub> S	4-7
Assorbimento (assorbimento)	Lavaggio ad acqua	Nessuno/strippaggio con aria	Nessuno	7-10
	Lavaggio con polietilenglicole	Striappaggio con aria	Rimozione H <sub>2</sub> O e H <sub>2</sub> S	7-10
	Lavaggio con ammine	Riscaldamento	Rimozione H <sub>2</sub> S	Atmosferica

### Absorbimento

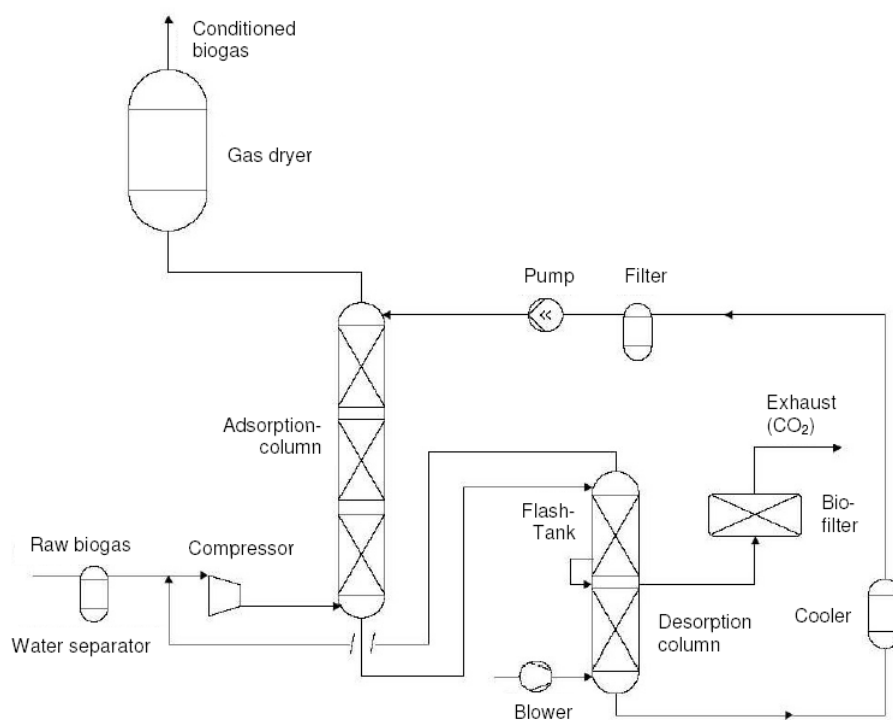
In questo processo vengono sfruttate le differenti forze di legame delle molecole polari della CO<sub>2</sub> e dell' H<sub>2</sub>S e di quelle apolari del metano per separare i composti.

### Lavaggio con acqua (Water scrubbing)

Il processo di assorbimento è di tipo fisico. Il biogas viene compresso e convogliato nel fondo di una colonna di riempimento dove incontra un flusso in contro corrente di acqua caricata dalla sommità della colonna. La CO<sub>2</sub> e l' H<sub>2</sub>S sono più solubili del metano in acqua e quindi il biogas che raggiunge la cima della colonna sarà ricco di metano e saturo d'acqua. Per ridurre il vapor d'acqua il biogas successivamente viene deumidificato mentre la CO<sub>2</sub> viene convogliata ad un serbatoio dove la pressione viene ridotta e la maggior parte della CO<sub>2</sub> rilasciata. A volte il processo viene intensificato con lo stripping con aria o operando sottovuoto.

L'acqua residua nella colonna viene rigenerata tramite depressurizzazione o tramite stripping con aria in un'altra colonna e ricircolata in quella di assorbimento. Lo stripping con aria non è consigliato quando è presente un'alta concentrazione di H<sub>2</sub>S, perché l'acqua viene facilmente contaminata da zolfo elementare che può causare problemi operativi, come incrostazioni e intasamenti delle tubature.

**Figura 24 - Schema di un impianto di lavaggio ad acqua con ricircolo**



*Lavaggio con solventi organici*

Per l'assorbimento della CO<sub>2</sub> viene anche utilizzato un solvente organico, il polietilenglicole. Il processo segue la stessa procedura di quello con lavaggio in acqua. La principale differenza è che l'anidride carbonica e l'idrogeno solforato sono molto più solubili nei solventi organici che in acqua e quindi si può realizzare un impianto di purificazione più piccolo per la stessa capacità di gas. Inoltre in questo processo anche l'acqua e gli idrocarburi alogenati, presenti nel gas da scaricare, vengono separati. Poiché è necessaria molta energia per rigenerare il solvente organico dall'idrogeno solforato è consigliabile separarlo prima del processo di assorbimento.

Altri solventi organici che vengono utilizzati sono le ammine alifatiche come le monoetanoloammina (MEA) e il dietanolammina (DEA). Il biogas deumidificato e desolfurato sale attraverso una torre dove sono stati sistemati dei corpi di riempimento con forma geometrica atta a presentare un'elevata superficie per unità di volume. Controcorrente – dall'alto verso il basso – scorre una soluzione amminica acquosa che, per mezzo di un sistema di distribuzione situato all'estremità superiore della torre, viene spruzzata uniformemente sulla sezione della colonna e sul letto di corpi di riempimento. I corpi di riempimento presentano la maggior superficie di contatto per un intensivo interscambio fra lo stato gassoso e lo stato liquido, nel quale il biossido di carbonio, per via delle sue caratteristiche chimiche specifiche, viene assorbito dalla soluzione di lavaggio amminico uscendo dallo stadio gassoso. L'assorbimento chimico del gas, al confronto con il processo di assorbimento fisico, nel quale la forza motrice è rappresentata da un'alta pressione parziale del componente gassoso da separare rispetto all'assorbente, possiede il vantaggio specifico che la capacità di assorbimento (capacità di carico) del gas da separare da parte della soluzione di lavaggio è molto più elevata e per ciò si deve far circolare solo una piccola quantità di soluzione di lavaggio (bassi costi energetici, apparati più piccoli, ecc.). La conduzione del processo in assenza di pressione risparmia inoltre una compressione ad alto consumo energetico e permette una tecnologia impiantistica a basso costo ed un funzionamento non sottoposto a forte usura, da cui risultano notevoli vantaggi economici.

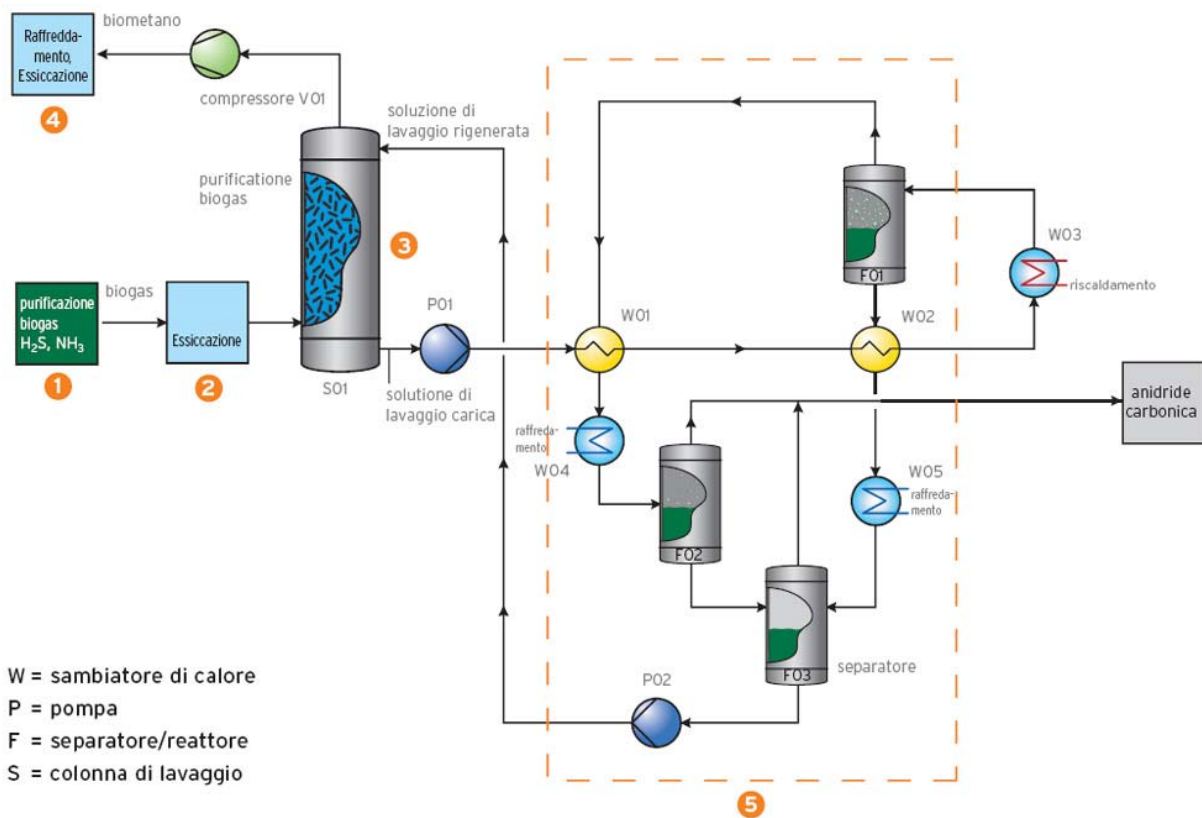
Al contrario della CO<sub>2</sub> le molecole di metano, per il loro carattere apolare, non si sciolgono nel liquido di lavaggio e abbandonano la torre come gas, biometano, senza rilevanti riduzioni. L'alta capacità di separazione dell'assorbimento chimico (processo di lavaggio amminico) con perdite di metano trascurabili nello scarico dei gas (biossido di carbonio) e una massima purezza del gas prodotto (biometano) – garantisce un'ottima resa di metano ed evita costi aggiuntivi per un ulteriore trattamento del gas prodotto e dei gas di scarico.

Alla base della colonna viene raccolta la soluzione amminica esausta e pompata, con l'aiuto di una pompa centrifuga, al processo di rigenerazione, per il recupero della capacità di assorbimento di CO<sub>2</sub>. La temperatura di esercizio del lavaggio amminico è di circa 40 °C. Dato che il liquido di lavaggio è dato da una soluzione amminica acquosa, il gas prodotto si satura di vapore acqueo durante la salita nella torre secondo la temperatura di regime. L'umidità assoluta del gas raggiunge ca. 51 g/m<sup>3</sup> in stato di saturazione ad una temperatura del gas di 40 °C. Prima della consegna del gas prodotto ad un impianto di alimentazione di biometano, la parte acquosa deve essere separata e ricondotta al processo di lavaggio, in modo da non alterare la composizione del liquido di lavaggio.

Nella tabella che segue vengono riportati i vantaggi e gli svantaggi dei vari solventi utilizzabili.

Soluzione	Vantaggi	Svantaggi
Monoetanolamina (MEA)	Molto efficiente, bassi costi di acquisto	Attrezzature molto costose, tossicità, necessità di protezione per prevenire schiume e fenomeni corrosivi
Dietanolamina (DEA)	Molto efficiente, non è corrosivo e non si formano schiume	Attrezzature e soluzioni molto costose
Idroxiamminaetilestere	Bassi costi operativi e delle attrezzature	Necessità di protezione dai fenomeni corrosivi
Carbonato di potassio	Molto efficiente, bassi costi	Attrezzature molto costose, necessità di protezione per prevenire schiume e fenomeni corrosivi

**Figura 25** – Diagramma funzionale della tecnologia di purificazione di biogas con lavaggio amminico (Fonte -MT- BioMethane)



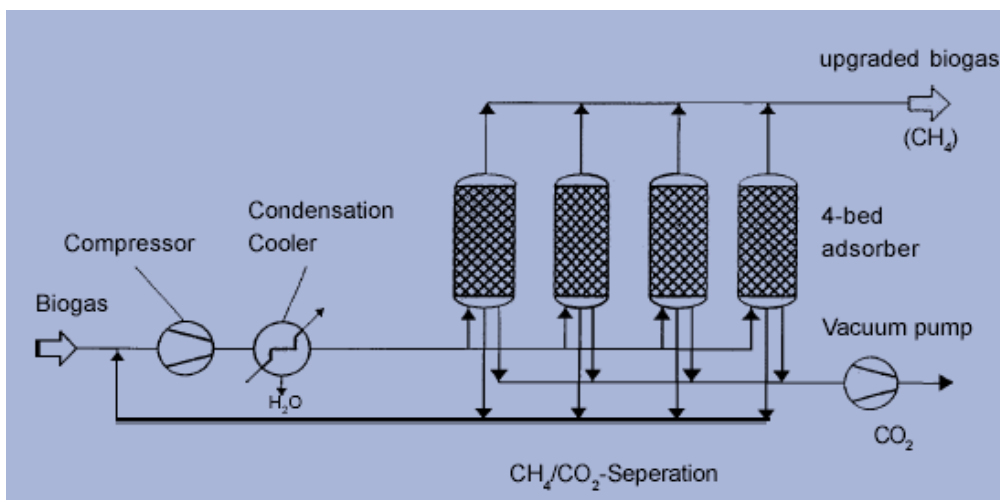
### Pressure Swing Adsorption (PSA) o filtri molecolari a carboni

Si tratta di un processo di arricchimento a secco che fa uso di diversi livelli di adsorbimento del metano e della CO<sub>2</sub> all'aumentare della pressione sul filtro molecolare a base di carbone attivo. L'anidride carbonica si lega più velocemente e fortemente del metano al filtro molecolare; questa tipologia di impianti sono detti PSA (Pressure Swing Adsorption).

Gli impianti PSA di solito sono formati da quattro unità di adsorbimento. Il biogas sottoposto ad alte pressioni viene flussato attraverso una prima unità. La CO<sub>2</sub> (così come piccole quantità di CH<sub>4</sub>) viene assorbita fino alla saturazione dei carboni molecolari. Successivamente il flusso di biogas viene diretto in un'altra unità in modo da permettere la rigenerazione dei carboni della precedente colonna. La pressione viene ridotta e la CO<sub>2</sub> adsorbita estratta. Un'ulteriore riduzione della pressione determina il desorbimento della minima quantità di CH<sub>4</sub> rimanente. In questo modo questo flusso di gas viene recuperato con il gas grezzo (il biogas non trattato). Per completare la rigenerazione viene applicato del vuoto per creare della pressione negativa.

Le pressioni applicate durante la fase di adsorbimento sono comprese tra 6 e 10 bar, a seconda del tipo di impianto. Tuttavia ci sono anche impianti che utilizzano pressioni superiori. Oltre alla CO<sub>2</sub>, vengono adsorbiti anche l'ossigeno e l'azoto e separati dal metano. L'umidità e l'H<sub>2</sub>S devono essere rimossi dal biogas prima del suo ingresso nei dispositivi di adsorbimento poiché l'H<sub>2</sub>S si lega permanentemente ai filtri molecolari.

**Figura 26 – Schema di un impianto PSA**



Utilizzando la tecnologia del PSA si possono raggiungere i seguenti parametri:

- Da biogas con contenuto di CH<sub>4</sub> pari al 60%, si ottiene a fine processo un gas con un contenuto di CH<sub>4</sub> superiore al 96%
- Da biogas con contenuto di CO<sub>2</sub> pari al 39%, si ottiene a fine processo un gas con un contenuto di CO<sub>2</sub> pari a 1,9%
- Da biogas con contenuto di H<sub>2</sub>S pari a 300 mg/Nm<sup>3</sup>, si ottiene a fine processo un gas con contenuto di H<sub>2</sub>S inferiore a 5mg/Nm<sup>3</sup>
- Punto di rugiada a pressione ambientale di -65 °C
- Punto di condensazione di -8°C e una pressione di 40 bar

*Circa un quarto degli impianti di upgrading costruiti in Europa utilizza questa tecnologia.*

### *Separazione con membrana*

Esistono diversi processi di separazione con le membrane. Ci sono sistemi per la separazione in fase gassosa che avviene su entrambi i lati della membrana (membrane a secco) o di assorbimento gas-liquido, ovvero un liquido assorbe la CO<sub>2</sub> diffusa attraverso la membrana. Il liquido può essere un'ammina e, in tal caso, il sistema ha una maggiore selettività; la separazione, in questo caso, avviene a basse pressioni, in genere a pressione atmosferica.

La membrana a secco lavora sia ad alte pressioni, maggiori di 20 bar, sia basse tra 8-10 bar. Il sistema funziona basandosi sulle diverse dimensioni che hanno le molecole e quindi la diversa permeabilità attraverso la membrana. Altri importanti fattori da considerare sono le differenti pressioni che si creano tra i due lati delle membrane e la temperatura del gas. La CO<sub>2</sub> e l'H<sub>2</sub>S passano attraverso la membrana mentre il metano no. Una quota di metano può passare attraverso la membrana, in particolare se la concentrazione di metano nel biogas di partenza è molto elevata. Alte concentrazioni di metano nel gas purificato possono essere raggiunte con più membrane poste in serie. Questo comporta però maggiori perdite di metano nel flusso gassoso che permea le membrane stesse. Se questo flusso viene utilizzato per esempio in un cogeneratore o in una caldaia in miscela con il biogas grezzo, è possibile utilizzare il metano perso nel processo e allo stesso tempo ridurre i costi di investimento e di consumo di energia per il processo di purificazione. Il biogas viene compresso e deumidificato prima di essere alimentato alla membrana.

### *Separazione criogenica*

Il metano ha un punto di ebollizione pari a -160 °C a pressione atmosferica, mentre per la CO<sub>2</sub> è pari a -78 °C. Questo significa che la CO<sub>2</sub> può essere separata dal biogas sottoforma di un liquido, raffreddando il biogas ad elevate pressioni. Il metano può essere separato in fase liquida o gassosa, a seconda del sistema realizzato. Quando anche il metano viene condensato, l'azoto che ha un punto di ebollizione inferiore, viene separato e ciò risulta vantaggioso in particolare quando si opera con biogas da discarica di rifiuti urbani. La CO<sub>2</sub> separata quindi viene pulita e può essere venduta come gas tecnico. Nel processo criogenico, per evitare il congelamento e altri problemi, l'acqua e l'H<sub>2</sub>S devono essere prima separate. Il principio di questo processo si basa sulla compressione e successivo raffreddamento del biogas tramite scambiatori di calore seguiti da una fase di espansione, per esempio in una turbina. Dopo la rimozione della CO<sub>2</sub> come liquido, il gas viene raffreddato ulteriormente per condensare anche il metano. *Fino ad oggi questo metodo è stato testato in Europa solo in impianti pilota.*

### *Arricchimento del metano in-situ*

Le tecniche convenzionali, sopra descritte, utilizzate per la separazione della CO<sub>2</sub> dal biogas richiedono molte attrezzature di processo e gli impianti sono di solito di grosse dimensioni in modo da raggiungere sufficiente economicità. *L'arricchimento del metano in situ è una nuova tecnologia in fase di sviluppo in impianti pilota*, che prevede una buona economicità anche per impianti piccoli. Il digestato dal reattore anaerobico viene alimentato ad una colonna dove incontra un flusso contro corrente di aria. La CO<sub>2</sub> dissolta nel digestato viene deassorbita. Successivamente il digestato ritorna nel digestore; a questo punto più CO<sub>2</sub> si può disciogliere nel digestato, aumentando il contenuto di CH<sub>4</sub> nel biogas

Il risultato dei test di laboratorio effettuati in Svezia indica che tecnicamente è possibile realizzare un sistema che aumenta il metano nel biogas fino al 95% e riduce le perdite al di sotto del 2%.



### 8.1.2 Rimozione dell'idrogeno solforato o acido solfidrico

L'idrogeno solforato viene prodotto durante il processo di digestione delle proteine e di altri composti contenenti zolfo. Poiché questa molecola è molto corrosiva si raccomanda di separarla prima del processo di purificazione del biogas a biometano. Può essere rimossa direttamente nel reattore di digestione, nel flusso di biogas in uscita dal digestore o durante il processo di upgrading a biometano. I metodi più comuni per la rimozione sono condotti all'interno dei reattori anaerobici, aggiungendo una dose di cloruro ferroso o aria /ossigeno.

#### *Desolforazione biologica*

Alcuni microorganismi riducono il livello di zolfo nel biogas convertendolo in zolfo elementare e solfato. I microorganismi che ossidano lo zolfo appartengono soprattutto alla famiglia dei Thiobacillus. Sono comunemente presenti nella biomassa in digestione e non devono quindi essere inoculati. Inoltre la maggior parte sono autotrofi ed usano l'anidride carbonica del biogas come fonte di carbonio. Per la desolforazione biologica è necessario aggiungere ossigeno al biogas in quantità stechiometriche e a seconda della concentrazione di idrogeno solforato presente. Di solito i livelli sono tra il 2 e il 6 % in volume di aria nel biogas. L'applicazione più semplice è quella di aggiungere aria o ossigeno direttamente nel digestore. In questo modo il livello di idrogeno solforato si riduce fino al 95% e a concentrazioni inferiori a 50 ppm. Ci sono diversi fattori che influenzano la percentuale di riduzione quali la temperatura, la geometria del reattore, la quantità di aria aggiunta e il tempo di ritenzione. Quando viene aggiunta l'aria al biogas devono essere prese delle misure di sicurezza per evitare immissioni eccessive di aria, ad esempio, per il malfunzionamento di una pompa; il metano infatti è esplosivo quando presente tra il 5 e il 15 % in volume nell'aria.

La desolforazione biologica può avvenire anche in un biofiltro separato, con corpi di riempimento in genere di materiale plastico, ai quali si attaccano i microorganismi desolforanti. Nel biofiltro, un flusso di biogas incontra un flusso controcorrente di un liquido, composto da condensato del biogas e dalla frazione liquida separata del digestato o da una soluzione di sali minerali. Prima che il biogas confluisca nel biofiltro, viene aggiunta il 5-10% di aria. In questi impianti il livello di H<sub>2</sub>S può ridursi da 3000-5000 ppm sino a 50-100 ppm. Contemporaneamente viene ridotta anche la concentrazione di ammoniaca.

#### *Aggiunta di Cloruro Ferroso (FeCl<sub>2</sub>)*

Il livello di idrogeno solforato si può ridurre nel digestore anche tramite l'aggiunta di cloruro ferroso (FeCl<sub>2</sub>). Il ferro (Fe<sup>+2</sup>) reagisce con lo ione zolfo (S<sup>-2</sup>) e forma il solfuro ferroso (FeS). Il livello di H<sub>2</sub>S si può ridurre fino a 100-150 ppm a seconda della quantità di cloruro ferroso aggiunto.

#### *Carboni attivi impregnati*

I carboni attivi vengono utilizzati per convertire cataliticamente l'idrogeno solforato in zolfo elementare ed acqua. Come nella desolforazione biologica, viene aggiunto dell'ossigeno al processo. Il carbone è impregnato di ioduro di potassio (KI) o di acido solforico per incrementare la velocità di reazione. Il carbone contenente zolfo può essere rigenerato o sostituito con carbone nuovo quando si satura. Questo è il metodo più comune usato prima della purificazione con il processo PSI.



### *Ossido o idrossido di ferro*

L'idrogeno solforato reagisce con l'ossido o l'idrossido di ferro per formare il solfuro ferroso (FeS). Quando il materiale si satura può essere sia rigenerato che sostituito. Nella rigenerazione, il solfuro ferroso viene ossidato con l'aria e l'ossido di ferro o l'idrossido viene recuperato insieme allo zolfo elementare. L'ossido di ferro si può recuperare da trucioli di ferro arrugginiti e dai pellet di fanghi rossi, che sono dei residui della lavorazione dell'alluminio.

### *Lavaggio con idrossido di sodio*

Una soluzione di idrossido di sodio (NaOH) può essere usata per la desolforazione reagendo con l'idrogeno solforato per formare solfuro di sodio. Entrambi sono sali insolubili e quindi non possono essere rigenerati.

### **8.1.3 Rimozione dei gas presenti in traccia**

Nel biogas sono presenti tracce di gas che possono danneggiare il sistema di distribuzione del gas o le macchine che utilizzano il gas: i danni sono dovuti alla corrosione, ai depositi o all'usura delle parti meccaniche. I contaminanti possono dare origine anche a prodotti indesiderati nei gas esausti di combustione, come gli SO<sub>x</sub>, HCl, HF, diossine o furani. L'acqua, il particolato e, se presenti i siloxani e gli idrocarburi alogenati, sono composti che devono essere rimossi sia per motivi tecnici sia per la riduzione dei costi di manutenzione.

#### *Rimozione degli idrocarburi alogenati*

Gli idrocarburi alogenati, in particolare i composti del cloro e del fluoro si trovano soprattutto nel gas proveniente dalle discariche. I composti possono causare corrosioni nei motori dei cogeneratori e possono essere rimossi con la stessa metodologia usata per la rimozione della CO<sub>2</sub>.

#### *Rimozione dei siloxani*

I composti organici siliconici sono presenti occasionalmente nel biogas da discarica e da fanghi di depurazione e vengono separati dal biogas tramite l'utilizzo dei carboni attivi. Questo metodo è molto efficiente ma anche costoso perché il carbone esaurito non può essere rigenerato e deve essere sostituito, con conseguenti costi di smaltimento. Un altro metodo per la rimozione di questi composti è l'adsorbimento in una miscela liquida di idrocarburi. Il livello di siloxani nel biogas può essere ridotto anche attraverso il raffreddamento del gas e con la separazione dell'acqua condensata. Ci sono esempi di sistemi di raffreddamento del gas a -25 °C con un rendimento di purificazione del 26%. Il gas può essere raffreddato ulteriormente a -70°C provocando il congelamento dei siloxani ed un rendimento di purificazione del 99%. Il raffreddamento del gas può essere anche combinato con un sistema a carboni attivi, consentendo agli stessi un tempo di vita maggiore.

#### *Rimozione dell'ossigeno e dell'azoto*

La presenza di ossigeno e/o di azoto nel biogas indica l'ingresso di aria nel sistema. Questo è comune nel biogas da discarica, che viene raccolto tramite tubazioni permeabili poste in leggera depressione. Bassi livelli di ossigeno non sono un problema, ma alti livelli possono creare rischi di esplosione. In alcuni processi di purificazione come il PSA e le membrane, il contenuto di ossigeno e di azoto viene in parte ridotto.

### *Rimozione dell'acqua*

Il biogas in uscita dal digestore è saturo di vapore acqueo; prima dell'uso deve essere deumidificato. La refrigerazione è il metodo più comune utilizzato per deumidificare il biogas. Il gas viene raffreddato con uno scambiatore di calore e successivamente viene raccolta l'acqua di condensa. Per raggiungere alti punti di rugiada, il gas viene compresso prima del suo raffreddamento. L'adsorbimento dell'acqua sulla superficie di un agente deumidificante è un metodo comune per raggiungere punti di rugiada molto bassi, necessari per l'utilizzo in autotrazione (ad esempio -40 °C o inferiore se si lavora ad almeno 4 bar). Il deumidificante può essere un gel di silice o ossido di alluminio. Per garantire le operazioni in continuo, il sistema di solito è costituito da due reattori, in modo che quando uno sta deumidificando l'altro è in fase di rigenerazione. Il gas umido viene fatto passare attraverso i reattori, riempiti con l'agente deumidificante. La deumidificazione può essere effettuata ad alte pressioni o a pressione atmosferica; ciò influenza il metodo di rigenerazione: nel primo caso un piccolo flusso di gas deumidificato compresso viene depressurizzato ed utilizzato per la rigenerazione, nel caso della deumidificazione a pressione atmosferica, viene utilizzata aria e una pompa da vuoto per la rigenerazione. Lo svantaggio di quest'ultimo metodo è la possibilità di riscontrare ossigeno nel biogas. Un altro metodo di deumidificazione consiste nell'assorbimento dell'acqua con glicole o sali igroscopici. È necessaria una integrazione di nuovi sali per sostituire quelli saturi o disciolti. Il mezzo deumidificante può essere rigenerato essiccandolo ad alte temperature.

## **8.2 Situazione di mercato per l'impiantistica per l'upgrading del biogas**

Di seguito vengono riportate le ditte che, nell'ambito dei sistemi di trattamento del biogas, dispongono già di tecnologie presenti sul mercato e di esperienza in uno o più impianti realizzati.

### **8.2.1 CarboTech Engineering GmbH**

Attualmente la CarboTech Engineering GmbH di Essen, una consociata della Schmack Biogas AG, è una delle aziende leader in Germania per il trattamento del biogas con il procedimento PSA. Cinque degli impianti di biogas attualmente operativi in Germania sono stati realizzati da CarboTech. Nel dicembre del 2007, dopo un periodo di costruzione di 6 mesi, è stato attivato l'impianto di biogas di Mühlacker, con una produzione di biogas equivalente a circa 5 MW di potenza totale nominale (*Figura 27*). Ad ora è l'impianto con tecnologia PSA di maggiori dimensioni, con una capacità di trattamento di 2.000 Nm<sup>3</sup>/h di biogas, ed è stato realizzato in cooperazione con la Schmack Biogas AG, con la E.ON Bioerdgas GmbH e con la E.ON Bayern AG.



**Figura 27** - Impianto PSA a Mühlacker [CarboTech (2008)]

All'interno di moduli standardizzati posti in container è possibile trattare quantità di biogas grezzo tra i 100 e i 1.000 Nm<sup>3</sup>/h portandolo ad un livello di qualità pari a quello del gas naturale, conforme alle direttive del DVGW<sup>13</sup>. Per volumi maggiori è possibile combinare più moduli per impianto. Come impianto standard la Carbotech punta sulla struttura composta da 6 unità di assorbimento. Per ottenere la massima purezza del gas prodotto si possono utilizzare fino a nove unità di assorbimento. La Carbotech fornisce anche la stazione di connessione per l'immissione del biometano prodotto nella rete del gas naturale.

Prima di essere immesso nell'impianto PSA il biogas viene compresso a circa 3-6 bar e viene sottoposto a processo di desolfurazione. Utilizzando il calore di compressione e con l'aggiunta di ossigeno in due reattori adsorbenti a letto fisso posti in successione e con carbone attivo impregnato della ditta CarboTech Aktivkohlen GmbH<sup>14</sup>, l'H<sub>2</sub>S si trasforma in zolfo elementare.

Per catturare la CO<sub>2</sub> il biogas depurato viene immesso negli adsorbenti PSA. Per la rigenerazione del filtro molecolare a carbone attivo e per la riduzione delle perdite di metano viene condotta una riduzione di pressione a tre stadi, prima che il gas di scarico venga rilasciato in atmosfera a seguito di una combustione catalitica a bassa temperatura. La combustione del gas povero di metano avviene tramite il sistema brevettato ZETECH4© senza utilizzare aggiunte di gas naturale. Il calore del gas di scarico può essere recuperato. Con la tecnologia della Carbotech le concentrazioni di metano che si possono ottenere nel biometano prodotto sono tra il 96 e il 98%, con una resa garantita di recupero del metano del biogas del 98%. Sono ottenibili livelli più alti di purezza, a fronte però di una maggiore perdita di metano.

Con l'incorporazione della ditta Köhler&Ziegler Anlagentechnik<sup>15</sup>GmbH nel gruppo Schmack, la Carbotech ha acquisito il trattamento di depurazione con lavaggio MEA (monoetanolamina). Per ottimizzare il processo nella sede centrale del gruppo a Schwandorf è stato costruito un impianto pilota per il trattamento di 170 Nm<sup>3</sup>/h di biogas (Figura 28). Tale procedimento non è ancora disponibile sul mercato.

<sup>13</sup> DVGW: Associazione tedesca dei settori gas e acqua

<sup>14</sup> GmbH: S.r.l.

<sup>15</sup> (Anlagentechnik: impiantistica).



**Figura 28** - Impianto pilota MEA a Schwandorf (Schmack Biogas AG)

### 8.2.2 *QuestAir Technologies Inc.*

La ditta canadese QuestAir Technologies Inc. offre un procedimento PSA alternativo per il trattamento del biogas; la distribuzione in Europa avviene tramite l'impresa svizzera Verdesis Suisse AG. Invece della tecnologia con elettrovalvole per la commutazione tra i singoli cicli del processo e i singoli adsorbenti qui viene utilizzato un sistema rotante a valvole. In questo modo è possibile una commutazione continua tra i singoli cicli di produzione e di rigenerazione e si riesce a ridurre l'intervallo di tempo a circa un minuto. Secondo i produttori un impianto di questo tipo può essere costruito riducendone le dimensioni fino a 10 volte, rispetto ai tradizionali impianti PSA con la stessa capacità di trattamento.

Grazie alla struttura compatta e ai brevi intervalli di tempo, secondo il produttore è possibile gestire in maniera economica anche il funzionamento di impianti a biogas più piccoli.

Il modello base del tipo QuestAir™ M-3100 /M-3200 (*Figura 29*) con le sue 9 unità di assorbimento può produrre 150 Nm<sup>3</sup>/h di biometano e può essere combinato in maniera modulare per impianti con una resa di produzione di gas fino a 4.000 Nm<sup>3</sup>/h.



**Figura 29** – Impianto PSA, modello M-3200 [Verdesis (2008)]

Attualmente QuestAir sta mettendo a punto un modulo di impianto più grande, insieme a Exxon-Mobil Research and Engineering, per flussi in volume fino a 10.000 Nm<sup>3</sup>/h.

Nel Cantone San Gallo, in Svizzera, nel novembre del 2007 è stato attivato il primo impianto di upgrading di biogas, ed altri tre impianti sono in fase di costruzione.

La QuestAir afferma di avere installato negli ultimi sei anni più di 50 impianti PSA in tutto il mondo, prevalentemente per la produzione di idrogeno per fuel cells.

L'impianto PSA può funzionare variando la pressione di esercizio, l'azionamento delle valvole rotanti e la regolazione del flusso di volume avvengono tramite un convertitore di frequenza. Il produttore sostiene che il setaccio molecolare al carbonio impiegato e brevettato da QuestAir non deve essere sostituito, se utilizzato seguendo le istruzioni del costruttore. Per aumentare la resa di metano durante la fase di desorbimento una parte del gas viene ri-immessa nel flusso di biogas grezzo tramite una soffiante.

I gas di scarico del PSA contengono ancora una percentuale di metano a seconda del livello di purezza del prodotto che si desidera ottenere. Secondo le affermazioni del produttore si possono ottenere qualità di biometano con un contenuto di metano fino al 98% .

La QuestAir Technologies consente, su richiesta, di lavorare con perdite maggiori di metano, del 6-10%. Ciò permette di ottenere una migliore qualità del biometano prodotto e un recupero di calore per la copertura dei fabbisogni termici del digestore, tramite combustione del gas di scarico in bruciatori FLOX.

### 8.2.3 Malmberg Water AB

La ditta Malmberg Water AB con sede a Ystad, Svezia, ha un'esperienza pluriennale nell'impiantistica di upgrading mediante lavaggio con acqua e dal 2007 è rappresentata anche in Germania con una filiale (Malmberg Bioerdgastech GmbH, Bad Dürrenberg). Malmberg è una delle tre ditte in tutto il mondo che offrono lavaggi ad acqua pressurizzata per il trattamento dei biogas. Sono disponibili varie misure standard di moduli tra i 300 e i 1.500 Nm<sup>3</sup>/h di biogas grezzo.

Secondo le affermazioni della stessa impresa, la Malmberg Water AB ha già realizzato più di 20 impianti di trattamento di biogas in Europa, la maggior parte dei quali è già attiva da tempo in Svezia, per il trattamento di biogas da fanghi di depurazione (*Figura 30*). Finora l'impianto di maggiori dimensioni è stato realizzato a Stoccolma, in Svezia, e ha una capacità di 800 + 600 Nm<sup>3</sup>/h (ampliamento nel 2006).



**Figura 30** – Impianto di lavaggio ad acqua pressurizzata a Stoccolma [Malmberg (2008)]

Nel dicembre del 2007 è stato attivato in Germania un impianto di lavaggio ad acqua pressurizzata con una capacità di 1.250 Nm<sup>3</sup>/h, a Könnern, nella Alta Sassonia. Un produttore tedesco di impianti di biogas, quest'anno ha firmato un contratto quadro con Malmberg per la fornitura di impianti di upgrading basati sul lavaggio ad acqua pressurizzata, fino a 25 impianti nei prossimi due anni.

Malmberg offre due tipi di impianto che sono denominati COMPACT® e SKID®.

L'impianto COMPACT per il lavaggio ad acqua pressurizzata è un impianto prefabbricato che viene montato in container standard ed è suddiviso in tre comparti in cui sono contenuti gli assorbitori, i generatori, le pompe e il quadro elettrico. L'impianto SKID® viene montato su un'intelaiatura d'acciaio e viene offerto per l'installazione all'interno di edifici. Alcuni produttori di impianti di biogas, ad es. ÖKOBIT GmbH di Föhren, offrono la tecnologia della Malmberg anche come impianto chiavi in mano.

L'impianto di lavaggio ad acqua pressurizzata è composto in linea di massima da una colonna ad acido con corpo di riempimento, una colonna di sfiato per il recupero del metano e una colonna di strippaggio per la rigenerazione dell'acqua di lavaggio tramite decompressione. Il lavaggio del biogas avviene a una pressione di circa 7 bar e a temperature dell'acqua di lavaggio intorno ai 25°C.

Il biometano prodotto viene deumidificato prima dell'immissione in rete attraverso un deumidificatore ad adsorbimento, secondo quanto richiesto dalla normativa del DVGW<sup>16</sup>.

Il procedimento consente, accanto alla cattura della CO<sub>2</sub>, anche una desolfurazione del biogas fino a meno di 5 mg H<sub>2</sub>S/Nm<sup>3</sup> di biometano (secondo quanto richiesto dal regolamento del DVGW). Il sistema è scarsamente sensibile alle variazioni della qualità e della portata del gas grezzo; in particolare il contenuto di H<sub>2</sub>S, in media 500 ppm, può arrivare, per poco tempo, fino a 2.000 ppm. Concentrazioni più alte di H<sub>2</sub>S per lunghi periodi diminuiscono la durata di funzionamento dei singoli componenti dell'impianto, in particolare dei compressori, e aumentano il consumo idrico in maniera significativa. Se il biogas grezzo dovesse avere concentrazioni maggiori di H<sub>2</sub>S, si consiglia una desolfurazione, anche parziale, prima del trattamento di upgrading.

Nonostante la rigenerazione, nel ciclo di lavaggio deve essere rabboccata acqua dolce in piccole quantità. Il consumo d'acqua è determinato principalmente dalla quantità di H<sub>2</sub>S nel biogas grezzo. Il consumo d'acqua di un GR12L (capacità 1.250 Nm<sup>3</sup>/h di biogas grezzo con una concentrazione media di H<sub>2</sub>S < 500 ppm) è di circa 220 m<sup>3</sup>/anno. Per il lavaggio ad acqua pressurizzata è sufficiente la qualità dell'acqua accettata per usi industriali. In collegamento con un impianto di depurazione di acque reflue il lavaggio ad acqua pressurizzata può essere effettuato, in linea di principio, anche con l'acqua in uscita dal depuratore, in tal caso l'acqua di lavaggio satura di CO<sub>2</sub> viene immessa direttamente nel corpo idrico ricettore. Tuttavia in un tale caso si sono già verificate anomalie di funzionamento dovute alla proliferazione batterica e a incrostazioni nell'assorbitore.

Il lavaggio ad acqua pressurizzata, come altri tipi di lavaggio, è molto sensibile alle oscillazioni nella composizione di biogas e nelle richieste di capacità oraria. La portata di un modulo GR12L (capacità 1.250 Nm<sup>3</sup>/h) può variare in pochi secondi dal 50 al 100% della potenza nominale. Il contenuto di CO<sub>2</sub> nel biometano prodotto viene utilizzato come grandezza di riferimento per regolare la circolazione d'acqua.

Il calore di raffreddamento del compressore a gas e delle pompe di circolazione, può essere recuperato quasi completamente e può essere utilizzato ad un livello di temperatura di circa 45 – 50 °C. Il biometano ricavato ha una percentuale di metano maggiore del 97 % e, in caso di percentuale bassa di azoto, può superare il 98%, con una perdita di metano dell'1% garantita dal produttore. Il gas di scarico contiene, oltre al metano, anche idrogeno solforato, e deve essere trattato di conseguenza. A tale scopo Malmberg offre varie tecnologie, a seconda delle esigenze. L'idrogeno solforato può essere rimosso dalla corrente di scarico od essere ossidato insieme al metano, tramite un biofiltro o utilizzando carbone attivo. Malmberg garantisce una efficienza dell'impianto del 98%, purché sia mantenuto il valore limite relativo al contenuto di H<sub>2</sub>S, inoltre la manutenzione dell'impianto può avvenire anche durante il funzionamento a prestazioni ridotte.

<sup>16</sup> Associazione tedesca dei settori gas e acqua.

#### 8.2.4 Flotech Group

Oltre a varie soluzioni di impianto per il trattamento di olio e gas la Flotech Sweden vende anche un impianto di upgrading del biogas di sua produzione, il cui nome è Greenlane™ CSFR, si tratta di una tecnologia messa a punto negli anni 90 e già realizzata in molti impianti in tutto il mondo.

Il procedimento di depurazione si basa, come il procedimento della Malmberg, su un sistema di lavaggio a ricircolo di acqua pressurizzata, che consente di separare in maniera parallela CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> ed altre impurità. L'impianto è composto in linea di massima da una colonna ad acido con corpo di riempimento, una colonna di sfiato con recupero del metano e una colonna di strippaggio per la rigenerazione dell'acqua di lavaggio tramite compressione per introduzione di aria. La Flotech offre varie misure standard per portate di gas tra i 150 e i 2.000 Nm<sup>3</sup>/h.

La Flotech propone una tecnologia del procedimento del lavaggio ad acqua pressurizzata diversa da quella della Malmberg. La compressione del gas grezzo avviene tramite un compressore rotativo a palette multiple, a due fasi ed oliato della General Electric, che gestisce sia il flusso del biogas grezzo che quello del gas recuperato dalla colonna di sfiato.

Il compressore ha una resistenza molto maggiore alla corrosione dovuta all'H<sub>2</sub>S. Il biogas grezzo può avere un contenuto di H<sub>2</sub>S fino a 5.000 ppm, senza che siano compromesse le garanzie del produttore. Sono consentite brevi periodi di picchi fino a 10.000 mg/Nm<sup>3</sup>. Tuttavia un maggiore contenuto di H<sub>2</sub>S nel biogas grezzo comporta anche un aumento del consumo d'acqua (CSFR1000 fino a circa 4.000 m<sup>3</sup>/anno di acqua dolce) ed anche costi maggiori di trattamento del gas di scarico.

Solitamente il lavaggio del biogas avviene ad una pressione di 8 bar. In linea di massima l'alta pressione e le basse temperature dell'acqua di lavaggio hanno effetti molto positivi sull'assorbimento della CO<sub>2</sub>, per questo la Flotech offre versioni standard sia di assorbitori raffreddati in maniera attiva (7°C) che di assorbitori raffreddati in maniera passiva (20-25 °C). Una diminuzione della temperatura dell'acqua di lavaggio dai 25°C a una temperatura di circa 7 °C porta quasi ad un raddoppio della capacità di trattamento.

Nel lavaggio ad acqua pressurizzata raffreddato attivamente la portata di acqua è notevolmente inferiore a quella richiesta per il raffreddamento passivo, d'altra parte il raffreddamento causa un aumento del fabbisogno di energia elettrica di tutto l'impianto e del dispendio per la rigenerazione.

La deumidificazione del biometano prodotto si basa su un PSA con rigenerazione termica e filtro antiparticolato.

Il procedimento della Flotech consente di ottenere un contenuto di metano nel gas prodotto pari circa al 97-98%. La pressione dell'acqua viene regolata in funzione della percentuale di metano desiderata nel biometano prodotto, per limitare il consumo di energia primaria delle pompe di circolazione.

Secondo il produttore, il fabbisogno di energia elettrica corrisponde circa al 5-6 % del contenuto energetico del biometano prodotto, ed è garantita una perdita di metano inferiore al 2%.

La Flotech non offre montaggio chiavi in mano, ma si limita a mettere a disposizione il personale per il controllo e la direzione dei lavori di montaggio. Alcuni produttori di impianti a biogas, ad es. Envitec AG, offrono il sistema di lavaggio ad acqua pressurizzata della Flotech anche come impianto chiavi in mano.

L'attivazione e la formazione sono effettuate dal personale della Flotech. L'impianto della Flotech funziona in maniera totalmente automatica. Non è necessario un controllo continuo da parte del personale. L'intervallo di manutenzione per un impianto CSFR1000 è di circa 6 mesi, per svolgere i lavori di manutenzione bisogna spegnere l'impianto.



La NAWARO® Bionergie AG intende utilizzare la tecnologia Flotech nel suo parco bioenergetico a Güstrow, che è, attualmente, in fase di costruzione e immetterà nella rete del gas naturale circa 46 milioni di Nm<sup>3</sup> di biometano all'anno.

### 8.2.5 Haase Energietechnik AG

La Haase Energietechnik AG di Neumünster, nello Schleswig-Holstein, vende con il nome di Haase BiogasVerstärker“ (Impianto di “upgrading” del biogas Haase) un sistema di trattamento per la produzione di biometano. Da giugno 2006 un impianto di “upgrading” del biogas a Wendland tratta gas per la prima stazione di servizio di biogas in Germania (Figura 31). Finora nei primi 18 mesi d'esercizio non si sono riscontrati problemi degni di nota. Attualmente, a Ronnenberg (piccola cittadina a sud ovest di Hannover) si sta progettando il primo impianto di produzione di biometano per alimentare i servizi pubblici di Hannover.



**Figura 31** – Impianto pilota di “upgrading” del biogas, Jameln, [HAASE (2008)]

Il procedimento si basa su un lavaggio del biogas con il liquido Genosorb® (Polietilenglicole dialchiletero) e con una pressione del gas di 7 bar. Per la rigenerazione la soluzione di lavaggio viene scaldata a circa 50°C e decompressa a pressione ambiente all'interno di un reattore. Tramite strippaggio con aria la soluzione di lavaggio viene rigenerata. L'aria di strippaggio viene poi trattata in un filtro a carbone attivo oppure tramite un processo termico o biologico, durante il quale l'idrogeno solforato è rimosso, e, quindi, avviata a combustione con il biogas residuo, nel sistema VocsiBox® di HAASE. Per la rigenerazione del liquido di lavaggio non deve essere introdotta dell'ulteriore energia termica, poiché il calore residuo che può essere ottenuto durante il raffreddamento e la compressione del gas è sufficiente a tale scopo.

Rispetto all'impianto di lavaggio ad acqua pressurizzata il solvente utilizzato ha una maggiore capacità di solubilizzare la CO<sub>2</sub> e l'H<sub>2</sub>S e consente di deumidificare il gas da trattare in base a quanto richiesto dal DVGW<sup>17</sup>. Il produttore indica come punto di rugiada una temperatura di -

<sup>17</sup> Associazione tedesca dei settori gas e acqua



20°C. Il processo Genosorb è l'unico processo di assorbimento che consente una separazione simultanea di CO<sub>2</sub> e di NH<sub>3</sub>, oltre a consentire la desolforazione e la deumidificazione.

Secondo le indicazioni del produttore sono rispettate le norme del regolamento del DVGW, tuttavia questa garanzia è valida solo con un contenuto di H<sub>2</sub>S inferiore ai 100 ppm nel biogas grezzo. Solitamente è necessaria una desolforazione anche parziale prima del trattamento di upgrading.

L'azoto e l'ossigeno non vengono separati dal biogas. Secondo i dati forniti dal produttore la durata della soluzione di lavaggio dopo la preparazione è di circa dieci anni. Secondo le indicazioni di Haase Energietechnik il procedimento Genosorb dovrebbe poter essere fornito per un ambito di capacità compreso tra i 100 e i 1.500 m<sup>3</sup>/h di biometano prodotto.

Il consumo specifico di energia elettrica appare relativamente alto rispetto al lavaggio ad acqua pressurizzata, con valori di circa 0,24 – 0,33 kWh/m<sup>3</sup> di biogas grezzo (lavaggio ad acqua pressurizzata < 0,25 kWh/m<sup>3</sup>), dal momento che per la quantità notevolmente inferiore d'acqua ci si potrebbe aspettare una minore potenza installata. Poiché tali dati si basano sulle esperienze dell'impianto prototipo a Jameln, ci possono essere ancora miglioramenti per quanto riguarda l'efficienza dell'impianto. La Haase Energietechnik indica una perdita minima del metano dell'1 - 2% per un contenuto nel biometano del 98%. Altre fonti indicano una perdita di metano del 2 – 4%.

### 8.2.6 Cirmac International BV

La ditta Cirmac International BV con sede nei Paesi Bassi offre i processi PSA, lavaggio con ammine e separazione con membrane. La Cirmac lanciò sul mercato la tecnologia PSA a vuoto (VPSA) negli anni ottanta, pertanto può vantare un'esperienza pluriennale soprattutto per quanto riguarda gli impianti di trattamento del biogas da discarica e da fanghi di depurazione.

Il sistema VPSA si basa su setacci molecolari al carbonio che si trovano all'interno di 4 serbatoi d'adsorbimento. Dopo il raffreddamento e la deumidificazione del biogas grezzo a 5° C e una compressione a 7 bar viene effettuata un'ulteriore desolforazione con carbone attivo.

Prima della rimozione effettiva della CO<sub>2</sub> il biogas viene raffreddato nuovamente ad una temperatura di 5°C. Per utilizzi con biogas da discarica si può effettuare un'ulteriore procedura con setacci molecolari al carbonio per assorbire l'ammoniaca e gli idrocarburi alogenati. Tale procedura richiede la rigenerazione termica dei setacci molecolari in modalità ciclica ogni 10 ore di esercizio, a circa 200 °C.

Con il sistema VPSA si ottiene, con un ciclo tra i 200 e i 300 secondi, un contenuto di metano nel biometano prodotto pari circa al 98%. La rigenerazione avviene tramite depressurizzazione.

Un nuovo sistema messo a punto di recente dal produttore è un procedimento di assorbimento di CO<sub>2</sub> a bassa pressione (LP Coaab – Low Pressure CO<sub>2</sub> Absorption), venduto in particolare dalla ditta svedese Purac del Läckeby water Group. Tra l'altro la Purac gestisce un impianto a Boras con una resa di gas naturale di 400 m<sup>3</sup>/h e un impianto a Helsinki di 1.200 m<sup>3</sup>/h. Il procedimento LP Coaab si basa su un impianto con ammine a bassa pressione.

Dopo la compressione del biogas a una pressione compresa tra i 100 e 150 mbar il gas, prima della rimozione della CO<sub>2</sub>, deve essere depurato da H<sub>2</sub>S e altri componenti dannosi, come l'ammoniaca. La rimozione dell'idrogeno solforato avviene tramite assorbimento catalitico su carbone attivo per concentrazioni fino ai 500 ppm. Il biogas desolforato ha un contenuto residuo di H<sub>2</sub>S inferiore a 1 ppm.

La cattura dell'anidride carbonica avviene in una colonna di assorbimento, la rigenerazione della soluzione amminica utilizzata avviene in un'unità di strippaggio. Per questo procedimento, la Cimac prevede valori di perdita di metano inferiori allo 0,1%.



**Figura 32** - Assorbitore LP Coaab [OCEco (2005)]

Il biogas precedentemente depurato fluisce nella colonna di assorbimento della CO<sub>2</sub> dotata di corpi di riempimento (*Figura 32*). Il liquido di assorbimento viene spruzzato dall'alto della colonna, in un flusso controcorrente. Il biometano viene prelevato in cima alla colonna e infine compresso e deumidificato.

La soluzione amminica carica di CO<sub>2</sub> viene introdotta nella colonna di stripping e riscaldata fino al punto di ebollizione per il desorbimento della CO<sub>2</sub>. Il calore necessario per il desorbimento viene prodotto in un cosiddetto Reboiler alla base della colonna di stripping. La CO<sub>2</sub> catturata dallo Stripper viene emessa nell'ambiente oppure destinata ad altri usi industriali. Il calore residuo derivante dal processo può essere utilizzato per scopi esterni al processo stesso. Il processo può essere ancora migliorato soprattutto per quanto riguarda il fabbisogno di energia termica, relativamente alto.

Come terzo procedimento la Cirmac offre anche un processo di separazione con membrana, consigliato per l'arricchimento in metano di biogas poveri, ad esempio per un utilizzo del biogas in cogeneratori (contenuto minimo di metano 40% in volume) o l'arricchimento del biogas fino a una qualità simile al gas naturale. Nei Paesi Bassi c'è un impianto di riferimento a Beverwijk, realizzato nel 2006, che funziona a circa 7 - 8 bar ed ha una capacità di biogas grezzo pari circa a 160 Nm<sup>3</sup>/h. Il gas prodotto viene immesso nella rete del gas naturale. Il biogas di scarico viene utilizzato per produrre energia termica.

### **8.2.7 MT Biomethan GmbH / DGE Wittenberg GmbH**

La DGE Wittenberg GmbH (Dr.-Ing. Günther Engineering GmbH, Wittenberg) ha messo a punto un procedimento specifico per il trattamento del biogas, ossia il lavaggio depressurizzato con ammine "BCM-Sorb", della marca „BCM®-Verfahren"<sup>18</sup>. All'ideazione del procedimento ha partecipato l'Istituto di Chimica dell'Università di Lipsia. Il procedimento BCM<sup>®</sup> è stato collaudato per la prima volta nell'ottobre 2006 dalla DGE GmbH in un impianto pilota a Lanken (capacità 25 Nm<sup>3</sup>/h) [DGE (2008)].

<sup>18</sup> Verfahren: procedimento

Accanto alla DGE GmbH gli impianti di trattamento del gas sulla base del procedimento BCM® sono progettati, prodotti e distribuiti anche da licenziatari come la MT-Biomethan GmbH di Rockstedt o la Erdgas-Zürich AG. Tuttavia la concessione di licenza riguarda solo la cattura della CO<sub>2</sub>, il pre e post-trattamento del gas viene realizzato dai licenziatari stessi. La MT-Biomethan offre come licenziataria, il lavaggio depressurizzato ad ammine per i Paesi dell'UE e del Nord-America, con la marca „MT-BIOMETHAN®“ [MTEnergie (2008)].

Sulla base delle esperienze a Lanken, la DGE GmbH ha realizzato a Godenstedt, per incarico della MT-Energie GmbH & Co. KG<sup>19</sup>, un impianto dimostrativo con una capacità di trattamento di 600 Nm<sup>3</sup>/h di biogas (Figura 33). Tuttavia questo impianto, entrato in funzione nell'ottobre del 2007, non effettua l'immissione nella rete del gas naturale, ma serve per sviluppare ulteriormente e ottimizzare il procedimento.

Il biogas grezzo viene depurato dall'ammoniaca e dall'idrogeno solforato in un reattore di strippaggio con NaOH. Successivamente viene effettuata la cattura della CO<sub>2</sub> in un reattore depressurizzato tramite una soluzione amminica DEA. La soluzione carica di CO<sub>2</sub> viene scaldata in un'unità di rigenerazione e sottoposta a decompressione, e dopo il desorbimento viene reintrodotta nel processo tramite uno scambiatore di calore per recuperare l'energia termica. A Zeven il calore di processo è ottenuto dai gas di scarico di un motore di una centrale termoelettrica vicina.

Dal febbraio 2008 il prototipo a Godenstedt, secondo le indicazioni di MT-Energie, ha raggiunto un fabbisogno specifico di calore inferiore a 0,5 kWh/m<sup>3</sup> di gas grezzo [MTEnergie (2008)]. Inoltre è stato installato un secondo livello di rigenerazione. Secondo i dati forniti da MT-Energie il gas prodotto ha una concentrazione di metano che può raggiungere il 99% con una perdita di metano inferiore allo 0,1%.



**Figura 33** - Impianto pilota MT-BIOMETHAN® a Godenstedt [MTEnergie (2008)]

L'ammina è un inquinante per l'acqua, per questo nell'impianto deve essere prevista un'adeguata vasca di raccolta. Le ammine hanno una volatilità relativamente alta e, quindi, se ne perdono assieme al biometano prodotto. Bisogna, di conseguenza, controllare regolarmente la concentrazione di ammina nella soluzione di lavaggio (al massimo 50% di ammina nell'acqua). Inoltre, visto che le ammine sono sensibili all'ossigeno, bisogna prestare molta attenzione durante il caricamento del digestore per limitare l'introduzione di aria.

<sup>19</sup> KG: S. acc., società in accomandita

*Di seguito vengono illustrate le proposte di ditte che, pur essendo disponibili sul mercato, non sono ancora stati realizzate in impianti industriali per la produzione e la commercializzazione del biometano.*

### **8.2.8 Biomethan N.E.W. GmbH**

La ditta Biomethan N.E.W. GmbH, fondata nel 2007 e con sede a Monaco, si è specializzata nel settore commerciale del biogas naturale, basandosi sulle esperienze dei suoi collaboratori nell'ambito della progettazione e della realizzazione di impianti di biogas.

Insieme con un partner tecnologico, la Biomethan N.E.W ha messo a punto un procedimento di upgrading MEA(monoetanolamina) a cui è stato dato il nome di M.B.C.S, e l'ha tutelato con un brevetto.

Dopo il raffreddamento e la separazione delle condense, il biogas viene compresso ad una pressione di processo di 0,5 bar e viene immesso ad una temperatura di 15 °C nello scrubber ad acido solforico per la rimozione dell'ammoniaca. Il solfato di ammonio che si ottiene è in forma di soluzione acquosa e può essere miscelato al digestato nello stoccaggio in uscita dall'impianto di biogas, oppure può seguire un altro utilizzo. L'idrogeno solforato viene rimosso dal biogas tramite lavaggio con perossido di idrogeno e soluzione dosata di NaOH. Dopo il lavaggio il biogas viene raffreddato e immesso in un reattore MEA, in cui l'anidride carbonica viene assorbita nella soluzione di monoetanolamina.

Secondo i dati forniti dal produttore la perdita di metano è inferiore al 0,3 % e il contenuto di H<sub>2</sub>S e di NH<sub>3</sub> che si può ottenere è circa di 5 ppm. Per effettuare la rigenerazione, la soluzione MEA carica di CO<sub>2</sub> viene spruzzata nel rigeneratore e scaldata.

Per la rigenerazione è necessario immettere energia termica sino ad ottenere una temperatura di 150 °C. Il calore residuo disponibile dopo la rigenerazione della soluzione amminica può essere utilizzato per scopi esterni al processo ad una temperatura di circa 110 °C. Il produttore consiglia di cambiare la soluzione di lavaggio ogni cinque anni.

Eventuali oscillazioni nelle concentrazioni di metano e di anidride carbonica fino al 15 % possono essere gestite senza spese rilevanti nel processo di purificazione del gas, ma causano aumenti o diminuzioni nei consumi di energia termica e nel consumo del materiale impiegato (perossido di idrogeno, soluzione di NaOH e acido solforico).

Attualmente stanno per essere realizzati due progetti di impianti di upgrading del biogas: uno dei due impianti, come impianto dimostrativo, dovrà trattare 1.500 Nm<sup>3</sup>/h di biogas di un impianto già esistente per rifiuti organici e dovrà consegnare il biometano prodotto all'aeroporto di Monaco.

### **8.2.9 Frings-Biotec GmbH**

La Frings-BioTec GmbH, con sede a Berlino, si occupa anche della produzione di biogas, di trattamento di gas e di acque di scarico. La Frings-Biotec ha messo a punto un sistema per il trattamento di biogas che consente di effettuare la cattura di CO<sub>2</sub>, la rimozione di impurità, la desolforazione e la deumidificazione in un unico procedimento.

Fondamentalmente il procedimento si basa su una reazione di precipitazione durante la quale la CO<sub>2</sub> contenuta nel biogas reagisce con l'idrossido di calcio trasformandosi in carbonato di calcio (PCC = Precipitated Calcium Carbonate) che precipita in forma solida. Il procedimento non comporta emissioni di CO<sub>2</sub>. Come effetto secondario si legano anche l'H<sub>2</sub>S e i siloxani e il biometano che ne deriva si deumidifica.

Il procedimento è composto da due passaggi di spegnimento della calce e di carbossilazione. Mentre durante lo spegnimento della calce, la calce viva (CaO) viene spenta trasformandosi in idrossido di calcio (latte di calce) per preparare così il materiale base per la precipitazione. La carbossilazione determina l'effettiva precipitazione con l'assorbimento di CO<sub>2</sub> ed H<sub>2</sub>S. Poiché sia lo spegnimento della calce che la precipitazione sono reazioni esotermiche, viene rilasciato calore che può essere utilizzato per il processo. Le condizioni di reazione nel reattore vengono regolate ad una pressione di 0,3 bar, in tal modo si raggiunge un grado di assorbimento della CO<sub>2</sub> tra il 90 e il 95%. Per l'immissione del biometano in rete, le condizioni di reazione possono essere modificate in modo da ottenere una concentrazione di metano fino al 98%. Inoltre, nella stessa fase di reazione l'H<sub>2</sub>S viene assorbito fino ad un tenore residuo di 0,05% e viene legato sotto forma di solfuro di calcio. Per metro cubo normale di biogas da trattare devono essere impiegati circa 0,7 kg di calce viva. Il biometano prodotto, saturo d'acqua viene infine avviato alla deumidificazione in un reattore con calce viva asciutta e un filtro antiparticolato. L'acqua contenuta si lega all'ossido di calcio che diventa idrossido di calcio, il materia base per la carbossilazione. Secondo i dati del produttore con il procedimento PCC si può ottenere una perdita di metano inferiore allo 0,1%. Il carbonato di calcio precipitato può essere commercializzato nell'industria edile o nell'industria chimica.

I livelli di qualità raggiungibili secondo le indicazioni di Frings-Bio-Tec si basano su misurazioni in un impianto pilota e devono essere ancora provate a livello industriale, soprattutto per quanto riguarda il rispetto delle direttive del DVGW.

### 8.3 Esempi di impianti operativi di biogas con upgrading a biometano

#### 8.3.1 Stoccolma – Bromma (Svezia)

Nell'impianto di depurazione civile di Bromma (Svezia) si produce biogas dalla digestione anaerobica di fanghi di depurazione. L'impianto di depurazione è stato progettato per trattare acque reflue di 260.000 abitanti equivalenti.

Sono presenti sei digestori anaerobici di volume totale di 12.000 m<sup>3</sup> e con un tempo di ritenzione idraulica di circa 20 giorni. L'alimentazione ai digestori, nel 2005, è stata di 140.000 tonnellate di fanghi primari e 70.000 tonnellate di fanghi secondari.

Inizialmente il biogas veniva utilizzato solamente per il riscaldamento dell'impianto, ma poiché il volume di biogas prodotto era superiore alle quantità autoconsumate, una parte di questo veniva bruciato in torcia. Nel 1996, è stato realizzato un impianto pilota di upgrading del biogas con lavaggio ad acqua (water-scrubber) per valutare la possibilità di utilizzo del surplus di energia prodotta.

L'impianto comprendeva le seguenti componenti principali:

- due scrubber ad acqua con capacità di biogas grezzo pari a 55 Nm<sup>3</sup>/ ciascuno;
- uno stoccaggio ad alta pressione di 1.900 Nm<sup>3</sup>
- un distributore di carburante con doppia tubatura a tre vie

Con i seguenti dati:

- Periodo di funzionamento: 1996-2000
- CBG (Biometano compresso)/anno: 360.000 m<sup>3</sup>/anno
- Flusso di biogas-grezzo: 55 m<sup>3</sup>/h (per linea di produzione)
- Flusso di biometano: 25 m<sup>3</sup>/h (per linea di produzione)
- Flusso di acqua attraverso lo scrubber: 120 litri/min (per linea di produzione)

- Qualità del gas non trattato: circa il 65% di metano, circa il 35% di CO<sub>2</sub>, + N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, vapore acqueo
- Qualità del biometano prodotto: circa il 97% di metano, circa il 2% di CO<sub>2</sub>, 1% di N<sub>2</sub>
- Pressione di compressione: fino a 250 bar
- Stoccaggio ad alta pressione: 1.900 Nm<sup>3</sup>

La tecnologia dello scrubber era costituita da un circuito chiuso dell'acqua senza rilascio di metano in atmosfera. Il processo prevedeva un approvvigionamento di acqua in continuo e quella di processo veniva ricircolata nel gasometro dove veniva rilasciata l'anidride carbonica assorbita e il metano residuo. Il processo di trattamento del gas utilizzava solo una porzione del biogas prodotto e l'impianto pilota era formato da piccole unità. Nel 2000 l'impianto fu smantellato a causa dei costi elevati e della capacità insufficiente a soddisfare le richieste. Nel 1999 furono realizzate due nuove linee di trattamento del gas, con capacità di 600 Nm<sup>3</sup>/h, basate sulla tecnologia PSA (Pressure Swing adsorption) con letti a carbone e con i seguenti dati tecnici:

- CBG (Biogas compresso)/anno: 2 x 1,5 Mm<sup>3</sup>/anno
- Flusso di biogas grezzo: 130 - 260 m<sup>3</sup>/h (per linea di produzione)
- Flusso di biometano prodotto : 85 - 170 m<sup>3</sup>/h (per linea di produzione)
- Qualità del biogas grezzo: circa 65% di metano, circa 35% di CO<sub>2</sub>, + N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, vapore acqueo
- Qualità del biometano prodotto: circa il 97% di metano, circa il 2% di CO<sub>2</sub>, 1% di N<sub>2</sub>
- Pressione di compressione: fino a 260 bar
- Stoccaggio ad alta pressione: stesso stoccaggio usato per l'impianto pilota (1.900 Nm<sup>3</sup>)

Questo impianto è attualmente in funzione e produce biometano con alta qualità stabile. Il gas viene prima separato dall'acqua tramite il processo di condensazione ad un punto di rugiada specifico (temperatura inferiore a -30°C a 250 bar, ma è possibile operare anche a temperature inferiori a -35°C a 260 bar). La pressione del gas aumenta fino a 5 bar e l'idrogeno solforato viene separato da un pre-filtro. Nel sistema PSA, l'anidride carbonica viene rimossa e il biogas deumidificato successivamente in un raffreddatore. L'impianto è costituito da quattro reattori di assorbimento separati e sincronizzati che operano in modalità ciclica alternando bassa pressione, pressione di bilanciamento e pulizia del gas. Alla fine il biometano viene compresso ad una pressione di 260 bar e convogliato ad un gasometro di capacità di 5.000 Nm<sup>3</sup> per lo stoccaggio del gas destinato all'autotrazione. Quindi è stato realizzato un distributore fuori dal recinto dell'impianto, facilmente accessibile ai clienti esterni. Inoltre, a Bromma è presente un sistema di rifornimento dei container per il gas adibito alla distribuzione del biometano alle stazioni di rifornimento esterne. Attualmente, quasi tutto il biogas prodotto a Bromma viene purificato ed utilizzato per autotrazione.

**Figura 34** - Stazione di rifornimento di biogas nell'impianto pilota

### 8.3.2 Lille (Francia)

L'impianto di depurazione Marquette localizzato a Lille, in Francia, è stato costruito in tre stadi. Il primo nel 1969, comprendeva già la digestione anaerobica e il recupero di biogas attraverso la cogenerazione (produzione di energia elettrica e calore).

**Figura 35** - Impianto di depurazione Marquette

L'impianto è stato realizzato per trattare 750.000 abitanti equivalenti (a.e.), ma le acque reflue realmente trattate sono di circa 450.000 a.e., per una portata di circa 120.000 m<sup>3</sup> di acque reflue/giorno.

I fanghi venivano digeriti in quattro reattori anaerobici, due primari (di volume pari a 6.000 m<sup>3</sup> ciascuno) e due secondari (di volume pari a 3.000 m<sup>3</sup> ciascuno).

Il biogas grezzo prodotto aveva le seguenti caratteristiche:

- CH<sub>4</sub>: 63,5%
- CO<sub>2</sub>: 35%
- N<sub>2</sub>: 0,7%



- O<sub>2</sub>: 0,2 %
- H<sub>2</sub>S: 3.000 ppm

Tra il 2003 e il 2005, fu costruito un impianto pilota per purificare il biogas grezzo a biometano da utilizzare come carburante. Utilizzava la tecnologia del lavaggio ad acqua (water scrubbing) e fu dimensionato per rifornire quattro autobus urbani. L'unità di produzione del biometano come carburante nell'impianto Marquette iniziò ad essere operativo nell'aprile del 200, ma la sua attività durò due anni (1995-1997).

Le analisi eseguite sul biogas prodotto nell'impianto Marquette mostravano valori di buona qualità:

- la concentrazione degli agenti corrosivi (H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>O) era molto bassa. La percentuale di rimozione dell' H<sub>2</sub>S rilevata era superiore al 99% e la concentrazione nel biogas prodotto era sostanzialmente al di sotto dei limiti specifici di 5 ppm. In media la concentrazione di H<sub>2</sub>S risultava di 2 ppm, mentre quella dell'acqua di circa 3 ppm.
- Non venivano rilevate emissioni di idrocarburi diversi dal metano (NMHC)
- Il potere calorifico del biogas prodotto era molto alto, superiore a 10,7 kWh/Nm<sup>3</sup>); ciò era dovuto ad un contenuto medio di metano del 97,5%, con un massimo del 99%. Questi dati si ottenevano in seguito ad una elevata riduzione della CO<sub>2</sub> (95- 99%); il contenuto medio di CO<sub>2</sub> nel biometano era circa il 1,6%.
- La densità era bassa, l'indice di Wobbe alto.

Venivano prodotti circa 80 Nm<sup>3</sup> al giorno di biometano (con un contenuto di metano del 97,5%) e destinato al rifornimento di quattro autobus.

L'impianto rimaneva operativo quasi per tutto il tempo. Ad esempio, un giorno medio di uso (7 ore al giorno) comprendevano:

- 3,2 ore di produzione di biogas
- 1,3 ore di avviamento
- 0,4 ore di test
- 2,1 ore di non operatività

Nel maggio del 1997 grazie al graduale aumento di affidabilità del trattamento del gas, le medie migliorarono:

- 4,9 ore di produzione di biogas
- 1,5 ore di avviamento
- 0,1 ore di test
- 0,6 ore di non operatività

Dopo nove anni di attività, nel 2004 fu presa la decisione di fermare l'impianto pilota a causa della corrosione di molte componenti con conseguenti problemi relativi alla sicurezza. Inoltre, i recipienti di stoccaggio pressurizzati per il biometano prodotto dovevano essere sostituiti poiché avevano raggiunto il loro limite di vita utile.

Quindi fu deciso di sostituire l'impianto pilota con un impianto industriale più affidabile, seguendo gli sviluppi tecnologici sviluppati in Svezia nello stesso periodo. La scelta di realizzare questa nuova infrastruttura fu fatta nell'estate del 2006. La capacità dell'impianto sarà maggiore, ma rimarrà comunque anche la cogenerazione e la maggior parte del biometano prodotto verrà utilizzato per la produzione di energia elettrica e termica.



In futuro si prevede un consumo di biogas grezzo di 1.100 Nm<sup>3</sup>/giorno (rispetto ai precedenti 80 Nm<sup>3</sup>/giorno) e la produzione di biometano sarà di 1.320 Nm<sup>3</sup>/giorno (rispetto ai precedenti 35 Nm<sup>3</sup>/giorno). Lo stoccaggio del gas NGV (Gas Naturale per veicoli) verrà maggiorato a 4 m<sup>3</sup> (per alimentare, ad esempio, 10 autobus).

### 8.3.3 Malagrotta, Roma (Italia)

L'Azienda di gestione dei rifiuti urbani di Roma, AMA, iniziò la sua esperienza di alimentazione di alcuni automezzi per la raccolta dei rifiuti urbani con il biogas purificato (Biometano) nel gennaio 1995, in collaborazione con IVECO e CO.LA.RI, il consorzio privato che possiede ed opera nella discarica per Rifiuti Urbani (RU) di Roma (Malagrotta). Malagrotta è la più grande discarica controllata attualmente operativa in Europa (più di 1,5 milioni di tonnellate di RU/anno smaltiti e/o trattati). La produzione di biogas dalla discarica è sufficiente a generare energia elettrica e biometano per rifornire circa 34 veicoli pubblici e privati. Il biogas viene continuamente estratto da 660 pozzi perforati presenti sul sito della discarica.

Il primo esperimento di uso del biogas in autotrazione risale al 1995, l'impianto di purificazione fu realizzato prima e completato nel 1994. La decisione di realizzarlo fu presa in base alla grande quantità di biogas che veniva prodotto dal processo di degradazione anaerobica della sostanza organica presente in discarica. Nel 1998, la produzione di biogas grezzo era di circa 900-1.000 Nm<sup>3</sup>/h e la produzione di biogas purificato/biometano di 400 Nm<sup>3</sup>/h, ovvero 9.600 Nm<sup>3</sup>/giorno.

I dati minimi attesi per il biogas prodotto dalla discarica controllata sono:

- produzione totale di biogas: 130 Nm<sup>3</sup> per tonnellate di rifiuti solidi urbani
- rendimento di estrazione del biogas: 0,85
- capacità annuale di estrazione del biogas: 6,7 Nm<sup>3</sup> per tonnellate di rifiuti solidi urbani e per anno (calcolato su 15 anni)

Composizione media del biogas grezzo (dati anno 1998):

- CH<sub>4</sub>: 50-60 %
- CO<sub>2</sub>: 37-47 %
- H<sub>2</sub>S: 0,5-1 %
- N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>: da 0 a 3,5 %
- H<sub>2</sub>O: saturo
- HCL1, HF, Si: 5-10 ppm

Potere calorifico inferiore: 17.850 KJ/Nm<sup>3</sup> (4.263.400 Kcal/ Nm<sup>3</sup>)

Il biogas grezzo proveniente dai pozzi viene filtrato per eliminare il particolato, deumidificato per condensazione e depurato dall' H<sub>2</sub>S in due torri di desolfurazione, contenenti ossidi di ferro. In una seconda fase la pressione del gas aumenta fino a 9 bar. L'anidride carbonica viene rimossa tramite lavaggio ad acqua in una torre di stripping.

Specifiche del biogas purificato/biometano dopo il lavaggio ad acqua (water scrubbing)

- CH<sub>4</sub>: 90 %
- CO<sub>2</sub>: 10 %
- H<sub>2</sub>S: 1-5 ppm
- N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>: nessuna variazione

- H<sub>2</sub>O: saturo

Nella terza fase il gas, dopo la separazione di gocce d'acqua, ma ancora saturo, confluisce a un'unità di assorbimento PSA, (pressure swing absorption) dove viene separata ulteriormente la CO<sub>2</sub> e l'umidità dal gas mediante assorbimento su zeolite.

Specifiche del biogas purificato/biometano dopo il PSA

- CH<sub>4</sub>: 97-99 %
- CO<sub>2</sub>: 1-3 %
- H<sub>2</sub>S: 1-10 ppm
- N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>: nessuna variazione
- H<sub>2</sub>O: 1-3 ppm
- HCL1, HF, Si: <= 1ppm

Il biometano viene compresso fino a 220 bar e stoccato in un gruppo di 6 contenitori con capacità di 18.000 Nm<sup>3</sup>, sufficiente per un'attività di 4-5 giorni. Il gas che non raggiunge i valori di qualità viene ricircolato in testa all'impianto di upgrading. L'impianto invia il biogas alla stazione di rifornimento costituita da 8 pompe, in grado di operare contemporaneamente; è presente, anche, un compressore ausiliario che consente alte velocità di rifornimento.

Dal 1995, l'impianto di purificazione ha funzionato in continuo, tranne durante alcuni lavori programmati di manutenzione, ed è ancora operativo.

Al momento AMA sta presentando la costruzione di un impianto di digestione anaerobica, che produrrà approssimativamente circa 10 MNm<sup>3</sup> all'anno di biogas grezzo. AMA sta studiando la fattibilità dell'uso del biogas purificato/biometano in un parco di autoveicoli.



**Figura 36** - Compattatori per rifiuti dell' AMA alla stazione di rifornimento di biometano di Malagrotta

### 8.3.4 Godenstedt (Germania)

Il primo impianto di purificazione del biogas della ditta MT-BIOMETHAN ® su scala industriale è stato messo in funzione nell'ottobre 2007 a Godenstedt, in Bassa Sassonia con una capacità di purificazione di 600 Nm<sup>3</sup>/h connesso ad un impianto di biogas realizzato da MT-ENERGIE. Il processo BCM®, su licenza della DGE GmbH di Wittemberg, si

basa su un lavaggio amminico realizzato a pressione atmosferica. Questo purifica il biogas alla stessa qualità del gas naturale in modo tale che possa essere immesso nella rete nazionale e trasformato in elettricità e calore tramite cogeneratori delocalizzati (vedi cap. 7.2.7)



**Figura 37** – Impianto di upgrading a Godenstedt



**Figura 38** – I reattori anaerobici per la produzione di biogas dell'impianto di Godenstedt.

## 9 ANALISI TECNICO-ECONOMICA

Nello scenario attuale della produzione di energia da fonte rinnovabile gli unici incentivi previsti dalla normativa nazionale Italiana sono per la produzione di energia elettrica. Di conseguenza la fattibilità tecnico economica di seguito presentata viene analizzata come confronto fra la conversione di biogas in energia elettrica e in biometano, considerando come valore economico per quest'ultimo il valore del kWh riconosciuto al biogas convertito in energia elettrica. Per tenere conto dell'effetto scala, l'analisi viene fatta considerando due dimensioni distinte: 500 e 1.000 Nm<sup>3</sup>/h di biogas, equivalenti a circa 1 e 2 MWe. La presentazione dello studio suddiviso per due dimensioni distinte è giustificata dal fatto gli impianti di upgrading, data la relativa recente introduzione sul mercato, soffrono ancora di un costo di investimento relativamente elevato, e il relativo effetto scala incide notevolmente in termini economici.

Al fine di verificare la possibilità di realizzare un impianto di upgrading di biogas a biometano è stata elaborata un'analisi di fattibilità che prevede:

- dimensionamento dell'impianto di biogas funzionante prevalentemente a colture dedicate ed effluenti zootecnici: sono stati elaborati due scenari che prevedono la produzione di 500 e 1000 Nm<sup>3</sup>/h di biogas;
- dimensionamento dell'impianto di cogenerazione per trasformare il biogas prodotto nei due scenari previsti in energia elettrica;
- dimensionamento dell'impianto di upgrading per purificare il biogas prodotto nei due scenari previsti in biometano;
- valutazione dei costi di costruzione dell'impianto di biogas, di cogenerazione e di upgrading: per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto di biogas con trasformazione in energia elettrica sono stati utilizzati i valori di riferimento di CRPA, disponibili anche nel software di elaborazione AD-Ecotec DSS, per i costi di costruzione dell'impianto di upgrading è stata utilizzata la collaborazione con la ditta MT-Energie che ha fornito un preventivo dettagliato di tutte le componenti;
- valutazione dei costi di manutenzione e gestione dei diversi scenari analizzati;
- analisi della sostenibilità economica: vista la mancanza di incentivi specifici per la produzione di biometano, l'analisi considera il valore che dovrebbe essere assegnato al kWh di biometano prodotto per raggiungere lo stesso tempo di ritorno che potrebbe essere ottenuto convertendo la stessa quantità di biogas in energia elettrica incentivata.

Nella *Tabella 28* vengono sintetizzati i parametri di dimensionamento degli impianti dei 4 scenari previsti, mentre nella *Tabella 29* i valori di investimento e in *Tabella 30* i costi di gestione.

La *Figura 39* e la *Figura 40* mostrano i risultati dell'analisi di sensibilità dell'investimento, espressa come tempo di ritorno compresi gli oneri finanziari (Break Even Point) calcolati con un saggio di attualizzazione del 5%, al variare del valore del kWh di metano prodotto assegnato.

Nel caso dello scenario 1 (*Figura 39*), ovvero della produzione di energia elettrica per l'impianto di taglia inferiore a 1 MWe, la valorizzazione dell'energia elettrica venduta (28 c€/kWh<sub>e</sub>) equivale ad un valore del metano prodotto di 10,8 c€/Nm<sup>3</sup>, così come stabilito dall'ultimo dispositivo normativo approvato con la L. n.99 del 23 Luglio 2009. In questa ottica il tempo di ritorno per l'impianto

descritto nello scenario 1 (980 kWe installati) è calcolato in circa 3,8 anni. Il confronto con lo scenario 2 indica che a parità di incentivi assegnati per il metano convertito in energia elettrica, l'impianto di upgrading potrebbe essere ripagato in 4,17 anni considerando il valore equivalente di 28 c€/kWh. La differenza fra i due scenari è quindi dell'ordine di 0,35 anni.

Nel caso dello scenario 3 e 4 (*Figura 40*) le differenze fra i due investimenti alternativi si attenuano nettamente, tanto che considerando di assegnare al kWh di biometano prodotto lo stesso valore assegnato al kWh di energia elettrica (calcolato sulla base di un prezzo medio dell'energia elettrica ceduta al gestore della rete di 8,9 c€/kWh e di un prezzo del certificato verde di 9,8 c€/kWh moltiplicato per un fattore K di 1,3 per un totale di 21,7 c€/kWh, i tempi di ritorno sono dell'ordine di 5,7 anni per lo scenario 3 (produzione di energia elettrica) e di 5,64 anni per lo scenario 4 (produzione di biometano). Considerando l'ipotesi di un fattore K pari a 1,8, i tempi di ritorno di riducono a 3,46 anni per lo scenario 3 e a 3,44 anni per lo scenario 4.

**In conclusione**, nell'ipotesi di assegnare anche al biometano lo stesso valore economico (espresso come c€/kWh di CH<sub>4</sub>) che attualmente viene assegnato al metano, presente nel biogas prodotto da impianti di digestione anaerobica, convertito in energia elettrica (10,8 c€/kWh di CH<sub>4</sub> con un prezzo dell'energia elettrica di 28 c€/kWh, immesso in rete), le differenze di remuneratività fra i due investimenti alternativi sono molto contenute anche per impianti di dimensioni equivalenti a circa 1 MWe installati.

Non ultimo, è da sottolineare che sotto il profilo ambientale ed energetico l'immissione del biometano prodotto in rete può essere utilizzato in impianti centralizzati per la produzione di energia elettrica e/o termica con rendimenti molto più elevati che possono arrivare anche al 95%, permettendo di conseguire benefici molto più consistenti. La CO<sub>2</sub> separata dall'impianto può, infine, essere facilmente recuperata e utilizzata industrialmente come gas tecnico, aumentando in questo modo ulteriormente i benefici ambientali ed economici.

**Tabella 28** – Parametri tecnici di dimensionamento e produzione dei 4 scenari analizzati

Parametro		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Potenzialità produttiva biogas <sup>20</sup>	Nm <sup>3</sup> /h	460	500	1.000	1.000
Tipo di conversione	-	Energia elettrica	Biometano	Energia elettrica	Biometano
Biomassa utilizzata					
- insilato di mais <sup>21</sup>	t/g	52	57	120	120
- effluenti zootecnici <sup>22</sup>	t/g	45	45	45	45
Carico organico volumetrico <sup>23</sup>	kg SV/m <sup>3</sup> /g	2,65	2,65	2,65	2,65
Tempo di ritenzione idraulico <sup>24</sup>	giorni	60	70	60	70
Volume utile reattori	m <sup>3</sup>	8.000	8.700	17.000	17.000
Tipo di reattore <sup>25</sup>	-	CSTR	CSTR	CSTR	CSTR
Temperatura di processo	-	Mesofilo	Mesofilo	Mesofilo	Mesofilo
Resa specifica biogas media <sup>26</sup>	m <sup>3</sup> /kgSV/g	0,58	0,58	0,59	0,59
Percentuale di metano	%	54	54	53	53
Potenza elettrica installata <sup>27</sup>	kW	980	-	2.170	-
Ore di funzionamento	h/anno	7.600	8.320	7.600	8.320
Energia elettrica prodotta	MWh/anno	7.453	-	16.515	-
Autoconsumi digestori	MWh/anno	450	627	990	990
Autoconsumi ausiliari CHP	MWh/anno	250	-	560	-
Biometano prodotto	Nm <sup>3</sup> /anno	-	2.240.000		4.460.000

<sup>20</sup> Il dimensionamento del primo scenario per la produzione di energia elettrica viene calcolato per 460 Nm<sup>3</sup>/h, corrispondenti a circa 1000 kW di potenza elettrica installata, al fine di poter fruire della tariffa omnicomprensiva di remunerazione pari a 220 e 280 €/MWh. Nel secondo caso, invece, la potenza elettrica installata corrispondente ad una potenzialità produttiva di 1000 Nm<sup>3</sup>/h non vincola la fruibilità dell'incentivo (vendita dell'energia elettrica a prezzo di mercato + certificati verdi moltiplicati per il fattore 1,3);

<sup>21</sup> Viene considerata una percentuale di solidi totali del 33% e una percentuale di solidi volatili del 96% dei solidi totali;

<sup>22</sup> In tutti gli scenari analizzati viene considerata una quantità costante di effluenti zootecnici, costituiti per circa 2/3 da liquame suinicoli (4,4% di solidi totali e 75% di solidi volatili) e per la quota restante da un mix di liquame e letame bovini (14% di sostanza secca e 80% di solidi volatili);

<sup>23</sup> Carico organico volumetrico: quantità di solidi volatili o sostanza organica (SV) caricata per giorno e per metro cubo di reattore. Viene tenuta costante per tutti gli scenari;

<sup>24</sup> Il tempo di ritenzione idraulico, ovvero il numero di giorni di permanenza medi dei substrati caricati, considera il fatto che nel primo scenario una elevata quota di carico organico è data da effluenti suinicoli che necessitano di un tempo minore;

<sup>25</sup> CSTR: reattore completamente miscelato, termostato e riscaldato;

<sup>26</sup> la resa media ponderata viene calcolata considerando: 0,6 Nm<sup>3</sup>/kgSV/g per l'insilato di mais, 0,5 Nm<sup>3</sup>/kgSV/g per il liquame suino e 0,35 Nm<sup>3</sup>/kgSV/g per il liquame bovino;

<sup>27</sup> Nel primo caso si considera un rendimento elettrico di conversione del 40%, nel secondo caso un rendimento elettrico del 41%;

Tabella 29 – Costi di investimento per i 4 scenari analizzati

Parametro		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Opere civili <sup>28</sup>	k€	826	902	1.751	1.760
Opere elettromeccaniche <sup>29</sup>	k€	1.302	1.026	2.202	1.619
Cogeneratore	k€	626	-	1.164	-
Stoccaggio per biomasse <sup>30</sup>	k€	398	430	795	795
Stoccaggio digestato <sup>31</sup>	k€	430	442	684	684
Varie <sup>32</sup>	k€	67	58	108	118
Impianto upgrading biogas <sup>33</sup>	k€	-	1.400	-	2.000
Allacciamento rete gas <sup>34</sup>	k€	-	400	-	400
<b>Totale</b>	<b>k€</b>	<b>3.649</b>	<b>4.658</b>	<b>6.704</b>	<b>7.376</b>

<sup>28</sup> le opere civili comprendono: la realizzazione dei digestori, le vasche di rilancio dei liquami/digestato, le infrastrutture per gli impianti tecnologici e le opere di adeguamento fognatura e reti tecnologiche;

<sup>29</sup> in questa voce sono incluse tutte le attrezzature elettromeccaniche necessarie al funzionamento del digestore anaerobico e alla connessione con la rete elettrica: sistema di caricamento di liquami e/o biomasse solide, sistema di miscelazione, riscaldamento, coperture gasometriche, quadri di controllo impianto, scarico e trattamento del digestato (separazione solido liquido), desolfurazione e deumidificazione del biogas, cabina trasformazione da BT a MT;

<sup>30</sup> per tutti gli scenari è previsto uno stoccaggio in sili orizzontali realizzati con muri perimetrali alti 3,8 m e con platea impermeabilizzata sufficienti a contenere tutta la biomassa (insilato di mais) necessaria al caricamento per un anno di alimentazione dell'impianto di digestione;

<sup>31</sup> il digestato prodotto dall'impianto viene trattato preventivamente con un sistema di separazione solido liquido e quindi avviato ad un sistema di stoccaggio per la fase liquida (vasche circolari in c.a sufficienti a contenere la produzione di 120 giorni) e per la fase solido separata (platee impermeabilizzate con muretto di contenimento e rapporto altezza/superficie = 2, sufficiente a contenere la produzione di 90 giorni);

<sup>32</sup> si intendono le spese di progettazione, autorizzazione e direzione tecnica;

<sup>33</sup> valore a corpo che comprende tutte le opere relative al trattamento del biogas finalizzato alla produzione di biometano, desunto dal preventivo della ditta MT-Energie;

<sup>34</sup> valore a corpo stimato, da definire di volta in volta sulla base del tipo di rete gas disponibile e della distanza.

Tabella 30 – Costi di esercizio per i 4 scenari analizzati

Parametro		Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Service cogeneratore <sup>35</sup>	k€	133,4	-	269,2	-
Service sistema upgrading <sup>36</sup>	k€	-	62,5	-	87,7
Produzione biomasse <sup>37</sup>	k€	569,4	624,1	1314	1314
Gestione impianto	k€	110 <sup>38</sup>	104,3 <sup>39</sup>	157,3 <sup>40</sup>	139,8
EE per funzionamento del digestore <sup>41</sup>	k€	60,6	85	134,3	147,2
Costi generali	k€	71,7	67,3	114,9	99,7
EE per impianto biometano	k€	-	39,5	-	79,2
Autoconsumo biogas <sup>42</sup>	k€	-	143,7	-	288,2
<b>Totale</b>	<b>k€</b>	<b>945,1</b>	<b>1.126,4</b>	<b>1.989,7</b>	<b>2.155,8</b>

<sup>35</sup> servizio di manutenzione per il funzionamento del cogeneratore, pari a 1,79 c€/kWh prodotto nello scenario 1 e 1,63 c€/kWh prodotto nello scenario 3;

<sup>36</sup> servizio di manutenzione per il funzionamento del sistema di upgrading del biogas a biometano, pari a 1,5 c€/Nm<sup>3</sup> prodotto nello scenario 2 e 1,05 c€/Nm<sup>3</sup> prodotto nello scenario 4;

<sup>37</sup> viene considerato un costo di produzione della biomassa (insilato di mais) di 30 €/t;

<sup>38</sup> Vengono considerati circa 39 k€ per la manutenzione ordinaria delle opere elettromeccaniche soggette ad usura, 32 k€ per la manodopera necessaria al carico delle biomasse e 32 k€ per la gestione ordinaria, 10 k€ per servizio analisi chimiche a supporto del processo;

<sup>39</sup> Vengono considerati circa 31 k€ per la manutenzione ordinaria delle opere elettromeccaniche soggette ad usura, 29 k€ per la manodopera necessaria al carico delle biomasse e 32 k€ per la gestione ordinaria, 10 k€ per servizio analisi chimiche a supporto del processo;

<sup>40</sup> Vengono considerati circa 66 k€ per la manutenzione ordinaria delle opere elettromeccaniche soggette ad usura, 49 k€ per la manodopera necessaria al carico delle biomasse e 32 k€ per la gestione ordinaria, 10 k€ per servizio analisi chimiche a supporto del processo;

<sup>41</sup> visto che nello scenario 1 la vendita dell'energia è fatta fruendo della tariffa omnicomprensiva a 22 c€/kWh e nello scenario 2 non viene generata EE, tutta l'energia necessaria al funzionamento del digestore viene acquistata ad un prezzo di 13,6 c€/kWh;

<sup>42</sup> La mancanza di un cogeneratore che permetta di recuperare energia termica per le esigenze dell'impianto (riscaldamento digestore e rigenerazione ammine) impone di utilizzare parte del biogas prodotto in una caldaia. Il costo viene calcolato considerando un fabbisogno di 300 kW nello scenario 2 e 600 kW nello scenario 4 per la generazione di calore ottenuta sfruttando biogas valorizzato ad un prezzo di 5 c€/Nm<sup>3</sup>;



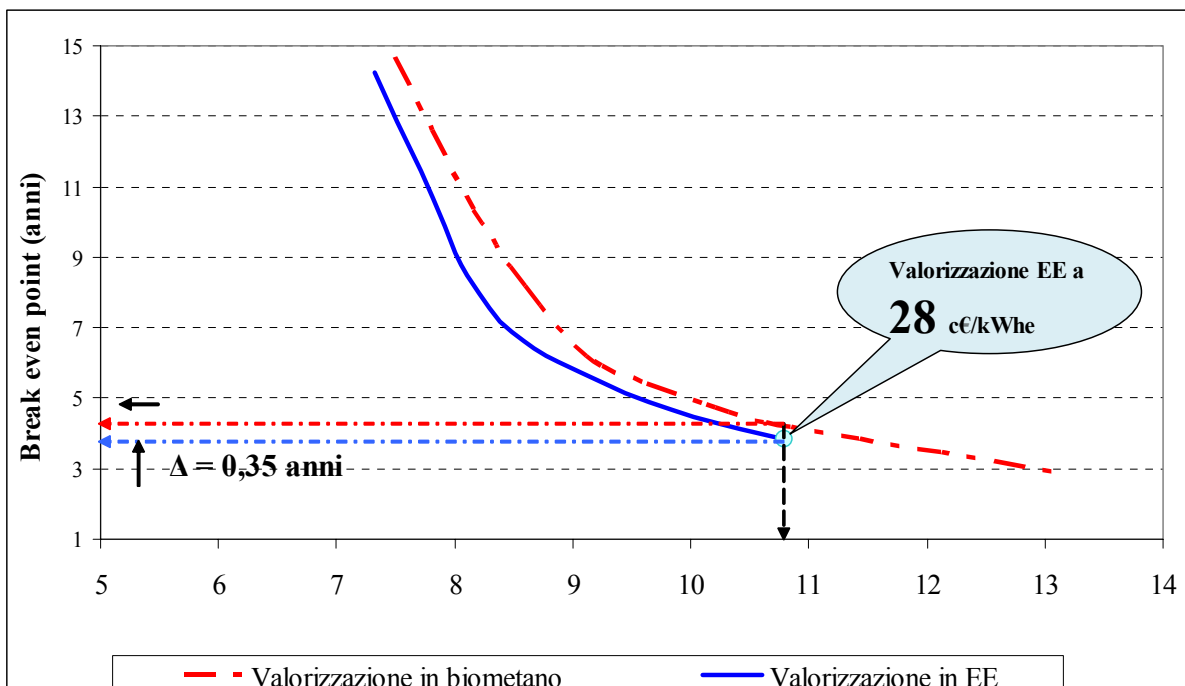


Figura 39 – Analisi di sensibilità per l’impianto da 460 Nm<sup>3</sup>/h, equivalente a 980 kWe installati

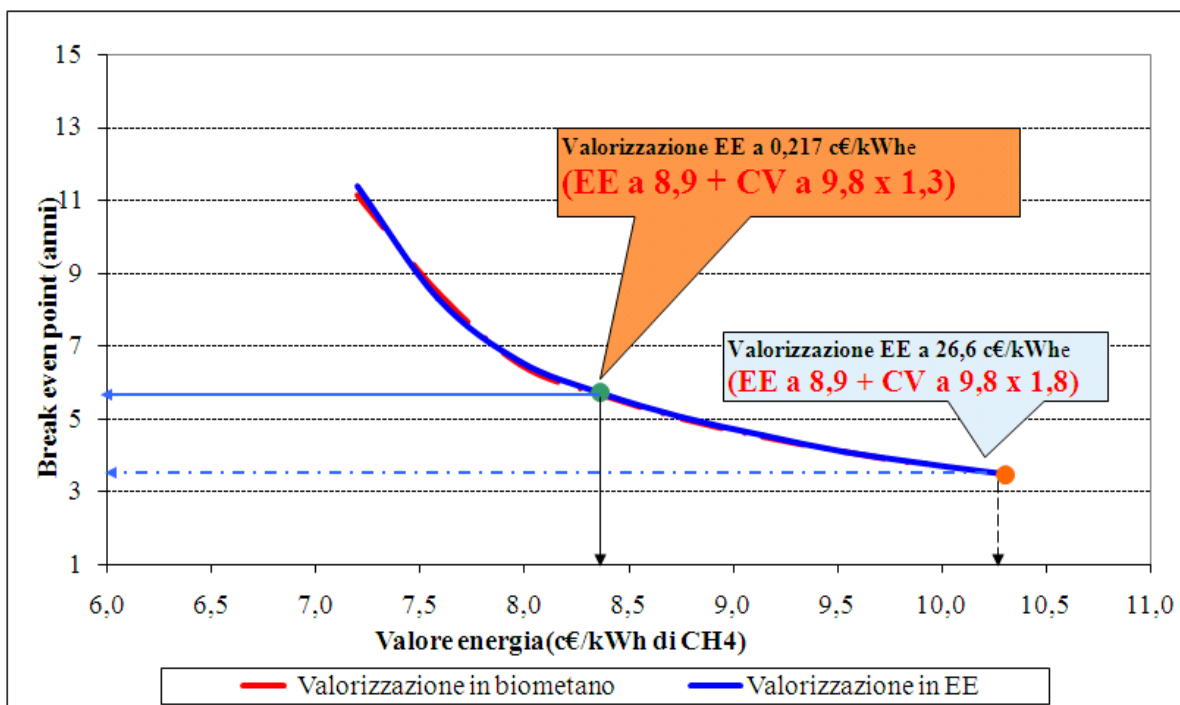


Figura 40 – Analisi di sensibilità per l’impianto da 1000 Nm<sup>3</sup>/h, equivalente a 2170 kWe installati

## 10 SIMULAZIONE INSTALLAZIONE IMPIANTO PRODUZIONE BIOMETANO

Al fine di dare alcune indicazioni operative, di seguito vengono analizzati due esempi applicativi della realizzazione di sistemi di upgrading in alternativa alla cogenerazione. Il primo esempio riguarda la produzione di biometano da immettere in rete in una realtà agro-zootecnica in cui è già stato realizzato un impianto di biogas da effluenti zootecnici, colture dedicate e sottoprodotti di origine vegetale (Azienda Agricola Bagnod Roberto). Il secondo esempio riguarda il Polo tecnologico integrato di ACEA Pinerolese Industriale, in cui è già presente un impianto di produzione di biogas da FORSU e di captazione del biogas dalla discarica di rifiuti urbani con conversione in energia elettrica. In questo caso l'analisi viene concentrata sul dimensionamento e i relativi investimenti della stazione di servizio necessaria per la distribuzione del biometano producibile dalla linea FORSU in relazione alla flotta aziendale di compattatori in dotazione all'azienda stessa.

### 10.1 - Nell'impianto di biogas di un'azienda agricola

In questo capitolo viene fatta una simulazione di installazione di un sistema di upgrading del biogas<sup>43</sup> prodotto da effluenti zootecnici, colture dedicate e sottoprodotti di origine vegetale in una azienda agricola piemontese ("Azienda agricola Bagnod Roberto")<sup>44</sup>.

L'azienda si estende su circa 360 ha, di cui 350 ha a mais con una produzione di 50-70 t/ha/anno, e 10 ha a triticale, ed ha una consistenza zootecnica di 70 bovine da latte in produzione con relativa rimonta, 200 bovini da carne e circa 150 suini all'ingrasso. L'azienda dispone anche di un caseificio per la lavorazione in proprio del latte prodotto. L'impianto di biogas presente, avviato nel 2007, è costituito di due digestori circolari completamente miscelati e riscaldati in mesofilia ciascuno diviso in due vasche concentriche. Il volume utile di ogni digestore è di 5.800 m<sup>3</sup>. Il biogas prodotto viene stoccato in un gasometro a bassa pressione con capacità di circa 500 m<sup>3</sup>. La vasca di stoccaggio del digestato chiarificato è stata coperta con un telo flottante al fine di recuperare il potenziale metanigeno residuo disponibile. I parametri tecnici di funzionamento sono riepilogati in *Tabella 31*. Il digestato prodotto viene sottoposto a separazione solido-liquido e la frazione solida ottenuta è previsto che venga sottoposta a trattamento di essiccazione. Il carico organico utilizzato è formato da un mix di diverse biomasse: effluenti zootecnici (liquame bovino e suino, letame bovino), insilati di colture dedicate (mais, girasole e triticale), scarti vegetali (pisello proteico, cipolla, frutta, pula di riso).

L'installazione di un sistema di upgrading del biogas prodotto per immissione in rete, alternativo alla conversione in energia elettrica, avrebbe una capacità operativa di circa 300 m<sup>3</sup>/h di metano e permetterebbe di immettere in rete circa 2,3 milioni di m<sup>3</sup> di metano. L'analisi economica viene fatta considerando i parametri tecnici di *Tabella 32* gli investimenti illustrati nella *Tabella 33* e i costi di esercizio illustrati nella *Tabella 34*.

Sotto il profilo economico, al pari di quanto illustrato nella parte generale dell'analisi di convenienza, visto che non esistono attualmente incentivi per la produzione di biometano da immettere in rete, viene considerato, in prima approssimazione, il valore economico del metano

<sup>43</sup> Nell'esempio si fa riferimento alla tecnologia di upgrading messa a punto da MT-Energia che prevede l'utilizzazione di ammine.

<sup>44</sup> Le informazioni sono tratte dalle presentazioni dell'Incontro tecnico "Come incrementare la produzione degli impianti di biogas, la loro redditività ed eco-compatibilità" tenutosi nell'ambito del progetto europeo EU-Agrobiogas a Piverone (TO) il 14 luglio 2009.

valorizzato in energia elettrica (10,8 c€/kWh di CH<sub>4</sub> con un prezzo dell'energia elettrica di 28 c€/kWh<sub>e</sub>), **la remuneratività dell'investimento è dell'ordine 3,7 anni con un valore di 1,09 €/Nm<sup>3</sup> di biometano immesso in rete** (Figura 41).

Con una remunerazione di questo tipo l'opzione upgrading a biometano ed immissione nella rete del gas naturale appare estremamente interessante; ci sono i margini per prevedere una incentivazione minore, alla luce della maggiore efficienza energetica della produzione di biometano rispetto alla sola produzione di energia elettrica.

**Tabella 31 - Parametri tecnici di funzionamento dell'impianto di digestione anaerobica dell'azienda agricola Bagnod Roberto**

Parametro		
Carico organico specifico	kg SV/m <sup>3</sup> /giorno	2,25
Tempo di ritenzione idraulica	giorni	105
Produzione metano	Nm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> di digestore/giorno	0,54
Produzione annuale di metano	Nm <sup>3</sup> /anno	2.300.000
Produzione specifica di metano	Nm <sup>3</sup> /kgSV	0,25
Potenza elettrica installata	kW	1000

**Tabella 32 - Parametri tecnici dell'impianto di biogas e di upgrading con immissione in rete del biometano nell'azienda agro-zootecnica usata per l'esempio**

Parametro		
<i>Potenzialità produttiva biogas</i>	Nm <sup>3</sup> /h	530
<i>Biomassa utilizzata</i>		
- <i>insilato di mais</i>	t/g	45
- <i>effluenti zootecnici</i>	t/g	12,5
- <i>sottoprodotti di origine vegetale</i>	t/g	48
<i>Carico organico volumetrico</i> <sup>45</sup>	kg SV/m <sup>3</sup> /g	2,25
<i>Tempo di ritenzione idraulico</i> <sup>46</sup>	giorni	105
<i>Volume utile reattori</i>	m <sup>3</sup>	10600
<i>Tipo di reattore</i> <sup>47</sup>	-	CSTR
<i>Temperatura di processo</i>	-	Mesofilo
<i>Resa specifica biogas media</i>	m <sup>3</sup> /kgSV/g	0,52
<i>Percentuale di metano</i>	%	54
<i>Ore di funzionamento upgrading</i>	h/anno	8.320
<i>Energia elettrica producibile in alternativa all'upgrading</i>	MWh/anno	7.453
<i>Autoconsumi digestori</i>	MWh/anno	627
<i>Biometano producibile</i>	Nm <sup>3</sup> /anno	2.300.000

<sup>45</sup> Carico organico volumetrico: quantità di solidi volatili o sostanza organica (SV) caricata per giorno e per metro cubo di reattore. Viene tenuta costante per tutti gli scenari;

<sup>46</sup> Il tempo di ritenzione idraulico, ovvero il numero di giorni di permanenza medi dei substrati caricati, considera il fatto che nel primo scenario una elevata quota di carico organico è data da effluenti suinicoli che necessitano di un tempo minore;

<sup>47</sup> CSTR: reattore completamente miscelato, termostato e riscaldato;

**Tabella 33: investimento per l'impianto di biogas e di upgrading con immissione in rete**

Parametro		
Opere civili <sup>48</sup>	k€	1.105
Opere elettromeccaniche <sup>49</sup>	k€	1.204
Cogeneratore	k€	0
Stoccaggio per biomasse	k€	353
Stoccaggio digestato	k€	449
Varie	k€	54
Impianto upgrading biogas <sup>50</sup>	k€	1.400
Compressione e allacciamento rete gas <sup>51</sup>	k€	250
<b>Totale</b>	<b>k€</b>	<b>4.815</b>

**Tabella 34: costi di esercizio per l'impianto di biogas e di upgrading con immissione in rete**

Parametro		
Service sistema upgrading <sup>52</sup>	k€	67
Produzione biomasse <sup>53</sup>	k€	580
Gestione impianto <sup>54</sup>	k€	128
EE per funzionamento del digestore <sup>55</sup>	k€	87
Costi generali	k€	69
EE per impianto biometano	k€	43
Autoconsumo biogas <sup>56</sup>	k€	154
<b>Totale</b>	<b>k€</b>	<b>1.128</b>

<sup>48</sup> le opere civili comprendono: la realizzazione dei digestori, le vasche di rilancio dei liquami/digestato, le infrastrutture per gli impianti tecnologici e le opere di adeguamento fognatura e reti tecnologiche;

<sup>49</sup> in questa voce sono incluse tutte le attrezzature elettromeccaniche necessarie al funzionamento del digestore anaerobico e alla connessione con la rete elettrica: sistema di caricamento di liquami e/o biomasse solide, sistema di miscelazione, riscaldamento, coperture gasometriche, quadri di controllo impianto, scarico e trattamento del digestato (separazione solido liquido), desolfurazione e deumidificazione del biogas, cabina trasformazione da BT a MT;

<sup>50</sup> valore a corpo che comprende tutte le opere relative al trattamento del biogas finalizzato alla produzione di biometano, desunto dal preventivo della ditta MT-Energie;

<sup>51</sup> valore a corpo desunto da preventivo ditta FornovoGas, da definire però di volta in volta sulla base del tipo di rete gas disponibile e della distanza.

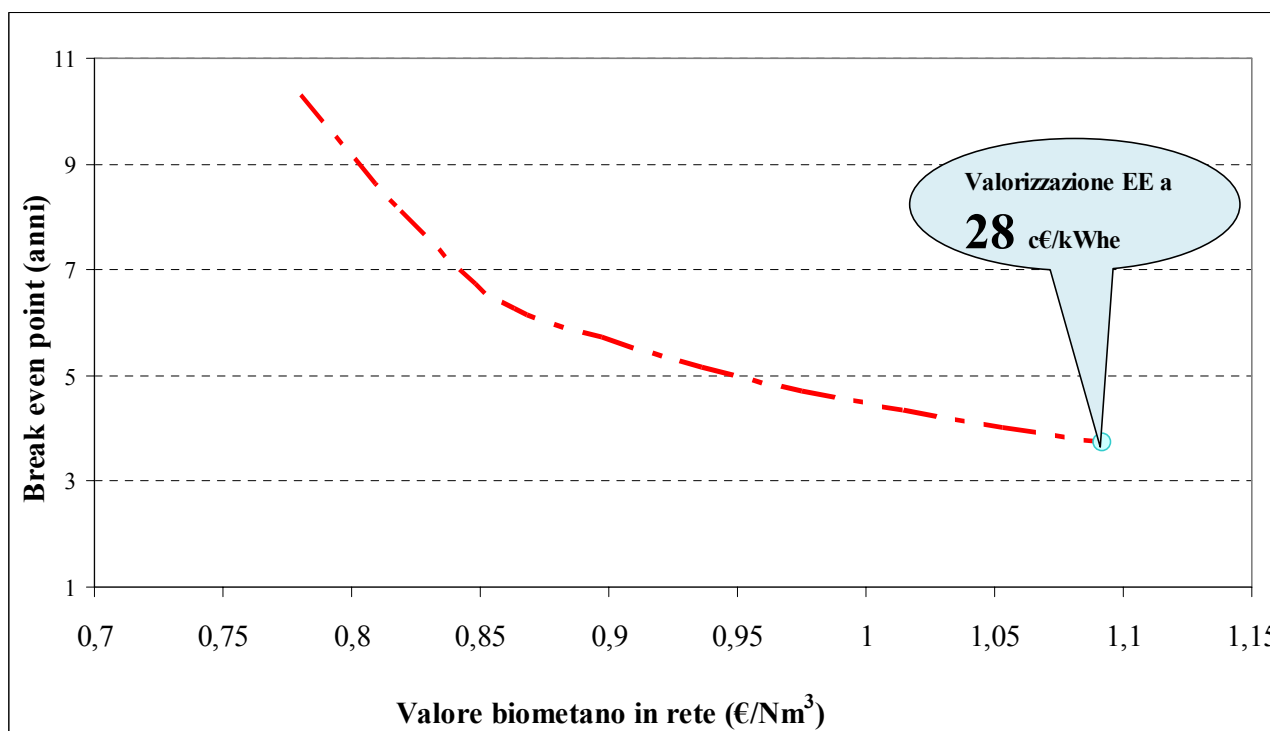
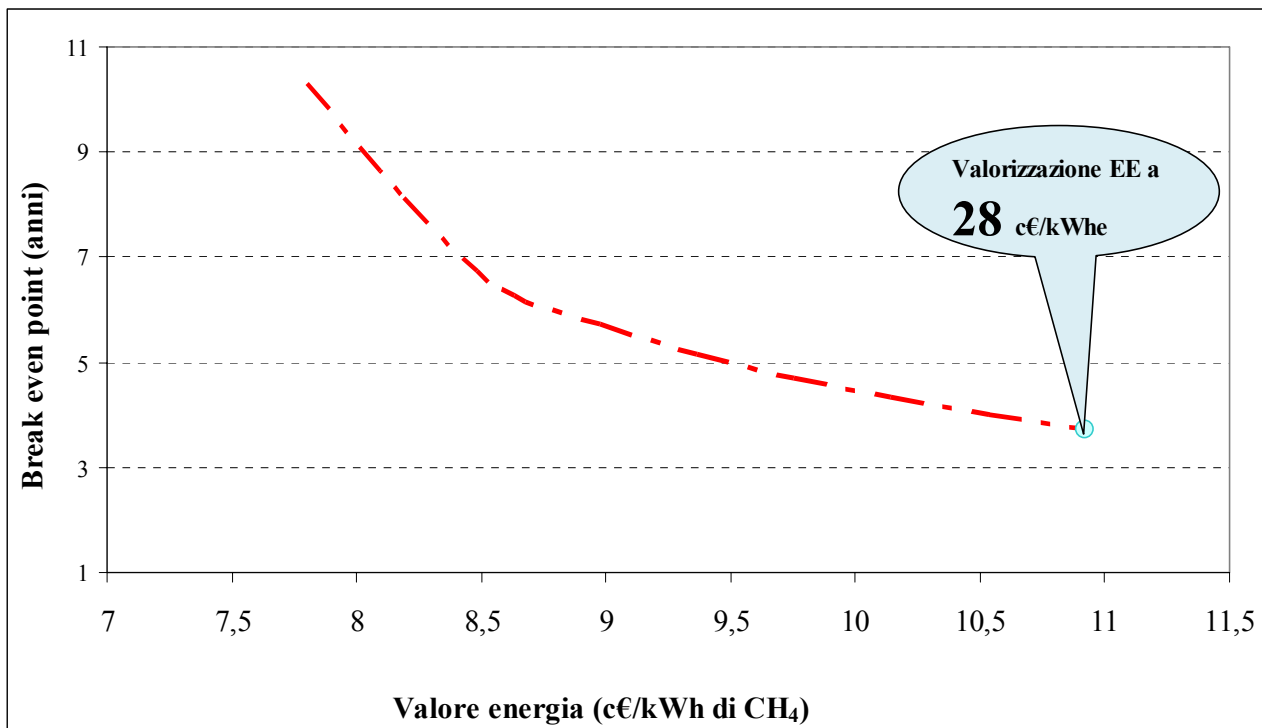
<sup>52</sup> servizio di manutenzione per il funzionamento del sistema di upgrading del biogas a biometano, pari a 1,5 c€/Nm<sup>3</sup> prodotto nello scenario 2 e 1,05 c€/Nm<sup>3</sup> prodotto nello scenario 4;

<sup>53</sup> viene considerato un costo di produzione della biomassa (insilato di mais) di 30 €/t e un costo per sottoprodotti vegetali di 5 €/t.

<sup>54</sup> Vengono considerati circa 36 k€ per la manutenzione ordinaria delle opere elettromeccaniche soggette ad usura, 50 k€ per la manodopera necessaria al carico delle biomasse e 32 k€ per la gestione ordinaria, 10 k€ per servizio analisi chimiche a supporto del processo;

<sup>55</sup> tutta l'energia necessaria al funzionamento del digestore viene acquistata ad un prezzo di 13,6 c€/kWh;

<sup>56</sup> La mancanza di un cogeneratore che permetta di recuperare energia termica per le esigenze dell'impianto (riscaldamento digestore e rigenerazione ammine) impone di utilizzare parte del biogas prodotto in una caldaia. Il costo viene calcolato considerando un fabbisogno di 300 kW nello scenario 2 e 600 kW nello scenario 4 per la generazione di calore ottenuta sfruttando biogas valorizzato ad un prezzo di 5 c€/Nm<sup>3</sup>;



**Figura 41: Analisi di sensitività del Break even point (anni) nel caso di upgrading con immissione in rete del biometano nell'azienda agro-zootecnica usata per l'esempio. Vengono messi in evidenza i punti di equi-remuneratività nel caso in cui il biogas prodotto fosse convertito in energia elettrica**

**10.2 - Nell'impianto di biogas del Polo Tecnologico di ACEA Pinerolese**

L'impianto di biogas del Polo Tecnologico di ACEA Pinerolese è composto da 3 linee produttive differenti: la prima attiene alla digestione anaerobica della FORSU (Frazione Organica da raccolta differenziata), la seconda al collettamento del biogas dalla adiacente discarica per Rifiuti Urbani

(RU) e la terza dalla digestione anaerobica dei fanghi di depurazione dell'impianto attiguo. Le prime due linee apportano circa il 90% del biogas disponibile.

L'impianto di digestione anaerobica della FORSU, da *Figura 44* a *Figura 49*, è composto da una linea di pre-trattamento che prevede in primo luogo una sezione di frantumazione dei sacchi con vagliatura grossolana (vaglio a dischi e deferrizzatore). La frazione di sottovaglio viene ulteriormente miscelata con pompa frantumatrice, acqua e digestato caldo per arrivare ad una miscela omogenea con sostanza secca di circa il 12% e una temperatura di 65°C. La miscela così prodotta viene stoccata in un reattore polmone di pre-idrolisi in cui avviene la prima fase del processo di digestione anaerobica e che garantisce la sincronia fra i tempi di lavorazione della FORSU e le esigenze di carico del digestore. Due volte al giorno il digestore principale viene scaricato e caricato con la miscela idrolizzata e riscaldata. I digestori sono del tipo CSTR, completamente miscelati e riscaldati in regime di termofilia, costruiti in acciaio e con un tempo di ritenzione medio di circa 14 giorni. La miscelazione avviene attraverso l'insufflazione di biogas da circa 200 ugelli posizionati sul fondo degli stessi. Un sistema di controllo, basato sulle variazioni di pressione interne al duomo del digestore, permette di valutare il tempo di risalita del biogas insufflato per la miscelazione e individuare se sono presenti stratificazioni all'interno del reattore. La miscela caricata viene immessa all'interno del digestore in una precamera separata dal resto del volume, in modo da consentire la migliore sedimentazione degli inerti ancora presenti e la sua miscelazione con il flusso di ricircolo per tamponarne l'acidità. Il fondo conico del reattore, inoltre, consente di accumulare facilmente i sedimenti e di allontanarli con efficienza. Il biogas prodotto viene convogliato ad un gasometro esterno da cui, mediante compressione, viene avviato alla sezione di cogenerazione. Il rifiuto organico digerito anaerobicamente viene disidratato e successivamente avviato alla adiacente sezione di compostaggio. L'acqua di processo è in parte ricircolata per le esigenze del digestore e la parte rimanente avviata all'impianto di depurazione civile adiacente. I dati tecnici di efficienza dell'impianto sono riepilogati in *Tabella 35*.

L'azienda ha, inoltre, in gestione anche una rete di distribuzione di metano<sup>57</sup> a 12 bar (3<sup>a</sup> specie), *Figura 50*, e una flotta di compattatori (16 automezzi) per la raccolta della FORSU.

L'installazione di un sistema di upgrading del biogas prodotto dalla linea FORSU avrebbe una capacità operativa di circa 300 m<sup>3</sup>/h di biometano e permetterebbe di raffinare circa 2,3 Mm<sup>3</sup> di biometano per anno. L'analisi viene condotta solo sulla linea di produzione di biogas da FORSU in quanto il biogas captato dalla adiacente discarica per RU ha sicuramente un contenuto di metano più basso ed è più "sporco" sia per la presenza di siloxani che di ossigeno e azoto che implicherebbe una tecnologia di purificazione più sofisticata e costosa. Inoltre, la produzione di biogas da FORSU è già quantitativamente significativa e sufficiente per l'intervento di upgrading.

Stimando un consumo di metano dei compattatori in circa 200 Nm<sup>3</sup>/giorno, per un totale di 3.200 Nm<sup>3</sup>/giorno, e nell'ipotesi di turni di lavoro su 6 giorni alla settimana, il fabbisogno totale equivarrebbe al 43% circa della produzione annuale (1 Mm<sup>3</sup>/anno su 2,3 Mm<sup>3</sup>/anno) della linea di digestione anaerobica della FORSU. La quota rimanente (1,3 Mm<sup>3</sup>) potrebbe essere utilizzata per il rifornimento di altri mezzi della flotta aziendale. A titolo indicativo tale quota sarebbe sufficiente per la percorrenza di circa 22.000.000 km con un automezzo di cilindrata media in ciclo misto urbano<sup>58</sup>.

Per il rifornimento dei 16 compattatori presenti in azienda sarebbe necessario una stazione di rifornimento con sistema di compressione connesso ad uno stoccaggio e a due pompe erogatrici. Visto che la fornitura del biometano raffinato avviene in via continuativa ad una portata non sufficiente a rifornire i mezzi in un tempo ragionevole, si rende necessario realizzare uno stoccaggio

<sup>57</sup> ACEA ha in gestione 590 km di rete, distribuisce 74.500.000 m<sup>3</sup> di metano in 24 Comuni serviti per un totale di 28.000 fruitori del servizio (Fonte: sito internet di ACEA)

<sup>58</sup> Si fa riferimento al consumo di un auto tipo FIAT PuntoEvo 1,4 77 cv alimentata Natural Power con consumo in ciclo combinato di 4,2 kg/100 km (5,85 Nm<sup>3</sup>/100 km, considerando una densità del metano di 717 g/m<sup>3</sup>).

temporaneo ad alta pressione. Considerando un tempo di rifornimento massimo di 4 ore per turno, con due turni per giorno e un consumo medio per compattatore di 200 Nm<sup>3</sup>/giorno, sarebbe necessario un volume di stoccaggio a 250 bar pari a circa 600 Nm<sup>3</sup>. Il volume di stoccaggio diviene progressivamente più elevato riducendo il tempo di rifornimento per gli automezzi: in *Figura 51* viene illustrata la correlazione fra tempo di rifornimento disponibile per il carico dei 16 compattatori aziendali e la capacità di stoccaggio a 250 bar necessaria.

Vista la medesima potenzialità, al pari di quanto stimato per il caso precedente, l'investimento necessario per l'installazione di un impianto di upgrading del biogas a biometano<sup>59</sup> ammonta a circa 1,4 milioni di Euro.

L'investimento necessario per realizzare la stazione di rifornimento<sup>60</sup>, escluse le opere di sistemazione dell'area e gli oneri accessori, ammonta a circa 235.000 €, di cui 25.000 € per realizzare lo stoccaggio da 600 Nm<sup>3</sup>.

Nella rimanente parte della giornata la stazione di rifornimento progettata per il rifornimento di compattatori, sarebbe in grado di erogare metano per altri autoveicoli. La produzione giornaliera disponibile per questa attività, al netto dei rifornimenti per i compattatori, sarebbe di circa 4.000 Nm<sup>3</sup>. In questo caso, nell'ipotesi che i tempi tecnici di carico siano sempre di almeno 5 minuti e che fra la fine di un rifornimento e l'inizio del successivo passino al massimo 5 minuti, il sistema installato sarebbe in grado di rifornire:

- almeno 130 veicoli con un consumo medio di 30 Nm<sup>3</sup>/giorno, con tempi di carico massimi di 5 minuti, suddivisi in due turni di 6 ore consecutive ciascuno;
- almeno 80 veicoli con un consumo medio di 50 Nm<sup>3</sup>/giorno, con tempi di carico massimi di 15 minuti, suddivisi in due turni di 5 ore consecutive ciascuno.

---

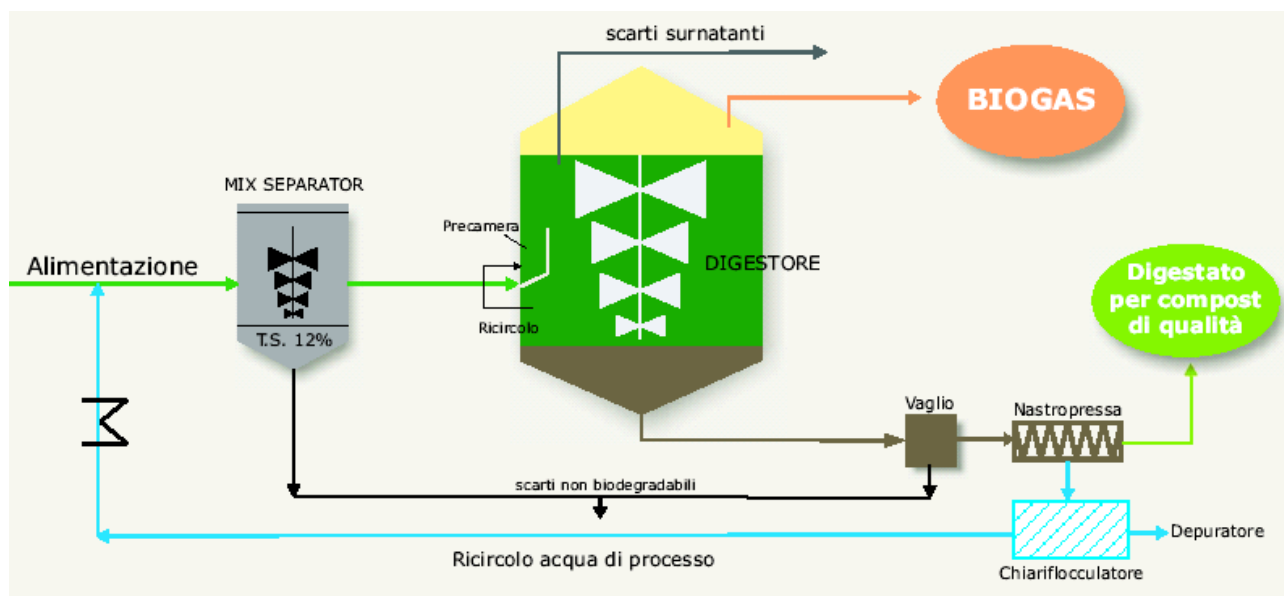
<sup>59</sup> Anche in questo caso si fa riferimento alla tecnologia con ammine, messa a punto da MT-Energie

<sup>60</sup> Si fa riferimento ai contatti avuti con FornovoGas di Reggio Emilia.

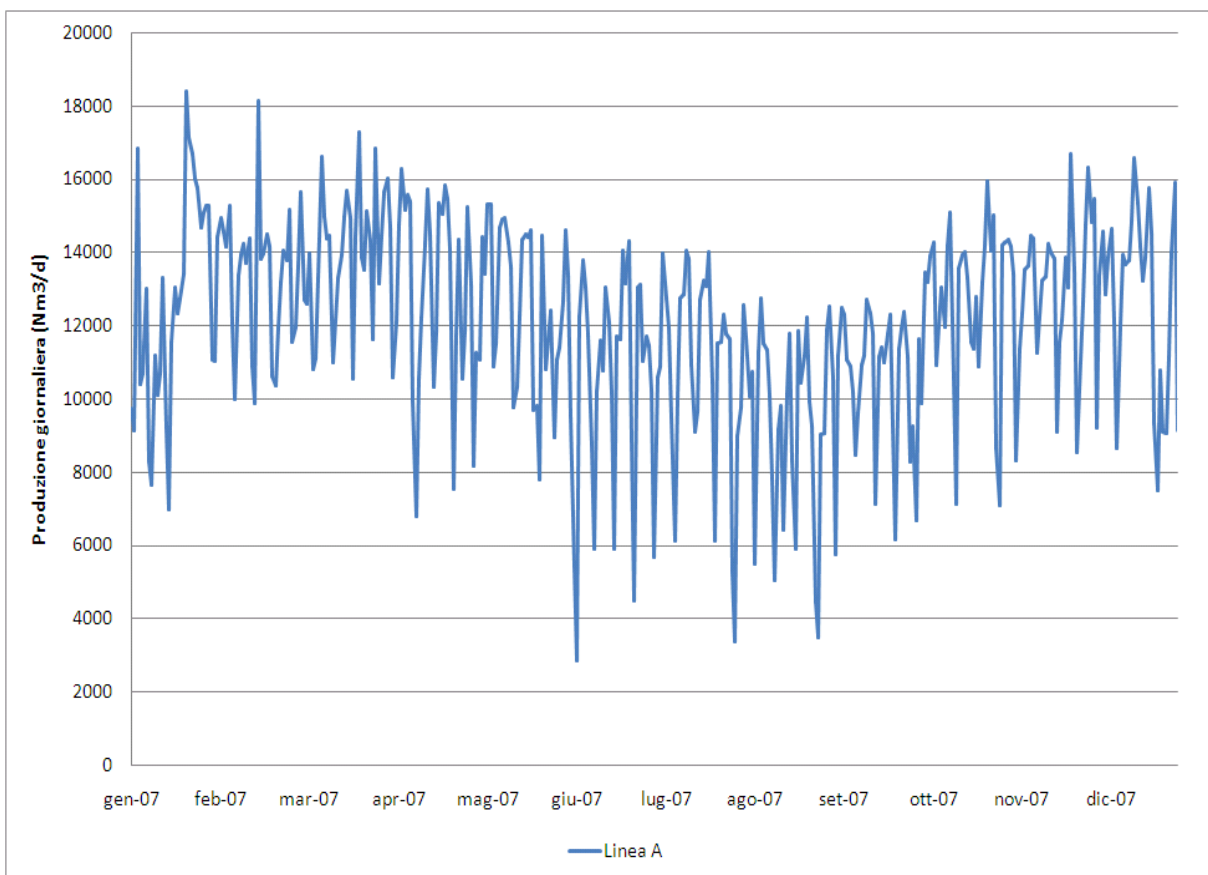


**Tabella 35 - Dati di processo e rendimenti di trasformazione dalla linea FORSU (Fonte: ACEA Pinerolese)**

Solidi totali (ST) della miscela avviata a digestione	%	12
Contenuto di solidi volatili	%ST	85
Volume digestori	m <sup>3</sup>	2750 x 2
FORSU utilizzata	t/a	40.000
Tempo di ritenzione idraulica	giorni	14
Temperatura digestori	°C	50-55
Contenuto di metano	%	60
Quantità di biogas prodotto	Nm <sup>3</sup> /anno	4.225.000
Quantità di metano prodotto (60% media di metano nel biogas)	Nm <sup>3</sup> /anno	2.550.000
	Nm <sup>3</sup> /h	290
Potenza elettrica installata (compresa la potenza necessaria per la combustione del biogas di discarica)	kW	1.100 + 950
Produzione annua di energia elettrica da FORSU	GWh	10



**Figura 42: Schema di funzionamento dell'impianto di digestione anaerobica da FORSU di ACEA - Pinerolo**



**Figura 43: Produzione di biogas da digestione anaerobica della FORSU di ACEA**



**Figura 44 - Digestori anaerobici della linea FORSU di ACEA Pinerolese**



**Figura 45 - Sezione di ricezione FORSU**



**Figura 46 - Cogeneratore per l'utilizzazione del biogas prodotto**



**Figura 47 - Scarto da vagliatura della FORSU**



**Figura 48 - Gasometro per lo stoccaggio del biogas prodotto**





**Figura 49 - Compost finito dalla lavorazione del solido separato del digestato**

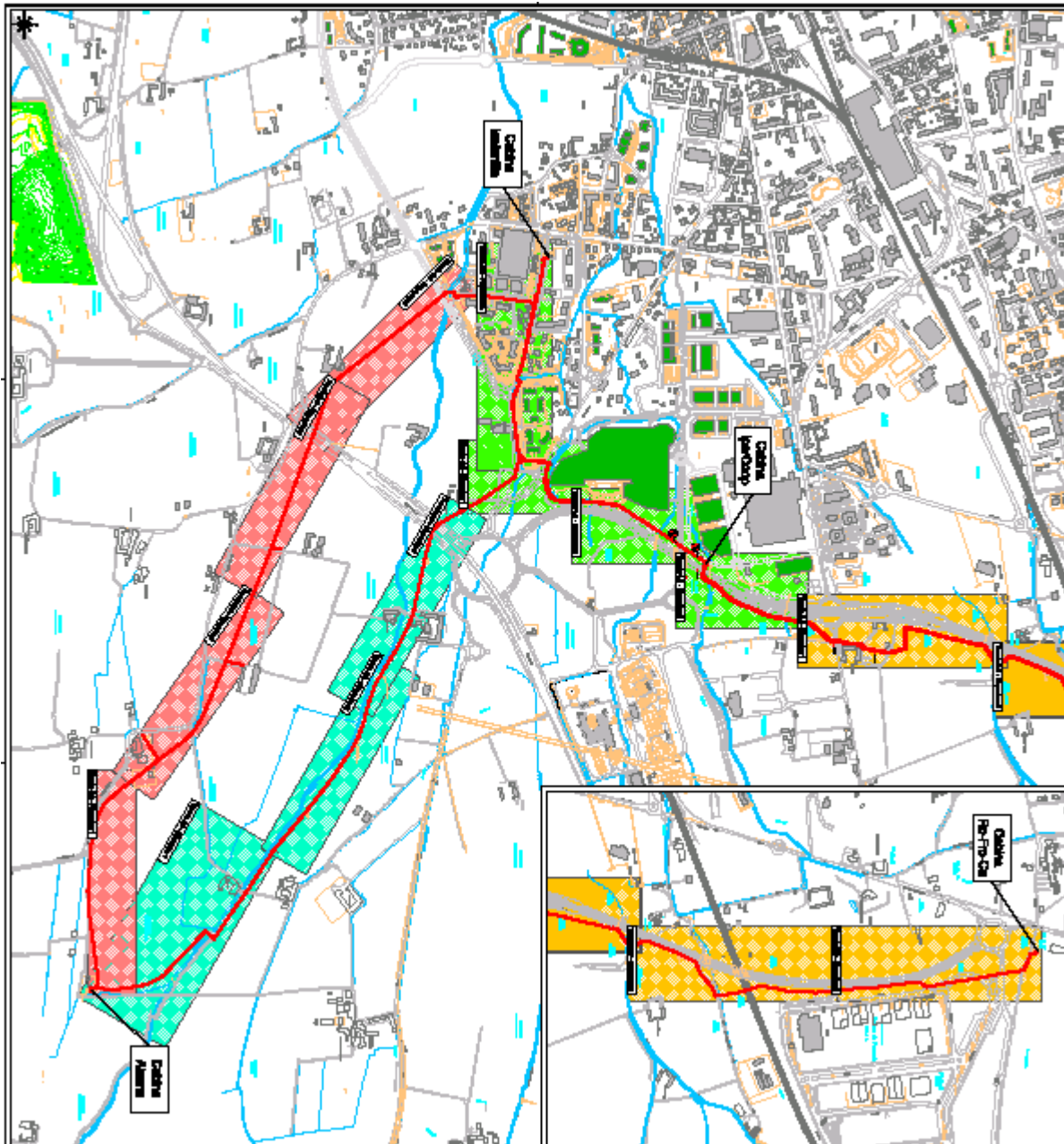
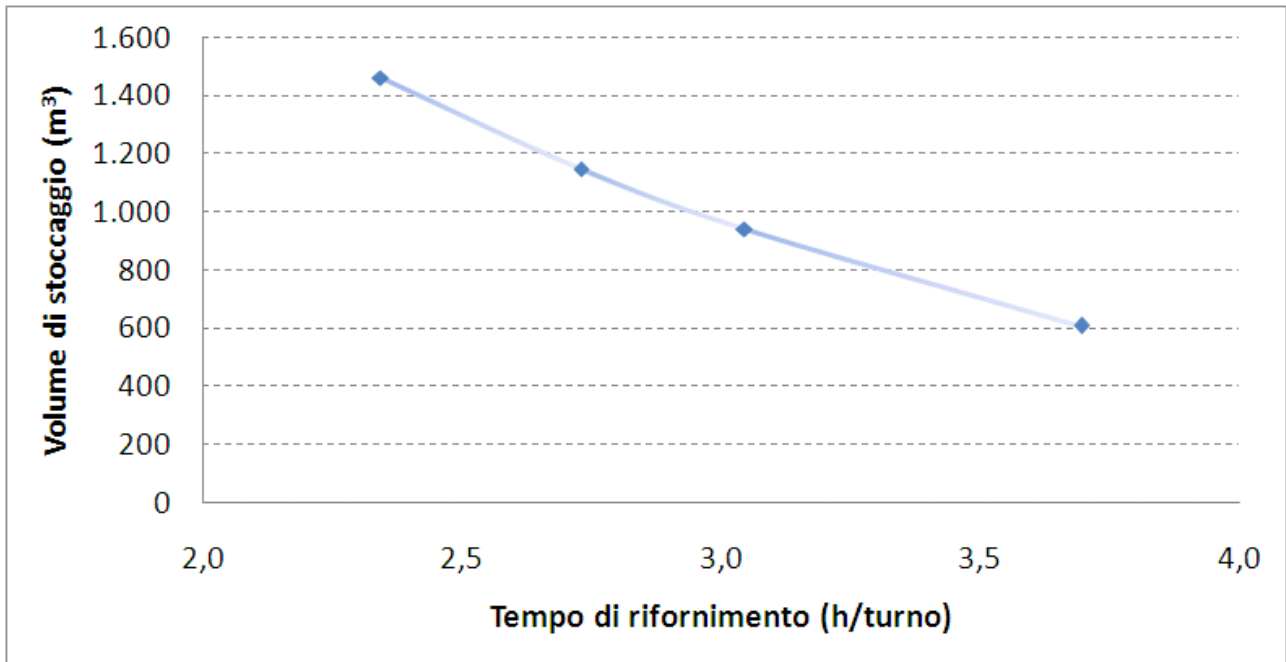


Figura 50 - Rete di distribuzione a 12 bar direttamente gestita da ACEA



**Figura 51 - Volume di stoccaggio ad alta pressione in relazione al tempo disponibile per turno per il rifornimento di 16 compattatori**

## 11 CONCLUSIONI

L'utilizzo del biogas per usi diversi dalla cogenerazione, attualmente la via preferenziale di impiego per motivi essenzialmente economici legati all'attuale meccanismo di incentivazione dei certificati verdi e ora anche della tariffa omnicomprensiva, sebbene supportato da recenti disposti legislativi a livello comunitario è ancora lontano dal poter essere considerato una soluzione attuabile, anche solo al livello locale, nel nostro Paese.

I principali aspetti presi in esame in questo Studio evidenziano, in contrasto con l'interesse del legislatore europeo verso la risorsa biogas/biometano e l'auspicio, che per il momento rimane tale a livello nazionale, a non discriminarlo nei confronti del gas naturale, i seguenti fattori:

- mancanza di riferimenti al biogas/biometano nei disposti legislativi nazionali (italiani) che regolano il trasporto e la distribuzione di gas naturale;
- sostanziale assimilazione del gas naturale per uso autotrazione al gas naturale che viene circolato - trasportato e distribuito – in rete;
- quasi assoluta mancanza di riferimenti al biogas/biometano nel quadro legislativo fiscale, se non per il biogas soggetto ad autoconsumo, che esclude quindi la possibilità di immissione in rete o cessione a terzi precludendo quindi qualsiasi utilizzo diverso;
- assenza a livello europeo di norme tecniche comuni per la caratterizzazione del gas naturale e di conseguenza di altri prodotti minori quali il biogas/biometano. Esistono alcuni riferimenti normativi ma sottoforma di raccomandazioni o suggerimenti che oltretutto fanno riferimento a specifiche di altri Paesi non valide a livello italiano;
- presenza di specifiche tecniche in alcuni Paesi europei che definiscono le caratteristiche del biogas/biometano tal quale o compresso per uso autotrazione o per l'immissione in rete;
- maggiore attenzione degli operatori alle caratteristiche fisico-chimiche del biogas/biometano rispetto al gas naturale la cui natura risulta quasi sufficiente per garantirne le qualità. I “sospetti” relativi al biogas/biometano risiedono soprattutto nel potenziale contenuto di sostanze minori con proprietà corrosive ( $H_2S$ , Siloxani, composti alogenati,....).

Sulla base di queste principali considerazioni si ravvisa la necessità di avviare al più presto progetti pilota a livello locale, con un forte coinvolgimento dell'autorità pubblica, degli enti statali competenti e degli *stakeholder* industriali, per poter evidenziare e risolvere soprattutto le problematiche legislative e fiscali e in seconda battuta quelle tecniche, attualmente forse meno limitanti in quanto facilmente risolvibili grazie alle attuali tecnologie disponibili sul mercato.

Considerato il contesto in cui si sviluppa il presente rapporto, si ritiene utile riportare alcune indicazioni generali tratte da uno studio (Trendsetter Report 2003) e finalizzate a definire alcune regole comuni per l'attuazione di progetti relativi all'introduzione di biogas/biometano in contesti operativi. Si tratta di considerazioni comuni desunte da vari progetti sviluppati e attuati in Europa negli ultimi anni, quale BiogasMax ([www.biogasmax.eu](http://www.biogasmax.eu)).

Aspetti tecnici:

- l'avvio di un progetto basato sul biometano è più facile se esiste già una produzione locale di biogas in quanto la materia è già conosciuta dagli operatori;
- la taglia minima sostenibile sembra sia quella che consente di produrre almeno 150-200  $Nm^3/h$  di biometano;
- gli investimenti devono essere tali da garantire un'elevata qualità di processo e di prodotto.



**Aspetti infrastrutturali:**

- la rete di distribuzione deve essere efficiente e non eccessivamente lunga soprattutto se viene effettuata non in condotte ma con camion (gas compresso e/o liquefatto);
- le stazioni di rifornimento devono essere omogeneamente distribuite sul territorio al fine di evitare agli utenti perdite di tempo o consumo eccessivo di carburante;
- deve essere avviata una forte azione di coinvolgimento delle autorità pubbliche e degli utenti, sia pubblici che privati per facilitare l'azione di promozione del biocarburante.

**Aspetti politici:**

- le autorità locali dovrebbero promuovere la nuova risorsa con incentivi o altre misure appropriate: detassazioni, parcheggi gratuiti;
- il prezzo del biometano alla pompa deve essere sensibilmente inferiore rispetto ai carburanti concorrenti;
- la propensione "ambientale" delle autorità locali è determinate. Una amministrazione che ha già dimostrato la sua attitudine alle fonti rinnovabili avrà sicuramente più chance di sviluppare un progetto di questo tipo.

***Ringraziamenti***

Si ringrazia per la gentile collaborazione:

- la ditta **Fornovo Gas srl** (RE), fornitrice di sistemi di compressione per stazioni di rifornimento e compressione di gas naturale nelle stazioni di ripompaggio;
- la ditta **MT-Energie** (PD) per la collaborazione attiva nel fornire dettagli tecnici ed economici relativi all'impianto di upgrading del biogas;
- la società multiservizi **ACEA Pinerolese Industriale** (TO) per la ampia disponibilità e la fornitura dei dati tecnici relativi al proprio impianto di digestione anaerobica e rete del gas.

## 12 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI E NORMATIVI

- "Gas Act" olandese del 22 Novembre 2006
- AA.VV. 2004. Biomasse per l'energia: guida per progettisti, impiantisti e utilizzatori. Edito da ISES Italia e Fondazione IDIS-Città della Scienza.
- AA.VV. 2006. Dai campi l'energia del futuro. I supplementi di Agricoltura, n. 30.
- AD-Nett (un network europeo sulla digestione anaerobica) - Informazioni sul sito web: [www.adnett.org](http://www.adnett.org).
- Al Seadi T., 2001. Good practice in quality management of AD residues from biogas production. Pubblicazione a cura del Task 24 della IEA Bioenergy.
- Biofuel Marketplace (EIE/05/022/SI2.420009) Overview and Recommendations on Biofuel Standards for Transport in the EU WIP Renewable Energies - München - Germany June 2006
- Biogas as vehicle fuel - Market Expansion to 2020 Air Quality-Report on Technological Applicability of Existing Biogas Upgrading Processes Deliverable D3.1 – Report Work Package 3 – Upgrading –Biogasmax Project ([www.biogasmax.eu](http://www.biogasmax.eu)).
- Biogas as Vehicle Fuel, an European Overview - October 2003, Stockholm - Trendsetter Report No 2003:3 - Guideline to set up a city biogas project
- Biogas Upgrading and utilisation – IEA Bioenergy Task 24: Energy from biological conversion of organic waste.
- Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection- IEA Bioenergy Task 37 – Energy from biogas and landfill gas.
- Biomethan for NGV's. An additional benefit to the environment. Peter Sendinger - OMV Gas & Power. Bratislava, Sept. 19th2008. Sixth European Forum Gas 2008
- Bio-natural-gas for cleaner urban transport – European Biomethane Fuel Conference Goteborg September 7-9 th 2009.
- Bortone G., Piccinini S., Farina R., Forner G., Verzellesi F., Tilche A., 1991. "Recupero di biogas con impianti di copertura di vasche di stoccaggio di reflui zootecnici", *Ingegneria Ambientale* 11-12, p. 678.
- Codici GAS: SNAM RETE GAS, EDISON GAS.
- CRPA (a cura di) 1996. "Biogas e cogenerazione nell'allevamento suino - Manuale pratico", ENEL SpA, pp. 208.
- CUNA NC 632-01 Gas naturale. Valori di riferimento. Tabella sperimentale
- Decreto Legislativo 2/2/2007 n. 26. Attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità. (GU n.68 del 23/3/07)
- Decreto Legislativo 23/05/2000, n. 164. Attuazione della direttiva n. 98/30/CE (Prima direttiva gas) recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144. (G.U. n. 142 del 20/06/20)
- Decreto Legislativo 26/10/1995, n. 504. Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative. (GU n. 48 del 29/11/1995)

- Decreto Ministeriale 24/11/1984. Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8. (GU n.12 del 15/1/93)
- Decreto Ministeriale 19/02/2007. Approvazione della regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare. (GU n. 65 del 19/3/07)
- DIN 51624 Carburanti per autoveicoli. Gas metano. Requisiti e procedure di prova
- DIRETTIVA 2003/55/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE
- DIRETTIVA 2005/55/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 28 settembre 2005 concernente il ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative ai provvedimenti da prendere contro l'emissione di inquinanti gassosi e di particolato prodotti dai motori ad accensione spontanea destinati alla propulsione di veicoli e contro l'emissione di inquinanti gassosi prodotti dai motori ad accensione comandata alimentati con gas naturale o con gas di petrolio liquefatto destinati alla propulsione di veicoli
- DIRETTIVA 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- DVGW G260/I Norme qualitative per il gas naturale
- DVGW G262 Impiego di gas da fonti rinnovabili in rete pubblica
- EurObserv'ER 2008. Le baromètre du biogas - Systèmes solaires, n. 186, Luglio.
- Gerli A., Merzagora W., 2000. L'evoluzione della situazione italiana nel campo della valorizzazione energetica della frazione organica dei rifiuti solidi urbani. Relazione presentata al Convegno "Produzione ed utilizzo di biogas, recupero di energia e razionalizzazione del ciclo di trattamento dei rifiuti", organizzato da Itabia nell'ambito della fiera Sep-Pollution 2000, Padova 31 Marzo.
- IEA Bioenergy task 37, 2004 [www.iea-biogas.net](http://www.iea-biogas.net)
- Impianto per il trattamento del biogas – Depurazione del biogas in biometano secondo il procedimento BCM ® del DGE GmbH Wittenberg- MT- BioMethan.
- ISO/TR 15403-2 Gas naturale. Gas naturale per l'utilizzo quale carburante compresso per autoveicoli. Parte 2: Specifiche di qualità
- Navarotto P. L., Navarotto L., 2005, Cofermentazione, una nuova chance per il biogas agricolo. *Informatore Zootecnico*, n. 9.
- ÖVGW G31 Norme qualitative per il gas naturale
- ÖVGW G33 Immissione nelle reti di gas naturale di biogas da fonti rinnovabili
- Piccinini S., 2004. Buone prospettive per il biogas da residui zootecnici. *L'Informatore Agrario*, n. 1
- Piccinini S., Bonazzi G., 2005. Nuove strade per smaltire gli effluenti zootecnici. *L'Informatore Agrario*, n. 7
- Piccinini S., Schiff M. C., 2001. La produzione di biogas negli allevamenti zootecnici, *Opuscolo CRPA 6.9*, n. 5/2001.
- Piccinini S., Soldano M., Fabbri C., 2008. Le scelte politiche energetico-ambientali lanciano il biogas. *Supplemento a L'Informatore Agrario*, n.3, Gennaio.

- Raven R.P.J.M. and Gregersen K.H., 2004. Biogas plants in Denmark: successes and setbacks. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 11, Issue 1, January 2007, Pages 116-132.
- Sangiorgi F., Balsari P., Bozza E., 1985. “Impianto di biogas a basso costo inserito in una vasca di accumulo di liquami: risultati di funzionamento”. Rivista di Ingegneria Agraria, 4, p. 211.
- Sev Studien Biogasaufbereitungssysteme zurEinspeisung in das Erdgasnetz –ein Praxisvergleich-Biogas as vehicle fuel .
- SS 155438 Carburanti per motori. Biogas come carburante per motori a ciclo otto ad alto regime
- Svensen B., Rydehell M., Hirtzberger P, 2009 – Market opportunities for introduction of large scale biogas for vehicle use, based on regional fleet assessments, resource potentials and upgrading possibilities – Biogasmax Project ([www.biogasmax.eu](http://www.biogasmax.eu)).
- SVGW61 G13 Linee guida per l'immissione nella rete di gas naturale di biogas
- Tilche A., De Poli F., Ferrante E., Calzolari C., Bozza E., 1983. “Un censimento completo degli impianti di biogas su rifiuti animali operanti oggi in Italia”, ENEA.
- UNI EN 14213 Combustibili per riscaldamento. Esteri metilici di acidi grassi (FAME). Requisiti e metodi di prova
- UNI EN 14214 Combustibili per autotrazione. Esteri metilici di acidi grassi (FAME) per motori diesel. Requisiti e metodi di prova
- UNI EN 15376 Combustibili per autotrazione. Etanolo come componente della benzina. Requisiti e metodi di prova
- UNI EN 228 Combustibili per autotrazione. Benzina senza piombo - Requisiti e metodi di prova
- UNI EN 437 Gas di prova - Pressioni di prova. Categorie di apparecchi
- UNI EN 589 Combustibili per autotrazione. GPL. Requisiti e metodi di prova
- UNI EN 590 Combustibili per autotrazione. Gasolio per motori diesel. Requisiti e metodi di prova
- UNI EN ISO 13443 Gas naturale. Condizioni di riferimento normalizzate
- UNI EN ISO 15403-1 Gas naturale. Gas naturale per l'utilizzo quale carburante compresso per veicoli. Parte 1: Designazione della qualità
- UNI EN ISO 6976 Gas naturale. Calcolo del potere calorifico, della densità, della densità relativa e dell'indice di Wobbe, partendo dalla composizione
- Weiland P., Rieger C. and Ehrmann T., 2003. Evaluation of the newest biogas plants in Germany with respect to renewable energy production, greenhouse gas reduction and nutrient management. Future of Biogas in Europe II, Esbjerg 2-4 October 2003.

---

<sup>61</sup> Schweizerischer Verband des Gas- und Wasserfaches“, Swiss Association for Gas and Water