

# Impianti a Biomasse e Biogas

Camera di Commercio di Reggio Calabria  
*Corso di formazione*  
*Energy Management nelle Imprese*



Relatore: ing. Alessandro Zanini – Intellienergia S.r.l.

**intellienergia** S.r.l.  
renewable energy engineering 



Camera di Commercio  
Reggio Calabria

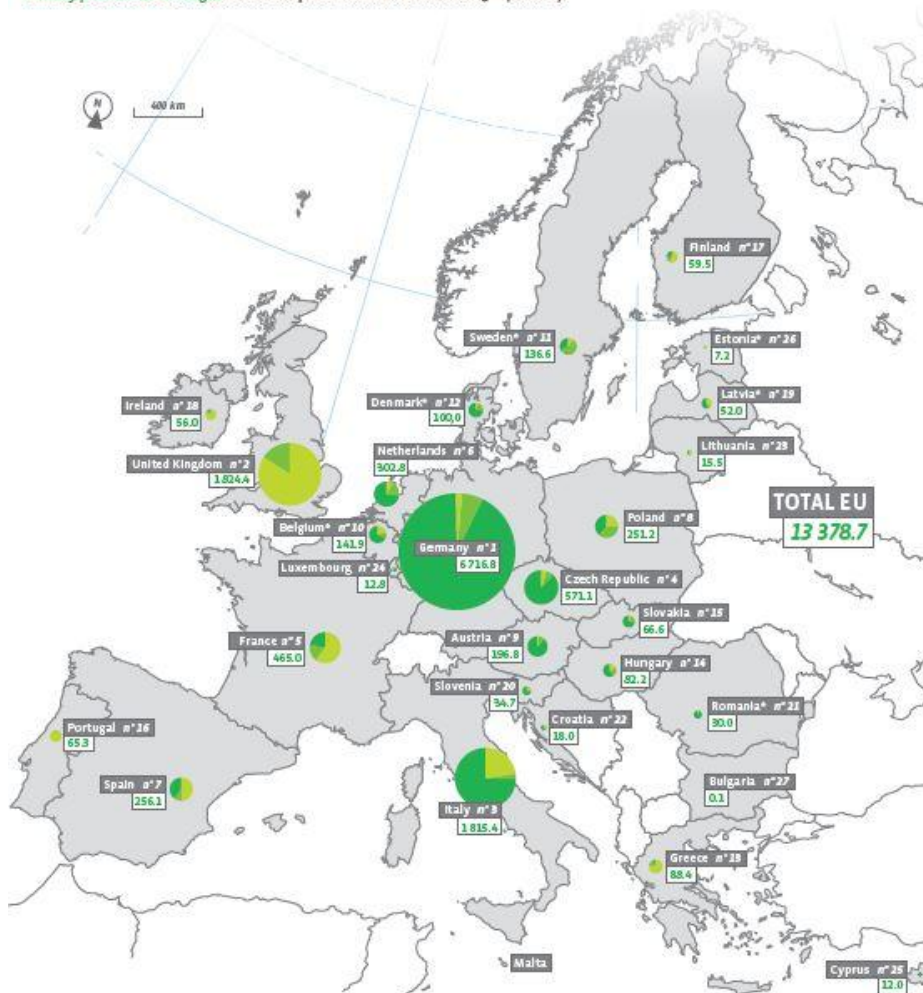
# Introduzione

## Obiettivo:

- Gli impianti a bioenergie in Italia
- Il quadro di riferimento

# Impianti Biogas in Europa

Primary production of biogas in the European Union in 2012 and 2013\*\* (In ktoe)



Tabl. n° 2

Gross electricity production from biogas in the European Union in 2012 and 2013\* (in GWh)

Country	2012			2013*		
	Electricity only plants	CHP plants	Total electricity	Electricity only plants	CHP plants	Total electricity
Germany	5 916.0	21 322.0	27 238.0	6 338.0	22 662.0	29 000.0
Italy	2 160.0	2 468.0	4 618.0	3 435.0	4 013.0	7 448.0
United Kingdom	5 249.2	625.0	5 874.2	5 265.7	665.0	5 930.7
Czech Republic	55.0	1 412.0	1 467.0	55.0	2 239.0	2 294.0
France	754.9	530.0	1 284.9	893.6	627.4	1 521.0
Netherlands	68.0	940.0	1 008.0	60.0	906.0	966.0
Spain	765.0	101.0	866.0	802.1	105.9	908.0
Poland	0.0	565.4	565.4	0.0	882.5	882.5
Austria	592.0	46.0	638.0	574.0	41.0	615.0
Belgium	90.4	573.1	663.5	81.5	516.5	598.0
Denmark	2.5	375.7	378.2	1.7	255.3	257.0
Portugal	199.0	10.0	209.0	238.0	10.0	248.0
Hungary	153.4	81.3	234.7	100.3	142.5	242.8
Latvia	0.0	223.0	223.0	0.0	223.0	223.0
Greece	40.0	164.3	204.3	39.2	177.2	216.4
Slovakia	88.0	102.0	190.0	94.0	110.0	204.0
Ireland	175.0	14.0	199.0	175.9	14.1	200.0
Slovenia	4.9	148.2	153.0	4.2	136.8	141.0
Finland	57.0	82.0	139.0	57.4	82.6	140.0
Croatia	0.0	56.8	56.8	0.0	63.2	63.2
Lithuania	0.0	42.0	42.0	0.0	59.0	59.0
Luxembourg	0.0	57.9	57.9	0.0	55.3	55.3
Cyprus	0.0	50.0	50.0	0.0	52.0	52.0
Romania	0.0	19.0	19.0	0.0	25.8	25.8
Estonia	0.0	15.8	15.8	0.0	21.0	21.0
Sweden	0.0	22.0	22.0	0.0	12.0	12.0
Malta	0.0	2.0	2.0	0.0	3.0	3.0
Bulgaria	0.0	0.3	0.3	0.0	0.5	0.5
<b>EU</b>	<b>16 370.4</b>	<b>30 048.8</b>	<b>46 419.1</b>	<b>18 215.6</b>	<b>34 111.6</b>	<b>52 327.2</b>

\*Estimate. Source: EurObserv'ER 2014.

Tabl. n° 3

Gross heat production from biogas in the European Union in 2012 and 2013\* (In ktoe) in the transformation sector\*\*

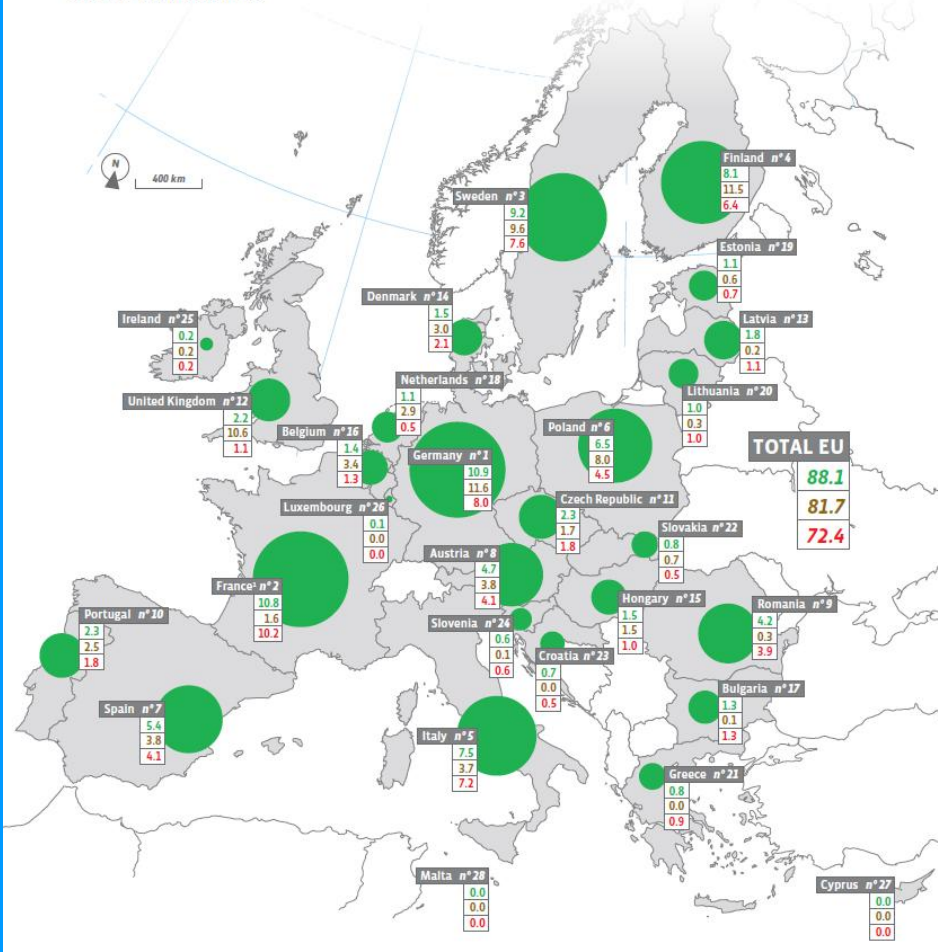
Country	2012			2013*		
	Heat only plant	CHP plant	Total	Heat only plant	CHP plant	Total
Italy	0.3	138.5	138.8	0.3	200.8	201.1
Germany	33.2	47.8	81.0	33.5	70.5	106.0
Denmark	5.9	29.5	35.5	4.2	20.7	26.8
France	2.8	10.6	13.4	2.8	10.6	13.4
Czech Republic	0.0	8.7	8.7	0.0	11.6	11.6
Sweden	5.4	5.7	11.2	5.4	5.7	11.2
Latvia	0.0	10.9	10.9	0.0	10.9	10.9
Slovenia	0.0	9.3	9.3	0.0	8.8	8.8
Finland	6.2	1.6	7.8	6.2	1.6	7.8
Poland	0.3	4.8	5.1	0.0	7.2	7.2
Belgium	0.0	6.6	6.6	0.0	6.6	6.6
Austria	1.9	5.2	7.1	1.9	4.4	6.3
Netherlands	0.0	4.4	4.4	0.0	3.7	3.7
Romania	0.9	2.4	3.3	0.9	2.4	3.3
Croatia	0.0	2.7	2.7	0.0	3.0	3.0
Slovakia	0.0	2.7	2.7	0.0	2.9	2.9
Lithuania	0.0	1.2	1.2	0.0	2.3	2.3
Hungary	0.4	0.9	1.3	0.4	0.9	1.3
Luxembourg	0.0	1.0	1.0	0.0	1.1	1.1
Cyprus	0.0	1.0	1.0	0.0	1.0	1.0
Estonia	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1
<b>EU</b>	<b>57.4</b>	<b>295.8</b>	<b>353.2</b>	<b>55.6</b>	<b>376.8</b>	<b>432.4</b>

\*\*Estimate. \*\*Heat sold to the district heating network or to the industrial units. Source: EurObserv'ER 2014.

(Dati EurObserv'ER)

# Impianti Biomasse in Europa

Primary energy production, gross electricity consumption and heat consumption from solid biomass in the European Union in 2013\*



\* Estimate. \*\* Overseas departments not included. Source: EurObserv'ER 2014

Tabl. n° 3

Gross electricity production from solid biomass in the European Union in 2012 and 2013\* (TWh)

Country	2012			2013		
	Electricity only plants	CHP plants	Total electricity	Electricity only plants	CHP plants	Total electricity
Germany	5.288	6.803	12.091	5.199	6.444	11.643
Finland	1.220	9.485	10.706	1.490	9.968	11.457
United Kingdom	7.008	0.000	7.008	10.577	0.000	10.577
Sweden	0.000	10.507	10.507	0.000	9.609	9.609
Poland	0.000	9.529	9.529	0.000	8.024	8.024
Spain	1.587	1.809	3.396	1.793	2.086	3.789
Austria	1.365	2.400	3.765	1.124	2.535	3.759
Italy	1.545	1.024	2.569	1.132	1.532	3.664
Belgium	2.609	1.076	3.684	2.218	1.136	3.354
Denmark	0.000	3.175	3.175	0.000	3.025	3.025
Netherlands	2.383	1.577	3.960	1.699	1.230	2.929
Portugal	0.786	1.710	2.496	0.736	1.780	2.516
Czech Republic	0.468	1.348	1.816	0.035	1.668	1.683
France**	0.039	1.586	1.625	0.069	1.529	1.599
Hungary	1.218	0.135	1.333	1.377	0.093	1.470
Slovakia	0.008	0.716	0.724	0.000	0.722	0.722
Estonia	0.374	0.611	0.985	0.030	0.635	0.645
Lithuania	0.000	0.176	0.176	0.000	0.279	0.279
Romania	0.053	0.140	0.193	0.000	0.263	0.263
Ireland	0.164	0.020	0.184	0.215	0.014	0.229
Latvia	0.006	0.059	0.065	0.007	0.208	0.215
Slovenia	0.000	0.114	0.114	0.000	0.119	0.119
Bulgaria	0.000	0.065	0.065	0.000	0.065	0.065
Croatia	0.000	0.037	0.037	0.000	0.048	0.048
Luxembourg	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.002
European Union	26.122	54.082	80.204	28.591	53.093	81.684

\* Estimate. \*\* Overseas departments not included for France. Source: EurObserv'ER 2014

Tabl. n° 4

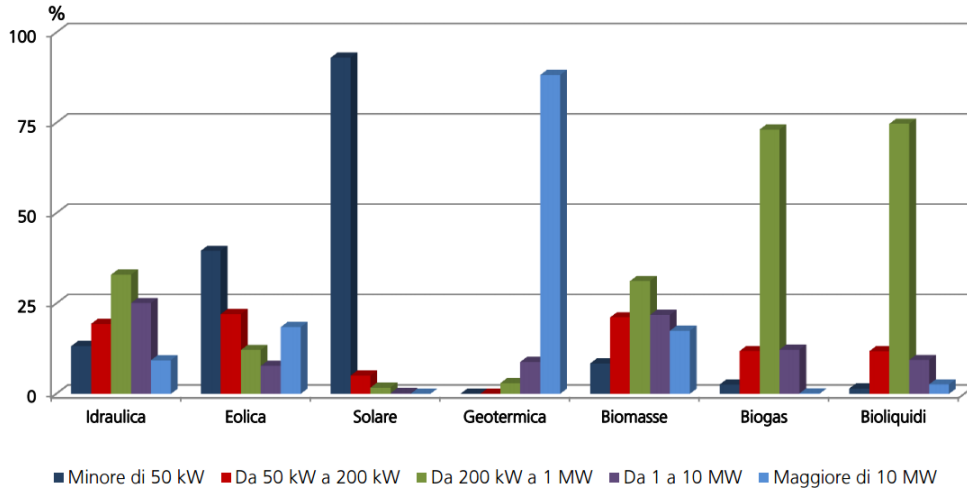
Heat production from solid biomass in the European Union in 2012 and in 2013\* (Mtoe) in the transformation sector\*\*

Country	2012			2013		
	Heat plants only	CHP plants	Total Heat	Heat plants only	CHP plants	Total Heat
Sweden	0.802	1.628	2.430	0.745	1.608	2.353
Finland	0.476	1.143	1.619	0.503	1.184	1.688
Denmark	0.391	0.552	0.943	0.398	0.561	0.959
Austria	0.413	0.401	0.814	0.454	0.380	0.834
Germany	0.251	0.304	0.555	0.284	0.350	0.534
France***	0.159	0.275	0.434	0.213	0.318	0.530
Poland	0.034	0.428	0.462	0.025	0.320	0.345
Italy	0.074	0.272	0.345	0.073	0.268	0.341
Lithuania	0.180	0.060	0.240	0.181	0.087	0.268
Estonia	0.071	0.108	0.179	0.074	0.117	0.191
Slovakia	0.050	0.122	0.173	0.052	0.122	0.174
Latvia	0.090	0.039	0.110	0.093	0.061	0.154
Czech Republic	0.022	0.048	0.070	0.024	0.095	0.119
Romania	0.032	0.015	0.047	0.044	0.073	0.117
Hungary	0.017	0.042	0.059	0.021	0.051	0.072
Netherlands	0.000	0.043	0.043	0.000	0.040	0.040
Bulgaria	0.002	0.003	0.005	0.000	0.030	0.030
Belgium	0.000	0.008	0.008	0.000	0.024	0.024
Slovenia	0.008	0.012	0.020	0.008	0.012	0.020
United Kingdom	0.033	0.000	0.033	0.009	0.000	0.009
Croatia	0.000	0.002	0.002	0.000	0.003	0.003
Luxembourg	0.002	0.000	0.002	0.002	0.001	0.003
European Union	3.105	5.485	8.591	3.103	5.795	8.809

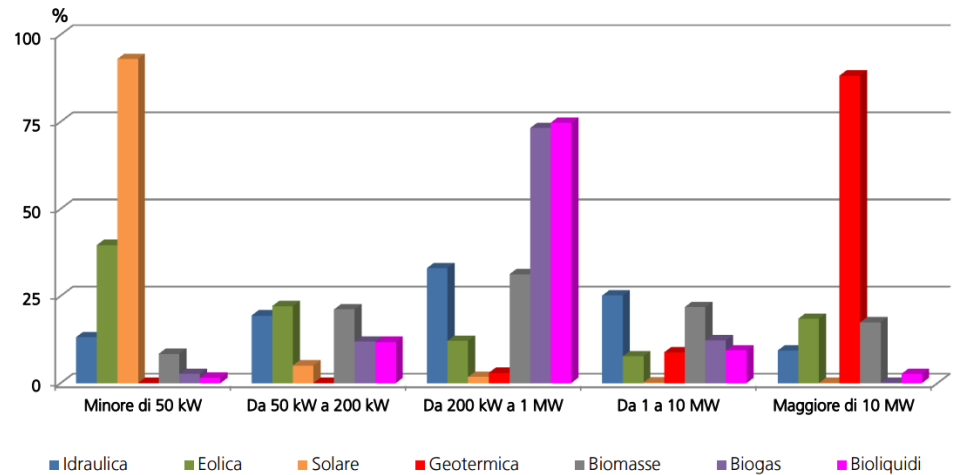
\* Estimate. \*\* Heat sold in district heating. \*\*\* Overseas departments not included for France. Source: EurObserv'ER 2014

# Impianti fonti rinnovabili in Italia

Distribuzione % del numero degli impianti per fonte rinnovabile, secondo classe di potenza



Distribuzione % del numero degli impianti per classe di potenza secondo fonte rinnovabile



(Dati GSE)

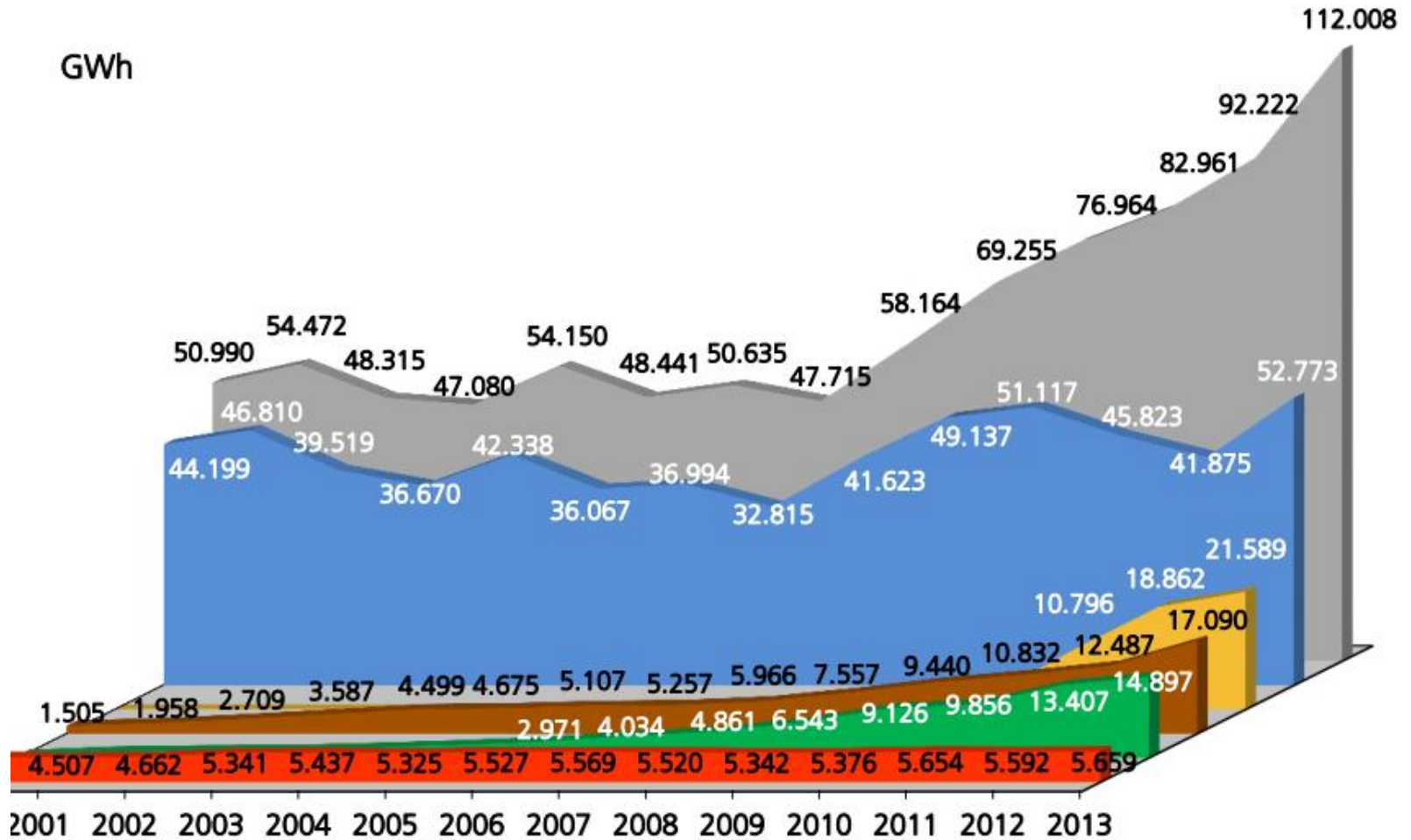
# Impianti fonti rinnovabili in Italia

GWh	2012		2013		2013 / 2012 Variazione %	
	Effettiva	da Direttiva 2009/28/CE	Effettiva	da Direttiva 2009/28/CE	Effettiva	da Direttiva 2009/28/CE
<b>Idraulica<sup>1</sup></b>	<b>41.874,9</b>	<b>44.140,1</b>	<b>52.773,4</b>	<b>44.984,3</b>	<b>26,0</b>	<b>1,9</b>
<b>Eolica<sup>1</sup></b>	<b>13.407,1</b>	<b>12.402,3</b>	<b>14.897,0</b>	<b>14.119,6</b>	<b>11,1</b>	<b>13,8</b>
<b>Solare</b>	<b>18.861,7</b>	<b>18.861,7</b>	<b>21.588,6</b>	<b>21.588,6</b>	<b>14,5</b>	<b>14,5</b>
<b>Geotermica</b>	<b>5.591,7</b>	<b>5.591,7</b>	<b>5.659,2</b>	<b>5.659,2</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>
<b>Bioenergie</b>	<b>12.486,9</b>	<b>12.342,1</b>	<b>17.090,1</b>	<b>16.960,0</b>	<b>36,9</b>	<b>37,4</b>
Biomasse solide	4.745,5	4.745,5	5.884,7	5.884,7	24,0	24,0
– frazione biodegradabile RSU <sup>2</sup>	2.176,3	2.176,3	2.220,9	2.220,9	2,0	2,0
– altre biomasse	2.569,2	2.569,2	3.663,8	3.663,8	42,6	42,6
Biogas	4.619,9	4.619,9	7.447,6	7.447,6	61,2	61,2
– da rifiuti	1.487,0	1.486,9	1.621,1	1.621,1	9,0	9,0
– da fanghi	80,5	80,6	110,1	110,1	36,8	36,7
– da deiezioni animali	518,6	518,6	816,7	816,7	57,5	57,5
– da attività agricole e forestali	2.533,8	2.533,8	4.899,7	4.899,7	93,4	93,4
Bioliquidi	3.121,5	2.976,7	3.757,8	3.627,7	20,4	21,9
– sostenibili <sup>3</sup>	2.976,7	2.976,7	3.627,7	3.627,7	21,9	21,9
– non sostenibili	144,8		130,1		-10,2	
<b>Totale Rinnovabile</b>	<b>92.222,3</b>	<b>93.338,0</b>	<b>112.008,3</b>	<b>103.311,7</b>	<b>21,5</b>	<b>10,7</b>
<b>Produzione lorda complessiva</b>	<b>299.276</b>	<b>299.276</b>	<b>289.803</b>	<b>289.803</b>	<b>-3,2</b>	<b>-3,2</b>
Totale FER/Produzione complessiva	30,8%	31,2%	38,6%	35,6%		
<b>Consumo Interno Lordo (CIL)</b>	<b>340.400</b>	<b>340.400</b>	<b>330.043</b>	<b>330.043</b>	<b>-3,0</b>	<b>-3,0</b>
Totale FER/CIL	27,1%	27,4%	33,9%	31,3%		

(Dati GSE)

# Impianti fonti rinnovabili in Italia

GWh

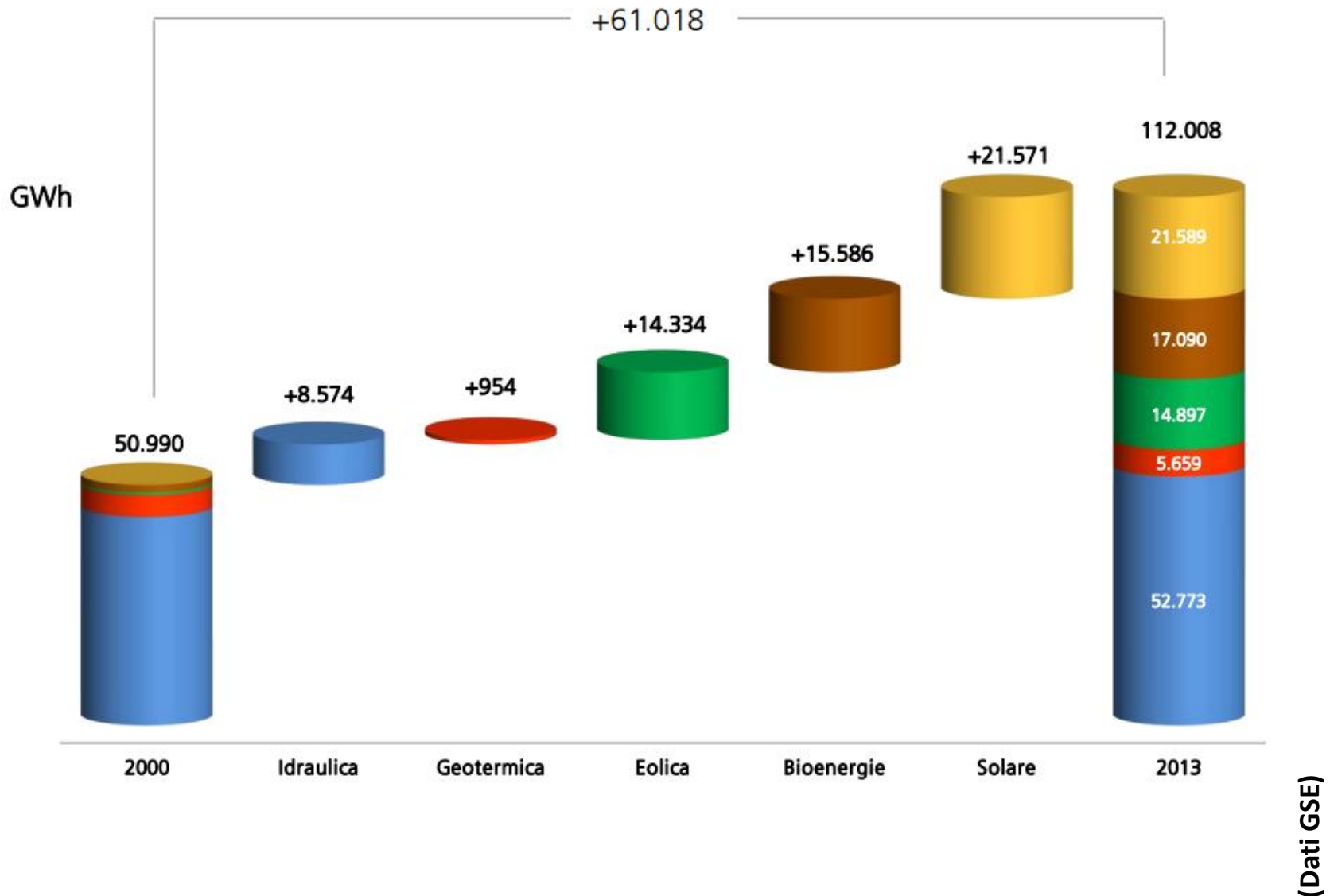


■ Geotermica ■ Eolica ■ Bioenergie ■ Solare ■ Idraulica ■ Totale

(Dati GSE)

# Impianti fonti rinnovabili in Italia

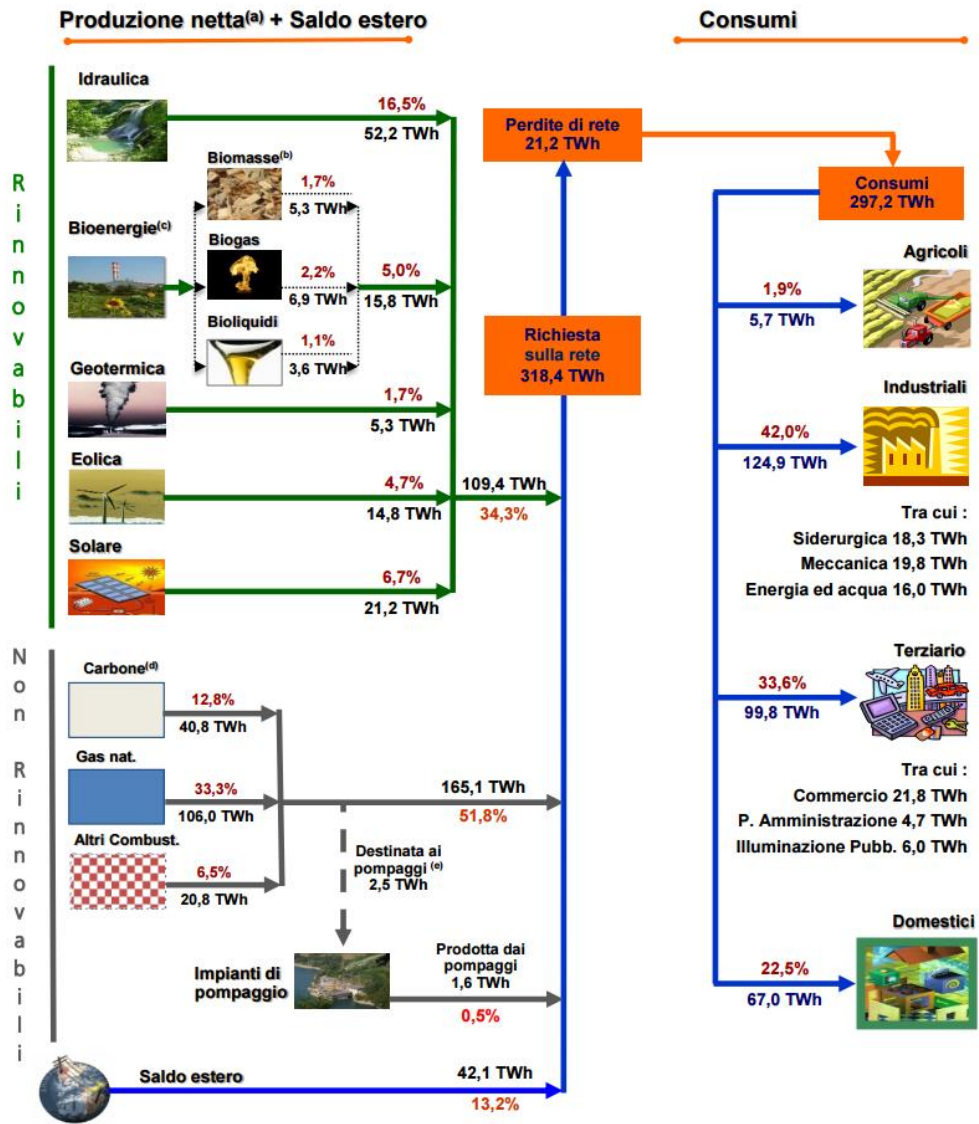
Introduzione





# Impianti fonti rinnovabili in Italia

Introduzione



(Dati GSE)

# Dati di sintesi delle Bioenergie 2013

Classi di potenza	n°	Potenza (MW)	Energia (GWh)
P ≤ 1 MW	2.030	1.249	6.732
1 MW < P ≤ 10 MW	311	889	2.809
P > 10 MW	68	1.896	7.549
<b>Totale</b>	<b>2.409</b>	<b>4.033</b>	<b>17.090</b>

## 3.5.2. Numerosità e potenza degli impianti a bioenergie

	2012		2013		2013 / 2012 Variazione %	
	n°*	MW	n°*	MW	n°	MW
Biomasse solide	250	1.432,1	295	1.603,9	18,0	12,0
– rifiuti urbani	71	841,0	73	953,7	2,8	13,4
– altre biomasse	179	591,2	222	650,2	24,0	10,0
Biogas	1.548	1.342,7	1.713	1.388,4	10,7	3,4
– da rifiuti	325	410,4	346	401,8	6,5	-2,1
– da fanghi	55	38,7	68	40,8	23,6	5,5
– da deiezioni animali	313	172,6	379	192,5	21,1	11,5
– da attività agricole e forestali	855	720,9	920	753,2	7,6	4,5
Bioliquidi	511	1.026,8	540	1.041,2	5,7	1,4
– oli vegetali grezzi	425	885,2	439	893,5	3,3	0,9
– altri bioliquidi	86	141,6	101	147,7	17,4	4,3
<b>Bioenergie</b>	<b>2.199</b>	<b>3.801,6</b>	<b>2.409</b>	<b>4.033,4</b>	<b>9,5</b>	<b>6,1</b>

\* Nella tabella, per ogni tipologia di biomassa, vengono indicati il numero e la potenza degli impianti o, nel caso di impianti costituiti da più sezioni alimentate con diverse tipologie di biomasse, il numero e la potenza delle sezioni di impianto per ogni combustibile. La potenza totale disponibile è data dalla somma per righe delle potenze, mentre la numerosità totale indica comunque il numero totale degli impianti esistenti (essendo dunque inferiore alla somma per righe della numerosità degli impianti/sezioni relative a ogni combustibile).

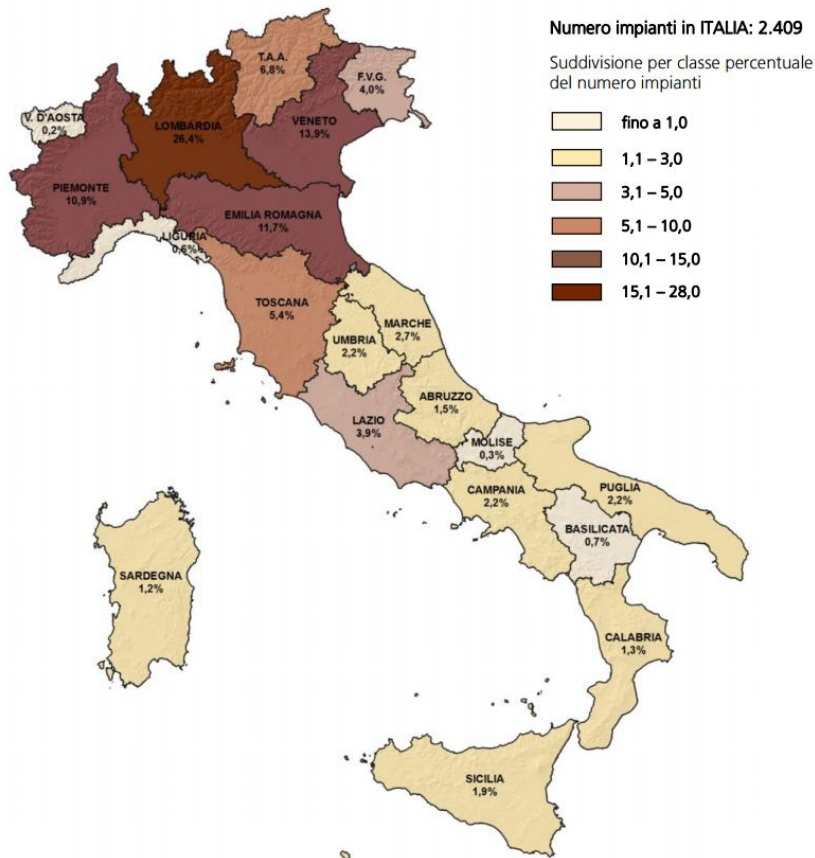
## 3.5.7. Produzione da bioenergie

GWh	2012	2013	2013 / 2012 Variazione %
Biomasse solide	4.745,5	5.884,7	24,0
– frazione biodegradabile RSU	2.176,3	2.220,9	2,0
– altre biomasse	2.569,2	3.663,8	42,6
Biogas	4.619,9	7.447,6	61,2
– da rifiuti	1.486,9	1.621,1	9,0
– da fanghi	80,6	110,1	36,7
– da deiezioni animali	518,6	816,7	57,5
– da attività agricole e forestali	2.533,8	4.899,7	93,4
Bioliquidi	3.121,5	3.757,8	20,4
– sostenibili	2.976,7	3.627,7	21,9
– non sostenibili	144,8	130,1	-10,2
<b>Bioenergie</b>	<b>12.486,9</b>	<b>17.090,1</b>	<b>36,9</b>

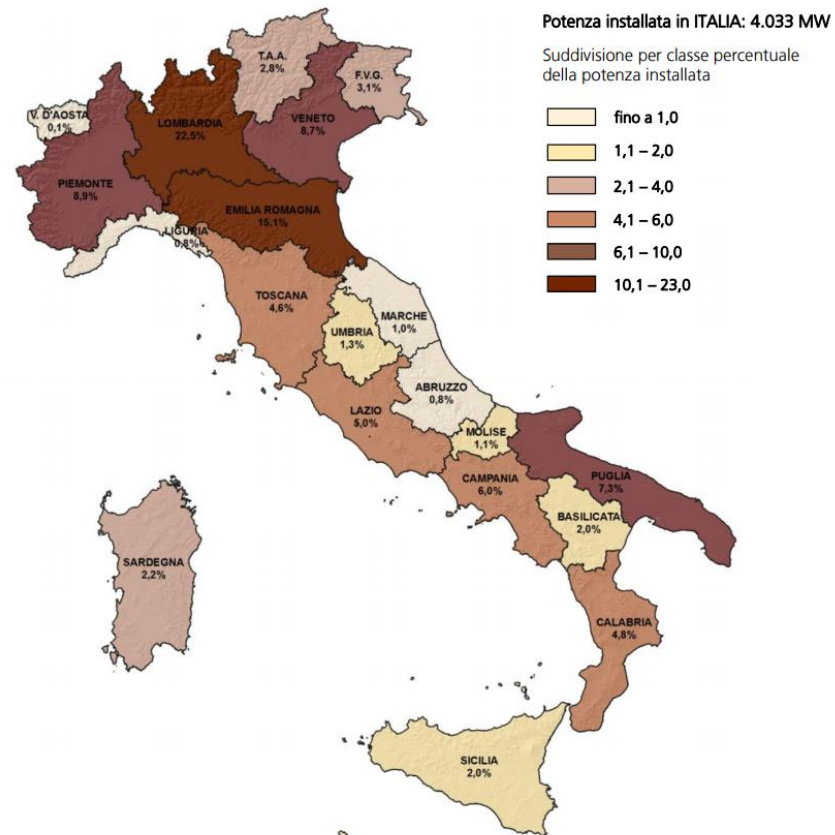
(Dati GSE)

# Dati di sintesi delle Bioenergie 2013

3.5.5. Distribuzione regionale del numero di impianti a bioenergie a fine 2013



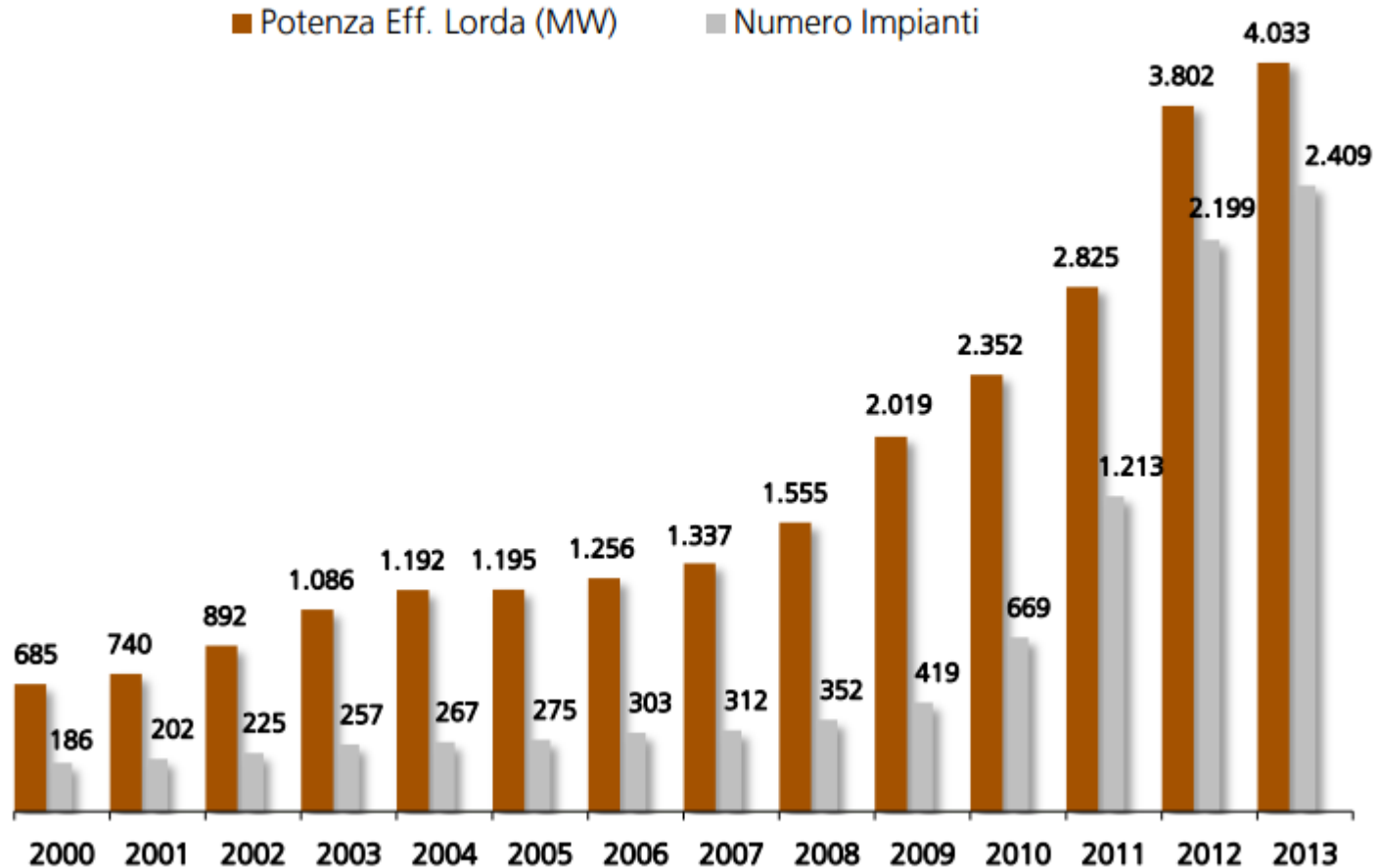
3.5.6. Distribuzione regionale della potenza degli impianti a bioenergie a fine 2013



(Dati GSE)

# Dati di sintesi delle Bioenergie 2013

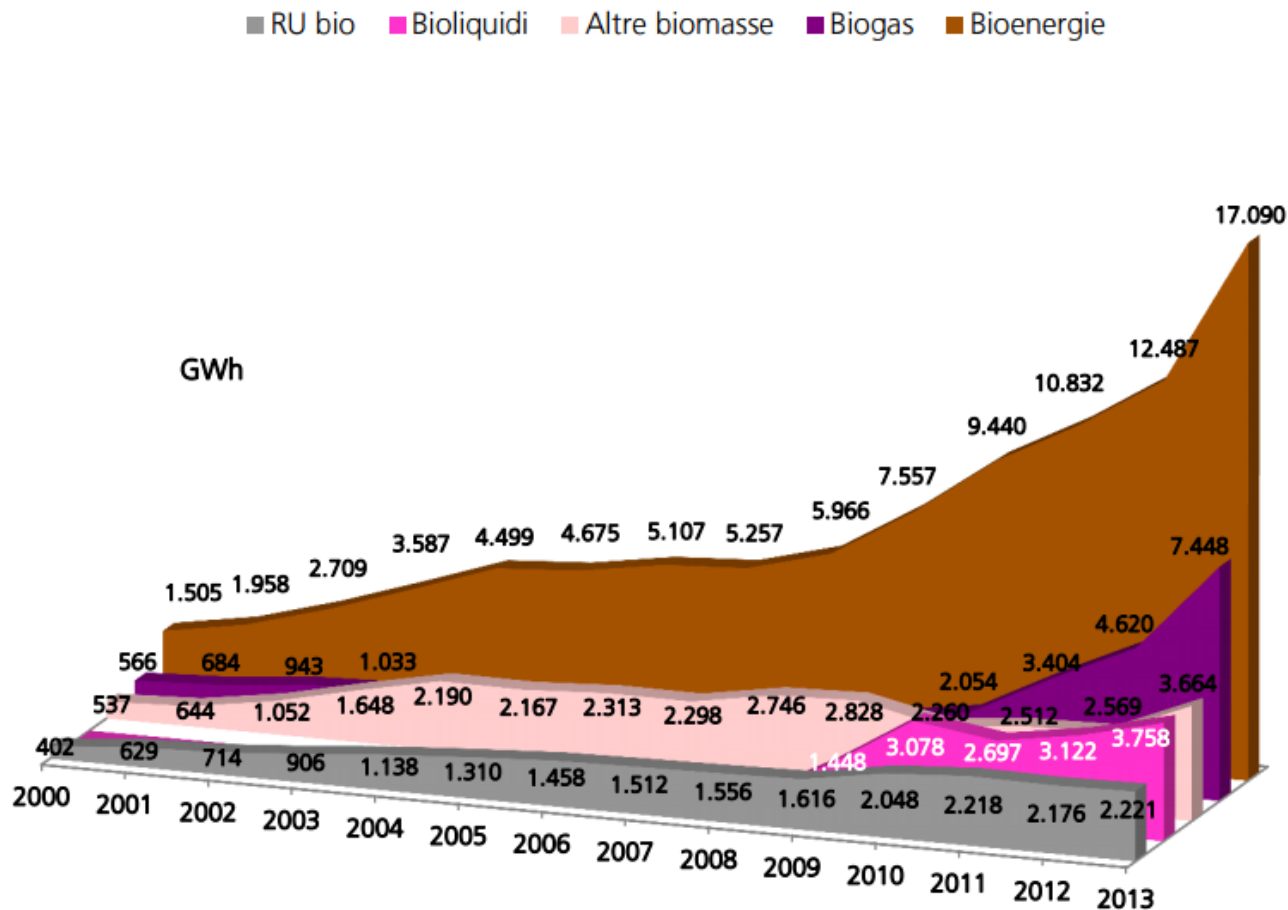
## 3.5.3. Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti a bioenergie



(Dati GSE)

# Dati di sintesi delle Bioenergie 2013

## 3.5.8. Evoluzione della produzione da bioenergie



(Dati GSE)

## Situazione normativa fino al 2012

- ✓ Il vecchio conto energia garantiva 280 €/MWh per impianti fino ad 1 MWe (in vigore fino a 31/12/2012)
- ✓ Non faceva distinzione fra prodotti e sottoprodotti biologici
- ✓ Grande sviluppo di impianti da 1 MWe alimentati prevalentemente con colture dedicate

## Principali difetti della normativa

- ✓ Largo utilizzo di colture alimentari
- ✓ Forte incremento prezzi del mais
- ✓ Impianto biogas attività prevalente e speculativa

## Principali pregi della normativa

- ✓ Grande sviluppo del settore

### Situazione attuale (DM 6 luglio 2012 – Decreto FER)

- ✓ Periodo di validità dal 01/01/2013 a tutto il 2015
  - ✓ Tetti di incentivazione annuale (160 MWe per il 2014)
  - ✓ Tariffa decrescente all'aumentare della taglia degli impianti (300 kWe – 600 kWe – 1.000 kWe – sopra i 1.000 kWe)
  - ✓ Tariffe più alte per uso prevalente di sottoprodotti di origine animale e vegetale (max 30% in massa di prodotti biologici da colture dedicate)
  - ✓ Bonus in caso di cogenerazione ad alto rendimento e per rimozione/recupero dell'azoto
  - ✓ Registro per impianti sopra i 100 kW
  - ✓ Tariffa incentivante per 20 anni
- ✓ Effetto nuovo quadro normativo: Tendenza alla diffusione di impianti di piccola taglia

## Piano d'Azione Nazionale (PAN)

Il Piano d'Azione Nazionale (PAN) per le energie rinnovabili, predisposto dal Governo a giugno 2010 e approvato dalla Commissione Europea, contiene le indicazioni per raggiungere gli obiettivi presenti nella Direttiva 2009/28/CE e nella decisione della Commissione del 30 giugno 2009.

In sostanza si tratta di un programma di attività mirate a consentire uno sviluppo delle risorse rinnovabili per soddisfare gli obiettivi che l'Italia, al pari di tutte le altre nazioni europee, si è data per il 2020. Tali obiettivi prevedono **di coprire almeno il 17%** delle risorse energetiche nel loro complesso (elettriche, termiche e combustibili per autotrazione) **con fonti rinnovabili** e di immettere nel sistema dei **trasporti almeno il 10% di combustibili da fonte rinnovabile** (biocombustibili).



**17%**



**10%**



### Piano d'Azione Nazionale (PAN)

Il potenziale di sviluppo della filiera nel breve termine è consistente: stime recenti (elaborazioni CRPA e CIB), considerati i quantitativi disponibili di biomasse di scarto e di origine zootecnica utilizzabili in co-digestione con biomasse vegetali provenienti da coprodotti e sottoprodotti agricoli e da circa 400.000 ha di colture dedicate, evidenziano un potenziale produttivo pari a circa 8 miliardi di gas metano equivalenti, circa il 10% del consumo attuale di gas naturale in Italia, un quantitativo pari alla attuale produzione nazionale di gas naturale, **un potenziale quindi di circa 4 volte quello proposto dal PAN per il biogas al 2020** (pari a circa 2 miliardi di gas metano equivalenti anno).



17%



10%

## Piano d'Azione Nazionale (PAN)

I principali elementi di criticità che devono essere considerati per favorire un efficiente e rapido sviluppo di una filiera italiana del biogas-biometano riguardano:

- ✓ la mancanza di una legislazione tecnica e incentivante sul biometano;
- ✓ la carenza/mancanza di tecnologia italiana nell'upgrading del biogas a biometano; la necessità di favorire l'utilizzo di biomasse locali con il massimo risultato in termini di incremento del contenuto in carbonio nei suoli e in generale di riduzione delle emissioni di gas serra lungo l'intera filiera produttiva;
- ✓ la necessità di far sì che lo sviluppo di impianti bioenergetici sia elemento di integrazione e non di competizione con le filiere agricole e agroindustriali tradizionali;
- ✓ la necessità di inserire/considerare gli impianti di biogas/biometano nel concetto di bioraffineria e il prodotto biogas/biometano come uno dei prodotti della greenchemistry/green economy.

# Processo e Dimensionamento

## Obbiettivo:

- Descrizione del sistema
- Descrizione del processo – la digestione anaerobica
- Indici per il dimensionamento
- La materia prima: il combustibile

# Come è fatto un impianto a biogas

**Un impianto di biogas è una complessa installazione** di una varietà di elementi la cui struttura **dipende in larga misura dalla quantità e qualità delle materie prime trattate**. Poiché esistono diverse tipologie di substrati che possono essere digeriti negli impianti di biogas, ci sono, di conseguenza, **varie tecnologie**, diversi tipi di costruzioni e sistemi di funzionamento per trattare le diverse materie prime. Inoltre, a seconda del tipo, delle dimensioni e delle condizioni operative di ciascun impianto, esistono **diverse tecnologie connesse per il trattamento, lo stoccaggio e l'utilizzo del biogas**. Gli stessi aspetti riguardano lo stoccaggio e l'utilizzo del digestato.

Negli impianti di biogas il processo produttivo prevede:

1. trasporto, stoccaggio ed eventuale pre-trattamento delle materie prime;
2. produzione di biogas (digestione anaerobica);
3. stoccaggio del digestato, eventuale trattamento e utilizzo agronomico;
4. stoccaggio del biogas, trattamento e utilizzo.

# Come è fatto un impianto a biogas

L'unità principale di un impianto di biogas è la vasca di digestione detta **digestore**, che è sempre connessa ad una serie di altri componenti.

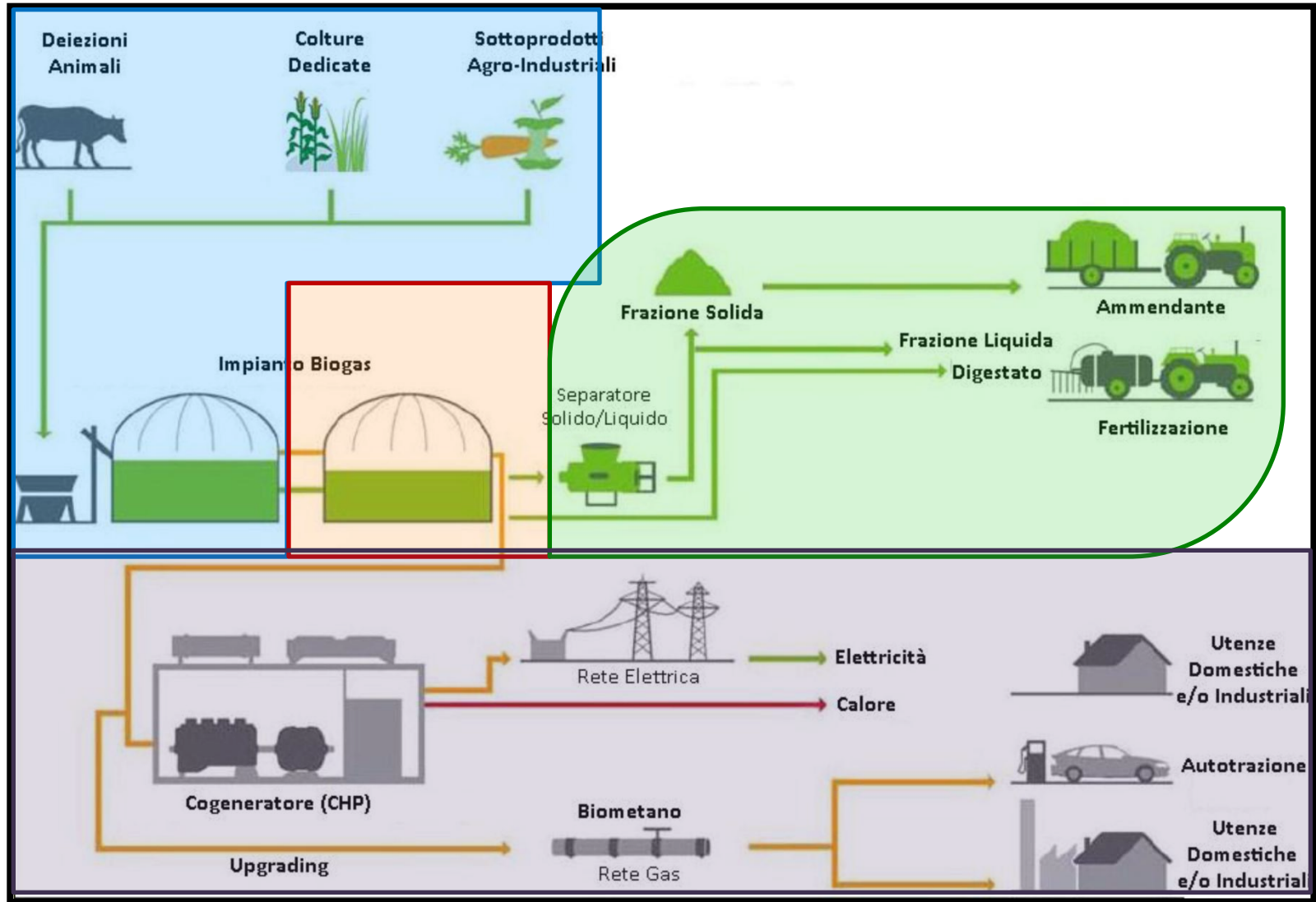
Una rappresentazione semplificata di un tipico impianto agricolo di biogas è sintetizzabile come segue:

1. nella prima fase del processo (stoccaggio, pre-trattamento, trasporto e alimentazione dei substrati) le unità coinvolte sono: la vasca di stoccaggio dei liquami, ricezione/raccolta di eventuali co-prodotti pompabili, sistema di igienizzazione, se necessario, trincee di stoccaggio e sistema di alimentazione dei substrati solidi ;
2. la seconda fase del processo è relativa alla produzione di biogas nel digestore ;
3. la terza fase del processo è rappresentata dalla vasca di stoccaggio del digestato e il suo utilizzo agronomico come fertilizzante in campo ;
4. la quarta fase del processo (stoccaggio, produzione di biogas, trattamento e utilizzo del biogas) comprende il gasometro, l'unità di cogenerazione e/o l'unità di upgrading del biogas a biometano.

Queste quattro fasi sono strettamente legate tra loro (ad es. nella fase 4 viene prodotto il calore necessario per il riscaldamento del digestore, fase 2).

# Come è fatto un impianto a biogas

Rappresentazione schematica della filiera biogas

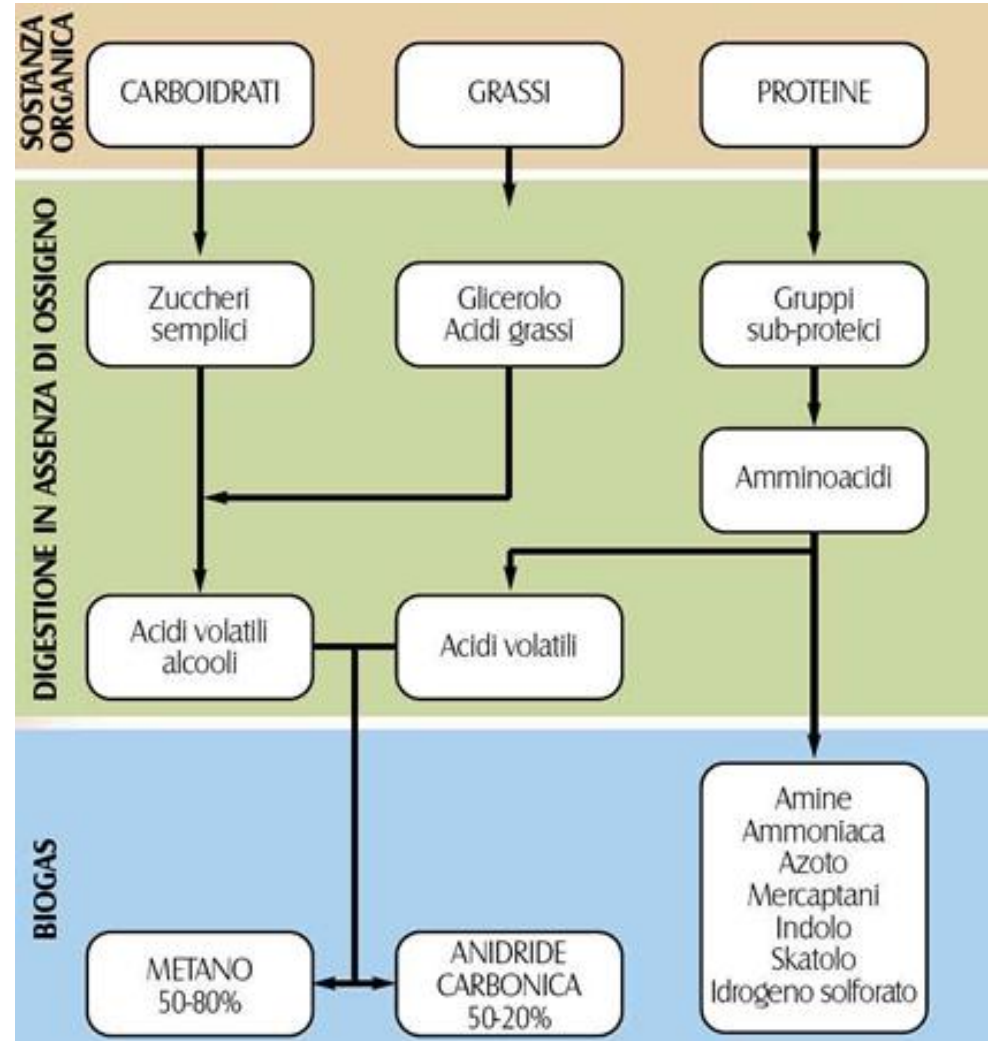


(Fonte: AA.VV. Elab. CIB, 2012)

# La Digestione Anerobica

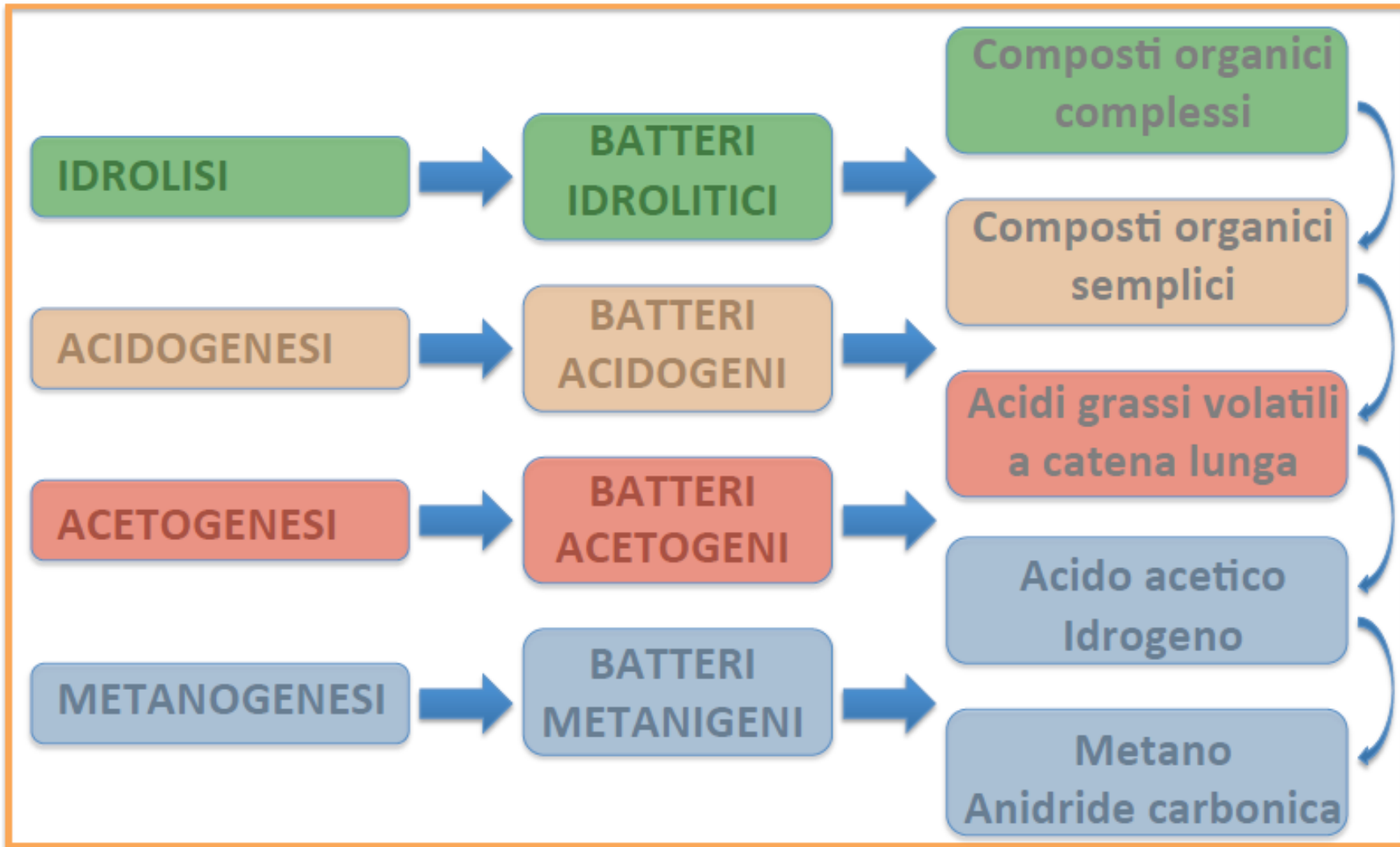
## Processo e Dimensionamento

- ✓ La digestione anaerobica è un processo biochimico che, in assenza di ossigeno, trasforma le sostanze organiche complesse in una miscela di gas contenente una elevata percentuale di metano (Biogas).
- ✓ Il processo avviene per effetto di microrganismi che trasformano la Sostanza Organica Volatile (SOV).
- ✓ Il processo avviene in diverse fasi successive di degradazione della matrice in ingresso.



# La Digestione Anerobica

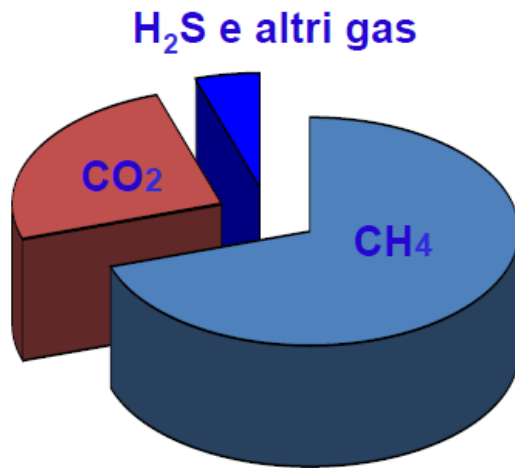
Le fasi della digestione anaerobica





# La Digestione Anerobica

Tab 1. Composizione del biogas prodotto da digestione anaerobica



Metano	50-75%
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> )	25-45%
Idrogeno (H <sub>2</sub> )	1-10%
Azoto (N <sub>2</sub> )	0,5-3,0%
Monossido di carbonio (CO)	0,10%
Idrogeno solforato (H <sub>2</sub> S)	0,02-0,2%
Acqua (H <sub>2</sub> O)	Saturazione
Potere Calorifico Inferiore (P.C.I.)	18,8 -21,6 MJ/Nm <sup>3</sup>

Fonte: Ministero Agricoltura.

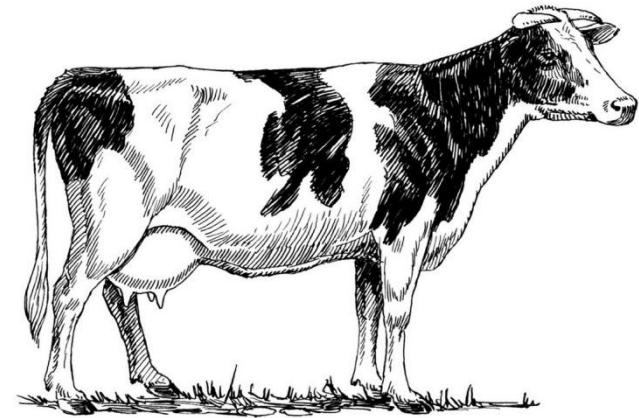
# La Digestione Anerobica

La velocità di degradazione non è eguale per tutta la sostanza organica



I tempi variano anche in funzione della temperatura di processo

Tipo di processo	T	Tempi ritenzione (gg)
- psicrofilo	< 25°C	60 - 90
- mesofilo	35 - 45°C	20 - 50
- termofilo	50 - 60°C	10 - 20



**Effluenti Zootecnici**, sono caratterizzati da:

- ✓ contenuto di umidità elevato;
- ✓ produzione regolare nel tempo e in quantità abbondante;
- ✓ elevata idoneità alla digestione anaerobica, anche se legata alla specie considerata, oltre che alla soluzione stabulativa adottata, all'età degli animali, ecc. Per ottimizzare le rese occorre avviare a digestione anaerobica deiezioni "fresche", evitando stoccaggi intermedi;
- ✓ substrato "completo" con buona dotazione di sostanza organica e buon potere tampone;
- ✓ rese in biogas non elevate, ma regolari nel tempo. Non a caso spesso agli effluenti liquidi vengono aggiunte altre matrici organiche ad elevata densità energetica, quali le colture dedicate (ad esempio mais, sorgo, cereali autunno vernini, ecc) e/o sottoprodotti dell'industria agroalimentare.

# Le Materie Utilizzate



Figura 6: Fronte di trincea di stoccaggio delle biomasse



**Sottoprodotti Vegetali**, generati durante la trasformazione dei prodotti agricoli e durante la preparazione dei vegetali per il consumo fresco (ad es. buccette di pomodoro, residui da pelatura e detorsolatura frutti, frutta/ortaggi scartati in ingresso alle linee di produzione perché non integri o di dimensioni inferiori agli standard prestabiliti, ecc.), sono caratterizzati da:

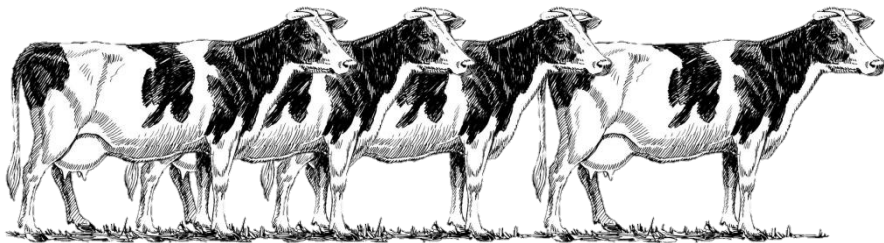
- ✓ ottima qualità, grazie all'elevato contenuto di sostanza organica, alla modesta dotazione di azoto e all'assenza di componenti indesiderate;
- ✓ contenuto di umidità variabile nel tempo, tendenzialmente elevato e tendenza ad acidificare velocemente;
- ✓ produzione concentrata in periodi di tempo molto limitati (forte stagionalità);
- ✓ difficoltà di conservazione a causa dell'elevata umidità e della tendenza ad acidificare velocemente, che rende necessario far coincidere l'arrivo in impianto con la diretta alimentazione ai digestori o, quando possibile, l'insilamento in miscela con colture dedicate.

**Sottoprodotti di Origine Animale (SOA):** con tale termine si intendono sottoprodotti organici liquidi (ad esempio, sangue, grassi, siero di latte, ecc.) e/o semisolidi (ad es. carnicci, budella, contenuto stomacale, ecc.) generati lungo le linee produttive dell'industria di trasformazione della carne (macellazione e lavorazione della carne) e del latte e relativi derivati.

Si tratta di flussi caratterizzati da:

- ✓ ottima qualità, data l'elevata dotazione di sostanza organica e l'assenza di componenti indesiderate;
- ✓ impatto odorigeno da controllare con attenzione e contenuto di azoto mediamente alto, fatta eccezione per poche tipologie (grassi, ecc.);
- ✓ produzione regolare nel tempo e spesso concentrata in pochi poli produttivi di grosse dimensioni;
- ✓ difficoltà di conservazione che rende necessario far coincidere l'arrivo in impianto con la diretta alimentazione ai digestori;
- ✓ potere metanigeno mediamente elevato data la presenza di frazioni proteiche e grassi, ma da gestire con adeguata attenzione. Si tratta di flussi che preferibilmente dovrebbero rappresentare solo una quota della portata giornaliera da avviare a digestione.

# Le Materie Utilizzate



Si rammenta che il **trattamento dei flussi di SOA** deve essere conforme a quanto richiesto dal Regolamento CE n. 1069/2009 *“Norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano”*, il quale fissa specifici requisiti igienico-sanitari da garantire con trattamenti appropriati (pastorizzazione a 70°C per almeno 1 ora con una pezzatura massima di 12 mm).

**I sottoprodotti animali che possono essere avviati a digestione anaerobica senza trasformazioni preliminari sono quelli classificati di “categoria 3” (cioè quelli a minore rischio sanitario).**

In generale, i sottoprodotti sopra citati sono tutti di origine agricola e agro-industriale. Dal punto di vista formale, nell’impianto di biogas realizzato presso l’azienda agricola essi devono essere gestiti appunto come “sottoprodotti” ai sensi dell’art. 184 bis del DLgs 152/06, **per non ricadere nel contesto normativo che regola la gestione dei “rifiuti”**.

# Le Materie Utilizzate



Oltre a questi sottoprodotti, si possono avviare a digestione anaerobica con produzione di biogas altre biomasse di scarto: frazione organica da raccolta differenziata dei **rifiuti urbani (FORSU)**, **fanghi di depurazione biologica** delle acque reflue civili e agro-industriali, **prodotti alimentari confezionati scaduti o difettosi** o comunque non conformi per l'uso alimentare. A differenza dei precedenti, tali flussi sono classificati **a tutti gli effetti come "rifiuti"** ai sensi della Parte IV del DLgs n. 152/06 e successive modifiche e integrazioni. Per questo motivo, qualora questi vengano destinati alla produzione di biogas, occorre seguire un percorso autorizzativo diverso sia per la realizzazione dell'impianto che per la sua gestione.

# Le Materie Utilizzate



Oltre a questi sottoprodotti, si possono avviare a digestione anaerobica con produzione di biogas altre biomasse di scarto: frazione organica da raccolta differenziata dei **rifiuti urbani (FORSU)**, **fanghi di depurazione biologica** delle acque reflue civili e agro-industriali, **prodotti alimentari confezionati scaduti o difettosi** o comunque non conformi per l'uso alimentare. A differenza dei precedenti, tali flussi sono classificati **a tutti gli effetti come "rifiuti"** ai sensi della Parte IV del DLgs n. 152/06 e successive modifiche e integrazioni. Per questo motivo, qualora questi vengano destinati alla produzione di biogas, occorre seguire un percorso autorizzativo diverso sia per la realizzazione dell'impianto che per la sua gestione.



**colture dedicate** si tratta di produzioni vegetali coltivate appositamente allo scopo.

Molte quelle utilizzabili, tra le quali **mais, sorgo zuccherino, triticale, segale, orzo, frumento** e loiessa insilati in primo raccolto o **in combinazione fra loro** con la produzione di una coltura autunno-vernina seguita da un secondo raccolto.

A queste si affiancano con ottimi risultati le altre colture utilizzate per la **rotazione culturale**, quali **girasole, soia, barbabietola, arundo**, ecc.

La scelta delle colture e la combinazione del doppio raccolto devono essere attentamente valutate sulla base dell'area geografica in cui si opera e della vocazione dei suoli, delle condizioni pedoclimatiche di riferimento, delle disponibilità irrigue e del livello di meccanizzazione aziendale.

Si stima che tali colture potranno essere coltivate su circa 400.000 ettari, che è la superficie corrispondente ai terreni sinora destinati a *set aside* (superficie agricola a riposo) e persi dalle colture della barbabietola e del tabacco negli ultimi 10 anni.

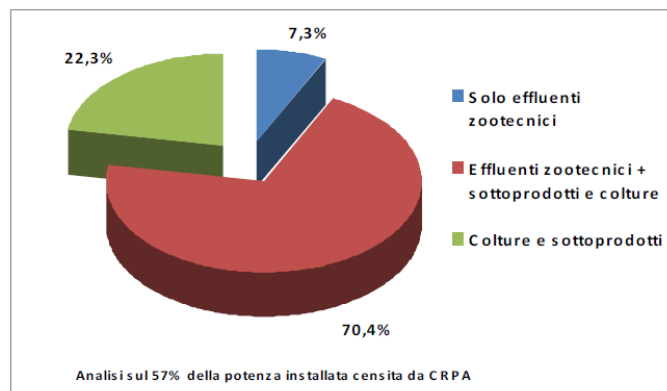
# Le Materie Utilizzate

Tabella 3 - Propensione al recupero mediante digestione anaerobica di sottoprodotti organici da agro-industria

Propensione \*\*\*\*\*: ottima. \*\*\*: buona. \*\*: scarsa. \*: molto scarsa

	Digestione anaerobica	Criticità (esclusi i vincoli normativi)
<b>Deiezioni zootecniche</b>		
- liquami suini e bovini	****	umidità
- letame bovino	***	lettiera
- lettiera avicola	**	elevato tenore di sostanza secca
- pollina (senza lettiera)	***	azoto, inerti
<b>Sottoprodotti di origine animale</b>		
- sangue e altri SOA liquidi	****	azoto, grassi, odori
- SOA solidi (umidità < 80-85%)	***	triturazione, azoto, grassi, odori
- siero di latte, altri prodotti derivati	****	acidità, umidità
- sfridi vari a base di SOA (biscotti, ecc.)	****	--
<b>Sottoprodotti vegetali</b>		
- buccette di pomodoro	**	scarsa biodegradabilità, stagionalità
- lavorazione frutta varia	****	acidità, umidità, stagionalità
- lavorazione ortaggi	****	acidità, umidità, stagionalità
- trasformazione uva - vinacce	**	scarsa biodegradabilità
- trasformazione olive - sanse	**/**	presenza composti inibitori (polifenoli)
- trasformazione agrumi - pastazzo	**/**	acidità

*Potenza elettrica installata in impianti di biogas agro-zootecnici per tipologia di alimentazione. (Fonte: CRPA, maggio 2011 )*



### Fattori che influiscono sul dimensionamento di un impianto

- ✓ Disponibilità delle matrici in ingresso (t/a)
- ✓ Potenziale metanigeno matrici in ingresso (Nmc/t)
- ✓ Percentuale  $\text{NH}_4^*$  contenuta nel biogas prodotto (50 – 60%)
- ✓ Ore di funzionamento annue (8.000 – 8.500 h/a)
- ✓ Rendimento elettrico motore (in media 38 - 42%)

\* Potere calorifico metano: 36.000 kj/Nmc

# Dimensionamento

## Potenziale metanigeno

### Per animali

- ✓ Specie zootecniche
- ✓ Fasi fisiologiche della stessa specie
- ✓ Tipologie stabulative



### Per colture

- ✓ Tipologia di coltura
- ✓ Tipologia di raccolto



# La Digestione Anerobica

Matrici in ingresso	S.S. (%)	S.V. (%)	Biogas (Nmc/t)	% CH4
Liquame Bovino	8 - 10	85 - 87	25 - 30	60
Letame Bovino	22 - 25	83 - 84	70 - 80	60
Liquame suino	4 - 5	87 - 88	14 - 15	60
Pollina	30 - 32	89 - 90	70 - 90	60
Insilato di mais	32 - 33	95 - 96	210 - 240	55
Insilato di sorgo	34 - 35	94 - 95	170 - 190	53
Insilato di triticale	33 - 34	91 - 92	150 - 180	52
Scarti di verdura	10 - 14	86 - 88	40 - 80	52
Paglia	80 - 86	77 - 78	150 - 170	53
Sansa	35 - 38	94 - 96	160 - 190	53
Vinacce	38 - 40	81 - 83	110 - 150	53

# La Digestione Anerobica

## Valori di riferimento per un rapido predimensionamento degli impianti

Fonte	Quantità	Stima potenza in kWe
Bovini adulti da latte in cuccette (PV 600 kg)	100 capi	25 - 35
Bovini adulti da carne in cuccette (PV 350 kg)	100 capi	15 - 20
Bovini adulti da carne grigliato (PV 350 kg)	100 capi	7 - 8
Suini da ingrasso (peso medio 80 kg)	100 capi	2- 3
Galline ovaiole	1.000 unità	1,5 - 2
Insilato di mais	1 ha	2,5 – 3,5
Insilato di sorgo	1 ha	2 – 2,5
Insilato di triticale	1 ha	1,2– 1,5

# Tipologie costruttive

## Obiettivo:

- Rappresentazione delle principali tipologie costruttive di impianti a biogas

# Differenti Tipologie Costruttive

## Per contenuto di sostanza secca

- ✓ Digestione ad umido (s.s. inferiore al 10%)
- ✓ Digestione a secco (s.s. superiore al 20%)
- ✓ Digestione a semisecco (s.s. compresa tra 10% e 20%)

## Per fasi della fermentazione

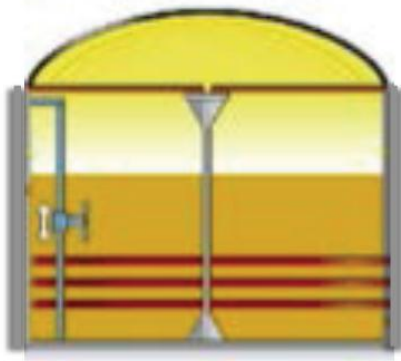
- ✓ Processo monostadio
- ✓ Processo bistadio

## Per tipo di alimentazione

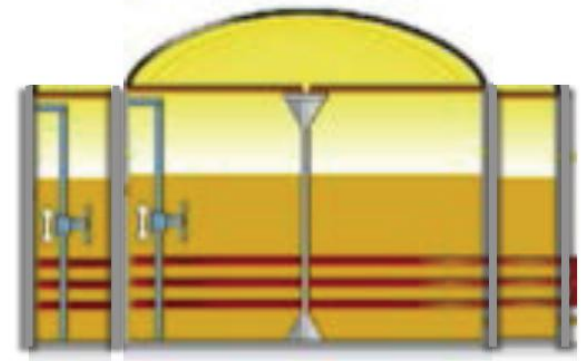
- ✓ Continua
- ✓ Discontinua



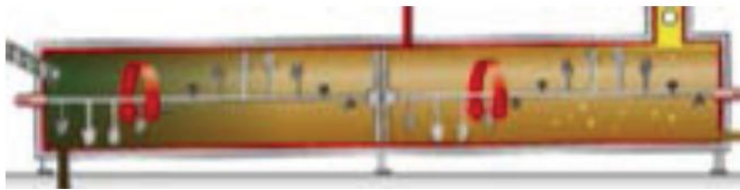
# Tipologie Costruttive



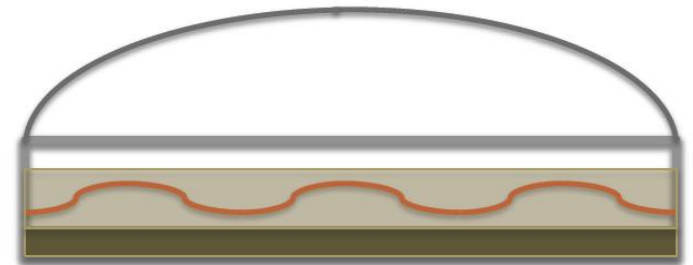
Digestore verticale monostadio



Digestore verticale bistadio



Digestore orizzontale monostadio



Digestore orizzontale Plug - Flow



Digestore verticale monostadio 300 kWe



**Digestore verticale bistadio 1.000 kWe**

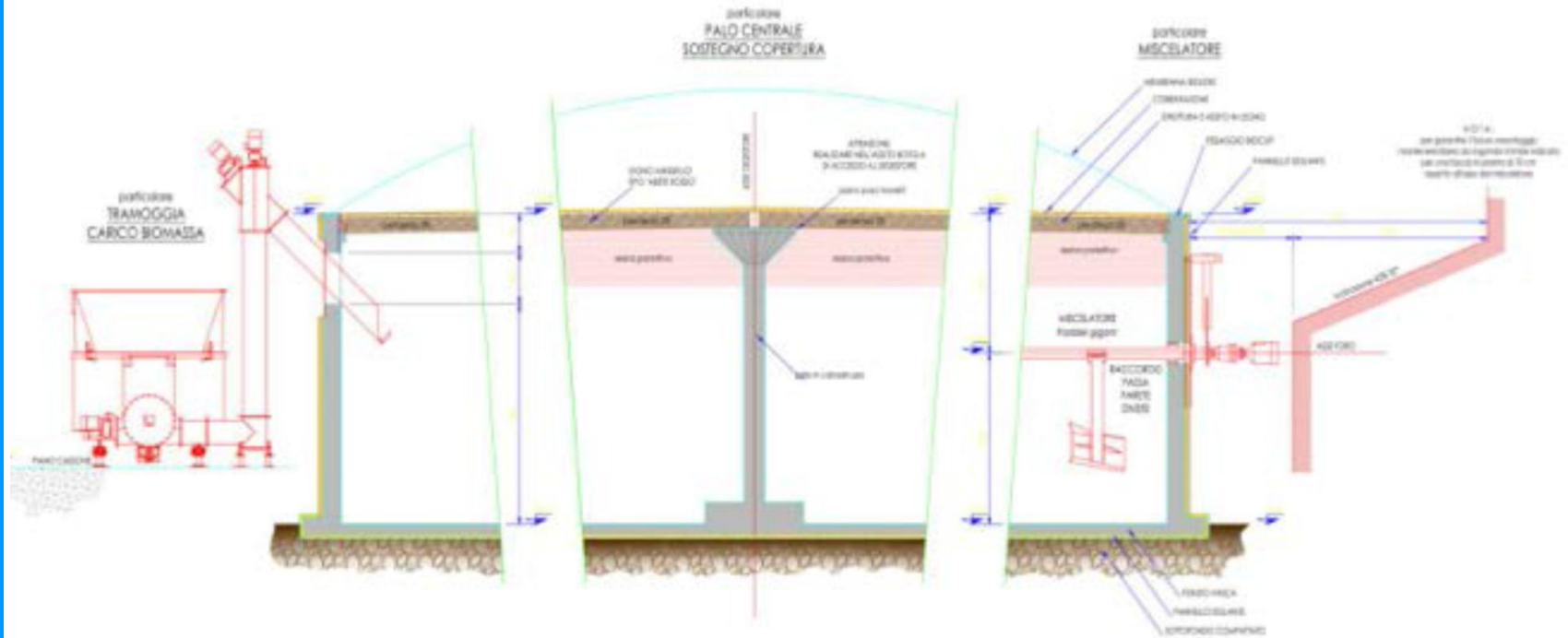


**Digestore orizzontale** (Eisenmann)



**Digestore orizzontale – Plug-Flow (Rota Guido)**

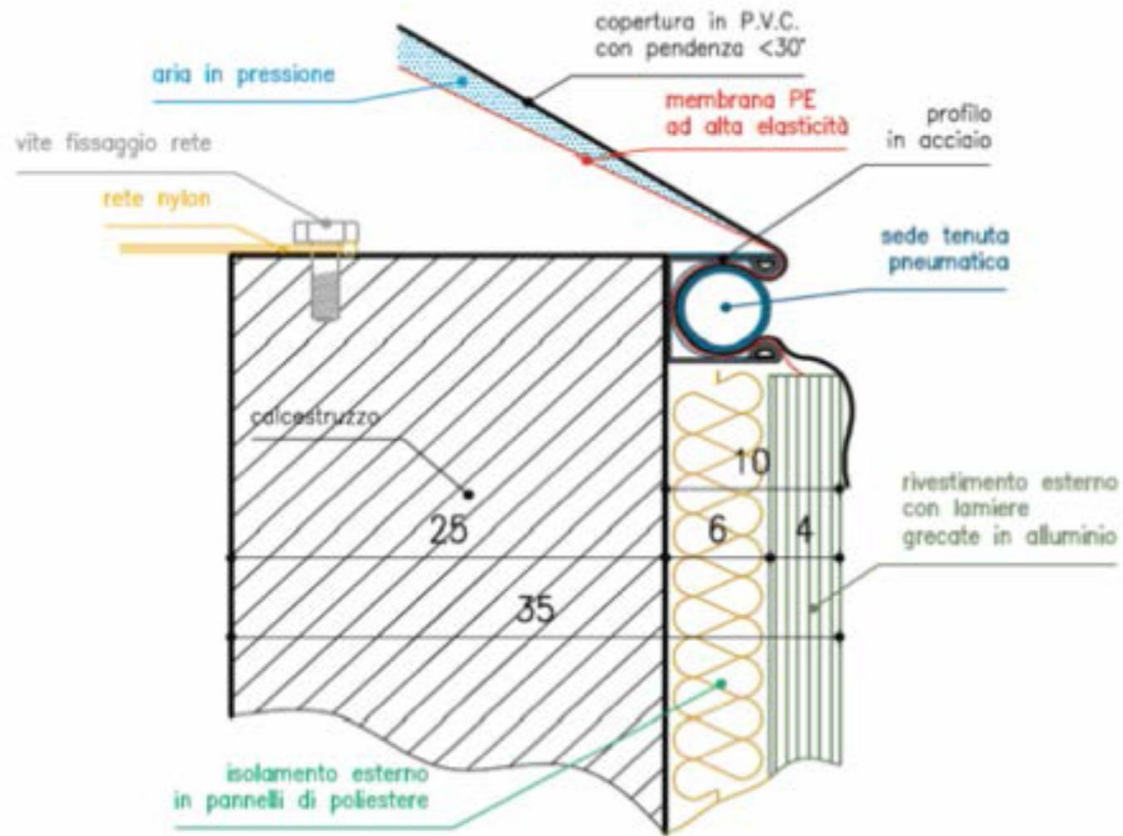
## SEZIONE TIPICA DIGESTORE



Sezione tipo digestore monostadio

Progetto Intellienergia srl

# Tipologie Costruttive



Particolari costruttivi

Progetto IGW srl



Digestore monostadio 300 kWe – interno (Thoni)





**Digestore monostadio 1.000 kWe – interno** (Rota Guido)

# Particolari Costruttivi



**Agitatore ad albero (Rota Guido)**



**Agitatore ad elica (UTS)**

# Particolari Costruttivi



Tramoggia di carico



Prevasca di miscelazione e carico digestore



Trincea vuota



Trincea piena

# Particolari Costruttivi



Ancoraggio telo e idraulica



Ispezione agitatore



Sovrapressione biogas



Sovrapressione telo esterno

# Particolari Costruttivi



Pompa a lobi



Gruppo pompe agitatori



Pompa circolazione acqua calda



Soffiante desolforazione

# Particolari Costruttivi



Cogeneratore



Cogeneratore



Gruppo deumidificazione



Scrubber desolforazione (Progeco)



Torcia



Separatore solido/liquido



# Controllo Purificazione Digestato

## Obiettivo:

- Parametri caratteristici di controllo della produzione del biogas
- Purificazione

# Principali Parametri di Controllo del Processo

- ✓ Temperatura (variabile con il tipo di processo)
- ✓ PH (valori ottimali 7 – 8 )
- ✓ Alcalinità
- ✓ Rapporto FOS/TAC (valori ottimali 0,2 – 0,4)
- ✓ Composizione Biogas
- ✓ % di sostanza secca (in media 8 – 10 %)
- ✓ Efficienza di riduzione del substrato
- ✓ Pezzatura matrice in ingresso
- ✓ Presenza di eventuali inquinanti
- ✓ Condizioni anaerobiche

# Monitoraggio Parametri di Controllo del Processo

- ✓ Caratteristiche biogas: ogni 2 – 4 ore
- ✓ Temperatura: in continuo
- ✓ Pressione interna digestore: in continuo
- ✓ PH: giornalmente
- ✓ % di sostanza secca: settimanale
- ✓ Alcalinità: 20 – 30 gg
- ✓ Acidi grassi volatili: 20 -30 gg
- ✓ Rapporto FOS/TAC: 20 – 30 gg
- ✓ Ammoniaca: 20 – 30 gg
- ✓ Azoto totale: 20 – 30 gg
- ✓ Carbonio totale: 20 – 30 gg
- ✓ Ceneri: 20 – 30 gg
- ✓ Oligominerali: 20 – 30 gg
- ✓ Digestato: 20 – 30 gg



Analizzatore Biogas

# Purificazione del Biogas

## Desolforazione

- ✓ Precipitazione con aggiunta di sali metallici direttamente nel digestore
- ✓ Ossidazione biologica nel digestore
- ✓ Ossidazione biologica con scrubber
- ✓ Ossidazione chimica con scrubber
- ✓ Adsorbimento con carboni attivi
- ✓ Adsorbimento con ossidi di metallo

## Deumidificazione

- ✓ Trappole idrauliche
- ✓ Centrifugazione
- ✓ Raffreddamento

## Filtrazione

- ✓ Filtri a sabbia o ghiaia



# Digestato

Tabella 4 – Caratteristiche medie di digestati di varia natura (Fonte: Banca dati CRPA)

Matrici caricate all'impianto	Sostanza secca (SS) (%)	Sostanza organica (% SS)	Azoto totale (NTK) (kg/t)	Azoto ammoniacale (% NTK)	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (kg/t)	K <sub>2</sub> O (kg/t)
Liquame suino <sup>(1)</sup>	2-4	40-60	2-5	70-85	0,5-4	1,5-5
Liquame bovino o liquame bovino + colture energetiche	4-8	65-80	2,5-4,5	40-65	1-2,2	2,5-6
Colture energetiche + sottoprodotti agro-industriali	5-10	65-80	3,5-7	30-65	1-2	3-8

Il digestato è una soluzione organica che contiene generalmente un mix di elementi con proprietà fertilizzanti in forme prontamente disponibili quali gli ioni ammonio e fosfato e diverse altre forme di macro e microelementi fondamentali quali K<sup>+</sup>, Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup> e SO<sub>4</sub><sup>-</sup>,

- ✓ I quantitativi di azoto e fosforo presenti nei substrati in ingresso restano inalterati. Il processo mineralizza parte dell'azoto organico in azoto ammoniacale rendendolo prontamente disponibile.
- ✓ L'utilizzo agronomico del digestato determina un apporto di elementi di fertilità in sostituzione dei concimi di sintesi.
- ✓ I microorganismi di rilevanza patogena diminuiscono sensibilmente rispetto alle matrici in ingresso.
- ✓ L'impatto odorigeno è strettamente legato all'efficienza del processo ma è sempre sensibilmente inferiore all'odore derivante dallo spandimento di letame e liquame non trattati.

- ✓ Sono trattamenti da effettuarsi sul digestato per favorirne la sua gestione nel caso di eccedenze di azoto rispetto alla superficie disponibile per lo spandimento (normativa nitrati) o per massimizzare l'incentivo.
- ✓ Si tratta di impianti di separazione chimico-fisica (strippaggio per la rimozione del solo azoto ammoniacale) o di separazione biologica (per la rimozione anche dell'azoto organico).
- ✓ Questi impianti vanno calibrati sulla base delle specifiche esigenze di ogni azienda o gruppo di aziende, per ottimizzare il rendimento e garantire le sostenibilità economica.

# Syngas

## Obbiettivo:

- La gassificazione delle Biomass



# La Gassificazione

*I principi della gassificazione sono noti dalla fine del 1700, le prime applicazioni commerciali di questo processo risalgono al 1830 ed erano del tipo più svariato, come ad esempio l'alimentazione di motori per autotrazione e l'illuminazione.*

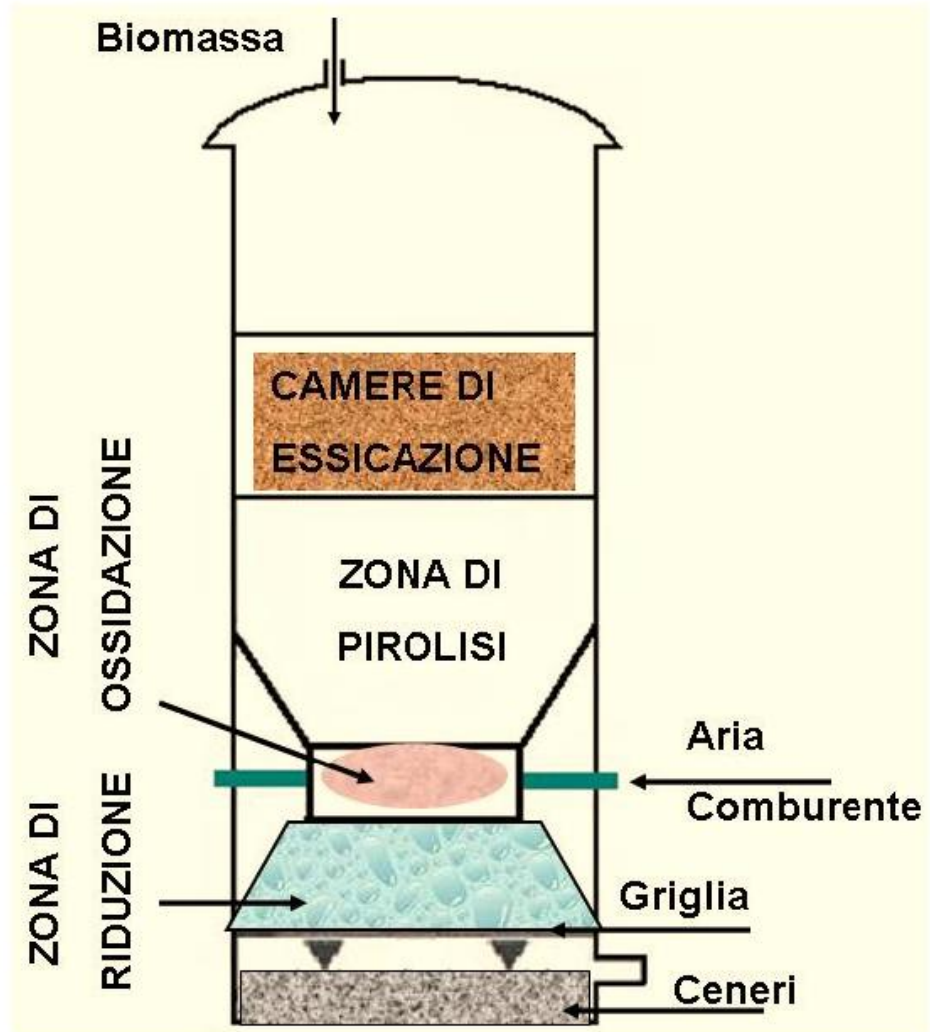
La gassificazione può essere definita come la conversione termochimica di un combustibile solido in un gas, attuata mediante una combustione in carenza di ossigeno che impedisce l'ossidazione completa del combustibile.

**Il gas prodotto prende il nome di syngas** e, dato il suo contenuto di metano, può essere utilizzato in un motore a combustione interna previo raffreddamento e pulizia del gas stesso.

# L'impianto

Degradazione dei componenti carboniosi (cellulosa e lignina) in assenza di ossigeno effettuata ad una temperatura compresa tra i 400°C e i 1000°C;

Formazione di gas ( $H_2$ ,  $CO$ , Idrocarburi e Gas Inerti), composti catramosi e carbonio allo stato quasi puro.

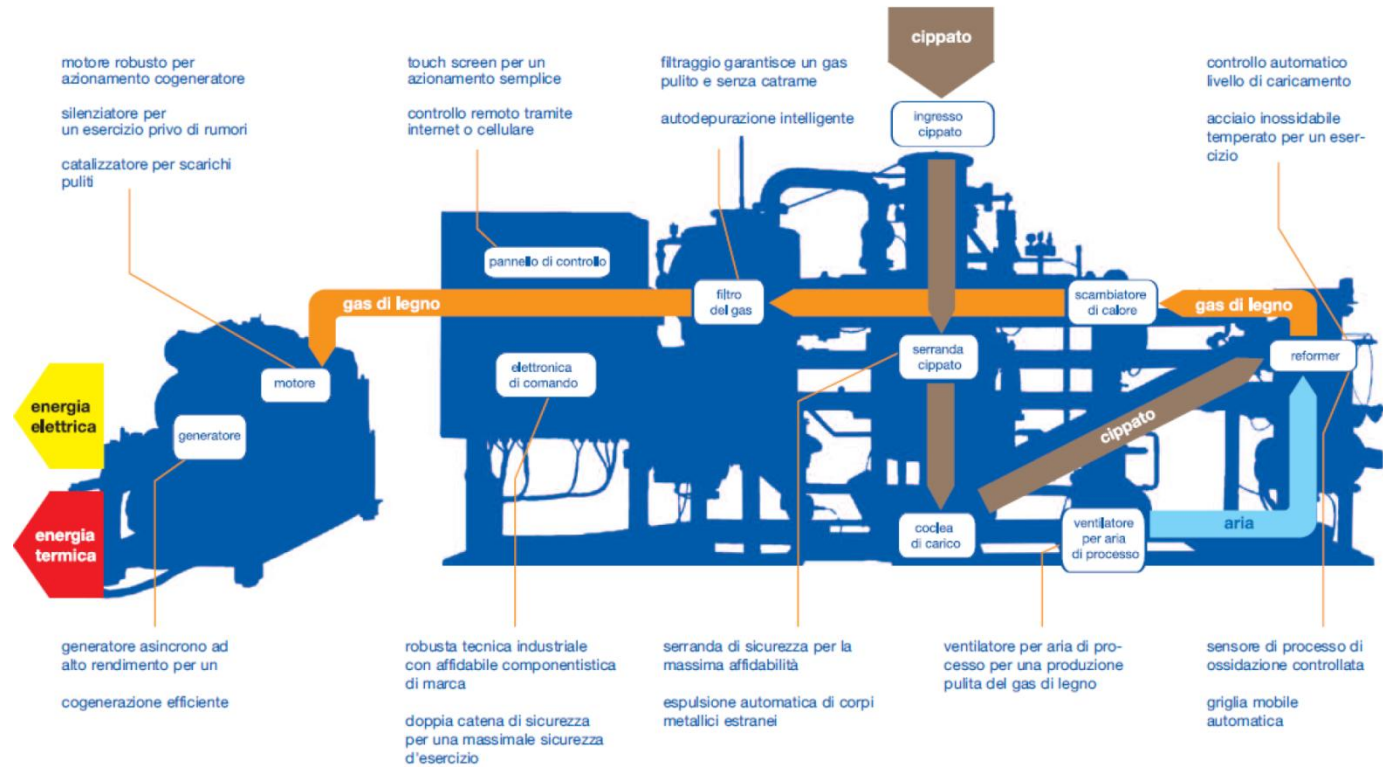


Calettando all'albero motore un alternatore, si realizza la produzione di energia elettrica;

per ottenere la **produzione combinata di energia elettrica e calore**, realizzando l'assetto cogenerativo, si effettuano recuperi termici da:

- ✓ fumi di scarico,
- ✓ acqua di raffreddamento del motore a combustione interna;
- ✓ calore derivante dal raffreddamento del syngas prima del suo ingresso nel motore.

# L'impianto



In prima approssimazione l'impianto è formato, oltre che dal **reformer** (apparato in cui avviene la reazione di gassificazione) e **dal motore a combustione interna**, anche da una sezione di **pre-trattamento della biomassa**, avente lo scopo di immettere nel reformer biomassa alle giuste condizioni di umidità e pezzatura.

Ecco quindi che compaiono sistemi di vagliatura e di essiccazione del combustibile. Completano l'impianto il sistema di stoccaggio e movimentazione della biomassa.

# L'impianto

Syngas



# Il MCI a Syngas

Modello	HK 30	HK 45
Resa elettrica	30 kW	45 kW
Resa termica	80 kW	120 kW
Consumo cippato	30 kg/h	45 kg/h
Consumo cippato con 6000 ore di esercizio annuo	180 t	270 t
Requisiti del cippato	Pezatura G30-G40 Umidità massima 15% Polveri sottili (< mm): 30%	
Tensione/frequenza in uscita	400 V / 50 Hz	
Uscita termica	Temperatura deflusso/riflusso max 90°C / max. 75°C	
Dimensioni Cogeneratore (l x p x h)	5.406 x 2.050 x 2.350 mm	
Dimensioni Unità termica (l x p x h)	2.250 x 990 x 1.470 mm	
Superficie necessaria	min. 6 x 5 m	
Altezza necessaria	min. 2,6 x 3,4 m A seconda dell'approvvigionamento del cippato	



# Il MCI a Syngas

Syngas



# Il MCI a Syngas

Syngas





# Upgrading del Biogas

## Obiettivo:

- Descrizione delle tecniche di upgrading del Biogas

### Le tecniche di Upgrading del biogas prevedono:

- ✓ la separazione di anidride carbonica;
- ✓ l'essiccamento del gas;
- ✓ la rimozione delle sostanze in tracce (ossigeno, azoto, idrogeno solforato, ammoniaca, silossani);
- ✓ la compressione alla pressione necessaria per l'utilizzo;
- ✓ l'odorizzazione (se il metano deve essere iniettato in rete);
- ✓ la regolazione del potere calorifico tramite eventuale dosaggio di propano.

## Principali metodi di rimozione della CO2 dal biogas:

- ✓ Scrubbing ad acqua pressurizzata (assorbimento fisico)
- ✓ Scrubbing con composti organici (assorbimento fisico)
- ✓ Scrubbing con ammine (assorbimento chimico)
- ✓ Adsorbimento con carboni attivi o zeoliti (PSA)
- ✓ Tecnologie a membrana

# Upgrading del Biogas

## Confronto tra differenti tecniche di Upgrading

Parametro	Scrubbing ad acqua	Scrubbing fisico con composti organici	scrubbing Amminico	PSA	Tecnologia a membrane
Tipica taglia di impianto [m <sup>3</sup> /h biometano]					
Contenuto tipico di metano [vol%]	95,0-99,0	95,0-99,0	>99,0	95,0-99,0	95,0-99,0
Recupero di metano [%]	98,0	96,0	99,96	98	80-99,5
slip metano [%]	2,0	4,0	0,04	2,0	20-0,5
Tipica pressione di consegna [bar(g)]	4-8	4-8	0	4-7	4-7
Richiesta energia elettrica [kWhel/m <sup>3</sup> biomethane]	0,46	0,49-0,67	0,27	0,46	0,25-0,43
Domanda di calore e livello temperatura	-	medio 70-80°C	alto 120-160°C	-	-
Necessità di desolfurazione	Dipende dal processo	si	si	si	si
Necessità materiali di consumo	Agente antivegetativo agente essiccante	Solvent organico (non pericolosi)	Soluzioni ammine (pericolose, corrosive)	Carboni attivi (non-pericolosi)	
Campo di carico parziale [%]	50-100	50-100	50-100	85-115	50-105
Numeri di impianti di riferimento	alto	basso	medio	alto	basso
Tipici costi di investimento [€/m <sup>3</sup> /h biometano]					
per 100m <sup>3</sup> /h biometano	10.100	9.500	9.500	10.400	7.300-7.600
Per 250m <sup>3</sup> /h biometano	5.500	5.000	5.000	5.400	4.700-4.900
Per 500m <sup>3</sup> /h biometano	3.500	3.500	3.500	3.700	3.500-3.700
Tipici costi operativi [ct/m <sup>3</sup> biometano]					
per 100m <sup>3</sup> /h biometano	14,0	13,8	14,4	12,8	10,8-15,8
Per 250m <sup>3</sup> /h biometano	10,3	10,2	12,0	10,1	7,7-11,6
Per 500m <sup>3</sup> /h biometano	9,1	9,0	11,2	9,2	6,5-10,1

Elaborazione dati Vienna University of Technology

# Ambiti di Applicazione

## Obiettivo:

- Rappresentazione dei principali ambiti di applicazione

**A differenza però di altre filiere energetiche, la filiera del biogas ha alcune peculiarità che la rendono particolarmente interessante per il mondo agricolo:**

è una filiera molto elastica che permette di sfruttare energeticamente una serie molto vasta di prodotti e sottoprodotti che altre filiere non riescono a sfruttare (effluenti zootecnici, sottoprodotti agro-industriali umidi e variabili nel tempo, sottoprodotti animali, ecc.), riducendo la competizione per l'approvvigionamento;

è una filiera tipicamente corta: “nasce” corta perché utilizza prodotti che non possono fare molta strada in quanto molto umidi, “muore” corta perché deve gestire un residuo (digestato) umido che per ragioni economiche deve trovare collocazione nelle immediate vicinanze dell'impianto (10-20 km);

è una filiera agricola perché la dimensione impiantistica parte da 20 kW e arriva fino a 2-3 MW, consentendo a tantissime aziende di attrezzarsi con una valida alternativa/integrazione al reddito agricolo;

**A differenza però di altre filiere energetiche, la filiera del biogas ha alcune peculiarità che la rendono particolarmente interessante per il mondo agricolo:**

è una filiera ambientalmente molto promettente perché, oltre a ridurre l'impatto ambientale degli allevamenti, recuperando parte delle emissioni spontanee di metano dagli stoccaggi, consente di produrre energia elettrica e termica risparmiando fonti fossili (tecnologia definita dagli anglosassoni “Win-Win”, ovvero doppiamente vincente);

in certe condizioni permette di sfruttare appieno anche l'energia termica di cogenerazione (riscaldamento domestico, essiccazione foraggi, ricoveri zootecnici, serre, utenze residenziali);

può portare alla produzione di “biometano”, ovvero biogas raffinato dall'anidride carbonica e altre impurità gassose, per essere immesso in rete e utilizzato in impianti ad alta efficienza energetica ovvero utilizzato come biocombustibile da autotrazione, con tutti i benefici ambientali correlati. Per la prima volta in Italia il PAN ha enunciato la possibilità di produrre biometano e nel marzo 2011 è stato approvato il decreto legislativo n. 28 per l'applicazione di questa possibilità, oltre che di tutte le novità per l'incentivazione futura delle risorse rinnovabili; si è in attesa del decreto che fissi la relativa tariffa incentivante per il biometano.

# Vantaggi e Svantaggi



## Obbiettivo:

- Descrizione dei vantaggi e svantaggi della tecnologia



L'utilizzo delle centrali a biomasse comporta diversi vantaggi, sia rispetto alle fonti fossili, sia rispetto all'uso di sorgenti rinnovabili di altro tipo.

## **Concentrazioni del carbonio in atmosfera**

Per quanto riguarda le implicazioni ambientali, quella prodotta dalle biomasse è un'energia rinnovabile. Uno dei vantaggi di questa modalità di produzione dell'energia elettrica è che essa si basa sull'utilizzo di scarti agricoli, industriali e urbani, anziché sull'uso di derivati del petrolio. L'utilizzo energetico di biomasse ha un effetto positivo sull'ambiente, poiché il carbonio contenuto nella biomassa fa parte del ciclo naturale del carbonio e non incrementa, a lungo termine, la concentrazione di anidride carbonica nell'atmosfera, a differenza del consumo di combustibili fossili e derivati, come olio combustibile, carbon fossile o gas naturale, normalmente impiegati nelle centrali termoelettriche. Per questo motivo, l'energia da biomasse risolve «...in modo brillante il problema dell'aumento di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera», con riflessi positivi sul contenimento della porzione di riscaldamento globale per effetto serra attribuibile ai gas serra sprigionati dall'uso di combustibili fossili.

### **Vantaggi rispetto ad altre energie rinnovabili**

L'energia da biomasse ha risolto due dei fondamentali problemi che affliggono altre forme di energia rinnovabile, come quella solare e quella eolica:

**la difficoltà di stoccaggio e la discontinuità nell'erogazione.**

**Stoccaggio dell'energia:** il risultato può essere agevolmente raggiunto mediante il semplice stoccaggio del combustibile, in maniera analoga a quanto avviene con i combustibili fossili.

**Continuità di erogazione:** l'energia da biomasse è regolabile a piacimento e può essere interrotta in ogni momento, al pari delle energie da fonti fossili.

**Semplicità tecnologica e riduzione dei costi:** rispetto ad altri impianti a energie rinnovabili (idroelettrico, solare termico, impianto fotovoltaico, eolico, geotermoelettrico), le centrali a biomasse necessitano di tecnologie poco sofisticate e di più agevole reperibilità, accessibili anche a paesi a basso sviluppo tecnologico. Inoltre, e anche per questo motivo, la messa in opera di impianti di tale tipo richiede investimenti di dimensioni piuttosto ridotte rispetto ad altri delle fonti rinnovabili citate.



## Efficienza ed emissioni

La generazione di energia da biomasse può raggiungere un'efficienza molto alta, con valori che dipendono dalla tecnologia di combustione utilizzata: essa raggiunge il 90% con la cosiddetta "tecnica a letto fluido", sviluppata, in origine (anni sessanta del Novecento), per una più efficace combustione del carbone, e riadattata per le biomasse.

L'efficienza può essere ulteriormente migliorata sfruttando una delle qualità delle centrali a biomasse: la continuità di erogazione di energia. Questa infatti favorisce un ulteriore vantaggio, la possibilità di usare le centrali per la cogenerazione di energia termica da destinare al teleriscaldamento di ambienti domestici.

Al pari di ogni processo di combustione, quello che avviene nelle centrali a biomasse introduce fattori di inquinamento nell'aria: monossido di carbonio, NOx, composti organici volatili (COV), particolati e altri inquinanti. Tali effetti sono tuttavia fortemente ridimensionati (tra l'85 e il 90%) dalle tecnologie ad alta efficienza utilizzate nella combustione, idonee a prevenire e a ridurre sostanzialmente le emissioni indesiderate, grazie soprattutto a un basso eccesso d'aria (tra il 15 e il 20%) e alla temperatura di combustione di circa 850 °C. Inoltre, dalle emissioni derivanti dalla combustione del legno e degli scarti legnosi sono praticamente assenti due importanti inquinanti atmosferici, lo zolfo e gli idrocarburi policiclici aromatici.

Solo nel caso di impianti non dotati di tecnologie idonee, le emissioni di inquinanti in atmosfera potrebbero attestarsi su livelli superiori rispetto alla produzione di energia elettrica con l'utilizzo dei combustibili fossili: carbone, gas naturale o petrolio.



## Approvvigionamento della biomassa

Uno dei pregi delle centrali da biomasse è costituito dalla possibilità di rivolgersi a materie prime e a risorse di scarto comunemente disponibili in ogni territorio a livello globale, senza dover far affidamento su coltivazioni specializzate e senza sottrarre quindi estensioni utili all'agricoltura di base, potendo avvantaggiarsi invece dell'uso di terreni incolti o di superfici agrarie di scarso valore produttivo.

Ad esempio, uno studio del 1997 ha stimato, per il sistema industriale italiano, una potenzialità produttiva di biomasse di scarto in circa 65 milioni di tonnellate per anno.

Le tipologie di biomasse considerate nella stima di questo volume di produzione sono tali da non sottrarre terreni all'agricoltura: biomasse da boschi (esclusa la legna da ardere), biomasse da residui agricoli (come la paglia) e da scarti agro-industriali, residui arborei (potature), coltivazioni in set-aside e in terreni marginali. A queste quantità va poi aggiunto il volume annuo delle deiezioni animali, stimate in circa 130 milioni di tonnellate.

L'impatto ecologico dell'approvvigionamento di combustibile destinato a una centrale a biomasse dev'essere valutato in rapporto alla lunghezza della filiera di approvvigionamento e alla disponibilità in loco di materia prima.

Grazie alla distribuzione delle fonti su tutto il globo terrestre, e al fatto di far parte "di tradizioni e culture locali", il reperimento di biomasse non è soggetto agli ingenti problemi geopolitici che affliggono, invece, l'approvvigionamento di combustibili fossili. Inoltre, l'approvvigionamento in loco, senza importazione, non si riflette in modo negativo sugli equilibri della bilancia dei pagamenti e non ingenera quegli inestricabili nodi geopolitici legati alla dipendenza energetica dall'estero, situazione problematica per la sovranità e la sicurezza nazionale.

Altra ricaduta positiva riguarda i tassi di occupazione, poiché la più equa distribuzione delle fonti dà la possibilità di impiegare manodopera locale (qualora la produzione di biomasse avvenga in loco).



## Riforestazione

Le opere di riforestazione in zone semi-desertiche permettono di recuperare terreni altrimenti abbandonati da destinare alla produzione di biomasse e contemporaneamente migliorare la qualità dell'aria che respiriamo. Le piante svolgono infatti un'importante funzione di "polmone verde" del pianeta, riducendo l'inquinamento e l'anidride carbonica contenuta nell'aria. Le coltivazioni dedicate esclusivamente a produrre biomasse da destinare alla produzione elettrica non fanno eccezione a questa naturale caratteristica delle piante.



## **Sicurezza della rete elettrica**

Al pari di altri impianti di piccole dimensioni dispersi in vari punti del territorio (eolico, microeolico, solare, idroelettrico e microidroelettrico, energia mareomotrice), la produzione di energie attraverso centrali a biomasse, in genere di taglia molto ridotta rispetto alle tradizionali centrali industriali, contribuisce alla graduale creazione di un'architettura infrastrutturale di generazione distribuita dell'energia elettrica basata sulle cosiddette smart grid.

La progressiva transizione verso un'architettura di rete del genere è perseguita dalle linee guida della politica energetica dell'Unione europea, descritte nella Smart Grid European Technology Platform, che prevedono l'abbandono del tradizionale paradigma del "controllo centralizzato e del flusso unidirezionale", in funzione dell'implementazione e sviluppo di una rete infrastrutturale intelligente attraversata da flussi omnidirezionali di energia attraverso i nodi di una griglia che integra, al suo interno, produzione, flussi energetici, sistema informativo e sistema di controllo, in modo da ottimizzare gestione e controllo, e ottenere una maggior sicurezza, ed evitare criticità e black-out i cui onerosissimi costi incidono in modo pesantissimo sull'intero sistema economico.



## Potere Calorifico Specifico

Rispetto a quelli fossili, i combustibili da biomasse hanno un basso potere calorifico specifico (bassa densità energetica).

Ad esempio, con riferimento alla sostanza secca, il potere calorifico specifico si aggira intorno a 4500 kcal/kg per la bagassa, a 4200 per il pioppo e il salice, a circa 4100 per la paglia e per gli scarti del legno, e a solo 2500 per i rifiuti solidi urbani.

Questi dati vanno confrontati con il potere calorifico più che doppio che sono in grado di esprimere le fonti fossili: ben 10000 kcal/kg per il petrolio e 12000 per il gas naturale[16].



## Densità Energetica

Le biomasse si segnalano per un alto tasso di umidità residua (dal 30 al 50% in peso), che comporta la necessità di trattamenti preliminari di essiccazione e densificazione prima dell'avvio a processi di combustione, pirolisi, o gassificazione.

Questo forte divario sulla quantità di calorie generabili per unità di peso (e di volume), rispetto ai tradizionali combustibili fossili, si riflette in modo negativo se si operano confronti a parità di calorie prodotte per l'utilizzo finale.

**Occupazione di spazio per lo stoccaggio in tutte le fasi:** lo spazio necessario a stoccare il combustibile a biomasse è molto superiore a quello necessario per i combustibili tradizionali (per questi addirittura inesistente se ci si riferisce al gas naturale, fornito da metanodotti);





## Densità Energetica

Inoltre, i **costi di trasporto** sono decisamente superiori a causa del maggior volume necessario ai mezzi di trasporto (autoveicoli industriali) l'inquinamento prodotto dalla combustione di gasolio da autotrazione è molto superiore per il trasporto di biomasse che per quello dei combustibili fossili;

la raccolta del combustibile comporta una serie di fasi che richiedono dispendio di energia irrecuperabile, in particolare per la produzione di cippato dai boschi: taglio sulla/della pianta, trasporto degli sfalci, trasformazione degli sfalci, o comunque dei sottoprodotti in legno, in pezzature di dimensioni idonee alla combustione (effettuata mediante macchinari che consumano energia);

sono inoltre da tenere presenti gli **aspetti dell'inquinamento** dovuti ai trasporti delle parti nelle varie fasi intermedie del ciclo pianta-pezzature combustibili, prima del trasporto finale alla centrale termica di utilizzo finale (tale aspetto varia a seconda dei vari tipi di biomassa utilizzati). Tale svantaggio, per i paesi privi o quasi di risorse fossili, riguarda, naturalmente, il confronto rispetto ai combustibili fossili così come essi arrivano ai punti di raccolta (porti, oleo/metanodotti). Va tenuto conto, però, che anche per i combustibili fossili esiste un analogo irrecuperabile dispendio di energia dovuto all'estrazione nei luoghi di produzione e al trasporto fino ai luoghi di consumo.



## Uso dei Terreni Agricoli

Su larga scala, l'uso di terreni agricoli per estese coltivazioni dedicate alla produzione di biomassa può sortire l'effetto di sottrarre terreno all'agricoltura e quindi alle produzioni di valore alimentare.

Al contempo, l'eventuale uso massiccio di biomasse (per es. alberi) ridurrebbe la capacità delle foreste di catturare e sequestrare la CO<sub>2</sub> (l'anidride carbonica). Quest'ultimo problema, peraltro, può essere risolto con opportune politiche forestali e silvicolture, attingendo da piantagioni di alberi a crescita rapida (come il pioppo) gestite mediante Short Rotation Forestry, o mediante accorte politiche sostenibili di gestione delle foreste.

# Caso Studio

## Obbiettivo:

- Impianto Biogas da 300kWe



## Situazione aziendale:

- 700 bovini da latte – (stabulazione libera)
- 100 ettari di terreni coltivabili
- 25 ettari destinabili a colture per biogas
- Liquame disponibili: circa 8.100 t/a
- Letame disponibile: circa 5.500 t/a
- Insilato di mais: circa 1.450 t/a

Progetto IGW srl

# Impianto 300kW

	Unità di misura	LIQUAME BOVINO	LETAME BOVINO	INSILATO DI MAIS
<b>QUANTITÀ PRODOTTA</b>	ton/anno	8.104	5.574	1.440
<b>QUANTITÀ GIORNO</b>	kg/di	22.202,7	15.764,3	3.945,2
<b>S.S.</b>	%	8%	25%	33%
<b>S.S.</b>	kg/di	1.776,2	3.941,1	1.301,9
<b>S.O.</b>	% S.S.	85%	85%	96%
<b>S.O.</b>	kg/di	1.509,7	3.349,3	1.249,8
<b>CENERI</b>	kg/di	266,4	591,1	52,08

Progetto IGW srl

# Impianto 300kW

	<b>Unità di misura</b>	<b>LIQUAME BOVINO</b>	<b>LETAME CON PAGLIA</b>	<b>INSILATO DI MAIS</b>
QUANTITÀ GIORNO	<i>ton/di</i>	22,2	15,76	3,49
PROD. BIOGAS	<i>Nl / kg S.O.</i>	450,00	400,00	900,00
PROD. BIOGAS. T.Q.	<i>Nmc/tonT.Q.</i>	30,60	85,00	218,59
PROD. BIOGAS	<i>Nmc</i>	697,4	1.339,97\	862,39
PUREZZA BIOGAS	<i>% CH4</i>	55%	55%	52%
METANO	<i>Nmc</i>	373,67	736,98	448,44
POT. ELETTRICA	<i>kWe</i>	63,87	125,97	76,65

Potenza elettrica totale disponibile

265 kWe

Progetto IGW srl

# Impianto 300kW

Caso Studio

	Unità di misura	LIQUAME BOVINO	LETAME BOVINO	INSILATO DI MAIS	CRUSCA	TRITELLO
<b>QUANTITÀ PRODOTTA</b>	ton/anno	8.104	5.574	1.440	100	200
<b>QUANTITÀ GIORNO</b>	kg/di	22.202,7	15.764,3	3.945,2	273,9	547,9
<b>S.S.</b>	%	8%	25%	33%	88%	88%
<b>S.S.</b>	kg/di	1.776,2	3.941,1	1.301,9	241,1	482,2
<b>S.O.</b>	% S.S.	85%	85%	96%	93%	93%
<b>S.O.</b>	kg/di	1.509,7	3.349,3	1.249,8	224,2	448,4
<b>CENERI</b>	kg/di	266,4	591,1	52,08	16,88	33,75

Progetto IGW srl

# Impianto 300kW

	<b>Unità di misura</b>	<b>LIQUAME BOVINO</b>	<b>LETAME CON PAGLIA</b>	<b>INSILATO DI MAIS</b>	<b>CRUSCA</b>	<b>TRITELLO</b>
QUANTITÀ GIORNO	<i>ton/di</i>	22,2	15,76	3,49	0,27	0,54
PROD. BIOGAS	<i>Nl / kg S.O.</i>	450,00	400,00	900,00	530,00	530,00
PROD. BIOGAS. T.Q.	<i>Nmc/tonT.Q.</i>	30,60	85,00	218,59	433,75	433,75
PROD. BIOGAS	<i>Nmc</i>	697,4	1.339,97\	862,39	118,84	237,67
PUREZZA BIOGAS	<i>% CH4</i>	55%	55%	52%	54%	54%
METANO	<i>Nmc</i>	373,67	736,98	448,44	64,17	128,34
POT. ELETTRICA	<i>kWe</i>	63,87	125,97	76,65	10,97	21,94

Metano totale prodotto giornalmente: **1.750 Nmc**

Potenza elettrica totale disponibile: **300 kWe**

Progetto IGW srl



## Verifica dimensionamento impianto

- ✓ Metano prodotto giornalmente: 1.750 Nmc
- ✓ Energia giornaliera prodotta: 1.750 Nmc x 36.000 kJ/Nmc
- ✓ Energia giornaliera prodotta: 63.000.000 kJ
- ✓ Potenza disponibile: 63.000.000 kJ / 24 h / 3.600 s
- ✓ Potenza disponibile: 730 kW
- ✓ Potenza elettrica disponibile: 730 kW x  $\eta_e$  (41%) = 300 kW<sub>e</sub>

## Aspetti fiscali

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è considerata connessa all'attività agricola (si considera produttiva di reddito agricolo) quando i substrati utilizzati per la produzione di energia provenienti dall'attività agricola sono prevalenti rispetto a quelli provenienti dall'esterno (Art. 1 – Comma 369 - Legge 296/2006)

Componente	Origine	Potenza elettrica prodotta kW <sub>e</sub>	Prevalenza %
Liquame bovino	Aziendale	63,87	21,33%
Letame bovino	Aziendale	125,97	42,07%
Insilato di Mais	Aziendale	76,65	25,60%
Crusca e tritello	ExtraAziendale	32,21	11,00%
<b>PREVALENZA AZIENDALE</b>			<b>89,00</b>

Progetto IGW srl

# Impianto 300kW

## Incentivo

	Unità di misura	LIQUAME BOVINO	LETAME BOVINO	INSILATO DI MAIS	CRUSCA	TRITELLO
<b>QUANTITÀ PRODOTTA</b>	ton/anno	8.104	5.574	1.440	100	200

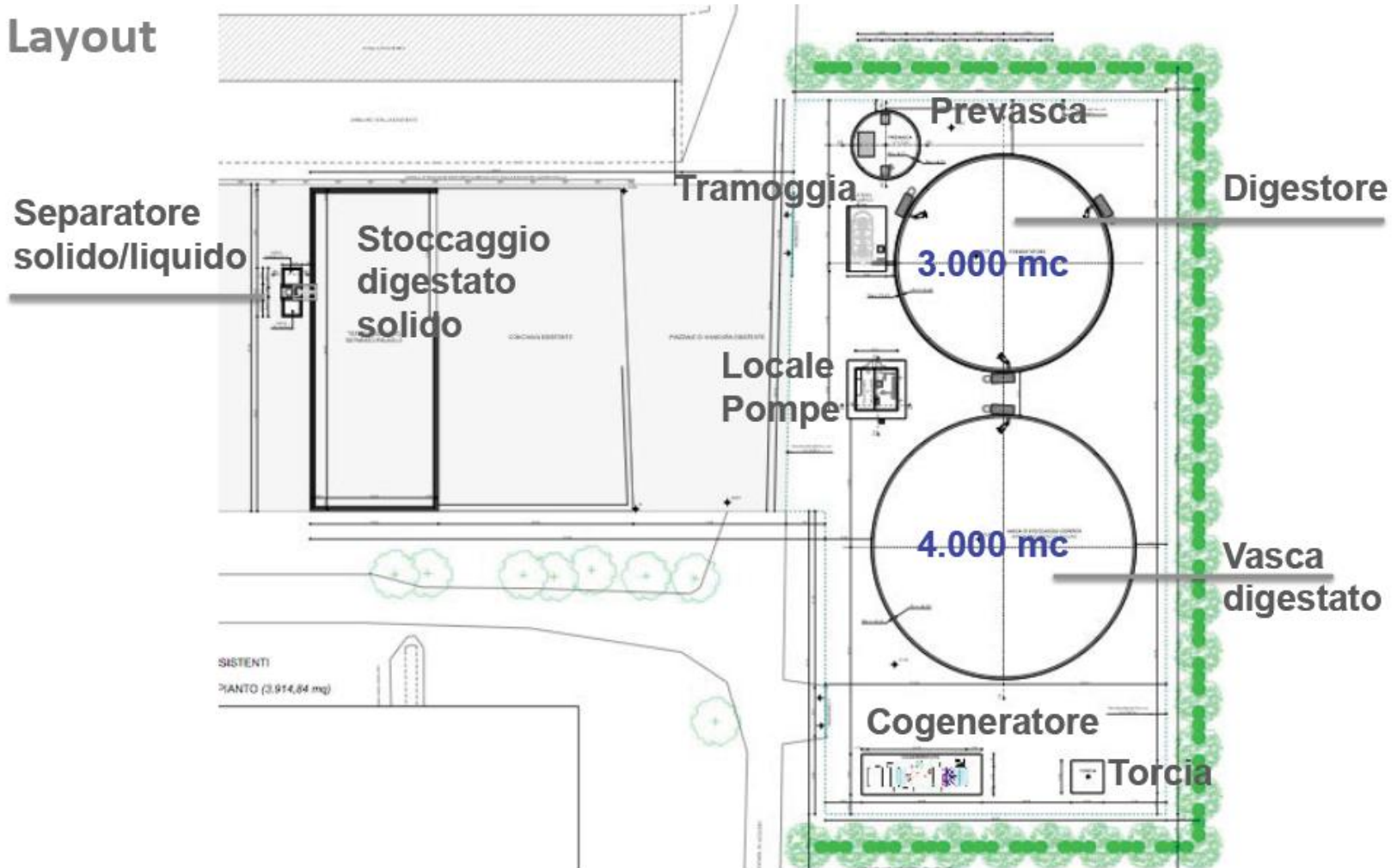
Tariffa per utilizzo di sottoprodotti qualora i prodotti da colture dedicate non superino il 30% in peso (DM 06/07/2012)

Impianto da 300 kWe → Tariffa 236 €/MWh meno 2% (2014)

Progetto IGW srl

# Impianto 300kW

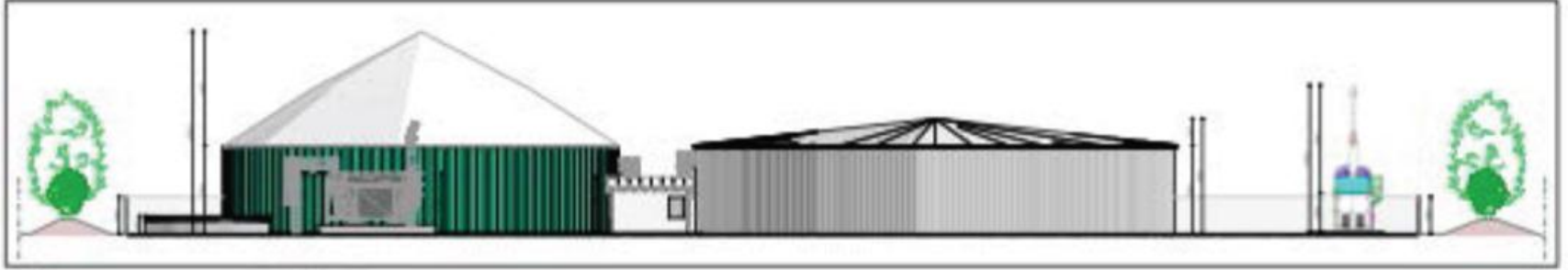
## Layout



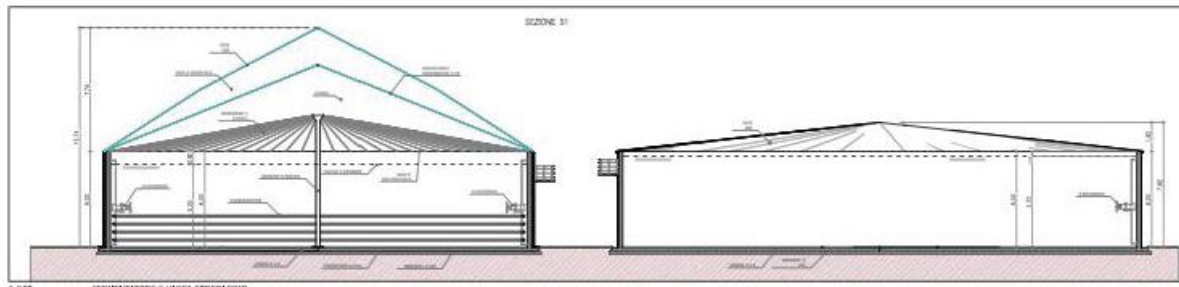
Progetto IGW srl

# Impianto 300kW

## Prospetti

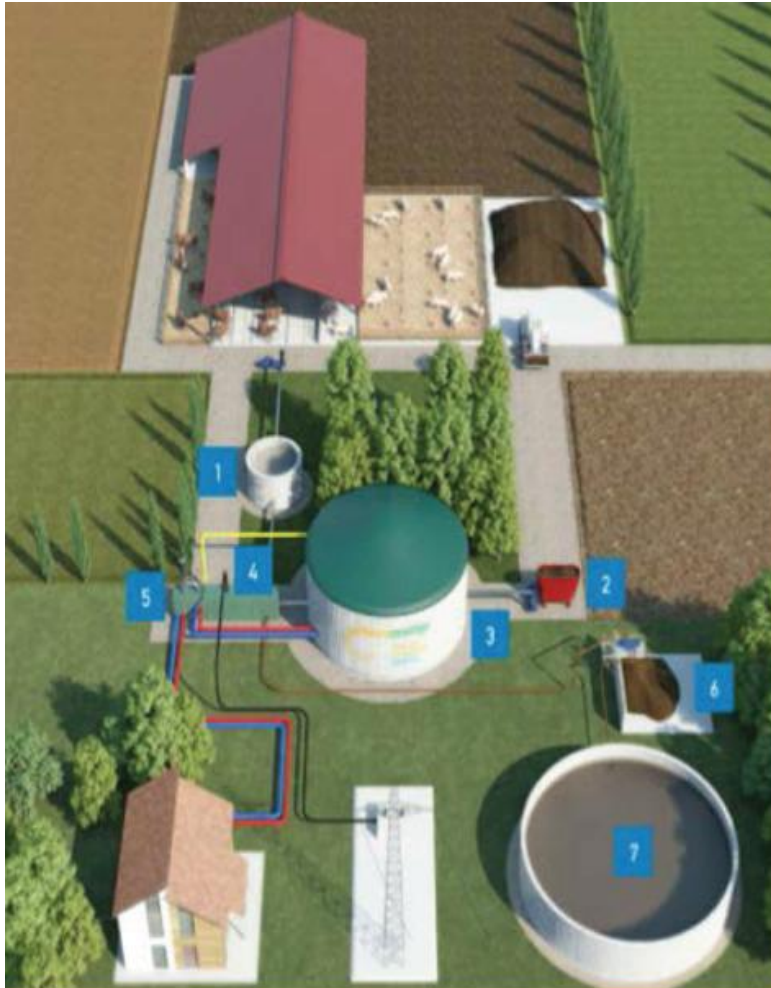


## Sezioni



Progetto IGW srl

# Impianto 300kW



(Schema Manni Energy srl)

## Caratteristiche tecniche impianto:

1. Prevasca (diam. 7,5 m – h 2,7 m – V 132 mc)
2. Tramoggia (30 mc)
3. Digestore (diam. 26 m – h 6 m – V 2.760 mc)
4. Gruppo pompe: pompa a lobi rotativi con trituratore in linea
5. Cogeneratore: Jenbacher 300 kWe
6. Platea stoccaggio separato solido (35 x 15 x 2 m)
7. Vasca stoccaggio digestato liquido (4.500 mc)

Progetto IGW srl

# Impianto 300kW

## Ipotesi di riferimento: 700 bovini da latte e 25 ettari a mais

- 63% energia da letame e liquame (costo zero)
- 25% energia da insilato di mais (1.440t a 40 €/t)
- 12% energia da tritello e crusca (300 t a 160 €/t)
- Investimento stimato: 1.500.000 €
- Finanziamento 10 anni – (circa 1.200.000 €) – Tasso indicativo 6 %
- Capitale proprio investito 20% (circa 300.000 €)
- Tariffa Omnicomprensiva: 0,231 €/kWh
- Autoconsumi: 11 %
- Ore annue di funzionamento: 8.200
- Energia elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi): 2.190.000 kWh/a
- Energia termica prodotta: circa 3.200.000 kWh/a

## Sintesi business plan

Investimento impianto chiavi in mano	1.500.000 €
Costo materie prime	105.000 €/anno
Costi manutenzione ed esercizio	90.000 €/anno
Fatturato annuo (solo da cessione E.E.)	570.000 €/anno
Payback Time	5,5 anni
TIR Progetto	15 %
TIR Equity	36 %
Cash flow medio primi 10 anni	105.000 €
Cash flow medio ultimi 10 anni	215.000 €
Totale incassi in 20 anni al netto delle spese e delle tasse	3.200.000 €



## Stima incidenza annuale costi operativi

Assicurazione (circa 20.000 €/MWe)	6.000 €
Contratto manutenzione cogeneratore (4 €/h)*	32.000 €
Sostituzione olio cogeneratore	4.000 €
Manutenzione impianto	10.000 €
Assistenza biologica	10.000 €
Personale	20.000 €
Costi amministrativi	1.000 €
Spandimento digestato	1.000 €
<b>Totale costi operativi</b>	<b>84.000 €</b>

\* Manutenzione straordinaria cogeneratore al settimo e quattordicesimo anno: 60.000 €/cad

# Impianto 100kW



(Schema Manni Energy srl)

## Situazione aziendale:

- 300 bovini da latte in cuccette
- Letame disponibili: circa 3.500 t/a
- Liquame disponibile: circa 2.500 t/a

## Caratteristiche tecniche impianto:

1. Prevasca raccolta liquame (V 40 mc)
2. Tramoggia (15 mc)
3. Digestore (diam. 16 m – h 6 m – V 1.100 mc)
4. Gruppo pompe: pompa a lobi rotativi con trituratore in linea
5. Cogeneratore: 100 kW<sub>e</sub>
6. Platea stoccaggio separato solido (10 x 10 x 2 m)
7. Vasca stoccaggio digestato liquido (1.500 mc)

Progetto IGW srl

## Ipotesi di riferimento: 300 bovini da latte

- 100% energia da letame e liquame (costo zero)
- Investimento previsto: 650.000 €
- Finanziamento 15 anni – (circa 520.000 €) – Tasso indicativo 6 %
- Capitale proprio investito 20% (circa 130.000 €)
- Tariffa Omnicomprensiva: 0,231 €/kWh
- Autoconsumi: 11 %
- Ore annue di funzionamento: 8.000
- Energia elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi): 712.000 kWh/a
- Energia termica prodotta: 1.100.000 kWhth/a

## Sintesi business plan

Investimento impianto chiavi in mano	650.000 €
Costo materie prime	0 €/anno
Costi manutenzione ed esercizio	50.000 €/anno
Fatturato annuo (solo da cessione E.E.)	165.000 €/anno
Payback Time	6,5 anni
TIR Progetto	13 %
TIR Equity	35 %
Cash flow medio primi 10 anni	43.000 €
Cash flow medio ultimi 10 anni	77.000 €
Totale incassi in 20 anni al netto delle spese e delle tasse	1.030.000 €

## Stima incidenza annuale costi operativi

Assicurazione	3000 €
Manutenzione cogeneratore	16.000 €
Sostituzione olio cogeneratore	2.000 €
Manutenzione impianto	8.000 €
Assistenza biologica	7.000 €
Personale	10.000 €
Costi amministrativi	1.000 €
Spandimento digestato	0 €
<b>Totale costi operativi</b>	<b>47.000 €</b>

\* Manutenzione straordinaria cogeneratore al settimo e quattordicesimo anno: 30.000 €/cad

# Impianto 50kW



(Schema Manni Energy srl)

## Situazione aziendale:

- 200 bovini da latte in cuccette
- Letame disponibili: circa 2.000 t/a
- Liquame disponibile: circa 1.000 t/a

## Caratteristiche tecniche impianto:

1. Prevasca raccolta liquame (30 mc)
2. Digestore (diam. 12 m – h 6 m – V 600 mc)
3. Gruppo pompe: pompa a lobi rotativi
5. Cogeneratore: motore 50 kWe
6. Vasca stoccaggio digestato liquido (1.000 mc)  
già presente in azienda

Progetto IGW srl

## Ipotesi di riferimento: 150 bovini da latte

- 100% energia da letame e liquame (costo zero)
- Finanziamento 15 anni – (circa 360.000 €) – Tasso indicativo 6 %
- Stima investimento: 450.000 €
- Capitale proprio investito 20% (circa 90.000 €)
- Tariffa Omnicomprensiva: 0,231 €/kWh
- Autoconsumi: 11 %
- Ore annue di funzionamento: 8.000
- Energia elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi): 355.000 kWh/a
- Energia termica prodotta: 550.000 kWh/a (utilizzabile circa 400.000 kWh/a)
- **Necessario uso energia termica per aumentare fatturato e TIR**

# Impianto 50kW

## Sintesi business plan (ricavi da sola E.E)

Investimento impianto chiavi in mano	450.000 €
Costo materie prime	0 €/anno
Costi manutenzione ed esercizio	25.000 €/anno
Fatturato annuo (solo da cessione E.E.)	82.000 €/anno
Payback Time	9 anni
TIR Progetto	7,6 %
TIR Equity	12.8 %
Cash flow medio primi 10 anni	10.000 €
Cash flow medio ultimi 10 anni	36.000 €
Totale incassi in 20 anni al netto delle spese e delle tasse	328.000 €



## Sintesi business plan (ricavi da E.E. e E.T.)

Investimento impianto chiavi in mano	450.000 €
Costo materie prime	0 €/anno
Costi manutenzione ed esercizio	25.000 €/anno
Fatturato annuo (solo da cessione E.E.)	112.000 €/anno
Payback Time	6 anni
TIR Progetto	14,5 %
TIR Equity	42 %
Cash flow medio primi 10 anni	38.000 €
Cash flow medio ultimi 10 anni	65.000 €
Totale incassi in 20 anni al netto delle spese e delle tasse	900.000 €

## Stima incidenza annuale costi operativi

Assicurazione	1.500 €
Manutenzione cogeneratore	7.000 €
Sostituzione olio cogeneratore	1.000 €
Manutenzione impianto	4.000 €
Assistenza biologica	4.000 €
Personale	6.000 €
Costi amministrativi	500 €
Spandimento digestato	0 €
<b>Totale costi operativi</b>	<b>24.000 €</b>

\* Manutenzione straordinaria cogeneratore al settimo e quattordicesimo anno: 10.000 €/cad

# GRAZIE PER L'ATTENZIONE!!!

Ph.D. dott. ing. Alessandro Zanini

Intellienergia S.r.l.

Spin off – Università degli Studi di Roma "Tor Vergata"

[alessandro.zanini@intellienergia.com](mailto:alessandro.zanini@intellienergia.com)

[info@ingalessandrozanini.it](mailto:info@ingalessandrozanini.it)

Linked  in®

<http://it.linkedin.com/in/alessandrozanini1979>