



*Osservatorio Agroenergia*

# Le agroenergie nei nuovi scenari energetici



In collaborazione con:



# Le agroenergie nei nuovi scenari energetici

A cura di:

Alessandro Marangoni

*Hanno collaborato: Fabrizio Adani, Andrea Bartoli, Guido Bezzi, Alberto Borello, Valeria Cantello, Annalisa Capra, Giuliana D'Imporzano, Gian Paolo Ghelardi, Mariano Giustino, Flavio Manenti, Piero Mattiolo, Paolo Mollo, Alessandro Olper, Massimo Peri, Michele Pognani, Claudio Rocchietta, Andrea Schievano, Laura Terruzzi, Giuseppe Tresso, Raffaella Urania, Cosetta Viganò, Andrea Zaghi*

Si ringraziano per la preziosa collaborazione gli Autori dei diversi contributi. Il lavoro complessivo e i capitoli 1 e 2 e il paragrafo 5.5 sono stati predisposti da Althesys e dal Curatore, mentre gli altri sono da attribuirsi ai singoli Autori indicati. Si intende che ciascuno degli Autori è a tutti gli effetti responsabile dei contenuti, dei dati e delle tesi contenute nel proprio contributo. Il Curatore e Althesys non si assumono alcuna responsabilità circa i contenuti, le valutazioni e le opinioni espresse nei contributi dei diversi Autori.

## Sommario

<b>1. Obiettivi e sintesi .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Le agroenergie nel contesto energetico italiano .....</b>	<b>5</b>
2.1 Il quadro delle agroenergie in Italia .....	5
2.2 Le politiche per le agroenergie .....	12
<b>3. La sostenibilità industriale ed economica delle agroenergie in Italia .....</b>	<b>19</b>
3.1 Il comparto del biogas-biometano .....	19
3.2 Il sistema integrato dei rifiuti: dalla raccolta al serbatoio .....	24
3.3 Il segmento delle biomasse solide .....	35
3.4 I biocarburanti liquidi.....	44
<b>4. La sostenibilità agricola ed ambientale.....</b>	<b>48</b>
4.1 Il biogas nel contesto agricolo.....	48
4.2 La sostenibilità economico-ambientale del biogas in Lombardia .....	53
4.3 Il biogas da FORSU: aspetti ambientali.....	58
<b>5. Le prospettive di sviluppo.....</b>	<b>65</b>
5.1 Gli scenari di sviluppo delle fonti rinnovabili.....	65
5.2 Le smart grid per il settore agroindustriale.....	69
5.3 La bioraffineria e il biogas.....	77
5.4 Le opportunità di crescita nel Mezzogiorno.....	80
5.5 Le prospettive future delle agroenergie .....	87



## 1. Obiettivi e sintesi

Lo scopo di questo documento è fornire una visione di insieme del ruolo delle agroenergie nell'attuale contesto energetico italiano e la loro possibile evoluzione negli scenari futuri. I temi chiave riguardano gli aspetti economici, industriali ed ambientali di alcune filiere di queste fonti rinnovabili. Il lavoro si articola su cinque aree principali.

Innanzitutto viene fornito un quadro di sintesi dell'attuale contributo delle bioenergie al sistema energetico nazionale, tracciandone diffusione e dimensioni, evidenziando il loro ruolo per il raggiungimento degli obiettivi ambientali e delineando in breve il contesto normativo di riferimento (capitolo 2).

Successivamente, nel terzo capitolo, si esamina la sostenibilità industriale ed economica della filiera delle agroenergie in Italia, considerando vari segmenti, dal biogas alle biomasse solide, ai biocarburanti.

La sostenibilità ambientale ed agricola completa il quadro dell'analisi, mostrando come un equilibrato sviluppo di alcune filiere delle agroenergie, possano costituire una soluzione win-win per ridurre gli impatti ambientali e sostenere l'attività agricola (capitolo 4).

Infine, si esaminano le possibili prospettive future delle agroenergie in Italia, alla luce dell'evoluzione tecnologica e normativa in corso (capitolo 5).

La varietà delle agroenergie e dei diversi aspetti considerati in questo lavoro si rispecchia nella molteplicità dei contributi qui raccolti. Gli autori, infatti, provengono da realtà differenti del settore delle agroenergie: dall'ambito universitario, al mondo aziendale, dalla ricerca economica e scientifica, alle associazioni di categoria delle bioenergie o delle rinnovabili più in generale. L'ampiezza e la diversità dei vari contributi costituisce, infatti, la ricchezza di questo lavoro che non intende essere esaustivo, ma fornire spunti di riflessione per le future strategie di sviluppo delle agroenergie nel nostro Paese.

L'analisi delle **agroenergie nel contesto energetico italiano** fornisce alcuni dati sulla situazione produttiva e impiantistica. Emerge come il loro ruolo sia ancora contenuto rispetto ad altre fonti, come quella idraulica e solare. Le agroenergie hanno però avuto una forte crescita, registrando i maggiori incrementi dopo il solare: fino a +4.732% per i bioliquidi rispetto al 2008. Aumenti sostenuti anche per il biogas, soprattutto per quello da attività agricole e da deiezioni animali. Le agroenergie stanno quindi rivestendo un ruolo crescente nel comparto energetico italiano. Questo trend è stato sostenuto da una politica di incentivi che ha progressivamente orientato gli investimenti verso le soluzioni più sostenibili e compatibili con il settore agricolo. Dopo aver favorito l'impiego dei sottoprodotti e una marcata integrazione con l'attività agricola, la recente normativa sul biometano dovrebbe aprire nuove prospettive di sviluppo.

---

**La sostenibilità industriale ed economica** è esaminata considerando le filiere del biogas-biometano, della FORSU, delle biomasse solide e dei biocarburanti nel terzo capitolo. Nel primo paragrafo si illustra il ruolo del biometano: una filiera che ben si radica nel contesto agricolo grazie al possibile sfruttamento degli scarti agricoli e zootecnici e con il recupero di terreni marginali e abbandonati. Il suo sviluppo, infine, favorisce un indotto nell'impiantistica prevalentemente nazionale. Benefici ambientali si uniscono quindi a vantaggi economici ed industriali. Nel secondo paragrafo si analizza l'uso a fini energetici della frazione organica da rifiuti urbani (FORSU). Emerge come al compostaggio sia da preferire la produzione di biogas e biometano. La sostenibilità è sia ambientale sia economica grazie alla vendita dei certificati di immissione del biometano e al suo autoconsumo come, ad esempio, biocarburante per i mezzi di raccolta dei rifiuti. Il biogas, quindi, come soluzione per ridurre i costi della raccolta differenziata. Nel terzo paragrafo si illustra il ruolo delle biomasse forestali e la loro sostenibilità economica per la produzione di energia. Si evidenzia come siano ancora molti gli ostacoli per un loro sviluppo, tra cui l'opposizione sociale. Nell'ultimo paragrafo si presenta la situazione attuale e futura dei biocarburanti. Il potenziale conflitto *energy-food* può essere superato dallo sviluppo dei biocarburanti di seconda generazione o degli *advanced biofuels* ricavati da alghe e rifiuti urbani. Le potenzialità dei biocarburanti devono però essere sostenute da adeguate politiche europee che mantengano i target originari al 2020 evitando politiche rinunciatarie.

Il capitolo 4 analizza la **sostenibilità agricola ed ambientale** delle agroenergie evidenziando come la produzione di biogas da colture energetiche e scarti agricoli e zootecnici possa integrarsi con il tessuto agricolo. La crescita del biogas non sottrae terreni all'agricoltura. Nel caso della Lombardia, ove vi è stato il maggior sviluppo del biogas, solo il 4% della superficie agricola è dedicato a colture energetiche. La sinergia con il mondo agricolo è data anche dai miglioramenti che la digestione anaerobica può portare, neutralizzando o riducendo gli impatti ambientali delle coltivazioni. La sostenibilità ambientale è valutata anche in termini di costi e benefici per la collettività della riduzione delle emissioni, esaminando i risultati delle politiche italiane ed europee. I vantaggi aumentano se il funzionamento degli impianti comprende pratiche virtuose come la gestione dei reflui e del digestato. Anche la valorizzazione energetica della FORSU implica importanti benefici a livello ambientale.

La disamina delle **prospettive di sviluppo**, infine, considera alcuni temi che potrebbero incidere sul futuro delle agroenergie. Varie sono le aree coinvolte: dal ruolo delle agroenergie nel favorire l'integrazione delle rinnovabili nel sistema energetico, alle innovazioni tecnologiche delle bioraffinerie, alle potenzialità di crescita delle bioenergie nel meridione d'Italia. In conclusione, dopo la recente crescita tumultuosa, le agroenergie sembrano conservare ancora un interessante potenziale che può portare benefici economici e ambientali al nostro Paese.

## 2. Le agroenergie nel contesto energetico italiano

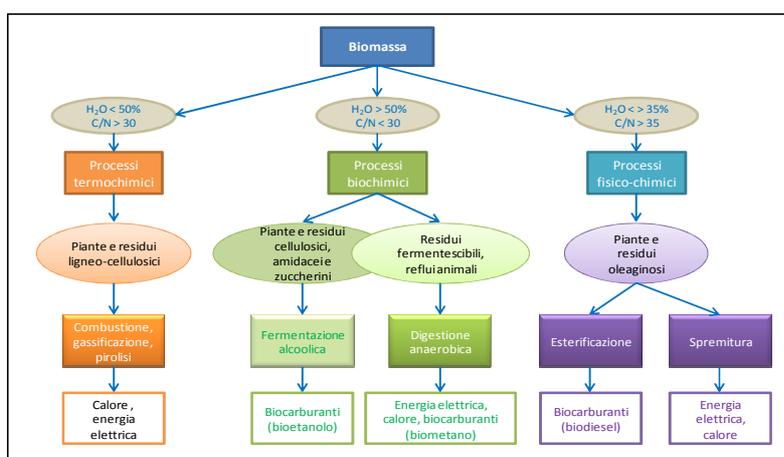
Questo capitolo presenta sinteticamente il settore delle agroenergie illustrando i dati chiave della produzione di energia sia a livello nazionale che europeo ed esponendo una sinossi delle più recenti normative relative alle agroenergie. Il primo paragrafo introduce quindi le agroenergie sottolineandone le caratteristiche principali e il loro sviluppo nel tempo, anche in un confronto europeo. Il secondo paragrafo sintetizza i principali riferimenti normativi europei ed italiani relativi alle agroenergie presentando le principali novità.

### 2.1 Il quadro delle agroenergie in Italia

Le agroenergie costituiscono un comparto variegato rispetto alle altre forme di energia rinnovabile e si differenziano per alcune peculiarità. Innanzitutto sono strettamente legate alle attività agricole e alle risorse forestali. I substrati alla base delle trasformazioni in energia, infatti, sono molteplici e differenti e possono essere: colture dedicate, residui agricoli, deiezioni animali, rifiuti urbani, etc. In base a diversi processi di conversione (termochimici, biochimici o fisico-chimici) dalle biomasse si può ottenere: energia elettrica, calore o biocarburanti (Figura 2.1.1).

*Le agroenergie:  
un comparto  
variegato*

**Figura 2.1.1. Schema delle varie tipologie di biomasse e loro provenienza**



Le agroenergie, inoltre, consentono all'agricoltura di essere multifunzionale, ovvero non solo dedita all'attività primaria<sup>1</sup> bensì anche alla generazione di energia rinnovabile, in particolare a partire dalle biomasse<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Come produzione primaria si intendono "tutte le fasi della produzione, dell'allevamento o della coltivazione dei prodotti primari, compresi il raccolto, la mungitura e la produzione zootecnica precedente la macellazione e comprese la caccia, la pesca e la raccolta di prodotti selvatici" (Reg. 178/2002, art. 3, punto 17).

<sup>2</sup> ENEA, 2011, L'efficienza energetica nel settore agricoltura

---

**Fuel  
procurement  
VS fuel risk**

Un'altra differenza rispetto alle altre fonti rinnovabili è relativa alla necessità di disporre di combustibili per produrre energia, rendendo il fuel procurement strategico. Il ricorso al combustibile da un lato consente la continuità produttiva, dall'altro, invece, implica una criticità di approvvigionamento soprattutto nel caso in cui gli impianti di conversione energetica non siano integrati con le aziende che producono biomasse. Pertanto le agroenergie, a differenza di solare ed eolico che sono fonti intermittenti, possono essere stoccate e prodotte secondo l'andamento della domanda.

**Sottoprodotti:  
soluzione  
win-win  
per il Paese  
e le imprese  
agricole**

Alcuni tipi di biomasse come i sottoprodotti, ovvero gli scarti delle lavorazioni agricole e zootecniche, costituiscono una soluzione ottimale sotto vari aspetti e in un'ottica di sistema. Da un lato consente all'agricoltore di evitarne i costi di smaltimento e, al contrario, di utilizzarli per la produzione di energia e/o calore o a fini di autoconsumo o tramite cessione alla rete. Dall'altro, oltre alla convenienza economica per l'agricoltore, l'utilizzo dei sottoprodotti evita una competizione tra le coltivazioni destinate al consumo alimentare (feed-food) e quelle per la generazione di energia.

*Gli operatori.* Il settore delle agroenergie è piuttosto diversificato anche per quanto riguarda gli attori, dato che vi operano una molteplicità di player, con dimensioni, caratteristiche e logiche competitive assai diverse:

- le aziende agricole che, oltre a fornire il feedstock, quindi le biomasse, se integrate con impianti dedicati, possono anche produrre energia;
- le local utilities e le aziende energetiche che, a partire dalle biomasse, possono anche creare calore per alimentare reti di teleriscaldamento;
- aziende captive industriali come i grandi gruppi alimentari che, ad esempio, a partire dai sottoprodotti agricoli e animali possono produrre energia elettrica o calore anche a fini di autoconsumo;
- le ESCO (Energy Service Companies), aziende che in generale aiutano il cliente finale a migliorare l'efficienza energetica dell'impianto o a finanziare, sviluppare e installare impianti che producono energia rinnovabile<sup>3</sup>.

**Agroenergie:  
un fatturato di  
quasi 4 mld € ...**

*Dati chiave su turnover e occupazione.* In Italia nel 2011 il comparto delle agroenergie ha registrato un giro di affari pari a 3,9 miliardi di euro<sup>4</sup>. Rispetto al 2008 il fatturato delle biomasse solide è quasi raddoppiato: da 550 milioni di euro a 1 miliardo. Il settore delle agroenergie italiane costituisce circa il 16% del fatturato dell'intero settore delle energie rinnovabili. Tale risultato è tuttavia al di sotto della media europea pari al 35%<sup>5</sup>. Rispetto al totale del giro

---

<sup>3</sup>Le ESCO possono essere una molteplicità di imprese differenti: aziende che si occupano dell'impiantistica o della componentistica, utilities, società che gestiscono la manutenzione degli impianti, etc.

<sup>4</sup> EurObserv'ER, 2012, Etat des énergies renouvelables en Europe

<sup>5</sup> Ibidem

d'affari delle agroenergie europee, il fatturato italiano conta per l'8%. Il giro di affari si distribuisce in modo abbastanza omogeneo nelle tre sottocategorie: il 39% riguarda il biogas, il 35% i biocarburanti e il 26% le biomasse. Tali valori rispecchiano parzialmente la suddivisione dell'energia prodotta da biomasse<sup>6</sup>.

Nel 2011 in Italia nel comparto delle agroenergie erano impiegate circa 24.000 persone di cui il 44% attivo nel settore delle biomasse solide e il 35% in quello dei biocarburanti<sup>7</sup>. Rispetto al 2008 gli occupati sono raddoppiati e costituiscono circa lo 0,10% del totale della forza lavoro in Italia. Sul totale degli impiegati nelle agroenergie in Europa, l'Italia conta per il 5%, al sesto posto dopo Germania (27%), Francia (17%), Svezia (6,6%), Polonia (6%) e Spagna (5,8%).

**... e che impiega  
24.000 addetti**

Rispetto al totale degli occupati nel settore complessivo delle energie rinnovabili, invece, l'Italia è al di sotto della media europea (UE a 27): gli impiegati nelle agroenergie, infatti, contano per il 20% sul totale di quelli che lavorano nel settore delle energie rinnovabili, contro una media europea del 40%<sup>8</sup>.

Di seguito si presentano alcuni dati sulla situazione impiantistica e sulla generazione di energia elettrica da biomasse<sup>9</sup>.

*La potenza installata.* In termini di potenza installata nel 2012 gli impianti relativi alle bioenergie<sup>10</sup> costituiscono l'8% (ovvero 3.801,6 MW) del totale delle rinnovabili installate che è pari a 47.345 MW. Un ruolo preminente, infatti, è svolto dall'energia idraulica e da quella solare la cui potenza installata cumulata copre più del 70% del totale, rispettivamente per una quota del 38,5% e del 34,7%.

**Nel 2012  
3.802 MW  
installati:  
8% del totale**

Nel settore agroenergetico gli impianti a biomasse solide sono quelli con una maggior potenza installata pari a 1.432 MW, il 38% circa del totale delle agroenergie. Il biogas ha una potenza installata minore rispetto alle biomasse solide di circa 90 MW e conta per il 35% del totale della potenza installata delle bioenergie. Il 27% è coperto dai bioliquidi. Nel 2007 le biomasse solide contavano per più del doppio della quota attuale, ovvero per il 74%.

---

<sup>6</sup> Si veda a pagina 9: le biomasse solide costituiscono il 38% della produzione da agroenergie, il biogas il 37% e i bioliquidi il 25%.

<sup>7</sup> EurObserv'ER, 2012, Etat des énergies renouvelables en Europe

<sup>8</sup> Ibidem

<sup>9</sup> Tutti i dati si riferiscono ai report annuali del GSE, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE, 2007-2013, Rapporto Statistico).

<sup>10</sup> Per bioenergie il GSE intende, come riportato dal D.lgs. n.28/2011: "l'insieme delle biomasse (rifiuti urbani biodegradabili e altre biomasse), biogas e bioliquidi. La norma definisce le biomasse come la Frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica proveniente dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'aquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani".

---

Gli impianti a biogas con maggior potenza installata sono quelli alimentati da prodotti da attività agricole (54%) e da rifiuti (30%). Gli impianti a biogas da deiezioni animali e da fanghi rappresentano solo il 13% e il 3% rispettivamente. Pur contando per circa il 30%, la potenza degli impianti a biogas da rifiuti è quella che è aumentata meno dal 2007 rispetto alle altre sottocategorie di impianti a biogas (da fanghi, da deiezioni animali, da attività agricole): la potenza degli impianti alimentati a rifiuti è aumentata del 38%, quella degli impianti da attività agricole +1.878%.

**Nel 2012  
l'aumento  
della potenza  
installata è  
secondo solo  
al solare**

Nel 2012 alcune tipologie di impianti a biogas e di bioliquidi hanno registrato, dopo quelli a energia solare, i maggiori incrementi rispetto al 2008. In particolare la potenza degli impianti a biogas da deiezioni animali e da attività agricole è cresciuta, rispettivamente, di quattordici e diciotto volte (+1.261% e +1.695% rispetto al 2008). La potenza dei bioliquidi è aumentata del 747%.

**Potenza media  
unitaria  
al di sotto  
dei 2 MW**

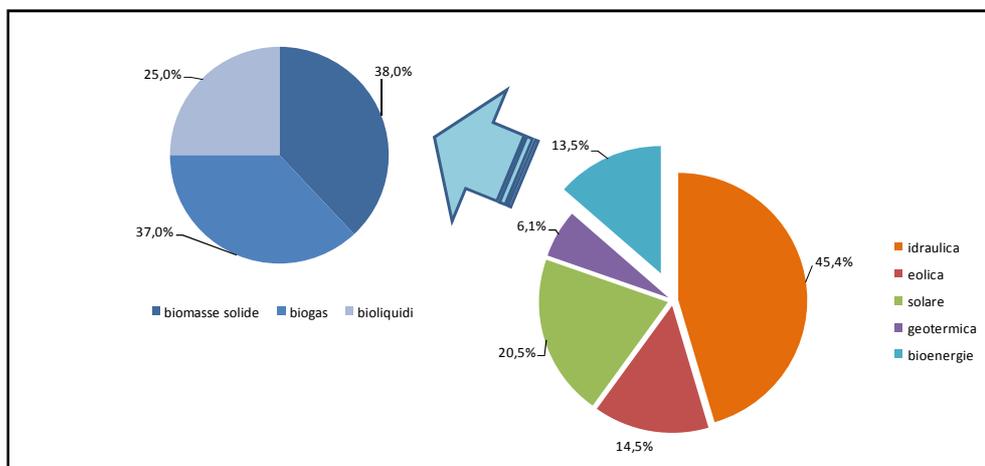
*La potenza media unitaria.* In dodici anni la potenza installata è aumentata a un tasso medio annuo del 15,4%. La potenza media degli impianti è inferiore ai 2 MW, in continuo calo negli anni (nel 2005 era 4,3 MW per impianto). Ciò è dovuto all'installazione di nuovi impianti a biogas inferiori a 1 MW. Le peculiarità delle agroenergie (tra cui, p.e., il fuel procurement e l'integrazione con le aziende agricole) si riflettono, infatti, sulla dimensione degli impianti, in prevalenza medio-piccoli.

*Energia elettrica prodotta dalle agroenergie.* Nel 2012 l'energia prodotta da fonti rinnovabili è aumentata dell'11,2% rispetto al 2011 ed è quasi raddoppiata rispetto al 2007. Il dato del 2012 rispetto all'anno precedente sconta la diminuzione di produzione di elettricità di alcune fonti: idraulica (-9%), geotermica (-1%), bioenergie da rifiuti sia da biomasse solide che da biogas (rispettivamente, -2% e -3%). Gli incrementi più rilevanti al contrario sono stati quelli relativi a: bioliquidi diversi dagli oli vegetali (+120%), al solare (+74,7%), al biogas da attività agricole e forestali (+74,4%) e da deiezioni animali (+43,7%), all'eolico (+36%) e al biogas da fanghi (+29%). Nel 2012 quasi tutte le tipologie di agroenergie, quindi, sono state caratterizzate da performance migliori rispetto ad altre fonti. Da questo quadro emerge come le agroenergie rivestano un ruolo crescente nel comparto energetico italiano.

**Bioenergie:  
nel 2012 sono  
stati prodotti  
12.487 GWh:  
più di 2 volte  
rispetto al 2007**

Nel complesso nel 2012 l'energia prodotta dalle agroenergie è stata pari a 12.487 GWh, in aumento del 130% rispetto al 2007, ovvero l'energia prodotta è più che raddoppiata. In termini relativi, ovvero rispetto all'energia complessivamente prodotta da energie rinnovabili, le agroenergie giocano però ancora un ruolo secondario rispetto alle altre fonti come quella idraulica e solare che nel 2012 costituiscono, rispettivamente, il 45,4% e il 20,4% del totale dell'energia rinnovabile prodotta. Le bioenergie coprono il 13,5%, poco distante dal 14,5% dell'energia eolica (Figura 2.1.2).

**Figura 2.1.2. Il ruolo delle agroenergie rispetto alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2012**



Fonte: GSE, 2013

Negli anni è cambiato soprattutto il ruolo dell'energia idraulica che, nel 2007, costituiva il 69% dell'energia prodotta da fonte rinnovabile. In cinque anni il peso di questa tipologia di energia è quindi calata del 28%. L'energia eolica e soprattutto quella solare sono le fonti che hanno registrato il maggiore incremento: rispetto al 2007, rispettivamente, + 232% e + 48.263%, ovvero l'energia solare è aumentata di circa 500 volte.

La produzione di energia nel settore agroenergetico è costituita prevalentemente dalle biomasse solide (38%) e dal biogas (37%). I bioliquidi contano per circa il 25% (Figura 2.1.2). Rispetto al 2008 la composizione delle agroenergie è cambiata: in quell'anno le biomasse solide costituivano il 72% del totale, il biogas il 27% e i bioliquidi l'1%. In quattro anni il ruolo delle biomasse solide è quindi più che dimezzato (dal 72% al 38%) anche se in termini assoluti l'energia prodotta da questa sottocategoria è aumentata del 10%: da 4.302 GWh a 4.746 GWh. Come si può notare alcune tipologie di agroenergie hanno subito i maggiori aumenti. Rispetto al 2008, dopo il solare, gli incrementi più importanti sono relativi alle agroenergie: +4.732% per i bioliquidi, +1.486% per il biogas da attività agricole, +643% per quello da deiezioni animali e +445% per quello da fanghi. Come nel caso della potenza installata, le biomasse solide pur contando per il 38% del totale della produzione da bioenergie, hanno subito l'incremento minore: +0,3% rispetto al 2011 e +10% rispetto al 2008.

**Bioenergie prodotte: oltre il 70% è da biomasse solide e biogas**

*La copertura dei consumi.* Anche in termini di copertura dei consumi interni lordi<sup>11</sup> il ruolo principale è rivestito dall'energia idraulica (12%). Dopo il sola-

<sup>11</sup> Consumo Interno Lordo di energia elettrica (CIL): E' pari alla produzione lorda di energia elettrica al netto della produzione da pompaggi, più il saldo scambi con

re (6%), l'energia eolica copre il 3,9% del totale dei consumi, le agroenergie il 3,7%, il geotermico l'1,6%.

*La distribuzione territoriale* Interessante è anche notare la distribuzione geografica dell'energia prodotta dalle agroenergie e della potenza.

Nel 2012 l'elettricità da agroenergie è stata prodotta in maggior parte in Lombardia (23,5%), in Emilia Romagna (13,9%) e in Puglia (11,8%). Tale distribuzione riflette parzialmente quella delle altre energie rinnovabili in quanto anche in questo caso è la Lombardia la regione in cui si produce maggiormente energia rinnovabile (16%), seguita dal Trentino Alto Adige (11%), dal Piemonte (10%) e dalla Puglia (9%). Il Nord Italia è comunque l'area in cui la produzione di energia elettrica da agroenergie è maggiore (circa il 55%). Solo il 14% nel Centro e il 31% al Sud. In termini di potenza installata per le agroenergie vi è pressoché la stessa distribuzione della produzione di energia.

*Il confronto con l'Europa.* Per meglio comprendere il ruolo delle agroenergie è interessante confrontare la situazione italiana con quella europea.

**Dopo Germania e UK, Italia al 3° posto: produce il 10% delle bioenergie europee**

Nel 2012 la produzione elettrica da energie rinnovabili ha coperto il 31% della produzione nazionale di energia elettrica totale (Figura 2.1.3). Rispetto alla media europea (considerando 15 Paesi), pari al 24%, l'Italia registra quindi una buona performance, al sesto posto dopo Austria (69%), Svezia, Danimarca, Portogallo e Finlandia. Rispetto al 2010 tale quota è migliorata sia a livello nazionale che europeo: in quell'anno era pari, rispettivamente, al 26% e al 21%. Come già evidenziato, il ruolo delle agroenergie in Italia è però secondario rispetto alle altre energie rinnovabili. La quota di energia prodotta dalle bioenergie rispetto a quella prodotta totalmente dalle energie rinnovabili in Italia, infatti, è pari al 13,5%, posizionandosi quindi al di sotto della media europea (23%). L'Olanda registra, infatti, una percentuale ben maggiore pari al 57%. La produzione italiana di energia elettrica da bioenergia conta però per il 10% di tutta l'energia prodotta dalla stessa fonte in Europa (circa 125 TWh). Una performance che posiziona il nostro Paese al terzo posto dopo la Germania (33%) e il Regno Unito (12,1%).

**Figura 2.1.3. Confronto europeo su alcuni indicatori**

FER/totale produzione elettrica			
	2012	2010	
Italia	31,0%	26,0%	
Media UE-15	24,0%	21,0%	

Bionergie/Bioenergie UE			
	2012	2010	
Italia	10,0%	8,7%	
Media UE-15	6,7%	6,7%	

FER/FER UE			
	2012	2010	
Italia	13,6%	12,8%	
Media UE-15	6,7%	6,7%	

Bionergie/FER			
	2012	2010	
Italia	13,5%	12,3%	
Media UE-15	23,1%	25,6%	

Fonte: GSE, 2011, 2013

l'estero (o tra le Regioni). Il CIL equivale al Consumo Finale Lordo di energia elettrica introdotto dalla Direttiva Europea 28/2009/CE. (fonte GSE).

***In un anno raddoppiati i consumi di energia da biomasse***

Nel 2011 in Europa le biomasse hanno coperto l'8,4%<sup>12</sup> dei consumi finali di energia<sup>13</sup>. In Italia la quota ammonta al 5,6% per 6,8 Mtoe pari a circa il doppio rispetto al 2009 (3,45 Mtoe) che coprivano solo il 2,8% dei consumi finali nazionali (Figura 2.1.4). Rispetto agli altri Paesi europei, come quota di copertura dei consumi relativa alla biomasse, l'Italia si trova negli ultimi posti in quanto Paesi come la Finlandia, la Lettonia e la Svezia, registrano valori ben più alti pari, rispettivamente, al 28,1%, al 27,6% e al 26,6%. Tali performance sono da ascrivere alla morfologia del territorio in cui la disponibilità di biomasse lignee è maggiore<sup>14</sup>. L'Italia, infatti, si trova in un cluster che raggruppa Paesi come la Francia, la Germania e la Spagna i cui risultati però sono migliori rispetto a quelli nazionali e pari, rispettivamente, all'8,13%, al 7,84% e a 6,82%. In termini assoluti però la Spagna conta minori consumi finali di energia sia totale sia relativa alle biomasse. Germania, Francia e Svezia sono però i Paesi con il maggior consumo da biomassa pari, rispettivamente, a 16.240 Mtoe, 12.043 Mtoe e 8.539 Mtoe.

**Figura 2.1.4. Consumi finali di energia in Europa nel 2011**

	Final Energy Consumption Total ktoe	Final Energy Consumption Biomass ktoe	Share of Biomass %
Europe	1.103.260	92.599	8,39%
Austria	27.328	4.566	16,71%
Belgium	38.886	1.639	4,21%
Bulgaria	9.287	962	10,36%
Cyprus	1.896	41	2,16%
Czech Republic	24.634	2.193	8,90%
Denmark	14.679	2.769	18,86%
Estonia	2.843	730	25,68%
Finland	25.179	7.076	28,10%
France	148.065	12.043	8,13%
Germany	207.093	16.240	7,84%
Greece	18.835	1.163	6,17%
Hungary	16.276	1.332	8,18%
Ireland	10800	321	2,97%
<b>Italy</b>	<b>122.312</b>	<b>6.838</b>	<b>5,59%</b>
Latvia	3.982	1.099	27,60%
Lithuania	4.696	916	19,51%
Luxembourg	4.276	93	2,17%
Malta	446	1	0,22%
Netherlands	50.663	1.581	3,12%
Poland	64.689	5.883	9,09%
Portugal	17.350	2.706	15,60%
Romania	22.576	3.620	16,03%
Slovak Republic	10.795	774	7,17%
Slovenia	4.951	558	11,27%
Spain	86.532	5.898	6,82%
Sweden	32.168	8.539	26,55%
United Kingdom	132.023	3.021	2,29%

Fonte: AEBIOM 2013 su dati Eur'Observ'ER

<sup>12</sup> AEBIOM, 2012, Annual Report

<sup>13</sup> I consumi finali di energia sono quelli relativi ai vari settori: trasporti, industriale, commerciale, dell'agricoltura, pubblico e delle famiglie.

<sup>14</sup> Ethical environmental management, 2012, Biomass - The situation in Finland

---

## 2.2 Le politiche per le agroenergie

### *Agroenergie: un quadro normativo sintetico*

Negli ultimi anni le energie rinnovabili, e recentemente anche le agroenergie, sono state oggetto di attenzione sia a livello europeo che nazionale diventando destinatarie di una molteplicità di normative e documenti di indirizzo strategico. In questo paragrafo si vuole sintetizzare l'insieme degli interventi più rilevanti, inquadrandolo in un breve excursus delle politiche succedutesi negli anni e richiamando le ultime novità di maggior rilievo per le agroenergie. La trattazione dei principali riferimenti normativi alle biomasse non vuole essere esaustiva ma ha lo scopo di indicare come l'interesse verso le biomasse sia cresciuto nel tempo e come si sia tradotto a livello legislativo.

### *Negli anni 90 un accenno alle biomasse...*

La valorizzazione energetica delle bioenergie comincia ad assumere rilevanza a partire dalla metà degli anni novanta, soprattutto a livello europeo. In questi anni in alcuni documenti strategici, come il Libro Verde del 1996 e il Libro bianco del 1999<sup>15</sup>, si riconosce come per le energie da biomassa non ci sia ancora un mercato definito e come, per sviluppare il mercato della biomassa solida si possa, ad esempio, promuovere le reti di teleriscaldamento e raffrescamento.

Nel 2003 i biocarburanti sono stati oggetto di una direttiva ad hoc che sottolineava la loro rilevanza per il rispetto del protocollo di Kyoto, per una minor dipendenza energetica e quindi per una maggior sicurezza nell'approvvigionamento<sup>16</sup>.

### *...nel 2005 un documento dedicato alle biomasse*

A livello europeo nel 2005 viene pubblicato un documento relativo allo sviluppo delle bioenergie: il **Piano di Azione per la Biomassa (COM/2005/628)**. Alcuni messaggi chiave sono la necessità di strumenti incentivanti e l'importanza della riforma della PAC<sup>17</sup> in grado di dare un nuovo impulso al ruolo dell'agricoltura nel comparto energetico. Evidenzia inoltre i benefici dello sviluppo delle biomasse a livello occupazionale ed ambientale in termini di sistema, nonché economico per le aziende agricole.

In Italia i primi incentivi specifici per le agroenergie si rilevano nel **D.M. 18 dicembre 2008**<sup>18</sup>. Gli impianti alimentati a biomassa da filiera potevano beneficiare di una tariffa omnicomprensiva pari a 0,30 €/kWh per impianti di potenza minore a 1 MW. Per biomasse da filiera si intendono biomasse e biogas ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro o di filiere corte,

---

<sup>15</sup> Libro Verde "Energia per il futuro - Fonti energetiche rinnovabili" (COM/96/576) e Libro Bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità (COM/97/599).

<sup>16</sup> Direttiva 2003/30/CE recepita in Italia dal D.lgs. n.28/2005.

<sup>17</sup> La riforma (Reg. CE n.1782/2003) ha previsto un particolare sistema di aiuto alle colture energetiche: 45 € per ettaro impiantato per un massimo di 1,5 milioni di ettari per la produzione di colture energetiche. Rilevante anche la promozione del ruolo multifunzionale dell'agricoltura.

<sup>18</sup>La prima forma di incentivazione risale al 1992 (feed-in-tariff, noto anche come CIP6). Nel 1999 sono stati introdotti i certificati verdi (D.lgs. n. 79/99).

ovvero entro 70 km. L'attuazione di questo sistema di incentivi era rimandata a un successivo decreto del Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali. L'indicazione della distanza massima dal luogo di produzione (70 km) si è posta in contrasto con i principi europei del libero scambio<sup>19</sup>. In base alla **Legge n.99/2009** è stato quindi abrogato il concetto di biomassa da filiera e l'incentivo previsto è stato diminuito: 0,28 €/kWh. I gas di discarica e i biocombustibili liquidi godevano di una tariffa omnicomprensiva pari a 0,18 €/kWh.

**2008:**  
*per le biomasse  
un incentivo  
specifico*

A seguito dell'approvazione delle proposte della Comunicazione del 2008<sup>20</sup>, il Consiglio ha varato definitivamente il c.d. Pacchetto "20-20-20", composto da sei provvedimenti legislativi tra cui la **Direttiva 2009/28/CE**. Vengono riportati i due obiettivi vincolanti della quota del 20% dei consumi di energia finale coperti da energie rinnovabili (il 17% per l'Italia) e del 10% minimo del consumo di energia nei trasporti da soddisfare con energia rinnovabile. Inoltre si pone l'obbligo della riduzione delle emissioni di gas serra del 20%. A tal fine viene riconosciuto il ruolo rilevante delle biomasse e sono introdotti criteri di sostenibilità ambientale per la produzione di biocarburanti. Ogni Stato, inoltre, è obbligato ad adottare un piano di azione nazionale per l'energia da fonti rinnovabili.

In Italia è solo dal 2010 che sono state emanate norme riferite specificatamente (o con riferimenti al loro interno) alle agroenergie. Ciò in particolare è dovuto al recepimento della Direttiva 2009/28/CE.

Nel 2010, infatti, come previsto da questa direttiva, è stato emanato il **Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN)**. Dopo una sintesi della politica nazionale in materia di energie rinnovabili, il documento evidenzia i tre settori chiave per il raggiungimento degli obiettivi previsti a livello europeo per l'Italia: termico, elettrico e trasporti. Nei primi due settori il ruolo delle biomasse viene posto in evidenza. Riguardo agli usi termici si sottolinea l'importanza di non indirizzare le biomasse unicamente alla generazione elettrica ma anche a "forme più convenienti ai fini della copertura degli usi finali: produzione di calore per il soddisfacimento di utenze termiche e per la cogenerazione". Risultavano già attivi alcuni strumenti incentivanti tra cui: agevolazioni e detrazioni fiscali e i meccanismi dei titoli di efficienza energetica<sup>21</sup>. Riguardo al settore dei trasporti si reputa che i biocarburanti rivestano un ruolo essenziale. L'obiettivo per l'Italia è il 17% ed è suddiviso per i tre settori: elettrico (26%), calore (17%) e trasporti (10%). Questo obiettivo com-

**2010: obiettivi  
UE al 2020.  
17% per  
l'Italia**

---

<sup>19</sup> TIS, Area Energia&Ambiente, 2009, Incentivazione della produzione di energia elettrica da biomasse e biogas

<sup>20</sup> Comunicazione "Due volte per il 2020" (COM/2008/30)

<sup>21</sup> Per esempio, agevolazioni fiscali per interventi allacciati alle reti di teleriscaldamento da fonte geotermica o da biomassa. Detrazioni fiscali del 55% delle spese sostenute per installare pompe di calore, impianti a biomassa e solare termico.

**2012:  
obiettivi  
elettrici per  
le biomasse  
raggiunti**

lessivo si traduce in 22,62 Mtep di energia da fonti rinnovabili prodotta al 2020, di questi 9,8 Mtep dovranno provenire dalle biomasse. Al 2020 nel settore elettrico è prevista la produzione di circa 18.780 GWh da biomassa (Figura 2.2.1). Nel 2010 si prevedeva una produzione di energia da biomasse al 2012 pari a 10.672 GWh. Tale obiettivo è stato raggiunto in quanto l'anno scorso sono stati prodotti 12.487 GWh di energia da biomassa. Gli obiettivi per le sottocategorie sono stati rispettati per il biogas (4.620 GWh contro 2.907 GWh previsti) e per i bioliquidi (3.122 GWh contro 2.378 GWh previsti). Per le biomasse solide, invece, la produzione è stata minore del previsto: 4.746 GWh contro 5.386 GWh.

**Figura 2.2.1. Produzione di energia elettrica da biomasse: obiettivi al 2020 e dati consuntivi**

	Dati consuntivi (fonte: GSE 2013)		Obiettivi PAN 2010			
	2012		2012		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energia da biomassa	3.801,60	12.486,90	2.298,00	10.672,00	3.820,00	18.780,00
solida	1.432,10	4.745,90	1.149,00	5.386,00	1.640,00	7.900,00
biogas	1.342,70	4.619,90	602,00	2.907,00	1.200,00	6.020,00
bioliquidi	1.026,80	3.121,50	547,00	2.378,00	980,00	4.860,00

Per le biomasse e i bioliquidi, inoltre, si propone di discriminare le biomasse in base alla destinazione energetica (calore, trasporti, elettricità). Nel settore elettrico si vuole favorire, inoltre, l'uso di biomasse residuali, in particolare in uso cogenerativo.

La Direttiva 2009/28/CE è stata recepita in Italia dal **D.lgs. n.28/2011**. Oltre alla conferma degli incentivi del D.M. 18/12/2008, così come modificato dalla Legge n.99/2009, e all'introduzione del principio di sostenibilità dei biocarburanti (come previsto dalla direttiva europea), le principali novità riguardo le agroenergie sono: lo sviluppo dell'infrastruttura per il teleriscaldamento e il teleraffrescamento, la previsione di incentivi per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili termiche e la promozione del biometano. Gli incentivi previsti dal decreto sono validi fino al 31 dicembre 2012.

Nel 2012 sono stati emanati i decreti attuativi del D.lgs. n.28/2011. Uno di questi è il **D.M. del 6 luglio 2012**. La volontà di fondo di tale decreto è quella di contenere i costi delle energie rinnovabili anche in vista del successivo raggiungimento dell'obiettivo relativo al settore elettrico (26%)<sup>22</sup>. La rimodulazione degli incentivi si riferisce agli impianti in esercizio dal 1 gennaio 2013. Si prevede quindi un'ulteriore riduzione degli incentivi fino al 2015, anno in cui gli incentivi saranno sostituiti da una tariffa feed-in-premium, erogata direttamente dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE). In generale gli impianti di

<sup>22</sup> Nel 2011, infatti, si era già raggiunta la quota del 24% dei consumi finali di energia (fonte: GSE. 2011, Rapporto Statistico).

piccola taglia (inferiore a 100 kW) sono favoriti in quanto accedono direttamente alla tariffa incentivante. Gli impianti di dimensioni più elevate, invece, possono accedere solo iscrivendosi a un registro o, se l'impianto supera i 5 MW, partecipando ad aste al ribasso<sup>23</sup>. La durata degli incentivi è stata allungata di cinque anni, fino a 20 anni.

Il decreto introduce rilevanti novità per le agroenergie differenziando gli incentivi tra biomasse solide, biogas e bioliquidi e, all'interno delle prime due categorie, gli incentivi sono diversi a seconda che gli impianti siano alimentati da: rifiuti, biomasse residuali o dedicate. Maggiori incentivi, infatti, sono previsti nel caso di utilizzo di sottoprodotti (fino al 30% rispetto ai prodotti di origine biologica) e per impianti di piccola taglia (soprattutto per quelli inferiori a 300 kW). I sottoprodotti, inoltre, per la prima volta, sono definiti tramite un'elencazione positiva e non attraverso una serie di requisiti, a volte negativi, da rispettare. Un elenco preciso di quali siano i sottoprodotti ne agevola l'utilizzo evitando di reputare tali quelli che invece sono da considerare come rifiuti.

Oltre la tariffa base, per gli impianti a biomassa sono previsti dei premi cumulabili. Nel caso di cogenerazione ad alto rendimento il premio arriva fino a 40 €/MWh per gli impianti a bioliquidi e per quelli alimentati da prodotti di origine biologica. Sono riconosciuti 10 €/MWh se sono alimentati a rifiuti o sottoprodotti. Per gli impianti a biogas sono previsti altri premi nel caso di recupero di azoto: fino a 30 €/MWh per un recupero al 60%. Per gli impianti a biomasse, infine, ci sono premi ulteriori oltre quelli per la cogenerazione: 30 €/MWh per la riduzione delle emissioni; 20€/MWh se le biomasse sono da filiera; 10 €/MWh per la riduzione di gas serra. Gli incentivi possono quindi arrivare a quasi 330 €/MWh. Vengono comunque erogati anche nel caso in cui l'impianto sia alimentato al massimo per il 30% da prodotti di origine biologica.

Nel caso in cui l'impianto a biomasse sia comunque di dimensione elevata, ma al di sotto di 5 MW, l'iscrizione al registro presuppone comunque una priorità rispetto ad altri tipi di impianti per l'ottenimento degli incentivi. In primis risultano avvantaggiati impianti di proprietà di aziende agricole singole o associate, alimentati a biomasse o biogas, con potenza non superiore a 600 kW.

A fine 2012, inoltre, è stato emanato il Conto Termico, ovvero il **D.L. del 28 dicembre 2012**. Per la prima volta in Italia viene stabilito un incentivo ad hoc per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, tra cui le biomasse hanno un ruolo di rilievo. Sono previsti quindi incentivi per interventi di piccola dimensione che mirino a incrementare l'efficienza energetica e che producano energia termica da fonti rinnovabili (p.e. sostituzione/installazione

**2012: incentivi differenziati a seconda delle biomasse e dei substrati**

**Premiati cogenerazione e recupero di azoto**

**2012: Conto Termico. Incentivi per le rinnovabili termiche tra cui da biomasse**

---

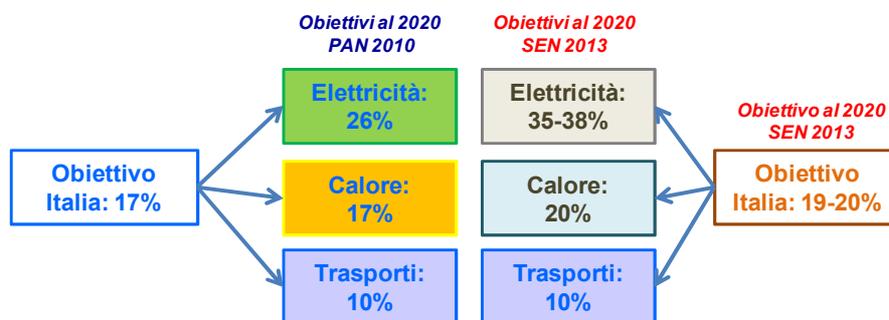
<sup>23</sup> Tali modalità implicano un aggravio degli adempimenti burocratici e quindi anche dei tempi di riconoscimento degli incentivi (fonte: Informatore Agrario, n.48/2012).

dei generatori di calore alimentati da biomasse). Le tecnologie relative alle bioenergie considerate sono: apparecchi domestici a biomasse fino a 35 kW e caldaie a biomasse fino a 1.000 kW. Gli incentivi non sono in forma di detrazioni fiscali ma di contributi erogati direttamente dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) in una o più annualità. I soggetti interessati sono sia privati (persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario) sia le pubbliche amministrazioni. Le biomasse considerate non sono solo legna, cippato e pellet ma anche: gusci di nocciola, sansa disoleata e materiale vegetale da interventi selvicolturali, manutenzione forestale e potature, ovvero sottoprodotti.

**2013: nuovi obiettivi per l'Italia. Dal 17% al 20%**

Nella **Strategia Energetica Nazionale** del 2013 vengono poste all'attenzione alcune priorità per il 2020<sup>24</sup>. Tra queste: l'efficienza energetica e lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili. Uno dei temi chiave è, infatti, quello di promuovere destinazioni energetiche che siano ottimali sia da un punto di vista ambientale che economico al fine di "contenere la spesa in bolletta che giova su imprese e famiglie". Si pone come obiettivo inoltre il superamento di quelli previsti dal Pacchetto 20-20-20 per l'Italia (17%), raggiungendo quindi il 19%-20% dei consumi finali lordi (Figura 2.2.2).

**Figura 2.2.2. I nuovi obiettivi per l'Italia al 2020**



**SEN 2013: rinnovabili termiche al centro delle future politiche**

Riguardo alle agroenergie si sottolinea la necessità di una maggior attenzione alle rinnovabili termiche che risultano essere state "trascurate dalla politiche energetiche" passate. In questo settore sono da promuovere nuove tecnologie come le caldaie a biomasse, le pompe di calore, il solare termico, etc. A queste viene riconosciuto un grande potenziale in quanto sono tecnologie efficienti anche da un punto di vista economico. Il settore termico è quindi riconosciuto al centro della futura politica energetica anche visti i suoi elevati consumi, cir-

<sup>24</sup> Le priorità sono: efficienza energetica, promozione di un mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo, sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili, sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico, ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti, produzione sostenibile di idrocarburi nazionali, modernizzazione del sistema di governance.

ca il 45% del totale. La tecnologia relativa alle biomasse, inoltre, è per il 65% di produzione italiana (fonte: SEN). Un suo sviluppo consentirebbe quindi un volano per l'economia nazionale. A dicembre 2013 è stato infine emanato il decreto relativo al biometano: **D.M. del 5 dicembre 2013**. Il biometano incentivato può: essere immesso in rete, utilizzato come biocarburante o impiegato per la cogenerazione.

*Biometano immesso in rete.* L'incentivo erogato è pari alla differenza tra il doppio del prezzo medio del gas naturale (media annua 2012) e il prezzo medio mensile del gas naturale in ogni mese di immissione in rete. La durata dell'incentivo è pari a venti anni. Gli impianti che hanno una capacità tra 250 e 500 Sm<sup>3</sup>/ora potranno accedere a questo incentivo dimostrando che almeno il 50% del peso del combustibile in ingresso sia costituito da rifiuti o sottoprodotti (come indicati nel D.M. del 6 luglio 2012). Nel caso in cui gli impianti abbiano una capacità produttiva minore di 500 Sm<sup>3</sup>/ora vi è la possibilità che il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ritiri tutto il biometano prodotto. L'incentivo è pari al doppio del prezzo di mercato del gas naturale del 2012. Viene riconosciuta una maggiorazione del 10% dell'incentivo per gli impianti fino a 500 Sm<sup>3</sup>/ora. Dai 500 ai 1.000 Sm<sup>3</sup>/ora non è previsto alcun incremento. Per gli impianti sopra i 1.000 Sm<sup>3</sup>/ora, invece, è prevista una diminuzione del 10%. Nel caso invece si tratti esclusivamente di sottoprodotti hanno diritto a una maggiorazione del 50% dell'incentivo.

### **2013: incentivi per biometano**

*Biometano utilizzato come biocarburante.* Se il biometano è invece usato come carburante da autotrazione vengono rilasciati certificati di immissione. Come già previsto dal D.lgs. n.28/2011 se gli impianti utilizzano sottoprodotti o rifiuti hanno diritto al raddoppio dei certificati di immissione (principio del double counting).

*Biometano utilizzato in impianti per la cogenerazione ad alto rendimento.* Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) riconosce agli impianti che utilizzano biometano per la cogenerazione ad alto rendimento un incentivo pari alle tariffe per la produzione elettrica da biogas (D.M. 6 luglio 2012).

In questo breve résumé sui principali documenti normativi relativi alle agroenergie si nota come solo recentemente in Italia si sia provveduto ad emanare strumenti incentivanti ad hoc per questo tipo di energia. Tariffe mirate e premi consentono quindi un maggior sviluppo delle bioenergie. Ciò era in particolare necessario per il settore termico e dei trasporti. In quello elettrico, infatti, incentivi per le agroenergie erano già previsti da qualche anno e in tale ambito la quota obiettivo del 26% è già stata raggiunta. Si è comunque migliorata la struttura incentivante introducendo tariffe differenziate in base ai substrati utilizzati (colture dedicate, sottoprodotti, rifiuti). Negli altri due settori (termico e trasporti) solo negli ultimi due anni sono stati emanati decreti appositi (Conto Termico e Biometano) che hanno consentito di sbloccare un potenziale ancora da sfruttare e necessario per raggiungere gli obiettivi imposti a livello europeo.

### Figura 2.2.3. Riepilogo dei principali provvedimenti europei ed italiani sulle agroenergie

<i>normativa europea</i>	
1996	<b>COM/96/576 - Libro Verde. Energia per il futuro - Fonti Energetiche Rinnovabili</b> <i>Riferimento biomasse: 1) non c'è un mercato per le colture energetiche (alto costo, bassa conversione energetica); 2) contributo biomasse ancora modesto</i>
1997	<b>COM/97/599 - Libro Bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità</b> <i>Riferimento biomasse: potenziale tecnico non sfruttato per biomasse, eolio e solare; si richiama l'importanza di una strategia per un migliore impiego della biomassa agricola e forestale; indicazione misure per lo sviluppo dei mercati della biomassa solida; richiamo alla successiva riforma della PAC per sostenere l'energia da biomassa</i>
2003	<b>Direttiva 2003/30/CE</b> <i>Promozione uso biocarburanti nei trasporti come applicazione più ampia della biomassa nel settore energetico.</i>
2005	<b>COM/2005/628 - Piano d'Azione per la Biomassa</b> <i>Presentazione misure che promuovano lo sviluppo di energia da biomasse. Necessari strumenti come incentivi. Si riconosce l'importanza della riforma della PAC: aiuto alle colture energetiche</i>
2009	<b>Direttiva 2009/28/CE</b> <i>Obiettivi principali entro il 2020: ridurre del 20% le emissioni di gas serra; le energie rinnovabili devono coprire il 20% del consumo di energia; min 10% biocarburanti sostenibili/consumi totali di benzina e di gasolio per autotrazione</i>
<i>normativa italiana</i>	
2008	<b>D.M. 18/12/2008</b> <i>Incentivi ai sensi della Finanziaria 2008. Gli impianti a biomassa da filiera (ottenuti entro 70 km) godevano di una tariffa omnicomprensiva pari a 30 €/cent/kWh</i>
2010	<b>Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili</b> <i>Presenta una sintesi della politica nazionale. Si sottolinea l'importanza del ruolo delle biomasse (in particolare per usi termici e nel settore dei trasporti).</i>
2011	<b>D.Lgs. n.28/2011</b> <i>Recepimento Dir. 2009/28/CE. Conferma incentivi Finanziaria 2008 secondo modifiche L. 99/2009. Introduzione principio sostenibilità dei biocarburanti. Previsti incentivi per l'efficienza energetica e le rinnovabili termiche</i>
2012	<b>D.M. 06/07/2012</b> <i>Decreto attuativo D. Lgs. n. 28/2011. Gli incentivi alle biomasse sono diversificati in base alle diverse tipologie. Per la prima volta è presente un elenco positivo dei sottoprodotti. Incentivi maggiori per le biomasse da sottoprodotti e per le taglie più piccole.</i>
2012	<b>D.L. 28/12/2012</b> <i>Conto Termico. Attuazione D. Lgs. n. 28/2011. incentivazione interventi di piccola dimensione per incrementare eff.energetica e produzione energia termica da fonti rinnovabili (p.e. sostituzione/installazione generatori di calore</i>
2013	<b>Strategia Energetica Nazionale</b> <i>Nuovi obiettivi: 35-38% elettricità; 20% calore; trasporti 10%. Riconoscimento di una maggiore attenzione alle rinnovabili termiche.</i>
2013	<b>D.M. 05/12/2013</b> <i>Promozione uso biometano in particolare da sottoprodotti. Gli incentivi sono relativi al biometano immesso in rete o usato come carburante per autotrazione.</i>

### 3. La sostenibilità industriale ed economica delle agroenergie in Italia

I diversi contributi riportati in questo capitolo illustrano le molteplici filiere presenti nel comparto agroenergetico: il biogas e il biometano (3.1), la frazione organica dei rifiuti (3.2), le biomasse solide (3.3) e i biocarburanti (3.4). Ogni filiera è descritta per le sue caratteristiche e per il ruolo che possono rivestire sia nel mondo agricolo che per il raggiungimento degli obiettivi ambientali. Per alcune biomasse si presenta, inoltre, una valutazione in merito alla sostenibilità economica ed ambientale (3.2 e 3.3). Da questo capitolo emerge come le biomasse possano costituire un'opportunità economica e strategica per il mondo agricolo e per il Paese in generale soprattutto grazie al ruolo dei prodotti di scarto e del biometano. Gli ostacoli che ne minano lo sviluppo però sono ancora molti tra cui l'opposizione sociale e, sembra, la sopravvalutata questo "feed vs fuel".

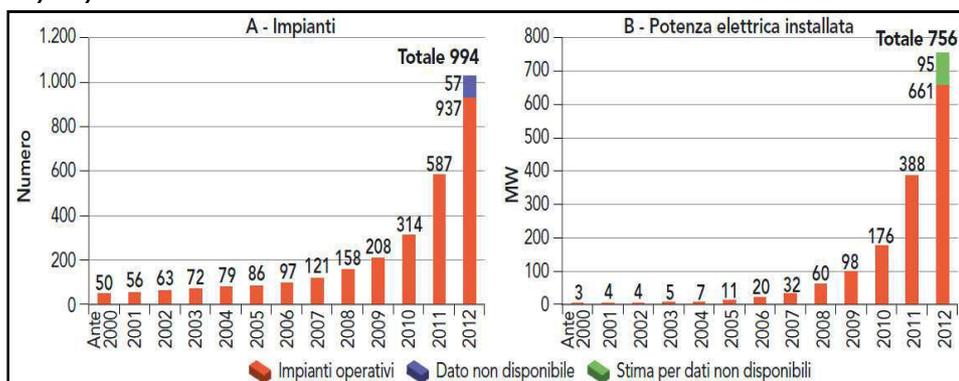
#### 3.1 Il comparto del biogas-biometano

di Guido Bezzi - Consorzio Italiano Biogas

Negli ultimi anni, nel mercato italiano si è osservato un forte interesse per il settore del biogas da parte delle aziende agro-zootecniche: gli imprenditori agricoli alla ricerca di fonti integrative di reddito in grado di far fronte alla crisi del settore e il sistema incentivante di 0,28 €/kWh per impianti realizzati ed in esercizio entro il 31/12/2012, hanno contribuito allo sviluppo, dal 2009 ad oggi, di circa 1.000 impianti di biogas da matrici agricole con un investimento complessivo, da parte del comparto agricolo, superiore ai 3 miliardi di euro (Figura 3.1.1). Tali investimenti, eseguiti in soli tre anni in un ambito a forte specificità nazionale, hanno permesso all'Italia di essere oggi il secondo Paese europeo per produzione di biogas dopo la Germania.

**Con i nuovi incentivi sviluppo di impianti biogas di piccole/medie dimensioni, alimentati a scarti agricoli e zootecnici**

**Figura 3.1.1. Trend di crescita degli impianti biogas agro-zootecnici al 31/12/2012**



Fonte: L'informatore Agrario 11/2013, indagine CRPA

---

L'effetto dalla tipologia di incentivazione applicata fino al 31/12/2012 sullo sviluppo degli impianti, è significativamente dimostrato dalla distribuzione degli impianti e dalla potenza media degli stessi. Infatti, alla fine del 2012 circa l'80% degli impianti realizzati risultavano compresi nell'areale padano e la Lombardia risultava essere la regione con il maggior numero di impianti installati. Considerando le classi di potenza installate, inoltre, il maggior numero di impianti realizzati risultava di potenza compresa fra i 500kWe e 1.000kWe (fonte: dati censimento CRPA). Analizzando l'alimentazione degli impianti, le matrici maggiormente utilizzate risultavano essere per oltre il 65-70% degli impianti reflui zootecnici, colture dedicate e sottoprodotti agricoli, a dimostrazione di come lo sviluppo del biogas si sia indirizzato maggiormente sugli areali in cui sono presenti grandi allevamenti e grandi aziende agricole. In quest'ambito il biogas, integrandosi con molte realtà aziendali all'avanguardia ha rappresentato un'opportunità di differenziazione del reddito in grado di integrarsi nel ciclo aziendale e valorizzare, come si evince dai suddetti dati, matrici di scarto (reflui zootecnici e sottoprodotti) talvolta di problematica gestione soprattutto in un areale come quello padano ad alta densità di allevamenti zootecnici. A questo si è affiancato anche lo sviluppo di sistemi colturali avanzati volti all'ottimizzazione dell'uso dei terreni attraverso l'adozione di doppi raccolti e strutturazione delle rotazioni.

Le novità in materia di incentivazione e accesso ad essa introdotte dal D.M. 6/7/2012 hanno contribuito, nell'arco del 2013, a modificare il trend di mercato consolidato dalla vecchia incentivazione verso lo sviluppo di impianti biogas di piccole/medie dimensioni che sfruttino preferenzialmente le matrici e gli scarti derivanti dall'attività agrozootecnica e i sottoprodotti agro-industriali, rendendo il biogas più interessante anche per realtà agricole di medio-piccole dimensioni. Tale decreto, infatti, ha ridefinito il quadro degli incentivi per gli impianti di biogas messi in esercizio a partire dal 2013. Le più importanti novità sono rappresentate dall'individuazione di tariffe omnicomprendenti decrescenti al crescere della taglia dell'impianto, ma anche all'istituzione di un Registro nazionale a cui iscriversi per acquisire il diritto di accesso agli incentivi. Tale Registro consente, per ogni anno in cui è prevista l'incentivazione, la costruzione di impianti di biogas e biomasse fino al raggiungimento di un quantitativo complessivo contingentato (art. 9 comma 4), che per il triennio 2013-2015 è stato fissato rispettivamente in 170, 160 e 160 MWe. Il decreto fissa anche le priorità di accesso al diritto di costruire l'impianto di biogas: al primo posto sono stati individuati gli impianti biogas e biomasse di aziende agricole alimentati da biomasse residuali e sottoprodotti fino a 600 kW di potenza elettrica. Il decreto, peraltro, definisce anche che i piccoli impianti fino a 100 kW di potenza elettrica possono essere realizzati senza iscrizione al Registro.

L'attuazione del nuovo sistema incentivante, in sintesi, ha contribuito da una parte all'apertura verso tutte le realtà agricole aziendali e, dall'altra, ha richiesto un cambiamento e una razionalizzazione del mercato. Dalle prime stime

prospettiche, infatti, nel 2013 il mercato del biogas ha seguito un trend di crescita molto meno importante rispetto agli anni precedenti e ha scontato, nel primo periodo dell'anno, il tempo di consolidamento dell'offerta sulle nuove esigenze di mercato. L'attuazione dei contingenti cumulati fra biogas e biomasse, inoltre, ha contribuito ad un ulteriore controllo del trend.

In occasione della chiusura del primo registro per l'anno 2013, dove le graduatorie sono state rese note il giorno 15/01/2013, sono risultati ammessi 205 impianti (biogas e biomasse) e il contingente disponibile di 170 MW è risultato saturato. Il giorno 07/07/2013, inoltre, sono state rese pubbliche anche le graduatorie del secondo registro, per l'anno 2014, (213 impianti biogas e biomasse ammessi) ed anche in questo caso il contingente disponibile di 160 MW è stato saturato. Per il terzo registro (anno 2015), infine, l'apertura è prevista nel periodo aprile - giugno 2014 e il contingente 2015 (160 MW) è già noto che sarà decurtato della potenza di tutti gli impianti fino a 100 kW entrati in esercizio entro il 31/12/2013 di cui non è possibile ad oggi avere una stima concreta.

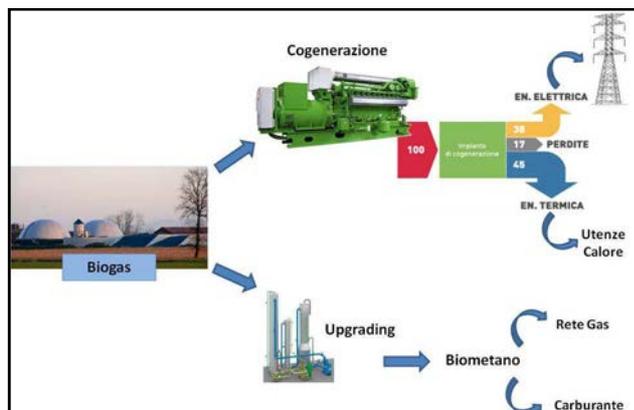
Come da D.M. 6/7/2012, la tariffa incentivante 2014 sarà decurtata del 2% poiché è stato assegnato più dell'80% del primo contingente. Per lo stesso motivo anche la tariffa 2015 sarà decurtata di un ulteriore 2%. Ne consegue che, analizzando i dati relativi alle graduatorie dei registri, è possibile ipotizzare una crescita del settore biogas per la produzione di energia elettrica per l'anno 2013 e per i successivi di alcune decine di nuovi impianti e comunque di un ordine di grandezza inferiore al trend di crescita raggiunto tra il 2011 e il 2012.

Tuttavia, in un periodo di interrogativi importanti a livello internazionale, europeo e nazionale come l'etica del lavoro e dell'impresa, le regole della finanza internazionale, la sostenibilità delle produzioni e l'inquinamento ambientale, è necessario ripensare i modelli di sviluppo e i rapporti etici. A livello nazionale è importante effettuare uno sforzo per creare lavoro e contestualmente dare un'impronta di sviluppo lungimirante. In questo quadro, la digestione anaerobica, vista nell'ottica di produzione di biometano, rappresenta una grande occasione per la crescita di un modello decentrato di produzione energetica che attraverso la sua integrazione con altre rinnovabili e alla crescita dell'efficienza energetica nei consumi può contribuire ad un modello sostenibile e meno dipendente dalle fonti fossili della nostra economia.

Il motivo principale che ha permesso un forte sviluppo della digestione anaerobica in Italia sembra sia legato alla capacità di questa tecnologia di integrarsi nel tessuto agricolo esistente. Il nuovo sistema incentivante e la recente apertura della possibilità di produrre biometano contribuiranno ad una razionalizzazione del mercato ed ad un più efficiente sfruttamento delle risorse ad oggi poco valorizzate con positive ricadute ambientali ed economiche.

***La digestione anaerobica: occasione per la crescita di un modello decentrato di produzione energetica integrandosi con altre rinnovabili***

**Figura 3.1.2. Potenzialità della filiera biogas-biometano**



fonte: Elaborazioni Consorzio Italiano Biogas 2012

**Il biogas/  
biometano  
opportunità  
per l'agricoltura  
per raggiungere  
gli obiettivi  
energetici  
nazionali**

La strutturazione di una filiera del biogas/biometano, quindi, continua a rappresentare un'opportunità per il mondo agricolo che può divenire un interprete di primo piano nel raggiungimento degli obiettivi strategici energetici nazionali, intercettando al tempo stesso tutto il "valore aggiunto" della filiera produttiva, eliminando qualunque intermediario e consentendo di valorizzare tutte quelle superfici agricole attualmente sotto utilizzate e/o i sottoprodotti agroindustriali che attualmente vengono gestiti con elevati costi economici ed energetici.

La potenzialità di sviluppo della filiera biogas/biometano nel breve-medio termine, in particolare, è consistente: 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, il potenziale produttivo italiano può risultare pari a circa 6-8 miliardi di m<sup>3</sup> di gas metano equivalenti, circa il 10% del consumo attuale di gas naturale in Italia, un quantitativo pari all'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 m<sup>3</sup> gas metano equivalenti anno).

Con la recente adozione del decreto ministeriale del 5 dicembre 2013, entrato in vigore il 17 dicembre 2013, è stato avviato operativamente il percorso per la promozione della produzione di biometano ottenuto da processi di digestione anaerobica. Il biometano è gas metano made in Italy naturale e rinnovabile, derivato dalla purificazione del biogas. Il processo di purificazione (upgrading) consiste nella rimozione della CO<sub>2</sub> presente nel biogas e altre sostanze presenti in tracce al fine di aumentare la percentuale di metano e renderlo più simile possibile al gas naturale.

Il biometano è un vettore bioenergetico che offre molti vantaggi: con l'immissione in rete (la rete del gas naturale italiana è una tra quelle più este-

se e ramificate al mondo) è possibile utilizzarlo in maniera efficiente in tutte le attuali utenze domestiche ed industriali, in sostituzione del gas naturale, sfruttando appieno l'energia del biogas grazie alla possibilità di separare il luogo di produzione da quello di utilizzo. Il biometano è utilizzabile anche come biocarburante nei trasporti in sostituzione o miscelato con il gas metano utilizzando gli impianti di distribuzione del gas metano già presenti o creandone di nuovi presso gli stessi impianti di upgrading, rendendo l'impianto di digestione anaerobica una vera e propria bioraffineria autosufficiente e sostenibile.

Altri vantaggi sono legati al fatto che nel processo di upgrading a biometano si realizza una filiera "carbon negative", in quanto il biometano va a sostituire il gas naturale di origine fossile e, inoltre, l'utilizzo del biometano (e del gas naturale) nell'autotrazione è lo strumento più efficace nel breve termine per ridurre l'intensità di emissioni di carbonio anche nei trasporti, ed è la principale opportunità per ridurre in modo significativo il fabbisogno di biocarburanti prodotti con materie prime importate per il rispetto degli obblighi, previsti dalla Direttiva 2009/28/CE al 2020, per il settore trasporti.

Da questo punto di vista, l'Italia ha ottime condizioni per lo sviluppo della filiera biogas-biometano in ragione di una lunga tradizione riguardante l'uso di veicoli alimentati a gas naturale: con 785.000 veicoli all'inizio del 2012, che rappresentano circa il 3,5% del parco circolante, e un significativo incremento del 16% negli ultimi due anni (676.850 unità alla fine del 2009), il nostro Paese mantiene saldamente il primato europeo.

Per avere un'idea del potenziale sviluppo del biometano in Italia, basti pensare che nel giugno 2013, in tutta Europa, pur con reti mediamente meno sviluppate di quella italiana, risultavano operativi più di 200 impianti per la produzione di biometano, fatto che dimostra chiaramente come la tecnologia di purificazione sia ormai matura, ampiamente collaudata e, dunque, non più da considerarsi come un fattore limitativo né dal punto di vista tecnologico né da quello economico.

Si deve poi considerare che la produzione di biogas-biometano è una produzione di filiera a forte componente nazionale<sup>25</sup>: negli impianti di biogas si utilizzano prevalentemente biomasse (effluenti zootecnici, sottoprodotti e colture dedicate) prodotte dalle aziende agricole italiane; inoltre, vi è anche una forte presenza dell'industria italiana nelle tecnologie. Ciò si traduce in una doppia opportunità di sviluppo economico futuro: per le imprese agricole, per le imprese industriali e le relative maestranze. Questa forte ricaduta in termini di "lavoro italiano" è uno dei punti più importanti a sostegno dello sviluppo della filiera.

***In Italia  
ottime  
condizioni per  
lo sviluppo  
della filiera  
biogas-  
biometano  
grazie a una  
tradizione  
di veicoli a  
gas naturale***

---

<sup>25</sup> Althesys, 2013, IREX Annual Report

## 3.2 Il sistema integrato dei rifiuti: dalla raccolta al serbatoio

di Alberto Borello - Asja Ambiente Italia S.p.A.

Il presente paragrafo ha l'obiettivo di compiere un'analisi della sostenibilità della valorizzazione energetica dei rifiuti, in particolare valutando l'opzione della produzione di biometano che può essere immesso in rete per cogenerazione o utilizzato per autotrazione. Sono presi in considerazione sia aspetti economici che ambientali e anche eventuali vantaggi diretti o indiretti per i contribuenti. In particolare è svolta un'analisi comparativa mettendo a confronto la destinazione energetica della Forsu (Frazione organica dei rifiuti solidi urbani) derivante dalla raccolta differenziata, in relazione alle destinazioni di uso tradizionali come la produzione di compost.

### 3.2.1 Biostabilizzazione, compostaggio e digestione anaerobica

La seguente figura (Figura 3.2.1) presenta una distribuzione temporale dei quantitativi di Forsu recuperati in Italia dal 2002 al 2011.

**Figura 3.2.1. Quantità di Forsu recuperata in Italia**

Anno	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Quantità (t*1000)	2.822	2.793	2.669	3.013	3.186	3.181	3.390	3.736	4.222	4.393

Fonte: ISPRA, 2013

La percentuale di rifiuti organici avviati al compostaggio varia molto in base alle zone geografiche con un valore considerevolmente più alto nel nord Italia: 51,7% al Nord e 21,76% al Sud (fonte: ISPRA, 2013).

Gli impianti di digestione anaerobica costituiscono un settore in forte crescita, soprattutto per gli impianti che trattano la frazione organica che deriva dalla raccolta differenziata. Nel 2011 sono stati censiti 32 impianti, di cui 27 operativi, 24 al nord Italia e 3 al sud (fonte: ISPRA, 2013). Alcuni di questi impianti sono collegati a impianti di trattamento aerobico che impiegano il digestato per la produzione di compost.

### 3.2.2 Digestione anaerobica della Forsu. Tipologie di processo e principali tecnologie

I processi di digestione anaerobica possono essere suddivisi in due categorie costituite da processi continui o discontinui anche chiamati "batch".

Per processo continuo si intende un sistema alimentato in modo continuo, che può essere di tipo wet, semidry o dry in base alla percentuale di solidi presenti nel digestato (fonte: APAT, 2005).

### Processi continui di tipo "wet"

I processi di tipo wet sono caratterizzati da un'alta percentuale di liquido e una percentuale di solido inferiore al 15%. Questi processi di digestione anaerobica possono essere monofase o a due fasi. I parametri caratteristici del processo wet monofase sono indicati nella seguente figura (Figura 3.2.2).

**Figura 3.2.2. Parametri caratteristici dei processi continui tipo "wet"**

Parametri di processo	Intervallo
Solidi nel rifiuto trattato, %TS	10 (fino a 15)
Carico organico, kgVS/m3d	2-4 (fino a 6)
Tempo di ritenzione idraulica, d	10-15 (fino a 30)
<b>Rese del processo</b>	
Produzione biogas, m3/t rifiuto	100-150
Produzione specifica di biogas, m3/kgVS	0.4-0.5
Velocità di produzione di biogas, m3/m3d	41.795
Contenuto di metano, %CH4	50-70
Riduzione della sostanza volatile	50-60, fino a 75

Fonte: APAT, 2005

E per questo tipo di digestione anaerobica i vantaggi e svantaggi sono riassunti nella Figura 3.2.3.

**Figura 3.2.3. Vantaggi e svantaggi della digestione anaerobica monofase**

Vantaggi	Svantaggi
Buona conoscenza ed esperienza nel campo del processo	Corto-circuitazione idraulica
Applicabilità in co-digestione con rifiuti liquidi ad alto contenuto in sostanza organica	Abrasione delle parti meccaniche dovuta alla presenza di sabbia ed inerti Pretrattamenti del rifiuto complessi
Diluizione dei picchi di concentrazione di substrato e/o sostanze tossiche influenti il reattore	Forte sensibilità ad eventuali shock per la presenza di sostanze inibitorie e carichi organici variabili che entrano in contatto intimo con la biomassa Perdita di sostanza volatile biodegradabile nel corso dei pre-trattamenti
Spese ridotte per i sistemi di pompaggio e miscelazione, ampiamente diffusi sul mercato	Elevati costi di investimento a causa degli equipaggiamenti utilizzati per i pretrattamenti e per i volumi dei reattori Produzione di elevate quantità di acque di processo

Fonte: APAT, 2005

I principali fornitori di tecnologia in Europa sono Bima, Linde, Waasa, Wabio.

Il processo di biodigestione a due fasi prevede l'impiego di un secondo biodigestore che permette di massimizzare lo sfruttamento della biomassa e aumentare la produzione di biogas. I principali vantaggi di questa tecnologia sono riassunti nella Figura 3.2.4.

**Diverse  
opzioni  
tecnologiche  
per la  
digestione  
anaerobica**

**Figura 3.2.4. Vantaggi e svantaggi della digestione anaerobica a due fasi**

Vantaggi	Svantaggi
Elasticità del processo	Complessità impiantistica
Processo più affidabile anche per rifiuti con basso contenuto in cellulosa	Minori rese in termini di produzione di biogas quando i solidi non vengono metanizzati
Minor quantità di sostanze tossiche (metalli pesanti) nell'effluente del digestore	Elevati costi di investimento a causa della complessità impiantistica

Fonte: APAT, 2005

I più importanti fornitori in Europa di tecnologia a due fasi sono Bta, Biopercolat, Schwarting-Uhde.

### **Processi continui "semi-dry"**

I processi di digestione anaerobica di tipo semidry sono caratterizzati da una concentrazione di solidi che va dal 15% al 20%. Di seguito sono riportati i parametri caratteristici del processo e la relativa analisi vantaggi e svantaggi del processo (Figure 3.2.5 e 3.2.6)

**Figura 3.2.5. Parametri caratteristici del processo continuo semi-dry**

Parametri di processo	Intervallo
Solidi nel rifiuto trattato, %TS	15-20 (fino a 25)
Carico organico, kgVS/m <sup>3</sup> d	8-12 (fino a 18 in termofilia)
Tempo di ritenzione idraulica, d	42.278
Rese del processo	
Produzione biogas, m <sup>3</sup> /t rifiuto	100-150
Produzione specifica di biogas, m <sup>3</sup> /kgVS	0.3-0.5
Velocità di produzione di biogas, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> d	41.793
Contenuto di metano, %CH <sub>4</sub>	55-60
Riduzione della sostanza volatile, %	40-50, fino a 60

fonte: APAT, 2005

**Figura 3.2.6. Vantaggi e svantaggi del processo continuo semi-dry**

Vantaggi	Svantaggi
Possibilità di trattare il rifiuto da raccolta differenziata senza particolari pre-trattamenti	Accumulo di materiali inerti sul fondo del reattore e necessità di scaricarli Abrasioni parti meccaniche Pre-trattamenti complessi per RU indifferenziato
Diluizione con picchi di concentrazione di substrato o sostanze tossiche	Sensibilità ad eventuali shock per la presenza di sostanze inibitorie e carichi organici Perdita sostanza volatile biodegradabile nel corso del pre-trattamento del RU indifferenziato
Spese ridotte per i sistemi di pompaggio e miscelazione	Elevati costi di investimento a causa degli equipaggiamenti utilizzati per i pre-trattamenti e per i volumi dei reattori Produzione di elevate quantità di acque di processo

Fonte: APAT, 2005

### **Processi continui “dry”**

I processi di digestione anaerobica “dry” sono caratterizzati da una concentrazione di sostanza solida fino al 40% e presentano una serie di vantaggi e svantaggi, come si evince dalle seguenti figure 3.2.7 e 3.2.8.

**Figura 3.2.7. Parametri caratteristici del processo continuo dry**

<b>Parametri di processo</b>	<b>Intervallo</b>
Solidi nel rifiuto trattato, %TS	25 – 40
Carico organico, kgVS/m <sup>3</sup> d	8 – 10
Tempo di ritenzione idraulica, d	25 – 30
<b>Rese del processo</b>	
Produzione biogas, m <sup>3</sup> /t rifiuto	90 – 150
Produzione specifica di biogas, m <sup>3</sup> /kgVS	0.2 – 0.3
Velocità di produzione di biogas, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> d	2 – 3
Contenuto di metano, %CH <sub>4</sub>	50 – 60
Riduzione della sostanza volatile	50 - 70

fonte: APAT, 2005

**Figura 3.2.8. Vantaggi e svantaggi del processo continuo dry**

<b>Vantaggi</b>	<b>Svantaggi</b>
Nessun bisogno di miscelatori nel reattore	Rifiuti con basso tenore in sostanza solida non possono essere trattati da soli
Resistenza ad inerti e plastiche	
Nessuna corto circuitazione idraulica	Minima possibilità di diluire sostanze inibitorie e carichi organici eccessivi con acqua fresca
Bassa perdita di sostanza organica biodegradabile nei pre-trattamenti	
Resistenza a picchi di concentrazione di substrato o sostanze tossiche	
Pre-trattamenti minimi e più economici	Elevati costi di investimento a causa degli equipaggiamenti utilizzati per il trattamento
Ridotti volumi dei reattori	
Ridotto utilizzo di acqua fresca	
Minime richieste di riscaldamento del reattore	

fonte: APAT, 2005

I più importanti fornitori in Europa di tecnologia del sistema dry sono Dranco, Kompogas, Valorga.

### **I processi discontinui (o batch)**

Questa tipologia di processo prevede una prima fase durante la quale avviene il caricamento del substrato e dell'inoculo e una seconda fase di avanzamento del processo fino ad esaurimento del substrato. I processi batch presentano vantaggi e svantaggi peculiari come riassunto nella Figura 3.2.9. I principali fornitori di tecnologia in Europa del processo discontinuo sono Biocell, Bekon, Bioferm.

**Figura 3.2.9. Vantaggi e svantaggi dei processi batch**

Vantaggi	Svantaggi
Tecnologicamente semplice	Può subire intasamenti
Robusto	Rese di biogas ridotte a causa dell'incanalamento nel corpo del reattore
Affidabilità di processo	Minimi OLR applicabili
Economico	Elevata necessità di superficie (confrontabile con il compostaggio)
Applicabile a Paesi in via di sviluppo	
Ridotto utilizzo di acqua	

fonte: APAT, 2005

### 3.2.3 Analisi comparativa di vari scenari

La presente analisi ha l'obiettivo di valutare la sostenibilità della valorizzazione energetica dei rifiuti, in particolare valutando l'opzione della produzione di biometano da immettere in rete per cogenerazione o da utilizzare per auto-trazione. Gli scenari considerati sono due ed entrambi si basano sulla raccolta differenziata della Forsu. Lo scenario A prevede la raccolta differenziata della Forsu e il trattamento in un impianto di biostabilizzazione aerobica per la produzione di compost. Lo scenario B si basa sulla raccolta differenziata della Forsu e il trattamento in un impianto di digestione anaerobica per la produzione di biogas e successiva produzione di biometano. L'analisi si basa su un'unica metodologia che partendo da una serie di parametri, mette a confronto i due scenari come descritto nella seguente figura (Figura 3.2.10.).

**Figura 3.2.10. Schema di processo dello scenario A e B**



#### **Definizione dei criteri considerati nell'analisi**

I criteri considerati per fare il confronto tra i due scenari si basano sia su indicatori economici che parametri ambientali. L'analisi economica tiene conto dei costi da sostenere e dei ricavi generati da entrambe le soluzioni. Non sono stati considerati i costi di acquisto e di ammortamento degli impianti di trattamento, biodigestione e di upgrading del biogas. L'analisi ambientale si basa sulle emissioni di CO<sub>2</sub> generate o evitate in entrambi gli scenari. Le tonnellate di CO<sub>2</sub> sono l'unica grandezza che permette di compiere un'analisi completa e che consente di valutare se l'impatto sull'ambiente dei vari scenari è positivo o negativo.

#### 3.2.3.1 Analisi economica

L'analisi economica si basa sul confronto tra i due scenari individuati. Devono essere tenuti in considerazione i costi che si devono sostenere dalla raccolta

alla generazione dei prodotti finali. Oltre ai costi sono stati valutati anche i possibili ricavi derivanti dalla vendita dei prodotti finali: nello scenario A i ricavi sono costituiti dalla vendita del compost, nello scenario B dalla vendita del compost e dall'utilizzo del biometano e l'ottenimento di eventuali incentivi previsti dal D.M. 5 dicembre 2013. Il compost può avere un valore di mercato che varia da 2,5 €/t se utilizzato per il recupero ambientale (p.e. come terreno per copertura discariche), a un massimo di 20€/t se venduto per florovivai.

I parametri esaminati per lo scenario A sono:

- la raccolta dei rifiuti;
- il trasporto dei rifiuti dall'area di raccolta all'impianto di compostaggio;
- il ritiro della Forsu;
- l'esercizio dell'impianto di compostaggio;
- la vendita del compost.

Nello scenario B i parametri considerati sono relativi a:

- la raccolta dei rifiuti;
- il trasporto dei rifiuti dall'area di raccolta all'impianto di digestione anaerobica e compostaggio;
- il ritiro della Forsu;
- l'esercizio dell'impianto di digestione anaerobica;
- l'esercizio dell'impianto di upgrading del biometano;
- l'esercizio dell'impianto di compostaggio;
- la vendita del compost;
- l'utilizzo del biometano;
- l'ottenimento di incentivi previsti dal D.M. 5 dicembre 2013.

In entrambi gli scenari vi sono alcuni costi comuni costituiti da:

- raccolta e trasporto del rifiuto, che viene stimata pari a 11,66€/cent/kg di Forsu (fonte: ISPRA, 2013);
- produzione del compost, che viene stimato pari a 1€/cent/kg di Forsu (fonte: [www.rifiutilab.it](http://www.rifiutilab.it)<sup>26</sup>)

I ricavi comuni derivano da:

- ritiro della Forsu: da 0,06 a 0,1 €/cent/kg di Forsu, agli attuali livelli di mercato;
- vendita del compost prodotto: da 0,25 a 2 €/cent/kg di Forsu.

In base alle ipotesi fatte, nello scenario A i costi complessivi sono pari a circa 12,66€/cent/kg di Forsu. I possibili ricavi variano da 0,31€/cent/kg a 2,1€/cent/kg di Forsu.

---

<sup>26</sup> Analisi svolta da [www.rifiutilab.it](http://www.rifiutilab.it) relativa al costo di gestione degli impianti di compostaggio di biomassa da Raccolta Differenziata - tabella 3.13 del Piano Infraregionale di Smaltimento dei Rifiuti Urbani e Speciali - Provincia di Bologna.

---

Lo scenario B include anche i costi di digestione anaerobica della Forsu ed upgrading del biogas in biometano. Si ipotizza un impianto di media taglia in grado di trattare dalle 30.000t alle 40.000t di Forsu. In questo secondo caso i costi complessivi sono dati da:

- raccolta e trasporto del rifiuto: 11,66€cent/kg Forsu (fonte: ISPRA, 2013);
- esercizio dell'impianto di digestione anaerobica della Forsu: 3,36€cent/kg Forsu (fonte: Asja Ambiente Italia S.p.A., 2013);
- esercizio dell'impianto di produzione di biometano: 0,5€cent/kg Forsu (fonte: Asja Ambiente Italia S.p.A., 2013);
- produzione del compost: 1€cent/kg Forsu (fonte: [www.rifiutilab.it](http://www.rifiutilab.it)<sup>27</sup>).

I possibili ricavi o la riduzione dei costi sono costituiti da:

- utilizzo energetico del biogas generato per la generazione di energia elettrica e calore necessari a sostenere i processi di digestione anaerobica e upgrading del biometano. L'autoconsumo di biometano evita l'acquisto di energia elettrica o gas metano dalla rete per il funzionamento del processo.
- impiego del biometano per alimentare i mezzi che si occupano della raccolta dei rifiuti, in alternativa al gasolio. In questo modo si azzerano i costi legati al consumo di gasolio per la raccolta e il trasporto del rifiuto.
- vendita dei CIC<sup>28</sup> (certificati di immissione al consumo, si ipotizza 380€/CIC, valore medio derivante da analisi di mercato). Per la taglia di impianto considerata si prevede una produzione di 3.251 CIC, equivalenti a 3€cent/kg Forsu.
- vendita del compost: da 0,25 a 2 €cent/kg Forsu.

### ***Biometano per ridurre i costi della raccolta differenziata***

In base a queste ipotesi, si azzerava il costo legato all'impiego del combustibile necessario per i mezzi che si occupano della raccolta e del trasporto e i consumi energetici per il funzionamento degli impianti di digestione anaerobica e di produzione del biometano (che nel caso di digestione anaerobica e compressione del biometano per autotrazione incidono fino a un 30% sul costo di esercizio totale dei due impianti). Pertanto i costi totali sono stimati pari a:  $((3,36+0,5)*0,7)+1$ €cent/kg Forsu=3,70€cent/kg Forsu.

I ricavi stimati, dati dalla vendita del compost e dei CIC possono variare da 3,25€cent/kg Forsu a 5€cent/kg Forsu.

---

<sup>27</sup> ibidem

<sup>28</sup> La produzione di biometano utilizzato nei trasporti previa immissione nella rete del gas naturale, inoltre, in base all'art. 4 del Dm dello Sviluppo economico 5 dicembre 2013 recante "Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale", è incentivato tramite il rilascio al soggetto che lo immette in consumo nei trasporti, di certificati di immissione in consumo di biocarburanti di cui al decreto del Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali 29 aprile 2008, n. 110 e s.m.i. Il biometano prodotto da frazione biodegradabile dei rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata, in base al comma 3 del suddetto articolo, gode di una maggiorazione.

Nello scenario B i costi sono inferiori rispetto allo scenario A e i ricavi sono maggiori. Questo comporta un vantaggio per la pubblica amministrazione o per la società privata che si occupano della raccolta, del trasporto della Forsu, della digestione anaerobica e della produzione di biometano e compost. Lo scenario B produce ricavi derivanti dalla vendita del CIC e del compost e, grazie all'impiego del biometano per alimentare i mezzi che si occupano della raccolta, si può ottenere una riduzione dei costi della gestione integrata del rifiuto con un conseguente vantaggio diretto per i cittadini attraverso la riduzione della Tares (Tributo comunale sui rifiuti e sui servizi).

### 3.2.3.2 Aspetti ambientali, emissioni di CO<sub>2</sub>

L'analisi dei due scenari si basa sullo stesso criterio di LCA (Life Cycle Assessment) e prevede il confronto delle tonnellate di CO<sub>2</sub> per tonnellata di rifiuto umido raccolto (Forsu) emesse o evitate dalle attività che vengono svolte dalla raccolta alla produzione di compost e di biometano. Per lo scenario A sono stati considerati i seguenti contributi.

1. Raccolta: si intende il percorso che i mezzi che svolgono la raccolta porta a porta devono compiere per raccogliere tutta la Forsu. Per le emissioni equivalenti dovute al trasporto dei rifiuti è stata considerata un'efficienza del combustibile pari a 0,031/t/km. E' stato ipotizzato un percorso medio per ogni kg di rifiuto di 32 km dal punto di raccolta all'impianto di trattamento. Le emissioni totali di CO<sub>2</sub> sono state stimate pari a 0,003 tCO<sub>2</sub> eq/t Forsu <sup>29</sup>.
2. Trasporto: ipotizzando una distanza tra l'area di raccolta e la destinazione dell'impianto pari a 32 km, le tonnellate di CO<sub>2</sub> emesse dai mezzi sono analoghe a quelle emesse per la raccolta della Forsu, ovvero pari a 0,003 tCO<sub>2</sub> eq/t Forsu <sup>30</sup>.
3. Emissioni del digestato. L'impiego di digestato per la produzione di compost genera vantaggi nell'ambito della riduzione dei gas serra. L'impiego del compost prodotto da Forsu evita l'utilizzo di fertilizzanti chimici che per essere prodotti generano delle emissioni di CO<sub>2</sub> pari a 0,044tCO<sub>2</sub>eq/t Forsu <sup>31</sup>.

*Confronto  
sugli aspetti  
ambientali tra  
i due scenari*

---

<sup>29</sup> Cristina Trois and Rohini Jagath, 2011, Sustained Carbon Emission Reductions through Zero Waste Strategies for South African Municipalities, Integrated Waste management – Volume II, Mr. Sunil Kumar (Ed.), ISBN: 978-953-307-447-4, InTech, Available from: <http://www.intechopen.com/books/integrated-waste-management-volume-ii/sustained-carbon-emissions-reductions-through-zero-waste-strategies-for-south-african-municipalities>

<sup>30</sup> Ibidem

<sup>31</sup> United States Environmental Protection Agency (US EPA), 2006, Solid Waste Management and Greenhouse Gases: A life-cycle Assessment of Emission and Sinks [online]. Disponibile presso: <http://www.nrcycle.org/Data/Sites/>

---

In questo primo caso le emissioni totali di CO<sub>2</sub> sono: (0,003+0,003-0,044) tCO<sub>2</sub>/t Forsu = -0,038tCO<sub>2</sub> eq/t Forsu. Il bilancio è negativo, ovvero grazie alla produzione e all'utilizzo del compost si evitano emissioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> che compensano le emissioni di CO<sub>2</sub> dovute alla raccolta e al trasporto della Forsu.

Per lo scenario B i fattori di emissione per la digestione anaerobica della Forsu considerano gli stessi parametri. Gli elementi considerati sono costituiti da processi indiretti (prima che il rifiuto arrivi al biodigestore) e processi diretti (digestione anaerobica, upgrading del biogas per la produzione di biometano e compostaggio del digestato). Il valore relativo alla raccolta è analogo a quello considerato nel primo caso, ovvero pari a 0,003 tCO<sub>2</sub> eq/t Forsu<sup>32</sup>. Si è ipotizzato che i mezzi che si occupano del trasporto della Forsu debbano percorrere una distanza analoga anche per arrivare all'impianto di digestione anaerobica. Pertanto il contributo relativo al trasporto è pari a 0,003 tCO<sub>2</sub> eq/t Forsu<sup>33</sup>. Il processo di digestione anaerobica è un processo che richiede energia elettrica per poter funzionare. I consumi elettrici stimati per un impianto di biodigestione a umido sono circa 2.600 MWh ed è stato calcolato che, in base al fattore di emissione della CO<sub>2</sub> italiano<sup>34</sup>, le tonnellate di tCO<sub>2</sub>eq emesse da una centrale alimentata da fonti tradizionali per produrre l'energia elettrica necessaria a far funzionare il processo sono pari a 1.255,8 tCO<sub>2</sub> che corrispondono a 0,031 tCO<sub>2</sub>/t Forsu.

Il biogas prodotto viene poi trattato in un impianto di upgrading per la produzione di biometano. Le tonnellate di CO<sub>2</sub>eq emesse in atmosfera per produrre l'energia elettrica necessaria ad alimentare l'impianto di biometano (circa 1.000 MWh) sono pari a 483 tCO<sub>2</sub> che corrispondono a 0,012tCO<sub>2</sub>/t Forsu.

Infine si ipotizza di utilizzare il digestato per la produzione di compost da impiegare in alternativa ai fertilizzanti chimici. In questo caso le tCO<sub>2</sub>eq evitate sono pari a 0,044 tCO<sub>2</sub>eq/t Forsu.

Sommando tutti gli elementi le tCO<sub>2</sub>eq emesse sono pari a: (0,003+0,003+0,031+0,012-0,044)tCO<sub>2</sub>/t Forsu=0,005tCO<sub>2</sub>/t Forsu.

Nello scenario B però si devono anche considerare i vantaggi dati dall'utilizzo del biometano. Pertanto si ipotizza di impiegare il biometano prodotto per alimentare un gruppo di cogenerazione in grado di produrre calore ed energia elettrica per i processi di digestione anaerobica e upgrading del biogas. Il biometano in eccesso, non usato per gli autoconsumi, verrà utilizzato come combustibile per i mezzi che si occupano della raccolta dei rifiuti.

La combustione del biogas in motori endotermici, pur producendo anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), è considerata "neutra" nei confronti dell'aumento della quan-

---

<sup>32</sup> Ibidem punto 30

<sup>33</sup> Ibidem punto 30

<sup>34</sup> [http://www.eumayors.eu/IMG/pdf/technical\\_annex\\_en.pdf](http://www.eumayors.eu/IMG/pdf/technical_annex_en.pdf) - pagina 2

tità di CO<sub>2</sub> totale nell'atmosfera, in quanto essa deriva da organismi che l'avevano precedentemente assorbita dall'atmosfera stessa. Queste emissioni quindi non contribuiscono all'incremento del fenomeno definito "effetto serra". Pertanto le emissioni di CO<sub>2</sub> generate dal cogeneratore per la produzione di energia elettrica e calore necessarie ad alimentare il processo di biodigestione e di upgrading del biogas, vengono considerate neutre e non hanno incidenza nell'analisi LCA.

In questo secondo scenario deve anche essere considerato il possibile utilizzo finale del biometano che, oltre a dare un vantaggio in termini economici, comporta dei vantaggi ambientali. Ipotizzando di alimentare i mezzi che si occupano della raccolta dei rifiuti con il biometano generato dalla digestione anaerobica si ha una ulteriore riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> generate da questi mezzi. Nel caso di utilizzo di diesel le emissioni di CO<sub>2</sub>eq/km sono pari a 156g (fonte: DENA, 2012). Nel caso della combustione del biometano il valore di emissioni di CO<sub>2</sub>eq/km è pari a 5 gCO<sub>2</sub>eq/km (fonte: Althesys, 2013). La riduzione relativa all'emissione dei gas serra è pari a 30 volte. Ma se si considera che la filiera del biometano è carbon negative, le emissioni di CO<sub>2</sub> dei mezzi della raccolta possono essere considerate pari a zero.

Partendo da questi presupposti le emissioni di CO<sub>2</sub> dovute alla raccolta e al trasporto della Forsu sono annullate e valutando esclusivamente i consumi energetici i processi di biodigestione anaerobica e di upgrading del biogas sono considerati carbon neutral. Si ha un contributo positivo grazie all'impiego del compost prodotto in alternativa a fertilizzanti chimici che non devono essere prodotti. Le tonnellate di CO<sub>2</sub>eq/t Forsu pertanto sono pari a -0,044t.

Pertanto se si ipotizza l'uso di un cogeneratore in grado di fornire energia termica ed elettrica per il processo di biodigestione e di upgrading del biogas e si ipotizza che l'esubero di biometano prodotto venga impiegato per alimentare i mezzi che si occupano della raccolta dei rifiuti, il processo di produzione del biometano, dalla raccolta della Forsu alla produzione del biometano è carbon neutral. L'utilizzo del compost prodotto a partire dal digestato consente ulteriori vantaggi ambientali, evitando l'impiego di fertilizzanti tradizionali che, per la loro produzione generano un notevole impatto ambientale. Le tonnellate di CO<sub>2</sub>eq/t Forsu evitate dello scenario B sono circa il 16% in meno rispetto a quelle evitate nello scenario A. La valorizzazione energetica della Forsu per la produzione di biometano è dal punto di vista ambientale un processo sostenibile e benefico.

### 3.2.4 Ulteriori vantaggi del biometano

La produzione di biometano presenta ulteriori vantaggi che, in questa analisi non sono stati quantificati, ma che danno un contributo positivo alla filiera che parte dalla raccolta della Forsu e si completa con la produzione di biometano. La filiera del biometano comporta uno sviluppo dell'economia locale legata alle attività di costruzione e di manutenzione degli impianti di biodige-

***Impiego FORSU  
per produrre  
biometano:  
vantaggi  
ambientali***

---

stione, di upgrading del biogas e di gestione degli stessi. La produzione del biometano, su larga scala, porterà una riduzione della dipendenza delle importazioni dei combustibili fossili (metano) dalla Russia e dai Paesi del Nord Africa. Inoltre la biodigestione della Forsu per la produzione di biogas e di biometano ha un importante vantaggio. La produzione di compost a partire dalla Forsu ha un impatto odorigeno consistente che deve essere considerato durante le attività di stabilizzazione aerobica per la produzione di compost. Nello scenario B la Forsu viene avviata alla digestione anaerobica per la produzione di biogas. Il digestato viene poi avviato ad un impianto di compostaggio con la possibilità di ridurre gli odori generati dal processo di compostaggio.

### 3.2.5 Conclusioni

La presente analisi ha considerato i diversi scenari di utilizzo della Forsu, ipotizzando nel primo caso la produzione di compost e nel secondo caso la produzione di biometano e di compost. I parametri analizzati sono sia economici che ambientali ed entrambi dimostrano la convenienza e la sostenibilità dell'utilizzo della Forsu per la produzione di biometano. Dal punto di vista economico i vantaggi possono essere per la pubblica amministrazione che si occupa della raccolta dei rifiuti o per la società privata a cui è stata appaltata la gestione integrata dei rifiuti. Lo scenario più vantaggioso si basa sull'ipotesi di produrre biometano che possa essere utilizzato come fonte rinnovabile per la produzione di energia elettrica e calore necessari ad alimentare gli impianti di digestione anaerobica della Forsu e di upgrading del biometano. La restante parte del biometano prodotto viene impiegata per alimentare i mezzi che si occupano della raccolta differenziata della Forsu, con un risparmio sull'utilizzo di gasolio. I maggiori ricavi e la riduzione dei costi, grazie all'impiego del biometano, possono avere una ricaduta positiva con conseguente possibile riduzione della Tares e un vantaggio diretto anche per i contribuenti. Dal punto di vista ambientale la valorizzazione energetica della Forsu, attraverso un processo di digestione anaerobica per la produzione di biometano, ha una valenza maggiore. Il biometano può essere immesso in rete o alimentare i mezzi che si occupano della raccolta dei rifiuti. Questa soluzione comporta una riduzione complessiva delle emissioni di CO<sub>2</sub> generate dal sistema di raccolta, trasporto e compostaggio dei rifiuti. La presente analisi evidenzia che la valorizzazione energetica della Forsu presenta sia vantaggi dal punto di vista economico che ambientale. Le municipalizzate che si occupano di raccolta dei rifiuti dovrebbero effettuare un'analisi che tenga conto del contesto locale, delle tariffe e dei costi specifici, ma impiegando una metodologia basata su i criteri suggeriti nel presente capitolo, per valutare i benefici della valorizzazione energetica della Forsu per la produzione di biometano<sup>35</sup>.

---

<sup>35</sup> I riferimenti bibliografici sono disponibili presso gli Autori.

### 3.3 Il segmento delle biomasse solide

di Giuseppe Tresso, Uncem srl

Il presente paragrafo ha l'obiettivo di compiere un'analisi per valutare la sostenibilità della valorizzazione energetica delle biomasse solide, approfondendo i fattori chiave che ne hanno limitato finora lo sviluppo nel nostro Paese. Sono presi in considerazione gli aspetti economici e finanziari così come eventuali vantaggi diretti o indiretti per i territori interessati.

#### 3.3.1 Le peculiarità e le caratteristiche della filiera

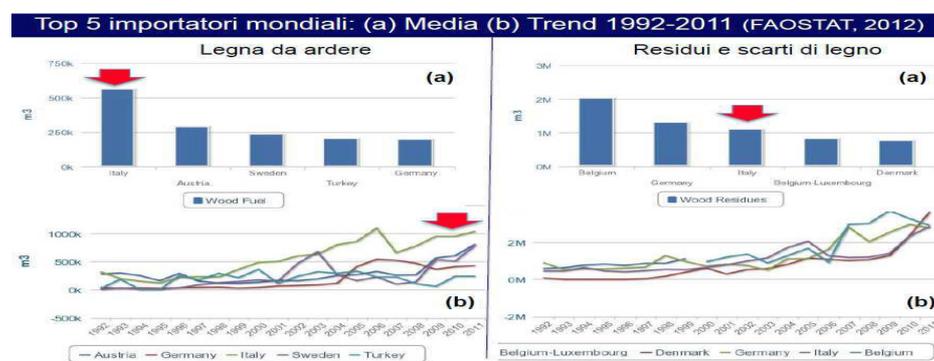
Le biomasse solide sono prodotti o sottoprodotti forestali, agricoli o agroindustriali (come ad esempio cippato, ramaglie, lolla di riso, sfalci di potatura dei frutteti) che possono essere destinati alla produzione di energia termica ed elettrica, direttamente attraverso processi di combustione oppure attraverso un processo di gassificazione che produce un gas con un discreto potere calorifico con il quale alimentare un motore a gas accoppiato ad un generatore elettrico.

La filiera delle biomasse forestali ha in Italia un forte potenziale, ma anche notevoli problematiche di sfruttamento. L'Italia è infatti un Paese "ricco di boschi poveri", poiché il 95% della superficie forestale si trova in aree collinari o montane. La superficie forestale è notevolmente aumentata nell'ultimo mezzo secolo, passando dai 5,5 milioni di ettari del 1950 ai 10,4 milioni di ettari del 2005 (alcune stime valutano la superficie attuale attorno a 11,8 milioni di ettari). Una parte di questo aumento è dovuto ad un processo di conversione naturale, per l'abbandono di superfici agricole. Questo patrimonio forestale è tuttavia in larga parte non gestito. Uno dei paradossi conseguenti al disinteresse verso il nostro patrimonio forestale è che l'Italia è il primo importatore mondiale di legna per scopi energetici, con un trend in continua crescita.

*Il nostro è un Paese ricco di boschi "poveri"*

*Elevato consumo di legname per energia*

**Figura 3.3.1. I volumi di biomassa legnosa utilizzati**



Anche nella filiera forestale gli impianti energetici di piccole dimensioni risultano preferibili agli impianti di grandi dimensioni, soprattutto se abbinati

---

a teleriscaldamento, perché offrono la possibilità di utilizzare biomasse disponibili localmente, pur avendo minore efficienza rispetto agli impianti di grandi dimensioni. Inoltre, sono più indicati per essere alimentati con sottoprodotti disponibili localmente (residui di potature, scarti agroindustriali). Dato infatti il basso valore di questi materiali, il costo logistico ne renderebbe improponibile il conferimento a grandi impianti.

Gran parte della biomassa disponibile proviene da sottoprodotti delle utilizzazioni forestali come legname di scarso pregio e ramaglie, ma anche da materiale di risulta, derivante da operazioni di ripulitura e diradamento con scarso valore commerciale. Anche il comparto agricolo con il materiale derivante dalle potature agricole (soprattutto vigneti, oliveti e frutteti) e da colture dedicate (colture legnose a ciclo breve) può costituire una fonte di primaria importanza per la produzione di biomasse legnose per uso energetico.

La valutazione della sostenibilità economica nel settore delle biomasse solide deve fare i conti con alcuni ostacoli.

### **Opposizione sociale**

Gli impianti a biomassa, in Italia, non sono graditi alle popolazioni locali.

E' un dato di fatto che, non appena si inizi a prospettare la costruzione di una centrale, in ogni parte del nostro Paese nascono movimenti di opposizione e comitati antagonisti. Pur non entrando nel merito degli argomenti adottati contro le centrali (spesso in realtà condivisibili) tuttavia non si può negare che le argomentazioni addotte condizionano spesso gli uffici preposti alle autorizzazioni producendo un effetto deterrente verso gli operatori industriali e gli investitori finanziari.

### **Confusione normativa**

Pochi campi industriali in Italia sono equivoci dal punto di vista delle regole e delle procedure come in generale il settore energetico, con interpretazioni differenti e contraddittorie delle norme e regolamenti in materia di:

- criteri per definire l'efficienza di cogenerazione, incentivata o meno;
- procedure autorizzative;
- vincoli territoriali alla costruzione di centrali a biomassa;
- facoltà di intervento e di indirizzo delle conferenze dei servizi o degli uffici preposti alle autorizzazioni.

### **Criticità strutturali degli incentivi**

Si evidenzia il fatto che queste incertezze appesantiscono oltre misura il lavoro preparatorio dei progetti.

Per quanto riguarda la biomassa da destinare a produzione cogenerativa il sistema risente di una sorta di strabismo: da un lato propone grandi obiettivi per quanto riguarda il numero di centrali e la potenza complessiva installata sul territorio, dall'altro non permette, a meno che un produttore non riesca a vendere l'energia termica a prezzi molto superiori a quelli di mercato, di remunerare l'acquisto di biomassa a prezzi reali di filiera.

Le basi di calcolo su cui è fondato il sistema tariffario sono infatti di facile valutazione. Si ricava che il costo utilizzato come riferimento per le biomasse considerate “prodotti energetici” non supera il valore di 50/55 €/t a media umidità. Un valore in linea con i prezzi della biomassa di scarto o di importazione nel 2010, ma lontano dai costi attuali effettivi dei prodotti forestali italiani (e anche, ormai, delle filiere di approvvigionamento internazionale) stimabili in un valore oscillante tra i 70 e i 95 €/t.

I costi di esbosco e trasporto dipendono da parametri abbastanza semplici da valutare.

La maggior parte dei progetti industriali approvati non sono oggi ancora realizzati per la mancanza di garanzie sugli approvvigionamenti di materiale combustibile.

Pur in presenza di aree forestali molto estese - e con l'eccezione del nord est alpino - l'economia del legno sul territorio italiano è marginale o residuale con biomasse caratterizzate da matrici molto eterogenee. Anche le necessarie piattaforme logistiche per lo stoccaggio, la selezione e la caratterizzazione del materiale organico, sono decisamente rare.

A ciò si aggiunga che la frammentazione delle proprietà boschive e i vincoli procedurali per l'accesso alle foreste rendono l'organizzazione di filiere locali in campo forestale un'attività piuttosto complicata.

L'avvio del nuovo regime di incentivazione ha determinato forti cambiamenti nell'arena competitiva.

Tra gli operatori presenti sino al 2010 (per lo più imprese di servizi operative a livello locale, sovente espressione di interessi pubblici) pochissimi hanno proseguito l'attività con il nuovo regime. Allo stesso tempo si sono affacciati a questo settore diversi nuovi attori, riconducibili sostanzialmente a quattro categorie:

- operatori provenienti dal settore fotovoltaico;
- grandi gruppi industriali del settore energetico spesso multinazionali;
- piccole imprese legate a filiere di approvvigionamento locale;
- piccole imprese collegate ai produttori di tecnologia.

Ognuno dei gruppi sopra indicati presenta punti di forza e peculiarità ma, in generale (con le debite eccezioni), si può dire che tra gli operatori del settore siano presenti un certo numero di difetti, verificabili in modo più o meno generalizzato su tutto il territorio nazionale, e che si possono così sintetizzare:

- sottocapitalizzazione e scarsa affidabilità bancaria in generale;
- adozione di modelli di business precari, scollegati dalla realtà di mercato;
- progettazione economico-finanziaria velleitaria o carente;
- intenzione di occuparsi della sola produzione elettrica e non anche dell'impiego del calore a valle del processo di conversione;

***Piani di  
approvvigio-  
namento***

***Approccio  
imprenditoriale***

- 
- scollegamento dalle filiere di approvvigionamento.

Il risultato di questa situazione è una eccessiva eterogeneità dei modelli di business che non aiuta l'affermarsi di economie di scala, limita l'accesso al credito e fa sì che l'interesse da parte degli operatori sopra indicati sia spesso soggetto a troppe condizioni per potersi tradurre in qualcosa di concreto dal punto di vista industriale.

***Le tecnologie mature e quelle in sviluppo***

Le tecnologie a turbina usate nei grandi impianti di produzione di energia elettrica da biomasse agroforestali sono mature ma non adatte alle piccole taglie, quindi, a parte qualche impianto di grande dimensione collegato all'importazione di biomassa localizzato in prossimità di porti o grandi centri logistici, non è prevedibile una diffusione ulteriore di queste tecnologie sul territorio nazionale (e infatti nelle aste per impianti sopra i 5 MW del 15 gennaio 2013 la richiesta è stata mediamente pari al 10% del contingente disponibile).

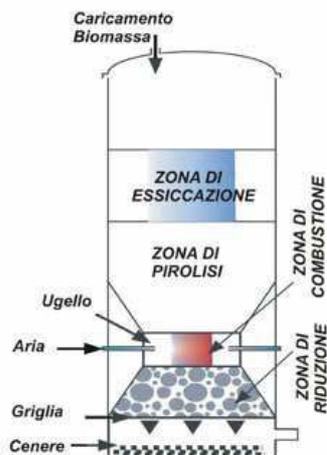
Esistono, invece, ancora discrete possibilità di sviluppo per gli impianti al di sotto di 1 MWe di potenza, soprattutto per quelli non vincolati a registro (<200 kWe).

All'interno di questa fascia di potenza la questione tecnologica si gioca tutta, al momento, sulla scelta tra le tecnologie ORC (Organic Rankine Cycle) e i più diversificati processi di gassificazione.

- Le questioni legate alle tecnologie ORC che influiscono sulla scelta e ne limitano l'applicabilità sono due: prezzo di acquisto del combustibile e quantità di energia termica venduta in reti termiche a valle.
- I principali problemi legati alla gassificazione si riferiscono per sommi capi al track record e alle garanzie di funzionamento offerte dai produttori.

L'unità di gassificazione del tipo più semplice è a letto fisso con flusso d'aria equicorrente. Lo schema di funzionamento del gassificatore è riportato nella figura seguente (Figura 3.3.2).

**Figura 3.3.2. Schema di funzionamento del gassificatore**



**Gassificazione:  
una tecnologia  
dalle molte  
attese**

Il cippato viene introdotto dall'alto e scendendo nella zona calda subisce prima un processo di essiccazione, che lo porta in fase anidra (0% di umidità), e poi uno di pirolisi in forte carenza di ossigeno a temperatura di circa 1.000 °C., venendo poi indirizzato in una zona dove il diametro del reattore si riduce e nella quale viene immessa l'aria comburente attraverso ugelli dimensionati per avere una combustione ipoareobica ed in cui avviene la reazione di gassificazione. I gas prodotti passano attraverso un letto di carbone a circa 600 ÷ 800 °C subendo un processo di riduzione. Il gas prodotto ("syngas") viene estratto da sotto la griglia ed inviato ai sistemi di raffreddamento e filtraggio e le ceneri vengono evacuate da appositi sistemi di raccolta. Per la conformazione geometrica del reattore, si raggiunge un alto tasso di conversione energetica.

### 3.3.2 La "best-practice" per un progetto industriale

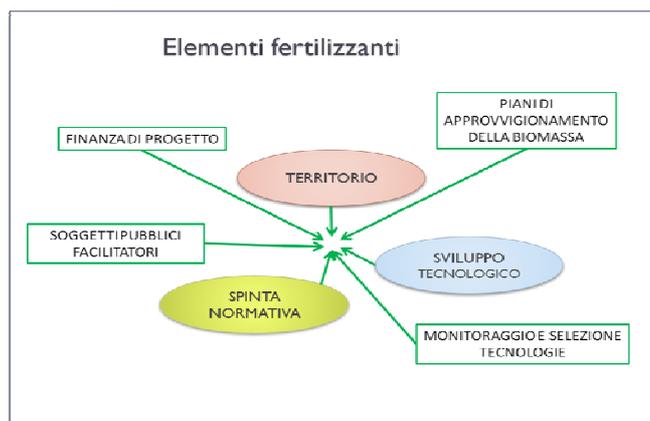
Nonostante i problemi sopra evidenziati e alla luce dell'attuale offerta tecnologica, si possono indicare alcune direttrici per elaborare un piano di azione sostenibile dal punto di vista economico.

In primo luogo è necessario verificare se dove si intende allestire una centrale siano presenti tutti i fattori di contesto necessari: sul territorio nazionale ci sono infatti molte possibilità di realizzare con successo un progetto industriale fondato sulle biomasse solide, ma le condizioni variano molto da regione a regione.

Esiste, come già accennato, il problema non secondario delle prassi amministrative e delle modalità di declinazione delle norme a livello locale, dell'integrazione delle linee d'indirizzo nazionale con le norme regionali e della burocrazia (anche a livello provinciale e comunale) che rende spesso difficile lo sviluppo di progetti energetici.

**Elementi  
chiave per lo  
sviluppo  
della filiera**

**Figura 3.3.3. Elementi chiave per lo sviluppo della filiera**



In secondo luogo il sito di allestimento deve essere compatibile con il territorio. Sono ancora troppi i progetti ipotizzati in località scollegate dalle filiere di approvvigionamento locali. Il terzo elemento di verifica è legato alla scelta del modello tecnologico. Molti investitori “sposano” pregiudizialmente modelli tecnologici senza presidiare e considerare con attenzione l’evoluzione dell’offerta, in rapido sviluppo. Solo quindi a seguito di una attenta analisi del contesto specifico di inserimento di una centrale sarà possibile:

- selezionare una tecnologia adeguata alle biomasse presenti in zona e alle condizioni di impiego termico;
- trovare le risorse finanziarie e imprenditoriali necessarie;
- coinvolgere nell’iniziativa dei soggetti facilitatori in grado di organizzare gli accordi di filiera necessari;
- definire un piano di fornitura delle biomasse adeguato alla tecnologia scelta.

### 3.3.3 Sostenibilità industriale – Tecnologie e Modelli di business

La matrice seguente (Figura 3.3.4) propone un confronto tra differenti possibilità di valorizzazione energetica per comprendere quanto le condizioni di contesto influenzino la scelta della tecnologia avviando un’operazione industriale nel settore delle biomasse.

L’esempio propone infatti i valori critici di quattro differenti approcci progettuali, indicando il punto di equivalenza delle diverse soluzioni tecnologiche oggi sul mercato, in condizioni di impiego omogenee e prevedendo prezzi standard di acquisto della biomassa con opportune indicizzazioni per 20 anni. Il confronto si basa su un’analisi effettuata nel 2013 su alcuni impianti in esercizio e propone una comparazione di risultati economici definiti in base ai costi d’investimento sia per le tecnologie che per le opere civili, oltre ai costi di sviluppo delle iniziative.

**Figura 3.3.4. Matrice prestazioni/redditività investimento per varie soluzioni impiantistiche**

	Turbina ORC 125 - 300 kWe	ORC < 1 MWe NO emissioni	ORC < 1 MWe No CHP NO Emissioni	Gassificatore 50 - 300 kWe	Gassificatore 50 - 300 No CHP	Gassificatore 850 - 1000 kWe	Gassificatore 850 - 1000 No CHP
valore biomassa €/Ton (40% umidità - indicizz. 2%)	65	65	65	75	75	75	75
ore annue di esercizio	8.000	8.000	8.000	7.000	7.000	7.000	7.000
TARIFFA BASE	229	180	180	229	229	180	180
PREMIO CHP	40	NO	NO	40	NO	40	NO
premio emissioni	30	30	NO	30	30	30	30
<b>TARIFFA TOTALE</b>	<b>299</b>	<b>210</b>	<b>180</b>	<b>299</b>	<b>259</b>	<b>250</b>	<b>210</b>
Costo medio €/kWe	5.000	4.900	4.800	4.500	4.500	4.000	4.000
Rendimento elettrico lordo medio %:	12,5	16	16	25	25	30	30
Rendimento termico indicativo medio% :	80	75	75	55	55	50	50
% energia termica vendibile	100	56	69	100	100	100	100
<b>TIR indicativo investimento</b>	<b>17,22</b>	<b>17,43</b>	<b>17,61</b>	<b>17,68</b>	<b>10,52</b>	<b>17,05</b>	<b>9,63</b>

Alcune precisazioni:

- Il prezzo medio di acquisto della biomassa è valutato più elevato per le tecnologie di gassificazione poiché (a dispetto di quanto sovente dichiarato dai produttori) tutti gli impianti oggi in esercizio funzionano con cippato di qualità presentando problemi di rendimento e stabilità di esercizio in presenza di biomasse eterogenee.
- Le ore di esercizio annuali dei gassificatori sono ridotte rispetto alle tecnologie ORC in quanto mancano prove di funzionamento effettivo di questi impianti.
- Il valore dell'energia termica da vendere (pari di un valore di cessione dell'energia termica a bocca d'impianto senza quindi considerare gli

**Soluzione con  
turbina ORC**

---

eventuali costi di realizzazione delle reti termiche) è stimato 50 €/MWh, indicizzato al 4% all'anno.

- Il parametro scelto per valutare l'equivalenza tra i modelli tecnologici è Tasso Interno di Rendimento (TIR), atteso intorno al 17%.

In pratica il punto di equivalenza è stato individuato su condizioni di esercizio particolarmente onerose che possono essere migliorate (o peggiorate) in relazione a casi concreti. L'analisi dei valori sopra sintetizzati ci permette di individuare alcuni elementi di criticità e stabilire dei punti di partenza nella ricerca della sostenibilità economica delle iniziative:

- Nessun progetto di valorizzazione energetica di biomassa oggi può prescindere dalla cogenerazione ad alto rendimento (CHP) e, soprattutto, dalla vendita di calore. I bilanci non trovano un punto di equilibrio se non si prevede anche la valorizzazione integrale e contestuale dell'energia termica.
- Per poter garantire remunerazioni sull'investimento accettabili anche dal sistema bancario, recuperando credito e sfruttando in tal modo la leva finanziaria, la valorizzazione dell'energia termica deve essere fatta a valori limite rispetto alle attuali condizioni di mercato e, quindi, unicamente proposta a soggetti che oggi non possano acquistare energia termica a condizioni migliori o coinvolti nell'operazione.
- Gli impianti ORC di potenza superiore a 300 kWe sembrano destinati alla valorizzazione esclusiva di sottoprodotti agricoli o dell'industria del legno o del mobile (premiati da tariffe migliori). Con le tariffe riservate per il cippato di legno da gestione forestale queste tecnologie possono, infatti, "reggere" solo se collegate a reti o utenze in grado di assorbire (e pagare) quote molto consistenti di energia termica.
- Gli impianti ORC di piccolissima taglia, invece, qualora collegati ad utenze termiche in grado di giustificare il premio CHP di 40 €/MWh, possono rappresentare un ottimo modello di impiego data la grande flessibilità di esercizio.
- Qualora non si riuscisse ad individuare sul territorio una rete o un processo industriale in grado di assorbire in modo costante energia termica per valori di potenza relativamente grandi ecco che il campo delle possibili soluzioni tecnologiche si restringe ulteriormente, rendendo praticabile, ad oggi, solo la strada della gassificazione (con i rischi tecnologici propri di questa tecnologia).
- Anche la scelta tecnologica della gassificazione, tuttavia, non è esente da rischi: i valori sopra riportati dimostrano che i progetti industriali in questo campo potranno reggersi unicamente se la scelta del sito di insediamento della centrale sia basata su una attenta analisi preliminare e se vi siano a monte effettivi accordi per gli approvvigionamenti del materiale combustibile.

***Gassificazione:  
buon equilibrio  
tra produzione  
termica ed  
elettrica***

I limiti principali delle tecnologie Rankine o ORC infatti (ovviamente non in termini assoluti ma rispetto alle opportunità offerte dall'attuale sistema di incentivazione) sono la grande produzione termica e la relativa difficoltà a contenere le emissioni.

Per le emissioni potrebbe essere solo una questione di maggiore investimento per i sistemi di filtraggio, ma per ottenere il premio per la cogenerazione ad alta efficienza la produzione termica deve essere costantemente impiegata e questo vincolo evidenzia l'ostacolo connesso alla difficoltà a trovare reti o impieghi di calore che impieghino in modo continuativo potenze termiche dell'ordine di 3-4 MW. Produzioni termiche più contenute, come nel caso dei micro impianti sopra indicati (comunque sempre intorno a 800 kWt) possono essere quindi gestite con più facilità.

### 3.3.4 Conclusioni

Una centrale a biomassa sostenibile dal punto di vista finanziario è un obiettivo che si può raggiungere a patto di tenere in attenta considerazione le osservazioni sopra espresse e impostando progetti di investimento senza sottovalutare l'importanza di queste quattro variabili.

- a) Scelta del sito: una centrale a biomassa deve essere allestita in aree funzionali all'impiego dell'energia termica cogenerata, che non presentino controindicazioni sia dal punto di vista tecnico amministrativo sia in termini di possibili opposizioni sociali.
- b) Il costo del cippato: il progetto finanziario deve riportare valori reali. La relativa apertura del settore di questi ultimi anni ha già portato i prezzi del materiale a schizzare verso l'alto. Nessun serio operatore, oggi, azzarderebbe la stesura di un business plan valorizzando la biomassa in entrata a 40 €/t, come era di prassi sino al 2010.
- c) Indicizzazione: per la maggior parte degli operatori che opta per la tariffa onnicomprensive la principale voce di ricavo è fissa per venti anni. Questo impone di considerare opportunamente il probabile aumento - anche solo inflattivo - di tutte le voci di costo.
- d) Filiere di approvvigionamento: gli accordi di approvvigionamento sono difficili da realizzare prima di aver realizzato la centrale, e anche successivamente sono difficili da garantire. Purtroppo troppi operatori si affacciano a questo settore con intenzioni esclusivamente finanziarie, senza organizzarsi per tempo per ricercare le forniture e gestire gli acquisti.

---

### 3.4 I biocarburanti liquidi

*di Claudio Rocchietta - BioFuels Partners*

Il presente capitolo ha l'obiettivo di esaminare la sostenibilità economica della valorizzazione energetica delle biomasse in biocarburanti, approfondendo i fattori chiave che ne hanno finora governato lo sviluppo. Sono presi in considerazione anche gli sviluppi in corso dei biocarburanti di seconda generazione.

#### 3.4.1 Le caratteristiche generali e i mercati di riferimento

Negli ultimi anni il mercato dei biocarburanti a livello internazionale si è significativamente modificato assumendo le caratteristiche tipiche delle commodities, i cui driver fondamentali sono la logistica, la gestione finanziaria ed il risk management.

Con l'aumento delle dimensioni del business è altrettanto evidente che è diventata fondamentale la competitività del sistema agricolo/industriale ovvero la disponibilità delle materie prime e un efficiente accesso ad esse.

Pertanto i grandi produttori di materie prime agricole sono diventati i principali protagonisti sulla scena mondiale dei biocarburanti: la leadership di questo settore è passata all'Argentina per quanto riguarda la soia e all'Indonesia per quanto riguarda l'olio di palma. Oltre alla suddetta eccellente competitività del sistema agro-industriale, questi Paesi hanno sviluppato politiche governative fiscali di incentivazione manovrando in maniera flessibile i dazi e le tasse import-export a sostegno delle proprie industrie. I player principali sono quindi diventati i trader globali che sono in grado di cogliere le migliori opportunità e gestire le complessità finanziarie e logistiche.

In questi ultimi cinque anni il supporto politico ai biocarburanti che all'inizio degli anni 2000 era entusiastico e generalizzato, sia dal punto di vista agricolo che ambientale ed energetico, è andato progressivamente svanendo, ad iniziare dalla dialettica "food vs fuel" che ha ovviamente alcune basi razionali ma che è stata mediaticamente ingigantita. Di conseguenza, soprattutto in Europa, la spinta legislativa all'utilizzo di biocarburanti è andata riducendosi e a tutt'oggi vi è molta incertezza sulla legislazione sui biocarburanti post 2020.

Un altro elemento critico è il settore della raffinazione petrolifera: da qualche anno stiamo infatti assistendo al crollo della domanda dei prodotti petroliferi in Europa ed in Italia la cui causa è da ricercare nel forte calo dei consumi di prodotti raffinati dovuto sia alla crisi economica che ha ridotto il traffico passeggeri e merci sia al miglioramento dell'efficienza motoristica per cui si consuma meno carburante per chilometro percorso.

La direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (2009/28/CE) impone a ciascun stato membro per il settore dei trasporti l'obiettivo del 10% nel 2020; ad oggi la media europea si attesta intorno al 5% ma alcuni stati hanno già bloccato la crescita delle percentuali d'obbligo an-

**Mercato delle  
"commodities"**

**Potenziale  
conflitto tra  
coltivazioni  
energetiche e  
alimentari**

**Politica EU**

nuali ed altri addirittura hanno fatto marcia indietro (Italia dal 5% è passata al 4,5%, la Spagna dal 7% al 4,1%), per cui il raggiungimento del target 2020 è sempre più problematico.

Con la recente proposta di modifica della Direttiva sulle rinnovabili, e quindi l'introduzione dei fattori ILUC –“indirect land use change” (emissioni indirette dovute al cambiamento di destinazione d'uso dei terreni) si avrebbe addirittura una drastica riduzione dell'uso di materie prime agricole per biocarburanti di prima generazione (il cui plafond dovrebbero essere al 5% o al 6%) spingendo alla sviluppo quelli di seconda o terza generazione (da cellulosa e alghe/rifiuti urbani non in contrasto con la coltivazione per uso alimentare), che è obiettivo condivisibile ma assai problematico in termini di effettiva disponibilità di tali carburanti.

### 3.4.2 I consumi e la produzione in Europa

Nel 2013 il consumo di biodiesel è stato di circa 11 milioni tonnellate di cui 3-3,5 milioni tonnellate importati da Paesi extra EU mentre i consumi di bioetanolo sono stati circa 4 milioni tonnellate. Complessivamente quindi il tasso medio di incorporazione dei biocarburanti nei carburanti è pari al 4,8%

Negli ultimi tre anni la rapida crescita dell'importazione da Argentina ed Indonesia ha avuto effetti pesanti sull'industria europea del biodiesel. A fine novembre 2013 la Commissione Europea è intervenuta imponendo dazi all'importazione dopo aver accertato operazioni di dumping. I flussi di importazione sono rallentati ma non bloccati (si sono aperti altri canali, p.e., Brasile, Malesia, India). Un altro dazio è imposto all'etanolo proveniente dagli USA.

*Eccesso di capacità produttiva in EU*

Le aspettative create dalle politiche comunitarie hanno generato fra il 2003 ed il 2009 una mole massiccia di investimenti che hanno portato alla costruzione di circa 200 impianti di biodiesel e circa 70 di etanolo con una capacità installata di circa 20 milioni di tonnellate e circa 8 milioni di tonnellate rispettivamente, attivando investimenti superiori ai 5 miliardi di euro.

Oggi almeno il 30% di questa capacità è ferma e inutilizzata o smantellata, e il rimanente potenziale produttivo lavora ad un tasso medio di utilizzo del 50-55%, composto a sua volta da una parte (gli stabilimenti integrati con le materie prime) che lavora al 70-80% quindi con risultati accettabili ed un'altra parte al di sotto del 30%, ovvero in situazione di “disperazione”, riuscendo ad operare solo su opportunità saltuarie.

L'Europa, pur essendo stata la culla della nascita dei biocarburanti agli inizi degli anni '90, la legislazione ed il mercato si sono progressivamente inariditi abbandonando ogni speranza di leadership.

In Italia il consumo di biodiesel è circa 1,1 milioni tonnellate nominali, di cui 0,120 in “double counting” (che quindi valgono come 0,240), più 0,400 milioni tonnellate di filiera EU (che quindi valgono 0,500) e le rimanenti 0,350 a “single counting”. La quantità globale di 1,1 milioni tonnellate di obbligo si ri-

*La situazione in Italia*

---

duce quindi a circa 0,870 fisiche effettive, di cui circa 55-60% di produzione italiana.

Oltre al biodiesel si stima vi sia state non più di 50.000 tonnellate di etanolo sotto forma di ETBE (Ethyl Tertiary Ethers).

La situazione nel 2014 potrebbe essere significativamente diversa: una quota HVO<sup>36</sup> (Hydro treating of vegetable oil) prodotta da ENI nello stabilimento di Marghera da 200.000 tonnellate, la quota etanolo di M&G con la tecnologia Proesa, il raddoppio del “cap” sul Double Counting che quindi potrebbe arrivare ad almeno 200.000 tonnellate nominali e i dazi europei su Argentina e Indonesia.

### 3.4.3 L'evoluzione dei prodotti, delle materie prime e della tecnologia

***Gli oli esausti ed i grassi sono insufficienti al fabbisogno***

Dall'iniziale utilizzo di oli vegetali raffinati per la produzione di biodiesel si è passati, a cavallo del 2000, alla capacità di utilizzo di oli grezzi sino ad arrivare negli ultimi cinque anni, sotto la spinta di una legislazione a favore di materie prime “waste & residues”, a sviluppare in modo efficiente la tecnologia per utilizzare UCO (oli da cucina esausti) e grassi animali per produrre biodiesel. Essendo però, per natura, la disponibilità di queste materie prime limitata, si stima si producano oggi circa 1,5 milioni tonnellate di biodiesel da UCO e grassi, con un target di disponibilità massima a 2 milioni tonnellate che costituisce meno dell'1% del volume mondiale dei carburanti.

Dal lato applicativo la tecnologia motoristica, diventata sempre più sofisticata (diesel common rail, i trattamenti catalitici degli scarichi, etc.) ha obbligato i produttori a migliorare continuamente la qualità del biodiesel.

***La tecnologia HVO***

E' poi importante citare anche lo sviluppo industriale realizzato in questi ultimi anni per produrre HVO: una tecnologia petrolifera alternativa alla transesterificazione normalmente usata, ma assai costosa (sia per l'investimento che per i costi operativi) che utilizza principalmente olio di palma , ma che produce un biodiesel di alta qualità impiegato principalmente nei gasoli “premium-price”.

### 3.4.4 I biocarburanti di seconda generazione

***Biodiesel UCO***

Non si è ancora trovato un pieno consenso sulla definizione, ma i criteri logici cui attenersi, come definiti da ESBF (European Sustainable Biofuels Forum), prevedono che le materie prime non siano conflittuali con l'alimentare (quindi rifiuti e sottoprodotti) o comunque a basso effetto ILUC (colture dedicate marginali). Oggi l'unico biocarburante di seconda generazione disponibile su larga scala è il biodiesel da UCO e grassi, il cui risparmio in termini di emissioni evitate GHG è maggiore dell'80% che però è limitato dalla disponibilità di feedstock.

---

<sup>36</sup> Si veda il paragrafo 3.4.3.

Sulla filiera benzina tutto lo sviluppo si è concentrato sulla produzione di etanolo cellulosico la cui tecnologia sembra ormai messa a punto, ma che si ritiene avrà sviluppi limitati dalle entità degli investimenti: per produrre 1 milione di tonnellate di bioetanolo, che coprirebbe lo 0,4% del consumo dei carburanti EU, sarebbero necessari 20 impianti della dimensione dell'unico oggi esistente, con investimenti di 2-3 miliardi di euro.

**Bioetanolo  
ligno-  
cellulosico**

Sono nate altre filiere così definite "Advanced Biofuels" (alghe, rifiuti urbani, etc.) che sono però ancora allo stato di pura ricerca e si ritiene non possano dare un contributo significativo agli obiettivi 2020.

### 3.4.5 Conclusioni

Da una forte spinta verso i biocarburanti nel recente passato si assiste ad un certo ridimensionamento, specialmente in Europa che porta ad alcune considerazioni e riflessioni.

E' necessario mantenere costanti e coerenti le politiche intraprese fino ad ora e riconfermare l'obbligatorietà del 10% al 2020 possibilmente anche attraverso la definizione di obiettivi intermedi che permettano tale raggiungimento.

**Coesistenza tra  
biometano  
biodiesel e  
bioetanolo**

Poiché sembra politicamente consolidata l'ipotesi di un tetto dei carburanti di prima generazione al 6%, lo spazio residuale del 4% sembrerebbe sufficiente a consentire uno sviluppo ordinato di biocarburanti di seconda generazione sia sulla filiera diesel che sulla filiera benzina.

Alle suddette due filiere tradizionali non dobbiamo dimenticare un carburante gassoso che è il biometano; l'emanazione del DM del 5 dicembre 2013 per l'incentivazione dello stesso inserito nella rete di distribuzione apre una interessante prospettiva anche in Italia anche se trattasi di piccola nicchia. In Germania dove il biometano è da molti anni largamente sviluppato, non raggiunge però che lo 0,5% del totale biocarburanti.

L'intrinseca limitata disponibilità dei rifiuti e sottoprodotti per tutte queste nuove filiere rende non solo possibile ma auspicabile una equilibrata convivenza fra le stesse eliminando all'origine miopi "guerre tra poveri".

**Obiettivi 2030  
proposti dalla  
commissione  
EU**

Purtroppo però si sottolinea con preoccupazione la posizione espressa recentemente dall'Europa per quanto riguarda l'orizzonte temporale del 2030. I target di riduzione di CO<sub>2</sub> sono senz'altro poco ambiziosi, ma ancora più negativo è l'abbandono dei target obbligatori biocarburanti post 2020; senza questa certezza si corre il rischio di bloccare tutti gli investimenti sin qui auspicati per una decarbonizzazione dei carburanti nel settore dei trasporti.

---

## 4. La sostenibilità agricola ed ambientale

Uno dei temi chiave per lo sviluppo delle agroenergie è quello della loro sostenibilità ambientale e agricola. In altre parole la possibilità di crescita di queste energie rinnovabili è legata agli impatti che l'approvvigionamento di feedstock può avere sul settore agricolo, forestale e sull'ambiente. I contributi raccolti in questa sezione indagano questi aspetti, facendo riferimento ad alcuni casi specifici, sia dal punto di vista tecnologico (biogas) che territoriale (Lombardia). Il quadro che è emerso è non solo di compatibilità tra bioenergie, agricoltura e ambiente, ma, a determinate condizioni, di una sinergia tra i due ambiti. Il biogas, ad esempio, può contribuire a ridurre gli impatti ambientali delle attività agricole, favorendo la valorizzazione dei sottoprodotti. Ugualmente può dare un contributo importante all'impiego della Forsu.

### 4.1 Il biogas nel contesto agricolo

*di Laura Terruzzi, Giuliana D'Imporzano, Andrea Schievano, Fabrizio Adani - Gruppo Ricicla, DiSAA Università di Milano, Laboratorio di Chimica del Suolo e Ambientale e Laboratorio Biomasse e bioenergia, Parco Tecnologico Padano, Lodi.*

Il presente paragrafo ha lo scopo di esaminare la sostenibilità del biogas dal punto di vista ambientale e agricolo. Il caso della Lombardia, una delle regioni nella quale si è avuto il maggior sviluppo degli impianti a biogas, costituisce l'esempio più significativo per valutare questi aspetti. Questa sezione considera quindi la diffusione degli impianti a biogas in Lombardia, evidenziandone la compatibilità con l'attività agricola sotto il profilo della superficie utilizzata (SAU). Si presenta, inoltre, un confronto degli impatti ambientali tra le differenti tipologie di impianto.

#### 4.1.1 Il biogas e l'agricoltura lombarda

Lo studio qui presentato è stato sviluppato nell'ambito del progetto Ecobiogas, finanziato dalla Regione Lombardia – DG Agricoltura; il primo obiettivo dello studio è stato quello di ottenere un quadro esaustivo che fotografi la situazione attuale e del prossimo futuro degli impianti di biogas presenti in sette province lombarde: Cremona, Lodi, Brescia, Milano, Mantova, Pavia e Bergamo. Queste si caratterizzano per un elevato sviluppo di tale tecnologia e per la loro diversa dimensione territoriale e vocazione agricola. Attraverso il reperimento (con la collaborazione di Regione Lombardia - DG Agricoltura - e delle province coinvolte nella ricerca) e l'analisi delle autorizzazioni ex articolo 12 D.Lgs. n.387/2003 e delle forme d'autorizzazione semplificata comunali, si sono raccolte informazioni utili circa il numero di impianti di biogas presenti, in costruzione o a breve cantierabili entro i primi mesi del 2013, nelle province in questione. Si è quindi ottenuta, mediante la rielaborazione dei dati rilevati, una fotografia della situazione del biogas nelle province precedentemente citate, focalizzando l'attenzione su:

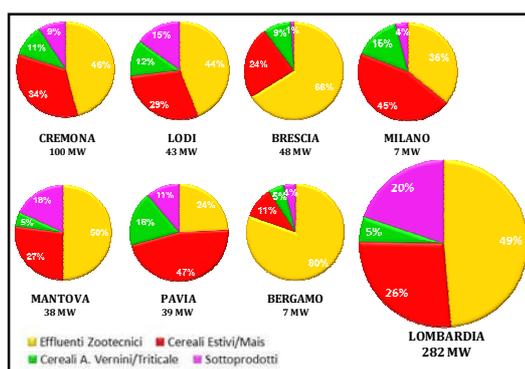
- numero totale di impianti presenti nel territorio (Figura 4.1.1);
- tipologia di impianto principalmente diffusa nella provincia;

- “tipologia di alimentazione” che caratterizza ogni tipologia di impianto (Figura 4.1.2);
- correlazione esistente fra tipologia di impianto e alimentazione;
- relazione che lega la tipologia di impianto ai parametri agricoli e non delle province studiate.

**Figura 4.1.1. Presenza del biogas nelle province lombarde (marzo 2013)**

PROVINCE	Impianti n°	Potenza totale installata MW
Cremona	137	100
Brescia	68	48
Lodi	49	43
Milano	8	7
Mantova	41	38
Pavia	47	39
Bergamo	11	7
LOMBARDIA	361	282

**Figura 4.1.2. Tipologia di alimentazione che caratterizza le province**



Dai risultati ottenuti in questa prima fase, si evince che il biogas in Lombardia si configura come un fenomeno tipicamente “agricolo” in cui circa 3/4 delle biomasse impiegate è costituito da colture energetiche e reflui zootecnici.

Il secondo obiettivo dello studio è stato quello di quantificare, su base certa e documentata, la superficie dedicata a coltura energetica (mais e triticale in prevalenza) necessaria per garantire la produzione di biogas nelle province e di valutare il “peso” che questa superficie ha nei confronti della SAU provinciale totale, della SAU provinciale cerealicola e della SAU provinciale destinata a mais; tenendo in considerazione l’andamento delle superfici investite a mais negli ultimi dieci anni in Lombardia. Ipotizzando, come peraltro riscontrato in pieno campo e nelle autorizzazioni degli impianti, che i cereali autunno vernini sono prodotti in doppio raccolto con mais sulle stesse superfici, sono state calcolate le superfici utilizzate per produrre colture energetiche per biogas ed è emerso come, a livello regionale, solo il 4% della SAU totale viene effettivamente dedicato alla colture energetiche.

Ciò porta a concludere che il biogas in Lombardia si è sviluppato in modo equilibrato: il ricorso alla coltura energetica è stato misurato ed equilibrato e

**Il biogas in Lombardia è un fenomeno essenzialmente agricolo**

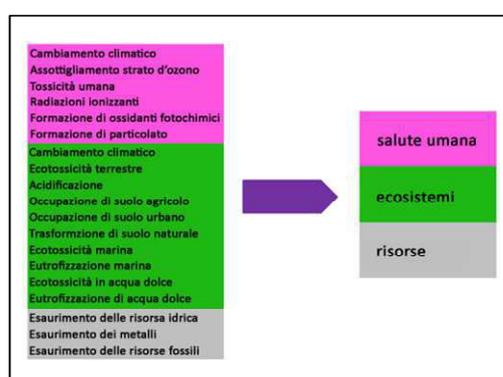
**Solo il 4% della SAU lombarda è dedicato alle colture energetiche**

legato più a situazioni territoriali, patrimonio zootecnico e vocazione territoriale, piuttosto che a “speculazioni”. L’utilizzo di superficie per coltura energetica è risultato contenuto in ogni provincia e l’elaborazione dei dati raccolti sembrerebbe non giustificare l’allarmismo registrato negli ultimi anni circa “l’uso di SAU per biogas”. Al contrario i dati raccolti permettono di affermare che la diffusione del biogas è un fenomeno positivo d’integrazione dell’attività agricola “tradizionale” con le nuove opportunità offerte dalla “green economy” in una logica di sviluppo armonioso e sostenibile dell’agricoltura del futuro.

#### 4.1.2 La filiera del biogas e gli impatti ambientali

Al fine di valutare gli impatti ambientali del sistema di produzione di biogas nella sua totalità, è stato utilizzato un approccio LCA (Life Cycle Assessment) (standard UNI EN ISO 14040 e 14044), o Valutazione del ciclo di vita, che si effettua “attraverso l’identificazione e la quantificazione dei consumi di materia ed energia e delle emissioni nell’ambiente e l’identificazione e la valutazione delle opportunità per diminuire questi impatti” (da SETAC-Society of Environmental Toxicology and Chemistry). L’analisi, condotta a livello di megadigestore provinciale per le province più significative (qui presentati i risultati riferiti a Cremona), si sviluppa a partire dalle materie prime (produzione, trasporti, etc.), alle tecnologie di processo di digestione anaerobica vera e propria (impianto in termini di materiali impiegati e funzionamento), alle diverse applicazioni del biogas prodotto (valorizzazione energetica e relative emissioni in atmosfera) e alla gestione del digestato in uscita dal processo di digestione anaerobica (trattamenti, stoccaggi, utilizzo in campo ed emissioni associate). Per la valutazione degli impatti, si è scelto il metodo ReCiPe V1.06 (2008), che comprende un set di categorie di impatto con i relativi fattori di caratterizzazione, chiamato “midpointlevel”, che vengono poi aggregate, tramite un fattore di pesa unitario, nel secondo set, chiamato “endpointlevel”, che comprende tre categorie di danno: salute umana, salute degli ecosistemi e depauperamento delle risorse (Figura 4.1.3).

**Figura 4.1.3. Metodo ReCiPe - 18 indicatori specifici midpoint e aggregazione nei 3 indicatori endpoint**



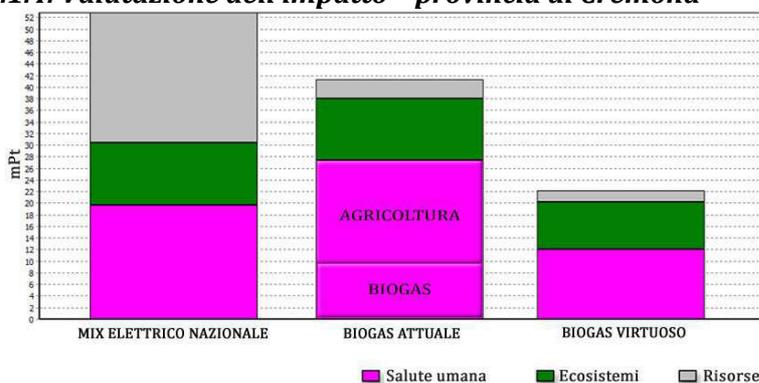
Sulla base dei dati risultati dell'analisi sopra descritta, è stato effettuato un primo confronto tra gli impatti relativi alla produzione di 1 kWh elettrico da mix nazionale e quelli della medesima produzione energetica da biogas.

Il risultato della fase di caratterizzazione evidenzia gli impatti, disaggregati per ognuna delle 18 categorie valutate, e permette di discriminare quali siano i processi responsabili in misura prevalente degli impatti stessi. Per alcune categorie la performance ambientale del biogas risulta peggiore rispetto alla produzione elettrica da mix nazionale: per alcune di esse (formazione di particolato atmosferico, acidificazione terrestre, eutrofizzazione, ecotossicità delle acque dolci) gli impatti sono legati alla gestione dei reflui zootecnici; per altre (ecotossicità terrestre, consumo della risorsa idrica, occupazione del suolo) gli impatti sono dovuti alle coltivazioni ed alla costruzione di impianto ed infrastrutture; per altre ancora (soprattutto la formazione di smog fotochimico) gli impatti prevalenti sono dovuti alle emissioni in atmosfera dal cogeneratore (si evidenzia che i dati relativi a tale processo sono stati rivisti ed integrati rispetto a quanto riportato nei risultati del Progetto Ecobiogas).

I risultati appaiono più chiari a livello endpoint, in cui tutti gli impatti vengono aggregati nelle tre categorie di danno: la produzione elettrica da biogas mostra una performance complessiva migliore ma un rischio superiore in termini di salute umana, rispetto alla produzione elettrica da mix nazionale. Nella figura 4.1.4 viene esplicitata la quota parte dell'agricoltura e quella del processo di digestione anaerobica e valorizzazione del biogas.

**Elettricità:  
confronto tra  
mix energetico  
nazionale  
e biogas**

**Figura 4.1.4. Valutazione dell'impatto - provincia di Cremona**



Unità FZ: 1kWh elettrico; metodo: ReCiPeEndpoint (H) V1.06/Europe ReCiPe H/A; mPt: millipoints;

Da quanto detto, appare necessario procedere per identificare le aree di riduzione degli impatti. Come precedentemente dimostrato, il biogas nasce, si sviluppa ed ha le sue radici all'interno della filiera produttiva agricola ed è corretto quindi considerare che, da essa, erediti tutti quegli impatti ambientali legati sia ai processi produttivi che gestionali. Proprio nell'attività agricola è possibile individuare le aree di forte miglioramento delle performance ambientali della filiera del biogas, così come ad oggi condotta, andando ad agire in termini di uso efficiente dell'azoto e di riduzione degli impatti colturali.

**Una migliore  
gestione della  
agricoltura  
può migliorare  
le performance  
ambientali  
del biogas**

---

La gestione dei reflui zootecnici può divenire “virtuosa” (Figura 4.1.4) soltanto con l’introduzione della digestione anaerobica da cui derivano molteplici vantaggi in termini di impatto: il processo di biodegradazione accelerata all’interno di bioreattori chiusi (invece di uno stoccaggio in vasche aperte) porta ad una riduzione del 80-90% delle emissioni in atmosfera; la produzione di un digestato che, grazie alle sue caratteristiche chimico-fisiche, può essere utilizzato al pari di un fertilizzante di sintesi a pronto uso, con maggiore efficienza di utilizzo da parte della pianta e la conseguente riduzione della liscivazione nel suolo; la minor viscosità della frazione liquida del digestato stesso, opportunamente separata, permette un utilizzo anche in copertura con totale azzeramento dell’utilizzo di fertilizzanti chimici (p.e. urea) e soprattutto rende possibile un’applicazione per iniezione che minimizza al massimo le perdite di ammoniaca in atmosfera.

A questo è possibile aggiungere i benefici derivanti da uno stoccaggio del digestato in vasche coperte con recupero del metano residuo, minimizzando al massimo le perdite in atmosfera.

Gli impatti ambientali relativi alla coltivazione di colture energetiche tradizionali (p.e. mais e triticale) possono essere di molto ridotti attraverso l’utilizzo di energy crops a basso impatto come, ad esempio la canna comune (*Arundo donax* L.); si tratta di una pianta rizomatosa, erbacea, perenne e alofita, che presenta alta resistenza a virus, malattie, carenze idriche e nutritive, e ad elevata salinità e garantisce alte rese di biomassa con ridotti input agronomici (azzeramento di diserbanti, pesticidi ed irrigazione; forte riduzione delle lavorazioni).

Sulla base di queste best available techniques (BAT), già oggi pienamente attuabili, è stato quindi introdotto uno scenario di confronto, definito “virtuoso”, e che si ritiene sia l’esempio di sviluppo che la filiera stessa dovrà seguire in quanto in grado di migliorare le performance ambientali e di diminuire molti degli impatti del comparto agricolo sul quale si innesta, soprattutto in termini di rischi per la salute umana (Figura 4.1.4). lavoro sta continuando per meglio focalizzare l’impatto della filiera del biogas anche in confronto con il mix energetico regionale e per andare a valutare se ed in che misura le BAT disponibili (abbattitori e catalizzatori) possano ulteriormente diminuire quegli impatti imputabili esclusivamente al processo di valorizzazione energetica del biogas.

## 4.2 La sostenibilità economico-ambientale del biogas in Lombardia

di Andrea Bartoli, Massimo Peri, Alessandro Olper - Department of Economics, Management and Quantitative Methods - Università degli Studi di Milano

In questo paragrafo si intende studiare la sostenibilità economica delle politiche a sostegno del biogas raffrontando il rapporto benefici/costi degli impianti di biogas regionali (sotto diversi scenari di sviluppo) con un indicatore di riferimento relativo al rapporto benefici/costi dell'intero pacchetto clima energia dell'Europa (fonte: Tol, 2012). Ne consegue che l'analisi si caratterizza per essere specificatamente orientata a una valutazione di tipo economico, prescindendo quindi da considerazioni finanziarie sul giudizio di convenienza relativo ai singoli imprenditori.

### 4.2.1 La valutazione dei benefici

La valutazione dei benefici associabili agli impianti a biogas si sostanzia nella quantificazione economica delle emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente<sup>37</sup> evitate rispetto alla quota parte di energia convenzionale non utilizzata in quanto prodotta dagli impianti stessi. La valutazione economica della CO<sub>2</sub> assume pertanto rilevanza nel quadro delle analisi a supporto delle scelte politiche sulla gestione di azioni regolamentative i cui effetti si manifestano sulle emissioni globali. A tal riguardo l'indicatore di riferimento è il Costo Sociale del Carbonio (Social Cost of Carbon - SCC) che viene comunemente stimato tramite la monetizzazione dei danni associati con l'incremento marginale di emissioni di carbonio in un dato anno. Più precisamente, esso rappresenta il valore attuale netto del danno incrementale legato ad un piccolo aumento di emissioni di carbonio (fonte: Newbold et al., 2010).

Per la scelta del valore del SCC da utilizzare in questo studio si è scelto di fare riferimento ad una recente pubblicazione (fonte: Tol, 2012) che si focalizza sul quadro europeo valutando diversi scenari di riferimento in merito al tasso di sconto utilizzato<sup>38</sup> ed al costo sociale legato all'implementazione di politi-

***La sostenibilità economica del biogas : i costi e i benefici per la collettività***

***La valutazione dei benefici del biogas attraverso la quantificazione economica delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitate***

---

<sup>37</sup> La CO<sub>2</sub> equivalente è l'unità di misura utilizzata per misurare il Global Warming Potential (GWP) dei gas climalteranti, ovvero il loro potenziale di riscaldamento globale. La CO<sub>2</sub> è il gas di riferimento usato per misurare tutti gli altri, quindi il GWP della CO<sub>2</sub>=1.

<sup>38</sup> Senza entrare nel dettaglio dei tecnicismi utilizzati nella letteratura scientifica per stimare il SCC, l'aspetto che emerge come più significativo nella quantificazione del SCC è il saggio di sconto che viene ad essere utilizzato per attualizzare le componenti di benefici/costi legati alle proiezioni temporali che vengono fatte sui possibili effetti dei cambiamenti climatici. Il presupposto base è che una funzione di benessere intertemporale non può soddisfare simultaneamente due condizioni; entrambe le scelte portano ad optare per una situazione nella quale una generazione sta meglio di e non peggio di (Pareto). Un tasso di preferenza temporale basso implica un maggior riguardo ai problemi con dinamica lenta come il cambiamento climatico. Non essendoci un accordo unanime nella letteratura scientifica di riferimento, molti degli studi e delle rassegne che quantificano il SSC portano un ventaglio di scenari con l'impiego di

**Il Costo Sociale del Carbonio può variare a seconda dei saggi intertemporali di riferimento**

che a favore del contenimento del cambiamento climatico<sup>39</sup>. Le valutazioni del SCC scaturiscono da una meta analisi di studi specifici che sintetizzano circa 232 valutazioni appartenenti a 47 studi scientifici. Nella tabella che segue (Figura 4.2.1) si riportano i valori di riferimento utilizzati, espressi in euro/tonnellata di CO<sub>2</sub> equivalente, corrispondenti a diversi saggi intertemporali di riferimento (r). E' interessante notare come la componente etica influisca significativamente nelle grandezze di riferimento con valori che passano da 76 euro/ton nel caso di r=0% a valori di 5 euro/ton per un saggio di sconto del 3%.

**Figura 4.2.1. Costo Sociale del Carbonio e benefici attesi pacchetto clima energia, sotto diverse ipotesi di saggio utilizzato.**

	0%	1%	3%
SCC (€/ton)	76	24	5
Benefici - CO <sub>2</sub> non emessa (mrd)	102,2	39,1	7,1

Fonte: Elaborazioni DEMM su dati Tol (2012).

Per quanto riguarda invece la realtà produttiva specifica del biogas, si fa riferimento ai dati relativi al calcolo dell'LCA (*Life Cycle Analysis*), emersi da una specifica analisi condotta sulla realtà lombarda<sup>40</sup>. In base alla quantità di CO<sub>2</sub> equivalente risparmiata tramite la produzione di energia da biogas rispetto all'inazione (assenza di impianti biogas), è infatti possibile stimare il beneficio marginale atteso secondo diverse ipotesi. Con riferimento a diversi megadigestori identificati nelle provincie di Cremona e Brescia (risultanti dalla sommatoria degli impianti appartenenti a ciascuna provincia), basandosi sui valori proposti da Tol, si determina dunque per diversi fattori di sconto del SCC il beneficio marginale atteso in centesimi di euro per kWh prodotto. Il confronto considera inoltre anche la presenza di impianti di filiere di produzione di biogas che utilizzano particolari accorgimenti volti al contenimento delle emissioni<sup>41</sup>, che di seguito vengono denominati come Cremona *Best Practise* (CRBP) e Brescia *Best Practise* (BSBP).

diversi saggi di attualizzazione. E' quindi compito politico valorizzare un tasso di interesse piuttosto che un altro.

<sup>39</sup> I costi di attuazione delle politiche sono calcolati come percentuale di perdita di benessere conseguente all'attuazione del "pacchetto clima energia".

<sup>40</sup> Tali dati sono stati reperiti nell'ambito del progetto di ricerca EcoBiogas: "Analisi economica ed economico-ambientale della produzione di biogas: implicazioni per le filiere agroalimentari e le politiche regionali" - ente finanziatore: Regione Lombardia.

<sup>41</sup> In particolare vengono considerate pratiche di gestione dei reflui e del digestato come: i) vasche di stoccaggio chiuse, in modo tale da azzerare le perdite di azoto ammoniacale in atmosfera; ii) l'applicazione del digestato in campo secondo tecniche di iniezione; iii) l'utilizzo del solo digestato in completa sostituzione dei fertilizzanti di origine fossile.

Ai fini dell'analisi costi benefici il presupposto è che gli impianti in questione costituiscano anche uno strumento per adempiere gli impegni del pacchetto clima energia e che le emissioni evitate siano costanti nel tempo (sino al 2020 e oltre). Di conseguenza il beneficio marginale, attualizzato con diversi valori del saggio di sconto, rappresenta un indicatore confrontabile con la componente dei costi marginali (incentivo costante nel tempo) e con i dati medi europei presi a riferimento. In Figura 4.2.2 si riportano i valori emersi per i differenti megadigestori ipotizzati e per i diversi fattori di sconto utilizzati per attualizzare il SCC.

**Figura 4.2.2. Emissioni evitate e benefici marginali attesi dagli impianti di biogas (€ cent/kWh)**

	kg CO <sub>2</sub> eq/kwh	€ cent/kwh		
		0%	1%	3%
Cremona	0,588	4,47	1,41	0,29
Cremona BP	0,653	4,96	1,57	0,33
Brescia	0,625	4,75	1,50	0,31
Brescia BP	0,709	5,39	1,70	0,35

Fonte: Elaborazioni DEMM su dati Progetto Eco-Biogas

#### 4.2.2 La determinazione del costo annuo degli incentivi per il biogas

Per la determinazione del costo indicativo annuo degli incentivi riconosciuti agli impianti di biogas si è seguita la procedura messa a punto dal GSE per contabilizzare il costo delle FER (fonte: GSE, 2013). In particolare la procedura di calcolo prevede che, nel caso della Tariffa onnicomprensiva, la modalità di calcolo del costo degli incentivi è data dal prodotto tra l'incentivo specifico riconosciuto all'intervento e l'energia incentivabile annua. Nel caso degli impianti a biogas che accedono a tariffe incentivanti costanti si associa un incentivo unitario calcolato come differenza tra la tariffa riconosciuta e il valore di prezzo zonale dell'energia elettrica nell'anno precedente a quello di riferimento. Con riferimento alla zona Nord Italia (classificazione GSE ai fini della gestione del mercato dell'energia elettrica) il prezzo zonale medio annuo (*baseline*) rilevato per gli ultimi due anni (2011 e 2012) è risultato rispettivamente pari a 7,018 e 7,411 €cent/kWh, per un valore medio di 7,21. Sottraendo a un valore della tariffa onnicomprensiva in vigore fino al gennaio 2013 (28 €cent/kWh, D.M. 18/12/2008) il valore del prezzo medio zonale si ottiene il costo del contributo a sostegno del biogas, pari a 20,79 €cent/kWh. Con l'adozione delle nuove politiche incentivanti di cui al D.M. 6 luglio 2012, si può ragionevolmente assumere una tariffa media di 20 €cent/kWh, cui consegue un costo medio degli incentivi pari a 12,79 €cent/kWh.

*L'incentivo per gli impianti di biogas è dato dalla differenza tra tariffa e prezzo zonale dell'elettricità*

**Con le politiche pre 2013 il rapporto costi-benefici è ancora lontano dalla media UE ...**

#### 4.2.3 Il rapporto benefici-costi

L'indicatore di sintesi sull'attuazione di politiche finalizzate al raggiungimento degli obiettivi del pacchetto clima energia e più in generale delle politiche che pongono l'ambiente al centro dei propri obiettivi viene in questo caso identificato con il rapporto benefici costi marginali. Nel caso del biogas, e con riferimento alle politiche *pre-2013*, il rapporto benefici costi mostra valori contenuti che variano da 0,21 per il tasso pari a 0% a Cremona a 0,26 a Brescia nel caso di *Best Practise* (Figura 4.2.3).

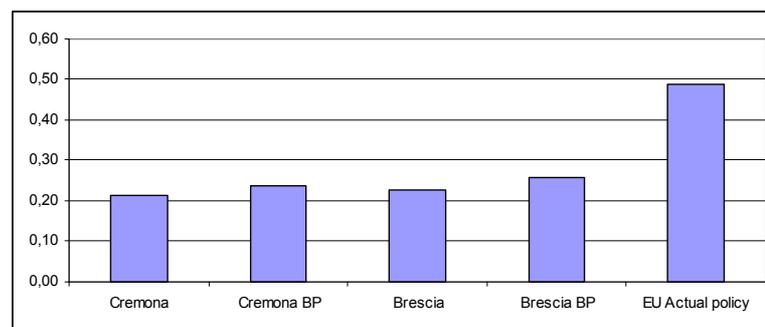
**Figura 4.2.3. Politiche pre-2013, rapporto benefici costi per i megadigestori lombardi sotto diverse ipotesi di tasso di interesse utilizzato.**

	0%	1%	3%
Cremona	0,21	0,07	0,01
Cremona BP	0,24	0,08	0,02
Brescia	0,23	0,07	0,02
Brescia BP	0,26	0,08	0,02

Fonte: Elaborazioni DEMM su dati Progetto Eco-Biogas

Sempre con riferimento al sistema incentivante *pre-2013* nella Figura 4.2.4 si mettono a confronto i risultati delle elaborazioni emerse dal quadro produttivo relativo al biogas regionale con il benchmark di riferimento europeo per un tasso pari a 0%: i risultati appaiono ben distanti dal dato medio europeo (0,49) relativo al pacchetto clima energia.

**Figura 4.2.4. Politiche pre-2013 rapporto benefici-costi: confronto fra megadigestori e benchmark (tasso = 0%)**



Fonte: Elaborazioni DEMM su dati Progetto Eco-Biogas

**... con il nuovo quadro normativo il rapporto benefici-costi si avvicina invece alla media europea**

Con riferimento invece alle nuove politiche incentivanti la produzione di biogas (D.M. 6 luglio 2012), l'indicatore di riferimento relativo al rapporto benefici costi viene ad assumere connotazioni più interessanti, soprattutto nel caso di adozione di gestione sostenibile delle filiere di produzione (*best practise*). Focalizzando, per comodità, l'attenzione sul tasso di interesse pari a 0% è possibile evincere chiaramente come l'adozione delle politiche incentivanti post-2013, unitamente all'impiego di tecniche sostenibili (*best practise*), consentono di ridurre notevolmente il gap rispetto al benchmark europeo preso a

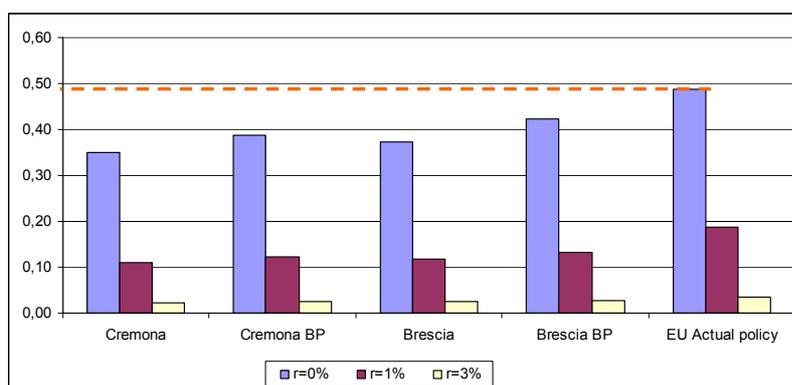
riferimento. Nelle Figure 4.2.5 e 4.2.6 si riportano i dati dai quali si evidenzia come Brescia BP, con un rapporto pari a 0,42, sia prossimo allo 0,49 del riferimento europeo.

**Figura 4.2.5. Politiche post-2013, rapporto benefici-costi: confronto fra megadigestori e benchmark per diverse ipotesi di saggio di interesse**

	0%	1%	3%
Cremona	0,35	0,11	0,02
Cremona BP	0,39	0,12	0,03
Brescia	0,37	0,12	0,02
Brescia BP	0,42	0,13	0,03
EU Actual policy	0,49	0,19	0,03

Fonte: Elaborazioni DEMM su dati Progetto Eco-Biogas

**Figura. 4.2.6. Politiche post-2013, rapporto benefici-costi: confronto fra megadigestori e benchmark per diverse ipotesi di saggio di interesse**



Fonte: Elaborazioni DEMM su dati Progetto Eco-Biogas

Queste prime valutazioni permettono dunque di evidenziare un effettivo miglioramento nell'efficienza delle politiche a sostegno del biogas. Lo schema incentivante successivo all'entrata in vigore del D.M. 6 luglio 2012, unitamente all'adozione di tecniche di produzione maggiormente attente agli aspetti di contenimento delle emissioni, consente infatti di porre, in termini di benefici ambientali, gli sforzi economici sostenuti per la produzione di biogas pressoché al pari di quelli sostenuti a livello comunitario per la finalizzazione del pacchetto clima energia<sup>42</sup>.

**Migliora  
l'efficienza e  
la sostenibilità  
economica  
delle politiche  
per il biogas**

<sup>42</sup> I riferimenti bibliografici sono disponibili presso gli Autori.

---

### 4.3 Il biogas da FORSU: aspetti ambientali

*di Michele Pognani, Giuliana D'Imporzano, Fabrizio Adani - Gruppo Ricicla, DiSAA Università di Milano Laboratorio di Chimica del Suolo e Ambientale e Laboratorio Biomasse e bioenergia, Parco Tecnologico Padano, Lodi.*

La produzione di rifiuti solidi urbani, ormai da anni, è caratterizzata da un trend crescente sia nei Paesi sviluppati che in quelli in via di sviluppo. Molti stati hanno organizzato sistemi di raccolta differenziata dei rifiuti urbani in modo da poter riciclare e riutilizzare parte di tali rifiuti. La Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani (FORSU) è costituita da una miscela di materiali altamente biodegradabili che devono essere sottoposti a specifici trattamenti. Le nuove strategie di riduzione dei rifiuti, riciclo e riutilizzo hanno favorito l'instaurarsi di politiche volte a sviluppare la raccolta differenziata (sia a livello comunitario che dei singoli stati membri). Inoltre la necessità di ridurre la quantità di rifiuto organico conferito in discarica ha favorito la costruzione di impianti di compostaggio e digestione anaerobica della FORSU. L'obiettivo principale da perseguire mediante il trattamento della frazione organica dei rifiuti solidi urbani è la stabilizzazione della materia organica facilmente biodegradabile e ottenere un ammendante organico stabile e libero da patogeni e malerbe. Attualmente le due principali tecnologie utilizzate per il trattamento della FORSU, entrambe biologiche, sono il compostaggio e la digestione anaerobica.

***La FORSU è costituita da materiale organico putrescibile ed è un substrato ideale per la digestione anaerobica***

Il compostaggio rappresenta tuttora il sistema biologico più utilizzato per trattare la FORSU anche se durante gli ultimi dieci anni gli impianti di digestione anaerobica sono cresciuti di numero e capacità di trattamento. La digestione anaerobica appare una strada efficiente e tecnicamente percorribile per poter trattare la FORSU in modo appropriato e per ottenere un prodotto organico stabilizzato unitamente a energia rinnovabile.

L'incenerimento, caratterizzato da elevati costi di investimento a causa della complessità dei sistemi di trattamento dei gas di scarico e delle strutture, non è stato preso in considerazione in quanto è ormai in assoluto lo scenario meno auspicabile.

L'aspetto ambientale del trattamento della FORSU attraverso la digestione anaerobica è stato affrontato da diversi autori utilizzando la metodologia standardizzata del Life Cycle Assessment (LCA). Questa metodologia, ormai ampiamente impiegata in numerosi contesti, consente di analizzare sistematicamente tutti gli impatti ambientali diretti e indiretti connessi ad uno specifico scenario o processo applicando il principio "dalla culla alla tomba" cioè rivolgendosi all'intero ciclo di vita del prodotto/servizio oggetto dello studio.

In questo specifico caso sono state considerate le analisi svolte nel corso degli ultimi anni da autori nazionali e internazionali inerenti gli impatti causati dal trattamento di una unità di FORSU mediante differenti tecnologie quali: compostaggio (al chiuso e all'aperto), digestione anaerobica, sistemi combinati di digestione anaerobica e compostaggio, incenerimento. Gli impatti general-

mente analizzati riguardano i consumi energetici richiesti per portare a termine il processo di trattamento e gli impatti ambientali derivanti quali emissioni di gas nocivi in atmosfera, generazione di residui/scarti di trattamento e possibile liberazione di inquinanti liquidi e solidi nell'ambiente.

Le differenti tecnologie applicate per il trattamento dei rifiuti e per la stabilizzazione della FORSU sono state oggetto di numerosi studi incentrati alla determinazione del loro impatto ambientale complessivo. Nel campo dei trattamenti che basano la loro funzionalità sui processi biologici, il compostaggio e la digestione anaerobica della FORSU sono considerati i predominanti sistemi adottati a livello mondiale. Tali processi sono stati ampiamente studiati e confrontati rispetto numerose prospettive e problematiche. Tra gli aspetti ambientali principali è possibile ritrovare dati e casistiche inerenti principalmente lo studio delle emissioni in atmosfera (ammoniaca, metano, ossido di diazoto e composti organici volatili). Generalmente vengono considerate diverse categorie di impatti le quali convogliano numerosi aspetti. Le principali sono: effetto serra, acidificazione delle acque superficiali, ossidazione fotochimica, eutrofizzazione e distruzione dello strato di ozono. Tuttavia molti studi riportano valori derivanti da prove effettuate in laboratorio, mentre solo pochi sono stati ottenuti effettuando analisi in impianti su scala reale.

A seguire verranno brevemente discussi gli aspetti di maggior interesse.

*Energia.* Rispetto la quantità di energia usata in impianto per il trattamento della FORSU bisogna considerare le due fonti energetiche principalmente utilizzabili: l'energia elettrica e il gasolio. La prima viene usata principalmente dai motori elettrici predisposti per la movimentazione di flussi liquidi di materiale (pompe) e per il funzionamento dei ventilatori; la seconda entra in gioco durante la movimentazione del rifiuto stesso attraverso ruspe e camion. Maggiori sono le distanze e i movimenti a cui è sottoposta la FORSU maggiore sarà il fabbisogno in gasolio.

Il processo di digestione anaerobica della FORSU determina numerosi vantaggi energetici rispetto il trattamento di una analoga quantità in un impianto di compostaggio. Tali vantaggi si rilevano sia sul consumo di elettricità che nel fabbisogno di gasolio. In dettaglio il processo di digestione anaerobica prevede una minore movimentazione della FORSU rispetto il compostaggio in quanto il rifiuto una volta conferito all'impianto deve essere solo pretrattato prima di essere digerito anaerobicamente. La fase di pretrattamento determina l'allontanamento (e ove possibile il recupero) della frazione inerte (plastica, metallo e vetro) e la preparazione della FORSU alle condizioni operative del digestore (diluizione con digestato, triturazione, etc.). La FORSU così preparata viene introdotta all'interno del digestore ove permarrà per un periodo variabile generalmente compreso tra i trenta e i quaranta giorni. Durante la digestione anaerobica le molecole organiche costituenti la FORSU verranno degradate grazie a determinate catene trofiche di microorganismi e si avrà la produzione di biogas il quale verrà valorizzato direttamente in impianto. Du-

***Il compostaggio e la digestione anaerobica sono le principali biotecnologie utilizzate per il trattamento della FORSU***

---

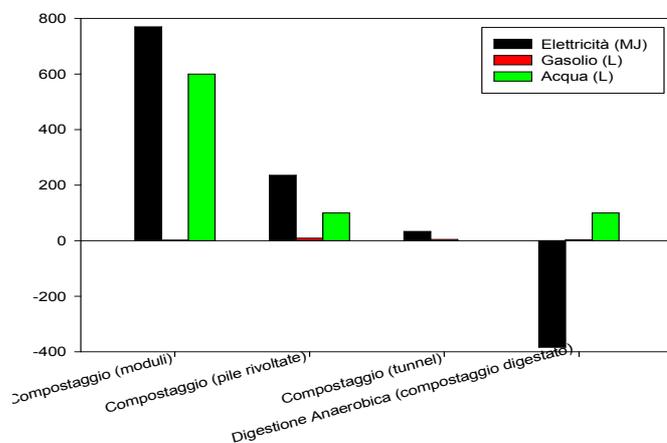
**La digestione anaerobica della FORSU permette la produzione di biogas e quindi di energia elettrica e termica**

rante la digestione anaerobica il consumo energetico è determinato solo dai motori elettrici che devono garantire la miscelazione corretta all'interno del digestore. Lo stoccaggio del digestato dell'impianto non comporta consumi rilevanti di energia.

Il compostaggio per poter essere portato a termine efficacemente necessita di un elevato apporto energetico in quanto il materiale deve essere ossigenato mediante insufflazione di aria, irrigato e rivoltato. Tutte queste attività necessitano di energia elettrica o dell'utilizzo di pale meccaniche funzionanti a gasolio. Inoltre l'energia intrappolata nelle molecole organiche costituenti la FORSU viene dispersa sotto forma di calore. Ciò non accade nella digestione anaerobica in quanto il processo è in grado di "immagazzinare" l'energia derivante dalla degradazione delle molecole organiche della FORSU alle molecole di metano costituenti il biogas.

La valorizzazione del biogas determina la produzione di energia elettrica unitamente ad una ingente quantità di energia termica (sotto forma di acqua calda). Generalmente questa quantità di calore è utilizzata in parte in impianto per termostatare il digestore e riscaldare le strutture aziendali e per il resto viene ceduta all'ambiente. Teoricamente potrebbe essere utilizzata per riscaldare grossi edifici (fabbriche, piscine, ospedali, scuole, etc.) e ridurre così il loro consumo energetico e di conseguenza il loro impatto ambientale. Sfortunatamente non sono di norma presenti nelle vicinanze degli impianti di biogas strutture di grosse dimensioni che abbiano un fabbisogno termico costante per tutto l'arco dell'anno. In Italia l'energia elettrica prodotta viene immessa nella rete elettrica nazionale e venduta sul mercato elettrico. La produzione di elettricità da impianti di digestione anaerobica di FORSU è ulteriormente incentivata nel campo delle fonti energetiche rinnovabili attraverso un sistema di tariffe favorevoli. Tali meccanismi di tariffazione vantaggiosa sono regolati dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE). La quantità di energia elettrica prodotta supera di gran lunga il fabbisogno dell'impianto generando così degli utili. Normalmente un impianto correttamente dimensionato consuma tra il 20% e il 40% dell'energia elettrica prodotta. Con la figura 4.3.1 vengono riassunti e confrontati i consumi energetici (e idrici) di diverse tecnologie applicate a sistemi di compostaggio rispetto un impianto di digestione anaerobica di FORSU ove si attua anche il compostaggio del digestato prodotto.

**Figura 4.3.1. Input energetici e consumo idrico di differenti tecnologie attualmente usate per il trattamento della FORSU)**



Nonostante la presenza della fase di compostaggio del digestato è evidente come la digestione anaerobica della FORSU sia energeticamente favorevole (consumi negativi quindi eccedenza di energia elettrica) e anche il fabbisogno in gasolio è minore in quanto il rifiuto viene movimentato meno.

**La digestione anaerobica della FORSU è energeticamente efficiente**

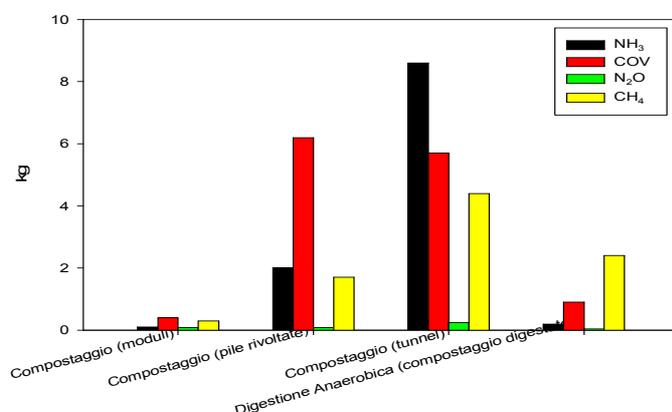
**Consumo idrico.** Anche in questo caso gli impianti che trattano la FORSU mediante la digestione anaerobica risultano essere più parsimoniosi nell'utilizzo di acqua rispetto gli impianti di compostaggio (Figura 4.3.1). Il processo di digestione anaerobica conserva l'acqua di processo all'interno del digestore mentre il compostaggio, durante la fase esotermica, è caratterizzata un'elevata riduzione del contenuto di acqua all'interno del materiale a causa della forte evaporazione. L'acqua deve essere reintrodotta durante la fase di maturazione o durante la fine del processo di compostaggio per evitare l'inibizione del processo. Nell'eventualità di dover diluire la FORSU per renderla idonea alla digestione anaerobica può essere usato (ricircolato) lo stesso digestato evitando quindi l'utilizzo di acqua fresca. Negli impianti di trattamento della FORSU a elevato contenuto tecnologico, il consumo di acqua può essere determinato dalla presenza di lavatori dell'aria dei capannoni indipendentemente dalla tipologia di trattamento biologico (aerobico o anaerobico) adottato.

**Emissioni gassose.** In riferimento al contenuto tecnologico dell'impianto di trattamento anche le emissioni gassose, come il consumo di acqua, ne sono direttamente influenzate. La presenza di un sistema di trattamento dei gas derivanti dal processo di compostaggio determina una riduzione/scomparsa del problema dell'emissione in atmosfera di composti in grado di generare piogge acide, distruzione dello strato di ozono, smog fotochimico e cattivi odori.

Rispetto questo parametro gli impianti che compostano la FORSU sono più sensibili a soffrire di emissioni gassose nocive prodotte durante la fase attiva di compostaggio ove è presente un flusso d'aria, costante o intermittente, che passa attraverso la FORSU e permette il mantenimento delle condizioni aereo-

biche all'interno del rifiuto stesso. Tale flusso d'aria strappa i composti organici volatili (COV), gli ossidi di diazoto ( $N_2O$ ) e altri composti che si generano durante la degradazione della sostanza organica costituente la FORSU. Questa corrente gassosa deve pertanto essere depurata attraverso lavatori di gas o biofiltri per poter ridurre e/o annullare gli effetti dannosi di tali sostanze sull'ambiente. Ciò non si verifica negli impianti di digestione anaerobica in quanto i digestori sono completamente sigillati e il biogas prodotto, dato il suo elevato valore, è convogliato, canalizzato e utilizzato direttamente in loco. La criticità di tali impianti si rileva nelle perdite di metano ( $CH_4$ ) e di ammoniaca ( $NH_3$ ) dovute allo stoccaggio del digestato prodotto. L'evaporazione dell'ammoniaca, oltre a determinare un forte impatto odorigeno e favorire la formazione di piogge acide, causa una perdita del valore fertilizzante (diminuzione del contenuto di azoto) del digestato stesso nel momento in cui è prevista la sua valorizzazione in campo agronomico. Le perdite di metano si traducono in un mancato guadagno dovuto alla loro non valorizzazione in sito (non vengono inviate al cogeneratore per produrre elettricità e calore) e causano un impatto ambientale considerevole nei confronti dell'effetto serra (il metano è 21 volte più potente rispetto l'anidride carbonica). Il controllo e minimizzazione delle perdite di metano può essere considerato un fattore determinante nella determinazione dell'impatto ambientale globale di un impianto di digestione anaerobica. In Figura 4.3.2 si confrontano le emissioni (calcolate su un tonnellata di FORSU) dei principali contaminanti atmosferici liberati da differenti impianti di compostaggio e di digestione anaerobica. Anche in questo caso la digestione anaerobica della FORSU permette di contaminare meno a parità di trattamento rispetto gli impianti di compostaggio. Nello specifico caso mostrato in Figura 4.3.2 l'elevata emissione di metano in atmosfera è principalmente dovuta al processo di compostaggio a cui viene sottoposto il digestato.

**Figura 4.3.2. Emissioni dei principali contaminati atmosferici di differenti tecnologie attualmente usate per il trattamento della FORSU**



Analizzando i parametri sopra descritti e in relazione alla tipologia di trattamento a cui è sottoposta la FORSU (compostaggio: aerobico; digestione anaerobica: anaerobico) si può concludere che negli impianti di digestione anaerobica ove il biogas viene utilizzato per produrre elettricità e calore, questa elettricità viene considerata come un impatto evitato in altre realtà produttive quindi ad un risparmio in termini di emissioni e inquinamento. La valorizzazione energetica del biogas ne prevede la combustione dello stesso in unità cogenerative, la CO<sub>2</sub> emessa da tali unità non viene conteggiata ai fini dell'incremento dell'effetto serra in quanto si tratta di carbonio derivante da uno scarto organico rinnovabile (non si tratta di carbonio fossile). Allo stesso modo per il compostaggio il carbonio emesso durante il processo deriva da scarti organici rinnovabili ma in questo caso, la produzione e liberazione di CO<sub>2</sub> non determina la produzione di energia quindi non si verifica la compensazione dell'energia prodotta da fonti tradizionali. Il contributo maggiore in termini di impatto ambientale è imputabile alle emissioni di ammoniaca e metano, ma una corretta e accurata gestione dell'impianto e degli stoccaggi (nonché dell'eventuale spandimento in campo del digestato) permette di minimizzarne l'effetto. Il metano tuttavia, anche se prodotto in natura, viene conteggiato in quanto viene generato dagli impianti di compostaggio quando il processo è mal gestito e perso dagli impianti di digestione anaerobica quando sono strutturalmente carenti o deficienti in manutenzione ed eventualmente mal gestiti (Figura 4.3.2).

Diversi studi effettuati comparando tali bio-tecnologie di trattamento della FORSU convergono alla medesima conclusione che la digestione anaerobica è in grado di apportare benefici ambientali e vantaggi economici rispetto il compostaggio. Anche nel caso in cui sia prevista una fase di compostaggio del digestato i vantaggi ottenuti dalla valorizzazione del biogas e dai parametri precedentemente descritti rendono ambientalmente favorevole tale modalità di trattamento della FORSU (Figure 4.3.1 e 4.3.2).

L'impatto ecologico/ambientale degli impianti di digestione anaerobica della FORSU aumenta ulteriormente se il digestato viene utilizzato in agricoltura come ammendante e fertilizzante rimpiazzando l'utilizzo del compost e limitando l'impiego di fertilizzanti di sintesi. La mancata produzione, trasporto e distribuzione dei fertilizzanti chimici determina un ingente risparmio di energia fossile necessaria alla loro produzione. Ciò si traduce in minori emissioni di CO<sub>2</sub> e gas nocivi per l'ambiente. Allo stesso modo anche la distribuzione del compost permette di ottenere vantaggi ambientali analoghi. Altri studi inerenti la determinazione dell'impatto ambientale della digestione anaerobica della FORSU associano a tali impianti un valore positivo, ossia un miglioramento complessivo della qualità ambientale. Questi studi valutano, oltre alla già descritta produzione di elettricità, il mancato trattamento della stessa quantità di FORSU con tecnologie sfavorevoli dal punto di vista ambientale quindi ad un ulteriore risparmio energetico e ad una evitata dispersione nell'ambiente di molecole inquinanti e nocive.

***La digestione anaerobica della FORSU ha performance ambientali migliori del compostaggio***

---

A parità di rifiuto in ingresso e di impatti nella fase di raccolta e trasporto, la digestione anaerobica della FORSU mostra le performance ambientali migliori in quanto: si sostiene dal punto di vista energetico; produce energia rinnovabile che permette di evitare l'utilizzo di combustibili fossili; consente il recupero dei nutrienti contenuti nella FORSU attraverso la produzione di digestato (o in alternativa compost di digestato) utilizzabile con successo in agricoltura evitando quindi l'utilizzo di fertilizzanti di sintesi<sup>43</sup>.

---

<sup>43</sup> I riferimenti bibliografici sono disponibili presso gli Autori.

## 5. Le prospettive di sviluppo

Il quadro delle agroenergie finora tracciato ritrae un comparto assai articolato e complesso, che ha avuto una forte crescita negli ultimi anni, ma che possiede ancora un significativo potenziale di sviluppo. Varie sono le direzioni delle possibili evoluzioni di questo settore nel nostro Paese: dall'integrazione nel sistema energetico nazionale allo sviluppo di una molteplicità di applicazioni tecnologiche, all'apporto per la mobilità sostenibile, a un diverso sviluppo territoriale. In questo capitolo si raccolgono dunque alcuni contributi sui diversi temi, tra cui: gli scenari futuri delle fonti rinnovabili, le smart grid, la bioraffineria, le opportunità di sviluppo per il Sud e le prospettive per le agroenergie.

### 5.1 Gli scenari di sviluppo delle fonti rinnovabili

*di Raffaella Urania, Cosetta Viganò, Andrea Zaghi - assoRinnovabili*

Il presente paragrafo ha l'obiettivo di inquadrare le agroenergie nel quadro complessivo delle fonti rinnovabili in Italia e in Europa, con particolare riguardo alla recente presentazione della proposta della Commissione Europea sugli obiettivi al 2030.

#### 5.1.1 Lo sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) ad oggi

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili ha assunto negli ultimi dieci anni un ruolo fondamentale nella politica energetica nazionale. Tra il 2000 e il 2012 in Italia è stata installata una potenza efficiente lorda di circa 29.000 MW (fonte: GSE), un dato considerevole se si pensa che l'intero parco rinnovabile, prevalentemente caratterizzato da impianti idroelettrici, registrava nel 2000 una potenza di 18.335 MW, e nel 2012 ha raggiunto una potenza pari a 47.345 MW (Figura 5.1.1). Col passare del tempo la potenza elettrica installata relativa agli impianti idroelettrici è rimasta pressoché costante, mentre per le altre fonti rinnovabili è cresciuta in modo molto rilevante, grazie anche all'evoluzione dei sistemi di incentivazione che si sono susseguiti negli anni e che ne hanno promosso lo sviluppo. In Italia, infatti, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, già a partire dalla seconda metà degli anni '90, è stata incentivata da diversi meccanismi, i quali, nonostante abbiano subito numerose modifiche nel corso degli anni e non sempre siano stati efficienti, hanno indotto gli operatori a effettuare importanti investimenti nel settore.

***Lo sviluppo  
storico  
delle FER***

**Figura 5.1.1. Evoluzione della potenza installata degli impianti a fonti rinnovabili in Italia**



Fonte: GSE, 2013

### 5.1.2 Le prospettive per le FER nel medio periodo

#### **Le prospettive delle FER**

Il quadro regolatorio italiano delle rinnovabili elettriche è considerato una “best practice” a livello europeo, ma tutti i benefici si perdono nel contesto applicativo che è instabile, non omogeneo su tutto il territorio e ha procedure complesse e tempistiche troppo lunghe. Questo scenario di incertezza scoraggia almeno in parte gli investimenti e, cosa ancor più importante, rende difficile l’accesso al credito. Con l’introduzione di Registri e Aste si è peraltro innestato un ulteriore elemento di aleatorietà circa la reale possibilità di rientrare nei contingenti stabiliti e ciò penalizza soprattutto gli operatori medio-piccoli che non possono assumersi gli stessi rischi delle grandi utility, né fornire le elevate garanzie richieste dalle banche.

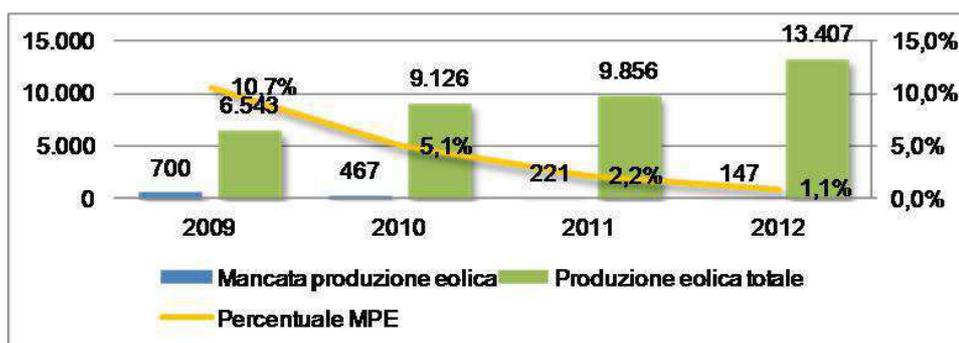
#### **L’accesso alla rete elettrica**

Un altro problema riguarda la possibilità di accesso alla rete, che non si è sviluppata con lo stesso passo delle FER. La magliatura della rete era storicamente più sviluppata laddove si concentravano la produzione manifatturiera e i consumi ovvero nelle aree industriali del Paese principalmente localizzate al Nord. Ma l’irradiazione della fonte solare e la ventosità sono più intense nel Sud del Paese ed è proprio in queste regioni che si sono diffusi in massima parte gli impianti fotovoltaici ed eolici, che si sono così trovati a fare i conti con un’infrastruttura di rete spesso di portata insufficiente ad assorbirne la produzione, senza considerare che la non programmabilità di tali fonti richiede anche una maggiore flessibilità della rete. Tuttavia è doveroso riconoscere anche i rilevanti progressi che il gestore di rete Terna ha conseguito su questo aspetto negli ultimi anni, in cui la Mancata Produzione Eolica (MPE), ovvero il regime in base al quale gli impianti eolici vengono “staccati” in tempo reale

#### **Distacco “comandato” dalla rete delle FER**

da Terna al fine di risolvere le situazioni di congestione sulla rete di trasmissione, si è ridotto di molto, (Figura 5.1.2), passando dal 10,7% del 2009 all'1,1% del 2012, nonostante il contestuale incremento della produzione eolica.

**Figura 5.1.2. Evoluzione della potenza installata degli impianti a fonti rinnovabili in Italia**



Altri ostacoli rilevanti in materia di accesso alla rete, sono le lunghe attese per le connessioni e la saturazione virtuale che, seppur non più così incidenti come negli anni passati, hanno determinato un forte rallentamento nella realizzazione dei progetti.

Per superare le barriere descritte allo sviluppo delle FER è necessaria una serie di interventi:

- Semplificare le procedure amministrative, applicando regole certe, chiare ed omogenee tra le diverse regioni/provincie e ridurre l'eccesso di burocrazia che allunga i tempi di conclusione dei progetti.
- Rispettare le tempistiche previste dalla legislazione sia per il completamento delle procedure autorizzative o di connessione, che per l'attuazione delle disposizioni previste.
- Garantire incentivi stabili nel tempo senza misure retroattive, evitando i continui cambiamenti dei sistemi incentivanti che non danno agli operatori le garanzie necessarie alla valutazione dell'investimento ed all'accesso ad un adeguato supporto finanziario da parte degli istituti di credito.
- Fornire maggiore chiarezza ed omogeneità nella disciplina della fiscalità della produzione di energia elettrica, oggi caratterizzata da un'applicazione differenziata ed arbitraria delle regole da parte delle agenzie territoriali.
- Garantire uno sviluppo della rete che vada di pari passo con lo sviluppo delle energie rinnovabili, anche grazie a procedure di autorizzazione più rapide per le opere infrastrutturali.
- Favorire una riforma del mercato elettrico che consenta l'aggregazione di impianti con caratteristiche diverse (programmabili e non programmabili,

---

fossili e rinnovabili), incentivando una più corretta programmazione della produzione, semplificando la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento e favorendo un ruolo più attivo da parte della domanda.

- Promuovere più efficacemente le attività di ricerca e sviluppo per alimentare l'innovazione e rendere sempre più competitivi i prezzi delle tecnologie.

### **Smart-grid e programmazione della produzione delle FER**

Nonostante i numerosi ostacoli ancora da superare, che impediscono uno sfruttamento delle fonti rinnovabili efficiente ed in linea con le potenzialità del nostro Paese, non c'è alcun dubbio che l'Italia possa raggiungere l'obiettivo nazionale fissato dalla Direttiva 2009/28/CE sui consumi di energia di fonti rinnovabili. A dimostrarlo ci sono i successi negli obiettivi intermedi del 2011 in tutti e tre i settori - elettrico, termico e trasporti - e il tasso di crescita delle FER che tra il 2010 e il 2011 è stato del 16,7%. Mentre il termine per il raggiungimento dei target si avvicina, il mondo dell'energia si domanda se continuare a guardare al 2020 come a un traguardo da raggiungere o come un nuovo punto di partenza.

Sul fronte della politica energetica europea, il documento di consultazione (Green Paper), pubblicato ormai lo scorso anno dalla Commissione Europea relativo agli obiettivi energetici post 2020, ha rappresentato il primo passo verso la definizione delle politiche europee in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione dell'economia delle roadmap al 2050 (energia ed economia a basso tenore di carbonio), dove le fonti rinnovabili potranno giocare un ruolo strategico.

### **Obiettivi UE post 2020**

Il secondo passo è stato compiuto a metà gennaio in occasione della presentazione della proposta della Commissione Europea sugli obiettivi al 2030. Due gli obiettivi vincolanti: la riduzione del 40% rispetto ai livelli del 1990 delle emissioni CO<sub>2</sub> e il raggiungimento del 27% di rinnovabili sui consumi a livello UE per il 2030. Se il primo è certamente un obiettivo ambizioso e condivisibile, delude invece l'obiettivo per le rinnovabili, ritenuto inadeguato anche perché non verrà declinato in target nazionali e pertanto sussiste il rischio di un forte rallentamento della crescita registrata negli ultimi anni in Italia e in Europa. La Comunicazione segna in sostanza una battuta d'arresto nella definizione di obiettivi realmente sfidanti che erano alla base delle scelte di molti investitori, mettendo a repentaglio gli importanti risultati ottenuti in termini di occupazione (oltre 130.000 gli addetti nelle sole rinnovabili elettriche) e di incremento dell'indipendenza energetica. Nel 2014 tale proposta sarà discussa dagli organi decisionali dell'Unione europea, Consiglio Europeo e Parlamento Europeo, che si auspica possano assumere un approccio più ambizioso al fine di progredire verso un sistema energetico competitivo e sicuro, da cui deriveranno prezzi accessibili per i consumatori, minore dipendenza dalle importazioni di energia, benefici certi per l'ambiente e nuove opportunità per la crescita e l'occupazione.

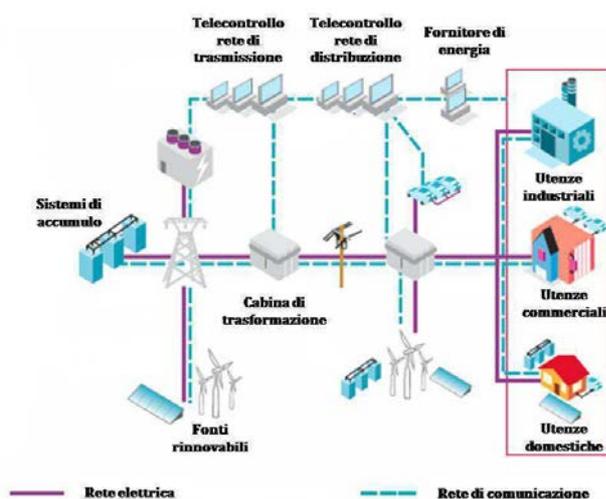
## 5.2 Le Smart Grid per il settore agroindustriale

di Valeria Cantello (Gruppo CIE - Energrid) e Paolo Mollo (CSP - Innovazione nelle ICT, EmSysLab)

Tra le innovazioni che stanno accompagnando lo sviluppo delle FER vi sono i sistemi di gestione flessibile dell'energia e in particolare le Smart Grid. In questo contesto le agroenergie possono avere un ruolo peculiare.

Con il termine "Smart Grid" si definisce una rete elettrica che può gestire in modo intelligente le azioni di tutti gli utenti che si collegano ad essa, siano essi produttori o utilizzatori o entrambi. Questo consente di realizzare un sistema di alimentazione elettrica sostenibile, economico e sicuro.

**Figura 5.2.1. Esempio di Smart Grid**



Fonte: IEA

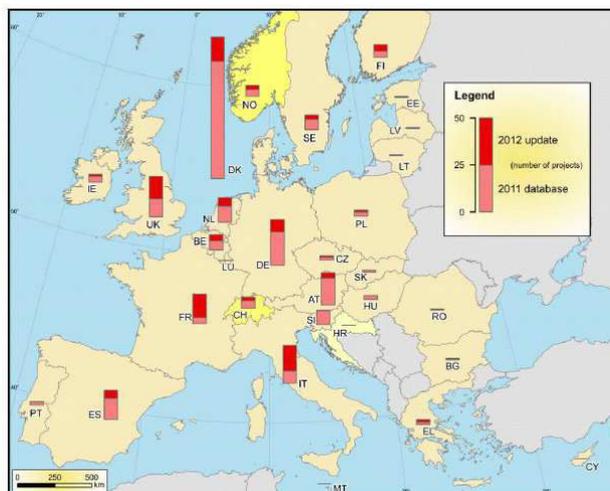
Rispetto ad una rete elettrica tradizionale, la Smart Grid si differenzia per due aspetti: il funzionamento bidirezionale e l'abbinamento a dispositivi "intelligenti". Il funzionamento bidirezionale consente non solo la distribuzione dell'energia dalla rete ad alta tensione alle utenze finali in media e bassa tensione, ma anche la gestione in immissione dell'energia elettrica prodotta dai piccoli impianti di generazione distribuiti sul territorio. Questo comporta la possibilità di invertire il flusso di alimentazione dalla bassa tensione all'alta tensione. Inoltre l'abbinamento a dispositivi "intelligenti" abilita il monitoraggio e il controllo in tempo reale delle condizioni di funzionamento, con la conseguente possibilità di ottimizzare l'esercizio della rete.

Ad oggi in Europa il concetto di Smart Grid è stato implementato prevalentemente nell'ambito di progetti di ricerca o di iniziative pilota. A livello complessivo, si può affermare che, nonostante il mercato non sia ancora del tutto maturo, dopo un primo periodo di sviluppo (2002 - 2005), caratterizzato da pochi progetti sporadici, si è assistito ad un costante incremento delle iniziati-

***I progetti di Smart Grid sono in costante aumento***

ve di Smart Grid, fino a raggiungere nel 2012 un totale di 281 iniziative censite a livello europeo. Il corrispondente investimento è stato pari a circa 1,8 miliardi di euro, per una spesa annua media valutata intorno ai 200 milioni di euro, con un picco di 500 milioni di euro annui registrato nel 2011.

**Figura 5.2.2. Diffusione dei progetti di Smart Grid**



Fonte: JRC

Il budget dei singoli progetti è in costante aumento: le iniziative al di sopra dei 20 milioni di euro sono passate dal 27% del totale nel 2006 al 61% nel 2012.

***L'Italia è tra i Paesi europei più attivi nell'ambito dei progetti pilota***

L'Italia, il Regno Unito, la Germania e la Francia sono tra i Paesi europei più attivi nell'ambito dei progetti pilota, mentre la Danimarca è il maggiore investitore nelle iniziative di ricerca e sviluppo.

Ad oggi i soggetti che partecipano maggiormente ai progetti di Smart Grid sono i Distributori di energia elettrica e le Utility, seguiti dai Centri di Ricerca, dalle Università, dai produttori di tecnologia e dalle aziende che operano nel settore dell'informatica e delle telecomunicazioni. E' invece ancora limitato il coinvolgimento di fornitori di servizi perché questi risentono particolarmente della mancanza di regole di standardizzazione e dell'attuale incertezza normativa. Anche la partecipazione dei consumatori ai progetti pilota è ancora contenuta: in media non supera i 2.000 utenti finali per singola iniziativa. E' comunque interessante notare che le leve di maggiore coinvolgimento dell'utenza finale sono rappresentate dal potenziale di riduzione dei costi e dai benefici ambientali.

***Gli investimenti privati sono ancora limitati***

In generale gli investimenti privati nel settore delle Smart Grid sono tuttora limitati, poiché manca un riferimento certo sia per valutarne il ritorno economico, sia per definire le regole di condivisione dei costi e dei benefici. Il settore in oggetto non si discosta da questo stato di cose. La presenza di un finanziamento è quindi ad oggi determinante per abilitare le iniziative nel settore. Circa l'87% dei progetti censiti, pari al 94% del budget totale, ha infatti ricevuto incentivi. In media il 55% dei costi di progetto è stato coperto da fi-

nanziamenti nazionali, europei o da regole normative (ad esempio, incentivi in tariffa). Il 45% della spesa è stata invece sostenuta da capitale privato.

Per quanto riguarda il contenuto tecnico dei progetti, la maggior parte delle iniziative ha avuto l'obiettivo di sviluppare soluzioni informatiche per gestire la generazione distribuita e per incrementare la flessibilità sia della produzione, sia del consumo finale.

E' opportuno sottolineare che gli ostacoli normativi e di mercato rappresentano ad oggi le maggiori barriere allo sviluppo per i progetti di Smart Grid: la carenza di norme per la gestione attiva e flessibile dell'utenza finale; l'assenza di standard di comunicazione tra operatori di mercato; l'incertezza nella definizione dei diversi ruoli chiave e dei relativi schemi contrattuali; la frammentarietà della regolamentazione tra i diversi Paesi europei, che riduce la possibilità di replicare i progetti pilota oltre i confini nazionali.

Una riflessione a parte meritano infine gli investimenti per il monitoraggio dei consumi in tempo reale, ossia per gli Smart Meter. In questo ambito sono già state intraprese iniziative per un totale di 4 miliardi di euro, di cui 2,1 miliardi in Italia e 1,5 miliardi in Svezia. Sulla base degli impegni già assunti da parte di molti Stati Membri e del crescente interesse verso tale campo applicativo, si stima che entro il 2020 in Europa saranno installati circa 170 - 180 milioni di Smart Meter, per un investimento totale pari a oltre 30 miliardi di euro. Da un punto di vista economico, i principali benefici che derivano dall'applicazione degli Smart Meter riguardano ad oggi il risparmio energetico, la riduzione dei costi di lettura e delle spese operative delle Utility. Tuttavia si attendono ulteriori benefici, principalmente a favore dei consumatori, derivanti dall'applicazione dei futuri servizi a valore aggiunto.

Tenuto conto delle forti implicazioni normative e di mercato insite nei progetti di Smart Grid, è opinione comune che il fattore determinante per la loro diffusione non risieda soltanto nella tecnologia, ma debba essere ricercato anche nel coinvolgimento attivo dei consumatori e in una crescente consapevolezza delle implicazioni sociali e culturali.

Pur non disponendo di statistiche certe applicate al settore agroindustriale, si reputa che le considerazioni sopra esposte abbiano una validità generale e possano essere correttamente estese anche al comparto in oggetto. Nelle sezioni che seguono vengono approfonditi gli aspetti tecnici delle Smart Grid e, anche alla luce di una recente esperienza di ricerca dedicata, se ne illustra il ruolo potenzialmente rilevante per il settore agroindustriale.

Attraverso il SET-Plan (Piano Strategico per la Tecnologia Energetica), l'Unione Europea definisce per le Smart Grid dei precisi obiettivi e orizzonti temporali di sviluppo: entro il 2020 dovrà essere "smart" il 50% delle reti elettriche europee, permettendo l'integrazione, senza soluzione di continuità, delle fonti rinnovabili e un funzionamento ispirato a principi "intelligenti", in

***Gli ostacoli normativi e di mercato sono tra le maggiori barriere***

***Il coinvolgimento attivo dei consumatori è un fattore determinante***

---

grado di far corrispondere in maniera efficace la domanda e l'offerta e di favorire il mercato interno a vantaggio dei cittadini.

I prodotti e i servizi innovativi abbinati alle Smart Grid permettono di conseguire una serie notevole di vantaggi. Sul lato produzione, migliorano l'utilizzo e la connessione di generatori di varia potenza e tecnologia. Sul lato domanda, permettono agli utenti di ottimizzare la gestione dell'energia, fornendo un'ampia gamma di informazioni per un utilizzo più consapevole.

Nel settore agroenergetico, un esempio è rappresentato dal progetto BEE (Building Energy Ecosystems): nato nell'ambito dei Poli di Innovazione della Regione Piemonte, da oltre un anno permette di ottimizzare lo sfruttamento delle energie rinnovabili per l'attività produttiva di un'impresa di Cuneo.

***Le Smart Grid:  
interessanti  
anche per  
il settore  
agroenergetico***

L'azienda ricava prodotti da scarti di origine vegetale e opera attraverso un sistema di alimentazione bilanciato, che integra l'utilizzo di energia da rete tradizionale con la produzione da fonti rinnovabili, secondo il paradigma delle Smart Grid. In aggiunta con una rete di sensori applicata alle linee di produzione che non necessitano di un funzionamento continuo (quali ad esempio i macchinari che lavorano tutoli di mais), i dati riferiti ai consumi vengono elaborati e contribuiscono ad attivare il sistema che "sceglie" quanta energia utilizzare e da quale fonte.

Gli operatori possono accedere a tutti i dati disponibili attraverso una interfaccia utente che traduce i kWh in euro secondo le diverse fasce di fatturazione. Il sistema permette anche di effettuare un'ottimizzazione della produzione su di un intervallo di tempo, ad esempio una giornata di lavoro, impostando i cicli di lavorazione richiesti per i vari macchinari monitorati.

***L'ottimizzazione  
della  
generazione  
distribuita è uno  
dei vantaggi  
più immediati***

Come dimostra il progetto BEE, i vantaggi ad oggi più immediati che derivano dall'applicazione del modello di Smart Grid sono legati allo sfruttamento ottimale della generazione distribuita e al coinvolgimento attivo dell'utente finale. Tuttavia vi sono anche altri benefici che riguardano sia aspetti maggiormente correlati alla gestione della rete, sia lo sviluppo di nuovi tipi di utenza, quale ad esempio l'auto elettrica. In estrema sintesi, un quadro generale di tutti i benefici attesi dalle Smart Grid può essere il seguente:

- rafforzare la rete, garantendo una capacità di trasmissione sufficiente ad interconnettere tutte le fonti di energia, soprattutto quelle rinnovabili;
- sviluppare strutture decentralizzate, ossia consentire a piccoli centri di produzione di integrarsi armonicamente con il resto del sistema;
- rafforzare la comunicazione per permettere a milioni di soggetti di interagire in un unico libero mercato;
- coinvolgere attivamente la domanda, permettendo agli utilizzatori finali di ricoprire un ruolo attivo all'interno del sistema e facendo nascere meccanismi virtuosi per un utilizzo razionale dell'energia;
- integrare la generazione discontinua, affinché il sistema possa recepire tutte le tipologie di produzione, tra queste la micro generazione domestica;

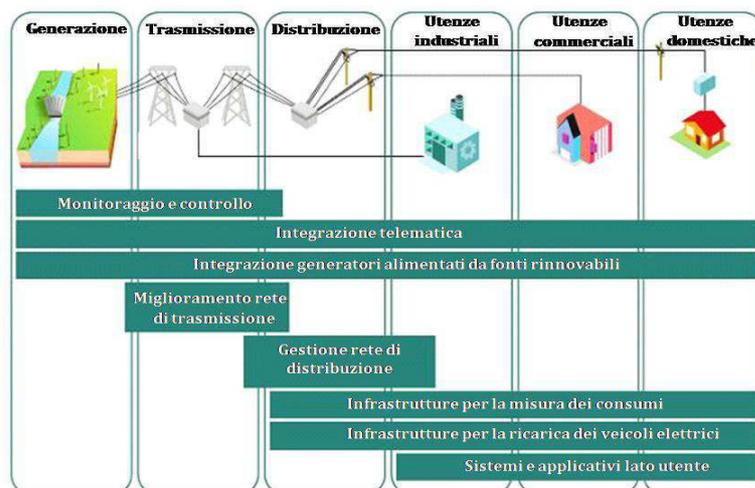
- promuovere meccanismi intelligenti presso tutti i livelli della catena dell'energia (produzione, utenza finale, gestione della rete);
- sfruttare i benefici della generazione distribuita e dell'accumulo di energia;
- supportare l'utilizzo dei veicoli elettrici rendendo disponibile l'energia a livello capillare e implementando, in futuro, l'impiego delle rispettive batterie come capacità di accumulo per la rete.

Come si può facilmente dedurre, l'implementazione delle Smart Grid in generale impatta trasversalmente tutto il settore elettrico, dalla produzione alla trasmissione, fino ai consumatori finali. Il livello di innovazione atteso è diverso a seconda del segmento della filiera: in alcuni casi già esistono le tecnologie a supporto, pur non essendo applicate all'ambito specifico; in altri casi è invece necessario investire ulteriormente nella ricerca di nuove soluzioni.

**Le Smart Grid  
impattano  
l'intero settore  
elettrico**

La figura che segue riassume in modo schematico i principali elementi di innovazione tecnologica, necessari per abilitare il funzionamento delle Smart Grid come nel caso del progetto BEE.

**Figura 5.2.3. Innovazione tecnologica per le Smart Grid**



Fonte: IEA

Il monitoraggio e controllo, applicati al settore della generazione e della trasmissione, hanno la finalità di ottimizzare la rete e i carichi a livello di macro-area geografica, integrando su larga scala la produzione intermittente da fonti rinnovabili. Nel progetto BEE questo aspetto non è stato implementato poiché la ricerca ha avuto come orizzonte applicativo l'ambito locale. E' invece un tema di sicuro interesse per applicazioni che coinvolgono principalmente le reti di trasmissione dell'energia e, di conseguenza, la scala nazionale ed internazionale.

L'integrazione telematica consiste nell'utilizzo esteso delle tecnologie ICT (Information and Communication Technology) sia per la trasmissione dei dati, sia per la gestione delle operazioni, siano queste in tempo reale oppure off-

---

***Il monitoraggio  
dei consumi e  
della produzione  
è un elemento  
centrale***

line. Come precedentemente illustrato, questo aspetto è stato basilare per lo sviluppo del progetto BEE. I sistemi ICT consentono infatti di raggiungere un soddisfacente livello di gestione energetica, contenendo i costi di investimento e soprattutto evitando interventi invasivi sugli impianti esistenti.

L'integrazione delle fonti rinnovabili coinvolge qualunque tipologia di generatore, indipendentemente dalla sua taglia. Questo tipo di implementazione ha impatti significativi a livello di dispacciamento dell'energia e la sua gestione ottimale richiederebbe anche l'utilizzo di sistemi di stoccaggio. Queste valutazioni sono state pienamente confermate anche nel progetto BEE. Tuttavia, a causa dell'attuale contesto normativo ancora non sufficientemente certo, si è scelto di proporre all'utente finale una soluzione che contemplasse il monitoraggio della produzione da fonti rinnovabili, tralasciando invece l'aspetto dell'accumulo. Questo è comunque un tema molto rilevante che è stato demandato ad una successiva fase di sviluppo del progetto, ad oggi in elaborazione.

***Le tecnologie  
ICT  
abilitano il  
funzionamento  
delle Smart Grid***

La gestione della rete di distribuzione comporta l'utilizzo di tecnologie ICT con lo scopo prevalente di abilitare il funzionamento bidirezionale. Il tema centrale è quindi lo scambio di informazioni con i sistemi di monitoraggio dell'energia prodotta e dell'energia consumata, per bilanciare la rete in tempo reale e per migliorare la diagnosi e la soluzione dei guasti. Nel progetto BEE questo tema è stato implementato solo parzialmente, scegliendo di monitorare l'energia prodotta e consumata senza modificare la struttura della rete di distribuzione. Tenuto conto dell'elevato quantitativo di energia rinnovabile prodotta in loco, sarebbe stato sicuramente interessante implementare una forma di scambio con altre realtà circostanti. Tuttavia si è scelto di non adottare questa soluzione perché l'evoluzione del contesto normativo, ad oggi ancora in corso, non consente una chiara quantificazione dei benefici a fronte di un investimento sostenuto interamente dall'utente finale.

Le infrastrutture per il monitoraggio dei consumi riguardano principalmente l'utenza finale. Consistono nei sistemi di misura in tempo reale dei consumi e sono fondamentali per lo scambio bidirezionale di informazioni tra i gestori della rete di distribuzione, i fornitori di energia elettrica, i consumatori finali ed i produttori da generazione distribuita. Queste tecnologie, anche dette di "Smart Metering", abilitano un'ampia gamma di funzionalità, quali ad esempio: la gestione dei segnali di prezzo in tempo reale; la raccolta e la storicizzazione del dettaglio dei consumi energetici; la gestione da remoto della diagnosi e soluzione guasti. Come già accennato, il monitoraggio dei consumi è stato il punto di partenza del progetto BEE. Particolare attenzione è stata dedicata allo sviluppo del sistema di monitoraggio per la misura della produzione di energia rinnovabile da fotovoltaico e i consumi delle linee di produzione su cui agire per effettuare il bilanciamento. L'architettura di tale sistema è riportata in Figura 5.2.4.

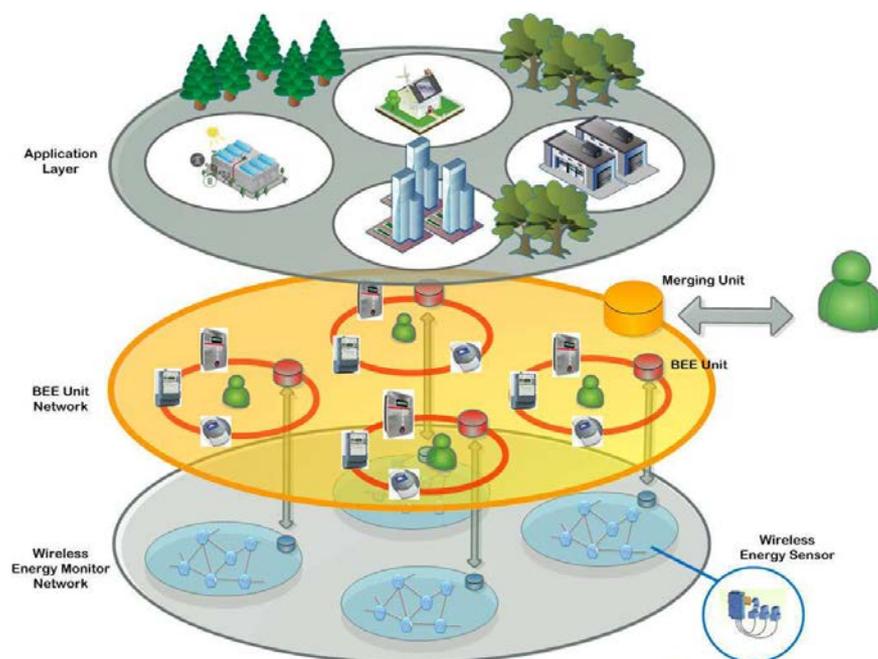
Lo strato più basso identifica il sistema di misura dei consumi costituito dalle reti di sensori wireless installate all'interno dei capannoni costituenti il testbed. Le reti wireless utilizzano una frequenza a 2,4 GHz, una topologia di tipo mesh e un protocollo di comunicazione particolarmente robusto in ambiente industriale.

Lo strato intermedio identifica le rete locale nella quale i dispositivi gateway (denominati BEE Unit) acquisiscono i dati misurati dai sensori wireless e dai data-logger delle installazioni di fotovoltaico e li inviano in tempo reale verso un database centralizzato.

Lo strato in alto identifica il livello dove risiedono le applicazioni di elaborazione, gestione e bilanciamento, descritte di seguito in maniera più dettagliata.

**Lo Smart Metering è alla base del progetto BEE**

**Figura 5.2.4. Architettura ICT del sistema di monitoraggio in BEE**



I sistemi e gli applicativi lato utente finale corrispondono ad una vasta categoria di soluzioni che spazia dai dispositivi di monitoraggio e gestione dei consumi, alle tecnologie di accumulo, fino ai sistemi di generazione distribuita. Fanno parte di questo livello applicativo tutte le tecnologie che permettono di rendere efficienti i consumi attraverso la gestione intelligente della domanda: la riduzione dei picchi o il loro spostamento in fasce orarie a costo ridotto; la gestione dinamica dei carichi in funzione del prezzo dell'energia; le interazioni da remoto con i sistemi di controllo dei distributori e dei fornitori di energia. Nell'ambito del progetto BEE, particolare attenzione è stata dedicata allo sviluppo dell'interfaccia utente, che ha recepito alcuni concetti base delle Smart Grid, in particolare: la gestione del segnale di prezzo in tempo reale, la consultazione dei dati storici, la visualizzazione dei picchi di consumo rispetto alle fasce orarie. Pur senza intervenire con automatismi nel controllo dei carichi, si è notato un complessivo miglioramento non solo della gestione energe-

**Con il progetto BEE l'utente monitora il costo dell'energia in tempo reale**

---

tica, ma anche dell'attività operativa. La misura in tempo reale del consumo di energia fornisce un'immagine immediata e di sintesi dello stato delle varie utenze. Inoltre, attraverso i dati storici, è possibile comparare tra loro le diverse giornate lavorative. In questo modo si può procedere velocemente ad individuare elementi di disomogeneità, anomalie e in generale aree di possibile miglioramento. Sicuramente un ulteriore avanzamento può essere raggiunto attraverso l'impiego di utenze intelligenti, controllabili da remoto e in modo automatico, e anche attraverso lo stoccaggio dell'energia. Questi temi necessitano tuttavia non solo di adeguati approfondimenti tecnici, ma anche di nuove proposte per un quadro normativo adatto ad accogliere pienamente le future Smart Grid<sup>44</sup>.

---

<sup>44</sup> I riferimenti bibliografici sono disponibili presso gli Autori.

### 5.3 La bioraffineria e il biogas

*di Fabrizio Adani, Gruppo Ricicla, DiSAA Università di Milano Laboratorio di Chimica del Suolo e Ambientale e Laboratorio Biomasse e bioenergia, Parco Tecnologico Padano, Lodi.*

*e di Flavio Manenti, Dipartimento di Chimica, Materiali e Ingegneria Chimica "G. Natta", Politecnico di Milano*

#### Introduzione

Il settore dell'energia rinnovabile ricopre un ruolo determinante per lo sviluppo sostenibile e costituisce un tema strategico per l'Italia, che per le bioenergie ha avuto finora un particolare impatto soprattutto per le regioni del Nord. A titolo di esempio la produzione lombarda di energia da rifiuti fanghi, deiezioni animali, scarti di attività agricole e forestali rappresenta un terzo di quella nazionale (seconda solo alla Germania a livello europeo). Nel seguito si farà quindi riferimento alla regione Lombardia come "test-case" per sviluppare considerazioni di tipo più generale. La Lombardia rappresenta, infatti, l'area in assoluto con maggiore presenza di impianti di biogas.

**L'esempio  
della  
Lombardia**

Negli ultimi anni è soprattutto lo sviluppo del biogas ad aver dato un grosso impulso al settore (oltre 300 MW elettrici installati in circa 4 anni, solo in Lombardia), lasciando ai margini altre tecnologie che, seppur promettenti, necessitano di investimenti. Da un lato ciò è stato positivo creando, di fatto, un'industria dell'energia da biomassa con circa 400 impianti di biogas attivi entro il 2013 e con la creazione di posti di lavoro e di eccellenze tecnologiche che iniziano ad essere esportate. Dall'altro, si sono create criticità relative alla sostenibilità economica della filiera energetica.

Il biogas in Lombardia si è sviluppato in modo sostenibile a differenza di altri Paesi, come ad esempio la Germania. Infatti, se in Germania il biogas fa praticamente un esclusivo ricorso all'uso di colture energetiche, i risultati di una recente ricerca in Italia e in Lombardia in particolare mettono in evidenza la presenza sul territorio lombardo di 360 impianti di biogas per un totale di potenza installata di 288 MW elettrici alimentati prevalentemente con reflui zootecnici, che rappresentano il 50% della razione, seguita da mais (26%), cereali vernini (5%) e sottoprodotti (20%). Da questi dati si evince come il biogas in Lombardia si sia sviluppato in un contesto agricolo, quale mezzo per la gestione dei reflui zootecnici e con un ricorso alle colture energetiche che, in termini di SAU utilizzata, non supera il 4% della SAU Lombarda.

#### La bioraffineria e il biogas

Il concetto di bioraffineria è simile a quello di raffineria da petrolio, con la differenza che nel primo caso si utilizza sostanza organica di origine biologica per produrre energia, biofuel, prodotti chimici, farmaceutici e nutraceutici.

Una brillante definizione di bioraffineria è data dalla European Federation of Biotechnology (2014): “Biorefining is a sustainable processing of biomass into a spectrum of marketable products”.

**Rendere il biogas pienamente sostenibile anche in assenza di incentivi**

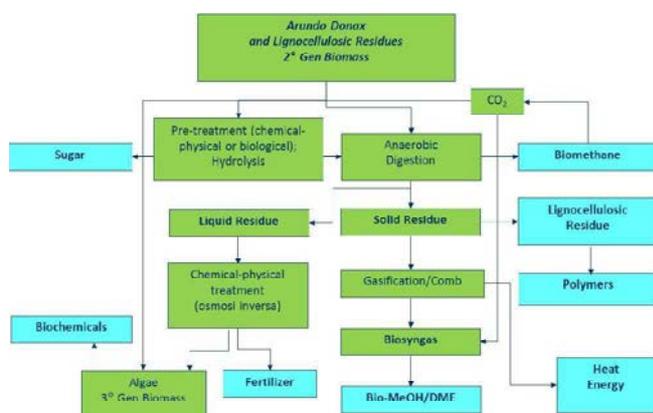
L'importanza dell'integrazione della bioraffineria nella filiera biogas risulta nel fatto che, se da un lato, come poc'anzi ricordato, il biogas si è sviluppato in modo sostenibile, dall'altro è evidente che la generosa contribuzione avvenuta col meccanismo degli incentivi ha avuto un ruolo fondamentale per il suo affermarsi. Come conseguenza il biogas dovrà sempre più svincolarsi dagli incentivi arrivando in breve alla “grid parity”. Ciò potrà essere raggiunto attraverso la diminuzione dei costi di produzione (colture energetiche di nuova generazione, uso di rifiuti e sottoprodotti, etc.), l'aumento delle rese energetiche e integrando la produzione del biogas con altri prodotti, p.e. la bioraffineria.

**Bioraffineria: come una raffineria di petrolio ma con l'utilizzo di sostanza organica di origine biologica**

In questo paragrafo si illustra quindi il caso lombardo di una bioraffineria: il Progetto Biorefill. Nella Figura 5.3.1, si riporta lo schema riassuntivo relativo al primo progetto organico di sviluppo di una bioraffineria nel contesto biogas in Italia. Il progetto proposto è importante in quanto getta le basi per la nuova visione dell'energia rinnovabile in Italia, ovvero inserita in un contesto di bioraffineria e più in generale di chimica verde.

Il primo fattore è migliorare la tipologia di produzione vegetale con colture di 2a e 3a generazione “low-impact e low cost” che permettano elevate produttività per ha coltivato (ton sostanza secca/ha). A valle, le tecnologie di pretrattamento, volto all'aumento del potenziale di biometanazione e/o di syngas (L CH<sub>4</sub> /kg sostanza secca) di matrici lignocellulosiche, sono termiche, fisiche, chimico-fisiche o biochimiche (enzimi), con diversi gradi di avanzamento dello stato dell'arte.

**Figura 5.3.1. Schema di bioraffineria integrata (verde) con i prodotti ottenibili (azzurro)**



Rimane aperto l'aspetto dell'integrazione di tale fase nell'intera filiera biofuel-bioprodukt, al fine di favorire l'efficacia delle tecnologie downstream. Una soluzione energeticamente sostenibile riguarda la gassificazione con parziale ossi-combustione per conduzione autotermica del reattore chimico. La combustione parziale può sostenere energeticamente anche il processo downstream di purificazione del biogas a biometano, principale prodotto della bioraffineria. L'utilizzo delle emissioni di CO<sub>2</sub>, congiuntamente ad altri residui solidi e ai residui liquidi, serve da nutrimento per l'accrescimento di biomassa algale; infine, i residui ad elevato tenore ligninico sono convertiti a biofuel alternativi affini alle benzine quali metanolo e di-metil-etero mediante processi cosiddetti one-step che permettono di raddoppiare l'efficienza di conversione rispetto alle tecnologie tradizionali. Le tecnologie summenzionate sono tutt'ora concepite come soluzioni a se stanti e non colgono la possibilità di lavorare in maniera integrata<sup>45</sup>.

***Riduzione  
dei costi  
della biomassa,  
efficienza  
energetica e  
nuovi materiali***

---

<sup>45</sup> I riferimenti bibliografici sono disponibili presso gli Autori.

## 5.4 Le opportunità di crescita nel Mezzogiorno

di Mariano Giustino - Svimez

Le recenti evoluzioni tecnologiche e normativa che hanno interessato il settore della produzione di energia da fonti rinnovabili, ed in particolare il comparto delle biomasse, hanno indubbiamente aperto nuove opportunità e nuovi scenari per il Mezzogiorno.

In particolare dal punto di vista tecnologico si è assistito negli ultimi anni ad una riduzione delle potenze minime degli impianti. In questo modo, con l'aumento dell'efficienza anche di impianti di piccola taglia, è cresciuta la loro utilizzabilità ed economicità anche in contesti territorialmente meno favorevoli o con la disponibilità di contenute quantità di materia prima. Un ulteriore effetto positivo lo potranno avere le recenti modifiche operate al quadro agevolativo che ha avvantaggiato le materie prime di scarto rispetto alle coltivazioni energetiche. Per il passato, infatti, elemento frenante allo sviluppo di questo settore nel Mezzogiorno è stato l'effetto sostitutivo temuto dagli agricoltori da parte delle coltivazioni energetiche a scapito di quelle per l'alimentazione animale. In futuro, invece, un maggiore impulso allo sviluppo potrebbe venire dall'incentivazione dell'utilizzo di sottoprodotti, in luogo di biomasse dedicate, nei processi produttivi per la produzione di biogas e la possibilità di produrre biometano per autotrazione. Quest'ultimo, grazie agli interessantissimi livelli di produttività energetica e profilo tariffario, può creare nuove opportunità di sviluppo in contesti prima economicamente non convenienti.

### 5.4.1 Le biomasse nelle regioni meridionali

Analizzando l'articolazione territoriale dei dati a disposizione è possibile individuare le regioni nelle quali la produzione di bioenergie è maggiormente rilevante (Figura 5.4.1).

**Figura 5.4.1. La potenza e la numerosità degli impianti bioenergetici per regione (2012)**

	Impianti			Potenza		
	Numero	Peso % su Mezzogiorno	Peso % su Italia	MW	Peso % su Mezzogiorno	Peso % su Italia
Abruzzo	34	13,5	1,5	31,7	3,1	0,8
Molise	8	3,2	0,4	45,1	4,5	1,2
Campania	42	16,7	1,9	235,6	23,3	6,2
Puglia	49	19,5	2,2	296,1	29,3	7,8
Basilicata	14	5,6	0,6	79,5	7,9	2,1
Calabria	31	12,4	1,4	153,2	15,1	4,0
Sicilia	44	17,5	2,0	80,8	8,0	2,1
Sardegna	29	11,6	1,3	89,7	8,9	2,4
<b>Mezzogiorno</b>	<b>251</b>	<b>100,0</b>	<b>11,4</b>	<b>1.011,7</b>	<b>100,0</b>	<b>26,6</b>
Centro-Nord	1.948	-	88,6	2.789,9	-	73,4
<b>Italia</b>	<b>2.199</b>	<b>-</b>	<b>100,0</b>	<b>3.801,6</b>	<b>-</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazioni SVIMEZ su dati GSE, 2013

Con riferimento al 2012 la potenza installata nelle regioni del Sud è di oltre 1.000 MW pari a circa il 27% del totale nazionale. Numericamente gli impianti sono 251 e rappresentano poco più dell'11% a livello nazionale a testimonianza, data la maggiore dimensione media, di produzioni ancora svincolate dal ciclo agricolo e realizzate da operatori economici esclusivamente orientati alla produzione di energia. La dinamica generale è però quella di una progressiva crescita delle produzioni in tutte le Regioni con riduzione delle dimensioni medie degli impianti. Se raffrontiamo i dati 2012 con quelli relativi al 2010 si rileva che in un biennio la capacità produttiva complessiva è cresciuta del 34% a fronte di una crescita, in termini di numero degli impianti, del 159% a conferma dello spostamento verso soluzioni più integrate e connesse all'autoconsumo. Si allarga però il gap con il Centro Nord. Nel 2010 il Mezzogiorno rappresentava in termini di capacità produttiva il 32% del totale nazionale contro il citato 27% del 2012.

Le Regioni con le capacità produttive maggiori sono ancora Campania e Puglia che insieme coprono circa il 50% di quella complessiva a fronte di una numerosità degli impianti che rappresenta il 36% del totale Mezzogiorno.

**Figura 5.4.2. La produzione da impianti bioenergetici per regione e tipologia (2012)**

	RSU		Biomasse solide		Biogas		Bioliquidi		Totale
	GWh	Peso % su totale regionale	GWh	Peso % su totale regionale	GWh	Peso % su totale regionale	GWh	Peso % su totale regionale	GWh
Abruzzo	0,2	0,3	10,5	17,7	47,9	80,9	0,6	1,0	59,2
Molise	46,5	35,4	69,0	52,6	15,7	12,0	0,1	0,1	131,3
Campania	306,1	33,0	13,7	1,5	56,5	6,1	550,7	59,4	927,0
Puglia	27,6	1,9	76,8	5,2	84,3	5,7	1.281,7	87,2	1.470,4
Basilicata	10,2	4,4	2,8	1,2	2,4	1,0	218,5	93,4	233,9
Calabria	32,8	6,0	461,2	84,7	50,3	9,2	0,0	0,0	544,3
Sicilia	0,0	0,0	0,0	0,0	69,2	99,4	0,4	0,6	69,6
Sardegna	30,2	4,5	457,3	68,8	18,9	2,8	158,1	23,8	664,5
Mezzogiorno	453,6	-	1.091,3	-	345,2	-	2.210,1	-	4.100,2
Centro-Nord	1.722,7	-	1.477,9	-	4.274,7	-	911,4	-	8.386,7
Italia	2.176,3	-	2.569,2	-	4.619,9	-	3.121,5	-	12.486,9

Fonte: Elaborazioni SVIMEZ su dati GSE, 2013

Per quanto riguarda la ripartizione per produzioni, si osserva che alcune Regioni sono ancora molto specializzate su alcune tipologie di impianti come nel caso della Sicilia dove il 99,4% viene dal biogas (essenzialmente da discarica) e della Basilicata dove il 93,4% deriva da bioliquidi. Rispetto al 2010, tuttavia, ad eccezione proprio della Sicilia, per le altre Regioni si è assistito ad un generale ampliamento delle tipologie produttive. E' il caso, ad esempio, dell'Abruzzo. Nel 2010 la sua produzione era determinata per il 92,4% da Biogas e per il rimanente da biomasse solide. Nel 2012 la sua produzione è,

---

viceversa, distribuita per l'80% nel biogas, per il 18% circa nelle biomasse solide ma anche nei bioliquidi e nell'RSU. Interessante notare che se confrontiamo i totali per tipologia del Mezzogiorno con i totali per tipologia del Centro-Nord notiamo che nell'RSU la produzione meridionale vale il 26% di quella del Centro-Nord con evidentissime opportunità di sviluppo. Meno marcata la distanza nelle Biomasse Solide dove la produzione meridionale rappresenta il 76% di quella Centro - Settentrionale a testimonianza però di una scarsa presenza della tipologia anche nel resto del paese.

Nel Biogas, dove è risaputo lo sviluppo registrato negli ultimi anni, la distanza si fa più marcata. Gli impianti alimentati a biogas presenti nel Mezzogiorno rappresentano al 2012 appena l'8% di quelli localizzati nelle altre zone d'Italia. Completamente ribaltata la situazione nei bioliquidi dove il Sud, grazie ai grandi impianti ad olio vegetale presenti in Puglia ed in Campania, ma in minor misura anche in Calabria e Sardegna, dispone di una capacità produttiva pari a 2,5 volte quella del Centro-Nord.

#### 5.4.2 Le potenzialità del territorio

I miglioramenti tecnologici consentono oggi di disporre di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sempre più piccoli ed adattabili alle esigenze dei territori e delle aziende. Ciò consente di realizzare impianti anche in aree geografiche prima considerate non idonee o presso aziende agricole di medio piccole dimensioni che dispongono di un contenuto numero di capi di bestiame. E' oggi possibile realizzare impianti a biomasse solide (syngas) anche in zone montuose e per aree boschive non grandissime - cosa che ben si inserisce nei contesti manutentivi delle aree boschive comunali. Anche per le altre tipologie di produzione da fonte vegetale o rifiuti organici urbani sono oggi disponibili sul mercato soluzioni tecnologiche sempre più attente all'ambiente, con migliorati livelli di produttività ed in grado di soddisfare le esigenze specifiche dei piccoli centri abitati e dei piccoli contesti agricoli dove sansa, stralci agricoli, residui vegetali da coltivazioni, paglie cereali, deiezioni animali possono assumere nuovo significato nel ciclo economico.

Come detto anche le modifiche del quadro normativo e del contesto agevolativo spingono verso soluzioni che abbandonino la produzione di sola energia elettrica per il mercato e che si spingano verso l'autoproduzione con una sempre maggiore integrazione tra energia e calore.

##### 5.4.2.1 Le biomasse forestali

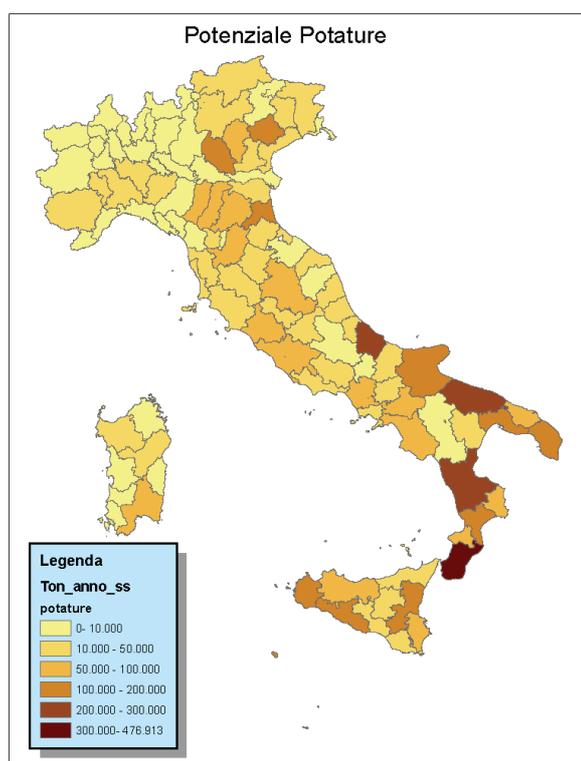
Tra le differenti tipologie di biomasse disponibili, di particolare rilievo si ritiene sia quella delle Biomasse Solide. Tale fonte energetica è oggi pressoché inutilizzata a fronte, viceversa, di grandi quantità disponibili di biomassa ed alla luce, come già ampiamente ripetuto, di soluzioni tecniche e tecnologiche che ne consentono oggi una efficiente ed ambientalmente molto sostenibile fruibilità.

Dal censimento del potenziale energetico delle biomasse, redatto dall'ENEA nel 2009, è emerso che le regioni meridionali, con differenti gradazioni per singola provincia, presentano interessantissime potenzialità dall'utilizzo delle biomasse solide di provenienza forestale. Puntando alla produzione congiunta di energia e calore veicolato in teleriscaldamento ed essendo la maggioranza delle foreste di proprietà pubblica, potrebbe crearsi a livello di singolo Comune o consorzi di Comuni una gestione virtuosa dei siti che oltre a produrre energia e calore per i territori genererebbe occupazione e favorirebbe la corretta manutenzione di aree boschive spesso interessate da problemi idrogeologici proprio per la loro scarsa o assente manutenzione.

**Energia e calore da biomasse forestali: creazione di occupazione e manutenzione aree boschive**

Oggi la tecnologia consente di realizzare impianti ad alta efficienza produttiva ed a bassissimo impatto ambientale anche per taglie al di sotto di 1 MW di potenza e quindi realizzabili ovunque. Considerando che secondo i dati ENEA, la produzione annua di Biomasse nella Macroregione meridionale è stimabile in non meno di 2,3 milioni di tonnellate/anno, la potenza complessivamente installabile è dell'ordine dei 250- 300 MW.

**Figura 5.4.3. La mappa tematica delle potature annue potenziali**



Fonte: Censimento potenziale energetico biomasse, metodo indagine, atlante Biomasse su WEB-GIS - ENEA MISE

---

#### 5.4.2.2 Il biogas

Come noto il biogas nasce dal binomio zootecnia - agricoltura e, quindi, dalla coesistenza di importanti allevamenti di bestiame e la disponibilità di ampie superfici da coltivare soprattutto a mais. E' dalla combinazione di deiezioni animali ed insilato di mais che nasce, in prevalenza, il biogas oggi prodotto.

La combinazione di questi elementi ha fatto sì che il biogas fino ad oggi si sia sviluppato soprattutto nelle zone del Centro Nord data la presenza degli allevamenti e delle pianure utili alle coltivazioni. Anzi, nelle poche aree meridionali con elevata presenza di bestiame, ad esempio quello bufalino, la produzione di biogas è ancora oggi vista non di buon occhio proprio per la concorrenza che le coltivazioni di mais per uso energetico farebbero alla produzione di alimenti per il bestiame il cui prodotto finale, come noto, è in prevalenza la mozzarella di Bufala dop.

Le continue innovazioni tecnologiche stanno però aprendo nuovi scenari. Innanzitutto la maggiore efficienza produttiva sta spingendo verso un ridimensionamento degli impianti produttivi (oggi per un impianto da 100 kW bastano 1.500 m<sup>2</sup> di digestore) ma soprattutto esistono oggi impianti che possono essere alimentati in via esclusiva con reflui zootecnici senza quindi la necessità di dedicare specifiche produzioni agricole alla generazione di biogas. Ciò appare a tutto vantaggio degli allevamenti animali anche di piccola dimensione, con esigenze energetiche contenute. Inoltre, la sostituibilità del mais con altre coltivazioni, quali ad esempio la canna comune coltivabile anche in zone di minor pregio, o la parte organica dei rifiuti – che offre vantaggi tariffari – aprono opportunità in tutti gli scenari di utilizzo.

#### 5.4.2.3 Il biometano

Oggi è possibile trasformare il biogas, attraverso un opportuno trattamento chimico – fisico, in vero e proprio biometano. Si tratta di un prodotto perfettamente sostitutivo del metano e quindi può essere sia immesso in rete che usato per autotrasporto.

Bisogna partire dalla considerazione che il suo livello di efficienza energetica è molto più alto elevato. Secondo i dati F.N.R. (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe) il biometano offre un rendimento pari a oltre tre volte quello del bioetanolo ed a quasi tre volte quello del biodiesel e dell'olio vegetale.

Tale significativa maggiore produttività potrebbe creare importanti opportunità di sviluppo per l'autotrasporto e per le reti di metano di piccoli centri urbani. In aggiunta a ciò, si consideri che la "tariffa premio" per il produttore di biometano è pari al doppio del prezzo di mercato del gas naturale.

Pertanto, in quelle fattispecie in cui il biogas non trovasse un pieno utilizzo in termini di produzione di energia e calore per autoconsumo, ovvero i profili tariffari per l'energia, per effetto di altre diseconomie, non fossero remunerativi

dei costi di produzione, una sua destinazione alla produzione di biometano consentirebbe livelli di efficienza economica e incrementi di redditività utili a rendere conveniente la realizzazione di tali tipologie di impianti anche in contesti particolarmente svantaggiati ma dove esiste un fabbisogno di gas per uso domestico ed autotrasporto. Situazione, quest'ultima, abbastanza diffusa in molte zone del Mezzogiorno.

### 5.4.2.4 Le biomasse liquide

Le biomasse liquide sono quelle storicamente più presenti nel Mezzogiorno tra le forme di produzione di energia da biomasse. Dopo una fase di sviluppo molte iniziative sono rimaste a livello progettuale per la spirale di crescita speculativa che ha interessato i prezzi dell'olio vegetale che ha reso sostanzialmente antieconomico l'avvio delle produzioni. Nonostante l'elevato prezzo dell'olio, e le maggiori agevolazioni garantite alle produzioni di filiera corta (italiane ed europee) non si è assistito ad uno sviluppo del comparto in quanto i costi di produzione agricola nazionali e le spinte speculative internazionali non hanno consentito la necessaria economicità. Attualmente, però, è crescente l'attenzione del mondo industriale per la ricerca di coltivazioni "ibride" che possano incrementare il livello di produttività di "olio" per superficie coltivata. Anche i produttori di impianti lavorano per la crescita in termini di produttività. L'obiettivo comune è naturalmente quello di rendere nuovamente convenienti le coltivazioni per uso energetico e la produzione di energia da olio vegetale. Il Mezzogiorno dispone di ampie superfici agricole oggi in disuso. Un eventuale riavvio del segmento olio vegetale potrebbe ricondurre all'ambito produttivo tali superfici cui si aggancerebbe, oltre alla crescita dell'occupazione, la disponibilità di scarti da lavorazione utilizzabili sempre nel ciclo energetico (per il biogas) o anche per l'alimentazione animale, stimolando in tal modo una crescita virtuosa degli allevamenti zootecnici.

### 5.4.2.5 Energia da rifiuti

Trattazione a parte merita la produzione di energia da rifiuti. In realtà, secondo l'attuale contesto del mercato, è possibile affermare che la destinazione migliore della parte organica dei rifiuti sia da raccolta indifferenziata che da raccolta differenziata sia la produzione di biogas e biometano. Questo, naturalmente, per i grandi vantaggi economici ed ambientali di cui abbiamo parlato in precedenza.

---

### 5.4.3 Conclusioni

In conclusione, dalla brevissima panoramica offerta sulle potenzialità del Mezzogiorno, si può rilevare che esistono già oggi importanti opportunità di sviluppo e di crescita del territorio legate alla filiera dell'energia verde.

Si tratta, inoltre, di settori nei quali il nostro Paese dispone di competenze produttive che possono rappresentare un volano di crescita industriale. Ad una crescita produttiva si assocerebbero vantaggi ambientali e di riduzione della dipendenza energetica dall'estero.

Sicuramente una incisiva azione divulgativa e conoscitiva verso gli operatori economici e gli amministratori locali dei territori potrebbe stimolare l'avvio di iniziative di investimento e consolidare la crescita già in atto in tutto il settore. Ma ancora meglio sarebbe intraprendere una azione di policy con la quale superare problematiche ancora sul tappeto e stimolare ancora di più interventi che possano positivamente integrarsi in contesti sociali e produttivi esistenti. Tutti i differenti comparti delle agroenergie di cui si è parlato potrebbero generare ricadute positive ben al di là dell'energia prodotta, del ritorno economico e della minore anidride carbonica immessa in atmosfera.

Per tutti sono individuabili, naturalmente in diversa misura, effetti positivi su processi e capacità produttive, sulla salvaguardia ambientale, sulla valorizzazione di risorse e territori, sul miglioramento nella gestione del ciclo dei rifiuti, sulla qualità della vita dei cittadini. Le agroenergie possono rappresentare un importantissimo volano di sviluppo del Mezzogiorno in grado di incidere sulle esigenze di ammodernamento della filiera agricola ed agroindustriale e sulla qualità della vita di molti territori.

## 5.5 Le prospettive future delle agroenergie

di Piero Mattiolo - Agroenergia

La congiuntura economica che impatta su tutte le principali economie sta determinando un atteggiamento molto più cauto su tutti gli impegni di medio e lungo termine. La preoccupazione per il cambiamento climatico non fa eccezione a questa regola e, di conseguenza, si sta osservando una generale spinta a rendere meno cogenti gli impegni sottoscritti e, in periodi di abbondanza di energia, a ridurre la marcia verso energie alternative a quelle tradizionali, necessariamente più costose, almeno nella fase iniziale.

Anche dove non si manifesta una vera e propria richiesta di inversione di rotta sulle rinnovabili, alla politica viene chiesto di indirizzare lo sviluppo delle rinnovabili verso una maggiore sostenibilità economica e ad abbreviare i tempi del loro percorso verso la competitività.

Per i biocarburanti, queste tendenze si stanno manifestando nell'allentamento degli obiettivi di miscelazione, negli Stati Uniti, come in Europa, e nel favore per le tecnologie di seconda generazione, basate su sottoprodotti e con maggiore attenzione per le esternalità che comportino variazioni nella destinazione d'uso dei terreni (ILUC).

Per le energie rinnovabili elettriche, il raggiungimento anticipato degli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale (SEN) e, non ultima, l'incidenza delle rinnovabili sulla bolletta elettrica, stanno comportando una drastica revisione e una severa contabilità negli incentivi per le diverse tecnologie.

In questo quadro, il futuro delle rinnovabili dovrà prevedere uno sforzo molto più intenso in direzione della competitività con le fonti tradizionali, la cosiddetta "grid parity".

Il forte sviluppo delle fonti rinnovabili, sia continue, come biogas e biomasse, l'idroelettrico, che discontinue, come eolico e solare, viene additato come uno dei principali responsabili degli aumenti della bolletta elettrica per le famiglie e le imprese. In realtà, questo è vero solo per una parte abbastanza modesta, se è vero che la componente A3, che contiene l'incentivazione di questi impianti, incide sul totale per una quota parte di meno del 15% della bolletta elettrica.

In realtà, la strada per alleggerire i costi sociali delle rinnovabili passa per un orientamento della produzione elettrica da fonti programmabili verso la flessibilità, in parte attraverso incentivi, volti a compensare gli investimenti necessari a questi impianti per produrre inseguendo i consumi e in modo programmato. Il concetto di fondo è che le fonti programmabili sono troppo preziose per "sprecarle" per produrre in modo continuo e che esse dovrebbero, con l'aiuto di una rete "intelligente" (smart grid), servire a compensare gli alti e i bassi delle fonti rinnovabili discontinue.

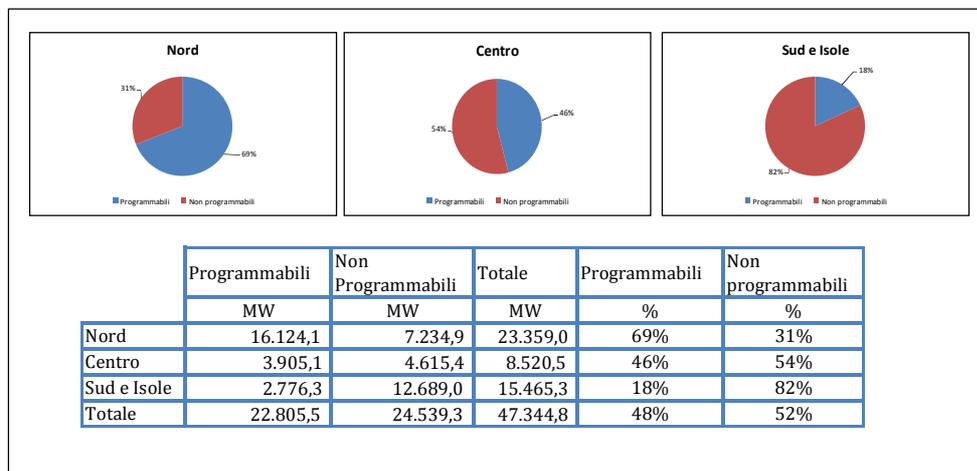
**Minori  
risorse dai  
governi per  
le rinnovabili**

**Fonti  
programmabili  
e "smart-grid"  
per gestire  
meglio  
le rinnovabili  
discontinue**

In questa luce, il rapporto tra fonti rinnovabili programmabili e non programmabili presenta delle forti disparità tra Nord, Centro e Sud.

**Figura 5.5.1. Ripartizione delle energie rinnovabili in Italia**

**Al Sud  
prevalenza di  
fonti  
discontinue**



fonte: GSE, 2012

La capacità totale installata in Italia al 2012 è pari a 47.345 MW. Sono attivi 484.600 impianti: il 97% dei quali è fotovoltaico. Al Nord la capacità è relativa in larga parte a fonti programmabili, principalmente idroelettriche e bioenergie. Al centro la ripartizione programmabili/non programmabili è invece bilanciata. Al Sud, infine, prevalgono le fonti non programmabili.

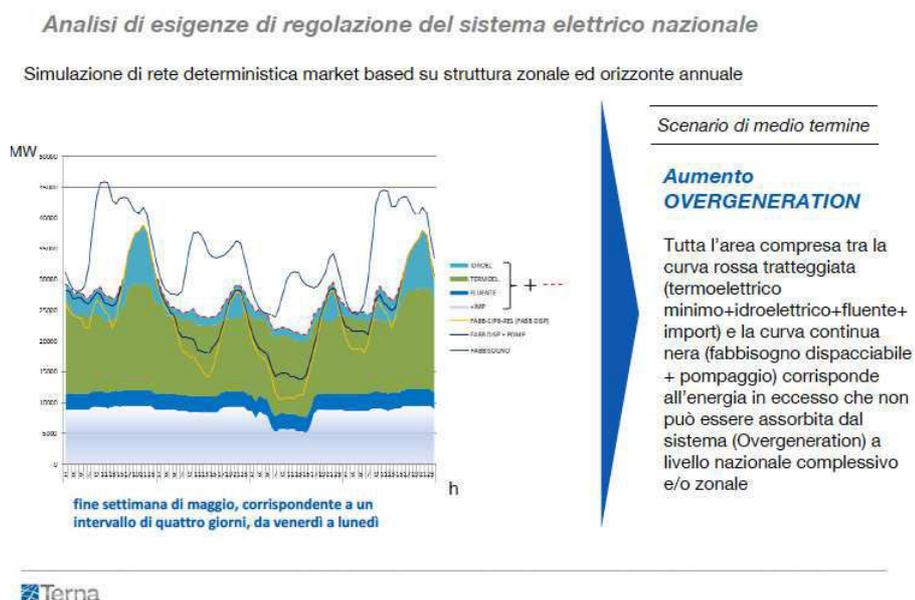
**Lo sviluppo  
della flessibilità  
permette di  
introdurre le  
bioenergie sul  
mercato libero**

Il fenomeno è chiaramente esemplificato nella Figura 5.5.2 che evidenzia la quantità di energia che il sistema non è in grado di assorbire. La generazione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) incide sui costi complessivi del sistema elettrico: da una parte, aumenta la necessità di riserva, che deve essere acquistata dai produttori, mentre, dall'altra, ne riduce la disponibilità. Il sistema elettrico è, infatti, costretto ad acquistare energia programmabile, per fare fronte al rischio di indisponibilità delle FRNP, anche se questa capacità non verrà poi richiesta (take-or-pay) e, in alcuni momenti, è addirittura costretto ad assorbire eventuali eccessi di produzione. Questi dati indicano una strada quasi obbligata nello sviluppo delle rinnovabili che è, da una parte, investire nel miglioramento della capacità della rete di gestire la generazione distribuita e, dall'altra, sfruttare il patrimonio di una rete impianti a fonti di energia programmabile, particolarmente sviluppata nella pianura padana, per bilanciare i cicli di produzione degli impianti solari ed eolici, incentivando la flessibilità.

L'esperienza della Germania, la cui strada l'Italia ha in buona parte seguito, e che si trova di fronte a problemi analoghi, è quella di incoraggiare gli operatori a vendere l'elettricità sul mercato, dove, oltre a specifici incentivi, volti a remunerare gli investimenti necessari per assicurare la capacità di stoccaggio, questi possono negoziare tariffe più vantaggiose, in funzione degli orari di fornitura.

Questa flessibilità potrebbe essere domani anche accresciuta, per gli impianti di biogas attraverso la produzione di biometano, recentemente regolamentata dal decreto interministeriale del 5 dicembre 2013. A differenza della rete elettrica, quella del gas offre maggiori capacità di stoccaggio, e la produzione di biometano in affiancamento di quella elettrica potrebbe fornire ai produttori ulteriore potenziale di flessibilità.

**Figura 5.5.2. Esempio delle inefficienze determinate da discontinuità di fornitura**



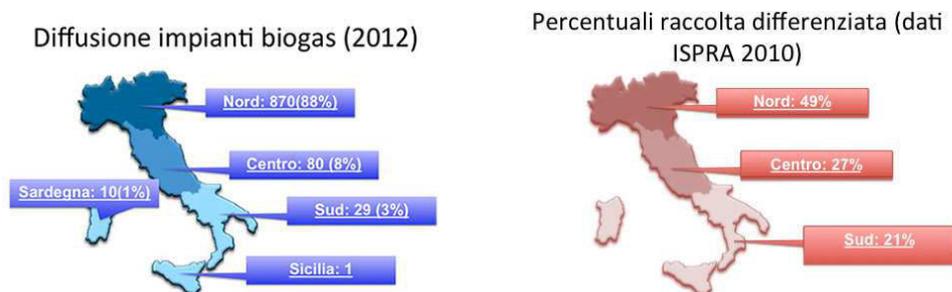
fonte: TERNA. Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2012

Secondo le ultime previsioni degli operatori del settore, il consumo di gas è destinato ancora a crescere a fronte di una prospettiva di decrescita di tutte le altre fonti fossili.

Lo sbilanciamento del Sud verso le fonti rinnovabili non programmabili e la debole presenza nelle regioni meridionali di impianti di biogas potrebbe essere in parte recuperato con la diffusione di biogas da FORSU, in accompagnamento alla crescita della raccolta differenziata, in ottemperanza agli obiettivi europei. Se, infatti, si guarda alla distribuzione degli impianti di biogas, da una parte, e alla diffusione della raccolta differenziata dall'altra (Figura 5.5.3), si può comprendere che il Sud potrebbe beneficiare delle lezioni apprese al Nord e accompagnare il raggiungimento di obiettivi di raccolta, con la diffusione della digestione anaerobica dei rifiuti e con il biometano che costituisce certamente la soluzione, non soltanto più virtuosa ambientalmente ma anche meno costosa per i cittadini.

**Grande potenziale al Sud per biogas e biometano da FORSU e sottoprodotti agricoli**

**Figura 5.5.3. Impianti di biogas e raccolta differenziata**



**Biometano:  
carburante al  
100% italiano**

Il biometano potrebbe essere il vero biocarburante tricolore, realizzato non da olio di palma del lontano Oriente, ma da matrici provenienti da sottoprodotti aziendali o da colture di integrazione. Il sostegno al biometano utilizzato nell'autotrazione potrebbe permettere di sostituire i biocarburanti realizzati con matrici d'importazione.

**Biocarburanti  
2° generazione:  
dal legno e  
dagli arbusti**

Nel quadro delle agroenergie i sottoprodotti agricoli potranno avere un ruolo di rilievo nel futuro anche nella produzione di biocarburanti di seconda generazione, cioè ottenuti da substrati ligno-cellulosici.

La maggior parte degli analisti ritiene che la competitività per l'idrolisi enzimatica, che consente di produrre etanolo dal substrato ligno-cellulosico, si possa raggiungere in un orizzonte di medio-lungo termine.

L'aspetto di maggiore interesse è che la produzione di etanolo di seconda generazione non compete con le coltivazioni per il cibo e ha il potenziale per superare le attuali tecnologie di produzione dell'etanolo di I generazione da canna da zucchero e da amido (mais negli USA), utilizzando biomasse di scarto e, per coltivazioni energetiche, la pianta intera.

Tra il 2012 ed il 2014 organizzazioni multinazionali quali Abengoa, BP, Clariant, Dupont, M&G, Petrobras, Poet, Raizen e Shell stanno investendo 1,3 miliardi di \$ in impianti "semi-commerciali". Tuttavia una serie di difficoltà tecnologiche e barriere politiche e di investimento hanno ritardato i risultati. In tutto ci sono 14 impianti pilota, 9 dimostrativi e 10 impianti di scala quasi commerciale in funzione o che andranno in esercizio nei prossimi due anni. La maggior parte di questi hanno un supporto finanziario da parte delle amministrazioni nazionali e/o regionali.

**Il biodiesel  
dagli  
oli esausti**

Tra gli altri biocarburanti va anche considerata la produzione mediante processi quali BTL ("biomass to liquid") di Fischer-Tropsch dal gas di sintesi ottenuto dalla piro-gassificazione del legno e HVO ("Hydrotreated vegetable oils") dagli oli vegetali ed oli/grassi esausti mediante idrogenazione che è un processo alternativo alla transesterificazione per produrre biodiesel.

Mentre per i BTL si sta parlando, per ora, di impianti pilota, il primo impianto HVO su scala commerciale (170.000 ton all'anno) è in produzione già da qual-

che anno nella raffineria della Neste Oil's Porvoo in Finlandia. Questo processo offre il vantaggio fondamentale di produrre un carburante al 100% sostituibile al diesel fossile, pur essendo questa tecnologia più costosa rispetto a quella del biodiesel tradizionale. Si stima quindi che la produzione di biodiesel da HVO possa aumentare significativamente nel giro dei prossimi anni.

Una considerazione fondamentale che si applica a tutte le agroenergie, dai biocarburanti al biogas, dalla combustione alla gassificazione è però che, la chiave per la competitività è poter utilizzare l'energia come un sottoprodotto, ossia come l'ultimo gradino nella scala del valore. Così come nella scala di priorità più sopra citata a proposito dei rifiuti, l'utilizzo energetico rappresenta l'ultimo gradino, le agroenergie possono essere competitive quando entrano in sinergia con altri scopi: quando il biogas consente di valorizzare e gestire meglio gli effluenti zootecnici; quando la biomassa forestale è un sottoprodotto della gestione forestale o del legno da opera; quando nella produzione di biocarburanti si possono utilizzare coprodotti di alto valore aggiunto per la chimica verde, etc.



---

Le informazioni contenute in questo rapporto provengono da fonti aperte e dai singoli Autori. Il documento si basa su informazioni e dati divulgati da istituti di ricerca, dai media e da istituzioni.

Althesys non assicura in alcun modo la completezza e la correttezza delle informazioni, che sono riportate unicamente allo scopo di presentare il quadro e l'evoluzione del settore in esame.

Il presente rapporto non intende in alcun modo costituire un parere, un suggerimento d'investimento o un giudizio su persone o società citate.

La società non si assume alcuna responsabilità per un eventuale uso improprio delle informazioni contenute nel presente rapporto.

E' vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma o mezzo e di qualsiasi parte del presente documento senza l'autorizzazione scritta da parte di Althesys Strategic Consultants.

Per informazioni: [info@althesys.com](mailto:info@althesys.com)



[www.agroenergia.eu](http://www.agroenergia.eu)



Via Larga, 31 - 20122 Milano  
Tel: +39 02 5831.9401 – Fax +39 02 5830.1281  
[www.althesys.com](http://www.althesys.com) - [info@althesys.com](mailto:info@althesys.com)

Copyright ©2014  
Althesys S.r.l. – AdMil S.r.l.  
All rights reserved

ISBN 9788890955402