

LO SVILUPPO DEL BIOMETANO: UN'OPZIONE SOSTENIBILE PER L'ECONOMIA E PER L'AMBIENTE

Elementi per l'elaborazione di una road map per lo sviluppo delle tecnologie del biogas done right e della biogas refinery in Italia

FEBBRAIO 2017

A cura di:

Dr. Agr. Stefano Bozzetto, Biogas Refinery Development srl

Ing. Christian Curlisi - CIB Consorzio Italiano Biogas

Dr. Claudio Fabbri - Centro Ricerche Produzioni Animali C.R.P.A. spa

Ing. Marco Pezzaglia - Gruppo Professione Energia srl

Dr. Agr. Lorella Rossi – CIB Consorzio Italiano Biogas

Dr. Fabrizio Sibilla – Comitato tecnico-scientifico CIB Consorzio Italiano Biogas

Sommario

INTRODUZIONE.....	3
FOOD AND FUEL.....	5
IL POTENZIALE PRODUTTIVO DEL BDR ITALIANO	8
La land efficiency	8
Il potenziale del biogas fatto bene italiano al 2030	10
Considerazioni sul potenziale di lungo periodo.....	12
La produzione di biometano al 2050.....	12
La produzione di gas rinnovabile al 2050	16
LA TRAIETTORIA DI RIDUZIONE DEI COSTI DELL'ENERGIA DA BIOGASDONERIGHT	19
Premessa	19
Le biomasse del biogasdoneright	20
La traiettoria di riduzione dei costi delle biomasse e del digestato	22
La riduzione del costo della trasformazione in biogas	23
La riduzione dei costi industriali di trasformazione del biogas in energia.....	25
Riepilogo della traiettoria di riduzione dei costi	27
IL RUOLO DELLA BIOGAS REFINERY NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA ITALIANA	29
La biogas refinery.....	29
La biogas refinery come "biomass densification center" ed il ruolo della rete del gas naturale	31
I mercati della biogas refinery	33
LE TECNOLOGIE RILEVANTI PER LO SVILUPPO DELLA BIOGAS REFINERY: UNA LEADERSHIP ITALIANA?.....	35
CONCLUSIONI	37
BIBLIOGRAFIA PRINCIPALE	39

INTRODUZIONE

Il presente studio ha lo scopo di individuare il potenziale della biogas refinery e del gas rinnovabile nella transizione italiana verso un sistema energetico ed agricolo *net zero carbon* entro il 2050.

In particolare lo studio si focalizza sugli obiettivi al 2030 e 2050 soffermandosi sul potenziale tecnico ed economico e sulle azioni che dovrebbero essere attivate in ambito agricolo, industriale e nelle politiche di supporto.

I concetti espressi dagli Autori in questo documento non rappresentano altro che il loro pensiero e sono finalizzati all'avvio di un dibattito all'interno del Consorzio Italiano Biogas per la redazione di una road map per lo sviluppo delle tecnologie della biogas refinery in Italia secondo i principi del "biogas fatto bene".

Nell'elaborazione di questo documento abbiamo assunto come scenario:

- a) il contesto italiano,
- b) i vincoli risultanti per il comparto dell'agricoltura e dell'energia dalla sottoscrizione anche da parte dell'Italia degli obblighi di cui al trattato di Parigi COP21.

In particolare consideriamo che la bioenergia sia una opzione non facoltativa per il raggiungimento di quanto dichiarato all'art. 4 del trattato di Parigi in quanto unica fonte rinnovabile in grado di agire sul ciclo del carbonio in una scala significativa.

"In order to achieve the long term temperature goal set out in Article 2, Parties aim to reach global peaking of greenhouse gas emissions as soon as possible, recognizing that peaking will take longer for developing country Parties, and to undertake rapid reductions thereafter in accordance with best available science, **so as to achieve a balance between anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of greenhouse gases in the second half of this century**, on the basis of equity, and in the context of sustainable development and efforts to eradicate poverty"¹².

Nel novero delle bioenergie riteniamo che la biogas refinery sia una tra le tecnologie che possa contribuire nel lungo periodo a dare positivi ritorni in termini di decarbonizzazione dei settori energetico ed agricolo e nel contempo di sviluppo economico potendo agire su alcuni assi strategici e concorrenti:

- la mitigazione delle emissioni del sistema energetico,
- lo stoccaggio del carbonio con la creazione di sistemi carbon negative a partire dalla cattura di carbonio atmosferico mediante il processo clorofilliano,

¹ https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_english_.pdf

² <http://theplate.nationalgeographic.com/2015/10/23/italians-show-energy-and-food-can-grow-in-harmony>

- una ritrovata centralità dell'agricoltura come motore della bioeconomia nell'ambito dello sviluppo *circolare* dell'economia.

In questo processo l'Italia può svolgere un ruolo specifico a ragione di una consolidata tradizione nel settore dell'energie rinnovabili, del gas e del biogas, della chimica verde e, non da ultimo, per l'importanza che l'agricoltura ed il cibo rappresentano nella Società italiana.

Crediamo che non sia un caso che la riflessione sulla portata agricola, industriale ed ambientale del bioagstoneright sia nata in Italia, e possa trovare nel nostro Paese un formidabile laboratorio di sviluppo delle tecnologie, dei business models e delle politiche di sostegno necessarie al pieno dispiegarsi del potenziale della biogas refinery.

Ciò che sarà possibile per l'Italia, Paese con estremi climatici tipici dell'ambiente mediterraneo, con un rapporto di 0,1 ha SAU/abitante inferiore a 10 volte quello degli Stati Uniti, con una orografia difficile ed un paesaggio ricco di storia come pochi altri che pone vincoli importanti anche da un punto di vista della modifica degli ordinamenti colturali, sarà a maggior ragione possibile altrove ove condizioni di densità demografica e di risorse naturali sono meno limitanti.

FOOD AND FUEL

La Commissione Europea ha emanato una proposta di direttiva sulle fonti rinnovabili che prevede la riduzione dei biocarburanti prodotti da biomasse amidacee, zuccherine e oleaginose, i cosiddetti biocarburanti di prima generazione, prevedendone una riduzione dell'obbligo dall'attuale 7% al 3,8% al 2030³.

Nel contempo la Commissione ritiene di favorire lo sviluppo di biocarburanti avanzati, biogas, elettrificazione e gas naturale nei trasporti come elementi complementari finalizzati alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti nei trasporti: per i biocarburanti avanzati è prevista la crescita dell'obbligo dall'attuale 0,5% al 3,6% al 2030.

Questa proposta, anticipata da una Comunicazione della Commissione sulla mobilità sostenibile⁴, è frutto del dibattito che si è sviluppato negli ultimi dieci anni in relazione a:

- l'effettiva efficacia dei biocarburanti nella riduzione delle emissioni di CO₂;
- l'effettiva possibilità di destinare terreni attualmente utilizzati per le produzioni foraggere ed alimentari alla produzione di biomasse per l'energia e quindi ai limiti quantitativi dei biocarburanti nel contribuire alla sostituzione dell'utilizzo dei carburanti di origine fossile;
- alla possibilità di realizzare questa transizione a costi comparabili agli attuali.

In effetti il settore agricolo e zootecnico sono responsabili di circa il 12% delle emissioni di gas climalteranti a livello globale, il settore dei trasporti del 14%: non si comprende quindi come una produzione di biocarburanti con le pratiche attuali possa contribuire a ridurre le emissioni di gas serra nel settore dei trasporti, senza una profonda discontinuità con le pratiche agricole attuali.

Peraltro la bioenergia è l'unica fonte a base carbonica tra quelle rinnovabili

- in grado di agire sul ciclo del carbonio alla scala necessaria anche riducendo in termini negativi le emissioni di gas serra;
- possiede tutte le prerogative degli idrocarburi: cioè è una fonte di energia conservabile a costi irrisori, programmabile, fungibile per diversi utilizzi in particolare modo in quelli di più difficile elettrificazione.

Ma è possibile disporre di bioenergia nelle quantità necessarie, che sappia ridurre di oltre il 70% le emissioni di gas serra dei combustibili fossili sino a divenire un sistema carbon negative e che sia in grado non solo di non competere con le produzioni agricole, ma che possa

³ Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) COM(2016) 767 final 2016/0382 (COD)

⁴ Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions "A European strategy on Cooperative Intelligent Transport Systems, a milestone towards cooperative, connected and automated mobility" COM(2016) 766 final

contribuire ad una maggiore competitività delle aziende realizzando nel contempo una riduzione del costo di produzione dell'energia prodotta?

Sono queste le prerogative del biogas done right concept (BDR) ⁵ :

- essere una bioenergia producibile alla scala di centinaia di TWh⁶ non solo non riducendo la potenzialità delle aziende agricole di produrre per i mercati foraggieri e alimentari, ma contribuendo ad aumentarne la competitività;
- essere in grado di modificare profondamente l'uso del suolo, le pratiche agricole ed in tal modo contribuire a una riduzione dell'inquinamento e delle emissioni delle pratiche agricole convenzionali, realizzando sistemi agro-energetici via via più efficienti sino a risultare carbon negative;
- essere in grado di ridurre in modo progressivo il costo di produzione dell'energia prodotta in azienda e nel contempo quello delle produzioni alimentari e foraggiere.

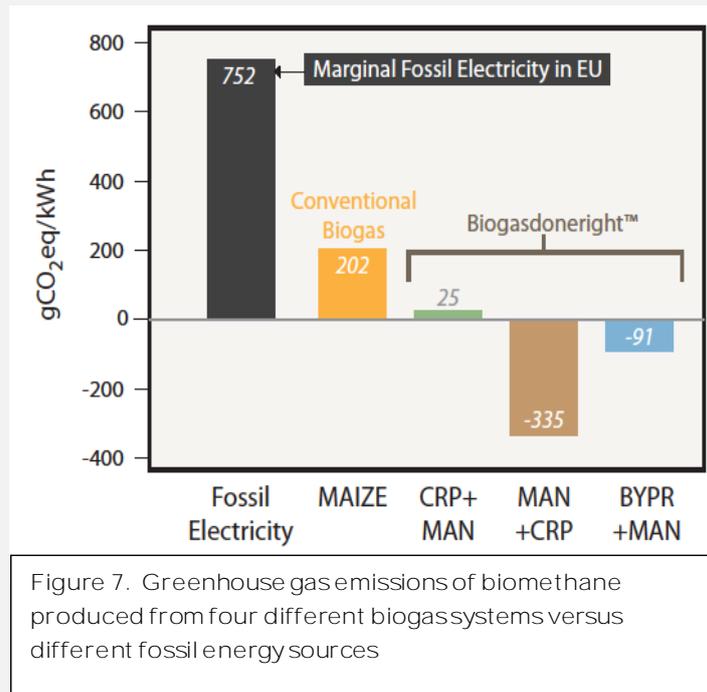
Nei paragrafi seguenti esamineremo due aspetti essenziali del biogas fatto bene:

- il potenziale produttivo,
- la capacità di ridurre i costi di produzione dell'energia ma nel contempo anche quelli delle produzioni agricole.

Per quanto concerne l'efficacia nella riduzione delle emissioni di gas serra, si rimanda agli atti di Biogas Italy 2017 ed alle pubblicazioni presentate in quell'occasione e riportate in letteratura, riassumibili in modo plastico nel grafico sotto riportato:

⁵ Bruce D. "Biogas Done Right: What does It Mean?" European Biogas Association Meeting Ghent, Belgium, September 27, 2016,

⁶ Il consumo italiano di idrocarburi per utilizzi industriali e energetici ammonta circa a 1800 TWh all'anno



Tratto da Valli L. and others, 2017, in fase di pubblicazione

Sebbene molta strada resti da fare prima di raggiungere la maturità di questo insieme di tecnologie, l'esperienza di un manipolo di agricoltori italiani attesta che produrre cibo ed energia da biogas in un'azienda agricola non solo è possibile, ma è una necessità per disporre di energia rinnovabile programmabile a basso costo ed avere aziende agricole più competitive, meno inquinanti e più resilienti agli effetti dei cambiamenti climatici.

A condizione che il Biogas sia "done right"⁷.

⁷ Dale B. et al. (2010). "Biofuel done right: land efficient animal feed enable large environmental and energy benefits." Environ. Technol. 44. 8385-8389,

IL POTENZIALE PRODUTTIVO DEL BDR ITALIANO

La land efficiency

I consumi di idrocarburi in Italia ammontano a circa 1.800 TWh , di cui circa 7-800 TWh da gas naturale.

La bioenergia è la soluzione per molti versi più naturale alla sostituzione degli idrocarburi in quanto analogamente ad essi è una fonte energetica programmabile a base carbonica. Ma a differenza degli idrocarburi, la bioenergia si caratterizza per essere una fonte energetica dispersa e poco densa. E' per questo motivo che inizialmente le forme evolute di utilizzo delle biomasse si sono rivolte alle forme più dense ed oggetto di sistemi logistici e commerciali consolidati come quelli del commercio delle granelle di cereali, degli oli e degli zuccheri.

Ma la disponibilità di terreni a seminativo a livello globale è limitata, costante da alcuni decenni attorno a 1,5 Mrd di ettari arabili. In USA per esempio la produzione di mais da granella destinata alla produzione di etanolo supera il 40% dell'attuale produzione. Ma a ragione della modesta efficienza nell'uso del suolo di una monocoltura, anche la più efficiente come quella a mais, l'utilizzo di questa superficie a fini energetici corrisponde a solo il 6% del consumo di carburanti USA.

Pertanto, a fronte della limitatezza di "terra arabile", come per ogni risorsa scarsa ciò che rileva è comparare la *land efficiency*⁸, cioè la quantità di energia ottenibile da un terreno sottratto alle produzioni foraggere ed alimentari.

Infatti, come recentemente ha affermato il Direttore della FAO Da Silva⁹, l'utilizzo di terreni agricoli a fini agroenergetici possibilmente in sistemi non monocolturali, è auspicabile, ma ovviamente in modo limitato e reversibile, cioè con modalità colturali tali da permettere di ridestinare il terreno ai mercati alimentari e foraggieri qualora, come negli anni intorno al 2009, i prezzi dei mercati dei prodotti agricoli indicassero una carenza di offerta .

Pertanto le filiere bioenergetiche con la migliore land efficiency hanno un vantaggio competitivo indiscutibile ed a ragione di ciò si può misurare il loro potenziale.

Di seguito una comparazione del fabbisogno di terreni di primo raccolto, cioè terreni sottratti alla produzione foraggiera ed alimentare, per la produzione di circa 580.000 MWh th di energia all'anno con un impianto di prima o seconda generazione da etanolo o

⁸ Per una definizione della land efficiency vedasi in bibliografia "Considerazioni sul potenziale del "biogas fatto bene" italiano ottenuto dalla digestione anaerobica di matrici agricole. Metodologia di stima e analisi dei dati del Position Paper del Consorzio Italiano Biogas" Luglio 2016,

⁹ Forum for Food and Agriculture, 2015 FAO Working Meeting "Addressing Food Security Challenges under Increasing Demand for Land, Soil and Energy" Dichiarazione di apertura del direttore generale della FAO José Graziano Da Silva, 16 gennaio 2015 – Berlino.

biodiesel, e 27 impianti a biometano connessi alla rete gas da 500 Nmc/h di biogas grezzo ciascuno, complessivamente di pari capacità produttiva ad un impianto da etanolo.

	Etanolo da Mais granella	Biodiesel da Colza	Etanolo da Arundo donax	Biogas da monoculture	Biogas doneright**
N. impianti	1	1	1	27	27
produzione etanolo ton /annui	80.000		80.000	59.200.000	59.200.000
MWh th /annui	586.667	586.667	586.667	586.667	586.667
ton biomassa	239.232	133.333	380.952	538.182	720.000
FCLR ** ha	22.688	35.088	15.238	10.764	2.960
Land efficiency (ha primo raccolto/10GWh th)	383	593	257	182	50
Moltiplicatore fabbisogno di terra arabile rispetto biogas done right	8	12	5	4	1
Area agricola (ha) interessata considerando rotazioni e % seminativi	54.019	292.398	25.397	59.798	7.048
**Area interessata Ha sottratta alle produzioni food/feed	**nel fabbisogno di terreno di primo raccolto (FCLR) andrebbero tolti i crediti derivanti dalla produzione di borlande o pannelli per l'alimentazione zootecnica			Nmc di metano equivalenti	* impianti da 1,0 MWe eq ** (50 ha/1Mn Nmc)

La maggior efficienza nell'uso del suolo, e quindi il minor fabbisogno di terra arabile del BDR rispetto le altre filiere, è dovuta al fatto che il ricorso a terreni di primo raccolto (monocolture) nel caso del biogas fatto bene è solo residuale mentre prevalente è il ricorso **a biomasse di integrazione:**

- colture di secondo raccolto prima o dopo un raccolto per la stalla o per il mercato, raccolte allo stadio di maturazione cerosa e conservate come insilati;
- effluenti zootecnici;
- residui agricoli od agroindustriali.

L'utilizzo di queste biomasse ricche in acqua, che non verrebbero prodotte (colture di secondo raccolto¹⁰) per assenza di domanda locale ed eccessiva onerosità per il trasporto a distanza, ovvero che costituiscono un residuo da smaltire, si rende possibile in un impianto a biogas (a differenza di altre filiere bioenergetiche) perché non sono necessarie grandi quantità di biomasse per alimentarlo. L'impianto di biogas infatti può operare in modo efficiente alla scala di qualche MW th di potenza grazie ad una biotecnologia gratuitamente disponibile, in grado di convertire sostanza organica di diversa natura e qualità in un gas, con una efficienza di trasformazione del carbonio organico in biogas pari al 60-80% e al 50-60% su base energetica a seconda della digeribilità della biomassa utilizzata.

Nel caso esemplificato nella tabella precedente sono necessari 27 impianti a biogas distribuiti nel territorio della potenza di 2,5 MW th per produrre una quantità analoga di

¹⁰ Vedasi lo studio Ecofys "Assessing the case for sequential cropping to produce low ILUC risk biomethane. Final report. 4 novembre 2016. Project number: SISNL17042.

energia ad un impianto per la produzione di 80.000 ton/anno di etanolo da lignocellulosiche.

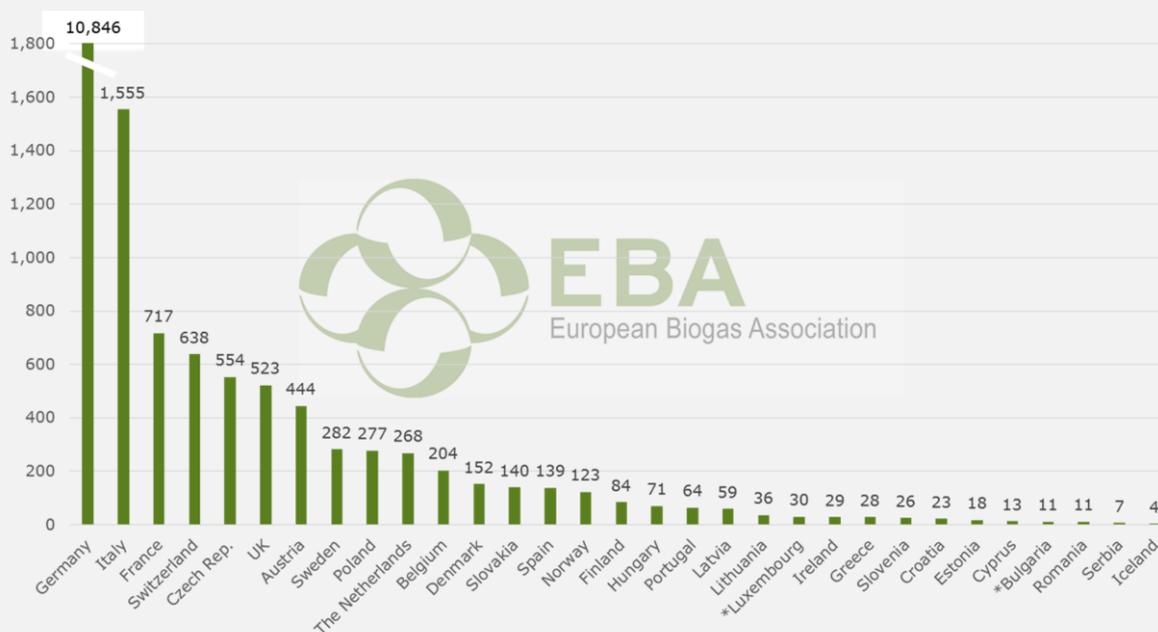
La produzione efficiente ma su piccola scala permette di:

- ridurre i costi di trasporto delle biomasse;
- riciclare in loco a costi ridotti un concime organico in cui residuano tutti gli elementi fertilizzanti che escono intonsi nel processo di digestione anaerobica unitamente al carbonio indigerito;
- assicurarsi un biomass procurement plan non legato al ciclo delle commodities agricole, in quanto molti dei fattori della produzione sono prodotti in azienda, e i prodotti utilizzati nel digestore non sarebbero fungibili nei mercati alimentari e foraggieri a ragione della loro natura o dello stadio di maturazione.

A ragione della produzione decentralizzata, dell'efficienza di conversione in gas, e di un largo ricorso a biomasse di integrazione costituite da doppie colture¹¹, effluenti zootecnici e residui agricoli e agroindustriali, **il fabbisogno di terreno di primo raccolto, sottratto alla produzione alimentare o foraggiera in modo temporaneo e reversibile, è nettamente inferiore a quello di altre filiere bioenergetiche, sino a 10 volte inferiore a quello per il biodiesel.**

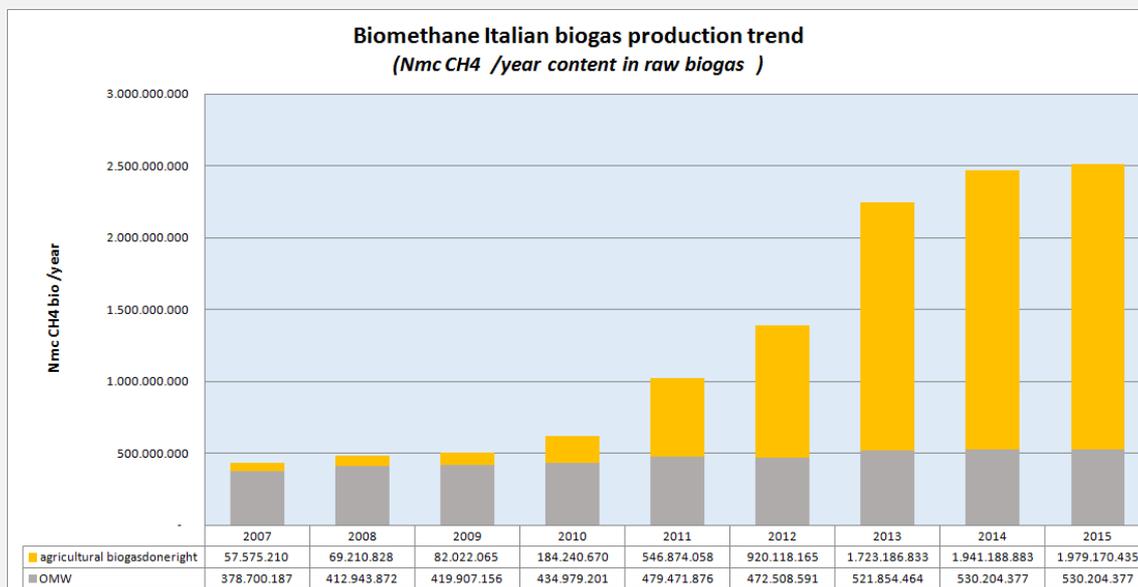
Il potenziale del biogas fatto bene italiano al 2030

Il biogas italiano in questi cinque anni a ragione di una semplificata legislazione di sostegno ha dimostrato una grande capacità di iniziativa, divenendo il secondo biogas agricolo al mondo dopo quello tedesco.



¹¹ A riguardo del potenziale delle doppie colture, vedasi lo studio ECOFYS riportato in bibliografia

L'incremento realizzato in questi anni ha portato alla fine del 2015 ad una potenza installata di circa 1.450 MW e con 1900 impianti tra FORSU¹² ed Agricoli, per una produzione annua equivalente a circa 25 TWh termici.



Gli investimenti realizzati in questi anni ammontano a circa 4.000 milioni di euro e i nuovi occupati stabili ammontano a circa 12.000 addetti.¹³

Gran parte di questa crescita si è realizzata a partire da colture di secondo raccolto ed effluenti zootecnici che si stima oggi rappresentino circa il 33% dell'energia prodotta e sono destinate a raddoppiare entro il 2030 a ragione del loro minore costo.

Il Consorzio Italiano Biogas anni fa ha elaborato una road map¹⁴ che prevedeva la produzione di circa 8 Mrd di biometano da matrici agricole, utilizzando circa il 6% della SAU a seminativi italiana, una superficie grosso modo pari a quella destinata al set aside¹⁵ temporaneo.

¹² Frazione Organica Rifiuti Solidi Urbani

¹³ Irex Annual Report – Althesys 2015

¹⁴ "Considerazioni sul potenziale del "biogas fatto bene" italiano ottenuto dalla digestione anaerobica di matrici agricole. Metodologia di stima e analisi dei dati del Position Paper del Consorzio Italiano Biogas", A cura di Bozzetto, S. et altri

¹⁵ Non coltivazione obbligatoria dei terreni.

Tabella 1 – Scenario di sviluppo del biometano e previsioni di evoluzione della land efficiency del biogas italiano al 2030 (*).

			2010	2015	2020	2025	2030
(A)	Biometano totale	(Gm ³ /anno)	0,70	2,20	4,20	5,50	8
(FCLR)	- SAU primo raccolto	(ha)	85.000	200.000	250.000	300.000	400.000
		(ha/Mm ³ CH ₄)	121	91	60	55	50
(C x P)	- Resa primo raccolto	(m ³ /ha di CH ₄)	6720	6720	6720	6720	6720
(A/FCLR)	LAND EFFICIENCY	(m ³ /ha di CH ₄)	8.235	11.000	16.800	18.333	20.000
(A - I)	- Biometano da primo raccolto	(Gm ³ /anno)	0,57	1,34	1,68	2,02	2,69
(I)	- Biometano da biomasse di integrazione	(Gm ³ /anno)	0,13	0,86	2,52	3,48	5,31
(I)	- Biometano da biomasse di integrazione	(%)	18	39	60	63	66

(*) Al 2015 la potenza installata da biogas agricolo e da forsu ammonta a circa 950 MW, pari ad una produzione lorda di circa 2,0-2,1 Mrd di Nm³ di biometano utilizzati interamente in motori endotermici per la produzione di energia elettrica.

Considerando 8 Mrd di Nmc da matrici agricole, ed un potenziale di circa 0,8 Mrd di Nmc da FORSU e 1,2 Mrd da altre fonti , **il potenziale al 2030 di biometano è pari a circa 100 TWh**, ma potrà essere conseguito solo attraverso un aumento della land efficiency sino a 50 ha di primo raccolto per milione di Nmc di biometano annui.

Considerazioni sul potenziale di lungo periodo

La produzione di biometano al 2050

100 TWh è già un numero considerevole; ma attraverso una integrazione spinta della digestione anaerobica nelle aziende agricole, rappresenta il potenziale massimo del biogas in Italia?

Certamente il potenziale del biogas da rifiuti è oggettivamente limitato: diverse sono le considerazioni per quello agricolo.

L'applicazione su larga scala del concetto del biogas fatto bene è una peculiarità italiana forse non casuale: l'orientamento verso produzioni alimentari di qualità è stato un vincolo che ha indotto rapidamente i produttori di biogas italiani a porsi la domanda di come alimentare i propri digestori continuando a produrre foraggi per le vacche da cui deriva per esempio il latte per parmigiano reggiano e grana padano. Era infatti per essi impensabile ipotizzare di chiudere le stalle per destinare le superfici a monoculture destinate all'alimentazione dei digestori. Gli imprenditori agricoli del biogas italiano, nelle proprie condizioni agro-ecologiche, hanno saputo quindi, percorrere una strada nuova,

capace di permettere alle loro aziende di produrre in ambito decentrato grandi quantità di metano rinnovabile, trasformando nel contempo la digestione anaerobica in uno strumento essenziale per :

- a) modificare profondamente l'uso del suolo agricolo aziendale,
- b) ridurre la dipendenza da fattori di produzione (energia, concimi, ecc.) di origine fossile,
- c) riciclare ogni scarto o sottoprodotto per produrre energia e fertilizzanti.

La digestione anerobica integrata nell'azienda agricola e declinata secondo i principi del biogas fatto bene è oggi per questi imprenditori uno strumento indispensabile per rendere l'azienda agricola più competitiva e sostenibile sia da un punto di vista ambientale che economico¹⁶.

Ma l'agricoltura italiana, e non solo, è attraversata da una crisi strutturale in molti comparti ed in particolare in quello zootecnico e dei cereali. La produzione di due raccolti, una maggiore rotazione delle colture con l'introduzione di leguminose, il riciclo degli effluenti con una drastica riduzione dell'utilizzo di fertilizzanti di sintesi, l'adozione di tecniche di minima lavorazione e di precision farming sono opportunità per ridurre i costi di produzione, diversificare i mercati e ripensare l'azienda agricola nel suo insieme. Anche sul lato della domanda sono in atto profondi cambiamenti nello stile dei consumatori: crescente è la domanda soprattutto nei giovani di proteine vegetali, di varietà particolari di cereali, di carne e latte prodotti con sistemi più sostenibili da un punto di vista ambientale e attenti al benessere degli animali.

Competizione sui costi e nuovi stili alimentari sono fenomeni strutturali che mettono in discussione l'esistenza stessa di molte aziende agricole tradizionalmente dedite alla produzione di cereali o latte o carne con tecniche convenzionali.

La richiesta di prodotti di qualità a prezzi competitivi che internalizzino i valori del territorio e di sostenibilità in generale, sono fenomeni che richiedono profonde modifiche nei sistemi produttivi e nell'organizzazione delle filiere.

Pur non esaurendo tutte le risposte a queste criticità, l'agronomia del biogas done right agevola in modo importante la ricerca di soluzioni da un punto di vista tecnico-economico e finanziario migliorando il merito di credito delle aziende agricole chiamate a investire in progetti di filiera necessari a riconquistare quote di valore aggiunto consone al valore dei capitali investiti.

¹⁶ A titolo di esempio per comprendere il ruolo del biogasfatto bene per il rilancio delle aziende agricole e per la riduzione dell'inquinamento vedasi questo filmato tratto dalla home page del sito di FCA SpA <https://youtu.be/sx9-zXONob8> descrivente l'esperienza di un'azienda da bovini di carne in provincia di Verona. Ovvero questo filmato http://www.fattoriadellapiana.it/index.php?option=com_content&view=article&id=117&Itemid=122&lang=it, che descrive l'esperienza di un'azienda lattiero casearia in provincia di Reggio Calabria.

Che ci sia bisogno di cambiamento nel settore agricolo lo dimostra in modo plastico il corso dei prezzi agricoli come rilevato dalla FAO¹⁷, in cui i prezzi correnti indicizzati per l'inflazione sono a livelli inferiori di quelli degli anni '60.



Nei prossimi anni nel settore dei "seminativi" e "zootecnico" (circa il 65% della Produzione Lorda Vendibile – PLV italiana) è necessaria una "rivoluzione" analoga a quanto avvenuto dopo lo scandalo del metanolo per il comparto vitivinicolo, che potremmo riassumere in questo modo :

- drastica riduzione della superficie vitata;
- aumento della PLV, in particolare della quota destinata all'esportazione, a ragione di una maggiore attenzione alla qualità ed alla tipizzazione delle produzioni.

I cereali e la zootecnia non sono filiere produttive e prodotti semplicisticamente sovrapponibili a quelli del vino, ma i fenomeni sono analoghi, anche se le soluzioni dovranno essere necessariamente diverse.

Pertanto nei prossimi anni riteniamo probabile:

- a) un calo delle consistenze di bovini da latte, in aree non destinate a produzioni IGP o DOP;
- b) un calo della produzione di bovini da carne a ragione di un trend in atto nei consumatori di riduzione del consumo di carni rosse;

¹⁷ FAO Food price index , accesso del 25 gennaio 2017 ,
<http://www.fao.org/worldfoodsituation/foodpricesindex/en/>

- c) un aumento delle superfici a leguminose da foraggio e da granella per l'alimentazione umana¹⁸ dopo che negli ultimi 50 anni la produzione è calata dell'80%¹⁹.

Ciò non potrà non avere effetti importanti sulla:

- a) possibilità di realizzare doppie colture in rotazione con colture proteiche foraggiere o per l'alimentazione umana²⁰;
- b) riduzione delle colture foraggiere destinate all'alimentazione zootecnica ed in particolare bovina.

Alla luce delle esperienze sviluppate in questi anni ed in relazione alle considerazioni di evoluzione del comparto agricolo summenzionate, abbiamo assunto queste ipotesi per formulare il potenziale del biogas fatto bene italiano al 2050:

- a) un aumento delle superfici destinate alla produzione di biomasse insilate per il digestore in via esclusiva, anche in doppia coltura, sostitutive di produzioni foraggiere sino al 10% della SAU attuale a seminativi italiana, a ragione del calo della domanda zootecnica summenzionata;
- b) un aumento delle rese produttive per ettaro sui terreni in monocoltura (30 ton ss/ha) e in doppia coltura (20 ton ss/ha);
- c) una crescita della superficie a leguminose avvicendate dagli attuali 310.000 ha circa a 1.000.000 di ha, una parte dei quali destinabile a una coltura invernale insilata per il digestore prima della leguminosa da destinarsi al mercato;
- d) una sostanziale stabilità dell'energia ricavata da effluenti zootecnici, di cui a fronte di un calo prevedibile nel numero dei capi bovini, viene considerato un maggior tasso di recupero delle deiezioni a ragione di normative ambientali via via più stringenti;
- e) un aumento della quantità di energia ricavabile da paglie, stocchi e tutoli.

Alla luce di queste assunzioni, di seguito una valutazione del potenziale a lungo termine (al 2050) del biometano agricolo pari a circa 18,5 Mrd di Nmc di biometano, di cui almeno il 75% da biomasse di integrazione.

¹⁸ <http://www.corriereortofrutticolo.it/2016/05/11/isma-crescono-consumi-legumi-italia-dipende-dallimport/>

¹⁹ A riguardo si deve ricordare che sino a 50 anni orsono in Italia la superficie a leguminose avvicendate ammontava a circa l'80% della SAU attuale
http://www.ansa.it/canale_terraegusto/notizie/mondo_agricolo/2016/10/07/legumi-toccasana-ma-produzione-italia-calata-80-in-50-anni_ab378584-20cc-4175-af78-6d9300943a19.html

²⁰ Per brevità del ciclo, e inserimento nella rotazione, la produzione di un insilato ben si adatta a precedere una leguminosa.

TABELLA INSERITA NEL TESTO pag. 6			ROAD MAP BIOMETANO AGRICOLO						
			2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
(A)	Biometano totale	(Gm3/anno)	0,70	2,00	4,20	5,50	8,00	13,00	18,50
(FCLR)	- SAU primo raccolto	(ha)	85.000	200.000	250.000	300.000	400.000	525.000	650.000
		% sau seminativi	1%	3%	4%	4%	6%	8%	10%
		(ha/Mm ³ CH ₄)	121	100	60	55	50	43	35
(C x P)	- Resa primo raccolto	(m ³ /ha di CH ₄)	6720	6720	6720	6720	6720	8400	10080
(A/FCLR)	LAND EFFICIENCY	(m ³ /ha di CH ₄)	8.235	10.000	16.800	18.333	20.000	24.762	28.462
(A - I)	- Biometano da primo raccolto	(Gm ³ /anno)	0,6	1,3	1,7	2,0	2,7	4,4	4,4
(I)	- Biometano da biomasse di integrazione	(Gm ³ /anno)	0,1	0,7	2,5	3,5	5,3	8,6	14,1
(I)	- Biometano da biomasse di integrazione	(%)	18	33	60	63	66	66	76

La produzione di gas rinnovabile al 2050

La produzione di biogas da matrici agricole e da FORSU non esaurisce le fonti con cui produrre un gas rinnovabile in Italia; un contributo potrà derivare anche da:

- il biometano ottenuto da gassificazione delle biomasse solide
- il metano prodotto da fonti non biogeniche.

In alcuni Paesi il biometano ottenibile da gassificazione delle biomasse solide viene considerato, a ragione di una maggiore efficienza di conversione energetica, come la fonte di biometano più promettente nel medio periodo²¹. Il nostro Paese dispone certamente di risorse forestali utili allo scopo, ed il loro utilizzo in combustione diretta sarà sempre più limitato anche per ragioni di inquinamento atmosferico. Al momento peraltro la produzione di gas metano da gassificazione è del tutto irrilevante rispetto la produzione di metano da digestione anaerobica in Europa e non è possibile in questo contesto formulare una previsione affidabile a riguardo in quanto le problematiche relative al *biomass procurement*, alla scala degli impianti, ed ai costi di produzione sono ancora oggetto di approfondimento, come lo sono le effettive performance in termini di emissioni

Per metano prodotto da fonti non biogeniche, qui si intende invece il metano prodotto da idrogeno proveniente da fonti rinnovabili ricavato attraverso processi di elettrolisi o fotocatalisi e trasformato in metano mediante processi termochimici (Sabatier) oppure per via biotecnologica (con biocatalizzatori del genere Archea). La Commissione Europea, nella sua proposta li ha recentemente inclusi nella lista dei biocarburanti avanzati²² ed il nostro Paese è in procinto di ammettere il loro utilizzo nell'aggiornamento della legislazione di sostegno per il biometano²³ come biocarburante avanzato.

²¹ Oliver Guerrini "Gasification technologies and their contribution to Biomethane development Industry perspective", February 2017 EBA Workshop –General Assembly

²² Proposal for a directive of the european parliament and of the council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) COM(2016) 767 final 2016/0382 (COD)

²³ DM-Biometano-vers_consultazione pubblica_dicembre-gennaio 2016

Lo sviluppo di queste tecnologie troverà nella biogas refinery una più facile applicazione tecnica ed un più agevole business case, a ragione delle infrastrutture già esistenti e della disponibilità di C-CO2 in ragione di circa 0,8 :1,0 rispetto il C-CH4.

La metanazione dell'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili peraltro potrà avvenire anche da fonti di Carbonio industriali ovvero dalla cattura diretta del C-CO2 dall'aria. In ogni caso, mentre nella biogas refinery la CO2 è disponibile localmente e rappresenta un costo negativo pari al costo evitato di upgrading a metano, negli altri casi il C-CO2 ha un costo pari alle spese di cattura e trasporto.

Pertanto al momento ci siamo limitati ad una ponderazione del potenziale produttivo di gas rinnovabile da fonti non biogeniche unicamente dalla C-CO2 delle biogas refineries²⁴.

Di seguito un riepilogo della stima del potenziale del gas rinnovabile producibile in Italia al 2050, con una indicazione della proiezione di riduzione dei costi di produzione (ante immissione in rete) sia per quanto riguarda il metano da fonti biogeniche che non a cui ovviamente il potenziale tecnico è strettamente correlato.

	2016	2020	2025	2030	2040	2050
BIOMETHANE FROM OMW	500.000.000	650.000.000	750.000.000	900.000.000	1.200.000.000	1.500.000.000
AGRICULTURAL BIOMETHANE	2.000.000.000	3.550.000.000	5.500.000.000	8.000.000.000	12.750.000.000	18.500.000.000
RENEWABLE GAS FROM NO BIOGENIC SOURCES AND BIOMETHANE FROM GASIFICATION			50.000.000	1.100.000.000	5.800.000.000	15.000.000.000
TOTALE Nmc Ch4 bio	2.500.000.000	4.200.000.000	6.300.000.000	10.000.000.000	19.750.000.000	35.000.000.000
TWh th	25	42	63	100	197	350
	2015	2020	2025	2030	2040	2050
BEST PRODUCTION COSTS PROJECTION FOB ANTE GRID INJECTION						
AGRICULTURAL BIOGAS (MWh th)	€ 60	€ 50	€ 45	€ 40	€ 35	€ 30
AGRICULTURAL BIOMETHANE ANTE INJECTION (€/MWh th)	€ 75	€ 62	€ 56	€ 50	€ 43	€ 37
RENEWABLE GAS (€/MWh th)			€ 100	€ 70	€ 60	€ 50

Il potenziale di biometano da matrici agricole potrebbe ammontare quindi a circa **185 TWh**, quantitativo pari a 1,5 volte la produzione italiana attuale di idrocarburi da giacimenti fossili²⁵. Si ricordi che questo potenziale deve essere rapportato ad un Paese con elevati consumi energetici (di idrocarburi) e con un rapporto SAU Seminativi ha/abitante tra i più bassi al mondo (1/10 di quello statunitense) e tra i più alti consumi energetici pro capite al mondo.

Il potenziale complessivo di gas rinnovabile (da biometano da matrici agricole, da FORSU, da gassificazione delle biomasse solide e metano rinnovabile da fonti non biogeniche) è stimabile nell'ordine di circa **300-350 TWh** .

²⁴ Per quanto concerne il tema del gas rinnovabile vedasi "Renewable Gas. The Transition to Low Carbon Energy Fuels" Jo Abbess Associate Research Fellow, Birkbeck College, University of London, UK 2016

²⁵ Circa 68 TWh di gas naturale e 62 TWh da petrolio.

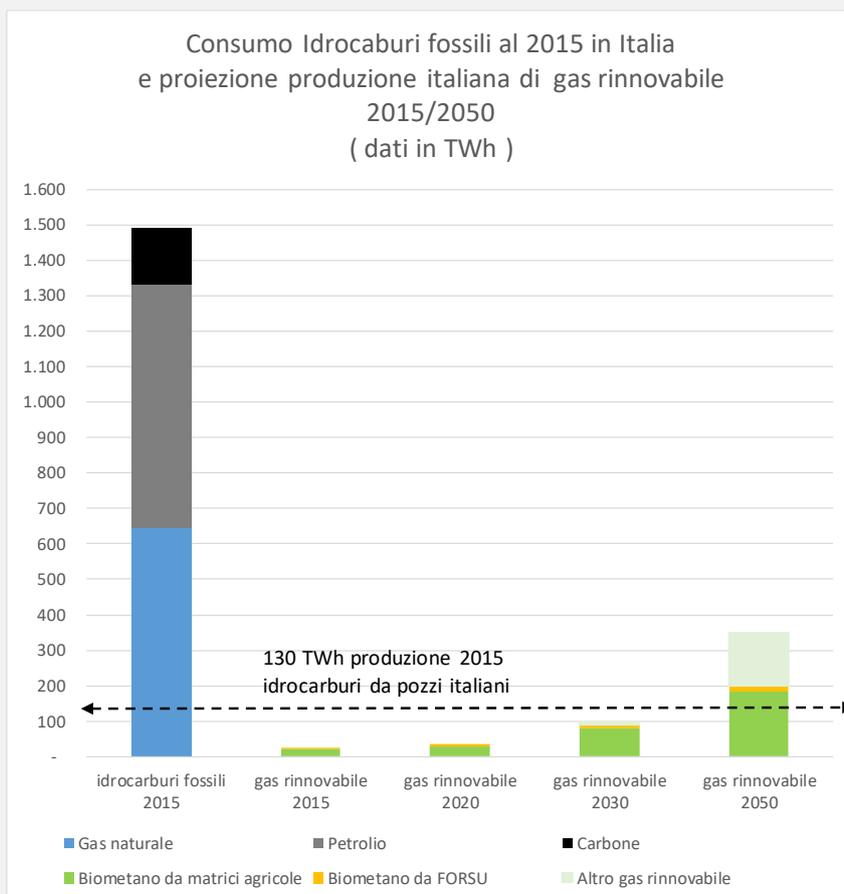
Queste valutazioni sono oggetto di discussione e saranno affrontate nel dettaglio in un peer review study di prossima pubblicazione che descriverà in dettaglio le assunzioni alla base di questo potenziale tecnico ed economico del biogas fatto bene anche in altri contesti. Il gruppo di studio cui partecipano Jeremy Wood (Imperial College London, UK), Tom Richard (Penn State University, USA), Kurt Thelen (Michigan State University, USA), Jorge Hilbert (INTA, Argentina) con il coordinamento del prof. Bruce Dale della Michigan University, è stato presentato nel corso di Biogas Italy 2017 e illustrerà i risultati nel corso dell'assise del prossimo anno.

Una produzione nazionale siffatta rappresenta un potenziale significativo ma non in grado di sostituire in valore assoluto l'attuale consumo di idrocarburi fossili, pur considerando come probabile una importazione di gas rinnovabile da Paesi connessi alla rete di trasporto analogamente a quanto avviene oggi per il gas naturale.

In ogni caso esso rappresenta un prezioso contributo alla riduzione della dipendenza italiana da fonti di energia non nazionali, e potrebbe contribuire in modo significativo alla riduzione

della quantità di carbonio fossile veicolato dalla rete del gas naturale in un processo di progressiva sostituzione di petrolio e carbone con il metano.

Quindi il gas rinnovabile si caratterizza potenzialmente per essere un idrocarburo rinnovabile strategico nella transizione energetica, trasportabile attraverso la rete del gas, stoccabile e immediatamente utilizzabile negli impianti che già oggi utilizzano il gas naturale sia in ambito energetico che industriale, senza alcun problema di miscelazione o senza richiedere particolari modifiche impiantistiche rispetto il suo omologo gas naturale sia nei processi che nelle specifiche di prodotto.

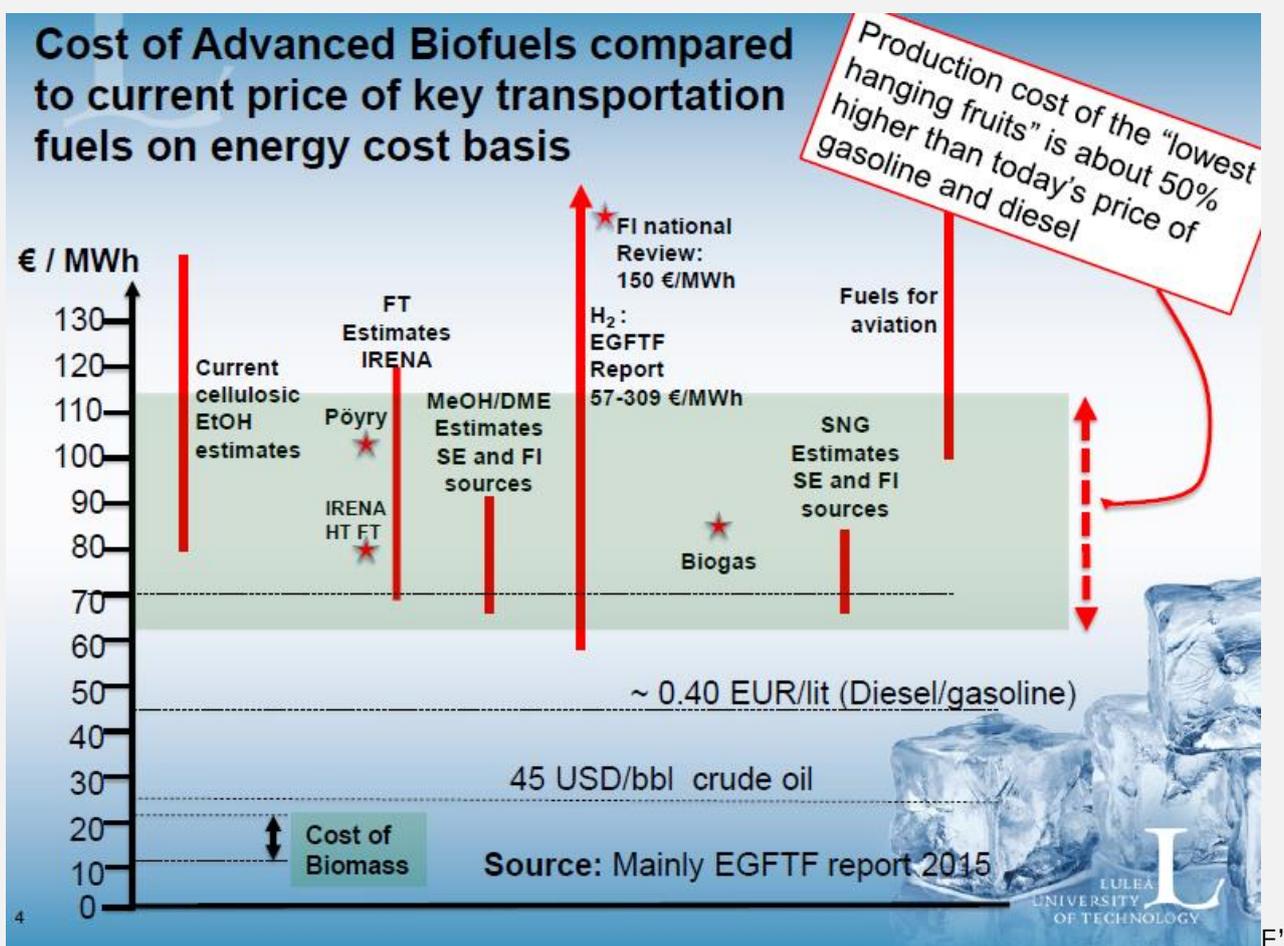


LA TRAIETTORIA DI RIDUZIONE DEI COSTI DELL'ENERGIA DA BIOGASDONERIGHT

Premessa

Tra le principali critiche alla bioenergia vi è quella che il potenziale di produzione sostenibile è limitata²⁶ anche perché in quanto fonte a base carbonica, non è in grado di tracciare un percorso di riduzione dei costi di produzione simile a quello di tecnologie come il solare fotovoltaico o l'energia eolica.

Un recente studio promosso dalla Commissione Europea²⁷ riportava questa situazione della posizione di costo di alcune tecnologie dei cosiddetti biocarburanti avanzati a cui appartiene a pieno titolo anche il biogas .



Appare del tutto evidente che, a fronte di un costo del diesel compreso tra 45-60€/MWh th corrispondente ad un prezzo del petrolio compreso tra 45-100\$ al barile, un costo di un

²⁶ Pete Smith e altri " Biophysical and economic limits to negative CO2 emissions"

"http://www.globalcarbonproject.org/global/pdf/Smith_2015_Biophysical%20and%20economic%20limits%20to%20negative%20CO2%20emissions.NatureCC.pdf

²⁷ Sub-group on advanced biofuels - Bruxelles 31 maggio 2016.

biocarburante a 100-120€/MWh th rappresenta un costo eccessivo, corrispondente ad un costo della CO2 evitata superiore a 300€/ton CO2. Probabilmente esisterebbero altre soluzioni tecnologiche a costi più ragionevoli per affrontare il tema della decarbonizzazione dei trasporti.

Il tema dei costi è quindi ineludibile per il comparto dei biocarburanti ed in particolare per quello dei biocarburanti avanzati: essi non potranno svolgere un ruolo significativo nella transizione energetica se il loro costo di produzione non sarà in grado di **essere contenuto significativamente al di sotto di 60€/MWh termici**.

Come si è visto, oggi molti di questi biocarburanti avanzati hanno un costo ben maggiore; allo stato attuale questo sicuramente può essere anche il caso del biometano da matrici agricole il cui costo si situa tra 80-100€/MWh th circa, se prodotto principalmente da monoculture.

Ma il biometano è ancora alle prime mosse: pochi mc di metano sono utilizzati nei trasporti in Italia, pochi sono gli investimenti nella ricerca per lo sviluppo delle tecnologie del biogas fatto bene.

Ciò che conta è quindi capire il potenziale di riduzione dei costi ed in particolare la traiettoria e l'agenda necessaria per ridurre progressivamente il costo della materia prima per produrre un gas rinnovabile. Infatti in un processo industriale maturo come quello per la produzione del gasolio nella raffinazione del greggio, il costo della materia prima è preponderante ed incide per oltre il 70-80% dei costi complessivi.

Essenziale quindi per comprendere il potenziale di una tecnologia è capire innanzitutto la possibilità di riduzione del costo delle materie prime ed in che modo sia possibile assicurarci che il loro costo sia quanto più possibile non inflazionabile nel medio termine. Infatti uno scenario futuro con la prevalenza di fonti energetiche *no fuel* come solare, vento e uranio, pone nuove condizioni competitive nei mercati energetici. La sfida che queste tecnologie pongono non è solo posta in termini di costo, ma anche quella di come riuscire a garantire un prezzo relativamente costante dell'energia nel medio periodo, in quanto la loro struttura dei costi è quasi indifferente a fenomeni inflattivi e, se gli impianti sono realizzati durante un ciclo di tassi bassi come l'attuale, essi possono produrre energia per lungo tempo in condizioni sostanzialmente indifferenti all'andamento del ciclo economico in quanto i costi operativi rappresentano di norma meno del 10% dei costi complessivi.

Fatto questo non comune alle fonti energetiche programmabili che si devono approvvigionare di combustibili nei mercati internazionali delle commodities.

Le biomasse del biogas doneright

Per poter produrre biogas in grandi quantità ed a costi ridotti non possiamo ricorrere alle monoculture, ma mediante una progressiva riconversione dei piani colturali aziendali, anche a livello interaziendale, dobbiamo ricorrere a quote crescenti di biomasse del biogas

fatto bene, cioè a biomasse che non riducono il potenziale dell'azienda agricola nei mercati alimentari e foraggieri e permettono al biometano di essere considerato biocarburante avanzato²⁸ e cioè:

- colture di secondo raccolto coltivate prima o dopo una coltura per il mercato o per la stalla;
- colture in rotazione a colture annuali, ove i terreni vengono lasciati in set aside come nel caso della Sulla per evitare il reingrano nel Sud Italia;
- colture perennanti su terreni in cui le piante C3 e C4 sono proficuamente coltivabili (per esempio la medica nelle colline del Monferrato, oggi abbandonate a ragione della rarefazione della zootecnia);
- effluenti zootecnici;
- sottoprodotti agricoli e agroindustriali.

Il ricorso a monoculture nei prossimi anni dovrà quindi considerarsi come residuale, essere autorizzato in quantità limitate, anche se non escluso completamente perché utile in congiunture particolarmente sfavorevoli nei mercati alimentari come l'attuale. Ma in ogni caso con quantitativi calanti: le monoculture infatti costano troppo.

Di seguito una tabella che illustra il costo della materia prima per impianto che ricorre ad una monocultura a mais rispetto ad un mais tardivo in secondo raccolto seminato dopo un frumento a granello per il mercato.

	MONOCOLTURA		DOPPIA COLTURA		MONOCOLTURA
	MERCATO	MERCATO	Digestore	Digestore	
VARIETA'	FRUMENTO	FRUMENTO	Mais	Mais	
beneficio fondiario	€ 500	€ 500			€ 500
mezzi tecnici	€ 250	€ 250	€ 300		€ 300
fertilizzazione con digestato	€ 180	€ 70	€ 100		€ 100
Irrigazione pivot	€ -		€ 100		€ 100
lavorazioni	€ 200	€ 200	€ 160		€ 370
assicurazioni	€ 30	€ 30	€ 40		€ 40
Raccolta	€ 100	€ 100	€ 288		€ 360
Ricavi	€ -				€ -
€/ha	€ 1.260	€ 1.150	€ 988		€ 1.770
PL ton /ha	7,0	7,0			€ 60
Nmc biogas/ton tq			220		€ 230
Nmc biogas /ha			10.560		€ 13.800
Nmc CH4/ha			5.491		€ 7.176
€/ton vendite	€ 200	€ 200			
PLV	€ 1.400	€ 1.400			
Reddito Agrario €/ha	€ 140	€ 250			
€/ton			€ 21		€ 30
€/nmc biogas grezzo			€ 0,09		€ 0,13
€/MWh th			€ 18		€ 25
€/nmc CH4 bio			€ 0,18		€ 0,25
		-79%			37%
	**Fertilizzazione chimica				

Dalla lettura di questa tabella due sono gli elementi degni di nota:

- il costo del mais in doppia coltura, a ragione di una minore incidenza dei costi fissi, diminuisce del 37% in termini energetici rispetto quello da monocultura;

²⁸ Con la Direttiva (Ue) 2015/1513 che modifica la direttiva 98/70/CE, relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel, e la direttiva 2009/28/CE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, è stato modificato l'approccio al concetto di ILUC (indirect land use change), in quanto sono state ammesse le colture di integrazione (che seguono o precedono le colture alimentari) per la produzione di biocarburanti avanzati; il biometano prodotto con il biogas fatto bene è a tutti gli effetti un biocarburante a basso rischio ILUC.

b) nel contempo il ricorso alla fertilizzazione organica consente al frumento in doppia coltura di ottenere un utile quasi doppio rispetto a quello in monocoltura con fertilizzazione chimica a parità di resa ettariale.

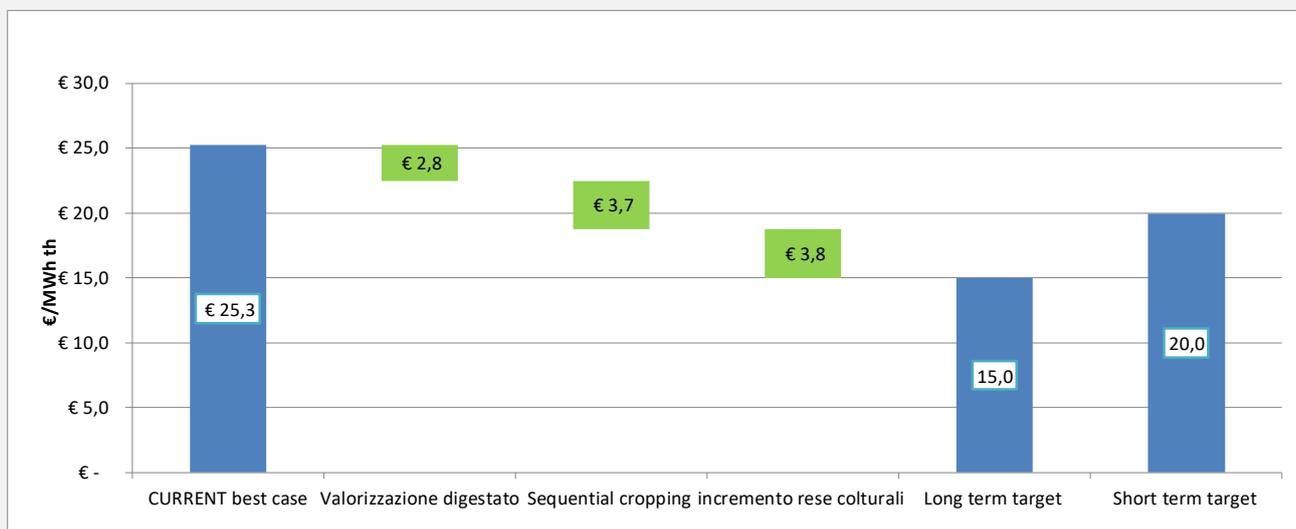
Se a questo fatto aggiungiamo la possibilità della digestione anaerobica di utilizzare una dieta con diverse tipologie di biomasse in codigestione tra loro, ne risulta che:

- le biomasse del biogas fatto bene sono l'elemento chiave per ridurre i costi di alimentazione dei digestori;
- il digestore rende l'azienda agricola sempre più indipendente da un punto di vista energetico e dell'approvvigionamento di fertilizzanti.

In tal modo l'imprenditore agricolo può immaginare di ridurre progressivamente il costo delle materie prime sia per il mercato alimentare e foraggiero che di quelle destinate al digestore senza continuare a subire in modo rilevante l'andamento del prezzo delle commodities internazionali²⁹ per approvvigionarsi di fertilizzanti ed energia.

La traiettoria di riduzione dei costi delle biomasse e del digestato

Partendo dal costo di alimentazione di un best case attuale con mais da monocoltura nell'ordine del 60% del fabbisogno energetico oltre ad effluenti zootecnici, con un costo giornaliero di alimentazione (500 Nmc/h di biogas circa 1 MWe equivalente) per circa 1.550 €/gg, tre sono i fattori su cui prevediamo di poter agire per ridurre i valori di questo centro di costo riducendo la presenza di monoculture nel mix della dieta:



²⁹ Infatti in un'azienda agricola che applica l'agronomia del biogas fatto bene, solo i costi del personale e del seme restano legati al ciclo economico mentre gli altri sono in qualche modo sempre più autoprodotti.

1. valorizzazione del digestato , in particolare del separato solido come ammendante e fertilizzante da destinare al mercato delle colture specializzate³⁰ (arboree , orticole, ecc.), ovvero altre forme di valorizzazione del digestato;
2. la riduzione del costo degli insilati mediante l'utilizzo delle colture di secondo raccolto (sequential cropping), non gravati dai costi fissi già spesi nelle produzioni alimentari;
3. incremento delle rese colturali: a titolo di esempio si rimanda al case study dell'azienda Palazzetto di Folli Ernesto (CR) che è stata oggetto di uno studio recente elaborato da Ecofys con l'assistenza dell'Università di Wageningen e il CRPA di Reggio Emilia³¹. E' stato verificato in diversi appezzamenti che la produzione di sostanza secca da insilati per ettaro passa da 20 ton di ss/ha a oltre 30 ton ss/ha grazie a quote crescenti di doppie colture e ad un uso sempre più efficiente del digestato. Pur essendo l'incidenza dei costi variabili nei conti colturali pari a oltre l'80% del totale, si è voluto considerare prudentemente solo una riduzione del costo pari al 10% degli insilati.

Si ipotizza quindi di passare dagli attuali 25 €/MWh th nei best case a

- 17-20€/MWh th nel medio termine (2030),
- per poi tendere (post 2030) a 15€/MWh th con una riduzione del 40% rispetto i migliori costi attuali pari ad un costo di alimentazione di circa 800-900€/giorno per un impianto da 500 Nmc /h di biogas grezzo .

Ricordiamo che 15 €/MWh th corrisponde ad un costo del greggio pari a 25\$ al barile, ed ad un gas metano pari a circa 0,15€/Nmc: la competitività complessiva del biometano dipenderà quindi dal miglioramento dei costi di trasformazione in biogas e upgrading.

La riduzione del costo della trasformazione in biogas

Prima di diventare gas la sostanza organica è soggetta ad una serie di trasformazioni biochimiche realizzate in condizioni tecniche controllate ricorrendo però sostanzialmente ad una biotecnologia *patent free* liberamente disponibile in natura, e in particolar modo negli effluenti zootecnici. La composizione variabile delle molteplici biomasse che possono essere utilizzate in Digestione Anaerobica e la necessità che ne impone un continuo adeguamento per intercettare i flussi variabili di materia organica, viene ampiamente compensata dalla complessa microbiologia del processo e dalla sua capacità di adattamento. Al contrario, nel caso della produzione di etanolo, l'utilizzo di biomasse

³⁰ 2,8 €/MWh th corrispondono a ricavi netti per 30.000 € per ogni 10 GWh th prodotti. In particolare si è ipotizzato infatti di poter ricavare un margine di circa 15-20€ ton ammendante ceduto a terzi. L'utilizzo dell'energia solare per ridurre il costo di condizionamento del prodotto una tecnologia da esplorare.

³¹ Ecofys "Assessing the case for sequential cropping to produce low ILUC risk biomethane. Final report. 4 novembre 2016. Project number: SISNL17042.

pressoché standardizzate e l'impostazione semplificata (*monocolturale*) del processo industriale determinano la necessità di ricorrere all'uso di enzimi, uno dei costi operativi principali.

Riteniamo pertanto al momento non necessario per gli obiettivi di costo che ci prefiggiamo il ricorso a inoculi di colture microbiche specifiche o a enzimi per incrementare le rese di trasformazione biologica della sostanza organica in gas. La digestione anaerobica già oggi realizza naturalmente tre degli obiettivi che per esempio l'industria del cellulosic ethanol sta da tempo cercando di conseguire:

- a) produzione simultanea in un solo reattore dei processi di idrolisi e metanazione;
- b) assenza della problematica della distillazione del gas dal liquor di processo, grazie ai fenomeni di naturale separazione della fase gassosa dalla fase liquida;
- c) autoproduzione del microbioma necessario per la degradazione della sostanza organica.

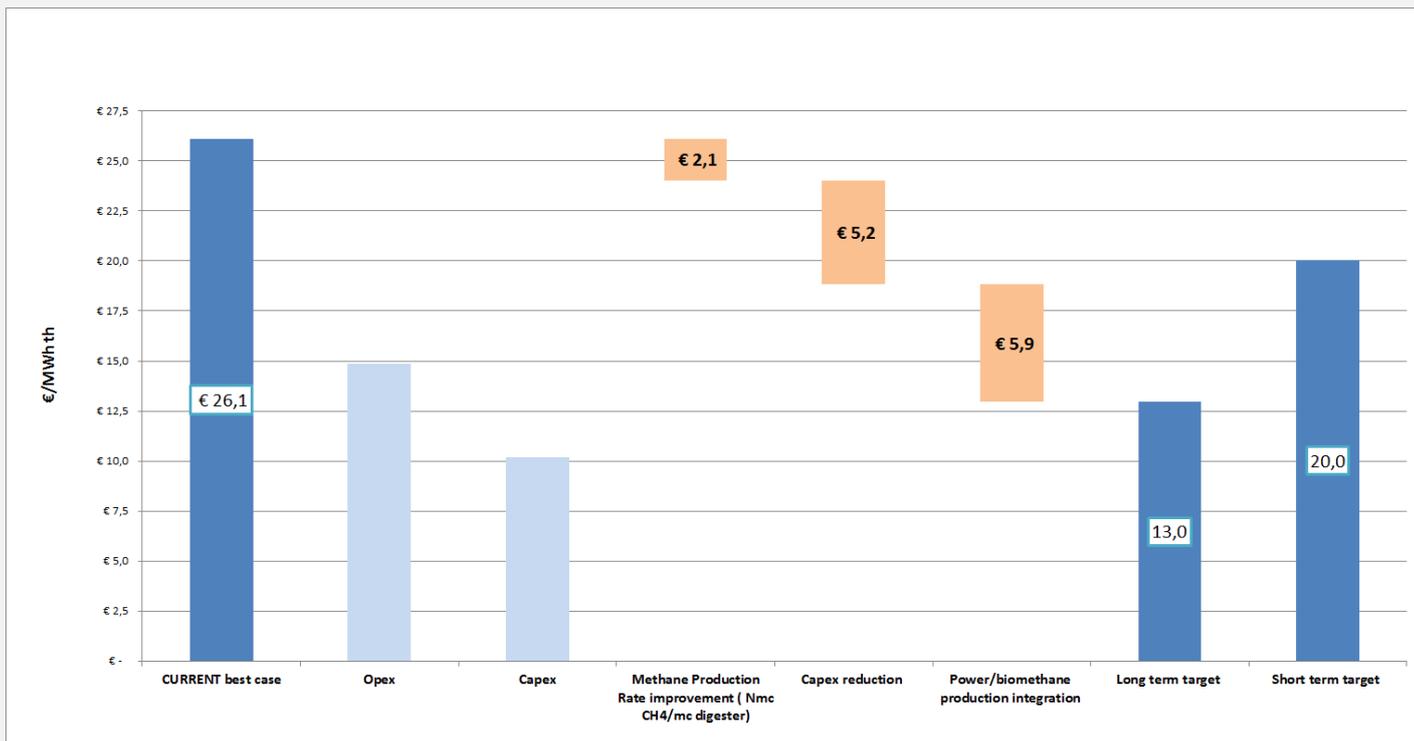
La riduzione dei costi di trasformazione delle biomasse in gas, quindi, si deve indirizzare verso altri fattori quali:

- a) miglioramento del Methane Production Rate³², cioè la quantità di biogas ottenibile nell'unità di volume di reattore nell'unità di tempo;
- b) un aumento delle dimensioni unitarie degli impianti dagli attuali 300-500 Nmc/h a 700-1.000 Nmc/h conseguendo una crescita meno che proporzionale dei costi fissi industriali ³³ ; questa crescita dimensionale potrà essere realizzata anche mediante la connessione di più impianti attraverso una tubazione del biogas, per una immissione congiunta del biometano in rete previo upgrading in impianti consortili o realizzati congiuntamente da più imprenditori agricoli. Esistono già in Danimarca alcuni casi virtuosi, e sono in fase di progettazione alcuni impianti analoghi in Italia;
- c) una riduzione dei costi di investimento ed un allungamento dei tempi di ammortamento degli impianti non più limitati alla durata della tariffa incentivante (15 anni), ma alla durata tecnica ed all'obsolescenza dei beni (circa 25 anni).

Di seguito il break down delle riduzioni di costo previste.

³² Un maggiore MPR si può conseguire mediante un miglioramento delle condizioni gestionali, un miglior controllo dei parametri di processo, un utilizzo della termofilia e quindi una riduzione dei tempi di degradazione della sostanza organica , ecc.

³³ Il passaggio a impianti anche tra loro connessi tramite una tubazione a biogas aventi una capacità attorno ai 1.000 Nmc/h , rispetto gli attuali permette risparmi significativi nell'ambito dei costi fissi (personale, utilities, macchinari, ecc.) e dei servizi (assistenza, certificazione, amministrazione, ecc.) .



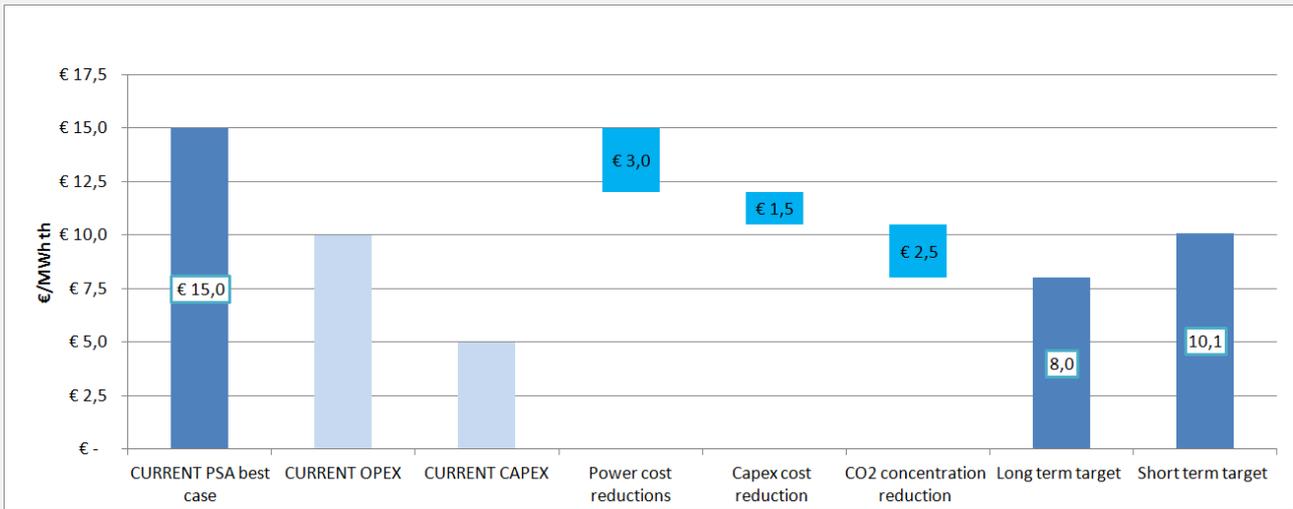
La riduzione dei costi industriali di trasformazione del biogas in energia

In questo paragrafo ci riferiamo unicamente al costo di trasformazione del biogas a biometano e consideriamo il costo al netto degli oneri di compressione, misura e trasporto che non sono standardizzabili in quanto dipendono da fattori locali.

Di seguito un break down delle previsioni di riduzione di costo:

1. riduzione dei costi dell'energia elettrica mediante il ricorso ad energia autoprodotta in cogenerazione, integrata quando conveniente con quella da fonti rinnovabili intermittenti ³⁴;
2. riduzione del 30% del costo di investimenti unitari: trattasi di tecnologie mature ma certamente con margini di miglioramento all'aumento delle quantità installate;
3. riduzione della concentrazione di CO₂ nel biogas, mediante preidrolisi ovvero mediante idrogenazione della CO₂ con idrogeno proveniente da fonti rinnovabili intermittenti. È del tutto evidente che per quanto riguarda gli OPEX il costo di upgrading è inversamente proporzionale alla quantità di CO₂ nel biogas.

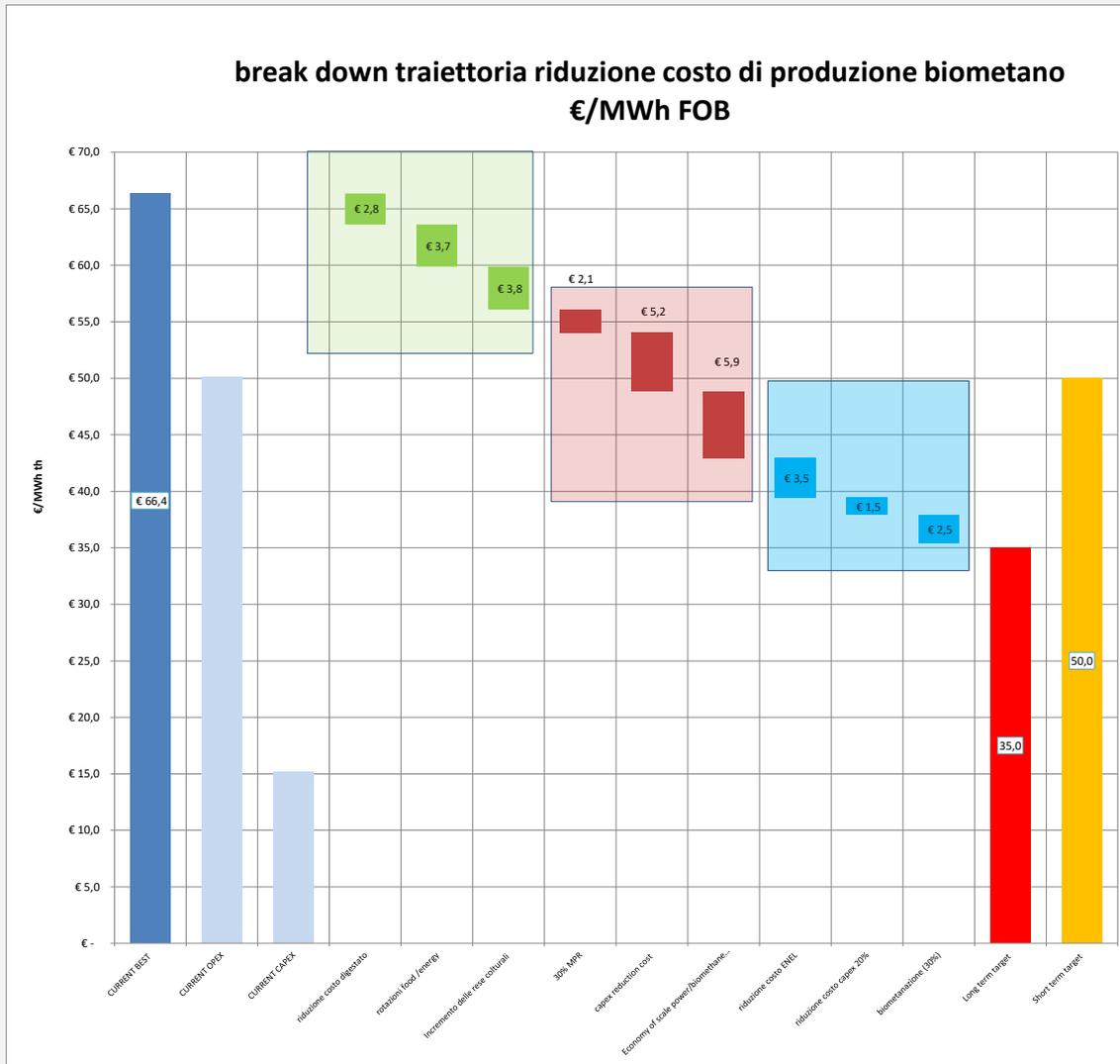
³⁴ Pare del tutto logico per esempio negli impianti in Sud Italia pensare ad una produzione degli ausiliari di processo con energia fotovoltaica, utilizzando il cogeneratore per i fabbisogni residuali elettrici producendo nel contempo il calore di processo necessario agli impianti.



Riepilogo della traiettoria di riduzione dei costi

Di seguito un riepilogo delle assunzioni di riduzione dei centri di costo.

Si deve ricordare che da un punto di vista metodologico non si fa riferimento in questo studio alla metodologia del LCOE³⁵, ma sono stati indicati unicamente i costi di produzione, non considerando il profitto dell'imprenditore, il costo del capitale e gli oneri di immissione, misura e trasporto.



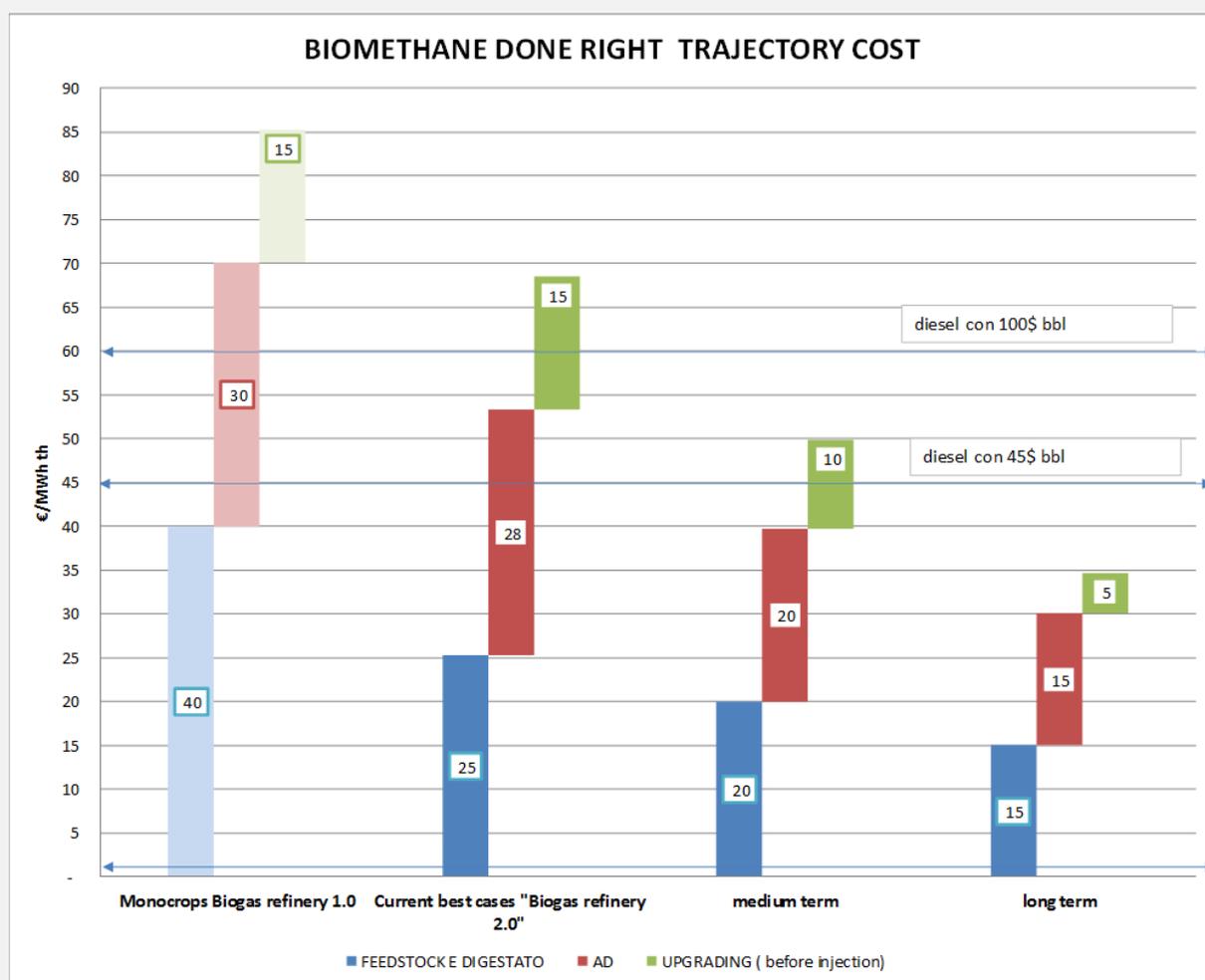
³⁵ LCOE Levelized Cost of Energy. The levelized cost of energy** (or **levelized electricity cost**, LEC) is the most common basis used for comparing the cost of power from competing technologies. The **levelized cost of energy is found from the present value of the total cost of building and operating a generating plant over its expected economic life. Costs are levelized in real dollars, i.e., adjusted to remove the impact of inflation**.
http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/egs_appendix.pdf

Attualmente in ambito agricolo nel contesto italiano nei migliori casi il costo di produzione³⁶ si situa attorno a 65€/MWh th (60-80 €/MWh).

Rispetto a questo caso sono descritte e ponderate le azioni di riduzione del costo di produzione del biogas e del biometano sino rispettivamente a 50€ e 37 €/MWh a medio e lungo termine.

Qui di seguito il break down delle quattro situazioni considerate:

- a) un impianto a biogas alimentato solo da monoculture;
- b) un impianto alimentato dal 30% monoculture e secondi raccolti, effluenti zootecnici e sottoprodotti agricoli e agroindustriali, connesso sia alla rete elettrica che alla rete gas (biogas refinery 2.0);
- c) l'obbiettivo al 2030;
- d) l'obbiettivo a lungo termine.



³⁶ In questo studio non si applica la metodologia del LCOE. Sono esposti quindi i costi privi di quelli di immissione e misura e del profitto di impresa e del costo del capitale investito.

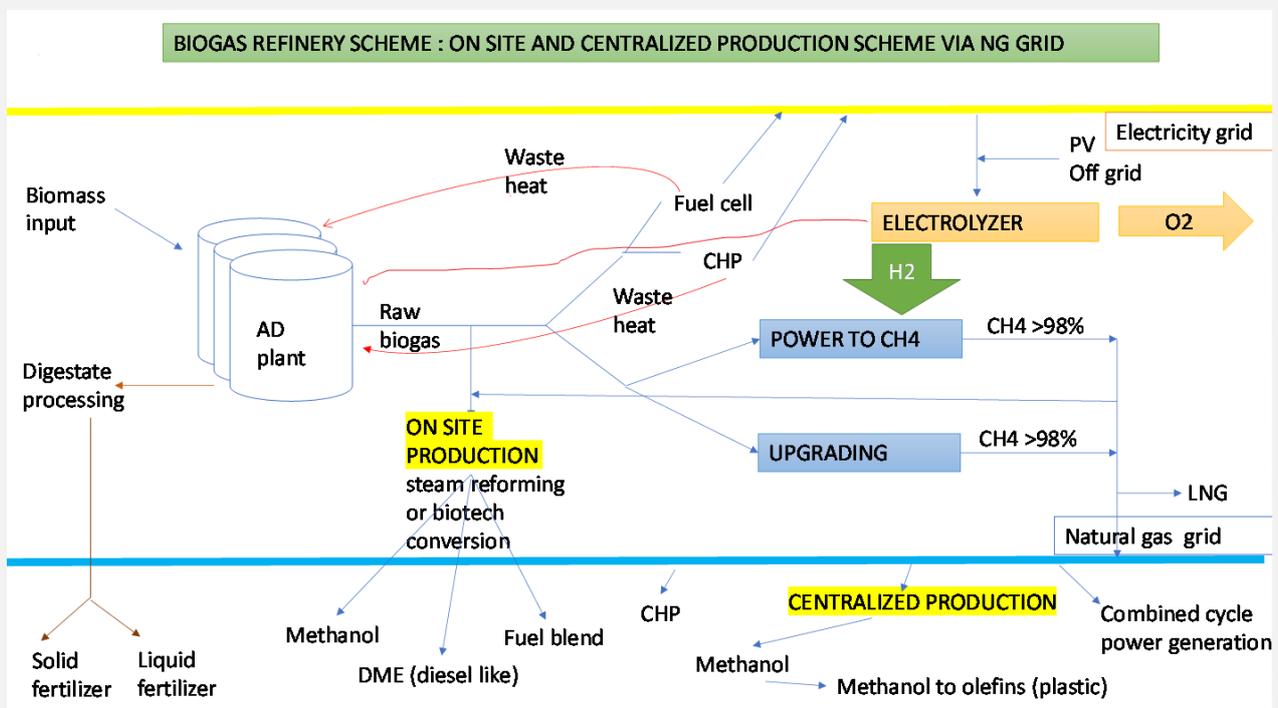
IL RUOLO DELLA BIOGAS REFINERY NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA ITALIANA

La biogas refinery

Ci sono plurime ragioni per cui la biogas refinery possa avere un ruolo non marginale nella transizione energetica.

Definiamo la biogas refinery un impianto a biogas realizzato su scala decentrata alla dimensione di qualche MWth connesso a due reti: la rete elettrica e quella del gas.

La biogas refinery è in grado di produrre crescenti quantità di biogas da utilizzare localmente ovvero da immettere in rete gas per essere trasportato dove e quando è più proficuo il suo utilizzo.



Diamo una breve descrizione dello schema sopra riportato, il cui significato è puramente concettuale:

- a) La biogas refinery è in grado di produrre TWh di energia attraverso impianti di digestione anaerobica realizzati in aziende singole o consortili operanti in ambito decentrato. Nelle condizioni agro-ecologiche italiane ipotizziamo che impianti alla scala di 250 – 1.000 Nmc siano le taglie ottimali per ottimizzare i costi e permettere un corretto inserimento nel contesto agricolo locale. Considerando una media di 750 Nmc/h di biogas, l'obiettivo di produzione corrisponde a circa 10.000 impianti

- al 2050, un numero simile al biogas tedesco attuale, otto volte gli impianti attualmente operativi in Italia. I nuovi impianti dovranno avere cura di essere realizzati nei pressi della rete gas, e quest'ultima dovrà realizzare ogni adattamento necessario a raccogliere quanta più possibile energia disponibile nel territorio.
- b) La produzione biologica avverrà in regime di base load, praticamente 8760 ore all'anno, salvo le manutenzioni programmate.
 - c) Giornalmente l'impianto produrrà un fertilizzante organico, il quale oltre al carbonio indigerito sarà in grado di riciclare pressoché tutti i nutrienti (NPK, microelementi, ecc) entrati nel sistema e non convertiti in biogas. Il digestato verrà stoccato e destinato alla trasformazione per essere venduto, ovvero destinato in loco all'utilizzo agronomico con tecnologie di precision farming e minima lavorazione finalizzate a perseguire la massima efficienza (Nitrogen Use Efficiency) secondo un bilancio preventivo dei nutrienti ea prevenire i fenomeni di calpestamento del terreno.
 - d) Essendo l'impianto connesso alle reti di MT elettrica ed alle reti del gas aventi un profilo di immissione adeguato, il biogas prodotto sarà destinato ai mercati più convenienti in una delle due reti, avendo in ogni caso cura di produrre in assetto cogenerativo calore di processo il quale, operando finanche in termofilia (52°C) , per un impianto da 1.000 Nmc/h di biogas grezzo può richiedere come fabbisogno di picco oltre 12 MWh th al giorno. Essendo il calore stoccabile a basso costo la produzione in assetto cogenerativo mediante motori a combustione interna ovvero a Fuel Cell (ovvero una ibridazione tra i due³⁷) seguirà la domanda elettrica producendo nelle ore di maggiore richiesta (e valore) e conserverà calore per i momenti di effettivo bisogno.
 - e) Il biogas non utilizzato per la cogenerazione sarà destinato alla conversione in metano (upgrading) per corrispondere alle specifiche della rete del gas naturale ovvero destinato a processi di trasformazione in carburanti liquidi (LNG o metanolo) qualora attuabili in ambito decentrato, ovvero via rete gas in ambito centralizzato.
 - f) La produzione di biometano in ambito decentralizzato potrà essere incrementata ricorrendo a processi di power to gas sia prelevando energia elettrica da rete nei momenti di eccesso di offerta a ragione di una crescente offerta di elettroni da fonti rinnovabili non programmabili. L'energia elettrica sarà quindi convertita in idrogeno, idealmente mediante sistemi elettrolitici reversibili (SOEC/SOFC) al fine di ottenere un maggior utilizzo dell'apparecchiature (idealmente 5.000 h anno tra elettrolisi e produzione cogenerativa in idrogeno) e quindi destinata a sistemi biologici o termochimici per la biometanazione dell'idrogeno a metano con la C-CO₂ del biogas³⁸.

³⁷ https://www.ge.com/sites/default/files/GE_FuelCells.pdf

³⁸ Evidentemente i processi di elettrolisi e di biometanazione portano a perdite da un punto di vista termodinamico; idealmente il 40% dell'energia elettrica iniziale viene perso nella conversione in metano .

Ma considerando che

- l'energia da fonti intermittenti è destinata a divenire la commodity più a buon mercato,
- nell'ambito della biogas refinery la CO₂ è disponibile a costi negativi pari al costo evitato di upgrading,

- g) In questi termini i sistemi Power to Methane costituiscono un vero e proprio processo di upgrading del biogas a metano. Una volta immesso in rete il metano biologico e il gas rinnovabile potranno essere destinati al trasporto, stoccaggio ed utilizzo nel sistema industriale del gas naturale: cicli combinati, cogenerazione in situ, pompe di calore a metano e caldaie a condensazione, utilizzi industriali per la produzione di carburanti liquidi (metanolo) e bioplastiche, biochemicals, ecc.. L'apertura della rete gas al biometano ed un domani al gas rinnovabile rende fattibile la riconsiderazione di progetti industriali aventi come materia prima il metano rinnovabile in quantità adeguate programmabili e con un prezzo trasparente e a nostro avviso competitivo rispetto ad altre fonti di carbonio biologico oggi utilizzate nella chimica verde.

La biogas refinery come “biomass densification center” ed il ruolo della rete del gas naturale

Quattro sono le sfide della biogas refinery:

- massima integrazione in azienda agricola al fine di utilizzare le biomasse del biogas fatto bene e produrre biometano in quantità di oltre 100 TWh all'anno;
- puntare ad immettere il massimo del metano rinnovabile nella rete gas al fine di ottimizzarne gli utilizzi finali a costi ragionevoli;
- stimolare la crescita di una industria che poggia su un costo della materia prima *deflazionata* per larga parte della propria struttura dei costi (biomasse prodotte in ambito agricolo con un controllo del costo dei fattori pari a circa l'80% dei costi variabili ed oltre il 90% dei costi totali nella produzione di energia da fonti rinnovabili) e quindi possibilità , anche ricorrendo a metano rinnovabile di importazione, di costruire piani industriali per l'industria del gas connessa alla rete non soggetti alla

-
- la possibilità di utilizzare infrastrutture (connessioni alle due reti, sistemazioni generali, ecc) già remunerate dalla produzione di metano biogenico,
 - la semplicità dei processi soprattutto quando si ricorre a sistemi biotecnologici ,

la trasformazione dell'energia elettrica in metano in una biogas refinery pare un modo sensato di conservazione, trasporto e utilizzo dell'idrogeno via rete gas, realizzabile potenzialmente a costi inferiori a 100€/ton CO2 evitata.

E' opportuno infatti ricordare che la conservazione dell'elettricità sotto forma di metano nelle infrastrutture esistente come metano costa meno di 1€/MWh th a fronte delle migliori previsioni di stoccaggio elettrochimico pari a oltre 100€/MWh elettrico nelle migliori previsioni. Se consideriamo infine anche il valore dell'ossigeno prodotto e del fatto che i processi sono endotermici e quindi generano ulteriore calore di processo utile nei processi della biogas refinery, ci pare che power to methane possa essere una tecnologia sensata in termini di costo (a tendere producibile a costi inferiori a 50€/MWh th) del tutto compatibile con le soluzioni alternative e grazie alla rete gas stoccabile alla scala richiesta anche per lunghi periodi (seasonal storage).

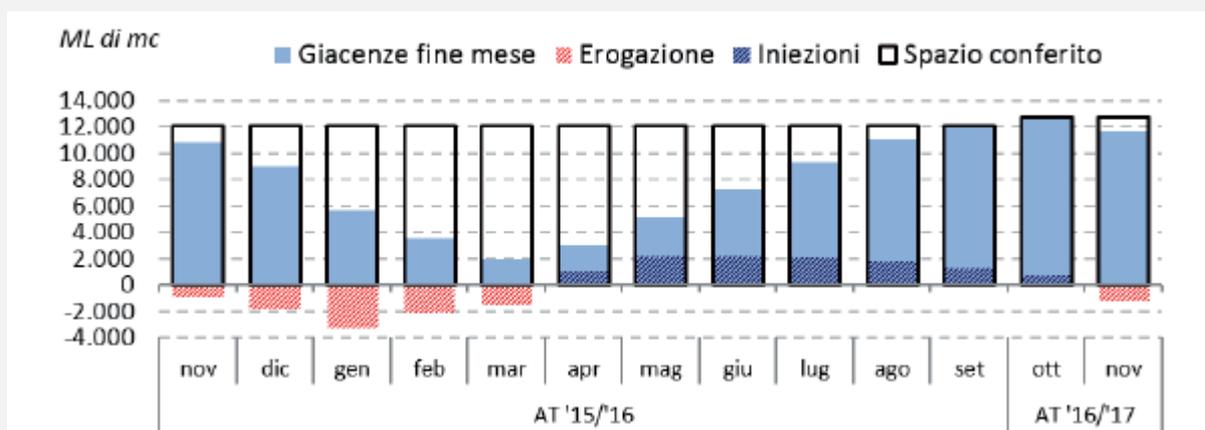
volatilità di due mercati: quello agricolo e quello energetico come nel caso dei biocarburanti o della chimica verde prodotta da amidi, zuccheri od olii;

- d) operare in ambito decentrato alla scala richiesta dalla natura energeticamente poco densa delle biomasse e del digestato, operare in base load nei processi biologici alimentando in modo costante i digestori, utilizzare il biogas in modo diversificato e flessibile in relazione all'ottenimento del miglior valore possibile dal gas prodotto, sono elementi che fanno del biogas refinery un impianto avente caratteristiche di versatilità assolutamente peculiari, dovuta al fatto di poter essere connessa contemporaneamente a due reti: quella elettrica e del gas.

Nel momento in cui, a ragione del ridursi del costo di produzione, aumenta la disponibilità di fonti rinnovabili non programmabili, e la rete elettrica richiede sempre più flessibilità e capacità di riserva sino ad oggi fornita dai combustibili fossili, la biogas refinery è in grado di offrire al sistema un'energia programmabile a costi progressivamente minori, con una componente di servizio a costi competitivi rispetto a soluzioni alternative, potendo agire sia come fornitore di energia nei mercati del dispacciamento che come sistema di storage mediante sistemi power to methane, ovvero l'up-grading del biogas a biometano.

Questa prerogativa alla biogas refinery deriva dalla possibilità di essere connessa a due reti; in particolare la rete del gas è una infrastruttura dotata di alcune peculiarità chiave:

- a) un costo di trasporto incomparabile con quello del trasporto delle biomasse su strada³⁹ ;
- b) una capacità di trasporto media di qualche TWh al giorno con una infrastruttura già costruita che connette la penisola da Nord a Sud, senza la necessità di nuove dorsali che potrebbero creare impatti ambientali o paesaggistici;
- c) una capacità di stoccaggio pari a circa 120 TWh, con possibilità di conservare in modo efficiente l'energia per lunghi periodi (seasonal storage) a costi contenuti.



³⁹ Si pensi per esempio al costo di trasporto dall'Ucraina all'Italia di pellets di paglia, rispetto al costo di trasporto dai stessi luoghi di metano prodotto anche da paglia in Ucraina.

Nel mentre in alcuni Paesi ⁴⁰ si sta valutando la completa elettrificazione di alcuni mercati dell'energia come nel caso del riscaldamento domestico, proponendo l'eliminazione della connessione alla rete gas delle abitazioni civili; questa scelta appare non solo illogica, considerato il valore tecnico dell'infrastruttura che si vorrebbe dismettere, ma soprattutto antieconomica considerando il costo che sarebbe necessario per disporre di una capacità di stoccaggio e trasporto analoga a quella del sistema gas.

La rete del gas ed il metano invece sono due elementi particolarmente indicati per favorire una penetrazione, più ampia e a costi ragionevoli, delle fonti intermittenti in tutti i segmenti dei mercati dell'energia e degli utilizzi industriali del metano .

A nostro avviso, quindi, una profonda decarbonizzazione della nostra economia a costi ragionevoli non potrà prescindere dall'integrazione dei sistemi energetici (calore, elettricità, carburanti) e da una crescente quantità di gas rinnovabile nella rete⁴¹.

Ma è necessario che anche la rete gas modifichi le proprie regole ed articoli i propri piani industriali in modo da corrispondere alle esigenze di una produzione di gas rinnovabile che non potrà essere che capillare.

Reverse mode, capacità di adattare i profili di immissione in rete locale alle esigenze della produzione biologica, socializzazione di parte dei costi di connessione in zone poco servite dalle reti di trasporto su un periodo di tempo adeguato ad un progetto di lungo termine (30 anni), sono elementi essenziali per poter *intercettare* quanto più possibile gas rinnovabile disponibile dal Sud al Nord della Penisola, portare dalle campagne alle città una fonte rinnovabile che assieme ai 6 miliardi di Nmc/anno che oggi i nostri pozzi di gas naturale assicurano, sia in grado di aumentare in modo sostanziale il livello di sicurezza energetica del Paese e riducendo il contenuto in carbonio di origine fossile veicolato dalla rete del gas naturale.

I mercati della biogas refinery

L'energia da biogas in futuro dovrà essere utilizzata in modo sempre più intelligente, con politiche di incentivo che ne favoriscano nel contempo

- un incremento progressivo delle quantità prodotte in ambito decentrato avendo cura degli equilibri locali;
- utilizzi diversificati in ambito decentrato e centralizzato via rete gas.

Gli obiettivi di medio periodo (2030) si possono così sintetizzare:

⁴⁰ "Why Amsterdam Is Giving Up on Natural Gas. The city plans to wean its homes off domestic natural gas by 2050, starting now."
<http://www.citylab.com/cityfixer/2016/11/amsterdam-natural-gas-ban-2050-climate-change-regulations/508022/>

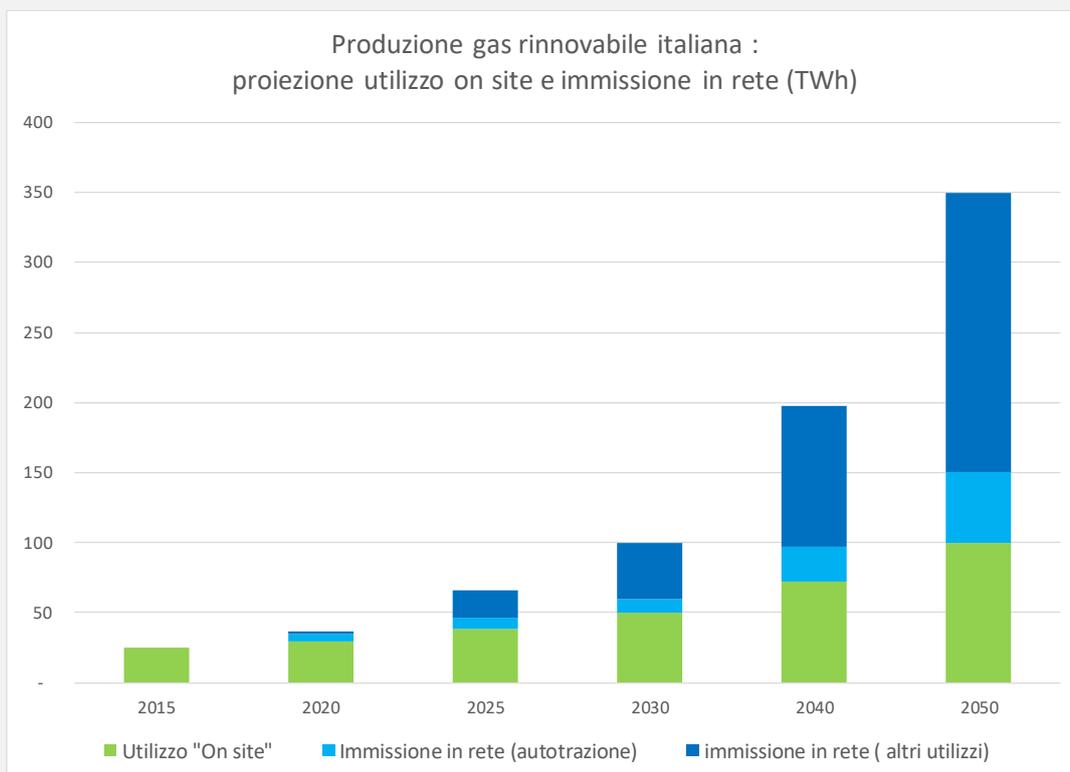
⁴¹ Lund H. Renewable Energy Systems: A Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions. Academic Press, Elsevier, Massachusetts, USA, 2014
<http://www.energyplan.eu/smartenergysystems/>

- ampliare i feedstock di partenza (crescenti quantità di biomasse del biogas fatto bene, power to gas, eventualmente gassificazione delle biomasse solide);
- sviluppare il consumo di biometano nei trasporti come biocarburante avanzato;
- permettere una riconversione duratura degli impianti a biogas di prima generazione dalla produzione elettrica in regime di base load, ad una produzione in funzione delle necessità delle reti elettriche, anche modificandone la potenza unitaria;
- perseguire infine la diversificazione degli utilizzi del biogas in ambito industriale, con lo sviluppo di sistemi biotecnologici di conversione biogas to plastic, ovvero più probabilmente utilizzando le infrastrutture esistenti della Chimica Industriale italiana valorizzando le infrastrutture industriali già esistenti con le necessarie economie di scala.

Ma la pre-condizione per poter raccogliere il potenziale del gas rinnovabile italiano è quello di aumentare le quantità di biometano immesso in rete rispetto a quelle utilizzate in situ.

Ciò che conta a riguardo è pertanto porre in essere una politica di incentivazione, semplice e adeguatamente incentivante, per avviare l'immissione in rete del biometano, rispetto al quale l'utilizzo in autotrazione è solo un'ottima opportunità iniziale.

Di seguito una ideale tabella di marcia.



LE TECNOLOGIE RILEVANTI PER LO SVILUPPO DELLA BIOGAS REFINERY: UNA LEADERSHIP ITALIANA?

Il raggiungimento di obiettivi così ambiziosi non potrà essere realizzato senza un grande sforzo di R&DD⁴².

Oggi questo sforzo è molto modesto e inadeguato per il raggiungimento degli obiettivi: l'idea della biogas refinery è nata nelle campagne italiane su iniziativa pionieristica di alcuni agricoltori ed ha trovato interlocuzione fertile in una industria locale del gas, del biogas, della cogenerazione, della meccanica agraria, in qualche istituto di ricerca universitario e non, di assoluta qualità a livello internazionale.

Ci sarebbero tutti i presupposti per una leadership italiana in questo settore; ne citiamo disordinatamente solo alcuni:

- *Il 75% del mercato delle auto a metano europeo immatricolate in Italia è il miglior presupposto per sperimentare la nascita della biogas refinery con la produzione di biometano da destinare ai trasporti.*
- *Un'agricoltura naturalmente rivolta alla produzione di cibo di qualità e non alle commodities è uno dei fattori chiave per innovare sistemi e pratiche colturali verso l'agronomia del biogas fatto bene.*
- *FCA e l'Indotto sono tra i principali produttori di tecnologie per i NGV.*
- *L'infrastruttura della rete gas è capillare, efficiente e motivata a valorizzare i propri asset contribuendo alla transizione energetica.*
- *L'Industria del gas e del biogas sono tra le migliori al mondo con una forte propensione all'esportazione.*
- *L'industria nel comparto della cogenerazione è forte e con eccellenze a livello internazionale.*
- *La tradizione italiana nella chimica ed in particolare in quella "verde" è nota.*
- *L'industria del riciclo e del riuso si colloca tra le più evolute al mondo.*
- *Elevata penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti con un elevato potenziale di riduzione dei costi particolarmente al Sud.*

Ci sono a nostro avviso quindi tutti i presupposti affinché con la emananda legislazione sul biometano nasca la prima esperienza industriale di biogas refinery al mondo: impianti che producono energia elettrica e calore di processo e immettono in rete del biometano per essere utilizzato nell'autotrazione.

Certamente sarebbe solo l'inizio in quanto l'utilizzo del biometano in autotrazione non potrà esaurire il potenziale della biogas refinery. Ma la creazione di business cases è fattore

⁴² Ricerca Sviluppo e Dimostrazione

essenziale per sviluppare le tecnologie, come dimostra la storia della prima incentivazione con tariffa omnicomprensiva del biogas nell'elettrico.

Saremo uno tra i primi Paese al mondo a sviluppare un business case della biogas refinery che produce energia elettrica e metano per l'autotrazione su scala significativa.

E' fuor di dubbio che anche il movimento del biogas italiano dovrà attrezzarsi in modo adeguato a questa nuova sfida, avendo ben chiaro quali siano le tecnologie chiave che, approfittando degli incentivi che il Legislatore metterà a disposizione, dovranno essere sviluppate :

- a) tecnologie per l'agronomia del biogasdoneright;
- b) tecnologie per la digestione anerobica;
- c) tecnologie per l'upgrading;
- d) tecnologie per il miglioramento delle performances e delle opzioni degli usi finali.

In attesa di studi più particolareggiati, di seguito indichiamo alcune delle tecnologie, aventi un diverso grado di maturità, a nostro avviso essenziali per il raggiungimento degli obiettivi di produzione e di riduzione dei costi delineati in questo studio:

- sviluppo delle leguminose foraggiere e per l'alimentazione umana;
- meccanica agraria a metano;
- precision farming e minimum/strip tillage;
- cogenerazione ad alto rendimento, con motori a combustione interna e con celle a combustibile stazionarie;
- reversibile fuel cell (soec/sofc);
- methane steam reforming;
- biotecnologie per la idrogenazione della co₂;
- biotecnologie per la conversione in plastiche o metanolo del biogas;
- tecnologie per la conversione diretta dell'energia solare in idrogeno;
- tecnologie per la trasformazione centralizzata mediante processi termochimici, alla scala richiesta del biometano da rete in carburanti liquidi o plastiche o altri bio-prodotti.

CONCLUSIONI

Come ricordato in premessa, questo documento sintetizza alcuni temi oggetto di approfondimento da parte di un gruppo di studio animato dal Consorzio Italiano Biogas, la cui attività è in corso ed avrà termine nel corrente anno.

La peculiarità di questo lavoro è di essere svolto congiuntamente non solo da accademici di importanza internazionale ma anche da agricoltori italiani e non. E' una scelta non casuale: spesso nel dibattito sulla bioenergia i grandi assenti sono gli agronomi e gli agricoltori. Avvocati, tecnologi, ingegneri, biologi, molti soggetti, i più disparati, hanno qualche cosa da dire in materia di bioenergia, ma raramente sono coinvolte persone con una esperienza diretta nella coltivazione. Spesso i temi della bioenergia sono affrontati esaminando peer reviewed di peer reviewed studies, cioè senza poter immaginare che l'agricoltura possa cambiare.

E questo è il preconetto principale che dobbiamo superare: anche l'agricoltura deve cambiare per fare la sua parte nella soluzione della Crisi Climatica, **diventando da parte del problema a parte della soluzione.**

Il "piano di lavoro" coordinato dal prof. Bruce Dale della Michigan University, prevede una serie di documenti alcuni già pubblicati e riportati in bibliografia altri in fase di pubblicazione od in corso, e riguardano alcuni temi qui trattati in modo sintetico :

- a) BDR scalability
 - le doppie colture come tecniche per prevenire il rischio di Indirect Land Use change low iluc risk ⁴³ ,
 - ed in generale l'utilizzo delle biomasse del biogas fatto bene come matrici in grado di produrre elevati quantitativi di gas rinnovabile⁴⁴ a costi competitivi in alcuni contesti agroecologici.
- b) BDR carbon efficiency
 - l'efficacia nella riduzione delle emissioni di gas climalteranti del biogas prodotto secondo i principi del BDR⁴⁵
- c) BDR cost competitiveness and value creation in a smart energy system

⁴³ Si fa riferimento allo studio Ecofys "Assessing the case for sequential cropping to produce low ILUC risk biomethane. Final report. 4 novembre 2016. Project number: SISNL17042. Oggi la metodologia low iluc impact biofuels è pubblicata nel sito della commissione europea (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ecofys_methodologies_for_low_iluc_risk_biofuels_for_publication.pdf)

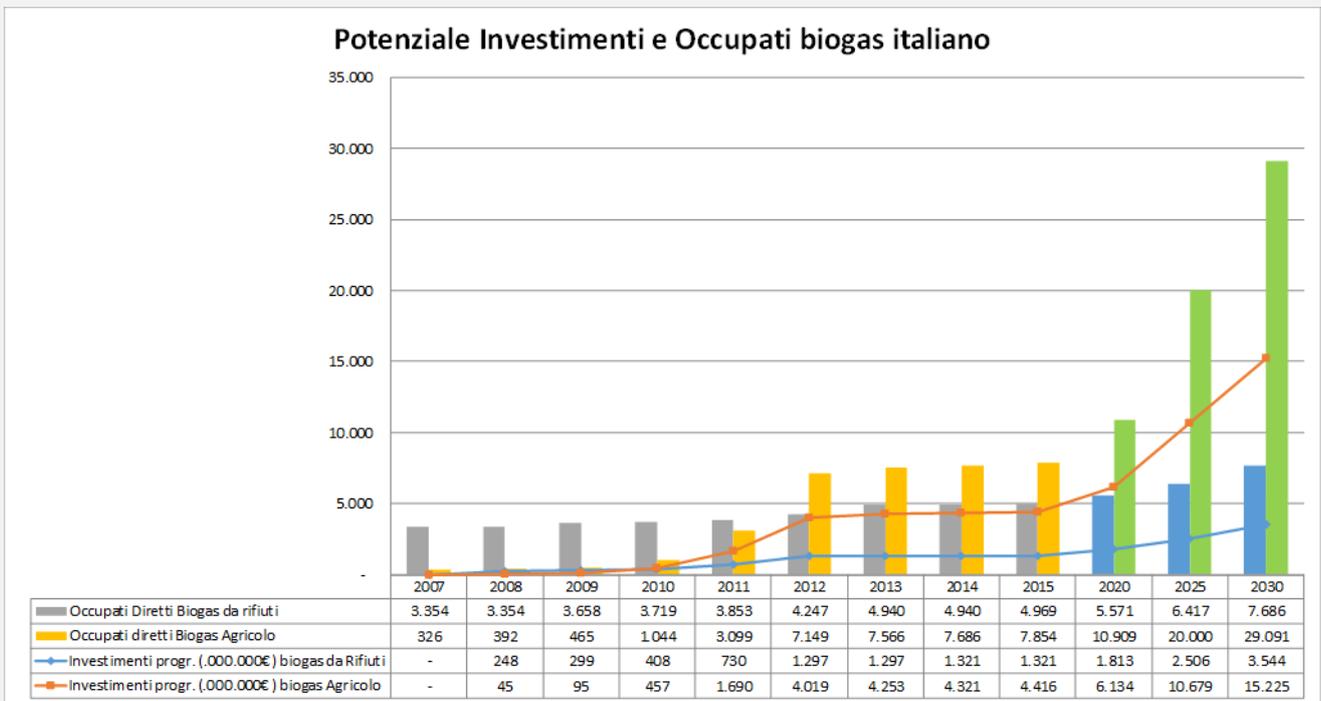
⁴⁴ A Biogas Italy è stato presentato un gruppo di lavoro internazionale finalizzato alla valutazione dei potenziali fisici ed economici del biogas done right concept a livello internazionale. Al gruppo di lavoro coordinato dal prof. Bruce Dale della Michigan University, hanno aderito alcuni agricoltori italiani e francesi il prof. Kurt Thelen, Michigan State University: agronomist, farmer, expert in double cropping, very knowledgeable about bioenergy, prof. Tom Richard, Pennsylvania State University, agricultural engineer, bioenergy expert, prof Jorge Hilbert, National Institute of Agricultural Technology of Argentina, agricultural engineer, expert in AD, and very, very knowledgeable about bioenergy and Argentine row crop agriculture, prof. Jeremy Woods, Imperial College, London, bioenergy expert, knowledgeable about Africa and African agriculture

⁴⁵ Valli L., and others "Greenhouse gas emissions of electricity and biomethane produced using the Biogasdoneright™ system: four case studies from Italy" - in corso di pubblicazione

- il ruolo della rete del gas naturale e del gas rinnovabile nella creazione di uno smart energy system, su cui questo studio fornisce alcuni spunti da sviluppare.

L'Italia ha l'onore e l'onere di aver evidenziato per prima la potenzialità della biogas refinery sviluppata secondo i principi del biogas done right⁴⁶ : molto resta da fare per comprendere il contributo del biogas fatto bene ad una transizione energetica verso un sistema net zero carbon e per rendere l'agricoltura più produttiva e resiliente agli effetti dei cambiamenti climatici.

Ma ciò che a noi pare già chiaro è che, se *il biogas è fatto bene*, rappresenta non solo una miniera di gas rinnovabile disponibile in rete gas per contribuire alla transizione energetica, ma anche una grande opportunità di crescita per il Paese, con investimenti rilevanti (12 miliardi €) e la creazione di 25.000 posti di lavoro stabili al 2030, una maggiore Sicurezza Energetica e il rafforzamento della posizione competitiva del settore primario italiano.



Lodi, febbraio 2017

⁴⁶ <http://theplate.nationalgeographic.com/2015/10/23/italians-show-energy-and-food-can-grow-in-harmony/>

BIBLIOGRAFIA PRINCIPALE

- Bozzetto S. "Biogas and sustainable farming: Could we achieve a sustainable farming w/out biogas ?" EBA Conference -Amsterdam 2014
- CIB Consorzio Italiano Biogas "BIOGASDONERIGHT® - Anaerobic digestion and soil carbon sequestration. A sustainable, low cost, reliable and win-win BECCS solution" (<http://www.consorziobiogas.it/Content/public/attachments/527-Biogasdoneright%20No%20VEC%20-%20LowRes.pdf>)
- CIB Consorzio Italiano Biogas "Il Manifesto di Torviscosa: biogas non solo energia elettrica rinnovabile"- Rimini, ECOMONDO-KEY ENERGY 2013.
- Couturier C. "La méthanisation rurale, outil des transitions énergétique et agroécologique". Solagro 2014
- Dale B. et al. (2010). "Biofuel done right: land efficient animal feed enable large environmental and energy benefits." Environ. Technol. 44. 8385-8389, 2010
- ECOFYSS (2013) - Low ILUC potential of wastes and residues for biofuels. Straw, forestry residues, UCO, corn cobs.
- Fabbri C., Soldano M., Vanzetti C., Oddenino A. (2013) – DAL TITOLO NEL DIGESTORE RESE IN METANO MOLTO BUONE – Informatore agrario SUPPLEMENTO AL N.43: 16-19
- Fabbri C. et al. (2013) "Biogas, il settore è strutturato e continua a crescere" Supplemento a L'Informatore Agrario 11/2013
- INRA "QUELLE CONTRIBUTION DE L'AGRICULTURE FRANÇAISE À LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE? POTENTIEL D'ATTÉNUATION ET COÛT DE DIX ACTIONS TECHNIQUES. Synthèse du rapport de l'étude réalisée pour le compte de l'ADEME, du MAAF et du MEDDE - Juillet 2013 (<http://inra-dam-front-resources-cdn.brainsonic.com/ressources/afile/237958-637ec-resource-etude-reduction-des-ges-en-agriculture-synthese-90-p.html>)
- ISTAT, 2014– "Utilizzo della risorsa idrica a fini irrigui in agricoltura"
- Kemp L. "Second Harvest: Bioenergy from Cover Crop Biomass" NRDC Issue Paper March 2011 (http://www.nrdc.org/energy/files/covercrop_ip.pdf)
- Lynd e others (2007). "Energy Myth Three – High Land Requirements And An Unfavorable Energy Balance Preclude Biomass Ethanol From Playing A Large Role In Providing Energy Services" B.K. Sovacool and M.A. Brown (eds.), Energy and American Society – Thirteen Myths, 75–101. 2007 Springer
- Rattan Lal et al "Recarbonization of the Biosphere: Ecosystems and the Global Carbon Cycle " Ed. Springer 2014
- Riva G. a cura di-"I sottoprodotti agroforestali e industriali a base rinnovabile" Atti Progetto EXTRAVALORE –Ancona, 26-27 settembre 2013
- Rossi L., S. Piccinini. (2013) – Stima dei sottoprodotti del comparto zootecnico e agro-industriale Atti del Convegno I sottoprodotti agroforestali e industriali a base rinnovabile. Università Politecnica della Marche 26-27 settembre 2013 pp. 57-72.
- Rossi L. and Piccinini S. (2010) – Forsu e fanghi di depurazione in codigestione anaerobica: risultati di un test in continuo in impianto sperimentale. Paper from ECOMONDO 2010, Published by Maggioli: 473-478.
- Rossi L., Soldano M., Fabbri C., Piccinini S. (2014) -Biochemical methane potential (bmp) of organic by-products and waste Proceedings 6th International Symposium on Energy from biomass and waste 14-17 november 2014.
- Rossi L. et al. (2015) - Uso di farine contaminate a fini energetici (biogas): risultati di test in continuo in impianto pilota – Atti del V Congresso Nazionale "Le micotossine nella filiera agro-alimentare" Istituto Superiore di Sanità, Roma, 28-30 settembre 2015
- Soldano M. Labartino N., Fabbri C., Piccinini S. (2012) - Biochemical methane potential (bmp) test of residual biomass from the agro-food industry. Proceedings 20th European Biomass Conference and Exhibition 18-22 June 2012 pp. 1420 – 1423.
- Soldano M., Labartino N., Rossi L., Fabbri C., Piccinini S. (2014) - Recovery of agro-industrial by-products for anaerobic digestion: olive pomace and citrus pulp. Proceedings 22th European Biomass Conference and Exhibition 23-26 June 2014 pp. 203-205.
- Upside (Drawdown)The Potential of Restorative Grazing to Mitigate Global Warming by Increasing Carbon Capture on Grasslands, Seth Itzkan, 2014

Pete Smith and others “ Biophysical and economic limits to negative CO2 emissions”
“http://www.globalcarbonproject.org/global/pdf/Smith_2015_Biophysical%20and%20economic%20limits%20to%20negative%20CO2%20emissions.NatureCC.pdf von Braun, J. (Eds.)

Ecofys “Assessing the case for sequential cropping to produce low ILUC risk biomethane. Final report. 4 november 2016. Project number: SISNL17042.

Dale B. and others “Biogasdoneright™: Food, Fuel and Environmental Services from Agriculture: An Innovative New System Is Commercialized in Italy” Biofuels, Bioproducts & Biorefining, July 2016

Valli L., and others “Greenhouse gas emissions of electricity and biomethane produced using the Biogasdoneright™ system: four case studies from Italy” - Biofuels, Bioproducts & Biorefining, in corso di pubblicazione.