

IL BIOMETANO FATTO BENE : UNA FILIERA AD ELEVATA INTENSITA' DI LAVORO ITALIANO

**Position Paper per lo sviluppo della filiera del
biometano italiano**

Marzo 2012

Loghi soggetti che hanno collaborato alla stesura e sottoscrivono il documento

Consorzio Italiano Biogas

Agrienergia

AIEL

Assogasmetano

CIA

COGENA

Confagricoltura

CRPA

NGV System Italia

Loghi soggetti che hanno partecipato ai lavori del Gruppo

BTS

Carbotech – Schmack Viessmann

IES Biogas

Malmberg

MT – Energie

Sebigas

Hanno dato il loro contributo

Stefano Bozzetto

Marco Mezzadri

Giorgio Braggion

Giuliana D'Imporzano

Lorenzo Maggioni

Marco Pezzaglia

Silvia Silvestri

Segreteria : segreteria@consorzioitalianobiogas.it

SOMMARIO

1. INTRODUZIONE.....	5
2. IL BIOMETANO	6
2.1. Il ruolo strategico del rete del gas in un sistema a bassa intensità di carbonio.....	6
2.2. Il greening della rete del gas : il biometano	8
2.3. Il biometano negli obiettivi del PAN al 2020	10
2.4. Il potenziale produttivo del “biometano fatto bene” : la codigestione tra colture dedicate e biomasse di integrazione	12
2.5. Il potenziale comparato del “biometano fatto bene” : l’efficienza nella riduzione delle emissioni di gas climalteranti e nell’uso del suolo rispetto altre filiere agrienergetiche.....	17
3. I REQUISITI TECNICI PER IL BIOMETANO	22
2.1 Previsioni legislative : art. 20 Dlgs 28/2011	22
2.2 Problematiche e considerazioni.....	22
2.3 Proposte.....	25
4. IMMISSIONE DEL BIOMETANO IN RETE.....	26
4.1. Previsioni legislative.....	26
4.2. Problematiche e considerazioni.....	27
4.2.1 adozione di un sistema simile a quello tedesco	27
4.2.2 adozione di un sistema di maggiore responsabilizzazione dell’upgrader	28
4.3. Proposte.....	28
5. SPECIFICHE TECNICHE PER GLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DEL BIOMETANO.....	29
5.1. Previsioni legislative.....	29
5.2. Problematiche e considerazioni.....	29
5.3. Proposte.....	30
6. GLI INCENTIVI : IL BIOMETANO IN SISTEMI DI COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO.....	31
6.1. Previsioni legislative.....	31
6.2. Problematiche e considerazioni.....	31
6.2.1. Il sistema di certificazione.....	32
6.3. Proposte.....	34
7. GLI INCENTIVI UN SISTEMA FEED IN TARIFF.....	35
7.1. Previsioni legislative : art. 21 DLgs 28.....	35
7.2. Problematiche e considerazioni.....	35
7.3. Proposte.....	38
8. GLI INCENTIVI : IL BIOMETANO NELLA TERMICA.....	39

8.1.	Problematiche e considerazioni	39
8.2.	Proposte.....	39
9.	AZIONI A SUPPORTO DELLA DIFFUSIONE DEL BIOMETANO NELL'AUTOTRAZIONE.....	40
9.1.	Previsioni legislative.....	40
9.2.	Problematiche e considerazioni.....	42
9.2.1.	I veicoli a gas metano	42
9.2.2.	Lo sviluppo e la diffusione dei veicoli a biometano e gas naturale in Italia.....	44
9.2.3.	Gli scenari considerati per l'italia.....	46
9.2.4.	Lo scenario considerato : suggerimenti per la revisione del PAN in materia di autotrazione a gas e biocarburanti.....	47
9.3.	L'ammissione del biometano al sistema di incentivazione dei biocarburanti.....	50
9.4.	Le proposte.....	52
10.	IL BIOMETANO E LA GREEN ECONOMY : UNA FILIERA AD ELEVATA "INTENSITA' DI LAVORO ITALIANO"	53
10.1.	Introduzione	53
10.2.	Le ricadute sulla filiera agricola.....	55
10.3.	Le ricadute sulla filiera industriale.....	55
10.4.	Considerazioni in relazione all'art. 32.....	56
11.	CONCLUSIONI.....	57

1. INTRODUZIONE

Su iniziativa del Consorzio Italiano Biogas si è costituito il gruppo di lavoro biometano (GLB) a cui hanno partecipato i seguenti soggetti :

- Consorzio Italiano Biogas
- AIEL
- Assogasmetano
- BTS
- COGENA
- Confagricoltura
- Carbotech – Schmack Viessmann
- CRPA
- IES Biogas
- Malmberg
- MT – Energie
- NGV System Italia
- Sebigas

Il documento è un work in progress frutto delle attività del GLB ed il suo principale scopo è quello di fornire iniziali indicazioni al Legislatore al fine di dare rapida attuazione al progetto biometano italiano.

I partecipanti al GLB si riservano di meglio puntualizzare la proprie proposte non appena note le bozze dei decreti attuativi di cui agli articoli 20 e 21¹ del DLgs 28/2011, la cui emanazione era prevista rispettivamente per i mesi di giugno e luglio 2011.

Il documento si articola in cinque sezioni

- a) Il biometano : cos'è , a cosa può servire , come si può produrre, qual è il potenziale produttivo ed ambientale in Italia
- b) Le specifiche tecniche per il biometano
- c) L'immissione in rete del biometano
- d) I regimi di sostegno
- e) Il contributo del biometano alla green economy italiana

L'Italia ha ottime condizioni per lo sviluppo del biometano sia in ragione della capillare rete del gas che per una diffuso sistema di generazione a gas naturale in ambito elettrico, termico e (relativamente agli altri Paesi) una importante diffusione di distributori e veicoli a gas.

Al fine di espandere la quota di fonti rinnovabili nella produzione di energia, il biogas riveste una particolare importanza strategica. Inizialmente in Svezia ed in Germania, ma ora anche Francia , Gran Bretagna ed Austria hanno introdotto regole e incentivi per sostenere la depurazione del biogas a biometano e la sua successiva immissione in rete come sostituto del gas naturale di origine fossile.

L'immissione del biometano nella rete del gas offre l'opportunità per un utilizzo più efficiente dell'energia del biogas (cogenerazione ad alto rendimento) oltre ad altri molteplici vantaggi : *“Biogas e biomasse solide possono essere facilmente stoccate e, in combinazione con altre misure, si prestano a*

¹ Ed analogamente per gli art. 24, 33 e 38.

compensare le fluttuazioni dell'energia elettrica generata dall'energia eolica e solare. Qualora l'immissione nella rete sia regolata in funzione della domanda di elettricità, la produzione di energia elettrica in sistemi cogenerativi ad alta efficienza da biogas può quindi fornire un importante contributo per l'integrazione delle energie rinnovabili nei mercati e nelle reti".²

Infine 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 nei trasporti al 2020 previsti dalla Direttiva 2009/28 .

2. IL BIOMETANO

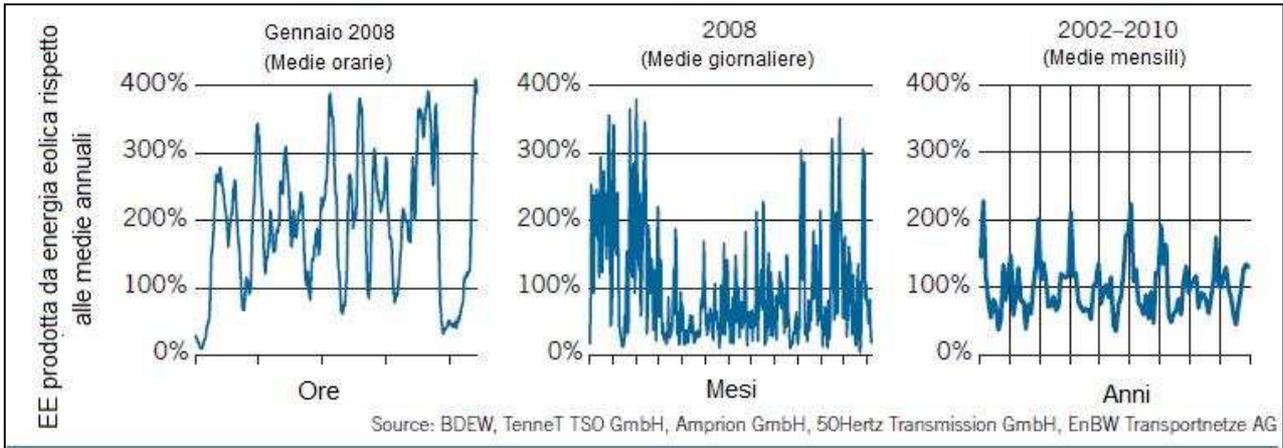
2.1. Il ruolo strategico del rete del gas in un sistema a bassa intensità di carbonio

“Oggi, sia a livello Tedesco che Europeo, aumentare la quota di EE prodotta con energie rinnovabili (ER) è considerato uno strumento essenziale per la riduzione a lungo termine delle emissioni di gas a effetto serra. In base agli obiettivi del piano energetico elaborato dal governo tedesco, la quota di ER utilizzata per generare la fornitura nazionale di EE dovrebbe essere pari al 35% nel 2020, aumentando sino all'80% nel 2050. Il maggior contributo alla produzione di EE da ER deriverà dalle energie eolica e solare, in conseguenza dei potenziali molto più elevati di espansione rispetto all'energia idroelettrica, da biomasse e geotermica.

Quasi il 95% dei 57.000 MW di potenza derivante da ER da installare entro il 2020, è costituito dalle energie eolica e solare, le quali sono ER di tipo non programmabile e “intermittente”. Anche dopo il 2020 le energie eolica e solare domineranno l'espansione delle ER, sebbene sia proprio la generazione elettrica da queste due fonti di ER che presenta le maggiori sfide per l'integrazione delle ER nell'attuale sistema di fornitura elettrica. In passato le reti elettriche non sono state progettate in base ad una diseguale distribuzione regionale, come avviene invece nel caso della generazione elettrica da energia eolica e solare; inoltre le centrali elettriche convenzionali hanno dovuto sino ad ora bilanciare le fluttuazioni che si generavano sul lato della domanda di energia e non quelle generate sul lato dell'offerta.

² Pag. 10 “**German Energy Concept**” for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply 28 September 2010

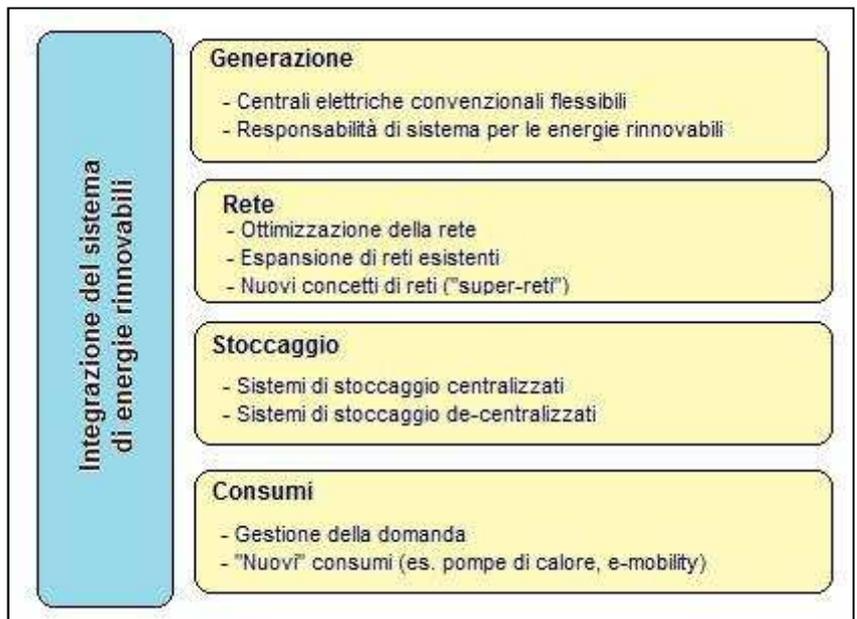
Fig. 1 – Fluttuazioni di EE prodotta da energia eolica in Germania



La Fig. 1 illustra un esempio di fluttuazioni nella produzione di energia utilizzando l'energia eolica in Germania per diversi intervalli di tempo. Durante le ore e i giorni, a seconda del vento prevalente e delle condizioni meteorologiche, ci possono essere fluttuazioni nella produzione di EE che possono variare da praticamente 0% a quasi l'85%. Considerando l'andamento mensile, vi è maggior produzione di EE da energia eolica nei mesi invernali, ma considerando i singoli mesi ci possono essere scostamenti dalle relative medie mensili calcolate a lungo termine sino a +90%/-50% ed in alcuni anni gli scostamenti dalle medie annuali calcolate a lungo termine possono giungere a +15%/-15%. Oltre al range di fluttuazione assoluta entro un dato intervallo di tempo, la velocità con cui si verificano tali fluttuazioni di potenza è parimenti importante al fine di garantire una sufficiente stabilità al sistema (parametro noto come "gradiente di potenza" o "rampa"). Ad esempio si stima che per l'anno 2030 la variazione oraria massima per la produzione di energia eolica potrebbe essere sino al 25% della capacità installata – cioè più di 15.000 MW per ora.

Fig. 2 – Opzioni correlate al sistema per l'integrazione di energie rinnovabili

Oltre al lato della produzione la rete elettrica stessa sarà particolarmente colpita dall'espansione di ER, quando i surplus produttivi di EE regionali o interregionali provocheranno una congestione della rete, costringendo così le centrali elettriche tradizionali (ed in alcuni casi anche gli impianti a ER) a ridurre la loro produzione di energia. Un certo numero di effetti aggiuntivi nella rete di distribuzione e trasmissione può verificarsi come risultato delle fluttuazioni nella produzione di energia (ad esempio in termini di qualità e stabilità della tensione di rete) o in conseguenza di specifiche caratteristiche tecniche degli impianti (ad esempio fornitura di potenza reattiva). È già oggi evidente che la generazione elettrica attuale e le strutture delle reti elettriche sono solo parzialmente idonee a integrare in maniera efficiente la crescente proporzione di EE generata da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). Di conseguenza, unitamente



all'espansione delle FER, le strutture del sistema esistente di fornitura di EE deve essere riadeguato per consentire l'immissione nella rete elettrica della crescente proporzione di ER. La Fig. 2 fornisce una panoramica delle possibilità di ottimizzazione del sistema allo scopo di integrare le ER".³

Con recenti provvedimenti⁴ anche le autorità italiane si sono poste il tema di richiedere alle fonti energetiche rinnovabili non programmabili una maggiore responsabilizzazione al fine di regolare l'immissione in rete dell'energia elettrica.

La rete del gas⁵ può svolgere una funzione centrale nell'integrazione delle fonti rinnovabili intermittenti nella rete elettrica :

- sia in ragione della possibilità delle centrali a gas a ciclo combinato ed in assetto cogenerativo di adeguarsi a cambiamenti di carico con rapide accensioni e spegnimenti,
- sia potendo trasportare ed integrare nella rete del gas, il metano prodotti dalla digestione anaerobica e dalla gassificazione di biomasse , ovvero l' idrogeno ed il metano prodotti dall'energia eolica e solare in periodi di eccesso di offerta.

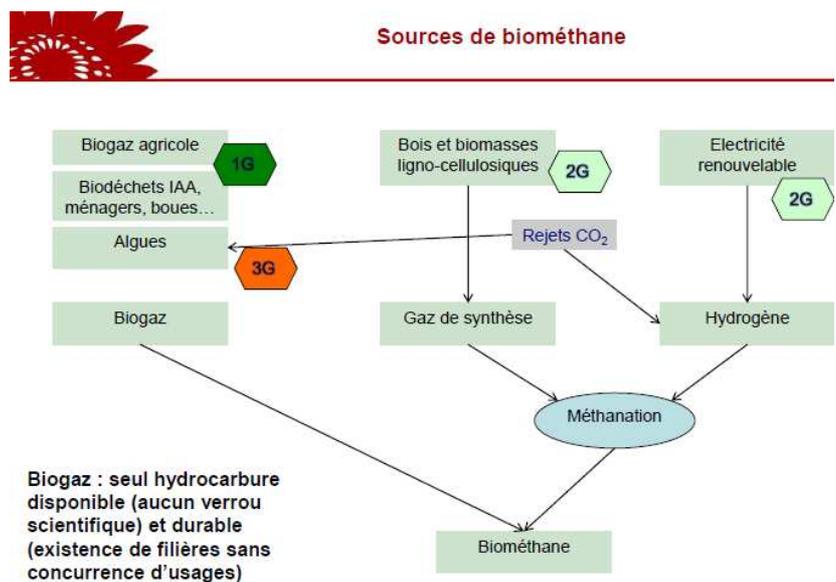
2.2.IL GREENING DELLA RETE DEL GAS : IL BIOMETANO

Il DLgs 28⁶ definisce il biometano come il “ gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale”.

Il Legislatore ha ritenuto quindi di definire “ biometano” qualsiasi gas che corrisponda alla qualità del gas metano di origine fossile che sia idoneo all'immissione nella rete del gas.

Pertanto possiamo definire “biometano” il gas metano prodotto da fonti rinnovabili e più precisamente:

- Proveniente dalla digestione anaerobica
 - o Biogas da Rifiuti
 - o Biogas da Discarica
 - o Biogas agricolo⁷



³ “Energy for Germany 2011 Facts, outlook and opinions in a global context : Integration of renewable energies into the power supply system” World Energy Concept”

⁴ DL 1 /2012 “Liberalizzazioni” art.21, ARG/elt 160 del 18/11/2011

⁵ “The role of natural gas and biomethane in the fuel mix of the future in Germany. Required action and potential solutions to accelerate adoption in transport applications”. Dena 6/2010

⁶ art. 2 , comma 1 lettera “o”

- Gassificazione di biomasse solide
- Metanazione dell' idrogeno prodotto da altre fonti rinnovabili , quali ad esempio il sole, il vento e l'idroelettrico.

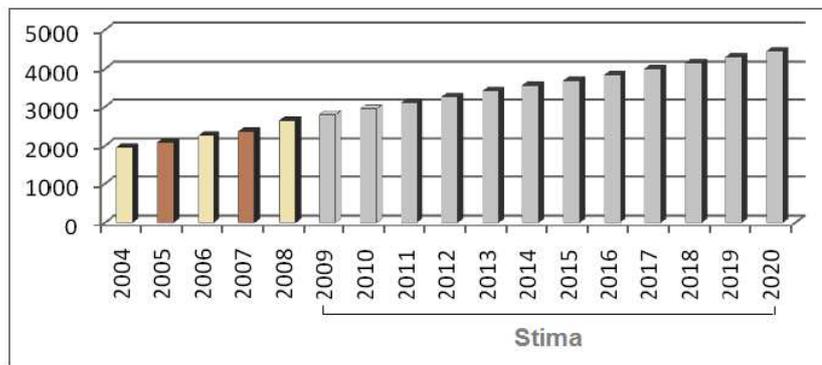
Il presente position paper, a ragione del background dei promotori, si focalizza sul biometano prodotto a partire da matrici agricole e agroindustriali. Ciò non significa sottovalutare l'importanza del biogas prodotto da rifiuti , ed in particolare dalla FORSU.

Attualmente la gestione della FORSU costituisce un grosso onere per la pubblica amministrazione (costi relativi allo smaltimento e riciclo). Al netto degli utili delle imprese coinvolte, ne consegue un impatto negativo per la comunità dal punto di vista ambientale e legato alla salute (inquinamento nelle aree dove sono localizzate le discariche).

La valorizzazione del FORSU in impianti di digestione anaerobica permetterebbe una sensibile riduzione dei costi di smaltimento, oltre che un forte abbattimento dell'inquinamento ambientale, consentendo parallelamente ricavi dalla vendita del biometano prodotto.



Ciclo FORSU - Biometano



Previsioni FORSU in migliaia di ton (2009-2020) - Centemero, 2010

Inoltre il prodotto di risulta della digestione anaerobica (digestato), può essere avviato al compostaggio e utilizzato a termini di legge quale ammendante in agricoltura (compost di qualità).

Come esempio virtuoso si ricorda che la Città di Madrid disponeva, già nel 2006, di 445 compattatori per la raccolta dei rifiuti funzionanti a metano e che nel 2008 Madrid ha messo in funzione il più grande impianto mondiale di biometano da biogas proveniente da discarica in grado di rifornire sino a 1.000 veicoli⁸.

⁷ Per biogas agricolo si intende quello prodotto da matrici vegetali , effluenti zootecnici e sottoprodotti agroindustriali.

⁸ “ Biometano: stato dell'arte e prospettive in Europa ed in Italia”, CRPA 2011

2.3. Il biometano negli obiettivi del PAN al 2020

Del biometano si è parlato per la prima volta nella legislazione italiana con l'approvazione del Piano di Azione nazionale redatto ai sensi della Direttiva UE 2009/28/CE nel giugno 2010.

“Le norme di riferimento in materia di accesso al sistema nazionale del gas sono contenute nel D.Lgs 164/2000, emanato in attuazione della direttiva 98/30/CE, il quale prevede che per nessun motivo possa essere rifiutato l'accesso al sistema esistente quando si tratti di gas naturale prodotto nel territorio nazionale, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana.

Il medesimo decreto dispone che l'accesso non può essere comunque rifiutato qualora, in mancanza di capacità di connessione, il cliente sostenga il costo delle opere necessarie per rimediare a tale mancanza. Per quanto riguarda la possibilità di usare anche lo stoccaggio per ottimizzare il sistema, la situazione è identica alla produzione nazionale. Sono altresì stabilite specifiche di qualità fisico chimica del gas che garantiscano sia la sua interscambiabilità sia l'interoperatività delle reti di trasporto e distribuzione, secondo le norme europee.

D'altra parte, l'art. 1, par. 2, della Direttiva 2003/55/CE sul mercato del gas stabilisce espressamente che le norme in materia di accesso si applicano anche al biogas e al gas da biomassa purché possano essere immessi nel sistema senza problemi tecnici o di sicurezza. Il concetto è stato ripreso dall'art. 1 della Direttiva 2009/73/CE, secondo cui le norme ivi previste si applicano in modo non discriminatorio anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o da altri tipi di gas, nella misura in cui i suddetti gas possano essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza. In fase di recepimento della citata direttiva, si valuterà comunque l'eventuale esigenza di più esplicite disposizioni inerenti il biometano.

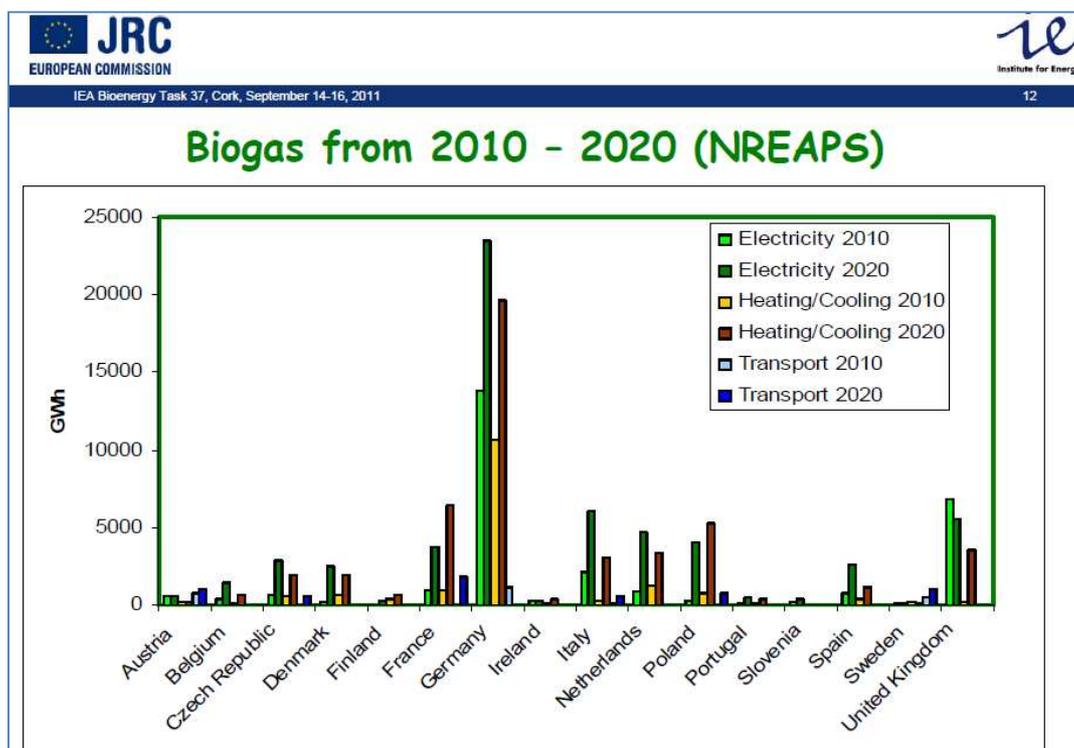
In conclusione, i vincoli di accesso alla rete di trasporto sono legati solo alla fattibilità tecnico economica della connessione e a valutazioni relative alla sicurezza e alla capacità produttive della fonte, mentre i requisiti che il gas deve soddisfare sono determinati unicamente sulla base delle sue caratteristiche chimico-fisiche dello stesso. Per tali ragioni, ferma restando la più compiuta valutazione che sarà effettuata in attuazione della Direttiva 2009/73/CE, non si ravvisano nel sistema attuale particolari discriminazioni di carattere tecnico per il gas prodotto da fonti rinnovabili.

In relazione alle difficoltà di connessioni alla rete, si dichiara che “non ci sono valutazioni in proposito, ma si segnala la notevolissima diffusione della rete di trasporto e di distribuzione del gas in Italia. Ad una prima analisi le barriere infrastrutturali (estensione della rete esistente) appaiono dunque di modesta rilevanza rispetto a quelle di natura economica (costi di investimento necessari per produrre il biogas, purificarlo ed immetterlo nella rete gas)”. Si ricorda infine che “Non sono al momento previste specifiche norme tecniche di connessione alla rete né specifiche tariffe di connessione per il biogas e che si ritiene pertanto utile prevedere forme di sostegno atte a superare la mancata competitività economica del gas prodotto da fonte rinnovabile rispetto al gas di origine fossile. In tal senso la proposta che appare più opportuna è quella di valorizzare con una tariffa incentivante l'energia immessa nella rete di trasporto del gas naturale attraverso il vettore energetico biometano (inteso come gas prodotto dal trattamento/purificazione del biogas).”

⁹ PAN Italia , 4.2.8 Integrazione del biogas nella rete del gas naturale (articolo 16, paragrafi 7, 9 e 10, della direttiva 2009/28/CE)

Nel PAN si prevede una produzione di energia elettrica da biogas pari a 1.200 MWe mentre non sono previsti specifici obiettivi quantitativi per quanto concerne l'immissione in rete del biometano ovvero il suo utilizzo come biocarburante e nella termica.

Gli obiettivi dei Paesi Europei sono molto difforni in relazione alle quantità di energia da biogas da produrre od immettere in rete entro il 2020.



Di seguito una sintesi del potenziale di alcuni tra i maggiori Paesi europei¹⁰.



Gli elementi presentati nel presente documentano attestano la necessità di rivedere le previsioni del PAN in ogni ambito : elettrico , termico e nell'autotrazione.

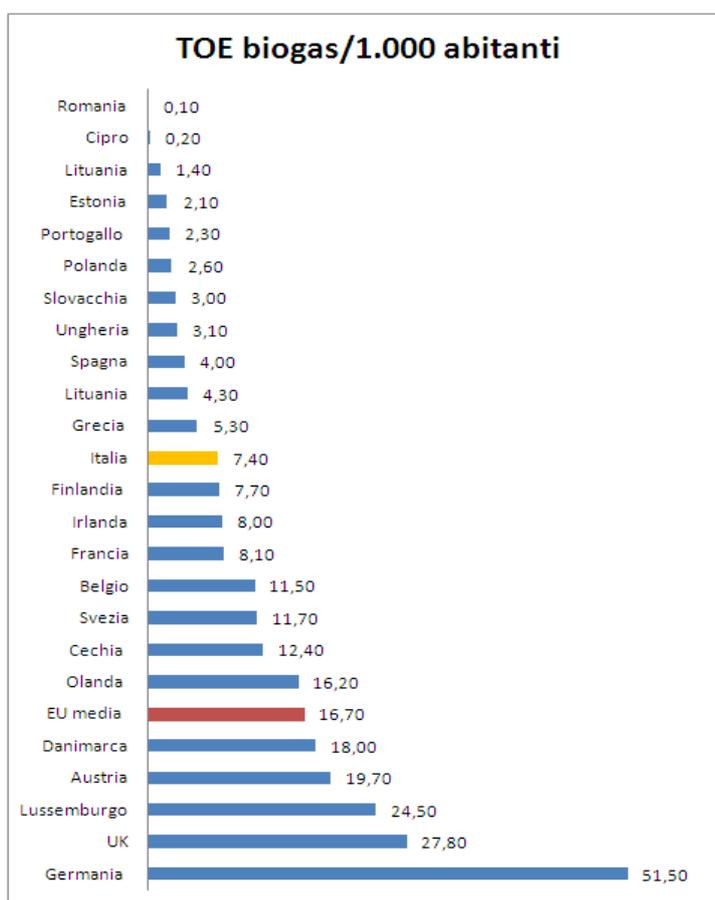
¹⁰ Dati europei desunti dalla letteratura; potenziale italiano sulla base delle stime del gruppo di lavoro.

2.4. Il potenziale produttivo del “biometano fatto bene” : la codigestione tra colture dedicate e biomasse di integrazione

Ma qual' è il potenziale conseguibile in Italia del biometano?

Allo stato attuale tra le tecnologie di trasformazione biochimica disponibili per la produzione di energia elettrica termica e carburanti, il biogas è la principale fonte bioenergetica producibile in Italia senza ricorrere a biomasse di importazione (legno e bioliquidi).

In Germania, il Paese con il Paese Europeo con la maggior produzione di biogas procapite, attualmente gli impianti sono alimentati principalmente con matrici di origine agricola, a testimonianza del ruolo imprescindibile dell'agricoltura nello sviluppo del comparto.

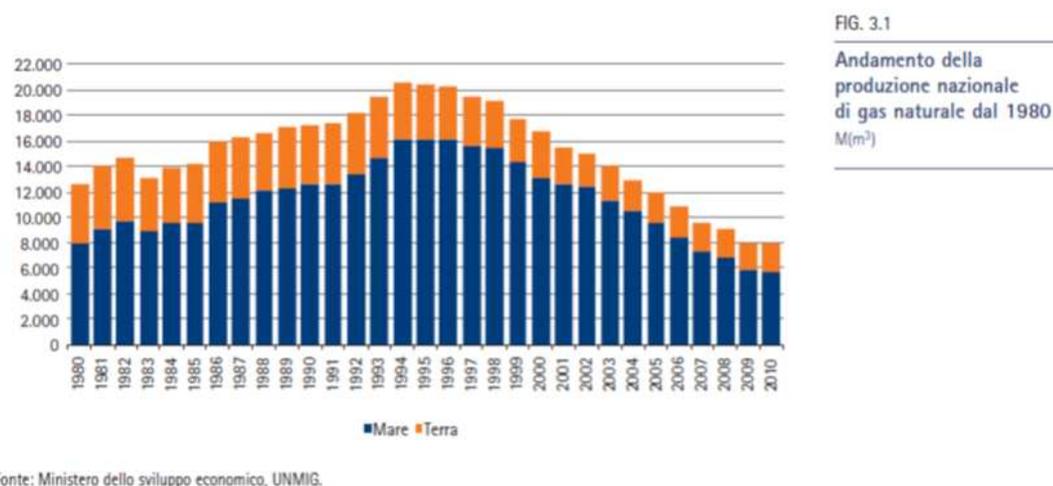


A.Wellinger "Biogas in Europa" Montichiari 2012

Lo sviluppo della filiera biogas nell'ambito delle aziende agricole può contribuire ad una crescita sensibile del PIL, stimabile nell'ordine di almeno il 4-5% annuo del PIL dell'agricoltura italiana, limitandosi al solo impatto sulle imprese agricole (setto forestale e comparto industriale esclusi).

Per conseguire questa opportunità è necessario fornire i giusti segnali regolamentari, anche tenendo conto dello stato di crisi di molte filiere agricole e della effettiva possibilità dei nostri imprenditori di rispondere a questa sfida del mercato affatto nuova: già in passato infatti, prima che si diffondesse l'economia degli idrocarburi le aziende agricole italiane sapevano produrre nel contempo oltre ad alimenti e foraggi anche fibre ed energia con un ampio sostegno da parte del mondo della ricerca e dell'industria italiane¹¹ di allora.

Il GLB ritiene che il potenziale della filiera biogas-biometano da matrici agricole in Italia sia importante: destinando a colture dedicate di primo raccolto 300-400.000 ha (meno dell'8% della superficie a seminativi italiana) da utilizzare in codigestione con "biomasse di integrazione" (vedi pagina successiva), è possibile raggiungere una produzione annua di circa 7-8 Gm³ di metano equivalenti (miliardi di metri cubi di metano), una produzione pari alla produzione attuale di gas naturale dei giacimenti italiani, ovvero la capacità dell'ultimo impianto di gassificazione costruito in Italia al largo del Delta del Po¹², contribuendo in modo significativo all'indipendenza energetica del Paese. Si ritiene che tale risultato possa essere conseguito senza determinare squilibri o competizioni con il sistema agro-zootecnico anche attraverso l'applicazione di un insieme di regole e criteri che in questo documento sono esposti e commentati.



¹¹ A riguardo vanno ricordate le rilevanti esperienze che nel periodo autarchico il comparto agricolo e l'industria chimica italiana furono capaci di realizzare, per esempio nel settore della produzione delle fibre artificiali (il rayon) prodotto a partire dalla coltivazione dell'Arundo donx, la canna italiana.

¹² <http://www.edison.it/it/azienda/infrastrutture-gas/terminale-rovigo.shtml>, accesso del 15 marzo 2012.

Più precisamente questo obiettivo è conseguibile a condizione di incrementare l'efficienza nell'utilizzo del suolo agricolo degli impianti a biogas diminuendo il fabbisogno di terreno dagli attuali circa 120 ha¹³/Mm³ sino a 50 ha/Mm³ di biometano equivalenti¹⁴ al 2030.

L'incremento nell'efficienza dell'uso del suolo agricolo potrà avvenire solo mediante un progressivo e crescente ricorso alla codigestione tra colture dedicate di primo raccolto e **biomasse di integrazione** e cioè :

- colture di secondo raccolto (quelle colture in rotazione con le colture principali che oggi non vengono coltivate perché per esse non c'è un mercato locale così lasciando la terra incolta per alcuni mesi durante l'anno)
- Colture alternative a elevata "efficienza carbonica", soprattutto se coltivate in terreni marginali: si intendono colture come Arundo donax, Topinambur ed alte colture ad elevata resa e bassa richiesta di input energetici;
- Sottoprodotti agricoli (paglie, stocchi, pule, ecc.)
- Effluenti zootecnici
- Sottoprodotti agroindustriali

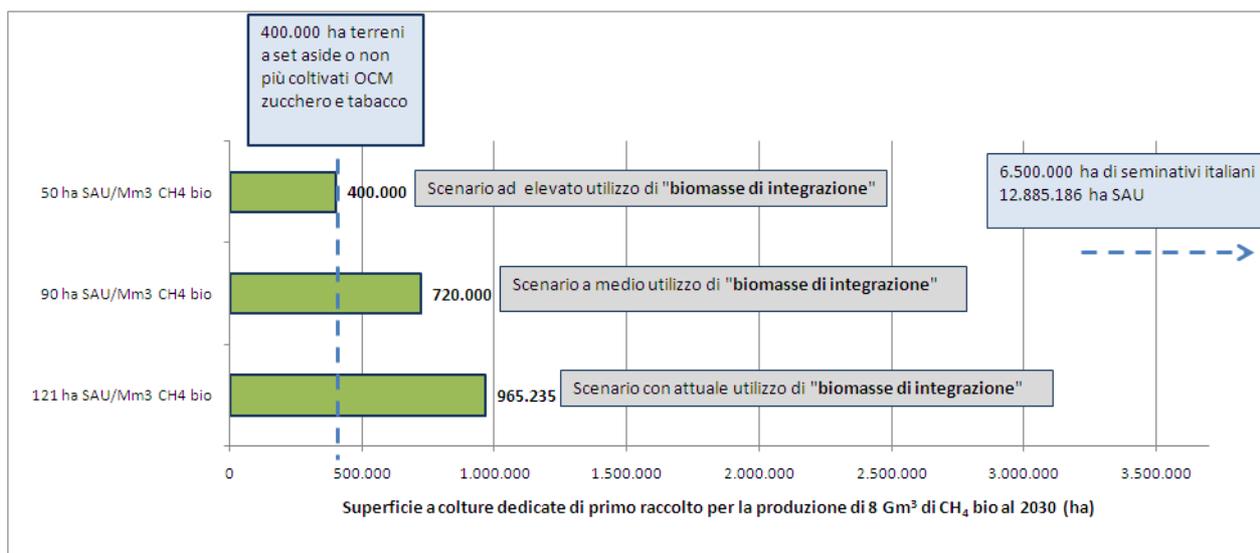
Anno	1990	1995	2000	2010	2015	2020	2025	2030
SAU primo raccolto (ha)				85.000	200.000	250.000	300.000	400.000
ha SAU/Mmc biometano equivalente				121,4	90,9	59,4	55,0	50,0
Percentuale di metano da "colture dedicate di primo raccolto"				77%	59%	40%	37%	35%
Percentuale di metano da "biomasse di integrazione"				22,9%	41%	60%	63%	65%
Produzione di biometano equivalenti Gmc/CH4 bio				0,7	2,2	4,2	5,5	8,0
Produzione di gas naturale italiana	17	21	20	12	8	8	8	8
TOTALE PRODUZIONE NAZIONALE	17,0	21,0	20,0	12,7	10,2	12,2	13,5	16,0
di cui biometano	0%	0%	0%	6%	22%	34%	41%	50%

13 Il calcolo della superficie agricola attualmente utilizzata per produrre metano considera che una parte del metano viene prodotto con le colture dedicate insilate e la rimanente dall'uso di effluenti zootecnici e sottoprodotti agroindustriali. Per quanto attiene la parte da colture dedicate si considera, per il Nord Italia, una produzione media di insilato di mais pari a 55 t/ha con una resa in metano pari a 115 m³/t, ovvero 6.350 m³/ha. Ovviamente queste rese sono in fase di miglioramento grazie ai progressi nelle tecnologie di digestione ; nel piano si è considerato 7000mc/ha a tendere, ma vi sono colture e sperimentazioni che ipotizzano sino a 10.000 mc da colture di primo raccolto di tipo non alimentare ovvero ad elevata efficienza foto sintetica (mais).

14 Biometano equivalente: si intende la quantità di CH₄ contenuta nel biogas destinata all'alimentazione del cogeneratore o destinato all'upgrading.

In questo modo, attraverso la codigestione tra colture dedicate e biomasse di integrazione lo sviluppo del biogas non avverrà con un “risultato a somma zero”¹⁵ utilizzando colture agricole a fini energetici invece che foraggieri, ma progressivamente stimolando l’intera filiera a utilizzare “meno terra per produrre più energia” integrando in azienda agricola più sbocchi di mercato: food, feed fiber & energy.

In tal modo l’obiettivo di 8 Mrd a 2020-30 pare del tutto adeguato anche in termini di occupazione del suolo agricolo e conforme alle previsioni degli studi sino ad oggi disponibili¹⁶.



¹⁵ Per “risultato a somma zero” ci si riferisce alla mera sostituzione delle produzioni foraggere con quelle energetiche, con unico risultato la diversificazione degli sbocchi di mercato ma senza un incremento effettivo del valore generato dall’impresa agricola, eccezion fatta per l’incentivo. Per esempio se in un’area dove non v’è zootecnia e quindi domanda di insilati, alla produzione di soia viene fatto precedere un triticale in primo raccolto da insilato, ovvero un lolietto, destinati alla produzione del digestore, questa coltura per il digestore comporta un incremento del fatturato dell’azienda agricola (somma positiva) e può realizzarsi solo a ragione della “domanda” del digestore e per il fatto che il digestore è disponibile a ricevere insilati a maturazione cerosa tali da garantire una buona produzione dalla soia in secondo raccolto. In sintesi *quel triticale* è tutto valore in più per l’azienda agricola e può essere coltivato solo perché esiste il digestore. **Questo è il principio del biogas fondante del biogas fatto bene : integrazione e non sostituzione!**

¹⁶ A riguardo esistono alcuni studi che confermano questa tesi, tra cui Coldiretti Area Ambiente e Territorio (aprile 2011) Scenario Coldiretti/CETA in cui si fa cenno a circa 430.000 ettari di colture no food considerando :

- colture dedicate: 70.000 ha
- residui delle attività agricole: 6,7 milioni di ettari*
- Biocarburanti: 360.000 ha.

*da cereali, semi oleosi, agrumi, olivo, vite, altre colture da frutto, ecc.

Per conseguire questo risultato è necessario quindi che il Legislatore valorizzi il potenziale della codigestione tra colture dedicate e biomasse di integrazione, indirizzando progressivamente le aziende ad utilizzare quote decrescenti di colture dedicate di primo raccolto ed operando a livello territoriale con una corretta programmazione e distribuzione degli impianti di biogas, utilizzando gli strumenti legislativi emanati ad hoc¹⁷.

In tal modo l'utilizzo crescente di biomasse di integrazione, **cioè di quelle biomasse che oggi non costituiscono fatturato delle aziende agricole**, contribuirà ad incrementare la PLV delle aziende e di conseguenza il PIL dell'agricoltura italiana.

17 Si fa riferimento a:

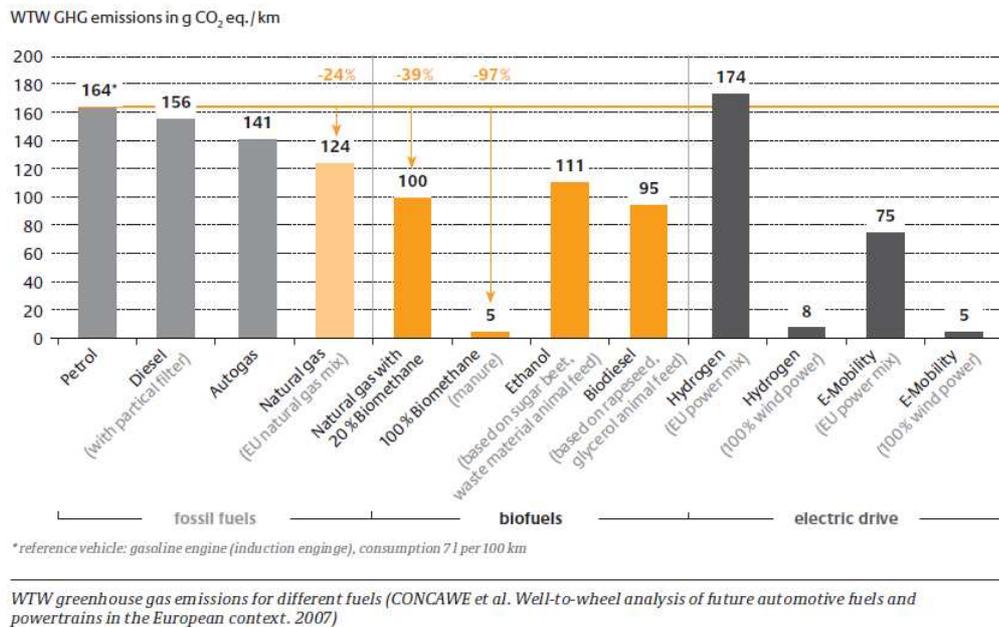
- DM 10 settembre 2010, recante le linee guida per l'autorizzazione degli impianti da rinnovabili;
- norme sul burden sharing, cioè al riparto degli obblighi nazionali tra le regioni, ai sensi dell' Art. 37 comma 6 DM 28/2011.

2.5. Il potenziale comparato del “biometano fatto bene” : l’efficienza nella riduzione delle emissioni di gas climalteranti e nell’uso del suolo rispetto altre filiere agrienergetiche

Sebbene non sempre riconosciuto il “biometano fatto bene” derivante dalla codigestione di colture dedicate e biomasse di integrazione è già oggi un cosiddetta “bioenergia di seconda generazione”, non tanto sul piano nominalistico¹⁸, quanto in virtù dell’efficienza della filiera a biogas :

- nella riduzione di gas climateranti
 - nella quantità di energia producibile per ha di superficie agricola utilizzata
- Per quanto riguarda **l’efficienza nella riduzione delle emissioni di gas climalteranti**, il biometano è tra le soluzioni ottimali tecnologicamente già disponibili per ridurre l’intensità di emissioni prodotte nell’autotrasporto settore in cui minori sono le opzioni tecnologiche nel breve termine oltre i carburanti di origine biologica.

Un recente studio della DENA¹⁹ è giunta ai seguenti risultati



¹⁸ “In general, second generation biofuels are produced from cellulosic materials (lignocellulosic feedstocks). These raw material options may result in the production of more fuel per unit of agricultural land used and require less chemical and energy input per production and harvesting resulting in a higher yield in terms of net GJ energy produced per hectare land used. Such raw materials may be considered more sustainable and do not compete directly with food. However, there can be competition for land use as well as competition between the potential use of cellulosic materials for liquid biofuels and current (rapidly expanding) use for heat and power generation through combustion as solid biofuels.” <http://www.biofuelstp.eu/fuelproduction.html#2g> accesso del 15 marzo 2012

¹⁹ “The role of natural gas and biomethane in the fuel mix of the future in Germany” DENA 06/2010

Giova sottolineare inoltre i possibili miglioramenti in ambito agricolo ed industriale realizzabili dalla filiera, ad oggi ancora poco esplorati e di seguito esemplificati con alcuni esempi in relazione ai parametri individuati dalla UE nella direttiva 2009/28²⁰

- EEC :
 - Miglioramento delle pratiche colturali e dell'efficienza fotosintetica delle colture da biomassa
 - Riduzione utilizzo di concimi chimici di sintesi
 - Miglioramento delle tecniche di utilizzo dei digestati liquidi e solidi al fine di ridurre la fertilizzazione con concimi di sintesi
 - Utilizzo di colture perennanti, anche non alimentari ad elevata resa e bassi inputs
 - Riduzione delle emissioni derivanti dalla gestione di effluenti zootecnici
- ESCA
 - Utilizzo del digestato solido
 - Utilizzo di colture perennanti
 - Utilizzo tecniche conservative di lavorazione del suolo
 - Secondi raccolti come colture di copertura
- ECCR
 - Recupero (sequestro?) del carbonio contenuto nella CO₂ in fase di upgrading come feedstock per utilizzi industriali ed energetici
- EEE
 - Sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento
 - Sviluppo di sistemi cogenerativi nell'ambito di sistemi di smart grid

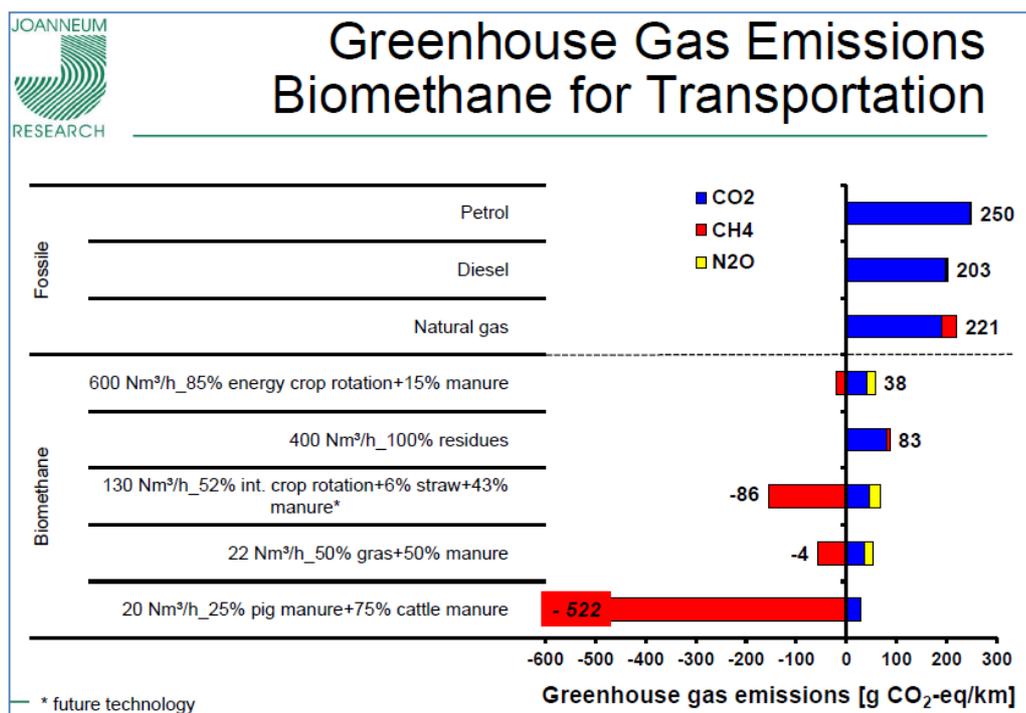
²⁰ L'allegato V parte C. della Direttiva UE 2009/28, propone una formula per il calcolo delle emissioni di anidride carbonica lungo la filiera bioenergetica :

$$E = eec + el + ep + etd + eu - esca - eccs - eccr - eee$$

In cui :

- E il totale delle emissioni derivanti dall'uso del carburante;
- eec le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime;
- el le emissioni annualizzate risultanti da modifiche degli stock di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione dei terreni;
- ep le emissioni derivanti dalla lavorazione;
- etd le emissioni derivanti dal trasporto e alla distribuzione;
- eu le emissioni derivanti dal carburante al momento dell'uso;
- esca la riduzione delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola;
- eccs la riduzione di emissioni grazie alla cattura e allo stoccaggio geologico del carbonio;
- eccr la riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione del carbonio;
- eee la riduzione di emissioni grazie all'elettricità eccedentaria prodotta dalla cogenerazione

Una estesa applicazione di queste opzioni tecnologiche, molte di esse già mature e largamente applicate in altri contesti, opportunamente stimolata da chiari segnali regolamentari del Legislatore, potrà fare del biometano la prima filiera da fonti rinnovabili “carbon negative”²¹.



Gerfried Jungmeier, e altri “Austrian Perspectives for Renewable Fuels for Eco-Mobility” Vienna, November 15-16, 2011

²¹ Si definisce carbon negative una filiera in grado di rimuovere lungo tutte le fasi produttive più carbonio di quanto non ne emetta il combustibile fossile che va a sostituire. Di norma il solare rimuove il 80-95% del carbonio emesso dal fossile sostituito, analogamente l'eolico. La Carbon efficiency è il modo di misurare questo rendimento, cioè è il modo di misurare la capacità di una filiera di ridurre le emissioni di gas serra lungo tutta il ciclo di vita della sua produzione. Le fonti non fuel possono essere al massimo carbon neutral o leggermente carbon positive. Le bioenergie possono essere anche carbon negative in virtù della possibilità di agire sul pool di carbonio del suolo e di procedere alla sequestrazione della CO₂ emessa in fase di utilizzo. Ovviamente biomasse insostenibili, poco efficienti da un punto di vista della gestione del pool di carbonio nel suolo, generano filiere poco efficienti anche se la fase industriale fosse molto virtuosa.

- Per quanto concerne **l'efficienza nell'utilizzo del suolo agricolo** si ritiene che nella letteratura specializzata²² anche più recente vi sia una certa sottovalutazione del potenziale del biometano spesso considerato alla stregua dei biocarburanti tradizionali che fanno ricorso alla frazione amidacea od all'estrazione di oli, per la produzione di bioliquidi ed etanolo.

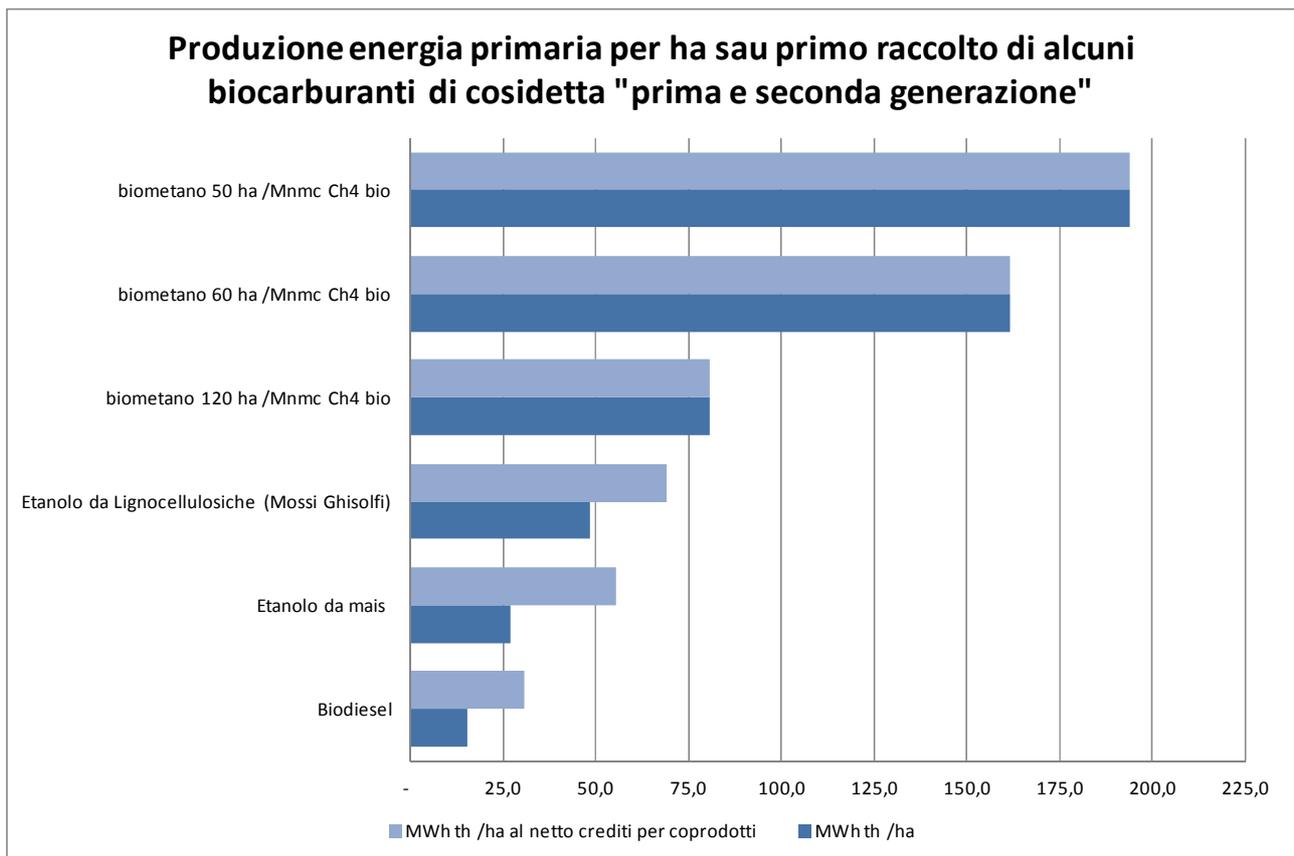
Il biometano con le tecnologie correntemente utilizzabili in realtà è già un biocarburante in grado di offrire importanti prestazioni, in quanto

- o a ragione della possibilità di produzione decentrata con elevate efficienze anche su scala relativamente modesta (< 1000KWth), e della capacità di utilizzare diverse tipologie di biomassa in codigestione e simultaneamente, **la filiera biometano è in grado di adattarsi alle diverse disponibilità di biomassa dei contesti locali**, non richiedendo viceversa pesanti adattamenti al sistema agricolo "tradizionale" ovvero il trasporto di specifiche biomasse da luoghi di produzione lontani dai centri di trasformazione (America Latina, Indonesia, Australia, ecc);
- o la filiera biometano, è già oggi in grado di utilizzare più tipologie di biomasse operando con piante intere di primo raccolto (frazione amidacea e lignocellulosica per esempio di piante ad elevata efficienza fotosintetica come il mais od il sorgo) in codigestione con biomasse di integrazione quali
 - piante intere di secondo raccolto (comprehensive della frazione lignocellulosica), non alimentari ovvero se foraggiere non richieste dalla zootecnia in ambito locale
 - sottoprodotti agricoli di qualsiasi natura
 - sottoprodotti agroindustriali
 - effluenti zootecnici praticamente di esclusivo utilizzo in digestione anaerobica.
- o In virtù di questa polivalenza nell'approvvigionamento di biomassa ("multifeedstock codigestion"²³) la produzione di biometano per l'autotrazione presenta un'efficienza nell'utilizzo del suolo assolutamente competitiva rispetto altre tipologie di biocarburante e di dare assieme al gas naturale una prospettiva a doppia cifra di contributo ai consumi nazionali. Di seguito si riporta una stima comparata rispetto alcune filiere di prima e seconda generazione²⁴.

²² "Future transport Fuels" January 2011

²³ Importante a riguardo il progetto dell'associazione tedesca del biogas "Farbe ins Feld" finalizzato ad una diversificazione delle colture utilizzabili nei digestori anche attraverso un miglioramento delle rotazioni colturali.

²⁴ I dati relativi ai biocarburanti tradizionali sono stati tratti dallo studio commissionato dalla UE ("Future transport Fuels" January 2011) ; per il bioetanolo da Arundo donax (Mossi Ghisolfi) da quanto pubblicato sull'Informatore Agrario, e per il biometano dall'utilizzo in codigestione con biomasse di primo raccolto e biomasse di integrazione, dalle assunzioni dettagliate nei capitoli precedenti.



Sebbene i dati debbano considerarsi delle stime, dalla lettura comparata si evince come, ai fini della limitazione della competizione con le filiere foraggere ed alimentari per l'utilizzo del suolo agricolo, essenziale non sia tanto la natura delle biomasse utilizzate (alimentari o non) quanto l'efficienza nell'utilizzo del suolo agricolo e la possibilità di integrare (per scala di impianto e tipologia di biomasse utilizzate) le produzioni agrienergetiche nella realtà delle aziende agricole italiane, certamente non comparabile per dimensioni fondiari e produttività a quella di altri Paesi aventi un rapporto SAU/abitante maggiore (USA, Brasile, Australia, Ucraina, ecc.) .

Così essendo la filiera biogas è pertanto quella in grado di produrre "più energia con meno terra" rispetto ad altre tecnologie adattandosi meglio ai diversi contesti agro ecologici ed imprenditoriali italiani.

Il biometano quindi ha il potenziale per essere la più efficiente tra tutte le agroenergie ed in particolare tra tutti i biocarburanti utilizzabili nell'autotrazione, sia per l'energia producibile per ettaro di terreno agricolo utilizzato, sia per la riduzione delle emissioni di CO2 per unità di energia prodotta.

3. I REQUISITI TECNICI PER IL BIOMETANO

2.1 PREVISIONI LEGISLATIVE : ART. 20 DLGS 28/2011

"1. Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas emana specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi.

2. Le direttive di cui al comma 1, nel rispetto delle esigenze di sicurezza fi sica e di funzionamento del sistema:

a) stabiliscono le caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, con particolare riguardo alla qualità, l'odorizzazione e la pressione del gas, necessarie per l'immissione nella rete del gas naturale;"

2.2 PROBLEMATICHE E CONSIDERAZIONI

- Le principali componenti del biogas prodotto da impianti di digestione anaerobica (DA) sono metano (CH₄) e anidride carbonica (CO₂), accompagnati da tracce di acido solfidrico (H₂S), ossigeno (O₂), azoto molecolare (N₂) e idrogeno (H₂), più altri componenti poco o per nulla rilevanti. La composizione del biogas dipende dal substrato organico utilizzato negli impianti di DA (in impianti di biogas agricolo CH₄ è generalmente pari al 50÷55%, mentre in impianti di DA presso impianti di depurazione, il CH₄ è spesso pari al 60÷65%), e, in una certa misura, dal processo di fermentazione e dalle condizioni gestionali. Quando si eseguono le operazioni di purificazione e upgrading del biogas, si deve assicurare che il gas raggiunga gli standard qualitativi richiesti dalla normativa.
- In Germania, le norme più importanti da rispettare sono la DVGW G260 e la DVGW G262.
 - o Mentre la norma DVGW G260 si applica in generale al gas naturale, la norma DVGW G262 definisce oltre a ciò i requisiti necessari per l'utilizzo nella fornitura pubblica di gas di gas ottenuti da fonti rinnovabili.
 - o La norma DVGW G260 definisce quindi i requisiti di qualità del gas per la fornitura pubblica di gas in generale. Suddivide i gas in gruppi distinti (famiglie di gas). La prima "famiglia di gas" raggruppa i gas ricchi di idrogeno, la seconda "famiglia di gas" include i gas ricchi in metano, comprendendo quindi il gas naturale, il gas naturale sintetico (syngas) e i gas di scambio suddivisi in L-Gas (Gas a basso potere calorifico, L = Low) e H-gas (Gas ad alto potere calorifico, H = High). La terza "famiglia di gas" infine, comprende i Gas in forma liquida. Il biogas, essendo un gas ricco in metano, appartiene alla seconda "famiglia di gas" e pertanto deve essere conforme alla qualità definita per i gas appartenenti a tale gruppo.
 - o Schematizzando il contenuto del regolamento Tedesco Gasnetz zugangsverordnung (GasNZV, Regolamento relativo all'accesso alla rete del gas), per poter essere immesso in rete il gas deve essere conforme con la norma DVGW G260, versione dell'anno 2007, relativamente ai seguenti parametri (vedere tabella seguente).

- Parametro	- Unità di misura	- L-gas	- H-gas
- Indice di Wobbe	- MJ/Nm ³	- 37,8÷46,8	- 46,1÷56,5
- Potere calorifico superiore	- MJ/Nm ³ , kWh/Nm ³	- 30,2÷47,2 ; 8,4÷13,1	
- Densità relativa	-	- 0,55÷0,75	
- Ossigeno	- %	- Max 0,5% in reti umide - Max 3% in reti secche	
- Zolfo totale	- mg/Nm ³	- Media annua 30 (escluse sostanze odorizzanti) - Picco 150	
- Zolfo da mercaptani	- mg/Nm ³	- Media 6 - Picco 16	
- Acido solfidrico	- mg/Nm ³	- Media 5 - Picco 10	
- Punto di rugiada dell'acqua	-	- Temperatura del suolo a pressione relativa	
- Tecnicamente priva di nebbia, polvere e liquidi			

- o La norma DVGW G262 è stata sottoposta a revisione nel 2011, per cui saranno emanate nuove norme in sostituzione della versione precedente. Le finalità della norma sono quelle di stabilire regolamenti che le tecnologie approvate e commercialmente disponibili siano in grado di rispettare, consentire redditività economica garantendo sicurezza e protezione delle reti di trasporto e distribuzione del gas.
- Allo stato attuale i principali requisiti che deve possedere il biogas/biometano per essere immesso nella rete del gas naturale in Germania sono i seguenti:
 - o La norma DVGW G262 si applica ai gas prodotti per fermentazione.
 - o Gli aspetti microbiologici del biometano immesso in rete non sono attualmente considerati un tema rilevante, in quanto si presume e ci si attende che il biogas, purificato e sottoposto a upgrading con le tecnologie riferibili allo stato dell'arte oggi esistente non avrà alcun impatto negativo sulla rete del gas (studi precedenti condotti in Svezia e Francia hanno dimostrato un più alto contenuto in microrganismi nel gas naturale rispetto al biogas sottoposto a purificazione e upgrading). Per tale motivo si ritiene che non sia accettabile alcun requisito aggiuntivo per il biogas-biometano ²⁵.

²⁵ Vedasi a riguardo anche lo studio condotto in Francia da AFSSET Agence française de sécurité de l'environnement e du travail, "Risques Sanitaires du biogaz . evaluation des risques sanitaires lies a l'injection de biogaz dans le reseau de gaz naturel" Oct. 2008

- I requisiti di qualità del biogas-biometano sono limitati a determinati valori, definiti e misurabili. Nello specifico, altre componenti non problematiche possono quindi essere presenti in tracce, così come avviene peraltro anche nel caso del gas naturale.
 - o Per quanto riguarda il contenuto in acqua, ovvero il punto di rugiada dell'acqua (water dew point), sono stati stabiliti i seguenti valori:
 - 200 mg/Nm³ per massima pressione operativa ≤10 bar
 - 50 mg/Nm³ per massima pressione operativa >10 bar (questo contenuto in acqua corrisponde ad un intervallo di temperatura tra 70°C e -6°C)
 - o Per quanto riguarda il contenuto in ossigeno (O₂), la norma DVGW G262 non impone alcun requisito aggiuntivo rispetto ai valori massimi stabiliti dalla norma DVGW G260 per il gas sottoposto a purificazione e upgrading nel punto di immissione della rete del gas.
 - o Ammoniaca/ammine: il gas sottoposto a purificazione e upgrading deve essere tecnicamente privo di tali molecole/composti.
 - o Silicio: non sono ancora stati fissati requisiti specifici, per i quali appare essere ancora troppo presto. Oltre a ciò, il silicio attualmente non sembra di grande importanza nello specifico settore del biogas-biometano. Infatti il silicio non sembra allo stato presente essere un componente di grande importanza, soprattutto nel caso di impianti di biogas agricolo. Nel caso di impianti di cogenerazione, i requisiti indicano un valore massimo pari a 20 mg/Nm³, valori che non ci si attende essere così elevati nel biometano prodotto da impianti di purificazione e upgrading.
- I requisiti di cui sopra, pur essendo impegnativi per i produttori di impianti di purificazione e upgrading, possono tuttavia essere ampiamente soddisfatti da avanzate tecnologie che sono state approvate; inoltre i requisiti sono stati accettati dai rappresentanti degli operatori della rete del gas naturale. Tali requisiti proposti dal Legislatore tedesco sono stati discussi ed un accordo è stato raggiunto con gli operatori della rete del gas naturale sotto il profilo della sicurezza della rete del gas ed allo scopo di introdurre una percentuale di biometano nella rete stessa. Pertanto è consigliabile fare tesoro dell'esperienza tedesca come punto di partenza per valutare e introdurre i requisiti tecnici per l'immissione del biometano in rete al fine di garantire lo sviluppo della filiera in Italia, almeno per un periodo iniziale in cui le quantità immesse saranno necessariamente modeste, prima che tali requisiti possano essere eventualmente riconsiderati alla luce di valutazioni derivanti da esperienze pratiche e delle norme di standardizzazione in corso in sede Europea.

2.3 PROPOSTE

Pertanto si propone

- a) Che i requisiti tecnici per l'immissione del biometano nella rete del gas siano conformi alle specifiche tecniche previste dal Codice di Rete²⁶, **con l'obbligo di soddisfare i requisiti minimi**, a carico del gestore di rete ogni altro onere aggiuntivo;

Parametro	Termini Tedesco / Inglese / Simbolo chimico	Limite	Note riguardanti il rispetto dei limiti	Norme Tedesche per comparazioni
Ossigeno	Sauerstoff / Oxygen / O ₂	≤ 0,6 mol-%	Seguire i valori tedeschi	DVGW 260 ≤ 0,5 % in reti umide ≤ 3 % in reti secche
Anidride carbonica	CO ₂	≤ 3 mol-%	Innalzare a valori più elevati (es. 6 mol-%)	Nuova DVGW 262 Limiti attesi: ≤ 5 mol-% per L-gas ≤ 10 % mol-% per H-gas
Solfuro di idrogeno	H ₂ S	≤ 6,6 mg/Nm ³	Raggiungibile*	≤ 5 mg/Nm ³ ≤ 10 mg/Nm ³ (picco)
Zolfo da mercaptani	Mercaptanschwefel	≤ 15,5 mg/Nm ³	Raggiungibile*	≤ 6 mg/Nm ³ ≤ 16 mg/Nm ³ (picco)
Zolfo totale	Gesamtschwefel	≤ 150 mg/Nm ³	Raggiungibile*	≤ 30 mg/Nm ³ ≤ 150 mg/Nm ³ (picco)
Potere calorifico superiore	Brennwert / Upper Heating Value	34,95÷45,28 MJ/Nm ³	Requisiti raggiunti con biometano contenente ≥93%÷98% CH ₄	30,2÷47,2 MJ/Nm ³
Indice di Wobbe	Wobbeindex	47,31÷52,33 MJ/Nm ³		37,8÷46,8 MJ/Nm ³ per L-gas 46,1÷56,5 MJ/Nm ³ per H-gas
Densità relativa	Relative density	0,5548÷0,8	Raggiungibile*	0,55÷0,75
Punto di rugiada dell'acqua	Water Dew Point	≤ -5 °C a pressione pari a 7.000 kPa (70 bar)	Raggiungibile, alla luce delle condizioni Tedesche*	200 mg/Nm ³ a ≤10 bar 50 mg/Nm ³ a >10 bar
Punto di rugiada degli idrocarburi	Carbon Hydroxid Dew Point	≤ 0 °C a pressione pari a 100÷7.000 kPa (1÷70 bar)	Raggiungibile*/**	
Temperatura max	Max. Temperature	< 50 °C	Raggiungibile*	
Temperatura min	Min. Temperature	> 3 °C	Raggiungibile*	

* Raggiungibile con le tecnologie di purificazione e *upgrading* riferibili allo stato dell'arte oggi esistente

** Poiché l'unico idrocarburo rilevante come concentrazione è il CH₄, non dovrebbero esserci particolari problemi a rispettare tale requisito

- b) Si raccomanda che il legislatore non adotti specifici requisiti difformi da quelli minimi previsti dal Codice di Rete riferiti al biometano, ed in particolare a quello di origine agricola, in

⁷ Gazzetta Ufficiale Della Repubblica Italiana, dated 19-3-2007 and Allegato 11/A (Specifica Tecnica sulle Caratteristiche Chimico-Fisiche e Sulla Presenza Di Altri Componenti nel Gas Naturale, Snam Rete Gas)

relazione a componenti minori potenzialmente presenti nel gas (siloxani, batteri e funghi, ammoniaca, ecc).

Questa richiesta si giustifica con diverse motivazioni tra cui :

- a. Le quantità in gioco di biometano immesso in rete in rapporto al gas naturale per lo meno nella fase iniziale
- b. l'ampia letteratura esistente e le esperienze vigenti negli altri Paesi,
- c. infine la necessità di attendere i lavori conclusivi del CEN che ha ricevuto l'incarico di definire gli standard europei del biometano immesso in rete , ed ai cui lavori partecipa il Comitato Italiano Gas .

4. IMMISSIONE DEL BIOMETANO IN RETE

4.1.PREVISIONI LEGISLATIVE

"1. Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas emana specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi.

2. Le direttive di cui al comma 1, nel rispetto delle esigenze di sicurezza fi sica e di funzionamento del sistema:

a) omissis

b) favoriscono un ampio utilizzo del biometano, nella misura in cui il biometano possa essere iniettato e trasportato nel sistema del gas naturale senza generare problemi tecnici o di sicurezza; a tal fine l'allacciamento non discriminatorio alla rete degli impianti di produzione di biometano dovrà risultare coerente con criteri di fattibilità tecnici ed economici ed essere compatibile con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza;

c) prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per il collegamento alla rete del gas naturale degli impianti di produzione di biometano;

d) fissano le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione e la realizzazione della soluzione definitiva di allacciamento;

e) sottopongono a termini perentori le attività poste a carico dei gestori di rete, individuando sanzioni e procedure sostitutive in caso di inerzia;

f) stabiliscono i casi e le regole per consentire al soggetto che richiede l'allacciamento di realizzare in proprio gli impianti necessari per l'allacciamento, individuando altresì i provvedimenti che il gestore della rete deve adottare al fine di definire i requisiti tecnici di detti impianti;

g) prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per l'allacciamento di nuovi impianti;

h) prevedono procedure di risoluzione delle controversie insorte fra produttori e gestori di rete con decisioni, adottate dalla stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas, vincolanti fra le parti;

i) stabiliscono le misure necessarie affinché l'imposizione tariffaria dei corrispettivi posti a carico del soggetto che immette in rete il biometano non penalizzi lo sviluppo degli impianti di produzione di biometano.

4.2. PROBLEMATICHE E CONSIDERAZIONI

Le opere di connessione alla rete del biometano si possono descrivere come segue

- Misurazione
- Compressione
- Odorizzazione
- Controllo
- Regolazione ed Immissione in rete

Dall'esame di quanto già realizzato in altri Paesi vi sono due opzioni a riguardo :

- Il *sistema alla tedesca* : le opere di connessione alla rete sono a carico dell'operatore di rete che si riavvale dei costi sulla tariffa del gas, con un concorso dell'upgrader sino ad un tetto di 250.000 € nei limiti di 2km. In tal modo l'incentivo non si limita alla tariffa ma anche ai costi di allacciamento e gestione dell'immissione in rete riconoscendo il Legislatore la necessità di sviluppare le tecnologie e le "migliori pratiche" per lo sviluppo di sistemi di immissione di piccola portata (< 1000 mc/h).
- Il sistema della connessione alla rete elettrica : in cui tutte le opere di connessione sono a carico dell'upgrader escluse le opere di misurazione e connessione alla rete.

4.2.1 ADOZIONE DI UN SISTEMA SIMILE A QUELLO TEDESCO

- Le opere di connessione alla rete sono a carico del soggetto gestore della rete che potrà affidarne la realizzazione al produttore con un procedura del tutto analoga a quella per le connessioni elettriche . I progetti e le opere dovranno essere realizzate secondo le specifiche tecniche già vigenti ed approvate dal gestore di rete .
- L'AAEE con propria delibera definirà come le spese di investimento e quelle gestionali relative all'immissione del biometano in rete trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.
- Il produttore di biometano sarà responsabile della qualità e della portata del biometano al punto di consegna.
- Gli operatori di rete sono tenuti a dare priorità di connessione alla rete ai produttori di biometano. La richiesta di immissione non può essere declinata a causa di ragioni di capacità della rete .
- Peraltro, considerato il fatto che la rete del gas attualmente è stata progettata in modo tale da non disporre di molteplici punti di immissione nella rete, in questa fase iniziale, al fine di incentivare i produttori alla più corretta localizzazione degli impianti si consiglierebbe comunque di adottare un tetto ai costi di allacciamento oltre il quale l'investimento non viene considerato economicamente proponibile, a meno che il produttore non vi concorra per l'extra costo rispetto a detto importo.
- Il gestore di rete dovrà garantire al produttore di biometano una disponibilità media annua di della rete per 8.400 ore a pieno carico.

4.2.2 ADOZIONE DI UN SISTEMA DI MAGGIORE RESPONSABILIZZAZIONE DELL'UPGRADER

L'esperienza tedesca ha dimostrato la sua efficacia nell'avvio dei progetti a differenza di altri Paesi.

Peraltro i maggiori difetti di una tale impostazione risiedono nei tempi di realizzazione delle opere di connessione, spesso oltremodo lunghi in quanto interamente delegati al gestore di rete, e alla non sempre ottimale richiesta di connessione in relazione ai costi di adeguamento delle reti.

Qualora il Legislatore quindi optasse per soluzioni di maggior responsabilizzazione del produttore di biometano, mettendo a carico del produttore non solo le opere relative all'impianto di upgrading ma anche di compressione, odorizzazione, controllo, (mentre si ritiene che le opere di misurazione e connessione alla rete debbano in ogni caso restare a carico dell'operatore di rete) in questo caso la norma dovrà prevedere :

- Un contributo a favore dell'upgrader sui costi di immissione in rete pari al 75% dei costi , in analogia a quanto previsto a favore dei produttori tedeschi²⁷
- L'obbligo di realizzare le opere di connessione secondo standard nazionali deliberati dall'AAEE
- Il diritto di immettere il biometano in rete per almeno 8.400 ore all'anno .

4.3.PROPOSTE

- a. Essenziale è ribadire il diritto alla connessione alla rete del gas da parte del produttore di biometano.
- b. Si ritiene che la soluzione tedesca sia quella migliore e più semplice almeno in una fase iniziale di avvio del settore.**
- c. La semplificazione normativa occorsa per la TICA delle connessioni alla rete elettrica è certamente da replicare nel caso delle connessioni alla rete del gas .
- d. Saranno da valutare dei correttivi tra cui a titolo esemplificativo :
 - a. Il concorso alle opere di connessione da parte del produttore qualora superino determinati massimali
 - b. la possibilità che alcune opere di connessione siano realizzate direttamente dal produttore nel rispetto delle normative vigenti

²⁷ A riguardo si ricordi che gli operatori in Germania oltre al tetto sul concorso ai costi di immissione in rete, dispongono anche di un contributo in conto capitale sulle opere di upgrading attualmente pari a circa il 25% , mentre inizialmente era del 50%.

5. SPECIFICHE TECNICHE PER GLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DEL BIOMETANO

5.1. PREVISIONI LEGISLATIVE

Non vi sono specifiche previsioni legislative in merito.

5.2. PROBLEMATICHE E CONSIDERAZIONI

Differenti processi possono essere applicati per effettuare la purificazione e l'upgrading del biogas. Tra i più comuni vi sono:

- La tecnologia del lavaggio con acqua (Water scrubber), adottata dalla ditta Malmberg e da altre;
- La tecnologia dell'assorbimento a pressione oscillante (Pressure Swing Adsorption, PSA), adottata dalla ditta Carbotech/Schmack biogas e da altre;
- Lavaggio chimico (Chemical scrubber), adottata dalla ditta MT-Energie e da altre
- La tecnologia a membrana che è particolarmente studiata per soluzioni medio-piccole grazie ai bassi costi di investimento e sta suscitando un grande interesse nella vicina Austria.
- Le tecnologie criogeniche.

In Germania standard tecnici relativi agli impianti di purificazione e upgrading del biogas sono essenzialmente sintetizzati nella norma tecnica DVGW 265-1 inerente gli impianti di upgrading del biogas e immissione del biometano nelle reti del gas naturale, parte 1, gas prodotti per fermentazione. Tale norma include la progettazione, la produzione, la costruzione, il test di avvio e la messa in funzione degli impianti.

La norma sopraccitata serve come base per l'approvazione dell'impianto da parte delle autorità competenti e degli esperti. Tale norma sintetizza i requisiti minimi inerenti la sicurezza tecnica degli impianti per l'upgrading del biogas in biometano (responsabilità di colui che effettua l'immissione nella rete del gas), ma anche la compressione, la regolazione della pressione, il condizionamento e la misura sino all'immissione nella rete del gas (responsabilità del proprietario della rete del gas). La norma tecnica fa riferimento a diverse altre norme. È opportuno definire un elevato standard qualitativo e di sicurezza per gli impianti di upgrading del biogas e di immissione del biometano nella rete del gas.

Per impianti di produzione di biometano una tecnologia supplementare può essere applicata in condizioni definite, assicurando un processo di upgrading efficiente dal punto di vista energetico e basse emissioni di gas metano (CH₄) in atmosfera:

- Le emissioni di metano nell'atmosfera devono essere pari max. 0,2% in rapporto al gas in ingresso (a causa dell'effetto climalterante del CH₄ qualora emesso in atmosfera!).
- Il consumo specifico di energia elettrica per l'upgrading deve essere pari max. 0,5 kWh/Nm³ di biogas grezzo (allo scopo di promuovere processi di purificazione e upgrading a basso consumo energetico! Attualmente i valori comuni sono pari a 0,2÷0,35 kWh/Nm³ di biogas grezzo per i sistemi pressurizzati).
- Il calore di processo richiesto per la produzione di biogas e biometano deve derivare da Fonti di Energia Rinnovabile (FER). Ciò è richiesto per evitare consumo di gas naturale nel processo di purificazione e upgrading del biogas in biometano.

5.3.PROPOSTE

Attendiamo di valutare le proposte del legislatore per formulare specifiche proposte alla luce del sistema di regolazione dell'immissione in rete che verrà prescelto.

6. GLI INCENTIVI : IL BIOMETANO IN SISTEMI DI COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO

6.1. PREVISIONI LEGISLATIVE

Il DLgs 28 all'art. 21 prevede che il biometano venga sostenuto: *“mediante il rilascio degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso in cui sia immesso in rete ed utilizzato, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale, in impianti di cogenerazione ad alto rendimento”*.

6.2. PROBLEMATICHE E CONSIDERAZIONI

L'utilizzo a distanza corrisponde al sistema di incentivazione del biometano vigente in Germania. Il pregio di questa opzione è quello di stimolare l'utilizzo del biometano nei momenti e luoghi in cui il suo utilizzo è maggiormente efficiente e conveniente attraverso

- Il vettoriamento del biometano nel rispetto delle norme per il trasporto del gas naturale , ovvero anche attraverso il sistema dei vettori stradali,
- Qualora immesso in rete, l'utilizzo in momenti anche diversi da quello di produzione (non contemporaneità) al fine di esaltare l'intrinseca natura del biometano in quanto idrocarburo rinnovabile e quindi per antonomasia energia rinnovabile di riserva anche di lungo periodo
- L'utilizzo obbligatorio in sistemi cogenerativi ad elevato rendimento.

Si suggerisce che il Legislatore in sede di decreti attuativi consideri i seguenti aspetti :

- Analogamente alla Legislazione tedesca, si propone di prevedere un **bonus biometano** in relazione all'utilizzo elettrico, **aggiuntivo a quelli che saranno previsti dai decreti attuativi dell'art. 24** al fine di non disincentivare l'utilizzo del biometano in sistema cogenerativi a alto rendimento in comparazione alla generazione con biogas in situ, spesso meno efficiente da un punto di vista energetico.
- L'utilizzo a distanza necessita la realizzazione di un sistema di certificazione di origine del biometano prodotto ed immesso in rete ovvero utilizzato a distanza tramite altri sistemi di vettoriamento del biometano. **E' necessario individuare l'Ente e il sistema di certificazione in sede di approvazione delle norme di cui agli art. 20 e 21 .**
- La rete italiana del gas presenta una diverso grado di penetrazione nel territorio nazionale. Inoltre le reti locali presentano situazioni di consumo estivo ridotte, che potrebbero obbligare il gestore della rete a importanti modifiche del sistema di alimentazione della rete. Si ritiene pertanto di suggerire di estendere i benefici di cui agli incentivi previsti all'art. 21 comma a). non solo al biometano immesso in rete, ma anche a quello che, previa certificazione, sia stato reso trasportabile con altri mezzi (**gas compresso e gas liquefatto**). In questo ambito inoltre esistono importanti margini di sviluppo delle tecnologie italiane che in tal modo potrebbero rafforzare la loro posizione di leadership sui mercati internazionali.
- Il gas è la principale fonte del sistema energetico italiano. Nel settore elettrico la generazione a gas presenta degli impianti moderni ed efficienti, complementari e utili a supportare una transizione ad un sistema elettrico dominato dalle fonti rinnovabili in particolare solare FV e eolica. Pertanto si propone di permettere la **co-combustione** biometano e gas naturale al fine di permettere una progressiva decarbonizzazione del sistema elettrico nazionale.

- Dovrà essere chiarito se l'utilizzo a distanza debba prevedere **il trasporto fisico del gas**, ovvero se, come auspicabile, in una fase iniziale possa essere effettuato **l'accoppiamento virtuale** al punto di utilizzo dei certificati di immissione con l'effettivo prelievo di gas naturale per il funzionamento dei sistemi cogenerativi, come vigente in Germania. In caso contrario dovrà essere chiarita la contrattualistica a cui l'utilizzatore finale del biometano è soggetto con i gestori di rete per il trasporto ed eventualmente lo stoccaggio del gas al punto di prelievo. Si rammenti a riguardo che in Germania vige una premialità a favore del produttore del biometano pari a 0,07€cent/kWh²⁸ come somma forfettaria per le spese evitate di rete fissa per 10 anni dalla messa in produzione dell'impianto.

6.2.1. IL SISTEMA DI CERTIFICAZIONE

L'utilizzo a distanza del biometano in sistemi cogenerativi rende necessaria la realizzazione di un sistema di certificazione obbligatoria in Italia, come quello attualmente vigente in alcuni Paesi europei quali la Svezia, l'Olanda, la Germania, la Francia, ecc.

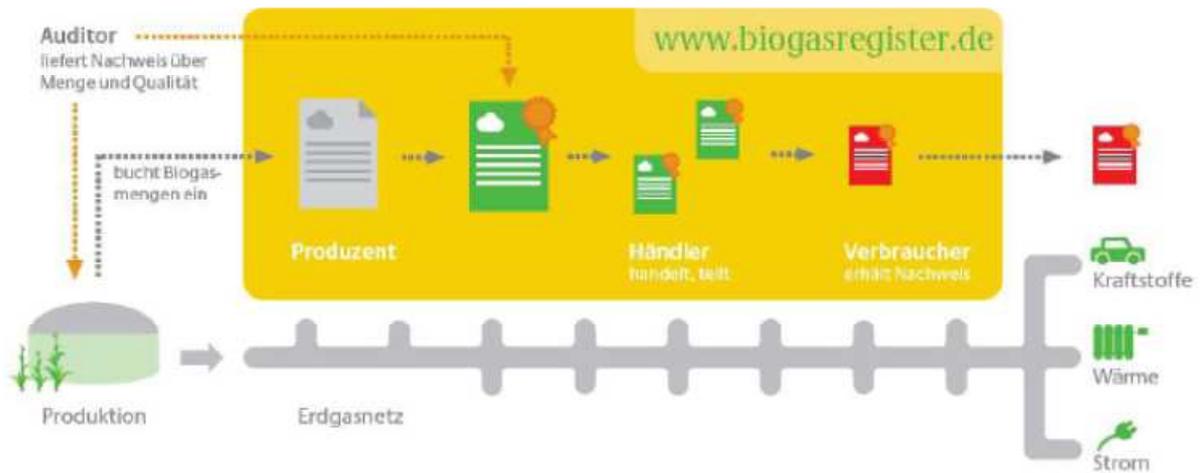
A tal riguardo quindi vanno chiariti alcuni aspetti:

- a) chi sarà l'Ente responsabile della certificazione del biometano immesso in rete
- b) la modalità di certificazione e di immissione del biometano in rete
- c) la possibilità di vendita dei certificati, cioè la possibilità che l'utilizzatore finale nei sistemi cogenerativi ad alto rendimento non sia il produttore del biometano (vendita dei certificati di immissione del biometano)

L'utilizzo a distanza del biometano in sistemi cogenerativi ad elevato rendimento, si rende possibile solo nel caso in cui sia rinvenibile in modo chiaro l'origine rinnovabile del biometano immesso in rete attraverso un sistema di certificazione del biometano. Il legislatore dovrà quindi **prevedere in modo tempestivo, pena la non operatività temporanea del sistema anche in presenza di norme di incentivazione ed immissione**, di un sistema italiano di certificazione del biometano, auspicabilmente uniformando Ente e procedure a quelle già vigenti per il biometano nell'autotrazione.

²⁸ per il cosiddetto "non utilizzo della rete".

Di particolare interesse quanto vigente in Germania, il cosiddetto “Biogas Register”²⁹.



“Nel corso del 2010 la DENA (Agenzia Tedesca per l’Energia) ha sviluppato il «*Biogas Register*» in stretta cooperazione con 14 aziende leader nel settore energetico e del biogas. Il sistema del «*Biogas Register*» è stato presentato al pubblico per la prima volta in occasione della riunione di esperti del settore all’atto del lancio del «*Biogas Register*». A partire da Febbraio 2011, il sistema del «*Biogas Register*» Tedesco è stato reso disponibile sul sito www.biogasregister.de ed è stato accolto con grande favore dai soggetti operanti sul mercato energetico/biogas. L’utilizzo del biogas è incentivato dalla legge Tedesca in molte applicazioni, ad esempio nella generazione di energia elettrica (Norma sulle Fonti di Energia Rinnovabile, *Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG*), nel riscaldamento (Norma sul calore da Energia Rinnovabile, *EEWärmeG*) o per la miscelazione a carburanti (Norma sui bio-carburanti, *BiokraftstoffQuotenG*). In questo caso lo sviluppo del sistema di verifica legale è stato affidato ai soggetti operanti sul mercato energetico/biogas. Il «*Biogas Register*» permette di assistere gli operatori per armonizzare e semplificare il sistema. Il «*Biogas Register*» permette ai produttori, ai *traders*, a ai consumatori di documentare in maniera semplice e diretta il tipo di biogas che essi stanno producendo, commercializzando o utilizzando. Il «*Biogas Register*» crea uno standard a livello di intero settore che aiuta i partner commerciali a sviluppare fiducia ed in questo modo sostiene lo sviluppo generale del mercato”³⁰.

²⁹ <http://www.biogasregister.de>

³⁰ <http://www.dena.de/en/topics/renewable-energies/projects/projekt/biogas-register/>

6.3.PROPOSTE

- (a) Durata : quella prevista dalle norme di cui all'art. 24
- (b) Soglie di potenza : quelle previste dalle norme di cui all'art. 24 , riferendosi alla potenza del cogeneratore negli utilizzi finali ³¹ fermo restando la necessità di prevedere il massimo utilizzo del calore in assetto di cogenerazione alto rendimento
- (c) Tariffe : quelle previste dalle norme di cui all'art.24
- (d) Estensione dei benefici a :
 - a. Biometano certificato al punto di misurazione e quindi immesso su vettori stradali ed utilizzato in impianti di cogenerazione
 - b. Utilizzo del biometano anche in co-combustione con gas naturale secondo la normativa vigente.
- (e) "Premialità biometano" che si somma a quelli di cui agli incentivi per la cogenerazione ad alto rendimento in situ previsti in attuazione dell'art. 24
 - a. proveniente da impianti con produzione oraria inferiore a 300 Nmc/h di biometano : 30€/MWh el
 - b. proveniente da impianti con produzione oraria inferiore a 500 Nmc/h di biometano : 20€/MWh el
 - c. proveniente da impianti con produzione oraria superiore a 500 Nmc/h : 10€/MWh el

³¹ Al fine di favorire il massimo utilizzo in assetto cogenerativo in ambito decentrato, la potenza di riferimento dovrebbe quindi essere considerata quella del singolo cogeneratore e non la sommatoria dei cogeneratori alimentati da un unico impianto di upgrading del biometano.

7. GLI INCENTIVI : UN SISTEMA FEED IN TARIFF

7.1. PREVISIONI LEGISLATIVE : ART. 21 DLGS 28

“ Il biometano immesso nella rete del gas naturale alle condizioni e secondo le modalità di cui all’articolo 20 è incentivato, su richiesta del produttore, secondo una delle seguenti modalità:..... c) mediante l’erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti con il decreto di cui al comma 2, qualora sia immesso nella rete del gas naturale. L’Autorità per l’energia elettrica e il gas definisce le modalità con le quali le risorse per l’erogazione dell’incentivo di cui alla presente lettera trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.”

7.2. PROBLEMATICHE E CONSIDERAZIONI

- Considerato il rilevante effetto delle economie di scala, è necessario prevedere una tariffa differenziata in funzione della potenza degli impianti.
- Le soglie degli impianti devono peraltro conformarsi ai costi di connessione ed alle economie di scala realizzabili con le tecnologie oggi disponibili nell’upgrading del biogas
- In relazione al costo delle materie prime utilizzate, è necessario prevedere una tariffa differenziata per il biometano proveniente da biogas agricolo e quello da rifiuti e discarica.
- Al fine di valorizzare la produzione di biogas come energia di riserva e di integrazione del sistema energetico contenendo in costi di adeguamento delle reti, si propone di permettere la coesistenza in un unico sito produttivo della produzione di biogas per la cogenerazione in situ e di impianti per la generazione di biometano. Ciò ha maggiore valore anche al fine di :
 - o permettere nel futuro una utile riconversione degli impianti a biogas che operano in assetto di base load , verso la produzione di biometano
 - o permettere una valorizzazione del calore di supero degli impianti di generazione elettrica come energia di processo per l’upgrading del biogas a biometano.
- Durata : stante la possibile rapida obsolescenza degli impianti di upgrading, si propone di limitare il periodo di incentivazione a 15 anni,
- ma prevedendo un adeguamento della tariffa all’ inflazione del 50% dei prezzi al consumo a partire dal 3° anno di incentivazione , analogamente a quanto vigente in altri Paesi (Gran Bretagna, Francia) , ovvero di optare per un periodo di 20 anni con possibilità dei produttori di operare sia in regime di feed in tariff che nella vendita diretta al mercato.
- Pertanto si propone infine la possibilità per l’operatore dell’impianto di raffinazione del biometano di poter operare su propria richiesta nel periodo di vigenza dell’incentivo contemporaneamente , in toto od in parte della propria produzione, **sia in regime di feed in tariff che con altri utilizzi di cui ai commi precedenti, utilizzando i certificati di immissione in rete riconosciuti mensilmente dal Gestore** sia per
 - o Il sistema feed in tariff
 - o Sia nella cogenerazione elettrica ad alto rendimento sia l’utilizzo nell’autotrazione, ovvero nella termica in combinazione con pompe di calore a gas o in caldaie a condensazione.

In tal modo, invariato il costo per il consumatore del gas, si favorirà progressivamente lo sviluppo di forme di produzione del biometano più *market oriented* contenendo i costi del consumatore del gas, anticipando in tal modo sistemi di incentivazione che dovranno valorizzare in modo più efficace l’energia da biogas in quanto energia di riserva e conservabile anche nel medio periodo.

- Al fine di disincentivare la realizzazione di impianti di dimensioni non adeguate alle potenzialità del sito si propone di considerare come potenzialità dell'impianto la produzione complessiva derivante dalla cogenerazione e l'upgrading³².
- Contrattualizzazione e modalità di pagamento dell'incentivo : si consiglia di prevedere modalità analoghe a quelle vigenti con l'attuale sistema di incentivazione della tariffa omnicomprensiva per l'elettrico
- Periodo di incentivazione :
 - o si propone di limitare le tariffe qui proposte ad un obiettivo di 300.000.000 di Smc di biometano immessi in rete annualmente
 - o In assenza di una nuova legislazione che modifichi tale obiettivo, per gli impianti connessi alla rete del gas 12 mesi dopo il raggiungimento di tale limite, tutte le tariffe saranno ridotte del 3% al fine di garantire una continuità nella realizzazione degli investimenti negli anni successivi.
- Unità di incentivo : €/Smc biometano immesso in rete e comunque conforme agli standard minimi del codice di rete.
- Soglie di potenza : avendo interesse all'efficienza degli impianti si propone di semplificare almeno nella fase iniziale il sistema con due soglie :
 - o Sino a 350 Smc di biometano /ora
 - o Sino a 500 Smc di biometano/ ora
- Per quanto concerne gli impianti che operano simultaneamente nello stesso impianto in connessione alla rete elettrica ed a quella del gas (ovvero trasportano il biometano a mezzo vettori stradali) si attribuisce ai fini dell'ammissione alla tariffa uno scaglione di potenza dell'impianto di upgrading maggiorato di 0,25 Smc biometano equivalente per ogni KWe di potenza istallata.
- Tariffa omnicomprensiva , con cessione della proprietà del gas al soggetto concedente l'incentivo . Le tariffe dovranno essere decrescenti all'aumentare delle soglie di potenza dell'impianto . L'IRR di progetto dovrà essere maggiore del 12% al fine di incentivare la produzione di biometano in luogo dell'utilizzo in regime di base load in situ. Le tariffe dovranno tener conto dei costi sostenuti da parte del produttore in relazione alla realizzazione e gestione delle opere di connessione.

Di seguito una comparazione delle tariffe vigenti in altri Paesi³³ costi di investimento e di gestione delle opere di connessione escluse.

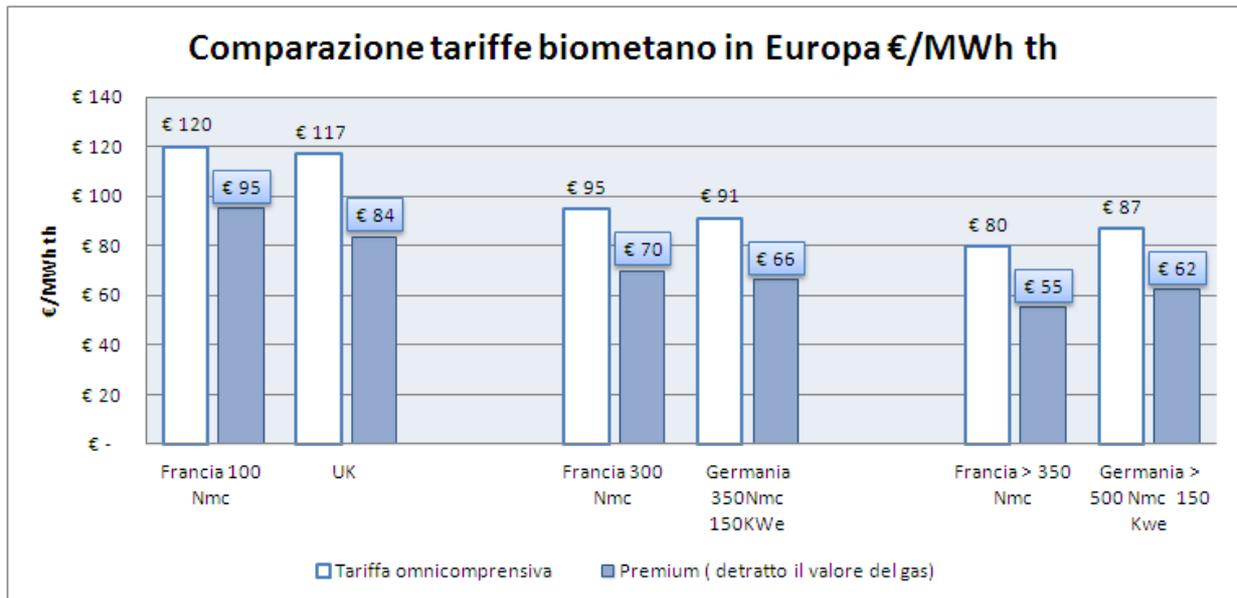
Il grafico considera :

- a) Il valore di tariffa ominicomprensiva
- b) Il costo del "premio" al netto della componente del gas naturale ed al lordo dei costi di trasporto e stoccaggio del gas, diversamente regolati nei diversi Paesi
- c) I dati sono IVA esclusa. Non è previsto nessun onere fiscale

³² Convenzionalmente un impianto da 1MWe utilizza mediamente 250 Nmc/h di biometano equivalente. Nel caso realizzasse un impianto da 200 Nmc/h di biometano da immettere in rete la soglia di incentivo sarebbe quella compresa tra 350 e 500Nmc/h.

³³ Ovviamente non sempre i sistemi sono direttamente comparabili, come nel caso tedesco in cui al momento non esiste un feed in tariff.

d) I costi di compressione e immissione in rete sono a carico dell'operatore di rete.



7.3.PROPOSTE

(a) Durata : 20 anni dalla data di ottenimento del primo certificato di immissione in rete del biometano

(b) Validità del periodo di incentivazione : sino al raggiungimento di 300.000.000 di Smc di biometano prodotti annualmente. In assenza di una nuova legislazione, per gli impianti connessi alla rete del gas a partire da 365° giorno dal raggiungimento di detto limite, le tariffe sono ridotte del 3% annuo.

(c) Soglie di potenza :

- < 350 Smc biometano immesso in rete
- < 500 Smc biometano immesso in rete

Ai fini del calcolo per l'ammissione ad uno scaglione di potenza, le suddette soglie dell'impianto di upgrading sono incrementate di 0,25 Smc di biometano per ogni KWe di potenza del cogeneratore come desumibile da qualifica IAFR.

- Tariffa omnicomprensiva biometano : nel periodo iniziale (primi tre anni) dovrà prevedere un IRR di progetto almeno pari al 12% e dovrà eventualmente considerare rispetto quanto proposto negli altri Paesi i limiti delle opere a carico del produttore di biometano e il maggiore costo dei fattori di produzione in ambito agricolo rispetto i Paesi d'oltralpe.
- Dovrà essere riconosciuta la possibilità per il produttore di utilizzare anche una quota dei certificati di immissione di biometano in rete per altri utilizzi. Pertanto l'operatore dell'impianto di raffinazione del biometano su propria richiesta nel periodo di vigenza dell'incentivo potrà operare contemporaneamente, in toto od in parte della propria produzione, sia in regime di feed in tariff che con altri utilizzi utilizzando i certificati di immissione in rete riconosciuti mensilmente dal Gestore sia per il sistema feed in tariff ovvero nella cogenerazione elettrica ad alto rendimento nell'autotrazione, ovvero nella termica in combinazione con pompe di calore a gas o in caldaie a condensazione.
- si ricorda che nel caso di impianti di upgrading coesistenti con impianti di cogenerazione in situ a biogas dovrà essere prevista l'esclusione dai consumi ausiliari dell'impianto di generazione elettrica, dell'elettricità necessaria al sistema di upgrading e immissione alla rete del gas.

8. GLI INCENTIVI : IL BIOMETANO NELLA TERMICA

8.1. PROBLEMATICHE E CONSIDERAZIONI

Pur non essendovi una previsione esplicita all'art. 21 va tenuto presente che sia il PAN sia il DLgs 28/2011 prevedono in un qualche modo un contributo del biometano anche nella produzione di energia termica ,

- prevalentemente in ambito cogenerativo
- ma anche attraverso per esempio un feed in tariff a favore delle pompe di calore a metano
- ovvero attraverso l'utilizzo del biometano in caldaie a condensazione ovvero in pompe di calore a biometano, ovvero in impianti di cogenerazione per la produzione di termia nei soggetti obbligati di cui art. 11 comma 1³⁴.

8.2. PROPOSTE

Non si ritiene di formulare in questa sede specifiche indicazioni salvo raccomandare in futuro una maggiore attenzione alla micro generazione a biometano e all'utilizzo del biometano nelle pompe di calore a gas metano, come elementi costitutivi di reti locali programmabili (smart grids)³⁵, valorizzando la cogenerazione elettrica a gas come modalità per rendere le reti più stabili anche in ambito decentrato in connessione con sistemi FV . A tale riguardo si rimanda al concetto di smart gas grid ed alla funzione della micro cogenerazione a biometano come sistema di integrazione delle fonti rinnovabili intermittenti e di produzione di calore .

³⁴ Nel caso di edifici nuovi o edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, gli impianti di produzione di energia termica devono essere progettati e realizzati in modo da garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso ad energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e delle seguenti percentuali della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento:

- a) il 20 per cento quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- b) il 35 per cento quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;
- c) il 50 per cento quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è rilasciato dal 1° gennaio 2017.

³⁵ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group4.pdf EU Commission Task Force for Smart Grids Expert Group 4 "Smart Grid aspects related to Gas" 6/2011

9. AZIONI A SUPPORTO DELLA DIFFUSIONE DEL BIOMETANO NELL'AUTOTRAZIONE

9.1. PREVISIONI LEGISLATIVE

Il Legislatore con il DLgs 28/2011 ha inteso sottolineare in modo chiaro l'importanza dell'utilizzo del biometano nell'autotrazione.

Più precisamente si è proceduto a :

- definire il biometano come “il gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale”³⁶
- all'art. 24 comma 2 , si è ribadito per il biogas una priorità nell'utilizzo nell'autotrazione ove “per biogas, biomasse e bioliquidi sostenibili l'incentivo tiene conto della tracciabilità e della provenienza della materia prima, nonché dell'esigenza di destinare prioritariamente:
 - o iii. il biometano all'immissione nella rete del gas naturale e all'utilizzo nei trasporti.”
- A tal fine il legislatore ha esteso la normativa vigente per i biocarburanti anche al biometano; infatti all'art. Art. 33. “Disposizioni in materia di biocarburanti”, si prevede che
 - o “1. All'articolo 2 -quater del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, e successive modificazioni, il comma 4 è sostituito dal seguente: “4. I biocarburanti e gli altri carburanti rinnovabili da immettere in consumo ai sensi dei commi 1, 2 e 3 sono i carburanti liquidi o **gassosi** per i trasporti ricavati dalla biomassa.”, in tal modo inserendo a tutti gli effetti il biometano tra i biocarburanti utilizzabili in Italia.
- Considerato che l'utilizzo del biometano può diffondersi tramite la diffusione della veicolari  a gas metano, all'art. 8 sono previste specifiche disposizioni per la sua promozione e per la semplificazione del regime delle autorizzazioni :
 - o “1. Al fine di favorire l'utilizzo del biometano nei trasporti, le regioni prevedono specifiche semplificazioni per il procedimento di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di metano e di adeguamento di quelli esistenti ai fini della distribuzione del metano.
 - o 2. Al fine di incentivare l'utilizzo del biometano nei trasporti, gli impianti di distribuzione di metano e le condotte di allacciamento che li collegano alla rete esistente dei metanodotti sono dichiarati opere di pubblica utilit  e rivestono carattere di indifferibilit  e di urgenza”.
- All'art. 21 per quanto riguarda i regimi di incentivazione si   previsto esplicitamente l'ammissione del biometano al regime di incentivazione dei biocarburanti mediante
 - o “b) mediante il rilascio di certificati di immissione in consumo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 2 -quater , comma 1, del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, e successive modificazioni, qualora il biometano sia immesso in rete e, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio, usato per i trasporti;
 - o A riguardo in particolare all'art. 33 comma 5 il Legislatore recita :

³⁶ Art. 2 comma 1 lettera “o”

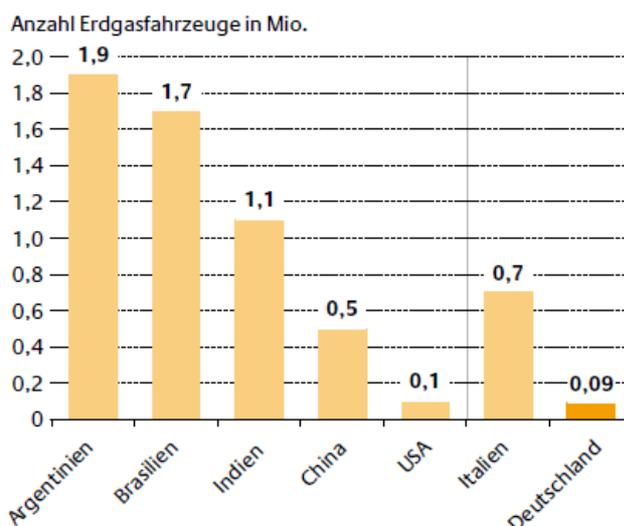
decreto Ministeriale Mipaaf del 29 aprile 2008, n. 11 con il Regolamento recante criteri, condizioni e modalità per l'attuazione dell'obbligo di immissione in consumo nel territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti, ai sensi dell'articolo 1, comma 368, punto 3, della legge n. 296/2006. (GU n. 142 del 19-6-2008). Tale norma individua come biocarburanti e altri carburanti rinnovabili da immettere in consumo esclusivamente il biodiesel, il bioetanolo e i suoi derivati, l'ETBE e il bioidrogeno. Il biometano non vi compare. Sarà necessario ad esito della definizione degli standard tecnici del biometano idoneo alla immissione in rete aggiornare i suddetti provvedimenti legislativi, ed in particolare l'all. 1 del D.Lgs 110/2008.

9.2.PROBLEMATICHE E CONSIDERAZIONI

9.2.1. I VEICOLI A GAS METANO

- L'utilizzo del biometano in autotrazione dipende dalla diffusione dei veicoli a gas naturale.
- Il gas naturale anche nel settore dei Trasporti è il combustibile fossile capace di traghettare il sistema energetico verso un crescente utilizzo di fonti rinnovabili a bassa intensità di carbonio, in virtù di :
 - il minor contenuto in carbonio rispetto al petrolio ed al carbone, a parità di contenuto energetico
 - la drastica riduzione di altre emissioni in atmosfera con immediato giovamento nelle aree e nelle situazioni in cui più critico è lo stato di inquinamento dell'atmosfera.
- Non è azzardato affermare che l'autotrazione a gas naturale ha avuto l'Italia tra i precursori nel mondo. A tutt'oggi l'Italia è uno dei Paesi in cui maggiore è la diffusione di veicoli a gas metano al mondo.

Abbildung 15: Anzahl der Erdgasfahrzeuge in ausgewählten Ländern (31)



Fonte : Dena "Erdgas und Biomethan im künftigen Kraftstoffmix."

- Malgrado l'importanza in termini relativi della veicolosità a gas metano italiana, in termini assoluti ancora è modesta l'incidenza del gas naturale tra i carburanti per l'autotrazione :

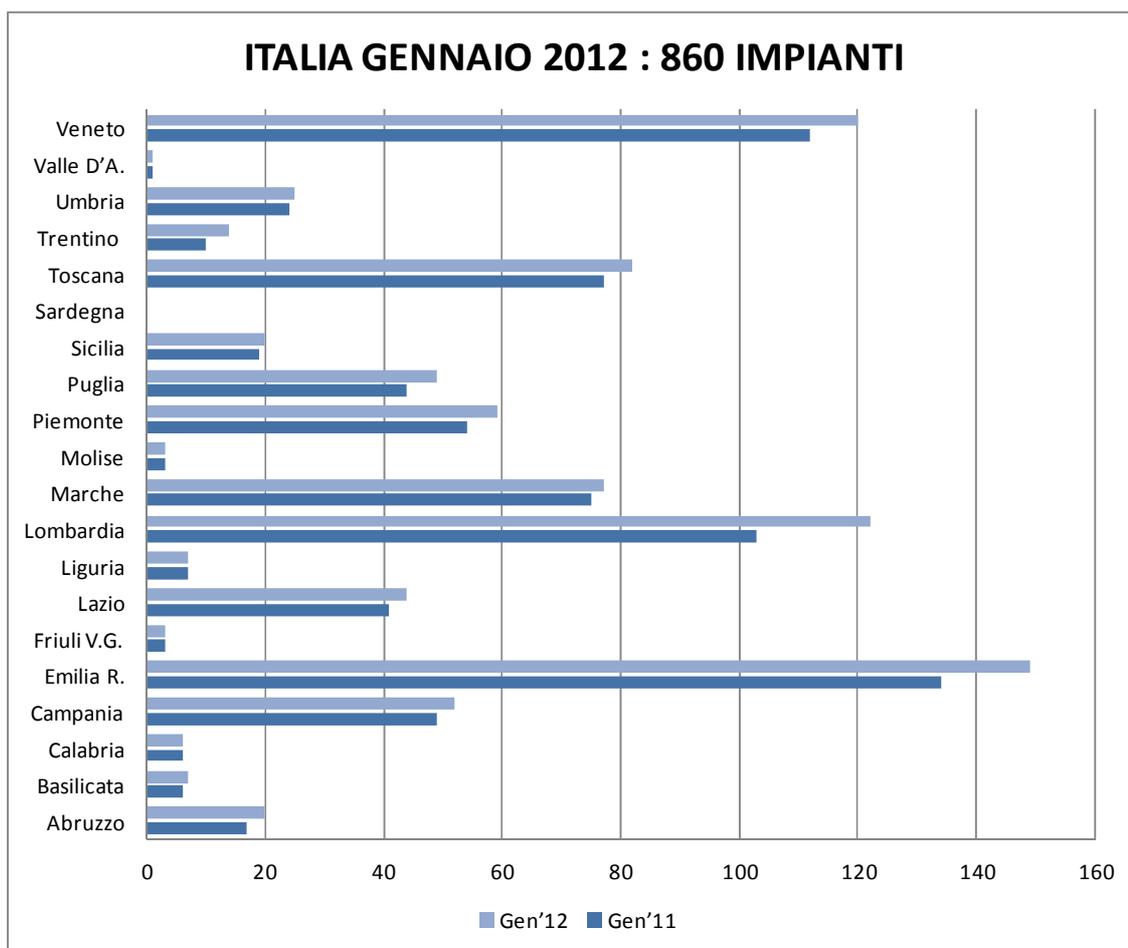
circa 850Mln di mc di gas metano all'anno, pari a circa 700 ktep, circa l'1,8% del consumo energetico nei trasporti in Italia.

- La diffusione dei veicoli a gas metano dipende sostanzialmente da due fattori:
 - L'offerta di veicoli a gas metano
 - la diffusione dei distributori a metano.
- Oggi in Italia circolano circa 760.000 mezzi , meno del 2% del parco circolante. La FIAT è tra le società più attive a livello mondiale nel settore con una ampia gamma di modelli.

Regione	tot. circolante	di cui metano	% su tot	% su CH4	N* distributori	%	Veicoli/Distributori
Abruzzo	840.222	14.988	1,8%	2,3%	20	2,3%	749
Basilicata	350.021	2.846	0,8%	0,4%	7	0,8%	407
Calabria	1.195.069	2.262	0,2%	0,3%	6	0,7%	377
Campania	3.404.842	42.980	1,3%	6,5%	52	6,0%	827
Emilia R.	2.699.973	179.641	6,7%	27,2%	149	17,3%	1.206
Friuli V. G.	763.144	2.206	0,3%	0,3%	3	0,3%	735
Lazio	3.832.999	23.339	0,6%	3,5%	44	5,1%	530
Liguria	841.795	6.882	0,8%	1,0%	7	0,8%	983
Lombardia	5.808.621	51.218	0,9%	7,8%	122	14,2%	420
Marche	990.070	92.289	9,3%	14,0%	77	9,0%	1.199
Molise	198.311	3.908	2,0%	0,6%	3	0,3%	1.303
Piemonte	2.782.541	30.560	1,1%	4,6%	59	6,9%	518
Puglia	2.279.824	34.721	1,5%	5,3%	49	5,7%	709
Sardegna	992.959	394	0,0%	0,1%	0	0,0%	#DIV/0!
Sicilia	3.113.289	9.478	0,3%	1,4%	20	2,3%	474
Toscana	2.383.004	61.760	2,6%	9,4%	82	9,5%	753
Trentino A. A.	566.833	3.183	0,6%	0,5%	14	1,6%	227
Umbria	606.957	23.900	3,9%	3,6%	25	2,9%	956
Valle d'Aosta	161.738	648	0,4%	0,1%	1	0,1%	648
Veneto	2.939.099	72.906	2,5%	11,0%	120	14,0%	608
Totale	36.751.311	660.174	1,8%		860		768

Fonte dati ACI

- Per contro, come evidente dalla lettura della tabella precedente, i veicoli a gas metano sono diffusi ove esiste un offerta di gas metano distribuita sul territorio.
- Infatti, diversamente dalla Germania , la presenza di distributori a gas metano non è distribuita in modo omogeneo nel territorio nazionale, concentrandosi per oltre il 60% in sei regioni : Emilia Romagna, Lombardia, Toscana, Marche , Piemonte e Veneto.



Fonte Assogasmetano

9.2.2. LO SVILUPPO E LA DIFFUSIONE DEI VEICOLI A BIOMETANO E GAS NATURALE IN ITALIA

- Un significativo contributo del biometano in materia di biocarburanti potrà essere realizzato solo attraverso una decisa e sostenuta politica di supporto a livello politico centrale e locale all'utilizzo del metano tout court, per realizzare una maggiore diffusione di vetture a gas metano e dei distributori.
- Un significativo contributo alla diffusione del biometano lo si potrà realizzare anche attraverso la promozione di progetti pilota nell'ambito di municipalizzate per il trasporto pubblico locale (autobus metano/biometano), la gestione dei rifiuti (compattatori metano/biometano) e aziende e cooperative agricole (sperimentazione ed utilizzo di macchine agricole a metano/biometano).
- Si ricordi che a differenza degli altri biocarburanti attualmente disponibili (etanolo, biodiesel) il biometano, raggiunti gli standard qualitativi per l'immissione in rete, non richiede da un punto di vista tecnico **limiti di miscelazione** ma può essere utilizzato da subito anche al 100%. In quanto immediatamente utilizzabile nei veicoli atti ad utilizzare il gas naturale, il biometano quindi è a tutti gli effetti il biocarburante *made in Italy* in grado

di avvicinare rapidamente l'Italia agli obiettivi previsti dal PAN limitando quindi una consistente importazione di biocarburanti per il soddisfacimento degli obblighi al 2020.

- Sara' fondamentale un impegno delle Istituzioni per svecchiare la normativa che regola la distribuzione del gas naturale, aggiornando agli standard europei la regolamentazione dei dispositivi self service metano (senza obbligo di presidio) e multidispenser (ovvero distribuzione contemporanea e distribuzione contemporanea di carburanti gassosi e liquidi).
- Sara' fondamentale un impegno delle Istituzioni per svecchiare la normativa che regola la distribuzione del gas naturale, aggiornando agli standard europei la regolamentazione dei dispositivi self service metano (senza obbligo di presidio) e multidispenser (ovvero distribuzione contemporanea e distribuzione contemporanea di carburanti gassosi e liquidi).
- Negli ultimi dieci anni³⁹ in Italia la rete distributiva è più che raddoppiata passando da 392 impianti a 856 impianti a dicembre 2011. Conseguentemente anche i consumi sono aumentati nel periodo considerato di circa il 90% e il circolante di circa il 120%.
- Sulla base di questi dati, potrebbe essere plausibile ipotizzare per l'Italia un incremento, prudenziale, al 2020 di 400/500 impianti (e così per un totale di 1250/1350) che percentualmente corrisponderebbe a circa il 50%. Da valutare poi potrebbe essere, anche ai fini di una maggiore distribuzione sul territorio nazionale, del contributo della diffusione di distributori nell'ambito di flotte aziendali ovvero presso gli impianti di produzione di biometano.
- Ovviamente nessuno è in grado di sapere se questo trend si confermerà da qui al 2020. E' evidente che vi sono diversi fattori che, oltre alla rete distributiva, possono influenzare in modo determinante la crescita del settore: prezzo alla pompa, accisa, disponibilità di veicoli dedicati, agevolazioni riservate a questi veicoli (esenzione o riduzione della tassa di proprietà, accesso nei centri storici, sconti sui parcheggi) ed anche eventuali incentivi all'acquisto di autovetture a gas metano, elemento quest'ultimo che peraltro pare essere poco utile nel sostenere a lungo termine lo sviluppo del settore.
- L'esperienza del passato e in particolare di questi ultimi dieci anni ha insegnato che lo sviluppo del settore passa necessariamente attraverso una sinergia di più fattori. Se questo trend si dovesse confermare, la previsione *business as usual* dovrebbe prevedere al 2020 un fabbisogno di circa 1,5 mld/mc di metano per il solo utilizzo veicolare, ed ulteriori 150 mil/mc per il trasporto pubblico, tralasciando per ora il trasporto pesante.

³⁹ Fonte Assogasmetano : " attualmente sono già 866 compreso i 29 autostradali) quindi significa una media di 46 aperture all'anno. Inoltre ci risulta che siano già previsti altri 260 impianti, tra quelli in progetto e quelli in costruzione. "

Conseguentemente anche i consumi sono aumentati nel periodo considerato di circa il 90% e il circolante di circa il 120%.

9.2.3. GLI SCENARI CONSIDERATI PER L'ITALIA

- Possiamo quindi considerare due scenari per lo sviluppo del gas naturale nell'autotrazione in Italia:
 - o Lo scenario business as usual, con una crescita pari al trend realizzatosi negli ultimi dieci anni
 - o Uno scenario ad elevata crescita, considerando un incremento proporzionale dei veicoli a gas metano anche in funzione dell'auspicato aumento della rete, anche autostradale.
- Di seguito una tabella di riepilogo

	Crescita su trend attuale	Crescita elevata	Germania
SITUAZIONE ATTUALE			
Consumo gas naturale (MrdSmc/anno)	0,85	0,85	0,22
Consumo (ktep)	709	709	184
Consumo complessivo trasporti ktep	39.709	39.709	61.190
% consumo gas naturale/totale trasporti	1,8%	1,8%	0,30%
Veicoli a gas metano (sommatoria vetture, furgoni e veicoli pesanti)	660.000	660.000	90.000
PROIEZIONE 2020			
Consumo gas naturale (MrdSmc/anno)	1,65	3,6	2,80
Consumo (ktep)	1.377	3.004	2.336
Consumo complessivo trasporti ktep	30.825	30.825	58.409
% consumo gas naturale/totale trasporti	4,5%	9,7%	4%
Veicoli a gas metano (sommatoria vetture, furgoni e veicoli pesanti)	1.538.682	1.771.714	1.378.000
Stima Incremento veicoli rispetto 2011	878.682	1.111.714	1.288.000
% incremento	133%	168%	1431%
% biometano su gas naturale	30%	30%	20%
di cui gas naturale	1,155	2,52	2,24
di cui biometano (Mrd Smc/anno)	0,5	1,1	0,6

9.2.4. LO SCENARIO CONSIDERATO : SUGGERIMENTI PER LA REVISIONE DEL PAN IN MATERIA DI AUTOTRAZIONE A GAS E BIOCARBURANTI

Lo sviluppo del metano nell'autotrazione ha un duplice effetto rispetto gli obiettivi di cui Piano di Azione Nazionale in materia di biocarburanti:

- a) riduzione del fabbisogno di carburanti soggetto all'obbligo
- b) incremento della quantità di biocarburanti prodotti in Italia.

Già si è detto che i soggetti che utilizzano il gas naturale in autotrazione non sono soggetti agli obblighi di immissione dei biocarburanti di cui alla Direttiva 2009/28 .

Per quanto riguarda l'effetto in materia di riduzione del costo di importazione dei biocarburanti l'effetto potrebbe essere ancora più marcato .

- Infatti è noto che l'Italia è uno dei Paesi europei con la maggiore capacità produttiva di biodiesel. Ma nel corso del 2011 la produzione nazionale di semi di oli vegetali ha riguardato una superficie ridotta pari a circa 20.000 ha⁴⁰ , stante la non attrattività dei prezzi offerti rispetto ad altre colture. La produzione di biodiesel rinvenibile da materia prima nazionale è quindi stimabile in poco meno di 20.000 ton nel corso del 2011. Non si intravedono nel prossimo futuro modifiche sostanziali delle attuali condizioni di mercato.
- I consumi di biodiesel per l'autotrazione nel corso del 2011 dovrebbero essere stati pari a circa 1.220.000 ton , **pertanto prodotti per il 99% con materia prima di importazione, ovvero prodotti e trasformati direttamente all'estero** (malgrado la capacità produttiva dell'industria del biodiesel italiana sia tra le maggiori in Europa, la maggior competitività delle produzioni estere ha fatto sì che le importazioni di biodiesel sono stimabili nel corso del 2011 pari al 60% del biodiesel immesso nel consumo⁴¹).
- Il biometano quindi a tutti gli effetti si caratterizza per essere :
 - o un carburante in grado di favorire una maggiore penetrazione della veicolabilità con combustibili alternativi al petrolio nel sistema dei trasporti italiano,
 - o in virtù della politica di defiscalizzazione, di contribuire a ridurre il costo per la mobilità pagato dai consumatori italiani;
 - o un carburante in grado di ridurre il costo delle importazioni per il conseguimento degli obiettivi al 2020 in termini di carburanti da fonti rinnovabili e alternative, che secondo le

⁴⁰ USDA Foreign Agricultural Service , GAIN Report Number: IT 1160 "Italian Biofuels 2011" , 29 dicembre 2011.

"Report Highlights: The Italian biofuels industry is slowly developing to meet the EU's 2020 mandatory 10-percent biofuel use in transportation fuels. However, lack of support from the government, stiff competition from South America, and a complicated and uncertain EU and Italian legislative framework are severely hampering the industry's growth. Italian biodiesel output is expected to fall some 32 percent to about 500,000 MT in 2011 while the bioethanol fuel production is still not relevant."

⁴¹ USDA Foreign Agricultural Service : op. citata

previsioni attuali del PAN inviato dal Governo alla Commissione, noi stimiamo essere almeno pari a 1,8Mrd di euro di extra costo rispetto i combustibili fossili al 2020⁴².

- Di seguito si riporta pertanto una proposta di revisione degli obiettivi del PAN, che considera di impiegare in autotrazione circa il 13 % del potenziale di biometano al 2020 (**1 Mrd mc biometano/annui**).

Fonte	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	KTOE	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe	MWe
bioetanolo /ETBE	-	148	193	238	284	350	400	400	400	400	400	400
di cui bioc. Art. 21 par. 2	-	19	27	35	44	52	52	52	52	52	52	52
di cui importati	-	141	183	226	270	333	380	380	380	380	380	380
Biodiesel	179	868	969	1.070	1.094	1.065	1.000	1.000	900	800	700	700
di cui bioc. Art. 21 par. 2	21	72	90	108	107	107	107	107	107	107	107	107
di cui importati	-	851	950	1.049	1.072	1.044	980	980	882	784	686	686
Idrogeno da fonti rinnovabili	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GAS NATURALE	Mln Nmc Ch4	709	850	1.036	1.221	1.407	1.592	1.778	1.963	2.149	2.334	2.520
% BIOMETANO		0,0%	0,0%	0,0%	6,0%	10,0%	12,0%	14,0%	17,0%	19,0%	22,0%	25,0%
BIOMETANO		-	-	-	78	156	217	289	402	504	658	840
Nmc Ch4 bio	Mln Nmc Ch4	-	-	-	93	187	260	347	482	604	789	1.007
di cui bioc. Art. 21 par. 2	Ktep				19	47	76	116	181	252	362	504
(% biomasse integrazione)					25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%
di cui importati												
Elettricità da fonti rinnovabili	139	170	195	209	228	246	264	284	304	324	346	369
di cui nel trasporto	-	6	13	20	28	37	45	55	65	75	86	98
di cui nel trasporto non su strada	139	164	182	189	200	209	219	229	239	249	260	271
Altre (oli , biogas, ecc.)	-	5	9	14	18	23	27	32	36	41	45	50
di cui bioc. Art. 21 par. 2	-	5	9	14	18	23	27	32	36	41	45	50
TOTALE	318	1.191	1.366	1.531	1.702	1.840	1.908	2.005	2.042	2.069	2.149	2.359
TOTALE CON DOUBLE COUNTING		1.287	1.492	1.688	1.890	2.069	2.170	2.312	2.418	2.521	2.715	3.072
CONSUMI **		38.291	37.648	36.959	36.193	35.427	34.678	33.918	33.117	32.327	31.485	30.615
** (AL NETTO DEL DOUBLE COUNTING)												
% BIOCARBURANTI		3,1%	3,6%	4,1%	4,7%	5,2%	5,5%	5,9%	6,2%	6,4%	6,8%	7,7%
% BIOCARBURANTI CON DOUBLE COUNTING		3,4%	4,0%	4,6%	5,2%	5,8%	6,3%	6,8%	7,3%	7,8%	8,6%	10,0%
di cui importati	ktep	991,2	1.133,0	1.274,7	1.342,0	1.376,2	1.360,0	1.360,0	1.262,0	1.164,0	1.066,0	1.066,0
di cui importati	%	83%	83%	83%	79%	75%	71%	68%	62%	56%	50%	45%

⁴² 2480 kte corrispondono a circa 28.9000 GWh th di biocarburanti al 2020 : considerando i prezzi attuali dei biocarburanti (115 €/MWh) ed il costo industriale dei combustibili fossili (55€/MWh) si ottiene una stima dell'extra costo.

- Di seguito riepilogati gli effetti di tale proposta rispetto le previsioni attuali del PAN che comportano un dimezzamento del costo di importazione di biocarburanti, con un risparmio al 2020 di quasi **1.600 milioni€ /annui**.

Proiezioni al 2020		Previsione PAN	Proposta	Diff
		senza gas naturale	con gas naturale	
Gas naturale	ktep	0	2.520	
Biometano	ktep	0	840	
totale gas naturale e biometano	ktep	0	3.360	
% su consumi autotrazione Italia			10%	
% biometano su gas naturale	%	0%	25%	
biometano double counting	Ktep		504	
% biometano double counting	%	0%	60%	
Consumi autotrazione	ktep	33.975	33.975	
Consumi contabilizzabili a obbligo			30.615	- 3.360
				-10%
Fabbisogno biocarburati per obbligo (al netto double counting)	ktep	2.899	2.359	- 540
Fabbisogni al lordo double counting	ktep	3.299	3.072	- 227
% importazione	ktep	2.412	1.066	-
<small>(% rivista e corretta in funzione situazione attuale mercato etanolo e biodiesel)</small>				
incidenza % import	%	83%	45%	-38%
Risparmio ktep import	ktep		1.346	
Costo medio biocarburanti	€/GWh		€ 115,00	
COSTO ANNUO IMPORTAZIONE BIOCARBURANTI	€	2.938.513,85	€ 1.298.481,08	
RISPARMIO ANNUO IMPORTAZIONE BIOCARBURANTI				-€ 1.640.032,77
				-56%

9.3.L'AMMISSIONE DEL BIOMETANO AL SISTEMA DI INCENTIVAZIONE DEI BIOCARBURANTI

- **L'ammissione del biometano al sistema di incentivazione dei biocarburanti** (certificati di immissione di biocarburanti) è subordinata a :
 - o la definizione degli standard di qualità del biometano da immettere in rete con la quale verrà definito quindi anche lo standard della qualità del biometano utilizzabile nei veicoli a gas metano
 - o l'estensione della normativa vigente per i biocarburanti liquidi al biometano ed in particolare l'applicazione del sistema di certificazione del biometano ai criteri di sostenibilità come definiti dal Legislatore
 - o si raccomanda che il sistema di certificazione del biometano immesso in rete sia conforme a quello per l'ottenimento dei certificati di immissione di biocarburanti , al fine di evitare appesantimenti burocratici a carico dei produttori o peggio un doppio sistema di certificazione.

- **Ammissione agli incentivi anche del biometano commercializzato con vettori su strada.** Il legislatore ha a nostro avviso previsto in modo chiaro la possibilità di ammettere al sistema di certificazione ed agli incentivi anche il biometano in forma gassosa o liquida commercializzato extra rete attraverso i carri bombolai o cisterna o direttamente attraverso pompe di distribuzione realizzati nei pressi degli impianti produttivi (si pensi ad impianti di digestione anaerobica e di up-grading realizzati in aree non coperte dalla rete del metano).

- **Possibilità di conteggiare i certificati di immissione di biocarburanti ottenuti con il biometano per gli obblighi derivanti dalla commercializzazione di benzine e gasoli.**

Poiché il legislatore non ha posto in capo ai distributori di gas naturale alcun obbligo in materia di immissione di biocarburanti , è necessario che il biometano sia considerato a tutti gli effetti un biocarburante, e possa dare luogo al diritto di ottenimento di un certificato di immissione utilizzabile anche dai soggetti obbligati che immettono altri carburanti.

- **Altri aspetti relativi alla produzione , trasporto e vendita del biometano nell'autotrazione**

La distribuzione del metano per auto avviene sulla base di regole stabilite dal MISE che, a partire dal Dlgs. n. 32/98 e successivi, ha incluso il metano fra i carburanti per autotrazione (oltre a benzina, gasolio e GPL).

Per quanto riguarda gli aspetti fiscali, analogamente agli altri carburanti, questi sono dettati dal TUA (Dlgs 26/10/1995 n. 504 - Testo Unico delle Accise) - "Art. 26 Disposizioni particolari per il gas metano", e successive norme integrative.

Attualmente i distributori stradali (esclusi quelli che eseguono anche il riempimento dei carri bombolai) ricevono il prodotto "a imposta assoluta". Ciò vuol dire che il fornitore (Soggetto Obbligato) fattura all'impianto anche l'accisa (che provvede poi a versare allo Stato).

Gli impianti che, oltre ad erogare metano agli automobilisti, sono attrezzati anche per riempire i carri bombolai, operano in regime di sospensione di imposta, in quanto il metano erogato ai carri bombolai può avere anche un'altra destinazione (ad es. essere inviato ad un'industria o altro) e pertanto essere soggetto ad accisa diversa da quella prevista per l'autotrazione. Quindi in questo caso il distributore sarà esso stesso il "soggetto obbligato" che applicherà l'imposta secondo i

quantitativi delle varie destinazioni del gas e provvederà direttamente ai versamenti delle accise allo Stato.

In entrambi i casi, a seguito del DLgs 23/05/2000 n. 164 (Decreto Letta), che ha fra l'altro imposto la separazione dell'attività di vendita da quella di trasporto, i fornitori dei distributori sono i cosiddetti "Shipper" , soggetti autorizzati dal MISE alla vendita del gas naturale che si avvalgono della rete nazionale o locale per il trasporto agli utenti.

Sarà pertanto da approfondire in sede di emanazione dei decreti di cui all'art. 21

- Il profilo fiscale in materia di accise a cui la produzione del biometano sarà soggetta in relazione anche al minor potenziale di emissioni di gas climalteranti,
- La definizione degli obblighi per i produttori qualora intendessero svolgere anche la fase di trasporto in relazione agli obblighi previsti dal decreto Letta
- La definizione degli obblighi qualora i produttori optassero per la vendita , anche parziale del biometano in azienda a terzi.

9.4. LE PROPOSTE

Nel sollecitare il Governo ad elaborare una proposta organica di sviluppo del mercato dei veicoli a gas naturale, di seguito si riepilogano le principali indicazioni

- (a) Definire un *piano nazionale per la diffusione del metano nell'autotrazione* a partire dalle aree a maggiore criticità per quanto concerne le condizioni della qualità dell'aria, rivedendo gli obiettivi dal PAN in materia di carburanti
- (b) Perseguire la diffusione della mobilità a gas naturale attraverso una maggiore diffusione di distributori a gas e dei veicoli a gas metano, in primis in ambito urbano e nelle flotte del trasporto pubblico.
- (c) Definire, rapidamente, nell'ambito delle norme previste all'art. 20 del DLgs 28/2011 gli standard di qualità del biometano utilizzabile in autotrazione
- (d) Confermare la previsione del disposto legislativo del DLgs 28/2011 che il biometano è un biocarburante a tutti gli effetti e adeguare a tal fine la normativa vigente (all. 1 DM 110/2008)
- (f) Ammettere ai certificati di immissione di biocarburanti sia il biometano immesso in rete, quello trasportato su gomma e quello commercializzato direttamente in situ (pompe di distribuzione collegate ad impianti di produzione del biometano);
- (g) Ammettere il biometano immesso in rete ovvero trasportato su gomma al sistema di certificazione previsto in per i biocarburanti
- (h) Valutare nell'ambito delle modalità di certificazione il riconoscimento del "double counting" qualora nella produzione del biometano siano utilizzate biomasse di integrazione lignocellulosiche, effluenti zootecnici ovvero sottoprodotti agricoli ed agroindustriali ;
- (i) Definire il profilo fiscale a cui la produzione del biometano in autotrazione sarà soggetta escludendola dal campo di applicazione dell'accisa in relazione anche al minor potenziale di emissioni di gas climalteranti,
- (j) Definire gli obblighi di legge a cui i produttori dovranno essere sottoposti qualora intendessero svolgere direttamente anche la fase di trasporto su gomma;
- (k) Definire gli obblighi di legge a cui i produttori dovessero essere sottoposti qualora optassero per la vendita , anche parziale del biometano in azienda a terzi.

10. IL BIOMETANO E LA GREEN ECONOMY : UNA FILIERA AD ELEVATA “INTENSITA’ DI LAVORO ITALIANO”

10.1. INTRODUZIONE

Nell’ambito delle tecnologie per lo sviluppo sostenibile le fonti rinnovabili sono una grande opportunità:

- sia in termini di adesione agli obiettivi europei per i quali esistono i vincoli stabiliti nel Pacchetto Clima (con i relativi costi per le penalità da pagare in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi sottoscritti dal nostro Paese)
- sia in termini di sviluppo industriale ed agricolo
- e di maggiore indipendenza energetica del Paese.

Lo sviluppo del biometano avviene tramite un sostegno richiesto al consumatore del gas naturale. E’ essenziale pertanto che tale crescita avvenga non solo in termini di energia prodotta ma anche di ricaduta sull’economia italiana intera. Il sistema degli incentivi per il biometano deve essere visto pertanto come uno strumento per la crescita della economia (verde) italiana e non solo come un modo per promuovere la produzione di energia rinnovabile.

Il sostegno agli investimenti nella filiera biogas –biometano determina potenziali ricadute economiche in tre settori :

- la filiera dei rifiuti
- la filiera agricola
- la filiera Industriale

Occorre quindi supportare con un sistema tariffario lo sviluppo di un mercato interno ma anche stimolare l’innovazione industriale per permettere a dette industrie di esportare il know how nei mercati emergenti in particolare in quelli vicini dell’Est Europa e Nord Africani ove il biogas presenta importanti potenzialità di sviluppo.

A tal fine Gruppo di lavoro sollecita il Governo a dare una rapida attuazione alle norme e programmi per l’utilizzo dei fondi per la ricerca industriale previsti dal DLgs 28/2011⁴³ richiedendo in particolare di attivare con tutti i soggetti coinvolti nella filiera una riflessione preventiva per l’elaborazione di una strategia industriale al fine di massimizzare il contributo del biometano non solo alla creazione un sistema energetico decarbonizzato, ma anche al rafforzamento della posizione competitiva del comparto manifatturiero ed agricolo coinvolti nella filiera .

A riguardo è di particolare rilevanza l’azione di supporto e coordinamento attivata dal Governo tedesco per il tramite della DENA (www.biogaspartner.de) e di altre iniziative analoghe⁴⁴. Comprendere cosa avviene in Germania è estremamente interessante a riguardo delle ricadute

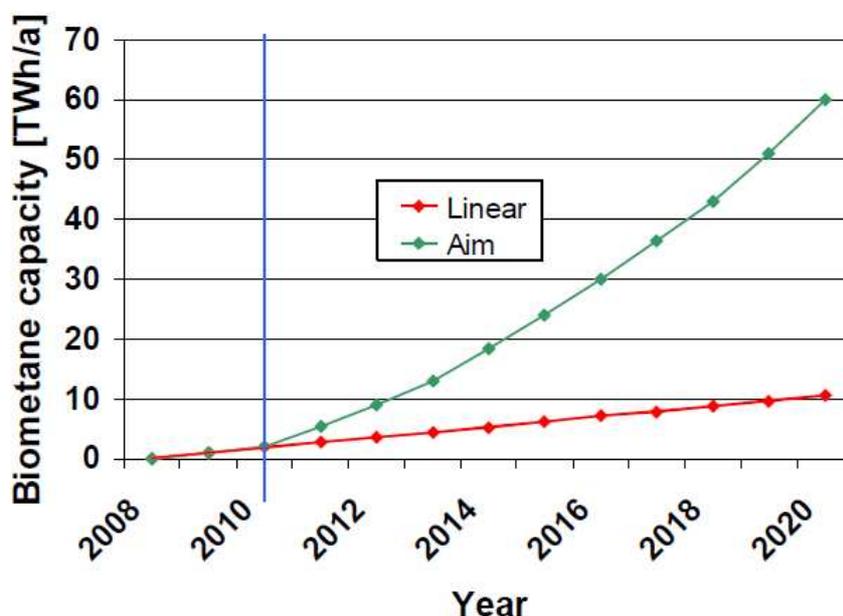
⁴³ Art. 32 “Interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale”.

⁴⁴ <http://www.bmwi.de/English/Navigation/Energy-policy/renewable-energies-export-initiative.html>

economiche. La Germania, partendo da un modesto 6,4% nel 2000, ha raggiunto nel 2011 una produzione del 20% da fonti rinnovabili⁴⁵, la seconda fonte energetica tedesca dopo il carbone, prima di gas e nucleare.

“I primi due impianti di biometano in Germania sono state attivati alla fine del 2006. Alla fine del 2011 si prevede che, circa 100 impianti saranno operativi con un portata oraria di circa 64.000 metri cubi di biometano (circa 0.5Mrd Nmc/anno). Entro il 2012, il numero degli impianti dovrebbe salire a 121, con circa 76.000 metri cubi ora.”⁴⁶

Increase of the biomethane upgrading capacity



In relazione a quanto calcolato dall'Operatore della rete tedesca il costo delle rinnovabili per il consumatore tedesco che nel 2010 è ammontato a 2,047 ct/kWh crescerà a 3,53 ct/kWh nel 2011, 3,592 ct/kWh nel 2012 e oscillerà tra 3,66 and 4,74 ct/kWh nel 2013⁴⁷.

Questo sforzo richiesto al consumatore è ampiamente compensato dal fatto che la Germania è leader nel settore delle tecnologie per il solare, eolico, dell'idrogeno, dello stoccaggio dell'energia e del biogas-biometano. Gli occupati nel settore delle energie rinnovabili sono crescenti e così pure il peso della green economy sulla crescita del PIL tedesco. *“In Germania queste tecnologie rappresentano l'8% del Prodotto Interno Lordo nel 2007 e si prevede giungano a rappresentare il 20% del PIL entro il 2020. Il valore delle vendite globali di energia sostenibile e degli stoccaggi di energia*

⁴⁵ Working Group on Renewable Energy Statistics (AGEE-Stat) for the Federal Environment Ministry (BMU), http://www.bmu.de/pressemitteilungen/aktuelle_pressemitteilungen/pm/48231.php

⁴⁶ <http://www.biogaspartner.de/index.php?id=11871>, accesso del 03.01.2012

⁴⁷ http://www.eeg-kwk.net/de/file/111115_PM_EEG-Umlagerange_final.pdf

ammontavano a 155 miliardi di € nel 2007 e si prevede crescano di 4 volte sino a 615 miliardi di € entro il 2020⁴⁸.

10.2. LE RICADUTE SULLA FILIERA AGRICOLA

Lo sviluppo della filiera biometano ha molteplici effetti sul comparto agricolo :

- Incremento della PLV delle aziende agricole
- Diversificazione degli sbocchi di mercato con rafforzamento della posizione competitiva dei grandi seminativi a fronte della volatilità dei prezzi
- Riduzione dei costi di produzione delle filiera agricole tradizionali in ragione di :
 - Riduzione del costo di fertilizzazione dei seminativi
 - Riduzione del costo di produzione delle aziende zootecniche in relazione alla riduzione dei costi di trattamento ed alla valorizzazione energetica delle lettiere
 - Riduzione dei costi di essiccazione dei foraggi e delle colture cerealicole
 - Riduzione dei costi di adeguamento agli obblighi ambientali previsti dai regolamenti di cui alla PAC.

Il rafforzamento della posizione reddituale delle aziende agricole ha inoltre come effetto quello di favorire maggiori investimenti in capitale fondiario (impianti di irrigazione e drenaggio al fine di favorire le colture di secondo raccolto) ed in meccanizzazione agraria (distribuzione fertilizzanti organici, trincia raccogliatrici, macchine agricole, ecc.).

Si stima che limitandosi al solo effetto di incremento della PLV derivante dall'utilizzo delle biomasse di integrazione, ovvero di quelle biomasse che oggi non costituiscono "fatturato aziendale", ovvero in alcuni casi costituiscono un costo (effluenti zootecnici) la produzione di circa 8 Mrd di mc di biometano equivalenti corrisponde ad un incremento della PLV agricola pari a oltre 2 Mrd di euro /annuo, circa il 5% del PIL agricolo attuale. Se consideriamo gli effetti in termini di riduzione dei costi di fertilizzazione e di riduzione del costo di smaltimento degli effluenti zootecnici l'impatto economico sulle aziende agricole potrà essere ancora maggiore.

10.3. LE RICADUTE SULLA FILIERA INDUSTRIALE

Per quanto riguarda il settore industriale , i segmenti coinvolti nel progetto biometano sono molto estesi :

- Industrie sementiere
- Industrie delle macchine agricole
- Industria della componentistica del gas
- Industria della cogenerazione
- Industria delle autovetture a gas

In molti di questi settori la manifattura italiana è leader in Europa.

⁴⁸ Source: BMU "GreenTech made in Germany", Roland Berger energy consultants 2009 in pag. 7 of " Germany: Lead Market for Energy Storage & Fuel Cell Systems. Profile of Selected Market and Research Opportunities" www.gtai.com/energystorage.

10.4. CONSIDERAZIONI IN RELAZIONE ALL'ART. 32

- Il Gruppo di Lavoro ritiene corretta la previsione del legislatore di considerare il raggiungimento degli obiettivi di cui alla Direttiva 2009/28 non solo un fatto di mera programmazione in campo energetico ed ambientale ma anche un'opportunità per lo sviluppo del comparto manifatturiero ed agricolo italiano.
- Ciò è tanto più corretto nel momento in cui viene richiesto un importante sforzo al consumatore italiano per un arco di tempo prolungato.
- Essenziale è quindi
 - o da un lato contenere il costo richiesto al consumatore mediante una riduzione progressiva degli extracosti
 - o dall'altro favorire la massima ricaduta in termini occupazionali ed imprenditoriali dallo sviluppo di tecnologie *made in Italy*
- Analoghe considerazioni vengono affrontate anche da altri Paesi europei con forte vocazione manifatturiera, in primis la Germania.
- E' quindi essenziale che alle proposte per il sistema regolamentare si affianchino da parte della filiera anche indicazioni sull'utilizzo dei fondi di cui all'art 32 per le attività di R&S .
- A titolo meramente indicativo si riportano di seguito alcuni temi degni di attenzione :
 - o Il Biometano da digestione anaerobica una filiera carbon negative :
 - sviluppo di tecnologie atte ad incrementare l'efficienza carbonica l'utilizzo del suolo agricolo della filiera⁴⁹
 - sviluppo di colture lignocellulosiche ad alta resa foto sintetica e bassi input
 - sviluppo di sistemi di fissazione biologica del carbonio, come le colture algali
 - valorizzazione dei fertilizzanti organici prodotti in digestione anaerobica
 - o Il biometano da digestione anaerobica e da altre fonti:
 - Implementazione dell'efficienza di digestione anaerobica di biomasse di integrazioni lignocellulosiche
 - Gassificazione biomasse solide
 - Metanazione idrogeno da fonti intermittenti a partire dall'utilizzo della CO2 proveniente dall'upgrading del biometano
 - o Il biometano e lo sviluppo delle tecnologie per la manifattura italiana
 - Miglioramento dell'efficienza degli impianti compressione anche per impianti di piccola potenza
 - la raffinazione del biogas a biometano
 - la filiera (bio)gas liquido
 - il recupero della CO2 come materia prima per processi industriali ed energetici
 - I sistemi di controllo
 - Sistemi per la smart gas grid
 - La (micro) cogenerazione a gas
 - Macchine a gas metano in agricoltura

⁴⁹ Si rammenti che per quanto concerne i biocarburanti da immettere in commercio, il legislatore prevede dei progressivi requisiti minimi di riduzione delle emissioni sino al 2018 (60%).

11. CONCLUSIONI

Abbiamo intitolato il position paper “Il biometano fatto bene : una filiera ad elevata intensità di lavoro italiano” .

Nel titolo abbiamo voluto così condensare i messaggi principali sviluppati nel documento la cui redazione ha visto una partecipazione intensa non solo di operatori del settore agricolo ma di un ampio novero di soggetti imprenditoriali e della ricerca: dalle associazioni agricole alle industrie del biogas , dalle società della cogenerazione a quelle dell’upgrading, dai principali operatori della filiera industriale del metano per i trasporti ai ricercatori del settore..

In sintesi i messaggi del position paper sono i seguenti.

- E’ possibile per l’agricoltura italiana contribuire ad una maggiore autosufficienza energetica da fonti rinnovabili con una produzione di 8 mrd di mc di biometano equivalenti/anno entro il 2030: una quantità annua pari alla produzione attuale di gas naturale dei giacimenti italiani e pari al potenziale produttivo di un rigassificatore quale quello realizzato al largo del Delta del Po; una produzione di biometano in grado di far risparmiare al Paese oltre 5Mrd€ a prezzi correnti all’anno, come minore spesa per l’acquisto dall’estero di gas naturale, biocarburanti e biomasse.
- Questo potenziale potrebbe essere conseguito per circa il 60% entro il 2020 (termine del PAN) ripartito indicativamente nel seguente modo :
 - o 2,5 Mrd di biometano equivalenti utilizzati direttamente come biogas grezzo per la cogenerazione in situ (circa 1.250 MWe con matrici agricole)
 - o La parte restante raffinata a biometano immessa in rete ovvero trasportata a mezzo carri bombolai destinata a
 - 1 Mrd di mc di biometano nell’autotrazione
 - 0,5 Mrd di mc di biometano nella cogenerazione ad alto rendimento ovvero per la produzione di termia.
- Questo potenziale è realizzabile mediante uno sforzo tecnologico capace di ridurre il ricorso a colture dedicate di primo raccolto e un crescente utilizzo di biomasse di integrazione, quelle più efficaci anche da un punto di vista della riduzione di emissioni di carbonio, utilizzando circa l’ 8% dei terreni agricoli italiani a seminativi, una quantità di terreni già in passato destinata ad utilizzi non foraggieri od alimentari ed inferiore ai terreni agricoli destinati ad altri utilizzi negli ultimi dieci anni.
- Il biometano offre quindi alle aziende agricole e zootecniche italiane una grande opportunità di diversificazione degli sbocchi di mercato come opzione integrativa e non alternativa alle produzioni alimentari e foraggiera: “il biometano fatto bene” è una strategia “non a somma zero”⁵⁰ in cui la produzione energetica sostituisce quella alimentare e foraggiera ed in cui l’azienda agricola non è in grado di procedere alla trasformazione energetica in azienda, ma è una opportunità che le imprese agricole possono cogliere in tutte le fasi della filiera agroindustriale, anche su piccola scala,

⁵⁰ Il concetto del “biometano fatto bene” è stato mutuato da un importante studio di ricercatori americani della Michigan State University “**Biofuels Done Right: Land Efficient Animal Feeds Enable Large Environmental and Energy Benefits**” Environ. Sci. Technol., 2010 , con il quale la comunità scientifica americana si è confrontata sulle modalità con cui l’agricoltura USA potrà cogliere l’opportunità delle bioenergie senza rinunciare alla leadership nelle produzioni agricole a fini foraggieri ed alimentari.

integrando il proprio reddito aziendale e così contribuendo a far crescere il PIL dell'agricoltura del 4-5%.

- Ma lo sviluppo del biometano non è importante solo per il settore agricolo, ma una rilevante opportunità anche per la manifattura italiana, già oggi leader in molti comparti del settore: dalla componentistica, ai veicoli a gas metano, dalla cogenerazione alla meccanizzazione agricola.

Italian Industry of natural gas in transport Global Leadership



Source: NGV System Italia

Final Seminar The GasHighWay route to 2050. Bruxelles 1 marzo 2012

- Dalla qualità degli obiettivi che il legislatore saprà darsi in termini di sviluppo della filiera biometano, e dalla rapidità con cui le norme saranno promulgate, dipenderà la possibilità per le aziende manifatturiere italiane di disporre di una “palestra nazionale” in cui sviluppare le tecnologie per competere sui mercati internazionali confermando una leadership che nel settore del gas l'Italia ha sempre dimostrato⁵¹.



Fig.4 - Veicoli a metano italiani degli anni '30-'40

⁵¹ Immagine tratta da “Metano per il TPL: le ragioni di una scelta” MET 25 gennaio 2009

Crescita del PIL e delle possibilità di lavoro italiano: sono questi il potenziale contributo della filiera biometano alla green economy italiana. Ed è questa “la moneta” migliore per *ristorare* il consumatore italiano degli sforzi che verrà chiamato a fare per sostenere lo sviluppo del biometano attraverso un rincaro delle bollette dell’energia elettrica, del gas e del prezzo dei carburanti fossili.

In conclusione il biometano è una grande opportunità per il Paese da ogni punto di vista :

- ambientale :
 - o in termini di riduzione delle emissioni di gas nocivi dei veicoli e della generazione elettrica e di calore in ambito urbano,
 - o sia in termini di massima riduzione al minor costo delle emissioni di gas climalternati ,
 - o sia in termini di mitigazione degli impatti ambientali delle pratiche agricole convenzionali (riduzione concimi di sintesi, gestione effluenti zootecnici) ;
- economico, in virtù delle maggiori ricadute sulla filiera economica del Paese, sia in ambito agricolo che industriale;
- dal lato del consumatore , riducendo in modo drastico le spese destinate a tecnologie e biomasse di importazione e potendo offrire a costi competitivi sin da ora energia programmabile nel settore elettrico e biocarburanti per l’autotrazione.

E’ quindi urgente dare corso alla emanazione dei decreti attuativi per il biometano previsti dal DLgs 28/2011 che con lungimiranza il Legislatore aveva posto tra i primi tra quelli da emanare, affinché altri, in Europa e nel mondo, non occupino per primi questi spazi di mercato, e lascino ai consumatori del nostro Paese solo gli oneri delle bollette, obbligando il nostro Paese per il rispetto degli obiettivi di cui alla Direttiva 2009/28 ad acquistare tecnologie ovvero le biomasse (ed il biometano) dalle manifatture e agricolture di altri Paesi, forse più lungimiranti e rapidi nel cogliere l’opportunità della green economy.