



Il biogas verso il futuro



 **Strategia 2024**
la filiera del biogas italiano al servizio dell'agricoltura

Speciale 2020

Le azioni, le strategie di intervento, le esperienze, i progetti pilota attuati dal CMA. Resoconti, descrizioni e curiosità



AgriBiogas 2020

Sommario

| | |
|---|----|
| Quale futuro per il settore del biogas agricolo? | 4 |
| Le prospettive per il dopo incentivo | 5 |
| La STRATEGIA 2024: un punto fermo per il settore | 8 |
| Indirizzi di pianificazione energetica ed ambientale in ambito europeo e nazionale..... | 16 |
| Biogas e indirizzi regionali di programmazione | 19 |
| La filiera del biogas è sempre più ricca di opportunità..... | 21 |
| L'efficienza energetica del sistema biogas italiano..... | 25 |
| Un metodo sintetico di calcolo del costo di produzione delle matrici | 29 |
| Come aumentare l'impiego di reflui zootecnici riducendo i costi della dieta | 34 |
| Arundo donax: una concreta prospettiva di riduzione dei costi di alimentazione | 36 |
| L'uso degli stocchi di mais come matrice alimentare | 39 |
| Le Fuel Cells sono il futuro del biogas. A quando la rivoluzione? | 42 |
| I nuovi servizi al mercato elettrico: quali prospettive per il biogas | 45 |
| Mercato elettrico: prosumer e comunità energetiche offrono nuove opportunità..... | 48 |
| Prime esperienze di sinergia fra impianti biogas e allevamenti avicoli | 50 |
| La valorizzazione del calore da biogas in orticoltura | 53 |
| Alghe e biogas: una sinergia virtuosa | 55 |
| Biometano agricolo: il punto della situazione ad un anno e mezzo dal decreto | 57 |
| Il digestato come strumento di sostenibilità ambientale per una zootecnia "circolare" | 60 |
| Quali barriere regolatorie vanno rimosse per il futuro del biogas?..... | 63 |
| Il digestato come unica (..o quasi) fonte di azoto per le colture agrarie | 65 |
| Nitrati ed utilizzazione agronomica del digestato: le novità del 2020..... | 67 |
| Biogas, reflui zootecnici, economia Circolare e il "Digestato Equiparabile" | 69 |
| I crediti di carbonio possono essere un introito per gli impianti biogas?..... | 73 |

IL SETTORE DEL BIOGAS

Il CMA gioca un ruolo di primo piano per il futuro del settore



Sebastiano Villosio
Presidente CMA

Quale futuro per il settore del biogas agricolo?

Il biogas agricolo è in breve tempo diventato un elemento di forza per la filiera. Le aziende che hanno investito nel biogas sono più competitive sui loro mercati di riferimento.

La filiera del biogas rappresenta ormai un importante elemento di forza del tessuto produttivo agricolo nazionale. La diffusione degli impianti avvenuta a partire dalla fine degli anni 2000 ha consentito al settore primario di raggiungere importanti obiettivi in termini di diversificazione del reddito e di miglioramento delle performances ambientali delle aziende zootecniche.

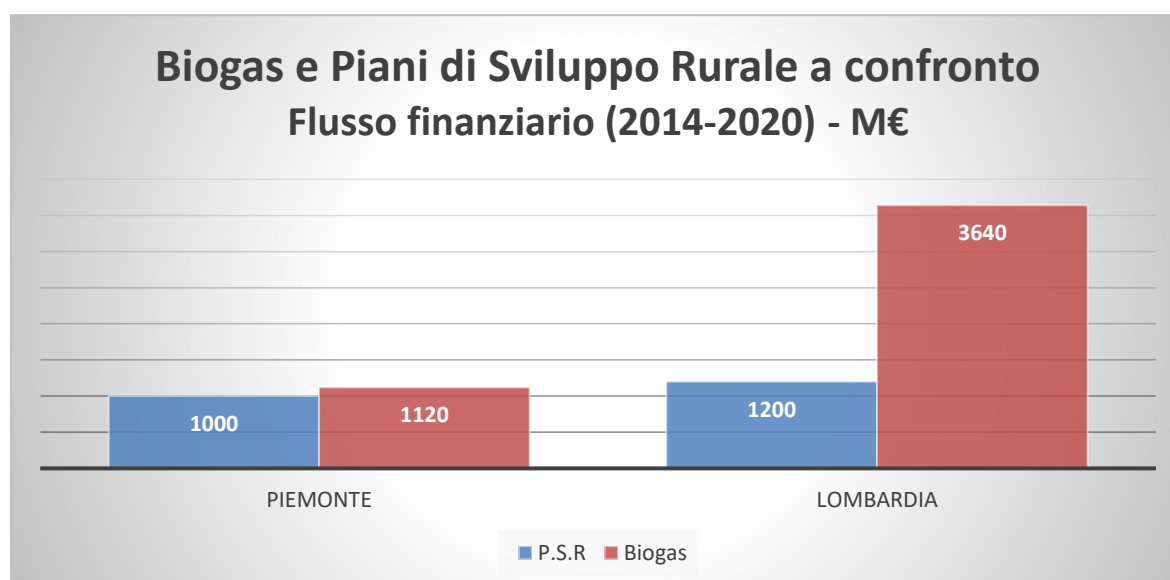
La liquidità prodotta tramite gli impianti è divenuta un importantissimo volano per lo sviluppo delle aziende agricole che hanno potuto, in questo modo, affrontare con maggiore forza la grave crisi congiunturale che ha colpito il settore agricolo negli ultimi anni.

Ad oggi la nostra filiera apporta un valore aggiunto decisivo al settore primario. Il fatturato degli impianti biogas vale in Piemonte più di 160 M€ annui, in 7 anni circa 1,2 Mld €, il 20% in più del piano P.S.R. nello stesso periodo. In Lombardia il fatturato biogas vale 520 M€, 3,6 Mld € in 7 anni contro gli 1,2 Mld € apportati dal P.S.R. È di tutta evidenza che si tratta di un settore essenziale per la vita

delle aziende agricole, del territorio e dell'indotto industriale.

È inoltre chiaro che **il biogas ha consentito alle aziende che lo hanno introdotto di essere più competitive sui loro mercati di riferimento**, consentendo loro di mantenere la produzione ed elevatissimi standard di qualità nelle filiere agroalimentare tipiche italiane. Chi ha realizzato un impianto è, di fatto, diventato più competitivo nel suo settore, che sia quello del latte, della carne, dei cereali o altro. Le aziende che hanno investito nel biogas sono, quindi, meglio di altre, attrezzate per affrontare le sfide future del settore agricolo ed hanno colto questa importante opportunità per rafforzarsi in quello che il loro mestiere: produrre cibo.

Il settore guarda alla importante scadenza legata al termine del primo ciclo di incentivazione e si pone di fronte alla sfida della competitività e sostenibilità ambientale che dovrà essere vinta per dare continuità e futuro ad un comparto che ha creato reddito, innovazione e crescita e che intende rimanere un traino per l'intera agricoltura italiana.



SCENARI

Strategie per il futuro del biogas

Le prospettive per il dopo incentivo

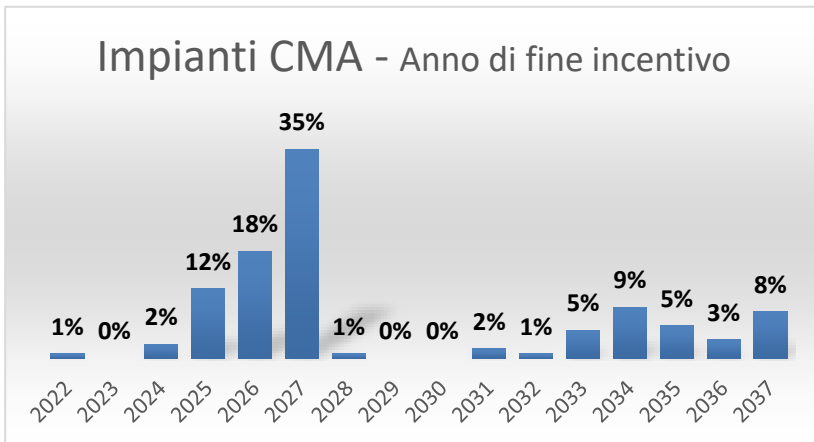
La fine del periodo di incentivazione per gli impianti a 0,28 €/kWh apre molti interrogativi sul futuro della digestione anaerobica in ambito agricolo

Fra i soci CMA circa il 70% degli impianti, pari all'89% della potenza installata, sono incentivati per 15 anni ai sensi del DM 18/12/2008 e quindi beneficiano della tariffa a 0,28 €/kWh. La rimanente parte di impianti (tutti sotto i 300 kWe)

Le prospettive

Ma quali sono le reali prospettive di attività per i nostri impianti dopo la fine dell'incentivo?

Preso atto che **non sarà possibile per la gran parte degli impianti stare in piedi con i soli proventi**



sono incentivati per 20 anni in base al DM 6/7/2012 e 23/6/2016 con TO di 0,236 o 0,232 €/kWh. Un solo impianto risulta avviato prima del 2009.

Gli impianti con tariffa 0,28 si avvieranno per primi al fine incentivo, a partire dal 2024. Per questo motivo il CMA sta dedicando loro una particolare attenzione, cercando di tracciare una strada di sostenibilità e di supporto che possa garantire il prosieguo della loro attività anche dopo la fatidica scadenza del 2024-2027, nell'interesse della filiera agricola, dell'ambiente e della collettività.

del libero mercato, pur con il grande sforzo che, come da Strategia 2024 (si veda l'articolo successivo di questo speciale), i produttori stanno facendo per ottimizzare, valorizzare, economizzare gli impianti, occorrerà, in ogni caso, ottenere una **qualche forma di incentivo**, seppur diverso da quello attuale.

In questo ambito, il dibattito, in sede nazionale, è molto aperto. Gli orientamenti si distinguono sostanzialmente fra chi vede un futuro esclusivamente legato al **biometano** e chi, al contrario, ritiene che **l'elettrico** possa ancora rappresentare la scelta più



Federica Galleano
Vicepresidente FIPER,
CdA CMA

IL futuro del settore

Il picco degli impianti a 0,28 €/kWh arriverà a fine incentivo nel 2027. Dal 2024 cominceranno a raggiungere il fine vita i primi impianti avviati nel 2009.

opportuna per la gran parte dei biogas, e certamente per quelli di taglia minore. A tutti pare certo, ormai, che il biometano non potrà rappresentare, in ogni caso, un futuro per tutti i 1.630 impianti biogas elettrici oggi attivi.

In questa battaglia fra metanisti ed elettrici occorre, però, che a farne le spese non sia il settore, anche perché, probabilmente la risposta andrà trovata in una soluzione di equilibrio o mix fra le due tecnologie, senza trascurare altre ipotesi più futuristiche (es. power to gas).

Gli scenari possibili

Ma analizziamo meglio gli scenari. L'attuale sistema di incentivazione del **biometano** termina al 2022, e quindi prima del fine vita degli impianti in esercizio. Una riconversione prima di tale data risulta nella gran parte dei casi economicamente non percorribile (si veda l'approfondimento sul biometano in questo speciale). La domanda è quindi chiara: ci sarà una proroga o un nuovo sistema di incentivi per il biometano a partire

dal 2024? Se sì, sarà più conveniente di quello attuale?

Sul versante **elettrico** il principale ostacolo per un rinnovo del sostegno al settore è dato dal cosiddetto spalmaincentivi (D.L.23 dicembre 2013) che vieta agli impianti a 0,28 di percepire ulteriori incentivi a valere sul sistema elettrico dopo la fine dell'attuale periodo di incentivazione di 15 anni sullo stesso sito. Occorre, inoltre, fare i conti con gli strumenti di programmazione energetica (SEN, PNIEC, ecc) che, nonostante gli sforzi nostri e di altre associazioni sono stati, fino ad oggi, negativi rispetto ad un futuro elettrico per il biogas.

In realtà, con la finanziaria 2020, recentemente approvata, qualcosa è cambiato. Un emendamento proposto dal Sen. Taricco prevede, infatti, l'introduzione di un nuovo incentivo per 15 anni per gli impianti entrati in esercizio prima del 31/12/2007, seppur a condizioni precise in termini ambientali (più del 40% di effluenti nelle diete, sostenibilità, assetto elettrico flessibile). Il testo rappresenta un punto di svolta in quanto dimostra che il Legislatore ha acquisito due consapevolezza: che il biometano non può essere, come si pensava, una soluzione per tutti, e che il settore non può in ogni caso lasciato solo.

Scelta più economica

Da un punto di vista economico, la domanda di incentivo di un impianto biogas elettrico ammortizzato, specialmente se operante in modo virtuoso come da Strategia 2024 (recupero termico, riduzione dei costi, efficienza, ecc) è significativamente più bassa di

quello dello stesso impianto riconvertito a biometano. Il biogas elettrico copre con i proventi di mercato dal 40% al 50% (in funzione del recupero termico) dei propri costi di produzione, mentre l'analogo biometano non supera il 28%. Ne consegue che il biometano necessita di maggiori incentivi ed è più lontano, per il momento, dalla market parity (Fonte: elaborazioni CMA).

Un impianto biogas elettrico ben inserito nella filiera agricola, con pieno (o quasi..) recupero termico, con valorizzazione dei reflui zootecnici ed erogazione dei servizi di stoccaggio reflui, copertura vasche, interrimento, ecc, tende ad avvicinarsi molto al market parity, riducendo il proprio fabbisogno di incentivo. Per questo motivo il CMA vede, per la maggior parte degli impianti esistenti, un futuro più elettrico.

Scelta più sostenibile

Da un punto di vista energetico ambientale la scelta si riequilibra. La produzione di biometano consente di valorizzare tutta l'energia contenuta nel biogas, seppur a costo di elevati input energetici per gli ausiliari (biologia, upgrading, ecc).

D'altra parte, il biogas elettrico necessita di uno sforzo supplementare da parte dei produttori per diventare ancora più virtuoso tramite una ulteriore riduzione delle emissioni dei cogeneratori.

LA NOSTRA PROPOSTA

La proposta del CMA prevede due pilastri di intervento:

- **Rinnovo, con miglioramenti specifici per la filiera agricola dell'incentivo biometano** (si veda l'articolo in questo speciale)

- **Nuovo incentivo elettrico** per gli impianti che concludono la TO a 0,28 fra il 2024 ed il 2027 **modulato sulle performances energetiche ed ambientali** (emissioni, flessibilità, recupero termico) a copertura degli investimenti in innovazione (incentivo elettrico e termico).

È chiaro che l'obiettivo finale è il raggiungimento di una sostenibilità a prezzi di mercato dei nostri impianti, ma siamo consapevoli che, pur avendo fatto già molto lavoro, la strada sarà ancora impegnativa e passerà per forti innovazioni tecnologiche, frutto di ricerca scientifica, applicazioni impiantistiche e impegno da parte dei produttori.

Per il momento, però, un ulteriore



Un impianto biogas CMA

sostegno pubblico a riconoscimento dei servizi energetici ed ambientali che il mercato non ci paga, è ancora necessario. Sostegno che si ridurrà quando le fonti fossili avranno un costo che considera i danni ambientali che esse comportano.

Il settore è pronto per la sfida ed auspichiamo che il decisore politico sia attento alle esigenze di una filiera che ha dimostrato di saper investire, lavorare ed innovare a vantaggio del sistema economico nazionale e dell'ambiente.



2.116 impianti in esercizio

- 1.629 impianti agricoli
- 487 altri impianti biogas (es. rifiuti, fanghi)



988 MWe installati in agricoltura

- 6,7 TWh di energia prodotta
- 2% del consumo elettrico nazionale



19,8 Mt/anno di equivalenti di Mais (SMEq)

- Circa 16 Mt/anno di biomasse vegetali
- Circa 23 Mt/anno di reflui zootecnici e sottoprodotti



131 Impianti associati
302 Soci conferenti



1.500 aziende agricole nell'indotto



1.200.000 t/y effluente zootecnico
17.700 t/y sottoprodotti



900.000 t/y biomassa vegetale



170 M€ fatturato di energia



70 MWe installati
600.000 MWh_e prodotti



STRATEGIE

Le azioni necessarie per affrontare le future sfide

La STRATEGIA 2024: un punto fermo per il settore

I produttori di biogas non possono attendere inermi, ma devono agire con rapidità ed efficacia per fronteggiare le future sfide del settore

La prospettiva dei rilevanti cambiamenti che attendono il settore (si veda l'editoriale del Presidente del CMA) impone un importante sforzo di innovazione, ottimizzazione e trasformazione.

Per affrontare il futuro, il CMA ha messo a punto una strategia chiara e basata su precise azioni da mettere in atto da parte dei produttori in funzione delle loro scelte, dei loro contesti locali e delle loro possibilità.

Questa è la **STRATEGIA 2024**.

Le azioni che verranno elencate nelle pagine successive costituiscono il ventaglio di possibilità che gli impianti avranno di fronte per attrezzarsi per il futuro. Primo traguardo: **la fine dell'attuale sistema di incentivazione dopo i 15 anni di esercizio degli impianti** partiti prima del 2013.

In sintesi, l'obiettivo CMA è quello di dare al settore i seguenti obiettivi:

- Mantenere e sviluppare la filiera biogas, che ha consentito la **diversificazione dei redditi agricoli** e la valorizzazione energetica dei prodotti e sottoprodotti aziendali, rendendola stabilmente sostenibile.

- Produrre **energia da fonte rinnovabile** per il Paese, in linea con gli obiettivi europei di decarbonizzazione al 2030.
- Raggiungere la **autosufficienza energetica del settore agricolo** (autoconsumo aziendale)
- Erogare **servizi al sistema elettrico nazionale** (storage flessibilità, bilanciamento della rete)
- Produrre **biometano** per autotrazione



- Contribuire alla **riduzione di emissioni di ammoniaca** e metano dal sistema agricolo
- Ridurre le emissioni da sistemi di cogenerazione
- Valorizzare la massima quota di energia primaria, aumentando l'efficienza globale
- Affermare il **ruolo del digestato come fertilizzante organico naturale e rinnovabile** da impiegare in sostituzione di fertilizzanti chimici

Per il raggiungimento di questi obiettivi il CMA sta lavorando da anni in modo intenso, approfondendo le opportunità, valutando, studiando, testando



I numeri del CMA

131 impianti di biogas, 302 soci fornitori. Il CMA rappresenta una realtà associativa che guarda con attenzione e fiducia al futuro del settore del biogas agricolo.

nuove tecnologie, nuove colture e produzioni innovative. Per ognuno degli obiettivi abbiamo redatto approfondimenti ed accumulato documentazione, esperienze, testimonianze.

Da queste attività sono nate opportunità e **diversi impianti hanno già messo in atto alcune delle azioni proposte**. Si tratta ora di intensificare questo lavoro su tutti gli impianti, nella certezza che **l'unica cosa da non fare è rimanere fermi**.

Nelle prossime pagine troverete **l'elenco delle azioni della strategia 2024** ed in quelle successive ci saranno esempi, testimonianze e approfondimenti relativi alle opportunità che riteniamo più promettenti. Siamo consapevoli, però, che **il sistema del biogas avrà ancora bisogno, per un po' di tempo, di essere accompagnato da un sostegno pubblico che, anche se ridotto, rimarrà vitale per garantire un futuro di innovazione e crescita per il settore**

GLI IMPEGNI DEI PRODUTTORI DI BIOGAS

1) COMPETITIVITÀ

- a) Riduzione costo delle diete
 - i) Aumento quota di effluenti zootecnici diete
 - ii) Colture alternative a minor costo del kWh
 - iii) Sottoprodotti
- b) Riduzione dei costi operativi (manutenzioni, assicurazioni, ecc)
- c) Ottimizzazione biologia e digestione
- d) Aumento dell'efficienza del sistema
 - i) Fuel cells (SOFC, MCFC ecc)
 - ii) Motori endotermici ad alta efficienza
- e) Riduzione dei consumi ausiliari
- f) Recupero elettrico da calore (es. ORC)
- g) Miglioramento logistica e trasporti
 - i) Ottimizzazione assetto fondiario (terreni più vicini)
 - ii) Liquefatti, digestati

2) INTEGRAZIONE DI FILIERA

- a) Valorizzazione aziendale dell'energia (calore ed elettricità)
 - i) Allevamenti
 - (1) Avicoli, Suini
 - (2) Acquacoltura
 - ii) Orticoltura
 - iii) Alghe
 - iv) Insetti
 - v) Impianti agroalimentari (trasformazione prodotti agricoli)
- b) Valorizzazione del Digestato
 - i) Uso agronomico diretto
 - ii) Produzione di fertilizzanti
- c) Valorizzazione della CO₂
 - i) Recupero aziendale (alghe, serre, ecc) – Azione 2.a
 - ii) Vendita di CO₂ tecnica
- d) Produzione di intermedi chimici a valore aggiunto

3) BIOMETANO, IDROGENO e BIORAFFINERIA

- a) Produzione di biometano per autotrazione
 - i) Approvvigionamento di distributori di metano per autotrazione
 - ii) Sviluppo autoconsumo per flotte agricole
 - iii) Immissione in rete per autotrazione del biometano
 - iv) Impianti di liquefazione per bioGNL
- b) Produzione di idrogeno
- c) Produzione di biomolecole

4) MERCATO ELETTRICO SERVIZI ELETTRICI

- a) Immissione in rete a prezzi di mercato

- b) Servizi di rete
 - i) Partecipazione a MSD, bilanciamento di rete, UVAM
 - ii) Capacity Market, Capacity payment
 - iii) Power to Gas
 - c) Energy communities rurali (Art. 22 RED2)
 - d) Prosumer /Art. 21 RED2) con utilizzo presso siti diversi (Es. Recharging)
 - e) Massimizzazione dell'autoconsumo aziendale dell'elettricità
- 5) SOSTENIBILITA' AMBIENTALE**
- a) Risparmio di CO₂
 - i) Massimizzazione produzione energetica (obiettivo 1d)
 - ii) Massimizzazione uso effluenti a scapito di colture dedicate (Obiettivo 1ai)
 - b) Riduzione delle emissioni in atmosfera
 - i) Emissioni da cogeneratori (Obiettivo 1di)
 - ii) Emissioni diffuse da digestato
 - (1) Copertura vasche
 - (2) Interramento immediato del digestato
 - c) Ciclo della materia – Economia circolare
 - i) Digestato come fertilizzante organico rinnovabile di qualità
 - d) Miglioramento della fertilità e tutela dei suoli
 - i) Riduzione fertilizzanti chimici, valorizzazione digestato
 - ii) Tecniche di agricoltura conservativa (Semina su sodo, minima lavorazione)
 - iii) Ottimizzazione del bilancio dell'azoto

LE RICHIESTE AL DECISORE POLITICO

6) SISTEMI DI INCENTIVAZIONE

- a) Incentivazione elettrica e termica
 - i) Abolizione spalmaincentivo facoltativo (L. 9/2019)
 - ii) Previsione di un nuovo incentivo agli impianti in scadenza (0,28) – Fra le seguenti alternative
 - (1) Feed In Premium con requisiti ambientali e legati al mercato elettrico (Sovrapprezzo variabile)
 - (2) Contributo in conto capitale per investimenti in innovazione + Feed In Premium
 - (3) Rinnovo con eventuale rimodulazione della Feed In Tariff (Tariffa incentivante)
- b) Incentivazione del biometano
 - i) Modifiche al DM 2 marzo 2018
 - (1) Incremento incentivo per piccoli impianti
 - (2) CIC garantito per 15 anni
 - (3) Stimolo riconversione (mantenimento livello incentivo elettrico)
- c) Incentivazione ambientale
 - i) Misure PSR 2021-2028
 - (1) Misure agroambientali: comunità dei Nutrienti
 - (2) Misure strutturali: adeguamenti ambientali, stoccaggi, gasometri, interramento, ...
 - ii) Sistema dei crediti di carbonio
 - (1) ETS – Emission Trading System
 - (2) Crediti di Carbonio, CDM, CERs, ecc

- iii) Contributi innovazione tecnologica
 - (1) Passaggio a Fuel Cells
 - (2) Passaggio a BM con recupero CO₂
 - (3) Power to Gas
 - (4) Bio Idrogeno

7) RIMOZIONE BARRIERE REGOLATORIE

- a) Rimozione degli ostacoli all'erogazione di servizi di flessibilità
 - i) Eliminazione del limite di 1 MW per il passaggio da TO ad incentivo degli impianti DM 18 Dicembre 2008 (art. 3 comma 1 e 2)
 - ii) Applicazione del calcolo dell'incentivo prevista dal DM 6 Luglio 2012 anche agli impianti DM 18 Dicembre 2008
 - iii) Rimuovere il limite di passaggi da TO a sistema incentivo
 - iv) Eliminare la decadenza dell'incentivo in caso di superamento della potenza soglia, impiegando solo l'energia annua immessa incentivabile
 - v) Eliminare per tutti gli impianti il riferimento all'energia immessa in rete, impiegando solo l'energia prodotta in modo da favorire l'autoconsumo aziendale in agricoltura
- b) Elasticità nella configurazione degli impianti

8) PIANI ENERGIA AMBIENTE

- a) Pianificazione energetica
 - i) Piano Energia e Clima 2030 (PNIEC), Strategia energetica nazionale (SEN), ecc
 - ii) Piani Energetici Regionali, Piani provinciali
- b) Pianificazione ambientale
 - i) Piani Regionali Qualità dell'aria
 - ii) Piani di azione Direttiva Nitrati



COMPETITIVITÀ

- Riduzione costo delle diete
- Aumento quota di effluenti zootecnici
- Minori costi per manutenzioni, ecc
- Aumento efficienza
- Migliori rese elettriche (es. nuovi motori, fuel cells?)
- Ottimizzazione biologia e digestione
- Recupero elettrico da calore (es. ORC)
- Miglioramento logistica e trasporti (es. condotte liquami)



INTEGRAZIONE DI FILIERA

- Calore (serre, alghe, insetti, impianti agroalimentari, agroindustria ecc)
- Autoconsumo elettricità (attività agricole, agroalimentare, ecc)
- Digestato (uso agronomico, fertilizzanti, ecc)
- CO₂ (alghe, serre, ecc)
- Produzione di intermedi chimici a valore aggiunto



BIOMETANO

- Approvvigionamento di distributori di metano per autotrazione
- Sviluppo autoconsumo per flotte agricole
- Immissione in rete per autotrazione del biometano
- Impianti di liquefazione per bioGNL



MERCATO ELETTRICO: SERVIZI DI RETE E COMUNITÀ DELL'ENERGIA

- Autoconsumi aziendali (alta valorizzazione kWe)
- Immissione in rete a prezzi di mercato
- Servizi di rete
- Partecipazione a MSD, bilanciamento di rete, Storage, Power to Gas
- Capacity Market, Capacity payment
- Energy communities rurali servizi alla rete e sgravio di oneri di sistema



SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

- Risparmio di CO₂ equivalente: energia rinnovabile
- Riduzione delle emissioni in atmosfera
- Digestato come fertilizzante organico rinnovabile di qualità
- Aumento del contenuto di Carbonio dei suoli. Miglioramento della fertilità.
- Miglioramento del bilancio dell'azoto: gestione efficiente e riduzione delle perdite

Biogas e pianificazione energetica

Diversi programmi energetici nazionali (fra gli altri la SEN e il PNIEC in versione iniziale) sono stati redatti sulla base **dell'assunto della totale incomprimibilità dei costi di produzione del biogas** (ed in particolare delle biomasse), per giungere a dire che questa fonte è comunque più costosa e che quindi non avrebbe meritato in futuro ulteriore sostegno. A valle di alcune azioni di informazione compiute dalle associazioni di settore (fra queste il CMA), la posizione nazionale è mutata fino a recepire, nel PNIEC approvato il 21 gennaio 2020, l'importanza del biogas per la strategia energetica italiana.

Costi e fabbisogno di incentivo

È in ogni caso evidente che il miglioramento della competitività del settore deve passare per una **riduzione dei costi di produzione dell'energia elettrica e termica e del biometano**, e tale obiettivo costituisce il fondamento dell'asse 1 della Strategia 2024.

I **costi di generazione elettrica** degli impianti di biogas sono molto variabili in funzione della taglia e del tipo di alimentazione, ma si collocano **quasi sempre al di sopra dei costi delle altre fonti rinnovabili**. Questa affermazione viene però, messa in discussione quando si conteggiano i costi di produzione a valle del costo di bilanciamento della rete nazionale. In questo caso un biogas elettrico in assetto flessibile potrebbe avere un costo dell'energia immessa **comparabile con quello delle altre fonti** quali eolico e fotovoltaico che tipicamente contribuiscono allo sbilanciamento della rete producendo senza alcuna

programmabilità ed a prescindere dalla domanda elettrica nazionale.

Per quanto riguarda il **biometano** si può ritenere che il costo di generazione del metro cubo di gas rinnovabile sia in genere lievemente più alto rispetto al competitor elettrico per effetto dei forti limiti normativi alle matrici di alimentazione e delle elevate taglie di impianto generalmente suggerite che comportano elevati costi di trasporto delle matrici. Questi elementi, con l'elevato fabbisogno energetico dell'upgrading, portano a costi finali in genere maggiori rispetto all'elettrico.

Per avere gli elementi numerici necessari per il dibattito sulle prospettive del settore, il CMA ha predisposto un calcolo dei **costi standard per 8 tipologie di impianto** (5 elettrici e 3 biometano) rappresentative. Per ogni impianto è stato, quindi, redatto un bilancio analitico dei costi, riportando gli stessi su grafici riferiti al MWh elettrico o al metro cubo di metano prodotto.

Nel riquadro che segue sono riportate le caratteristiche degli impianti standard, con le assunzioni alla base dei calcoli. I bilanci analitici sono ovviamente a disposizione dei soci.

I costi operativi identificati per gli impianti di biometano tengono conto della necessità di ridurre l'incidenza economica delle diete al fine di rendere sostenibile l'investimento. Alcune assunzioni, quale il costo di spandimento a totale carico dell'allevatore, sono difficilmente replicabili in tutte le realtà agricole per impianti di quella taglia. La gestione di impianti da 2-3 MWe equivalenti di biometano pare, inoltre, non

sempre sostenibile a causa delle oggettive difficoltà di reperimento della biomassa idonea (sottoprodotti, triticale e sorgo in seconda coltura, ecc) a costi accettabili.

Il CAPEX (costo degli investimenti, quali ammortamento, interessi passivi, decommissioning) degli impianti biometano è decisamente più alto per effetto della breve durata del periodo di incentivazione, che impone l'ammortamento dell'impianto e dei mutui nel periodo di 10 anni. La durata dell'incentivo garantito è, infatti, uno dei limiti del sistema di incentivazione del biometano.

Ai fini del calcolo del costo di produzione si è fatto riferimento ai costi storici di approvvigionamento, senza considerare eventuali future riduzioni per effetto delle azioni previste dalla strategia 2024, che mirano, infatti, a questo obiettivo. Negli istogrammi occorre, quindi, considerare eventuali future riduzioni.

Per tutte le configurazioni sono stati considerati i costi di trasporto delle matrici all'impianto, eccezion fatta per le quote di refluo zootecnico proprio.

La linea EE+ET si riferisce alla piena valorizzazione del calore disponibile al netto dell'autoconsumo dei digestori. Essa rappresenta, quindi, una strada non facilmente percorribile negli impianti agricoli.

Il prezzo dell'energia elettrica EE è quello di mercato (PUN) al netto di eventuali premi o pagamenti per servizi di sistema (MSD, capacity payment, flessibilità, ecc).

Costi standard di produzione per impianti tipo. Valori riferiti al MWh elettrico. Fonte: Elaborazioni CMA

| Pot. el. (kW) portata BM (Smc/h) | BIOGAS ELETTRICO | | | | | BIOMETANO | | |
|--------------------------------------|---|------------------|----------------|----------------|---------------|---------------------------|------------------|------------------|
| | 999 | 999 | 525 | 250 | 100 | 250 | 500 | 700 |
| Alimentazione | IMA72 ITR28 | IMAITR83 EZ17 | IMA78 EZ22 | IMA36 EZ64 | EZ100 | ITR70 EZ30 | ITR60 EZ40 | ITR60 EZ40 |
| Metano prodotto (Smc/y) | 2.255.379 | 2.253.733 | 1.206.982 | 587.779 | 253.387 | 2.255.379 | 4.510.758 | 6.315.061 |
| Ore lavorate | 8.510 | 8.510 | 8.510 | 8.510 | 8.510 | 8.510 | 8.510 | 8.510 |
| Ausiliari % | 7,4% | 7,6% | 8,5% | 10,2% | 11,9% | | | |
| Energia elettrica immessa (MWh) | 7.875 | 7.853 | 4.087 | 1.910 | 749 | 7.875 | 15.750 | 22.050 |
| Energia Termica vendibile (MWh) | 6.202 | 6.184 | 3.219 | 1.504 | 590 | | | |
| Fatturato termico potenziale (€) | 434.109 | 432.897 | 225.296 | 105.289 | 41.311 | | | |
| Biometano immesso (Smc) | | | | | | 2.238.968 | 4.477.936 | 6.269.000 |
| Valore prodotto a mercato (€) | 393.750 | 392.650 | 204.350 | 95.500 | 37.470 | 445.555 | 891.109 | 1.247.531 |
| Tariffa incentivante (€/MWh), €/CIC | 280 | 280 | 280 | 280 | 232 | 375 | 375 | 375 |
| Incentivo pubblico (€) | 1.811.250 | 1.806.190 | 940.010 | 439.300 | 136.391 | 1.336.500 | 2.673.750 | 3.741.750 |
| Investimento (€) | 4.167.000 | 4.371.000 | 2.565.000 | 1.464.000 | 850.000 | 5.070.000 | 9.126.000 | 10.826 |
| | Conto economico impianto biogas elettrico | | | | | Conto economico biometano | | |
| COSTI OPERATIVI (OPEX) | 1.296.750 | 1.229.400 | 675.350 | 229.640 | 58.280 | 1.329.714 | 2.427.619 | 3.087.659 |
| Matrici alimentazione | 904.300 | 835.600 | 444.750 | 114.600 | - | 731.000 | 1.346.000 | 1.714.620 |
| Energia per ausiliari | | | | | | 140.800 | 325.890 | 393.600 |
| Altre materie prime | 36.600 | 42.000 | 24.000 | 16.200 | 8.800 | 33.810 | 71.410 | 92.150 |
| Totale materie prime | 940.900 | 877.600 | 468.750 | 130.800 | 8.800 | 905.610 | 1.743.300 | 2.200.370 |
| Manutenzioni | 187.600 | 186.400 | 117.500 | 61.700 | 33.000 | 160.432 | 346.216 | 385.285 |
| Spandimenti | 40.150 | 37.000 | 21.300 | 5.200 | - | 100.375 | 60.000 | 62.700 |
| Altri servizi | 22.100 | 22.000 | 11.500 | 5.400 | 1.700 | 62.697 | 82.803 | 169.804 |
| Assicurazioni | 10.400 | 10.900 | 6.400 | 3.660 | 2.150 | 12.700 | 22.300 | 27.000 |
| Totale servizi | 260.250 | 256.300 | 156.700 | 75.960 | 36.850 | 336.204 | 511.319 | 644.789 |
| Personale | 73.500 | 73.500 | 38.500 | 17.500 | 10.500 | 70.000 | 136.000 | 192.500 |
| Oneri diversi | 22.100 | 22.000 | 11.400 | 5.380 | 2.130 | 17.900 | 37.000 | 50.000 |
| Oneri fiscali | 68.438 | 68.163 | 21.088 | - | - | - | - | - |
| COSTI DI INVESTIMENTO (CAPEX) | 494.300 | 516.500 | 282.500 | 156.000 | 66.770 | 697.500 | 1.181.268 | 1.448.293 |
| Ammortamenti | 277.800 | 291.400 | 171.000 | 97.600 | 42.500 | 507.000 | 894.668 | 1.082.628 |
| Decommissioning | 41.600 | 43.400 | 25.600 | 14.600 | 6.370 | 76.000 | 123.600 | 162.394 |
| Interessi passivi | 174.900 | 181.700 | 85.900 | 43.800 | 17.900 | 114.500 | 163.000 | 203.271 |

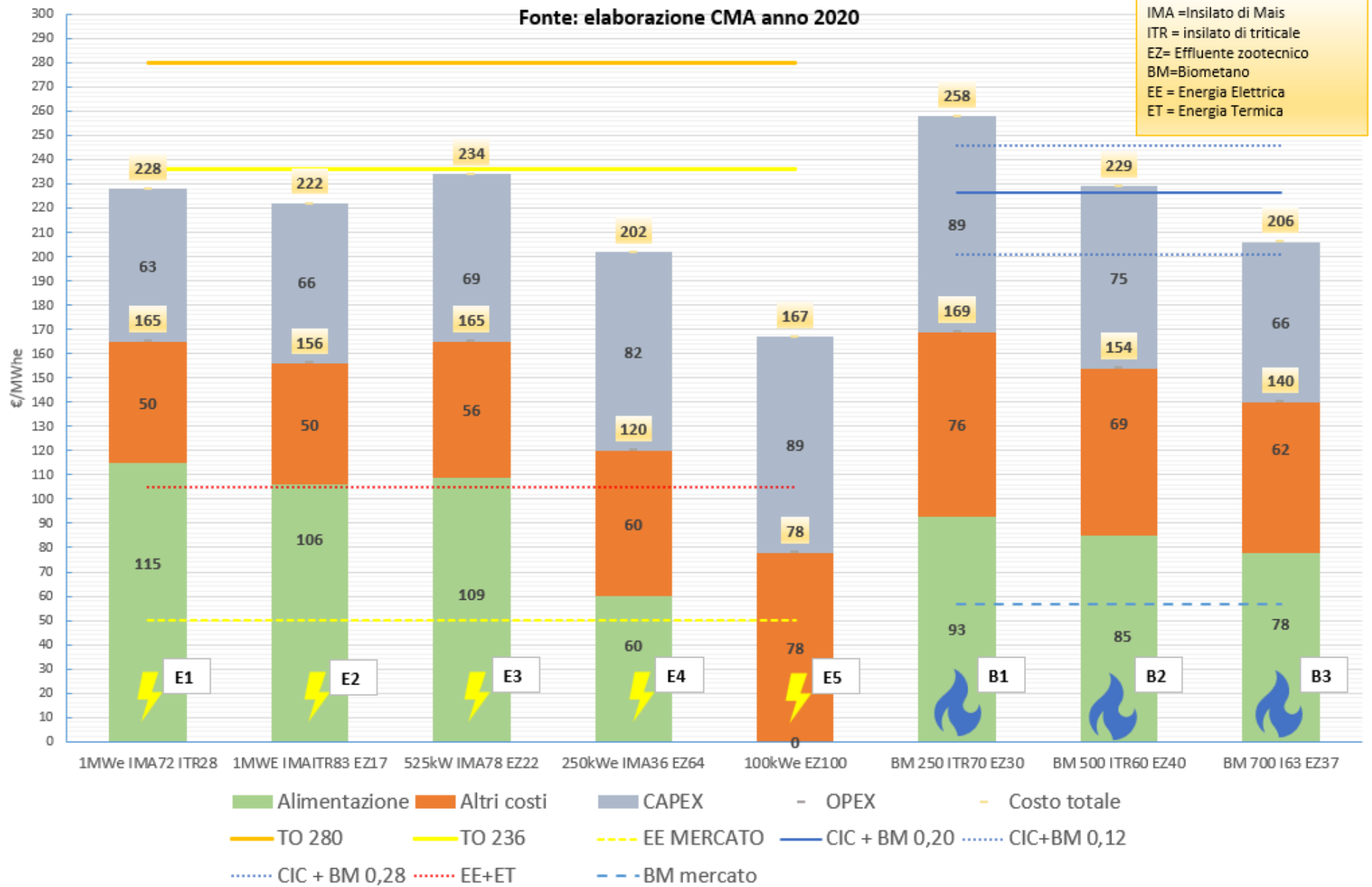
Per la realizzazione degli istogrammi con i costi riferiti al MWh elettrico o allo Smc di metano prodotto, i valori di costo della precedente tabella sono stati divisi per i valori *Energia elettrica immessa* (MWh) o *Metano prodotto* (Smc/y)

Gli impianti standard assunti per la determinazione dei costi medi di generazione

| | | | |
|---|--|--|--|
| <p>E1 – Biogas elettrico. Potenza 999 kWh. Alimentato con 38 t/d di silomais 34% SS (48 €/t reso, pressato, netto calo peso) e 17,2 t/d di Triticale silo (32% SS, 38 €/t reso)</p> | <p>E2 – Biogas elettrico. Potenza 999 kWh. Alimentato con 30 t/d di silomais 34% SS (48 €/t reso), 16 t/d di Triticale silo (32% SS, 38 €/t reso), 37 t/d di liquame bovino (9% SS, 4,5 €/t reso, spandimento carico allevatore), 10 t/d di Letame bovino (22% SS, 7,5 €/t reso, spandimento Allevatore.)</p> | <p>E3 – Biogas elettrico. Potenza 525 kWh. Alimentato con 20 t/d di silomais 34% SS (48 €/t reso), 30 t/d di liquame bovino (9% SS, 4,5 €/t reso, spandimento allevatore), 5 t/d di Letame bovino (22% SS, parte proprio e parte 7,5 €/t reso, spandimento Allevatore.)</p> | <p>E4 – Biogas elettrico. Potenza 250 kWh. Alimentato con 5 t/d di silomais 34% SS (48 €/t reso), 46 t/d di liquame bovino (9% SS, parte proprio e parte 4,5 €/t reso, spandimento allevatore), 5 t/d di Letame bovino (22% SS, proprio, spandimento Allevatore.)</p> |
| <p>E5 – Biogas elettrico. Potenza 100 kWh. Alimentato con 30 t/d di liquame bovino (9% SS, proprio, spandimento allevatore), 4 t/d di Letame bovino (22% SS, proprio, spandimento Allevatore.)</p> | <p>B1 – Biometano. Capacità 250 Smc/h. Alimentato con 43 t/d di Triticale silo (32% SS, 38 €/t reso), 58 t/d di liquame bovino (9% SS, 4,5 €/t reso, spandimento allevatore), 20 t/d di Letame bovino (23% SS, 5,5 €/t reso, spandimento Allevatore.)</p> | <p>B2 – Biometano. Capacità 500 Smc/h. Alimentato con 81 t/d di Triticale/Sorgo silo (32% SS, 38 €/t reso), 197 t/d di liquame bovino (9% SS, parte proprio, parte 4,5 €/t reso, spandimento allevatore), 41 t/d di Letame bovino (23% SS, 5,5 €/t reso, spandimento Allevatore.)</p> | <p>B3 – Biometano. Capacità 700 Smc/h. Alimentato con 58 t/d di Triticale/Sorgo silo (32% SS, 38 €/t reso), 197 t/d di liquame bovino (9% SS, parte proprio, parte 4,5 €/t reso, spandimento allevatore), 69 t/d di Letame bovino (23% SS, 5,5 €/t reso, spandimento Allevatore.), 55 t/d di stocco di mais (40% SS, 25 €/t reso)</p> |

COSTI DI PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA E BIOMETANO DA BIOGAS (€/MWh)

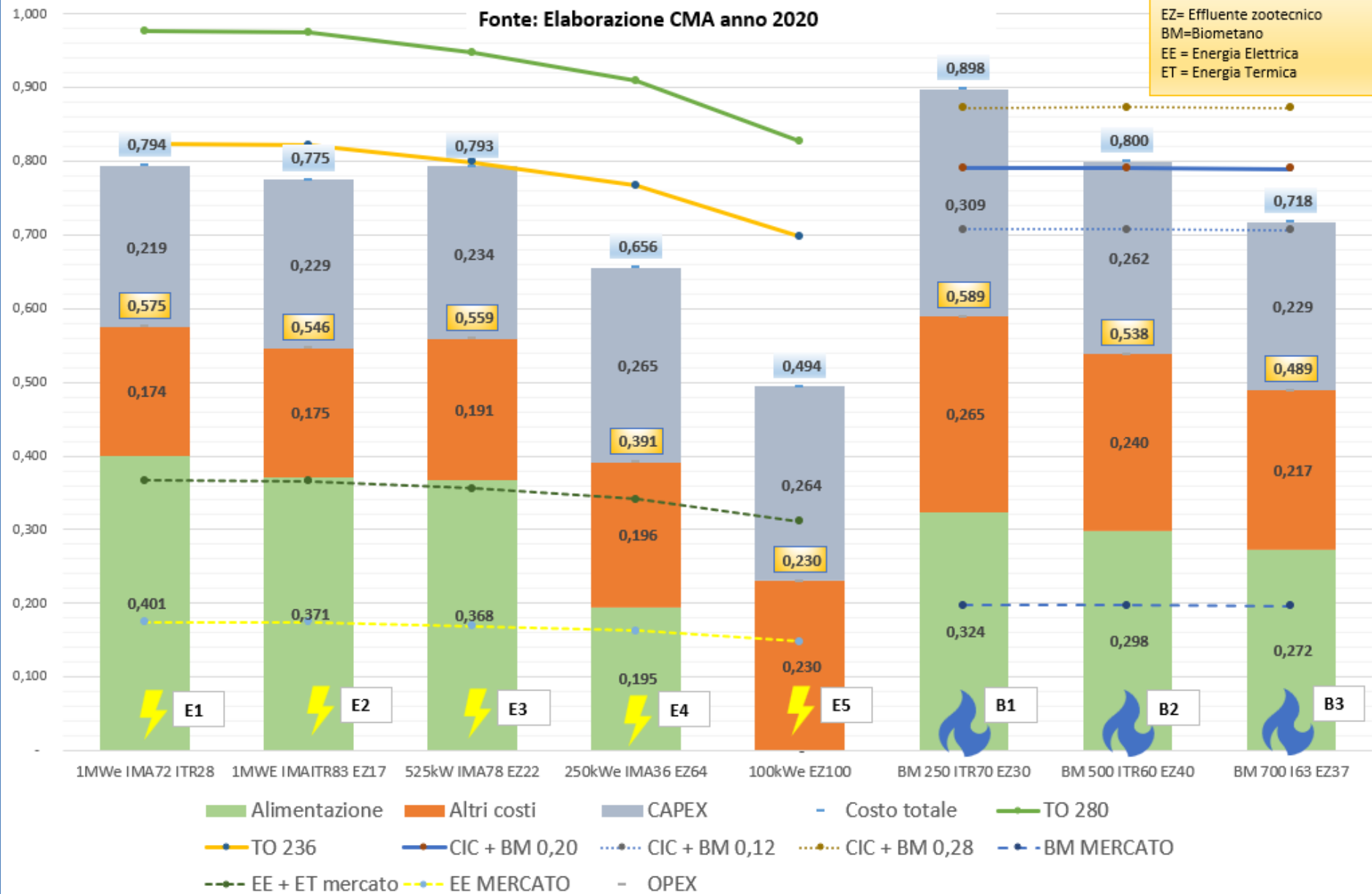
Fonte: elaborazione CMA anno 2020




COSTI DI PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA E BIOMETANO DA BIOGAS (€/Smc)

Fonte: Elaborazione CMA anno 2020

IMA =Insilato di Mais
 ITR = insilato di triticale
 EZ= Effluente zootecnico
 BM=Biometano
 EE = Energia Elettrica
 ET = Energia Termica



PIANI ENERGIA AMBIENTE

 Pianificazione energetica

 **Azione 8.a Strategia 2024**

Indirizzi di pianificazione energetica ed ambientale in ambito europeo e nazionale

È una fase cruciale per l'economia europea. Dal globale al locale, il filo conduttore è: "fare sinergia tra politica economica, ambientale e energetica"

La Federazione Italiana dei Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili- FIPER, di cui Consorzio Monviso rappresenta la componente del biogas agricolo, è impegnata a livello nazionale ed europeo nel promuovere le bioenergie quale strumento per favorire il presidio territoriale, nonché la creazione di distretti agro-industriali green. La produzione di energia rinnovabile non è il fine ma il mezzo per favorire lo sviluppo e consolidamento di modelli di business basati sull'impiego di residui di origine vegetale e animale altrimenti inutilizzati e quindi riorientare l'economia verso un modello circolare.

La necessità di ridurre le emissioni di gas serra e di aumentare lo stoccaggio del carbonio non può prescindere sia da un impiego più razionale e sostenibile della biomassa di origine agricola e zootecnica, inclusi i residui e i sottoprodotti, sia dal favorire il consolidamento della capacità termica ed elettrica esistente.

Nel corso delle 2 Audizioni¹ PNIEC tenutasi rispettivamente alla Camera e al Senato, FIPER ha rimarcato che senza l'apporto di biomasse/biogas è impensabile conseguire l'obiettivo del 30% di produzione da FER2 al 2030, perché in quanto fonti programmabili sono in grado di:

- Garantire una produzione costante di energia indipendentemente dalle condizioni atmosferiche (sole e vento), "sicurezza di approvvigionamento";
- Contribuire a colmare gli sbilanciamenti di rete derivanti dal fotovoltaico ed eolico; significa poter contare sul loro apporto nei momenti di mancata di produzione delle altre fonti "Servizio di flessibilità".

Quindi è mandatorio ed urgente per il comparto garantire una continuità di esercizio per gli impianti esistenti a fine incentivazione in considerazione degli importanti benefici ambientali e industriali collegati conseguiti e conseguibili. In Italia, ad esempio, è presente un parco di 850 MW elettrici e 1150



Vanessa Gallo
FIPER

Le azioni FIPER

Attraverso la FIPER, il CMA cerca di sensibilizzare le istituzioni europee ed il governo sull'importanza della produzione di energia da biomasse come driver di sviluppo locale e di politica economica

MW termici che forniscono un contributo rilevante alla produzione elettrica, termica e frigorifera da FER, strettamente collegati alle rispettive filiere di approvvigionamento della biomassa e della componentistica.

La misura introdotta nella legge di Stabilità 2020 che prevede un riconoscimento al servizio di programmabilità e flessibilità sul mercato elettrico, nonché una remunerazione sul servizio ambientale svolto (incremento gestione reflui zootecnici) nell'ottica di favorire l'economia circolare in ambito agricolo, rappresenta il primo passo verso la valorizzazione del patrimonio impianti a biogas agricolo entrati in esercizio in data antecedente al 2007. Ci aspettiamo quindi che con coerenza il Governo provveda a predisporre un'analogia misura anche per gli impianti entrati in esercizio dal 2008

¹ Audizione PNIEC 19 luglio 2019 presso la X Commissione della Camera dei deputati

² Fonte Energia Rinnovabile

che rappresentano circa l'80% degli impianti attualmente in esercizio.

Fiper ha partecipato ai tavoli promossi da Regione Lombardia per la definizione delle priorità del settore biogas agricolo e biomassa in vista della prossima programmazione agricola prevista dal PSR 2021-2027. In tutti i tavoli, la Federazione ha evidenziato la necessità di riconoscere il servizio ambientale che gli impianti a biogas apportano al sistema agricolo, soprattutto in quei contesti, quali Regione Lombardia, Piemonte, Veneto a forte vocazione zootecnica e di agricoltura intensiva.

I Piani Nazionali Clima Energia Europei PNIEC, vincolanti per ogni Stato Membro al fine di raggiungere la decarbonizzazione dell'economia entro il 2050, e la cosiddetta "Long Term Strategy" funzionale alla messa in atto dei Piani medesimi, dovranno nella loro fase attuativa tener conto delle ricadute positive economiche, occupazionali, sociali e ambientali legate alla produzione di energia da biomasse agricole e forestali in considerazione della gran disponibilità di questi sottoprodotti e prodotti derivanti dalle filiere di approvvigionamento locale presenti sul territorio europeo.

È fondamentale a nostro avviso che il decisore politico europeo individui nella produzione di energia da biomasse, un driver di sviluppo locale e di politica economica. Questa prospettiva necessita di una rivisitazione della Direttiva sulla fiscalità generale.

La sicurezza di approvvigionamento EU in termini di energia deve

necessariamente riorientarsi prioritariamente verso le fonti rinnovabili disponibili all'interno del mercato unico e alla riduzione dei consumi.

Fiper è impegnata a livello europeo attraverso la partecipazione all'European Biogas Association (EBA) e al Bioenergy Europe Association nel portare all'attenzione del legislatore europeo le opportunità che il settore delle bioenergie riveste per l'economia EU anche in termini di ricerca&sviluppo nonché innovazione e quindi di nuovi investimenti. Nell'incontro tenutosi tra FIPER e la vicepresidente della Commissione industria, innovazione del Parlamento EU, on. Patrizia Toia, lo scorso novembre, la commissaria ha invitato la Federazione a valutare le linee di finanziamento all'innovazione per le imprese messe in atto dall'Agenzia per la Promozione della Ricerca Europea-APRE e i prossimi Bandi previsti dal programma Horizon sulla linea "Circular bio-based Europe: Sustainable, inclusive and circular bio-based solutions".

Nell'ottica di innovare e diversificare gli strumenti di sostegno, si ritiene che investire sui crediti volontari di carbonio sul libero mercato certificati dagli Enti accreditati preposti a tal fine, possa essere una soluzione alternativa e complementare all'attuale sistema. In Germania, il Governo ha deciso di puntare sul mercato dei crediti di carbonio, definendo già dal 16 dicembre 2019, i prezzi dei crediti volontari per i prossimi anni: dal 1° gennaio 2021 il valore è di 25 euro/tep³, a seguire 35 euro nel 2013, 45

euro nel 2024, 55 euro nel 2025. Nel 2026 verrà avviato il sistema delle aste, il cui intervallo di prezzo si posiziona tra 55-65 euro. A partire dal 2027 seguirà la logica del "market price". Si tenga conto che a partire dall'analisi dell'osservatorio del Carbon Market Watch tedesco, altri Paesi Europei tra cui la Svezia e Finlandia sono ancor più ambiziosi del Governo tedesco; infatti il prezzo attuale dei crediti di carbonio in Svezia è 115 euro/tep, in Finlandia di 64 euro/tep e in Francia di 45 euro/tep⁴.

A tal fine, Fiper ha aderito al tavolo di lavoro promosso da EBA sul "carbon pricing" per mettere a punto una proposta di "monetizzazione" della riduzione delle emissioni degli impianti a biogas agricolo al fine di garantire un reddito aggiuntivo alle aziende agricole.

Francia, Germania e Spagna prevedono un incremento dell'impiego delle bioenergie al 68% rispetto al 30% previsto dall'Italia al 2030.

È quindi verosimile immaginare che la quota di produzione di energia rinnovabile derivante dalle bioenergie possa raggiungere anche in Italia i valori del 50-60% al 2030.

Dipende dalla volontà politica del Governo Conte di puntare su risorse locali e di favorire lo sviluppo e consolidamento di impianti performanti in termini di abbattimento delle emissioni.

Riteniamo sia un asse di intervento funzionale alla messa in atto Green New Deal già a partire dal 2020.

³ Fonte: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-planned-carbon-pricing-system-transport-and-buildings>

⁴ Fonte: <https://carbonmarketwatch.org/2019/11/28/wird-der-deutsche-co2-preisplan-der-herausforderung-des-klimawandels-gerecht/>

IL RUOLO DEL SETTORE BIOGAS NEL PNIEC PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA



Il **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)** è il documento di programmazione che stabilisce gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, delineando le misure da attuare per raggiungerli.

La bozza presentata dal MISE a dicembre 2018 si poneva come orientamento generale quello di sostenere la realizzazione di nuovi impianti di energia rinnovabile e la salvaguardia degli impianti esistenti. Tuttavia, **manca quasi del tutto i riferimenti al settore delle bioenergie**. Anche per questo motivo, il CMA ha partecipato alla consultazione pubblica rimarcando il ruolo cruciale che potrebbero avere gli impianti biogas nel raggiungimento degli obiettivi europei sulle rinnovabili, nel bilanciamento della rete elettrica nazionale e nella promozione di forme innovative di reti sul territorio rurale come le smart grid.

Il 21 gennaio 2020 il MISE ha **pubblicato la versione finale del PNIEC**, al netto del recepimento delle osservazioni della Commissione Europea e delle Regioni.

La principale novità è che **la quota di rinnovabili nei settori riscaldamento e trasporti aumenta**, con target, quindi, più ambiziosi per l'Italia.


Anche **per il settore biogas sono presenti novità positive**, in dettaglio:

- Viene riconosciuto come la riconversione biometano degli impianti a biogas sia un'opzione percorribile solo per alcune tipologie di impianti mentre risulti un'opzione ben più complessa per altre tipologie di impianti (es. quelli di minore dimensione).
- Fra le misure ipotizzate per la salvaguardia del parco installato viene detto che per gli impianti biogas agricoli, che non potranno riconvertirsi, si promuoveranno **forme di sostegno efficienti e compatibili con le regole comunitarie sugli aiuti di stato**, allo scopo di salvaguardare la produzione. In questo ambito si accenna alla Legge di Bilancio 2020 e alla prosecuzione degli incentivi per gli impianti biogas agricoli esistenti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007, che siano conformi ai criteri di sostenibilità di cui alla Direttiva (UE) 2018/2001.
- Si sottolinea, in maniera più decisa rispetto alla bozza originaria, l'importanza del biogas di origine agricola per la gestione dei reflui zootecnici e la destinazione d'uso del digestato, di rilievo specie nelle aree vulnerabili ai nitrati e affette da problemi di qualità dell'aria.
- Viene confermata l'intenzione di promuovere due strumenti centrali della trasformazione energetica richiesta dall'UE: **autoconsumo e comunità energetiche**.

Il CMA da tempo sostiene come la riconversione al biometano non possa essere l'unica soluzione per tutti gli impianti biogas esistenti e propone, invece, a fianco di una revisione degli incentivi sul biometano a vantaggio delle aziende agricole, anche l'introduzione di incentivi elettrici e termici basati sulla flessibilità di produzione degli impianti, sul miglioramento dei requisiti ambientali (emissioni, interramenti, coperture, ecc) e sul migliore recupero energetico.

È perciò stato accolto con soddisfazione il fatto che il MISE abbia recepito molte di queste istanze (del CMA e di altre associazioni) e posto basi più positive per il futuro del settore. Il PNIEC e la Legge di Bilancio mostrano come finalmente il Legislatore stia orientando le proprie scelte verso un **maggior sostegno del settore e come stia aumentando la volontà di preservare il parco impianti installato**.

PIANI ENERGIA AMBIENTE

 Pianificazione energetica ed ambientale

 Azione 8.a e 8.b Strategia 2024

Biogas e indirizzi regionali di programmazione

In questa fase di transizione energetica nazionale, gli operatori degli impianti biogas hanno bisogno del supporto delle Regioni e dei loro strumenti di programmazione

Il futuro del settore biogas presuppone uno sforzo, certamente necessario, da parte degli operatori per rendere più efficienti gli impianti, ma anche un supporto da parte del normatore/regolatore. I governi e le istituzioni europee sono chiamati a sostenere lo sviluppo della filiera con opportuni interventi in grado di consentire il raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati. Per questo motivo il CMA in questi anni ha partecipato attivamente alla delineazione delle future strategie e normative che regoleranno il settore delle energie rinnovabili, sia a livello italiano, avvalendosi dell'aiuto di FIPER, che a livello europeo, tramite EBA.

In questo contesto il lavoro svolto dal CMA ha riguardato diversi strumenti di programmazione regionale elaborati in Piemonte e Lombardia.

Piani di Qualità dell'aria Piemonte e Lombardia

Il Piano per la Qualità dell'Aria è uno strumento regolatorio che valuta le conseguenze degli impatti dell'agricoltura, dei trasporti, dell'energia e dell'industria sulla qualità dell'aria. Questi settori sono ritenuti i principali responsabili

dell'inquinamento atmosferico. Il Piano di Qualità dell'Aria costituisce il documento di programmazione regionale di tutela della qualità dell'aria attraverso l'individuazione di misure strutturali.

Il Piemonte ha adottato un nuovo Piano di Qualità dell'Aria (PRQA) nel 2019 con Deliberazione del Consiglio regionale 25 Marzo 2019, n. 364 – 6854. La Regione Lombardia ha, invece, aggiornato il Piano Regionale degli interventi per la Qualità dell'Aria (PRIA) nell'estate del 2018.

Focalizzando l'attenzione sul comparto agricolo e zootecnico, si nota che le Regioni riconoscono l'importanza del settore per l'assorbimento del carbonio atmosferico ma sottolineano anche che questo settore concorre all'emissione di **ammoniaca, uno dei principali precursori di polveri sottili**. Per questo è necessario adottare misure per migliorare le performances ambientali degli allevamenti e aziende agricole. Gran parte delle misure rientrano nei PSR 2014-2020 (es. interrimento e copertura vasche) ma sono anche previste, a partire dal 1° gennaio 2022, misure obbligatorie che si annunciano gravose per il settore. Per questo



Dalila Palazzo
CMA

Politiche regionali

Le Regioni chiedono al settore di ridurre le emissioni ma potrebbero ancora fare molto per sostenere concretamente un uso più intelligente degli impianti biogas.

motivo il CMA ha partecipato alla consultazione pubblica della Regione Piemonte esprimendo la propria condivisione generale alla Proposta di Piano ma sottolineando che le misure obbligatorie non dovrebbero gravare esclusivamente sulle aziende agricole. Il CMA ha anche auspicato regole più semplici per gli allevamenti esistenti rispetto alle nuove strutture.

Ma quali sono nello specifico le misure dei Piani di Qualità dell'aria?

Il **PRQA (Piemonte)** adotta misure indirizzate alla riduzione delle emissioni, in particolare di ammoniaca e PM10. Gli obblighi riguarderanno ad esempio:

- l'utilizzo di sistemi di trasferimento rapido delle deiezioni dalle strutture di stabulazione degli animali di interesse zootecnico ai sistemi di trattamento e stoccaggio;
- l'utilizzo di coperture, sia fisse che mobili, sulle strutture di stoccaggio dei reflui zootecnici e dei digestati;

- l'interramento dei reflui zootecnici e dei digestati contestualmente allo spandimento in campo, con l'utilizzo di mezzi e sistemi idonei.

Maggiore considerazione al settore biogas viene data, invece, dal **PRIA (Lombardia)**. La Regione Lombardia, infatti, vede gli impianti biogas come un importante strumento per ridurre le emissioni delle aziende agricole. Il Piano prevede specifiche azioni dedicate alla promozione, nelle aziende agricole, di impianti per la produzione di energia rinnovabile, tra cui impianti a biogas e biometano. Gli interventi vengono incentivati attraverso il Programma di Sviluppo Rurale 2014-2020, con la Misura 6.4.2 "Sostegno alla realizzazione e allo sviluppo di attività di produzione di energia". Inoltre, il Piano prevede anche lo sviluppo della rete metano e biometano in forma liquida, attraverso la promozione di impianti di distribuzione carburanti collegati direttamente a impianti a biogas.

Tuttavia, il PRIA prevede anche misure per contenere le emissioni del settore agricolo attraverso l'applicazione di tecniche a bassa emissione come quelle elencate per il Piemonte.

Piano Energetico Ambientale Piemonte e Lombardia

L'altro strumento con cui le regioni forniscono direttive di interesse per il settore bioenergie è il Piano Energetico Ambientale (PEAR). Il PEAR è un documento di programmazione che costituisce il quadro di riferimento per chi assume, sul territorio, iniziative riguardanti l'energia. Il PEAR specifica le linee di intervento e



AZIONI PROPOSTE

Favorire utilizzo di effluenti zootecnici

- Promuovere, tramite PSR, finanziamenti di carbototti, copertura vasche.
- Incentivare e finanziare la costruzione di tubazioni per facilitare gli scambi
- Promuovere piattaforme di scambio fra allevatori e operatori degli impianti biogas

Coinvolgere biogas nella fornitura di servizi al sistema elettrico

- Supporto legale e istituzionale per dialogo con sistema elettrico
- Incentivare l'erogazione di servizi elettrici (sbilanciamenti da impianti biogas)

Favorire Energy Communities

- Fornire assistenza giuridica agli attori del territorio
- Integrazione delle tecnologie e pianificazione energetica a livello municipale, locale
- Supporto al business ed agli investimenti, costruzione di nuove infrastrutture (es. Alterenergy Emilia Romagna)
- Costituirsi parte attiva politica nel chiedere allo Stato recepimento della RED 2

Favorire Smart grid

- Creare contatti fra piccoli produttori e grandi attori (Enel, Terna...)
- Investire in moderni sistemi di distribuzione e comunicazione (es. PAN in Puglia)
- Bandire POR FESR per le Smart Grid (es. Sardegna)

contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico per centrare i target della Strategia Europa 2020 e del Pacchetto Clima Energia. Infine, il Piano fornisce criteri per la localizzazione degli impianti in Piemonte ed in Lombardia.

Il **PEAR della Lombardia**, approvato dalla Giunta regionale, con Dgr n. X/3706 del 12 giugno 2015, considera le bioenergie, fra cui il biogas a filiera corta e alimentato da reflui o colture no food (fra cui l'Arundo donax), come fonte energetica rinnovabile di primaria importanza e ne auspica lo sviluppo. Bisogna notare, però, che il PEAR lombardo è stato redatto in anni in cui le politiche erano ancora "favorevoli" al settore biogas. Digni di nota risultano gli sforzi per aumentare, tramite appositi strumenti informativi, l'utilizzo della quota di energia termica recuperata dagli impianti. Il Piano esprime anche grande interesse per lo sviluppo del biometano e per le smart grid, reti di distribuzione elettrica che consentono di gestire la

produzione ed il consumo in maniera "intelligente".

Questi ultimi due indirizzi sono rimarcati anche nella Proposta **PEAR della Regione Piemonte**, adottata con DGR n. 36-8090 del 14 dicembre 2018. Il documento piemontese è successivo al Decreto Biometano ed al cambio di rotta dei governi sul tema biogas. Dal PEAR piemontese traspare un generico auspicio alla riconversione degli impianti biogas al biometano, visto come vettore energeticamente più efficiente.

Il CMA ha partecipato alla consultazione pubblica della Regione Piemonte esprimendo la propria condivisione generale alla Proposta di Piano ma chiedendo uno specifico riconoscimento per il settore biogas, sia per i suoi benefici ambientali che per i benefici economici e proponendo azioni innovative per lo sviluppo della filiera. Infine, in riferimento all'implementazione di nuove prospettive per il settore elettrico, il CMA ha esposto alcuni strumenti che potrebbero essere utilizzati per promuovere le Smart Grid e le Energy Communities.

BIOMETANO, IDROGENO, BIORAFFINERIA

Biometano, idrogeno

Azione 3.a, 3.b Strategia 2024



Andrea Chiabrando
CMA

La filiera del biogas è sempre più ricca di opportunità

In futuro la filiera del biogas potrà offrire nuovi sbocchi oltre a quelli tradizionali dell'elettricità, calore e biometano. Si apriranno, quindi, nuove opportunità. Fra queste ci sarà la ipotizzata economia dell'idrogeno?

Incentivo elettrico

Lo sviluppo della filiera biogas è avvenuto, in Italia ed in Europa, principalmente tramite **l'incentivazione della produzione elettrica** ottenuta tramite cogeneratori alimentati a biogas. Solo in alcuni frangenti ed in alcuni Paesi Europei, all'incentivo elettrico è stata affiancata una forma di **incentivazione dell'energia termica**. La filiera più sviluppata è, quindi, la prima rappresentata nel diagramma 1.

Incentivo termico

In realtà gli attuali sistemi di incentivazione termica italiani (**Certificati bianchi e conto termico**) consentirebbero di valorizzare in qualche modo anche la seconda filiera (produzione esclusiva di calore) anche se, di norma, questi incentivi non paiono giustificare investimenti importanti, specialmente con costo della dieta elevato.

Biometano

A partire dal 2013 e poi, più concretamente a partire dal marzo 2018, l'Italia ha avviato un sistema di incentivi anche per la terza filiera, quella del biometano (si veda l'articolo in questo speciale).

È ovvio che il biometano dovrebbe essere la più immediata prospettiva per il settore, a patto che il sistema di incentivazione venga migliorato per sostenere la conversione del settore agricolo oggi in parte penalizzata.

Reforming e Fuel cells

Una filiera ancora inesplorata, se non a livello prototipale in Italia, è quella del cosiddetto "reforming" del metano contenuto nel biogas per la **produzione di idrogeno**. La molecola di idrogeno prodotta può, a sua volta, essere destinata all'impiego in **Fuel Cells** per produrre elettricità e calore a basso impatto ambientale (si veda l'articolo in questo speciale), oppure, in linea teorica, può essere direttamente immesso in commercio come **vettore energetico** o come **gas tecnico industriale**.

Le tecnologie per questa nuova linea di produzione sono sostanzialmente pronte, mentre ciò che manca per una diffusione capillare è ancora un prezzo competitivo degli impianti che sarà raggiunto solo con l'avvio di

Una filiera multiforme

L'avvento della green economy e di nuove tecnologie apriranno diverse opportunità per il settore. Il biogas dovrà sapersi ricavare un ruolo da protagonista nella rivoluzione verde.

produzioni industriali di larga scala.

La produzione diretta di idrogeno, per esempio, è già oggi possibile tramite innovativi impianti di *steam reforming* a bassa pressione. Il CMA sta, in queste settimane, analizzando le prime ipotesi di business plan per la produzione di idrogeno tecnico a partire dal biogas. L'idrogeno trova oggi una collocazione sul mercato a circa 11-12 €/kg + IVA in forma compressa a 350 o 700 bar.

Alcuni costruttori di sistemi Fuel Cells, con cui CMA sta dialogando, inoltre, sono in grado di offrire sul mercato **sistemi flessibili di produzione**, capaci di generare elettricità o idrogeno, anche se per il momento la soluzione è disponibile solo per taglie medio



grandi (1,5 MWe equivalenti attuali, >400 Smc/h di metano).

Idrogeno nelle reti gas?

La recente **assemblea EBA (Associazione Europea del Biogas)** tenutasi a gennaio a Bruxelles ha visto come importante tema al centro dell'attenzione **l'idrogeno**. In coerenza con la strategia Europea di decarbonizzazione spinta dalla Presidente von der Leyen, gli Stati e le grandi aziende di distribuzione gas europee stanno già oggi lavorando in modo concreto alla totale sostituzione del gas fossile di rete entro il 2050.

In modo particolare i **TSO (Transmission System Operator)**, i gestori nazionali delle reti di trasmissione (come i nostri TERNA o SNAM) stanno pianificando in modo puntuale il passaggio all'idrogeno in sostituzione del metano già a partire dal 2030. In questo senso alcuni TSO, come quelli tedeschi (OGE), Francesi (GRDF) e Italiani (SNAM) stanno andando verso la miscela di metano ed idrogeno, con progressiva crescita del secondo. Il TSO Olandese GASUNIE, al contrario, ha optato per la realizzazione di **reti specializzate nel trasporto dell'idrogeno**, da affiancare a quelle del metano.

Il TSO tedesco OGE ha illustrato la sua visione del futuro con lucido rigore (si veda lo schema a fianco), ipotizzando una **graduale eliminazione del gas naturale fossile** per effetto di un aumento dell'elettrificazione del sistema civile ed industriale e dell'introduzione dell'idrogeno come alternativa al metano nei processi non elettrificabili.

In sostanza, in futuro, il **gas naturale fossile dovrebbe essere gradualmente sostituito con i cosiddetti green gas**, e cioè

biometano (inizialmente) e poi idrogeno.

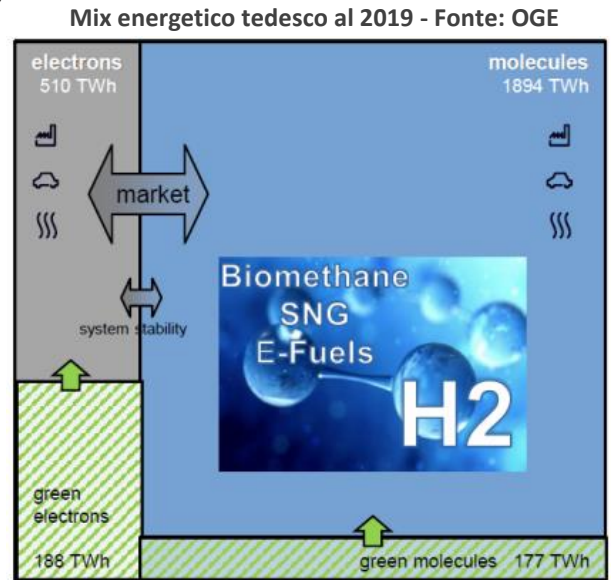
Se questo scenario verrà realizzato occorrerà, quindi, capire come il **settore biogas potrà contribuire alla transizione**. Le tecnologie prima illustrate sono certamente in grado di offrire una risposta, ma la sostenibilità economica dei processi dovrà essere valutata.

Power to Gas

Una delle tecnologie sulle quali si punta molto per il futuro è il cosiddetto Power to Gas. Essa consente, in sintesi, di trasformare idrogeno in metano da immettere in rete. Per la produzione di idrogeno si impiegherebbe elettricità in eccesso in fasi di picco di produzione fotovoltaica o eolica nelle quali il consumo non copre l'offerta. In questo modo **l'energia elettrica in eccesso verrebbe "stoccata" nella rete gas** sotto forma di metano per poi essere impiegata successivamente. Il vantaggio della tecnologia è quello di valorizzare elettricità bilanciando la rete nazionale, ma purtroppo ciò avviene con rendimenti non elevati e quindi con perdite di energia.

I digestori anaerobici potrebbero, in questo ambito, svolgere un importante lavoro, realizzando al loro interno una **metanazione biologica** (cioè trasformazione di idrogeno in metano) in modo più efficiente e meno costoso rispetto

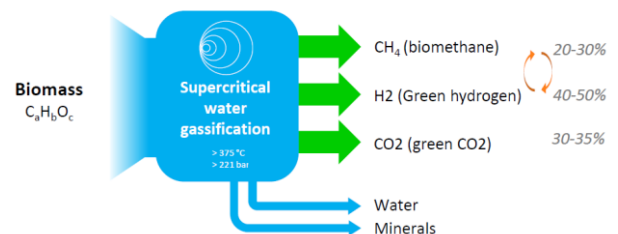
alla tradizionale via chimico-fisica della reazione Sabatier. Le prime esperienze di biometanazione hanno fornito risultati confortanti.



Il processo di Power to gas non è allo stato attuale del mercato e delle reti nazionali, economicamente attuabile, ma potrebbe, in futuro, costituire una opportunità per il sistema biogas italiano, seppur probabilmente solo marginale.

Supercritical Water Gassification

Rimanendo in tema di futuro, il TSO olandese GASUNIE ha comunicato di aver effettuato con esito positivo importanti investimenti nella promettente (ma futuribile) tecnologia della **Supercritical Water Gassification** (tradotto in Gassificazione ad Acqua Supercritica).



Questa tecnologia consente, partendo da varie biomasse (agricole o rifiuti) e sfruttando elevate pressioni e temperature, di arrivare ad un **green gas**

costituito da una miscela di idrogeno (40-50%), metano (20-30%) e CO₂. Un eventuale successo di questa tecnologia (in termini tecnici ed economici) potrebbe rappresentare una svolta anche per il settore biogas italiano.

CONCLUSIONI

Uno sguardo al futuro è interessante per comprendere gli scenari che si stanno aprendo in un periodo di fortissimi ed intensi cambiamenti.

Dobbiamo conoscere ed essere pronti. Ma abbiamo anche il **dovere di essere concreti** e di concentrarci, quindi, sulle soluzioni che con la maggiore probabilità potranno avere successo nei prossimi anni nel settore biogas. Da questo punto di vista occorre riconoscere che le tecnologie mature che potranno

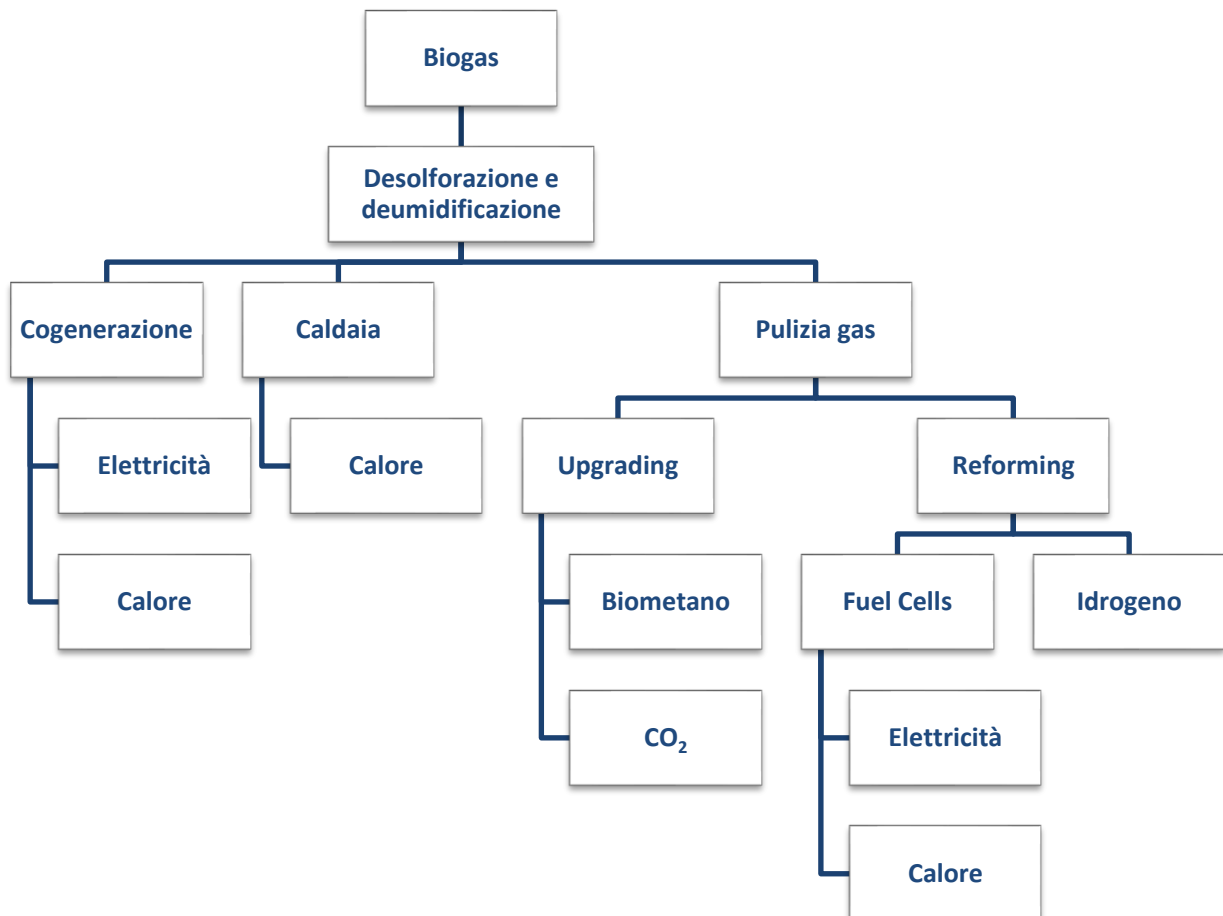
nel breve periodo impattare sul sistema della Digestione Anaerobica agricola sono:

- **Cogenerazione elettrica e termica:** seppure più efficiente e più pulita, la cogenerazione è destinata a rimanere un riferimento per gli impianti agricoli. Una quota maggiore di autoconsumo aziendale ed interaziendale dell'energia sarà un grande vantaggio. Così come tutte le azioni promosse nella Strategia 2024. Auspichiamo, poi, che un corretto incentivo di accompagnamento alla rivoluzione verde che ci attende sia varato in sede legislativa.
- **Biometano:** la produzione di biometano è già una possibilità concreta. Oggi non è per tutti

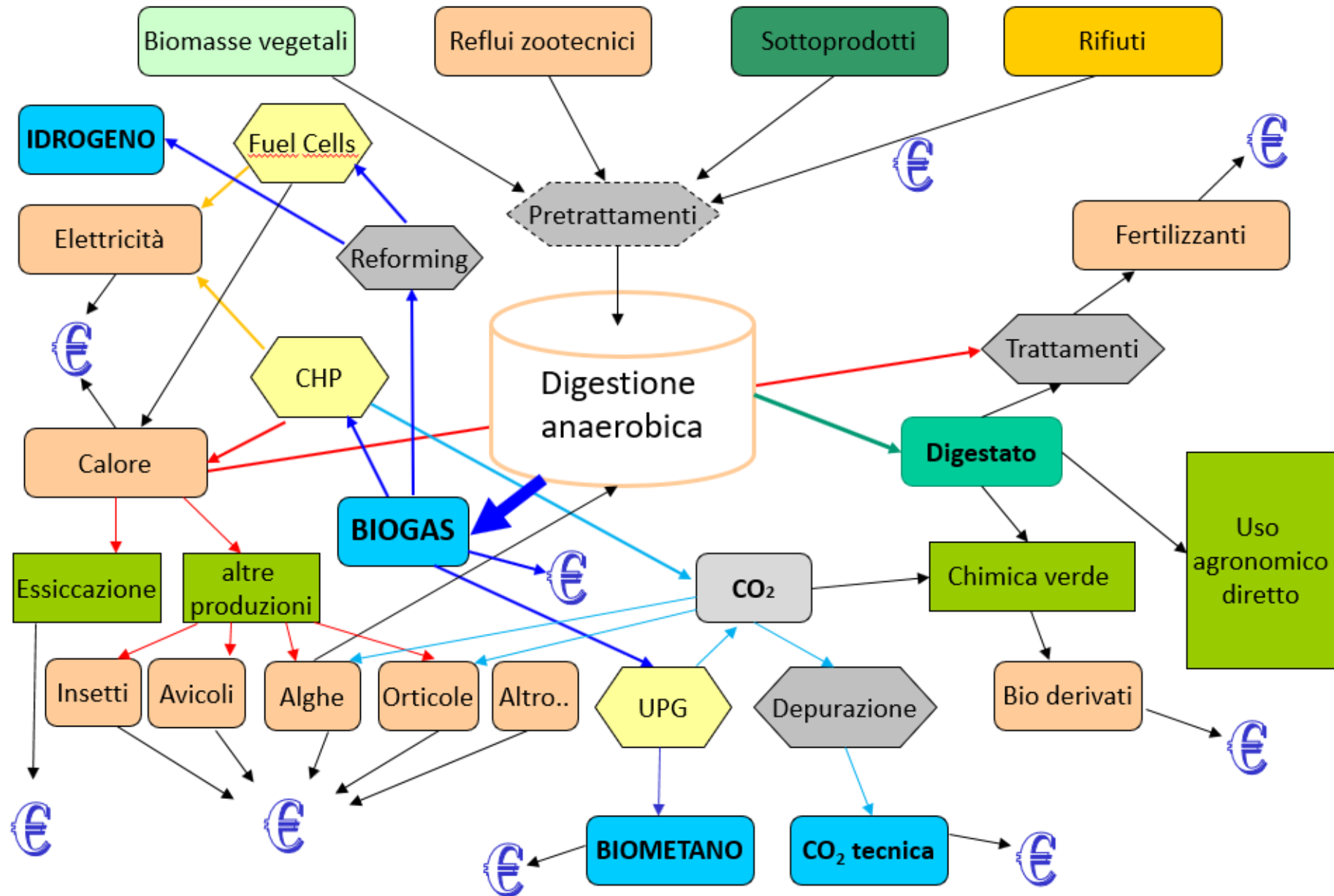
nel mondo agricolo perché richiede disponibilità di matrici a basso costo e una facile connessione alla rete gas. Una modifica "alla francese" del sistema di incentivazione farebbe partire il settore.

- **Fuel Cells ed Idrogeno:** questo è uno scenario in divenire. Devono scendere i costi industriali degli impianti. Ma l'opportunità è grande e concreta e consentirebbe di produrre idrogeno, elettricità e calore virtualmente senza emissioni. Una rivoluzione per il settore. Seguiremo la tecnologia con attenzione, partendo appena possibile con installazioni prototipali.

Diagramma 1 -Possibilità di valorizzazione del biogas - Elaborazione CMA



La filiera del biogas



COMPETITIVITÀ

✚ Aumento dell'efficienza del processo

✚ Azione 1.d e 3 Strategia 2024

L'efficienza energetica del sistema biogas italiano

Partendo dal conto colturale o dal prezzo di fornitura il CMA ha messo a punto un metodo sintetico di calcolo del costo del kilowattora o metro cubo di metano

Il biogas da fonte agricola rappresenta uno dei sistemi energetici rinnovabili più significativi a livello nazionale.

Parco installato

Secondo il GSE, al 2017, risultavano attivi in Italia 1.629 Impianti biogas agricoli, con una

Produzione da fonte rinnovabile in Italia nel 2017 (Fonte: rapporto GSE)

| Fonte | Potenza | Energia | % Energia |
|---------------------------|---------------|--------------|---------------|
| | MW | TWh | |
| Idraulica | 18.863 | 36,2 | 29,4% |
| Eolica | 9.766 | 17,7 | 14,4% |
| Solare | 19.682 | 24,4 | 19,8% |
| Geotermica | 813 | 6,2 | 5,0% |
| Bioenergie | 4.135 | 19,4 | 15,7% |
| Biomasse solide | 1.667 | 6,6 | 5,4% |
| Biogas | 1.444 | 8,3 | 6,7% |
| Bioliquidi | 1.024 | 4,5 | 3,6% |
| TOTALE RINNOVABILI | 53.259 | 123,3 | 100,0% |

Esso produce energia elettrica a copertura del 6,7% delle fonti rinnovabili nazionali (GSE 2017).

Il mantenimento o il rafforzamento di questo ruolo sarà, in futuro, condizionato al miglioramento dell'efficienza energetica ed ambientale del sistema.

La produzione di energia da biogas avviene, ad oggi, quasi esclusivamente tramite cogeneratori a gas di taglia variabile, ma quasi esclusivamente rientrante fra i 100 ed i 1000 kWe di potenza elettrica nominale per effetto dei passati sistemi di incentivazione.

potenza installata di 988 MWe ed una produzione di 6,7 TWh.

Di questi, al 31/12/2017, 125 erano impianti FER DM 23/6/2016, per una potenza di 20,4 MWe. Al 30/6/2019 gli impianti FER del DM erano 202 per 45 MWe di potenza installata. A quella data, quindi, risultavano in esercizio **1.706 impianti biogas agricoli per una potenza di 1.013 MWe** con produzione elettrica annua intorno ai **6,9 TWh**. La potenza media dell'impianto agricolo italiano risultava, quindi, di **594 kWe**.

Il caso CMA

Al 31/12/2019 risultavano attivi 131 impianti biogas iscritti al CMA. Di questi il 70%, per l'89% della potenza, erano incentivati a 0,28



Marco Marchisone

CMA

Sfruttare il calore del biogas

Il mancato sfruttamento del calore può rendere i biogas cogenerativi meno efficienti della loro alternativa a biometano. L'uso del calore è fattibile negli impianti di piccola taglia (<300 kWe). Per quelli di grande taglia, in assenza di progetti di valorizzazione termica, il biometano potrà rappresentare una soluzione.

€/KWh ai sensi del DM dicembre 2008, mentre solo il 30% erano impianti FER.

La potenza media degli impianti FER era di 184 kWe, mentre quella degli impianti 0,28 era di 654 kWe. **La potenza media dell'impianto CMA era quindi di 514 kWe** (più bassa di quella nazionale, influenzata dagli impianti lombardi).

Un passaggio essenziale per la valutazione dell'efficienza della filiera è l'analisi dei rendimenti elettrici dei cogeneratori impiegati sugli impianti italiani.

Ai fini della corretta definizione dei rendimenti e dei costi si è, quindi, proceduto a dividere gli impianti in 5 classi di potenza:

1. fino a 100
2. 100-250
3. 250-500
4. 500-750
5. 750-1000

Per ognuna delle classi si è, quindi, definito il numero di impianti ed il rendimento elettrico medio della classe, per giungere, quindi, alla potenza elettrica ed alla potenza primaria.

Rendimento elettrico dei gruppi

Analizzando le schede tecniche di tutti i motori presenti nelle varie classi sull'intero campione CMA si è giunti a definire un rendimento per ogni tipo di impianto.

disponibile (circuite motore + fumi), con picchi di potenza pari anche al 50% della disponibile.

Al netto del riscaldamento dei digestori, la valorizzazione del termico risulta, purtroppo, ridotta o saltuaria. In queste condizioni il PES (Primary Energy Saving) del sistema risulta minore di zero.

È del tutto evidente, quindi, che l'aumento della valorizzazione del termico deve essere un obiettivo



occorrerebbe una fonte fossile (es. gas) con energia pari a 13,3 TWh e quindi si risparmiano 1,4 Mld

Smc/anno di gas naturale di origine fossile.

In realtà, sulla base delle efficienze dei biogas elettrici sopra citate si può assumere che essi impieghino, ad oggi, circa 1,9 Mld Smc/anno di metano contenuto nel loro biogas.

Considerando ausiliari e perdite, un impianto biogas elettrico che impiega 100

MWh di energia nel biogas consente di risparmiare circa 68 MWh di energia nel gas fossile. Ai fini del bilancio complessivo occorre, però, considerare che ad oggi nei biogas cogenerativi viene valorizzata una quota di termico minore rispetto al competitor turbogas. Questo comporta un consumo virtuale extra di gas fossile per generare il calore utile mancante (altri 6 MWh circa).

Biometano

A fini puramente comparativi la stessa analisi fin qui condotta è stata realizzata per il sistema del biometano.

A partire dal metano contenuto nel biogas, un impianto di biometano svolge una serie di attività che consumano idealmente o realmente una quota parte dell'energia contenuta nella fonte primaria (biogas). In sintesi, le perdite di

Impianti CMA al 31/12/19 suddivisi per classi di potenza con relativi rendimenti elettrici e termici - Fonte: Elaborazione CMA

| Classe Potenza impianti | n | % | P Elettrica kWe | % P elettrica | Rend. EE % | P primaria kW | Rend. ET % | P Termica kWt |
|-------------------------|------------|---------------|-----------------|---------------|--------------|----------------|--------------|---------------|
| 1 (< 100) | 24 | 18,3% | 2.358 | 3,5% | 37,0% | 6.373 | 47,3% | 3.011 |
| 2 (100-250) | 29 | 22,1% | 6.682 | 9,9% | 37,6% | 17.759 | 46,8% | 8.308 |
| 3 (250-500) | 20 | 15,3% | 7.069 | 10,5% | 38,3% | 18.481 | 46,3% | 8.559 |
| 4 (500-750) | 15 | 11,5% | 9.465 | 14,1% | 38,9% | 24.347 | 45,8% | 11.162 |
| 5 (750-1000) | 43 | 32,8% | 41.772 | 62,0% | 39,5% | 105.752 | 45,4% | 47.985 |
| | 131 | 100,0% | 67.346 | 100,0% | 39,0% | 172.713 | 45,8% | 79.025 |

Il rendimento elettrico medio degli impianti biogas CMA (e probabilmente degli impianti biogas in genere in Italia) è del **39,0%**. Tale valore può, quindi, essere assunto come riferimento. Sulla base dei report relativi all'anno 2019 si è, quindi, ricavato il valore medio degli ausiliari elettrici degli impianti CMA, che è risultato del 9,02% dell'elettricità generata.

Gestione del calore

Sempre sulla base delle schede tecniche per classe di motore si è proceduto a verificare il rendimento termico per ogni categoria e, quindi, il rendimento termico medio che è risultato del 45,8%.

Sulla base di rilevamenti presso gli impianti suffragati da dati progettuali si è quindi stimato il consumo termico degli impianti che è risultato essere circa del 5% del calore potenzialmente

primario per il settore.

Impatto energetico del biogas

Per poter stimare l'impatto complessivo del comparto biogas sul sistema energetico nazionale, volendo mantenere un approccio semplice e pragmatico, si è optato per la valutazione del gas naturale di origine fossile risparmiato annualmente. Per tale conteggio si è assunta, in via del tutto ipotetica, la sostituzione di energia elettrica e termica generata da una centrale turbogas di ultima generazione assumendone il rendimento elettrico al 52% e quello termico al 36%.

Per generare idealmente con un turbogas l'elettricità di un impianto da 999 kWe occorrerebbero 15.280 MWh di energia fossile e quindi 1,65 MSmc/anno di metano.

Per generare con turbogas i 6,9 TWh di elettricità prodotta dal biogas agricolo italiano,

energia nel processo avvengono in due punti critici:

- Perdita di metano nell'off gas
- Ausiliari elettrici e termici

Perdita nell'off gas

La fase di separazione del metano dalla CO₂ contenuta nel biogas comporta inevitabilmente una efficienza. È impossibile separare tutto il metano, per cui una quota variabile fra lo 0,2% ed il 4-5% finisce nell'off gas. La perdita di

biometano, molto importanti. A valle della biologia (che è la stessa di un impianto con CHP), il solo upgrading consuma energia elettrica indicativamente pari a circa 0,26-0,30 kWh/Nmc di biogas. Per un impianto da 250 Smc/h (circa 1 MWe) circa 130-150 kWe sono impegnati in continuo.

Oltre all'upgrading ci sono, poi, compressori, cabina REMI, sistemi

consente di acquistare gas di rete per generare energia ausiliaria.

In questo modo risulta agevole calcolare che partendo da 100 MWh di energia contenuta nel biogas, si immettono in rete circa 76 MWh di energia nel biometano (detratti 23% di autoconsumo e 1% di perdite).

Conclusioni

Da un punto di vista energetico il ruolo del biogas elettrico è decisamente importante, consentendo di risparmiare fino a 1,4 Mld di Smc/anno di gas fossile. L'efficienza del sistema è limitata dalla scarsa valorizzazione del calore prodotto.

Alle condizioni attuali, quindi, il biogas elettrico presenta un gap di risparmio di fonte fossile rispetto al concorrente biometano pari a circa il 17,5%. Per raggiungere sommariamente le stesse performances occorrerebbe **valorizzare almeno il 32% del calore prodotto** negli impianti biogas cogenerativi.

Dall'analisi condotta si evince che il biogas elettrico rappresenta ancora la soluzione vincente nei contesti agricoli ove siano presenti elevati fabbisogni termici (almeno il 32% del calore prodotto) e, in futuro, elettrici. Questa situazione è **davvero comune per gli impianti di taglia medio piccola (<300 kWe)**, mentre non è diffusa fra i grandi impianti. Per queste taglie elevate, al contrario, in assenza di prospettive di valorizzazione di quote importanti di energia termica **il biometano potrà rappresentare una soluzione razionale** ove i futuri sistemi di incentivazione dovessero consentire una riconversione in termini anche economicamente sostenibili.

Sistema di Upgrading del biogas a biometano



metano rappresenta un serio problema per l'ambiente oltre che un danno economico ed energetico. Il metano è, infatti, un gas a forte effetto serra e per questo motivo un comune obiettivo tecnologico è quello di contenere le perdite nell'off gas ad un massimo dello 0,5-0,6% (fattibile con vari sistemi, fra cui membrane, carbonato di potassio, ecc).

Gli ausiliari

Come noto il DM 2 marzo 2018 sul biometano non prevede di sottrarre gli ausiliari. È quindi possibile acquistare dalla rete nazionale elettricità, calore oppure gas naturale per cogenerare le forme di energia necessarie.

In tutti i casi i consumi di energia per i sistemi ausiliari sono, nel

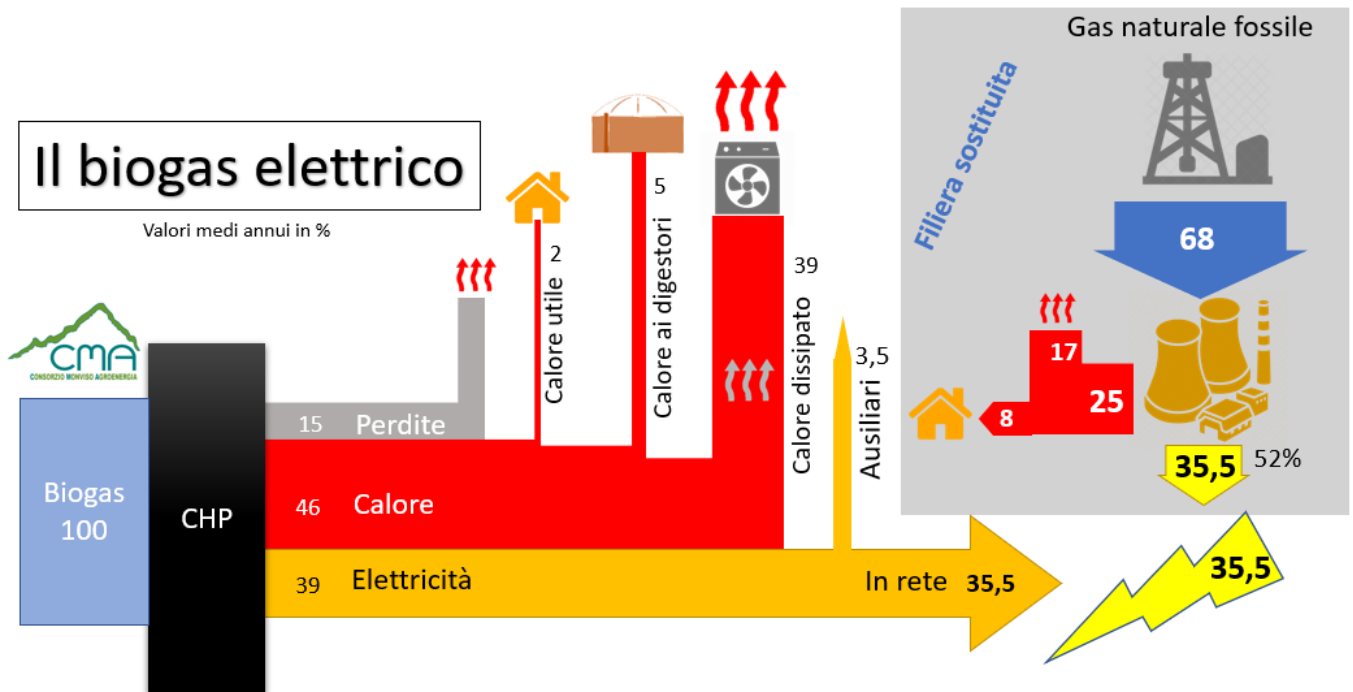
di purificazione gas, ecc. Il tutto per un consumo energetico (elettrico e termico) che, su base annua, è stimabile nel 20-25% dell'energia primaria contenuta nel biogas.

Impatto energetico del biometano

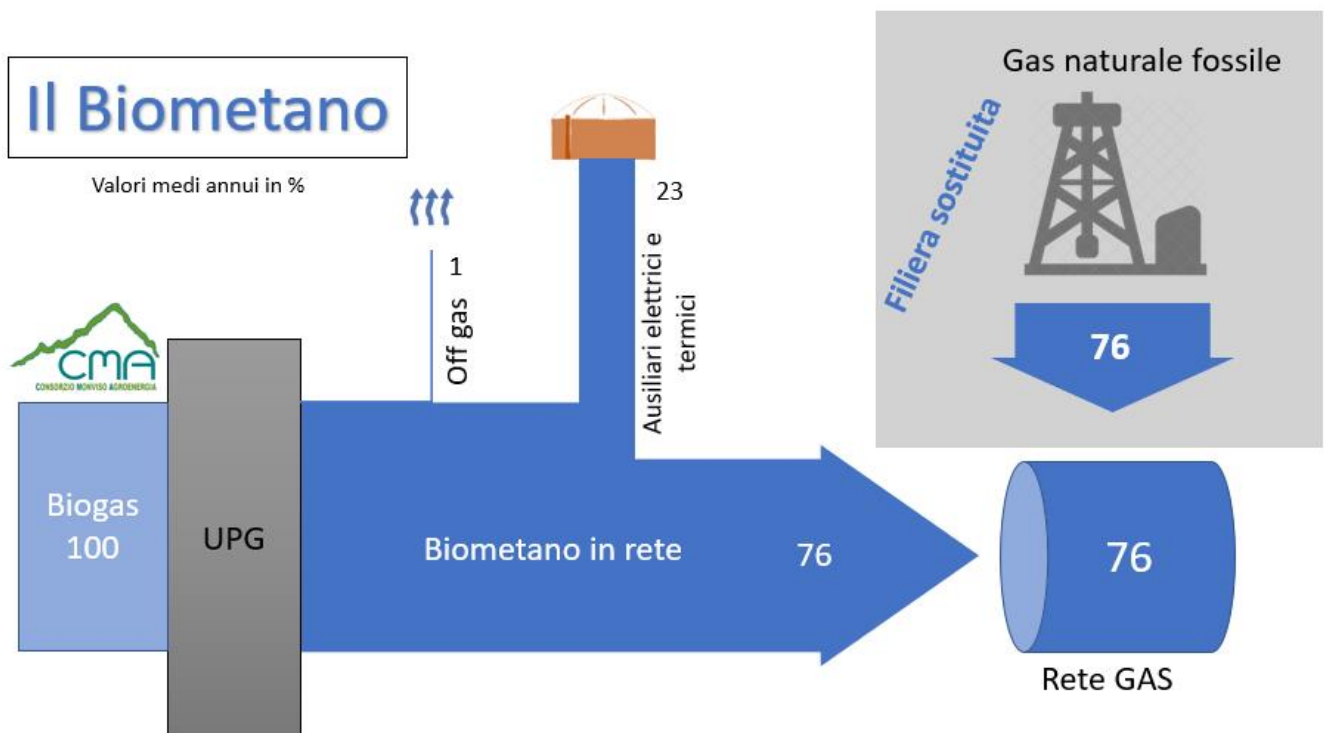
Analogamente a quanto calcolato per il biogas si può procedere al calcolo del risparmio di gas naturale fossile. A fini energetici, ovviamente, sono stati detratti i consumi degli ausiliari e le perdite nell'off gas, anche se la norma



Esempio 1: Bilancio energetico sintetico di un impianto biogas elettrico: viene sostituita la generazione di energia elettrica e termica in una centrale turbogas. Il gap di calore utile fra i due sistemi è del 6% dell'energia primaria.



Esempio 2: Bilancio energetico sintetico di un impianto biometano: viene sostituito l'impiego di gas naturale destinato ad autotrazione. Il gas immesso contiene energia pari al 76% dell'energia contenuta nel biogas.



COMPETITIVITÀ

Riduzione del costo delle diete

Azione 1.a Strategia 2024

Un metodo sintetico di calcolo del costo di produzione delle matrici

Partendo dal conto colturale o dal prezzo di fornitura il CMA ha messo a punto un metodo sintetico di calcolo del costo del kilowattora o metro cubo di metano

Come evidenziato dalle stime CMA del costo di produzione del biogas (riportate all'inizio di questo speciale), **l'alimentazione incide fino al 50% sui costi complessivi di produzione** dell'energia elettrica da biogas. Solo gli impianti con elevata quota di reflui zootecnici aziendali (se con scarsa incidenza del costo del trasporto) riescono ad avere costi di alimentazione più bassi, mentre non sempre l'impiego di sottoprodotti consente di conseguire risparmi.

Per consentire un agevole comparazione dei costi delle diverse matrici in ingresso, il CMA ha messo a punto un metodo speditivo di calcolo, che tiene conto dei seguenti costi:

- Matrice resa all'impianto, inclusi costi di trasporto
- Carico e digestione (tramoggia, mixer, pompe, ecc)
- Separazione solido liquido
- Distribuzione in campo

Sono, quindi, stati considerati **esclusivamente costi variabili di esercizio** che possono essere incrementati o ridotti tramite la scelta di diverse matrici, più o meno energetiche. Al contrario non sono stati considerati i costi fissi legati ad investimenti già effettuati e non

contraibili con la scelta di diverse matrici.

Il costo nell'intero ciclo di vita consente di **tenere in conto anche la densità energetica della matrice**, considerando i maggiori costi di digestione e spandimento di matrici povere.

Costo della matrice resa

Per calcolare il valore della matrice resa all'impianto si è calcolato il costo di produzione con il **metodo dei conti colturali** per quanto riguarda le colture o del mero costo di trasporto per quanto riguarda i reflui o altri sottoprodotti. A questo costo di produzione si è aggiunto un **marginale aziendale** fra 10% per le matrici più commerciali ed il 3% per quelle di norma autoprodotte (stocchi, Arundo, ecc). Per gli effluenti zootecnici si è fatto riferimento al prezzo medio di mercato rilevato fra gli impianti CMA tenendo conto del valore fertilizzante ed ammendante.

Si è così giunti ad un costo ritenuto corretto della matrice che, al netto dell'inflazione che in futuro modificherà i prezzi dei fattori produttivi, prescinde dai picchi di mercato. Si tratta, quindi, del



Simone Caffaro
CMA



Simone Morra
CMA

I costi di produzione

Con un metodo empirico sintetico è possibile stimare in via speditiva il costo di produzione del metro cubo di metano o del kWh elettrico tenendo conto del ciclo di vita della matrice (dal campo al digestore, al campo). Per valori precisi occorre effettuare il calcolo per la propria matrice.

giusto prezzo che dovrebbe, a prezzi dei fattori attuali, essere pagato all'agricoltore per il prodotto reso.

Carico e digestione

Il costo di carico e digestione viene applicato al m³ di matrice in ingresso ed è stato stimato a partire dai costi di gestione medi degli impianti CMA analizzati (consumi elettrici di tramogge, mixer, pompe, manutenzioni, ecc). Il volume trattato è stato ridotto al valore medio fra il volume in ingresso e quello in uscita dal digestore, al netto dell'abbattimento dei solidi volatili per quella matrice. Si è quindi ottenuto un valore forfettario di 2,5 €/m³ che non pretende di avere valore per il singolo impianto ma può essere assunto come riferimento indicativo.

Costo di spandimento

Il costo di spandimento con distribuzione a raso o bande a bassa pressione è stato assunto,

sulla base di analisi sintetiche suffragate da studi del dipartimento di meccanica agraria

dell'Università di Torino in 2,5 €/m³ per distanze minori di 5 km.

In caso di interrimento immediato o impiego di macchine speciali, il costo può fino a raddoppiare.

Alcuni esempi: costo di produzione di alcune biomasse da biogas (areale padano) - Elaborazione CMA

| Operazione | IMA | | | | ITR | | ISM | | IAD | |
|----------------------------------|-------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------------|----------------------------------|----------------|
| | Silomais di 1° raccolto | | | | Triticale Silo | | Stocco di mais | | Arundo donax (valori medi annui) | |
| Quota beneficio fondiario | 100% | 100% | 100% | 100% | 67% | 67% | 0% | 0% | 100% | 100% |
| Zona affitto | Basso | Medio | Medio | Alto | Basso | Medio | | | Basso | Medio |
| Produzione (t/ha) | 55,0 | 60,0 | 65,0 | 70,0 | 32,0 | 37,0 | 15,0 | 24,1 | 80,0 | 98,9 |
| Calo ponderale | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% | 7% | 4% | 4% | 5% | 5% |
| | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha |
| Affitto/Beneficio fondiario | 262,0 | 655,0 | 655,0 | 1.048,0 | 174,7 | 436,7 | - | - | 262,0 | 655,0 |
| Spandimento digestato | 150,0 | 150,0 | 150,0 | 150,0 | 150,0 | 150,0 | - | - | 120,0 | 120,0 |
| Lavorazione del terreno | 130,0 | 130,0 | 130,0 | 130,0 | 90,0 | 90,0 | - | - | 21,4 | 21,4 |
| Preparazione letto di semina | 80,0 | 80,0 | 80,0 | 80,0 | 70,0 | 70,0 | - | - | - | - |
| Semina, impianto, espianto | 270,0 | 270,0 | 270,0 | 270,0 | 135,0 | 135,0 | - | - | 357,1 | 357,1 |
| Concimazione | 352,8 | 352,8 | 352,8 | 352,8 | 126,0 | 126,0 | - | - | - | - |
| Difesa fitosanitaria | 120,0 | 120,0 | 120,0 | 120,0 | | | | | | |
| Diserbo | 135,0 | 135,0 | 135,0 | 135,0 | 42,0 | 42,0 | - | - | - | - |
| Irrigazione | 350,0 | 350,0 | 350,0 | 350,0 | - | - | - | - | 140,0 | 140,0 |
| Direzione, assicur., spese varie | 150,0 | 150,0 | 150,0 | 150,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 50,0 | 50,0 |
| TOTALE PIANTA IN PIEDI | 1.999,8 | 2.392,8 | 2.392,8 | 2.785,8 | 847,7 | 1.109,7 | 60,0 | 60,0 | 950,6 | 1.343,6 |
| Pagamenti PAC | - 370,0 | - 370,0 | - 370,0 | - 370,0 | - 246,7 | - 246,7 | - | - | - 370,0 | - 370,0 |
| PIANTA IN PIEDI netto PAC | 1.629,8 | 2.022,8 | 2.022,8 | 2.415,8 | 601,0 | 863,0 | 60,0 | 60,0 | 580,6 | 973,6 |
| | €/t | | | | €/t | | €/t | | €/t | |
| TOTALE PIANTA IN PIEDI | 29,6 | 33,7 | 31,1 | 34,5 | 18,8 | 23,3 | 4,0 | 2,5 | 7,3 | 9,8 |

| RACCOLTA | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha | €/ha |
|------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------|--------------|----------------|----------------|
| Trinciatura | 210,0 | 210,0 | 210,0 | 210,0 | 180,0 | 180,0 | 225,0 | 225,0 | 210,0 | 210,0 |
| Trasporto, tempi morti | 165,0 | 180,0 | 195,0 | 210,0 | 96,0 | 111,0 | 45,0 | 72,4 | 240,0 | 296,8 |
| Insilamento, stoccaggio | 154,0 | 168,0 | 182,0 | 196,0 | 89,6 | 103,6 | 42,0 | 67,6 | 224,0 | 277,0 |
| TOTALE COSTO RACCOLTA | 529,0 | 558,0 | 587,0 | 616,0 | 365,6 | 394,6 | 312,0 | 365,0 | 674,0 | 783,8 |
| TOTALE COSTO RESO | 2.158,8 | 2.580,8 | 2.609,8 | 3.031,8 | 966,6 | 1.257,6 | 372,0 | 425,0 | 1.254,6 | 1.757,4 |
| Calo ponderale | 151,1 | 180,7 | 182,7 | 212,2 | 67,7 | 88,0 | 14,9 | 17,0 | 62,7 | 87,9 |
| TOTALE COSTO A 100 GG | 2.309,9 | 2.761,5 | 2.792,5 | 3.244,0 | 1.034,3 | 1.345,6 | 386,9 | 442,0 | 1.317,3 | 1.845,2 |
| | €/t | | | | €/t | | €/t | | €/t | |
| TOTALE COSTO A 100 GG | 42,0 | 46,0 | 43,0 | 46,3 | 32,3 | 36,4 | 25,8 | 18,3 | 16,5 | 18,7 |

I conti culturali si riferiscono a contesti di buona/ottima fertilità, con tecniche colturali tradizionali (aratura, erpicatura, concimazioni, diserbi, ecc). Sono previsti 5 turni di irrigazione per il mais e 3 per Arundo. I dati di dettaglio sono disponibili per ogni esempio. Lo stocco di mais è stato calcolato con indice di raccolta del 50% e dell'80% (15 t/ha e 24,1 t/ha). I pagamenti PAC sono stati detratti per ottenere i costi che devono essere remunerati dal mercato.

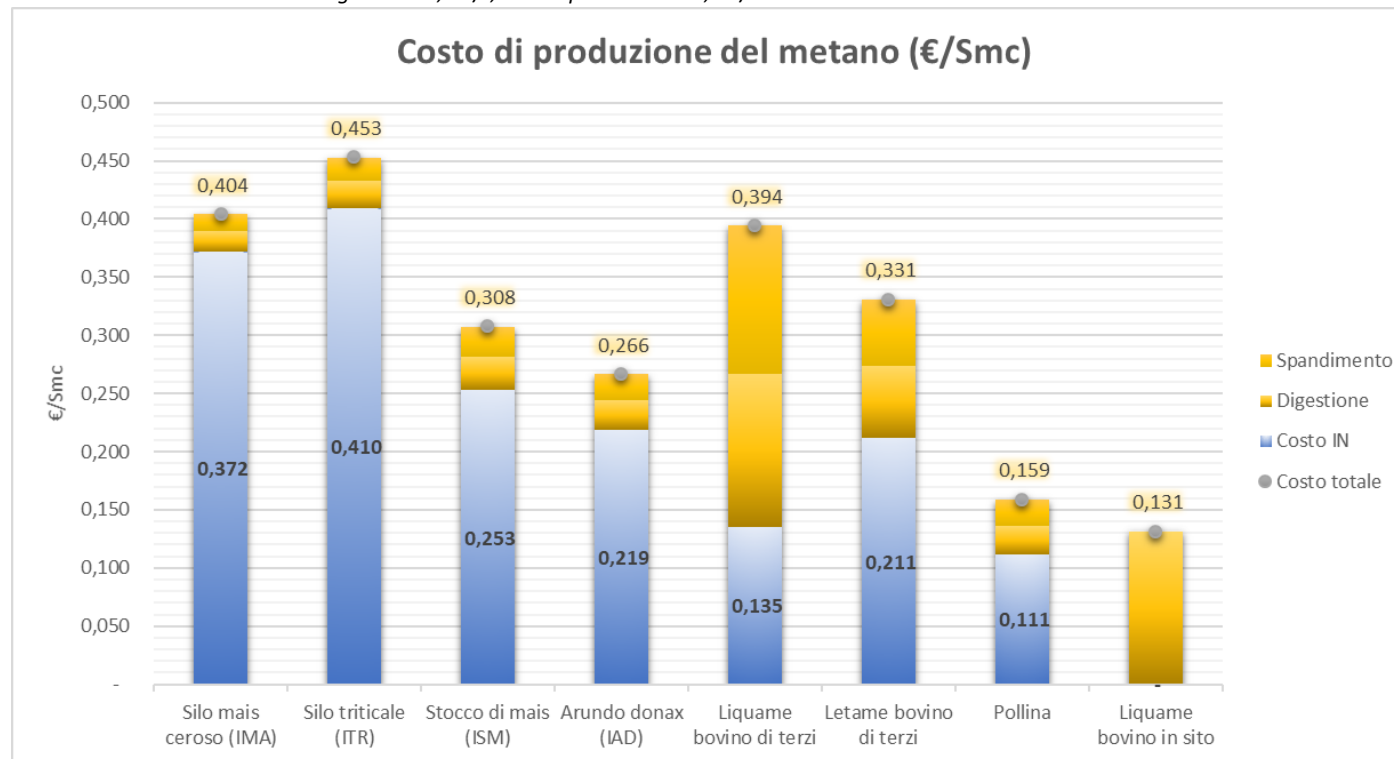
Conto culturale e costo di produzione di Arundo donax (Elaborazione CMA e Dott. Samuele Lonati)

| INSILATO DI ARUNDO DONAX (IAD) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|-----------|------|------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|-------------|-----|
| Operazione | um | n | €/um | €/ha | | | | | | | | | | | | | | Somma | media | €/t | |
| | | | | 1 | 2 | 3 | 4-12 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | | | | |
| Produzione (t/ha tq) | t/ha | | | 10 | 55 | 100 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 100 | 80 | 80 | 1.385,0 | 98,9 | | |
| Affitto/Beneficio Fondiario (12/12) | ha | 1 | 655 | 655 | 655 | 655 | 655 | 655 | 655 | 655 | 655 | 655 | 655 | 655 | 655 | 655 | 655 | 9.170 | 655 | 6,6 | |
| Pagamenti PAC | | | | - 370 | - 370 | - 370 | - 370 | - 370 | - 370 | - 370 | - 370 | - 370 | - 370 | - 370 | - 370 | - 370 | - 370 | - 5.180 | - 370 | - 3,7 | |
| Quota impianto Arundo donax | ha | 1 | 4000 | 4.000 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4.000 | 286 | 2,9 | |
| Preparazione letto semina | ha | 1 | 300 | 300 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 300 | 21 | 0,2 | |
| Quota espianto Arundo donax | ha | 1 | 1000 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.000 | 1.000 | 71 | 0,7 |
| Spandimento digestato a raso | ha | 1 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 1.680 | 120 | 1,2 | |
| Irrigazione (interventi) | n | 2 | 70 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 140 | 1.960 | 140 | 1,4 | |
| Direzione, spese varie | ha | 1 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 700 | 50 | 0,5 | |
| TOTALE COSTI PIANTA IN PIEDI | | | | 4.895 | 595 | 595 | 595 | 595 | 595 | 595 | 595 | 595 | 595 | 595 | 595 | 595 | 595 | 13.630 | 974 | 9,8 | |
| Trinciatura | ha | 1 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 210 | 2.940 | 210 | 2,1 | |
| Trasporto 5 km | t/viaggio | 15,0 | 45 | 30 | 165 | 300 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 | 4.155 | 297 | 3,0 | |
| Insilamento, stoccaggio, tempi morti | t | | 2,8 | 28 | 154 | 280 | 336 | 336 | 336 | 336 | 336 | 336 | 336 | 336 | 280 | 224 | 224 | 3.878 | 277 | 2,8 | |
| TOTALE COSTO RACCOLTA | | | | 268 | 529 | 790 | 906 | 906 | 906 | 906 | 906 | 906 | 906 | 906 | 790 | 674 | 674 | 10.973 | 784 | 7,9 | |
| TOTALE COSTI IN TRINCEA | | | | 5.163 | 1.124 | 1.385 | 1.501 | 1.501 | 1.501 | 1.501 | 1.501 | 1.501 | 1.501 | 1.501 | 1.385 | 1.269 | 2.269 | 24.603 | 1.757 | 17,8 | |
| Calo ponderale | | | | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5% | |
| Costo a ton 100 gg insilamento | | | | 543 | 22 | 15 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 15 | 17 | 30 | 19 | 18,7 | 18,7 | |

Costo di produzione del metano e del kWh elettrico da ciclo di vita delle principali matrici impiegate nel biogas (Elaborazione CMA) ⁽¹⁾

| Matrice insilata | Prezzo IN | ST | SV | Abbatt. | Abb | Uscita | Digestione | Spand | Totale | Resa | Costo IN | | Digestione | Spandimento | Ciclo | | Var IMA |
|-------------------------|-----------|-------|-------|---------|-------|--------|------------|-------|-------------|-------|--------------|--------------|------------|-------------|--------------|--------------|---------|
| | €/t | % | % | % | % | % | €/t | €/t | €/t | Nmc/t | €/Smc | €/kWh | €/Smc | €/Smc | €/Smc | €/kWh | |
| Silo mais ceroso (IMA) | 47,0 | 34,0% | 32,0% | 83% | 26,5% | 73,5% | 2,2 | 1,8 | 51,0 | 119,7 | 0,372 | 0,104 | 0,017 | 0,015 | 0,404 | 0,113 | 0 |
| Silo triticale (ITR) | 39,0 | 32,0% | 30,1% | 78% | 23,5% | 76,5% | 2,2 | 1,9 | 43,1 | 90,2 | 0,410 | 0,114 | 0,023 | 0,020 | 0,453 | 0,126 | 12% |
| Stocco di mais (ISM) | 19,0 | 36,0% | 32,4% | 72% | 23,3% | 76,7% | 2,2 | 1,9 | 23,1 | 71,3 | 0,253 | 0,070 | 0,029 | 0,025 | 0,308 | 0,086 | -24% |
| Arundo donax (IAD) | 19,0 | 34,0% | 31,6% | 75% | 23,7% | 76,3% | 2,2 | 1,9 | 23,1 | 82,2 | 0,219 | 0,061 | 0,025 | 0,022 | 0,266 | 0,074 | -34% |
| Liquame bovino di terzi | 2,5 | 8,0% | 7,2% | 75% | 5,4% | 94,6% | 2,4 | 2,4 | 7,3 | 17,5 | 0,135 | 0,038 | 0,131 | 0,128 | 0,394 | 0,110 | -2% |
| Letame bovino di terzi | 8,0 | 22,0% | 17,2% | 75% | 12,9% | 87,1% | 2,3 | 2,2 | 12,5 | 35,9 | 0,211 | 0,059 | 0,062 | 0,058 | 0,331 | 0,092 | -18% |
| Pollina | 10,0 | 35,0% | 26,3% | 75% | 19,7% | 80,3% | 2,3 | 2,0 | 14,3 | 85,1 | 0,111 | 0,031 | 0,025 | 0,022 | 0,159 | 0,044 | -61% |
| Liquame bovino in sito | - | 8,0% | 7,2% | 75% | 5,4% | 94,6% | 2,4 | - | 2,4 | 17,5 | - | - | 0,131 | - | 0,131 | 0,037 | -67% |

(1) Rendimento elettrico =38%. Costo digestione 2,5 €/t, costo spandimento 2,5 €/t



PRODUCIBILITA' IN BIOGAS DELLE PRINCIPALI BIOMASSE

| CMA | Matrice | | | | | | | Biogas | | | | | CH4 biogas | CH4 | VE | Contributo Potenza kWe (su rendimento motore) | | | | Azoto | | |
|------|-----------------------------|---------------|------------|--------------|--------------|---------------|-------------|-------------|--------------|-------------|------------|---------------|---------------|------------|-------------|--|-------------|-------------|-------------|-----------|------------|------------|
| | COD | Denominazione | t/mc | t/d | ST | SV/ ST | SV% | SV t | Nmc/ kgSV | Nmc/t SS | Nmc/t | Nmc/d | Nmc/ anno | % | Nmc/t | SMeq | 36% | 38% | 40% | 42% | kg/t ss | kg/t tq |
| RLS | Liquame suini | 1,00 | 1,0 | 4,0% | 90,0% | 3,60% | 0,04 | 0,42 | 378 | 15 | 15 | 5.519 | 60% | 9 | 0,08 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 1,6 | 80 | 3,2 | 94,7 |
| RLB | Liquame bovini | 1,00 | 1,0 | 8,0% | 90,0% | 7,20% | 0,07 | 0,42 | 378 | 30 | 30 | 11.038 | 58% | 18 | 0,15 | 2,6 | 2,7 | 2,9 | 3,0 | 40 | 3,2 | 49,0 |
| RTB | Letame bovini paglia | 0,75 | 1,0 | 22,0% | 78,0% | 17,16% | 0,17 | 0,38 | 296 | 65 | 65 | 23.801 | 55% | 36 | 0,30 | 5,3 | 5,6 | 5,9 | 6,2 | 20 | 4,4 | 32,9 |
| RPO | Pollina | 0,60 | 1,0 | 35,0% | 75,0% | 26,25% | 0,26 | 0,60 | 450 | 158 | 158 | 57.488 | 54% | 85 | 0,71 | 12,5 | 13,2 | 13,9 | 14,6 | 50 | 17,5 | 55,3 |
| RPD | Pollina disidratata | 0,60 | 1,0 | 50,0% | 75,0% | 37,50% | 0,38 | 0,60 | 450 | 225 | 225 | 82.125 | 54% | 122 | 1,02 | 17,9 | 18,9 | 19,8 | 20,8 | 50 | 25,0 | 55,3 |
| IMA | Mais insilato ceroso | 0,80 | 1,0 | 34,0% | 94,0% | 31,96% | 0,32 | 0,72 | 677 | 230 | 230 | 83.991 | 52% | 120 | 1,00 | 17,6 | 18,6 | 19,5 | 20,5 | 11 | 3,7 | 8,4 |
| IPM | Mais pastone integrale | 0,80 | 1,0 | 70,0% | 95,5% | 66,85% | 0,67 | 0,70 | 669 | 468 | 468 | 170.802 | 53% | 248 | 2,07 | 36,5 | 38,5 | 40,5 | 42,5 | 14 | 10,0 | 10,8 |
| ITR | Triticale insilato | 0,80 | 1,0 | 32,0% | 94,0% | 30,08% | 0,30 | 0,60 | 564 | 180 | 180 | 65.875 | 50% | 90 | 0,75 | 13,3 | 14,0 | 14,7 | 15,5 | 14 | 4,5 | 13,3 |
| IOR | Orzo insilato | 0,80 | 1,0 | 32,0% | 94,0% | 30,08% | 0,30 | 0,62 | 583 | 186 | 186 | 68.071 | 51% | 95 | 0,79 | 14,0 | 14,8 | 15,5 | 16,3 | 14 | 4,5 | 12,6 |
| ILO | Loietto insilato | 0,50 | 1,0 | 28,0% | 94,0% | 26,32% | 0,26 | 0,60 | 564 | 158 | 158 | 57.641 | 50% | 79 | 0,66 | 11,6 | 12,3 | 12,9 | 13,5 | 18 | 5,0 | 17,1 |
| IEM | Erba medica insilato | 0,50 | 1,0 | 34,0% | 94,0% | 31,96% | 0,32 | 0,62 | 583 | 198 | 198 | 72.325 | 51% | 101 | 0,84 | 14,9 | 15,7 | 16,5 | 17,3 | 25 | 8,6 | 22,8 |
| ISZ | Sorgo zucch. Insilato | 0,80 | 1,0 | 28,0% | 94,0% | 26,32% | 0,26 | 0,62 | 583 | 163 | 163 | 59.562 | 50% | 82 | 0,68 | 12,0 | 12,7 | 13,3 | 14,0 | 14 | 4,0 | 13,2 |
| ISG | Sorgo granella Insilato | 0,80 | 1,0 | 32,0% | 94,0% | 30,08% | 0,30 | 0,60 | 564 | 180 | 180 | 65.875 | 51% | 92 | 0,77 | 13,5 | 14,3 | 15,0 | 15,8 | 14 | 4,6 | 13,3 |
| IAD | Arundo donax insilato | 0,80 | 1,0 | 34,0% | 93,0% | 31,62% | 0,32 | 0,50 | 465 | 158 | 158 | 57.707 | 52% | 82 | 0,69 | 12,1 | 12,8 | 13,4 | 14,1 | 8 | 2,7 | 8,9 |
| ISM | Stocco di Mais insilato | 0,80 | 1,0 | 36,0% | 90,0% | 32,40% | 0,32 | 0,44 | 396 | 143 | 143 | 52.034 | 50% | 71 | 0,60 | 10,5 | 11,1 | 11,6 | 12,2 | 10 | 3,6 | 13,6 |
| GMA | Mais granella spezzata | 0,80 | 1,0 | 87,0% | 98,5% | 85,70% | 0,86 | 0,74 | 729 | 634 | 634 | 231.462 | 53% | 336 | 2,81 | 49,4 | 52,2 | 54,9 | 57,6 | 16 | 13,5 | 10,8 |
| GOR | Orzo granella | 0,80 | 1,0 | 87,0% | 98,5% | 85,70% | 0,86 | 0,65 | 640 | 557 | 557 | 203.311 | 51% | 284 | 2,37 | 41,8 | 44,1 | 46,4 | 48,7 | 19 | 16,7 | 15,8 |
| SMG6 | Mais farina glutinata umida | 0,80 | 1,0 | 50,0% | 98,0% | 49,00% | 0,49 | 0,74 | 725 | 363 | 363 | 132.349 | 53% | 192 | 1,61 | 28,3 | 29,8 | 31,4 | 33,0 | 27 | 13,6 | 19,0 |
| SMC | Frumento crusca | 0,80 | 1,0 | 87,0% | 98,5% | 85,70% | 0,86 | 0,65 | 640 | 557 | 557 | 203.311 | 51% | 284 | 2,37 | 41,8 | 44,1 | 46,4 | 48,7 | 26 | 22,3 | 21,1 |
| SMP | Pula di riso | 0,72 | 1,0 | 91,0% | 85,2% | 77,49% | 0,77 | 0,65 | 553 | 504 | 504 | 183.837 | 54% | 272 | 2,27 | 40,0 | 42,2 | 44,4 | 46,6 | 22 | 20,0 | 19,8 |
| SFR | Farinaccio di Riso | 0,80 | 1,0 | 90,0% | 98,0% | 88,20% | 0,90 | 0,74 | 740 | 666 | 666 | 243.090 | 54% | 360 | 3,01 | 52,9 | 55,8 | 58,7 | 61,7 | 22 | 19,8 | 14,8 |
| SZS | Siero di latte | 1,00 | 1,0 | 2,0% | 88,0% | 1,76% | 0,02 | 0,88 | 774 | 15 | 15 | 5.653 | 55% | 9 | 0,07 | 1,3 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 90 | 1,8 | 56,7 |
| SZA | Grassi animali | 0,80 | 1,0 | 70,0% | 97,5% | 68,25% | 0,68 | 0,90 | 878 | 614 | 614 | 224.201 | 60% | 369 | 3,08 | 54,2 | 57,2 | 60,2 | 63,2 | 10 | 7,0 | 5,1 |
| SZR | Contenuto ruminale | 0,90 | 1,0 | 18,0% | 95,0% | 17,10% | 0,17 | 0,50 | 475 | 86 | 86 | 31.208 | 60% | 51 | 0,43 | 7,5 | 8,0 | 8,4 | 8,8 | 60 | 10,8 | 56,5 |
| SVM | Melasso | 0,80 | 1,0 | 75,0% | 98,5% | 73,88% | 0,74 | 0,65 | 640 | 480 | 480 | 175.268 | 53% | 254 | 2,13 | 37,4 | 39,5 | 41,6 | 43,6 | 9 | 6,6 | 7,0 |
| SVB | Borlande grano | 1,15 | 1,0 | 21,0% | 95,0% | 19,95% | 0,20 | 0,70 | 665 | 140 | 140 | 50.972 | 58% | 81 | 0,68 | 11,9 | 12,6 | 13,2 | 13,9 | 57 | 12,0 | 39,7 |
| SAT5 | Tutolo di mais umido | 0,60 | 1,0 | 45,0% | 97,0% | 43,65% | 0,44 | 0,60 | 582 | 262 | 262 | 95.594 | 51% | 134 | 1,12 | 19,6 | 20,7 | 21,8 | 22,9 | 11 | 5,0 | 10,0 |
| FKW | Kiwi fresco | 0,35 | 1,0 | 13,0% | 85,0% | 11,05% | 0,11 | 0,90 | 765 | 99 | 99 | 36.299 | 50% | 50 | 0,42 | 7,3 | 7,7 | 8,1 | 8,5 | 16 | 2,1 | 11,2 |

LE MATRICI DI ALIMENTAZIONE

Le matrici di alimentazione impiegate dagli impianti sono molto variabili in funzione dei contesti (zootecnici, cerealicoli, ecc). Su scala vasta il CMA dispone dei dati relativi a tutti gli impianti associati ed è in grado di fornire una statistica annuale sull'impiego di matrici.

I dati riportati in questo riquadro sono relativi a 101 impianti con registro di alimentazione completo attivi al 31/12/2017 e si riferiscono all'anno 2017.

Matrici alimentate (2017) suddivise per categoria – Fonte CMA

| Tipologia | Peso [t] | Peso [%] | Energia [t SMeq] | Energia [%] |
|---------------|------------------|--------------|------------------|-------------|
| Insilati | 801.947 | 42,79 | 824.113 | 78,32 |
| Reflui | 1.033.434 | 55,14 | 176.107 | 16,74 |
| Farine | 14.333 | 0,76 | 34.312 | 3,26 |
| Sottoprodotti | 16.202 | 0,86 | 8.754 | 0,83 |
| Granelle | 2.695 | 0,14 | 6.704 | 0,64 |
| Frutta | 5.509 | 0,29 | 2.259 | 0,21 |
| Totali | 1.874.119 | | 1.052.250 | |

Singole matrici alimentate (2017) – Fonte CMA

| Gruppo | Matrice | Peso [t] | Peso [%] | Energia [t SMeq] | Energia [%] |
|--------|------------------------|----------|----------|------------------|-------------|
| IMA | Mais silo | 576.063 | 30,74 | 584.477 | 55,55 |
| IPM | Mais pastone integrale | 47.704 | 2,55 | 98.270 | 9,34 |
| RLB | Liquame bovino | 534.622 | 28,53 | 81.431 | 7,74 |
| ITR | Triticale Silo | 90.099 | 4,81 | 71.570 | 6,80 |
| RTB | Letame bovino paglia | 217.037 | 11,58 | 66.376 | 6,31 |
| ISG | Sorgo granella silo | 35.589 | 1,90 | 27.892 | 2,65 |
| IOR | Orzo Insilato | 29.663 | 1,58 | 25.215 | 2,40 |
| MFM | Farina di Mais | 9.015 | 0,48 | 23.891 | 2,27 |
| RLS | Liquame suino | 246.215 | 13,14 | 15.044 | 1,43 |
| RTL | Letame bovino lolla | 24.343 | 1,30 | 7.547 | 0,72 |
| GMA | Mais granella | 2.536 | 0,14 | 6.339 | 0,60 |
| ILO | Loietto insilato | 9.747 | 0,52 | 6.142 | 0,58 |
| RPO | Pollina | 8.711 | 0,46 | 4.966 | 0,47 |

COMPETITIVITÀ

Ridurre i costi della dieta aumentando l'impiego di reflui zootecnici

Azione 1.a.i Strategia 2024



Simone Caffaro
CMA

Come aumentare l'impiego di reflui zootecnici riducendo i costi della dieta

Un maggiore impiego di effluenti zootecnici può abbattere i costi di alimentazione contribuendo a ridurre le emissioni in atmosfera. Le azioni necessarie.

Gli effluenti zootecnici sono una risorsa importantissima nell'ambito della produzione di biogas.

Patrimonio zootecnico

La Banca Dati Nazionale dell'Anagrafe Zootecnica (BDN) consultabile sul sito web www.vetinfo.it/j6_statistiche/#/

fornisce un interessante panorama del patrimonio zootecnico italiano. Esso risultava costituito, al 30/6/2019, da circa 155 M (milioni) di avicoli, 5,5 M di bovini e 8,8 M di suini. La Lombardia si conferma la regione con il più elevato patrimonio zootecnico, con circa il 18% degli avicoli totali, il 27% dei bovini ed il 49% dei suini.

Il Piemonte, con i suoi 800.000 bovino, 1,5 M di suini e 27,6 M di avicoli ha un ottimo piazzamento.

La tabella a fianco fornisce elementi di dettaglio sulla consistenza zootecnica nazionale.

Produzione di reflui

Gli animali sopra descritti portano a **stimare che la produzione nazionale di effluenti zootecnici sia pari a circa 98 Mt**, calcolata impiegando i parametri del Decreto Interministeriale febbraio

2016 (Decreto effluenti) partendo, come detto, dalla consistenza zootecnica nazionale desunta dalla BDN al 30/6/2019. Il Piemonte produce circa 12 Mt di reflui zootecnici, mentre la Lombardia circa 37 Mt.

Il Patrimonio zootecnico italiano al 30/6/2019

Fonte BDN

| BDN 30/6/2019 | Italia | Piemonte | Lombardia |
|-----------------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| Polli da carne | 81.524.324 | 6.449.888 | 11.220.785 |
| Ovaiole | 51.203.862 | 2.493.048 | 12.642.566 |
| Riproduttori | 7.226.484 | 743.143 | 1.256.334 |
| Svezamento | 610.188 | 23.814 | 21.359 |
| Tacchini | 10.821.055 | 352.363 | 2.366.323 |
| Tacchini riproduttori | 504.448 | | |
| Pollame misto carne | 3.328.338 | 101.948 | 120.628 |
| Faraone | 245.122 | 138.157 | 67.000 |
| AVICOLI | 155.463.821 | 10.302.361 | 27.694.995 |
| Bovini da latte | 2.581.486 | 236.810 | 1.027.856 |
| Vacche da latte | 1.276.306 | 120.945 | 506.635 |
| Bovini da carne | 2.438.189 | 510.539 | 323.365 |
| BOVINI | 5.559.551 | 807.018 | 1.487.696 |
| Suini da ingrasso | 5.664.285 | 905.642 | 2.894.802 |
| SUINI | 8.876.477 | 1.261.886 | 4.305.201 |

Se destinassimo il 100% dei reflui prodotti alla digestione anaerobica sarebbe possibile alimentare una potenza elettrica di circa 955 MWe in Italia (praticamente quella oggi installata), 120 MWe in Piemonte (contro gli 80 esistenti) e 356 MWe in Lombardia (contro i 260

Il potenziale dei reflui

In Piemonte viene impiegato nel biogas solo l'11% dei reflui zootecnici. In Lombardia poco meglio, siamo all'13%. Il raddoppio della quota è un obiettivo perseguibile.

esistenti). Evidentemente così non è.

Impiego attuale di reflui

Una stima CMA porta ad ipotizzare l'impiego annuo di circa 17 Mln di tonnellate di reflui zootecnici negli

impianti biogas italiani (solo il 18% del totale), pari a circa il 55% in peso della dieta, In Piemonte la situazione è simile, con 1,4 Mt di reflui trattati (l'11% dei reflui prodotti in regione) che rappresentano il 56% in peso ma forniscono solo il 17% dell'energia. In

Lombardia i reflui trattati sono più di 4,5 Mt all'anno (il 13% dei reflui prodotti).

Solo una quota marginale dei reflui zootecnici viene, quindi, avviata alla digestione anaerobica.

Cause dell'uso limitato dei reflui

Questo elemento critico è determinato dalle seguenti cause:

- Eccessiva distanza degli impianti dalle stalle**, costo di trasporto insostenibile
- Mancata propensione da parte di molti allevatori a cedere i reflui agli impianti
- Scelta di matrici più concentrate per motivi logistici
- Insufficiente dotazione di vasche di stoccaggio** da parte degli impianti

Mentre per il punto a) non esistono soluzioni al di fuori della realizzazione di nuovi impianti su scala aziendale alimentati a reflui, per i punti dal b) al d) molto si può fare.

Vantaggi dei reflui zootecnici

Un aumento razionale dell'impiego di reflui zootecnici negli impianti consente di conseguire i seguenti benefici:

- Riduzione di emissioni** di metano ed ammoniaca da parte dei reflui oggi non trattati
- Minore impiego di colture energetiche**
- Riduzione del costo delle diete**

Mentre i primi due obiettivi sono di carattere prettamente ambientale, il terzo è un fattore determinante per il prosieguo dell'attività dei biogas anche dopo la fine dei sistemi di incentivazione. Occorre, quindi, adottare strategie volte a massimizzare l'impiego di reflui.

I recenti inasprimenti delle regole legate alla direttiva Nitrati in Piemonte e Lombardia imporranno agli allevamenti di aumentare le loro dotazioni in termini di vasche di stoccaggio,

Impiego dei reflui zootecnici negli impianti biogas.

Elaborazione CMA su dati BDN al 30/6/2019, GSE e CMA

| | UM | Italia | Piemonte | Lombardia |
|---------------------------------------|--------|------------|------------|------------|
| Impianti (2019) | n | 1630 | 170 | 320 |
| Potenza elettrica installata | MWe | 988 | 80 | 260 |
| Consumo di matrici (Smeq) | t/d | 50.388 | 4.080 | 13.260 |
| Consumo di matrici (Smeq) | t/y | 18.391.620 | 1.489.200 | 4.839.900 |
| Energia da Effluenti zootecnici (EZ) | % | 17% | 17% | 17% |
| Energia da Insilati | % | 78% | 78% | 75% |
| Energia da altre matrici | % | 5% | 5% | 8% |
| Energia dagli EZ (Smeq) | t/y | 3.126.575 | 250.781 | 822.783 |
| SMeq/t EZ (valore medio) | t SMeq | 0,18 | 0,18 | 0,18 |
| Effluenti zootecnici trattati (EZ) | t/y | 17.631.567 | 1.414.220 | 4.639.886 |
| Valore energetico insilati (medio) | t SMeq | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| Insilati impiegati in DA | t/y | 15.939.404 | 1.290.640 | 4.033.250 |
| Produzione ettariale media insilati | t/ha | 45 | 50 | 55 |
| Superficie coltivata per biogas | ha | 354.209 | 25.813 | 73.332 |
| SAU (ISTAT 2018) Italia | ha | 12.598.000 | 920.000 | 986.000 |
| % SAU per colture energetiche | % | 2,81% | 2,81% | 7,44% |
| Fatturato annuale impianti agricoli | M€ | 1.976 | 160 | 520 |
| Liquame bovino prodotto | t/y | 56.273.026 | 5.685.694 | 21.224.350 |
| Letame bovino prodotto | t/y | 15.285.873 | 2.868.161 | 2.777.897 |
| Liquame suino prodotto | t/y | 25.919.313 | 3.684.707 | 12.571.187 |
| Pollina prodotta | t/y | 1.263.302 | 79.565 | 234.364 |
| Totale effluenti zootecnici (2019) | t/y | 98.741.514 | 12.318.127 | 36.807.798 |
| % EZ tot che sono trattati in DA | % | 18% | 11% | 13% |
| Smeq disponibili da reflui zootecnici | t | 17.773.472 | 2.217.263 | 6.625.404 |
| MWe teoricamente alimentabili | MWe | 955 | 119 | 356 |

coperture, sistemi di interrimento.

Un investimento in tal senso da parte degli impianti biogas esistenti (nuove vasche, coperture, interratori, ecc) potrebbe **incentivare gli allevatori a conferire i loro reflui presso gli impianti**, ottenendo in cambio un servizio di stoccaggio ed interrimento. In tal modo potrebbero essere superati alcuni degli ostacoli sopra descritti, aumentando l'impiego di reflui negli impianti con conferimento a costi virtualmente nulli.

Occorre, inoltre, tenere presente che nell'ottica di un eventuale futuro rinnovo degli incentivi elettrici il Legislatore sta costantemente indicando la necessità di un maggiore impiego

di effluenti zootecnici nelle diete. La norma introdotta in finanziaria a fine 2019, per esempio, impone un **impiego minimo del 40% in peso di reflui** per poter accedere ai futuri incentivi per gli impianti ante 2008.

Azioni possibili

Gli impianti di biogas dovranno porsi in futuro come erogatori di servizi per gli allevamenti. **La disponibilità abbondante di vasche di stoccaggio coperte e di sistemi di interrimento** potrà attrarre effluenti verso gli impianti evitando ai singoli allevamenti importanti investimenti. Adeguate politiche regionali di supporto potranno incentivare tale meccanismo. L'obiettivo è quello di **raddoppiare la quota di impiego entro il 2024**.

COMPETITIVITÀ

🚦 Nuove colture per ridurre i costi della dieta

🚦 Azione 1.a.ii Strategia 2024

Arundo donax: una concreta prospettiva di riduzione dei costi di alimentazione

L'elevata produttività della coltura unita alle buone rese in gas ed ai limitati bisogni di lavorazioni e mezzi tecnici, pongono la coltura fra le opportunità da valutare

L'*Arundo donax* L., chiamato volgarmente "canna comune", è divenuta negli ultimi anni oggetto di crescente interesse: le recenti sperimentazioni hanno messo in evidenza come l'*Arundo* si configuri in realtà come una vera e propria coltura **energetica "biologica"**.

L'*Arundo* è una pianta sterile e si propaga esclusivamente per via vegetativa, non è in grado cioè di produrre polline, e quindi semi, e **non può pertanto invadere in nessun modo i terreni limitrofi**.

La sua coltivazione necessita di cure agronomiche per il **controllo delle infestanti solo il primo anno** e, non essendo ad oggi conosciuti patogeni importanti, **non richiede trattamenti con agrofarmaci**.

Essa produce un apparato radicale talmente sviluppato da sfruttare al massimo le risorse idriche del suolo tanto che, nella maggior parte delle condizioni pedoclimatiche del nord Italia, **non richiede irrigazioni artificiali**. In più, attraverso il suo ricco sistema di rizomi, contrasta il

dissesto idrogeologico e manifesta elevate capacità di fissazione di metalli pesanti che la rendono idonea per finalità di phyto-remediation.

Coltura Energetica

Arundo rappresenta oggi la più valida opportunità fra le colture energetiche in alternativa alle più comuni colture food: essa restituisce una biomassa lignocellulosica adatta ad essere convertita in energia attraverso processi conversione biologica (come la digestione anaerobica) e termochimica.

Nessuna coltura energetica (sia fra le erbacee che le arboree) è in grado di offrire una così **alta produzione di biomassa** e una così **ampia varietà di impieghi energetici**.

Tecniche agronomiche

Da una sperimentazione ormai decennale condotta presso l'Università degli Studi di Milano sull'*Arundo donax*, deriva l'*Arundo Padano*.

Risultato come il migliore tra 100



Samuele Lonati
Soc. Agr. La Corte dell'Olmo

I numeri di Arundo donax

Fino a 120 t/ha di tal quale, 160 Nmc/t di biogas con assenza di lavorazioni, trattamenti e concimi di sintesi. Il tutto per un costo di produzione del metro cubo di metano ridotto circa del 34% rispetto al silomais

cloni rappresentanti tutto il territorio italiano, esso si adatta perfettamente al clima del nord Italia garantendo un ottimo attecchimento e una durata dell'impianto di almeno 15 anni ed è stato scelto per la propagazione e commercializzazione che è operata dal 2017 da parte della Società Agricola "**La Corte dell'Olmo**" di **Bagnolo Mella (BS)**.

Arundo in piemonte

Nel 2018 La Corte dell'Olmo ha messo in atto, col prezioso contributo del CMA, una prima campagna di campo con l'impianto di 9 arundeti distribuiti nelle province di **Torino, Cuneo, Vercelli** ed **Alessandria**. Gli arundeti, di diverse estensioni, sono stati trapiantati in differenti condizioni pedoclimatiche, con profondità di falda molto variabili e con differenti tipologie di suoli, da quelli prettamente sabbiosi con molto scheletro, altri prevalentemente limosi fino a suoli argillosi. In tutti i casi è stato utilizzato un sesto d'impianto di **2500 piante/ha**, messe a dimora e irrigate con trapiantatrice

automatica e pacciamate con film biodegradabile.

La pacciamatura si configura come pratica indispensabile per garantire un miglior attecchimento delle plantule, riducendo l'evapotraspirazione e controllando le infestanti nel primo anno dell'impianto. Effettuando correttamente, come di fatto, tutte le fasi agronomiche (eventuali irrigazioni di soccorso, controllo infestanti nell'interfila), le piante del primo anno, alla fine della stagione vegetativa, (settembre/ottobre 2018) hanno raggiunto i 3/4 metri d'altezza ed al secondo anno (autunno 2019) si sono dimostrate già in piena produzione, raggiungendo altezze

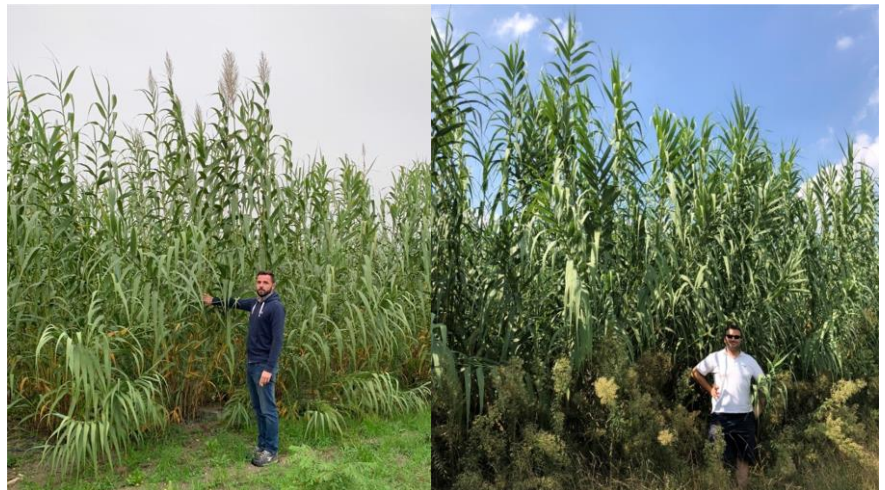


Cantiere di pacciamatura e trapianto Cavallermaggiore (CN)

superiori ai sei metri senza più ulteriori irrigazioni o altre lavorazioni, esclusa la trinciatura.

Resa in campo

L'esperienza piemontese ha confermato, già al secondo anno dall'impianto, i dati (in termini di resa all'ettaro) dei campi sperimentali, sia quelli indicati dagli studi di letteratura, sia quelli risultati dalle campagne 2017, 2018 e 2019 nei campi aziendali siti nel comune Bagnolo Mella (BS): nell'autunno 2019 al secondo anno la resa media degli arundeti del Piemonte è stata di 40-45 t di prodotto fresco per ettaro con una sostanza secca media del 33/35%. Questo dato è pienamente in linea



Altezza piante al primo ed al secondo anno arundeto a Cavallermaggiore (CN)

con la resa media ottenuta su 10 anni nelle prove sperimentali effettuate a lungo termine, risultata pari a **100-120 t di prodotto fresco per ettaro**.

Resa energetica

Il cantiere di trinciatura non differisce da quello del mais e viene svolto a fine stagione vegetativa che coincide con lo sviluppo dell'infiorescenza apicale (settembre/ottobre).

Il prodotto ottenuto dalla trinciatura è molto simile all'insilato di mais (a meno della granella), e come il mais può essere conservato mediante processo di insilamento. Dalle molteplici analisi effettuate in laboratorio (test ABP, Anaerobic Biogas Potential) e da prove in impianti in scala reale, si è dimostrato che con i tempi di ritenzione presenti nella maggior parte degli impianti di digestione anaerobica agricoli classici (40/50 giorni), l'insilato di Arundo donax riesce a esprimere appieno la sua potenzialità energetica senza bisogno di ulteriori pretrattamenti chimici o fisici producendo fino a valori massimi di 160 m³/t di biogas (**0,7 SMeq/t**).

Anche le analisi di produzione di biogas potenziale condotte a fine

campagna 2019 sui trinciati provenienti dalle aziende piemontesi interessate, hanno confermato questo dato con valori medi pari a circa **150/160 m³ di biogas per tonnellata** di Arundo fresco. È importante sottolineare inoltre che, in tutti gli impianti di biogas alimentati con Arundo, non si sono evidenziate problematiche meccaniche (galleggiamento o miscelazione) né problemi di inibizione di processo all'interno del digestore.

Sviluppi futuri

In un'ottica di una sempre maggior ottimizzazione di questa coltura innovativa, durante la campagna agraria 2019, ha preso il via un progetto, condotto in collaborazione con il CMA e l'Università degli Studi di Milano - Dipartimento di Scienze Agrarie ed Ambientali, volto al **monitoraggio delle prestazioni** dell'Arundo nei diversi areali del nord Italia in cui è stato insediato.

In particolare, verrà effettuata una caratterizzazione completa di ciascun campo (suolo, clima, falda, ecc) e saranno effettuate analisi chimico-fisiche e di produttività in biogas su ciascun campione di trinciato di Arundo donax.

Benefici economici

Utilizzando il modello standard CMA, che garantisce la raffrontabilità tra diverse matrici (es. silomais, triticale, ecc), è stato calcolato il costo di produzione di un metro cubo di metano ottenuto da Arundo.

Il modello considera il costo complessivo di produzione, tenendo conto dei costi colturali annuali e dei costi fissi di impianto ed espianto che, per Arundo, sono una tantum e vengono ammortizzati sulla durata del ciclo, ipotizzata in 14 anni.

Attraverso il modello si ottiene il costo a tonnellata di biomassa che, per Arundo rispetto al mais, risulta in un **risparmio di oltre il 50%**.

Si tratta, in realtà, di conteggi estremamente cautelativi, con

| | | SILOMAIS DI 1° RACCOLTO | ARUNDO DONAX INSILATO (valori medi annuali) |
|---|------|-------------------------|--|
| Produzione (t/ha) | | 65 | 98 |
| | €/ha | | €/ha |
| Affitto/Beneficio fondiario (medio) | | 655 | 655 |
| Spandimento digestato | | 150 | 120 |
| Lavorazione del terreno | | 130 | 21 |
| Preparazione letto di semina | | 80 | - |
| Semina, impianto, espianto | | 270 | 357 |
| Concimazione | | 353 | - |
| Difesa fitosanitaria | | 120 | - |
| Diserbo | | 135 | - |
| Irrigazione | | 350 | 140 |
| Direzione, assicur., spese varie | | 150 | 50 |
| Pagamenti PAC | | -370 | -370 |
| TOTALE PIANTA IN PIEDI NETTO PAC | €/ha | 2.023 | 974 |
| | €/t | 31,10 | 9,80 |
| Trinciatura | | 210 | 210 |
| Trasporto | | 195 | 297 |
| Insilamento, stoccaggio | | 182 | 277 |
| TOTALE COSTO RACCOLTA | | 587 | 784 |
| TOTALE COSTO RESO | | 2.610 | 1.757 |
| Calo ponderale | | 7% | 5% |
| TOTALE COSTO A 100 GG | €/ha | 2793 | 1845 |
| | €/t | 43 | 18,7 |

Confronto economico di produzione tra mais e Arundo donax, calcolato su 14 anni.

carico in tramoggia, alla miscelazione, allo stoccaggio, allo spandimento, il dato ottenuto

quelli delle altre matrici.

Nel caso dell'Arundo il modello porta ad un valore di circa **0,266 €/Smc** di metano, pari 0,074 €/kWh elettrico, **oltre il 34% in meno rispetto al silomais**.

L'arundo si configura, quindi, come ottimo potenziale sostituto delle colture food nella alimentazione di un impianto a biogas con **notevole riduzione di lavorazioni, trattamenti ed irrigazione**. La coltivazione di questa poliennale risulterebbe, infatti, ambientalmente molto meno impattante rispetto ad altre coltivazioni annuali intensive.

Da un punto di vista normativo, l'Arundo donax rientra tra le colture energetiche erbacee ad uso non alimentare, riportate nell'ultimo Decreto Ministeriale sul **biometano**, utilizzabili per la produzione di biocarburanti avanzati con i **meccanismi di incentivazione e maggiorazioni** previsti dal decreto stesso (DM 2/3/2018, Allegato 3, lettera r).



Campo di Arundo (destra) a fianco di un ottimo mais irriguo a Saluzzo (CN)

previsioni di due irrigazioni di soccorso all'anno e di un elevato costo di impianto ed espianto. Nella pratica agronomica si ritiene che, con l'affermarsi della coltura, tali costi saranno significativamente ridotti, in particolare per elevate superfici.

Successivamente, valutando tutto il ciclo di digestione, dai costi di

viene trasformato nel costo di un singolo metro cubo standard (Smc) di metano prodotto, che è perfettamente raffrontabile con

| Matrice insilata | €/Smc | €/kWh | Var |
|---------------------|--------------|--------------|-------------|
| Silo mais ceroso | 0,404 | 0,113 | 0 |
| Silo triticale | 0,453 | 0,126 | +11% |
| Arundo donax | 0,266 | 0,074 | -34% |

Costo del mc di metano e del kWh con varie matrici

COMPETITIVITÀ

Impiego di sottoprodotti

Azione 1.a.iii Strategia 2024

L'uso degli stocchi di mais come matrice alimentare

Il mais è una delle colture più importanti in pianura padana. L'uso efficiente dello stocco potrebbe contribuire a ridurre il costo della dieta

Le norme in materia di sostenibilità delle produzioni agroenergetiche impongono la ricerca di matrici di alimentazione a ridotto impatto che consentano la riduzione delle emissioni di CO₂ in tutto il ciclo. In particolare, il Legislatore sta continuando ad affermare la preferenza per la valorizzazione di **sottoprodotti o colture a basso impatto** rispetto alle tradizionali colture food (es. mais). Questi vincoli sono già stati introdotti sugli ultimi bandi del biogas elettrico (divieto uso mais) e sono particolarmente stringenti per il biometano, ove il criterio di sostenibilità è essenziale.

Questa esigenza di carattere normativo sarà, in futuro, rafforzata dalla necessità di **ridurre considerevolmente il costo delle diete** al fine di limitare il fabbisogno di incentivo degli impianti biogas.

Frazioni di residui di mais presenti in campo e produzioni mediamente ottenibili. Area fertile della Pianura padana con produzione di 16 t/ha di granella umida

| | % di p) tq | t/ha | kg/mq | %SS | % H ₂ O | SS t | Acqua t | % di p) SS |
|----------------------------------|---------------|--------------|-------|-----|--------------------|-------|------------|---------------|
| Granella secca | | 14,00 | 1,40 | 14% | 86% | 12,04 | 1,96 | 52,3% |
| Granella umida (g) | 35,0% | 16,27 | 1,63 | 74% | 26% | 12,04 | 4,23 | 52,3% |
| Tutolo (t) | 4,3% | 2,00 | 0,20 | 45% | 55% | 0,90 | 1,10 | 3,9% |
| Brattee (b) | 3,6% | 1,69 | 0,17 | 55% | 45% | 0,93 | 0,76 | 4,0% |
| Foglie (f) | 8,0% | 3,73 | 0,37 | 50% | 50% | 1,87 | 1,87 | 8,1% |
| Stocco (s) | 49,0% | 22,76 | 2,28 | 32% | 68% | 7,28 | 15,48 | 31,6% |
| Stocchi integrali (si) (t+b+f+s) | 65,0% | 30,18 | 3,02 | 36% | 64% | 10,98 | 19,20 | 47,7% |
| Biomassa totale in campo (p) | 100,0% | 46,45 | 4,64 | 50% | 50% | 23,02 | 23,43 | 100,0% |
| Quota stocco raccolto | 80,0% | 24,14 | 2,41 | 36% | 64% | 8,78 | 15,36 | 38,2% |

| Fonte Istat | Produzione mais 2019 | |
|------------------|----------------------|-------------------|
| | ha | q |
| Piemonte | 138 843 | 14 069 155 |
| Torino | 52 716 | 5 218 884 |
| Vercelli | 10 601 | 1 219 115 |
| Novara | 7 930 | 793 000 |
| Cuneo | 40 052 | 4 605 980 |
| Asti | 8 536 | 512 160 |
| Alessandria | 17 502 | 1 575 180 |
| Biella | 1 441 | 138 336 |
| VCO | 65 | 6 500 |
| Lombardia | 142 471 | 17 451 303 |
| Varese | 826 | 76 495 |
| Como | 1 600 | 128 000 |
| Sondrio | 135 | 7 840 |
| Milano | 14 110 | 1 646 470 |
| Bergamo | 9 860 | 1 075 310 |
| Brescia | 33 130 | 4 487 980 |
| Pavia | 15 650 | 1 755 730 |
| Cremona | 23 000 | 2 990 000 |
| Mantova | 27 400 | 3 455 697 |
| Lecco | 860 | 65 128 |
| Lodi | 13 650 | 1 638 000 |
| Monza Brianza | 2 250 | 124 653 |

Tali considerazioni hanno portato il CMA ad approfondire le caratteristiche di diverse matrici alternative (vedasi articolo su Arundo donax in questo speciale) e



Eleonora Laposse
CMA

Stocchi di mais e biogas

Lo stocco di mais è un materiale molto disponibile ed in teoria a basso costo. La buona resa in gas (0,6 SMeq) e le elevate produzioni ettariali (>30 t/ha) sono limitate dai cantieri di raccolta ancora poco efficienti.

fra queste particolare importanza riveste lo stocco di mais. Proprio sullo stocco sono state condotte diverse prove in campo finalizzate a valutare la validità di questo residuo.

Il Mais: una coltura importante

La superficie investita a mais in Italia ammontava a 632.168 ha nel 2019 (fonte ISTAT) ed è particolarmente rilevante in regioni a vocazione agricola come Piemonte (138.843 ha) e Lombardia (142.471 ha).

La disponibilità di tali superfici investite a mais unita alla **rilevante competenza acquisita dai produttori** ed all'affinamento delle tecniche colturali in una zona vocata come la pianura padana, spingono a riflettere sulla possibilità di impiegare i residui di produzione (stocchi) per alimentare i digestori anaerobici in sostituzione di colture dedicate.

La produzione italiana complessiva di granella di mais è stata, secondo ISTAT, nel 2019, di 6.388 578 t e la

produzione stimata di stocchi risulta essere di circa 12.700.000 t.

Caratteristiche dello stocco

I residui in campo del mais a valle della mietitrebbiatura della granella rappresentano circa il 65% in peso della biomassa totale e quindi in termini grossolani circa **il doppio della granella umida**. Attingendo alla letteratura scientifica internazionale e tarando i risultati con le prove effettuate nell'ambito del progetto di ricerca *Stover4Value* si è giunti alla definizione delle quote delle varie frazioni che compongono i residui (brattee, tutolo, foglie, stocco) ed alla valutazione delle loro



caratteristiche.

Ipotizzando una produzione ettariale di mais umido al 26% di umidità pari a 16 t, la quota media attesa in campo di stocchi integrali (brattee+tutolo+foglie+stocco) risulta essere di circa 30 t con tenore medio di secco molto variabile intorno al 36%. Le componenti risultano mediamente le seguenti:

- Tutolo 7%
- Brattee 6%
- Foglie 12%
- Stocco 75%

La resa in gas

Le prove effettuate hanno confermato i dati di letteratura scientifica (Jakub Mazurkiewicz e all. 2019), determinando un valore medio di circa 400 Nmc/t SS di metano, pari a circa 143 Nmc di biogas per t di tal quale al 36% di

SS. Questo valore, indicativamente confermato da diverse analisi svolte dal CMA su vari campioni, colloca la resa potenziale in gas dello **stocco al 36% SS a circa 0,6 SMeq** (poco meno di un triticale o sorgo da granella insilato). Ovviamente tale valore varierà sensibilmente con la sostanza secca del materiale e non sono rari stocchi in grado di fornire anche 160 Nmc/t tq di biogas (0,7 SMeq).

Pretrattare gli stocchi?

La natura chimico fisica degli stocchi di mais rende il prodotto particolarmente sensibile ai pretrattamenti finalizzati ad aumentarne la resa in gas. Fra questi si possono citare l'idrolisi con acqua surriscaldata, la *steam explosion* ed il trattamento ad ultrasuoni.

Tutti questi pretrattamenti hanno una significativa efficacia sulla resa in gas, ma sono in genere negativi da un punto di vista energetico ed economico. Secondo studi condotti in Ungheria nel 2016 solo l'idrolisi con acqua surriscaldata presenterebbe un bilancio positivo in termini energetici. Sull'argomento si rimanda ad un interessante approfondimento di Mario Rosato del 2019 reperibile in <https://agronotizie.imaginenetw.ork.com/bio-energie-rinnovabili/2019/07/17/steam-explosion-delle-biomasse-vale-la-pena/63779>.

Il problema della raccolta

Un sottoprodotto di basso valore, con una buona resa in gas, parrebbe, quindi, una soluzione geniale per la riduzione dei costi e l'aumento della sostenibilità ambientale, ma queste aspettative sono, ad oggi, limitate da cantieri di raccolta non sempre efficienti o troppo costosi.



Il parametro fondamentale è, quindi, l'indice di raccolta, dato dal rapporto fra il prodotto portato a casa e quello teoricamente presente in campo. Ad oggi si riscontrano spesso **indici di raccolta anche inferiori al 50%**, che rendono, a conti fatti, poco efficiente lo sfruttamento di questa preziosa risorsa.

Solo con cantieri specializzati e macchine dedicate è possibile, infatti, raggiungere **indici di raccolta anche del 90%**. Alcune tipologie di macchina, però, causano una forte contaminazione del prodotto con terra.

Su questo fronte è da osservare l'importante sforzo tecnologico che stanno sostenendo diverse aziende europee ed italiane, che puntano ad ottenere ottimi risultati di raccolta sia in termini quantitativi che qualitativi (presenza di inerti).

A conclusione del cantiere di raccolta non va dimenticata la **problematica della gestione dell'insilamento**. La composizione chimica media dello stocco non rende, infatti, sempre agevole l'insilamento ed occorre, quindi, prestare particolare attenzione ai tassi di umidità ed alla scelta delle tecniche (additivi, pressatura, ecc)

Costi di produzione

Sulla base dei parametri di produzione, raccolta e resa in gas, si è provveduto alla definizione di

un costo medio di produzione della biomassa in trincea.

Sono stati ovviamente imputati alla granella di mais (o al pastone integrale di spiga di mais) i costi generali della coltura, procedendo ad imputare solamente i costi specifici relativi alla raccolta, al trasporto ed all'insilamento degli stocchi.

Sulla base delle ipotesi assunte (30,2 t tq in campo di stocco da raccogliere, 80% di indice di raccolta, trasporto max 5 km) si è giunti ad un costo del **prodotto stoccato in trincea di circa 18,3 €/t**.

Con un ricarico del 3% ed applicando i costi di carico in digestore, miscelazione e spandimento (secondo metodologia CMA, per tenere conto della diversa concentrazione energetica dei prodotti), si giunge ad un costo totale del ciclo di circa 23,1 €/t.

Questo valore si traduce in un costo del Smc di metano di 0,253 € in trincea e 0,308 € sul ciclo totale, pari a circa il **24% in meno rispetto allo standard del silomais** di primo raccolto (0,404 €/Smc sul ciclo).

L'indice di raccolta dell'80% considerato per i calcoli rappresenta un buon risultato, ma, è ipotizzabile poter avere qualche miglioramento in futuro con l'introduzione di nuove tecnologie di raccolta. E', inoltre, necessario

considerare le differenze di cantiere esistenti fra il processo di produzione della granella e quello del pastone integrale di spiga di mais.

100% dell'obiettivo di produzione del decreto biometano.

È quindi evidente che la strategia di sviluppo del settore biogas non può prescindere dalla creazione di

Conto colturale dello stocco di mais - Produzione 30 t/ha, raccolte 24,1 t/ha

| OPERAZIONE | um | n | €/um | €/ha | €/t |
|--|--------|------|------|--------------|-------------|
| Direzione, spese varie | ha | 1 | 60 | 60,0 | 2,5 |
| Assicurazione | ha | 0 | 50 | - | - |
| TOTALE COSTI PIANTA IN PIEDI | | | | 60,0 | 2,5 |
| Trebbiatura | ha | 0 | 150 | - | - |
| Extracosto per trebbiatura con andana | ha | 1 | 15 | 15,0 | 0,6 |
| Trinciatura dello stocco con pick up | ha | 1 | 210 | 210,0 | 8,7 |
| Trasporto 5 km - 30 €/viaggio | viaggi | 1,6 | 45 | 72,4 | 3,0 |
| Insilamento, stoccaggio, tempi morti | t | 24,1 | 2,8 | 67,6 | 2,8 |
| TOTALE COSTO RACCOLTA | | | | 365,0 | 15,1 |
| TOTALE COSTI PRODOTTO STOCCATO | | | | 425,0 | 17,6 |
| Calo ponderale | | | | 4,0% | 0,7 |
| Costo a tonnellata 100 gg insilamento | | | | 442,7 | 18,3 |

Conclusioni

La buona resa in gas, unita ad una notevolissima disponibilità nella pianura padana ed alle diffuse competenze tecniche relative alla coltura, rendono lo stocco di mais una **risorsa energetica potenziale da non sottovalutare**.

Il solo completo sfruttamento degli stocchi potrebbe alimentare in Italia ad una capacità elettrica di circa 430 MWe oppure produrre circa **1 Mld di Smc annui di biometano**, pari al 1,4% del consumo totale nazionale di 73,8 Mld Smc (SNAM 2018). Tale quota corrisponde sostanzialmente al

una filiera di valorizzazione e raccolta di questo sottoprodotto, puntando sull'ottimizzazione economica ed energetica dei cantieri di raccolta e sul corretto bilanciamento agronomico dell'apporto di sostanza organica con un oculato impiego dei digestati.

I vincoli normativi della direttiva rinnovabili (RED2) e la spinta dell'opinione pubblica debbono, in aggiunta, indurre ad intensificare lo sforzo da compiere da parte delle aziende titolari di impianti biogas per giungere ad uno sfruttamento efficiente di questa importante risorsa.

Conto colturale dello stocco di mais - Produzione 30 t/ha, raccolte 24,1 t/ha

| Matrice insilata | Prezzo IN | ST | Resa | Costo IN | | Digestione | Spandimento | Costo ciclo | | Var IMA |
|------------------------|-----------|-------|-------|--------------|--------------|------------|-------------|--------------|--------------|---------|
| | €/t | | | % | Nmc/t | | | €/Smc | €/kWh | |
| Silo mais ceroso (IMA) | 45,0 | 34,0% | 119,7 | 0,356 | 0,099 | 0,017 | 0,015 | 0,388 | 0,108 | 0 |
| Silo tritcale (ITR) | 37,0 | 32,0% | 90,2 | 0,389 | 0,108 | 0,023 | 0,020 | 0,432 | 0,120 | 11% |
| Stocco di mais (ISM) | 18,0 | 36,0% | 71,3 | 0,239 | 0,067 | 0,029 | 0,025 | 0,294 | 0,082 | -24% |
| Arundo donax (IAD) | 18,0 | 34,0% | 82,2 | 0,208 | 0,058 | 0,025 | 0,022 | 0,255 | 0,071 | -34% |

COMPETITIVITÀ

✚ Aumentare l'efficienza dei sistemi di cogenerazione

✚ Azione 1.d.i Strategia 2024

Le Fuel Cells sono il futuro del biogas. A quando la rivoluzione?

Rendimenti elettrici elevati ed emissioni quasi azzerate potrebbero cambiare i numeri del settore. Occorre, però, lo sviluppo dei processi industriali di produzione.

Le celle a combustibile sono dispositivi elettrochimici che **producono energia elettrica direttamente dal combustibile**. Come un accumulatore elettrochimico a ciclo chiuso (batteria), una cella a combustibile comprende molti strati di elementi, raggruppati insieme a formare una pila di celle a combustibile. Ogni singola cella contiene un anodo ed un catodo separati da uno strato di elettrolita. Quando un combustibile entra nella pila a celle a combustibile, reagisce elettrochimicamente con il comburente costituito dall'ossigeno contenuto nell'aria dell'ambiente e produce corrente elettrica.

Questi sistemi sono caratterizzati dall'elettrolita utilizzato, e dalla temperatura di utilizzo.

Le celle a combustibile possono essere alimentate da **idrogeno puro** (come nel caso del settore automotive) oppure anche da **metano di rete** (gas naturale) e **biogas**. Nel caso in cui la cella venga alimentata a metano o biogas, il CH₄ dovrà essere parzialmente o totalmente convertito in idrogeno in un

reattore che precede le celle a combustibile, chiamato *reformer*.

Le celle a combustibile più promettenti per la produzione di energia elettrica stazionaria sono le **celle a combustibile ad ossidi solidi - SOFC** – le quali impiegano un elettrolita ad ossido solido (in genere zirconia drogata con ossido d'ittrio, materiale ceramico) e lavorano tra i 600 e i 1000 °C.



Un'altra tecnologia con celle a
Sistema SOFC (Convion, 50 kW)

combustibile attualmente presente sul mercato della produzione elettrica è quella delle celle a combustibile a carbonati fusi (MCFC) che garantiscono però efficienze elettriche massime del 47%, nettamente inferiori rispetto a quelle che potrebbe fornire un sistema SOFC.

Quando parliamo di un modulo SOFC venduto commercialmente (come quello mostrato in figura) ci si riferisce ad un insieme complesso di componenti ausiliari



Marta Gandiglio
Dipartimento di Energetica
Politecnico di Torino

Fuel Cells: dati di sintesi

Le Celle a Combustibile (*Fuel Cells*) possono impiegare biogas e produrre elettricità con rendimenti elettrici nel range 50-60%, eliminando totalmente le emissioni inquinanti in atmosfera e mantenendo tali performance costanti anche a piccole taglie.

inseriti al suo interno, tra cui il reformer, i pre-riscaldatori che portano l'aria ambiente ed il gas alle temperature di lavoro, l'inverter (le celle producono elettricità in corrente continua, poi convertita in alternata) ed il sistema di recupero termico in grado di cedere il calore contenuto nei fumi all'utenza.

Installazioni esistenti

Vi sono diversi produttori di sistemi SOFC a livello mondiale: quelli di taglia maggiore (centinaia di kW e MW) vengono prodotti da aziende statunitensi (Bloomenergy) o asiatiche (Mitsubishi). In Europa la taglia più grande attualmente disponibile sul mercato (50-60 kW) è quella fornita da Convion, l'azienda finlandese che ha realizzato il primo impianto con celle a combustibile alimentato a biogas da fanghi di depurazione, installato nell'ambito del **progetto europeo DEMOSOFC a Collegno**. Una importante realtà italiana in

tema di celle a combustibile è l'azienda Solidpower di Mezzolombardo (Trento), la quale è attualmente focalizzata su sistemi per la cogenerazione residenziale e produce moduli da 1.5 e 6 kW (alimentati da gas naturale di rete).

L'interesse del mondo biogas nei confronti dei sistemi con celle a combustibile SOFC è legato ad alcuni vantaggi chiave rispetto ai tradizionali motori a combustione interna:

- **Elevata efficienza elettrica**, nel range 50-60% (netta, per il modulo SOFC). L'efficienza della sola pila di celle a combustibile – senza ausiliari – può raggiungere valori anche superiori al 70%. L'efficienza di un motore a combustione interna, al lordo degli ausiliari, si aggira intorno al 40% per taglie elevate (1 MW).
- **Zero emissioni in atmosfera**. Il sistema di produzione dell'energia elettrica non prevede combustione e quindi non troviamo, all'interno dei fumi, i prodotti della combustione. Le emissioni dai sistemi *fuel cells* sono quasi completamente esenti da NOx, SOx, particolati e composti organici (metanici e non).
- **Modularità del sistema**. Il concept è modulare e presenta quindi le stesse performance – in termini di efficienza elettrica – sia per taglie molto piccole (kW), sia per sistemi di dimensioni maggiori. Questo permette di garantire un enorme vantaggio competitivo rispetto ai motori, soprattutto per impianti di piccola taglia (centinaia di kW), dove i

motori hanno performance ridotte e costi maggiori.

- **Possibilità di modulazione**. Una caratteristica molto interessante di questi sistemi è la possibilità di regolare il loro punto di lavoro tra il 100% (pieno carico) e il 50%, senza generare perdite in efficienza. Il punto di massima efficienza è solitamente intorno al 70-80% della potenza massima. Questa caratteristica potrebbe permettere ai sistemi SOFC di agire nel **mercato dei servizi alla rete elettrica**, fornendo – come singolo impianto o come aggregato di più impianti – un range di flessibilità (in kW) alla rete, il quale sarebbe opportunamente remunerato.

Una caratteristica tipica di questi sistemi è la loro bassissima tolleranza ai contaminanti contenuti nei combustibili.



L'impianto DEMOSOFC, esempio reale di sistema con fuel cell alimentate a biogas. In figura sono visibili 2 moduli da 50 kW.

Parlando di biogas, i composti di zolfo e silicio, possono danneggiare seriamente la struttura elettrochimica del sistema portandola ad un veloce degrado. Per tale ragione, il sistema di purificazione del biogas dovrà essere più performante rispetto ad un tradizionale sistema di desolfurazione per motori, in

modo tale da garantire una totale rimozione dei contaminanti.

A livello tecnico, per un impianto a biogas esistente, il passaggio dalla cogenerazione con motori a combustione interna a quella con sistemi con celle a combustibile, comporterebbe quindi: la **sostituzione del comparto cogeneratore con il modulo SOFC** e l'inserimento di un sistema di ultra-filtrazione del biogas (probabilmente basato su carboni attivi) a valle del desolfatore esistente.

Il secondo e principale **fattore che limita, allo stato attuale, la diffusione delle fuel cell è il loro costo**. Nonostante non vi siano materiali rari né costosi all'interno, il costo del sistema SOFC è ancora molto elevato per l'utente finale a causa delle ridottissime economie di scala.

Il terzo ed importante parametro che influisce sulla fattibilità dell'installazione riguarda la **vita**

utile delle celle a combustibile. Il sistema SOFC non ha infatti necessità di grandi manutenzioni ordinarie a livello annuale, mentre una importante attività manutentiva è legata alla sostituzione delle celle a combustibile. Tale intervento riguarda quindi solo una parte del sistema, la più costosa, e viene

effettuato quando il modulo raggiunge un valore soglia di degrado dichiarato dal produttore.

Attività di CMA

L'attività attualmente in corso tra il **Consorzio Monviso Agroenergia ed il Politecnico di Torino** si è focalizzata sulla ricerca di mercato dei produttori di sistemi SOFC e sulle loro aspettative di vendita e di discesa dei costi nei prossimi anni, oltre che al loro interesse nella collaborazione con il settore del biogas agricolo. Se si troverà un produttore in grado di fornire le specifiche tecniche ma soprattutto economiche necessarie per garantire il sostentamento degli impianti a biogas, si potrebbe lavorare insieme ad una fase dimostrativa, volta a confermare in campo, in un impianto reale, le performance di questi sistemi, e permettere a tutti i soci e non di visionare il sistema.

L'analisi in corso comprende la verifica della fattibilità tecnico-economica dell'installazione di sistemi SOFC sia nello scenario di piccolo-medio impianto alimentato quasi esclusivamente da reflui zootecnici (costo della dieta quasi nullo), sia nello scenario di impianto medio-grande alimentato da insilati e colture energetiche (costo della dieta elevato). I target di costo necessari per il secondo caso studio sono inferiori al primo, a causa dell'elevato costo per la biomassa in ingresso.

La potenziale collaborazione tra il mondo delle celle a combustibile e il settore del biogas agricolo (più di 1600 impianti solo in Italia, localizzati principalmente al Nord) permetterebbe ai produttori di SOFC di raggiungere **volumi di produzione tali da abbassare i costi** a livelli interessanti per le aziende agricole. Dall'altro lato, il settore biogas è alla ricerca di soluzioni per il periodo post-incentivi (Strategia 2024), tali da poter garantire la prosecuzione delle attività e mantenere l'importante indotto.

Lo sfruttamento del potenziale completo è la fase prevista come *'competizione sul mercato'*, dove i sistemi SOFC dovranno aver raggiunto il loro costo target (inferiore a 2000 €/kW) per competere sul mercato senza incentivi dedicati. Tra la situazione attuale e la fase di competizione sul mercato è auspicabile, sperabile, ma non garantito né certo, che vi sia una **fase intermedia di incentivazione** per i primi sistemi che avranno un costo di investimento ancora elevato. L'incentivo potrebbe essere legato all'utilizzo di una tecnologia ad elevata efficienza che non produce però alcuna emissione inquinante in atmosfera, azzerando quindi l'impatto ambientale dei motori a gas attualmente installati. Vi sono poi alcune aziende in grado di produrre e fornire solo la pila di celle a combustibile e non l'intero modulo SOFC: in questo caso

sarebbe necessaria un'azienda di ingegneria intermedia, esperta in dispositivi elettrochimici, in grado di realizzare tutto il comparto di sistemi ausiliari. Anche questa soluzione è stata presa in carico nell'analisi di mercato, sebbene risulti più complessa, costosa e temporalmente incerta.

All'interno dell'attività sono state contattate tutte le aziende produttrici di sistemi (o celle) SOFC a livello mondiale. Non tutte sono risultate interessate al mercato europeo o all'alimentazione dei loro sistemi con biogas. Le aziende con le quali si sta avviando una collaborazione sono rappresentate nella tabella sottostante. Non appena si avranno a disposizione trend di costi chiari ed affidabili per questi prodotti, si valuterà se e con chi procedere ad una seconda fase di studio di fattibilità per un dimostratore, da realizzare nei prossimi anni in nord Italia.

Il potenziale tecnico ed ambientale racchiuso in questi sistemi SOFC è davvero molto elevato, e le sinergie con il settore del biogas agricolo sono tantissime. Dall'altro lato è però necessaria una importante industrializzazione del comparto celle a combustibile che porti ad un **aumento dei volumi di produzione e ad una conseguente riduzione dei costi del sistema**.

Sebbene le conoscenze tecniche siano avanzate e l'efficacia della tecnologia sia comprovata, ad oggi **non è possibile garantire un drastico calo del costo specifico delle celle entro l'anno 2024, data di avvio del fine incentivo**.

| Fornitore | Tipologia | Taglia (kW) | Efficienza elettrica del sistema SOFC(%) |
|------------|-----------------------------|--------------|--|
| Solidpower | Sistema SOFC | 1,5 | 60% |
| Mitsubishi | Sistema ibrido SOFC-turbina | 220 kW & 1MW | 55% |
| Convion | Sistema SOFC | 50 kW | > 53% |
| Ecogen | Solo celle SOFC | 3 kW | >74% (solo cella) >60% (sistema) |

Produttori di sistemi SOFC con cui è in fase di valutazione la collaborazione.

MERCATO ELETTRICO

⚡ Servizi di rete

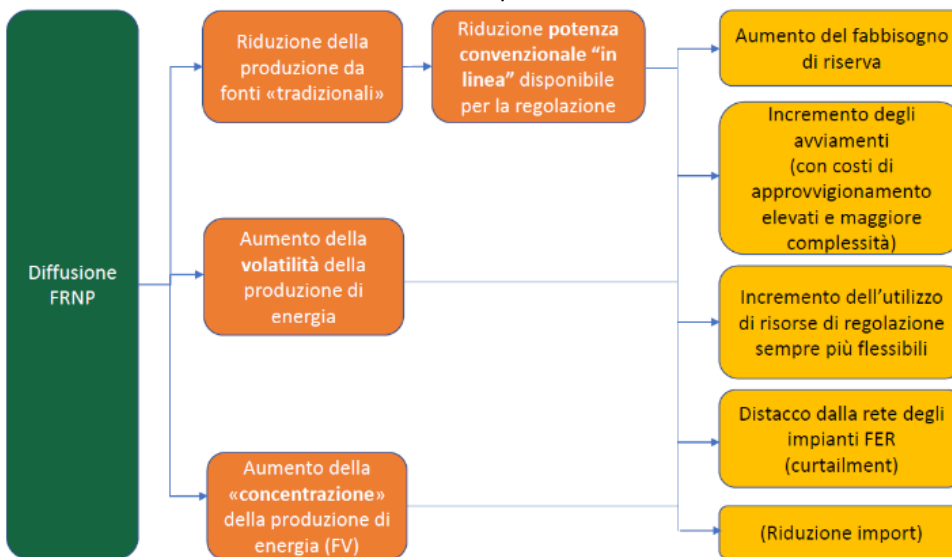
⚡ Azione 4.b. Strategia 2024

I nuovi servizi al mercato elettrico: quali prospettive per il biogas

Il settore biogas potrebbe avere i numeri per partecipare alla regolazione del sistema elettrico e quindi beneficiare di specifiche remunerazioni. Il cammino però è ancora lungo.

La massiccia diffusione in Italia degli impianti a fonte rinnovabile (FER), conseguente al perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione ed all'introduzione dei sistemi incentivanti, ha determinato una serie di "criticità" di gestione del sistema elettrico, analizzate

La ricerca denominata "Analisi dello stato attuale e delle possibili evoluzioni dei mercati elettrici in Italia" ha analizzato lo stato attuale e le prospettive di sviluppo del Mercato per i Servizi di Dispacciamento (MSD) in Italia, con particolare attenzione alle potenzialità delle soluzioni



Schema logico delle problematiche della rete elettrica nazionale. Fonte RSE recentemente in uno studio pubblicato a marzo 2019 e condotto da Energy & Strategy della School of Management del Politecnico di Milano ed RSE, con il contributo di JRC ed il supporto di Axpo, Edison, Enel X, E.On, EP Produzione, Epq, ERG e Siram.

Mercato dei Servizi di dispacciamento in Italia

Con il termine Mercato dei Servizi di Dispacciamento in Italia si fa riferimento ad una serie di



Elena Serra
CMA

Azioni del CMA

Il CMA sta cercando di dialogare con gli enti regolatori, come l'RSE, al fine di adeguare la normativa e gli strumenti di ARERA e GSE a questo nuovo ruolo che il biogas elettrico italiano potrebbe avere all'interno del Mercato di dispacciamento

operazioni eseguite da Terna, al fine di garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Tradotto in parole semplici, Terna regola i flussi di immissione e prelievo di energia, in modo che offerta e domanda siano perfettamente bilanciate in ogni momento.

L'accesso al MSD per la fornitura e la negoziazione dei servizi di dispacciamento è però oggi limitato. Infatti:

- 1) solo alcuni servizi di dispacciamento sono messi "a mercato" dal gestore di rete;
- 2) solo i grandi impianti di produzione (di taglia superiore a 10 MVA) programmabili, come le centrali termoelettriche ed il grande idroelettrico, possono fornire le risorse necessarie alla regolazione del sistema.

Nella figura si riporta uno schema delle "criticità" rilevate ad oggi in

Italia con l'incremento della produzione da impianti FER, soprattutto non programmabili. In particolare, questo ha comportato un aumento dei costi sostenuti da Terna su MSD per la sicurezza della rete, i quali sono poi ribaltati sulla comunità (vedi capitolo su Capacity Payment). Questo non potrà che aggravarsi con il perseguimento degli obiettivi imposti all'Italia per il 2030 dalla SEN (quali ad esempio il raggiungimento della quota di FER elettriche pari al 55% e la chiusura totale degli impianti di generazione a carbone dal 2025).

Alla luce delle "criticità" che caratterizzano il MSD, appare quindi sempre più necessario l'ampliamento della platea di soggetti che possono offrire servizi di regolazione. È proprio qui che il CMA ha individuato una potenziale nuova fonte di ricavo per gli impianti biogas, particolarmente interessante nell'ottica di fine incentivo, soprattutto a seguito dell'adozione da parte dell'ARERA della Delibera 300/2017 con cui Terna ha avviato una serie di progetti pilota per permettere la partecipazione "temporanea" al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a nuovi soggetti ad oggi non abilitati, introducendo le Unità Virtuali Abilitate (UVA) e la figura dell'aggregatore in qualità di abilitatore della partecipazione delle unità non rilevanti al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

Capacity Payment e Capacity Market

La legge di stabilità 2014 ha dato il via al cosiddetto Capacity Payment, una forma di contributo che rappresenta una sorta di

"copertura" dei costi sostenuti da Terna per assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico in tutte quelle situazioni che vedono la produzione da fonti intermittenti discostarsi dalle previsioni. Come già detto infatti, dato che il sistema elettrico nazionale non si è ancora adeguato al nuovo modello energetico (ad esempio con adeguati sistemi di accumulo), le centrali termoelettriche rimangono ancora necessarie nelle ore di mancata produzione delle rinnovabili, essendo attualmente fra le poche unità in grado di fare bilanciamento.

Il 28 giugno 2019, con la firma del decreto sul Capacity Market, il



meccanismo del Capacity Payment è stato mandato ufficialmente in pensione a partire dal 2022. In particolare, il Capacity Market permetterà all'Italia di raggiungere l'obiettivo di dismissione della capacità a carbone al 2025 e quello della crescita ulteriore della generazione da fonti rinnovabili (+12 GW al 2025), assicurando al contempo l'adeguatezza del sistema e la sicurezza delle forniture. Infatti, sulla base di simulazioni effettuate per l'anno 2022, il nuovo meccanismo del Capacity Market consentirà un beneficio economico netto stimabile in circa 1,6 miliardi di

euro/anno, con un costo in termini di erogazione del premio per i partecipanti a questo meccanismo pari a 1,75 miliardi di euro a fronte di minori costi sui mercati per 3,35 miliardi di euro.

Il Capacity Market infatti prevede una remunerazione dedicata a quegli impianti di generazione elettrica che si impegnano a mantenere e a mettere a disposizione del sistema, in caso di necessità, della capacità. Per ciascun MW di capacità impegnata, gli operatori riceveranno un premio annuo (in euro per MW), ma dovranno versare a Terna le eventuali differenze positive fra il prezzo

dell'energia elettrica venduta sui mercati a pronti e dei servizi (il prezzo di riferimento) e il prezzo di esercizio previsti dal contratto; queste differenze andranno a 'sconto' delle bollette elettriche dei consumatori, realizzando così la protezione della "polizza assicurativa".

Terna ha già messo all'asta una certa capacità produttiva in un determinato intervallo temporale (il 6 novembre 2019 si è svolta l'asta per il 2022, mentre il 28 novembre 2019 quella per il 2023). Il meccanismo è alternativo ai contratti conclusi con il GSE.

Flessibilità del settore Biogas

Il settore biogas potrebbe avere i numeri per partecipare alla regolazione del sistema elettrico e quindi beneficiare di un surplus sull'energia prodotta che contribuirebbe a rendere sostenibile la produzione di energia elettrica da biogas, in quanto:

- gli impianti biogas di piccola taglia (< 1MWe) potrebbero fornire una regolazione del sistema sia in incremento che in decremento rispetto al normale esercizio;
- gli impianti biogas sono dotati di un **sistema di accumulo** intrinseco (costituito dai gasometri) che potrebbe permettere di garantire tempi di regolazione pressoché nulli, ma purtroppo limitati alla capacità del sistema (es. 8 ore);
- esiste la possibilità di offrire servizi di flessibilità tramite un "impianto virtuale" costituito dall'aggregazione di diverse unità, che possono essere, alternativamente o simultaneamente, sia di consumo che di produzione (UVA).

Il cammino purtroppo è ancora lungo e difficoltoso in quanto bisognerà far fronte a 3 ostacoli:

1. di natura tecnologica → capacità di erogare i servizi di regolazione necessari a Terna;
2. di natura regolatoria → legate al superamento di vincoli attualmente vigenti che impediscono ai soggetti di erogare i suddetti servizi, anche in virtù del modo in cui tali servizi sono definiti.

Il CMA sta cercando di dialogare con gli enti regolatori al fine di adeguare la normativa di legge, gli strumenti regolatori di ARERA ed operativi di GSE a questo nuovo ruolo che il biogas elettrico italiano potrebbe avere all'interno del MSD. In particolare, il CMA sta compiendo un approfondimento tecnologico e normativo insieme all'RSE per definire il progetto e gli obiettivi del settore. Attualmente è in atto un confronto per identificare gli ostacoli normativi e tecnici da rimuovere e modificare la normativa di riferimento. A valle di queste modifiche si potranno realizzare progetti pilota di flessibilità.

Infine, sono già stati contattati trader ed aggregatori che operano a livello internazionale (DufEnergy e Centrali Next fra tutti) e che sarebbero disponibili ad acquistare l'energia degli impianti biogas del CMA al fine di rivenderla insieme ai servizi ancillari di rete e quindi massimizzare gli introiti dei clienti. I trader gestirebbero anche gli impianti in modo da farli partecipare in modo 'smart' ai mercati elettrici.

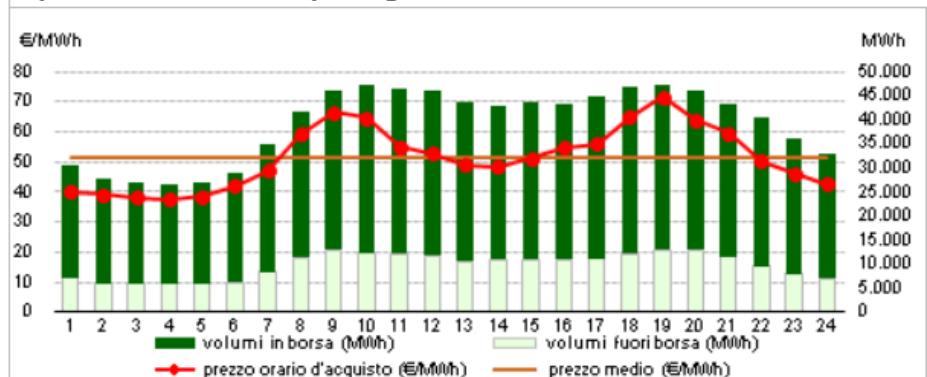
Un elemento da valutare con grande attenzione sarà il livello di ricavo che potrà derivare dall'erogazione di servizi di



Un importante segnale positivo è recentemente giunto con l'approvazione della Legge di Stabilità per il 2020, che ha previsto un rinnovo degli incentivi per gli impianti entrati in esercizio prima del 2008 a condizione che riconvertano la loro produzione giornaliera, definita come il prodotto della potenza installata prima della conversione per ventiquattro ore, secondo un regime programmabile alle condizioni definite annualmente da Terna Spa a partire dal 30 giugno 2020. In sostanza il Legislatore ha posto la flessibilità di produzione come condizione per accedere al rinnovo degli incentivi.

Nei prossimi mesi il CMA proseguirà la sua attività di sensibilizzazione con l'obiettivo di trasformare i servizi di flessibilità in una importante fonte di ricavo aggiuntivo per le aziende titolari di impianti di biogas.

prezzi e volumi orari per il giorno di flusso 23/01/2020



flessibilità alla rete.

MERCATO ELETTRICO

Energy communities

Azione 4.c Strategia 2024

Mercato elettrico: prosumer e comunità energetiche offrono nuove opportunità

Gli obiettivi sfidanti imposti dal PNIEC prevedono una mobilitazione che parta dalla comunità creando una moltitudine di sottoreti virtuali composte da piccoli produttori-consumatori. Il ruolo dei *prosumer*.

Per raggiungere gli obiettivi previsti al 2050 in tema di emissioni di gas serra, la strategia Europea si basa su tre pilastri:

- autoconsumo
- efficientamento energetico
- fonti rinnovabili.

Il compito di delineare le modalità pratiche per raggiungere questi obiettivi è stato affidato ai Piani Nazionali per l'Energia ed il Clima (PNIEC).

Il PNIEC

Approvato definitivamente il 21 gennaio 2020, il PNIEC fornisce diverse positive novità per il settore biogas, ma, soprattutto, fissa gli obiettivi italiani per nell'ambito della strategia europea.

Fra gli obiettivi principali, si trova, alla lettera b), il seguente:

- b. *mettere il cittadino e le imprese (..) al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica e non solo soggetti finanziatori delle politiche attive; ciò significa*

promozione dell'autoconsumo e delle comunità dell'energia rinnovabile (..)

- c. *favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili;*

Le Direttive Europee

Il percorso verso la creazione del Prosumer e delle Comunità dell'Energia è stato avviato con l'approvazione della Direttiva (UE) 2018/2001 (RED2) e della Direttiva (UE) 2019/944 (IMD2). Queste norme hanno istituito i concetti di *Prosumer* e di *Comunità dell'Energia*.

L'autoconsumo esteso e le comunità dell'energia potranno, a seguito del recepimento italiano entro il 2021, **divenire importanti strumenti di sviluppo del consumo e della produzione di energia rinnovabile**, non ultima quella proveniente dal **biogas**.



Stefano Baretta
CMA

Gli obiettivi del PNIEC

Gli obiettivi imposti con il PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) prevedono anche la riduzione delle incertezze burocratiche in merito alle comunità dell'energia.

Prosumer

Secondo la Direttiva RED2, gli Stati membri provvedono affinché gli autoconsumatori di energia

PROSUMER

Il termine - tradotto in italiano con la parola "prosumatore" - deriva dalla fusione dei vocaboli inglesi "producer" (produttore) e "consumer" (consumatore). Il termine indica, dunque, i **cittadini o imprese, sono contemporaneamente dei produttori e consumatori di energia rinnovabile.**

COMUNITA' ENERGETICA

La comunità di energia rinnovabile è un soggetto che ha il diritto di **produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile**, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile. (RED2)

rinnovabile, individualmente o attraverso aggregatori, siano autorizzati a:

- a. **produrre energia rinnovabile**, anche per il proprio consumo; **immagazzinare e vendere le eccedenze di produzione** di energia elettrica rinnovabile senza essere soggetti a oneri discriminatori e oneri di rete che non tengano conto dei costi;
- b. installare e gestire sistemi di **stoccaggio dell'energia elettrica** abbinati a impianti di generazione di energia elettrica senza essere soggetti ad alcun duplice onere
- c. mantenere i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali;
- d. ricevere una **remunerazione, anche mediante regimi di sostegno**, per l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta che immettono nella rete

Gli impianti aziendali di produzione di energia rinnovabile da biogas potrebbero, quindi, ma occorre attendere la legge nazionale, svolgere un ruolo da prosumer ove l'autoconsumo aziendale fosse significativo.

Interessante potrebbe essere anche la possibilità di consumare in altro sito aziendale l'energia prodotta negli impianti (ovviamente pagando un onere per il trasporto), anche se i primi orientamenti paiono escludere un autoconsumo fuori sito (es. condominio).

Comunità dell'Energia

Le Direttive hanno introdotto due tipologie di comunità energetiche:

- **REC** (Art. 22 Dir. RED2): Comunità di Energia Rinnovabile. Sono aggregazioni autorizzate a produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile,

scambiare, all'interno della stessa comunità, l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute, accedere a tutti i mercati dell'energia **elettrica** in modo diretto o tramite aggregazione, in modo non discriminatorio.

- **CEC** (Art. 16 Dir. IMD2): Comunità Energetiche dei Cittadini. Sono soggetti che hanno il diritto di possedere, istituire, acquistare o locare **reti di distribuzione** e di gestirle autonomamente e di organizzare all'interno della comunità energetica dei cittadini la **condivisione dell'energia elettrica prodotta dalle unità di produzione di proprietà della comunità**

Nelle comunità energetiche, quindi, a differenza dei prosumer, possono esistere produttori e consumatori, ma non necessariamente debbono coincidere.

Le Direttive sono chiare nello stabilire che le Comunità Energetiche (REC e CEC) debbono essere trattate in modo non discriminatorio e proporzionato riguardo alle loro attività. Questo implica che l'eventuale uso della rete nazionale per il trasporto dell'energia non dovrebbe essere soggetto ad oneri eccessivi.

E', quindi, evidente che il successo delle Comunità Energetiche sarà legato all'applicazione nazionale delle regole, ed in particolare alla **scelta di assoggettare o meno le REC, CEC ed i Prosumer ad oneri di rete eccessivi**, tali da rendere lo strumento di fatto inattuabile in ambito di territori (diverso è l'approccio agli ambiti condominiali).

Le REC sono le comunità che verranno maggiormente spinte dall'Unione poiché legate a progetti finalizzati all'uso delle fonti rinnovabili per produrre, stoccare e vendere energia. Alle REC potranno partecipare persone fisiche, autorità locali e PMI.

Impatto sul sistema biogas

Se la normativa venisse recepita in modo opportuno, si aprirebbero scenari vantaggiosi per tutti gli impianti a biogas che potrebbero valorizzare in azienda una quota di energia prodotta e cedere l'eccesso a condizioni vantaggiose rispetto al mercato. Le REC e CEC si pongono in coerenza con la Strategia 2024 che punta ad affermare il ruolo centrale della produzione agricola rispetto a quella di energia, prevedendo un collocamento privilegiato dell'energia in eccesso a realtà territoriali.

Norme Regionali

Nell'attesa del recepimento nazionale, alcune Regioni hanno legiferato in materia, fornendo alcuni strumenti di stimolo alla nascita delle REC. Analizzando per esempio la legge vigente in **Piemonte**, si evince come le comunità dell'energia vengano viste come "enti senza finalità di lucro". Sorge spontanea dunque una domanda: quale vantaggio economico porterebbe l'istituzione di una comunità dell'energia?

Conclusioni

La UE ha lasciato agli Stati le scelte sull'applicazione delle norme su Prosumer, CEC, REC. Occorre, quindi, che l'Italia normi in modo vantaggioso all'autoconsumo e scambio in comunità rurali. In questo contesto il ruolo del biogas sarebbe prezioso.

INTEGRAZIONE DI FILIERA

Valorizzazione aziendale dell'energia

Azione 2.a.i Strategia 2024

Prime esperienze di sinergia fra impianti biogas e allevamenti avicoli

Gli elevati consumi energetici, termici ed elettrici, sono spesso un fattore limitante per la redditività degli allevamenti avicoli. Il biogas può essere una sinergia

In vista di un futuro in cui gli impianti dovranno rendersi maggiormente indipendenti dagli incentivi pubblici occorre adottare strategie che permettano di valorizzare economicamente tutti gli output degli impianti quali CO₂, digestato e termico, oltre, naturalmente, all'energia elettrica. La disponibilità di effluenti zootecnici a breve distanza rappresenterà, inoltre, un vantaggio.

Partendo da queste prospettive l'Azienda Tima, ubicata a San Germano Vercellese, titolare di un impianto biogas da 1 MWe, ha deciso di investire in un settore agricolo nuovo: l'allevamento avicolo.

L'azienda si occupa principalmente della coltivazione di riso ed altri cereali e della produzione di energia da biogas, con un impianto, avviato a fine 2012, di potenza elettrica di 999 kW.



L'impianto è alimentato da biomasse (mais, loietto) e sottoprodotti derivanti dalla

lavorazione del riso quali pula, lolla e farinaccio di riso.

In passato una parte dell'energia termica disponibile veniva utilizzata per il funzionamento dell'essiccatoio aziendale.

Allevamento avicolo

Poco distante dall'impianto sono stati realizzati i due capannoni destinati ad ospitare i polli nella fase di ingrasso, per un periodo complessivo di 70 giorni per ciclo. I 2 fabbricati presentano una lunghezza di 135,2 m, una larghezza di 16,33 m ed un'altezza all'imposta della copertura di 2,45 m ed al colmo di 5,85 m. La capacità effettiva dell'allevamento è di circa **84.000 capi per un totale di 5,2 cicli produttivi all'anno**. Il tasso di mortalità medio è minore del 5%, per cui la produzione media annua è di circa 417.000 polli da carne.

All'interno di entrambe le strutture il riscaldamento è garantito dalla presenza di una fila di termoconvettori installati a soffitto, funzionanti secondo il sistema aria – acqua. In particolare, il riscaldamento dell'acqua avviene sfruttando l'energia termica resa disponibile dall'impianto a biogas.



Giorgio Tinarelli
TIMA

Polli e biogas

La produzione avicola presenta notevoli sinergie con il biogas. La valorizzazione del calore e della pollina, uniti a sinergie di personale, consentono di migliorare il reddito di allevamento.

Energia termica

L'energia termica viene recuperata a pieno carico attraverso uno scambiatore dell'acqua di raffreddamento motore per una potenza complessiva pari a circa 573 kWt. L'energia termica viene impiegata per il riscaldamento dei



digestori e del post-fermentatore (max 300 kWt), l'eccesso è invece impiegato per il riscaldamento dei 2 capannoni destinati all'allevamento dei polli.

La potenza termica residua resta così disponibile per il riscaldamento dei due capannoni. Seppure il calore disponibile dal cogeneratore sia ampiamente sufficiente per coprire il fabbisogno dell'allevamento si è, in ogni caso, proceduto all'installazione di una caldaia di

backup al fine di coprire eventuali periodi di fermo motore per manutenzioni o guasti. L'alimentazione della caldaia viene fatta a biogas e, in caso di indisponibilità, tramite una riserva di GPL.

Pollina

Uno degli scopi dell'azienda era quello di valorizzare gli effluenti zootecnici dell'allevamento. La produzione di pollina, circa 1,4-1,6 t/d, viene interamente recuperata nell'impianto biogas, riuscendo in questo modo a sostituire circa 1 t/d di insilato di mais. A tal fine è stata costruita all'interno del perimetro dell'impianto biogas una concimaia per lo stoccaggio della pollina rimossa dai capannoni.

Strutture zootecniche

La superficie utile di allevamento di ciascun capannone è di circa 2.104 m² (134,8 m X 15,61 m), per un totale di 4.208 m².

Ogni stalla è organizzata in un unico locale di allevamento; prima dell'ingresso dei capi (peso di circa 40-50 g) viene disposto sul fondo uno strato di circa 4 - 5 cm di lettiera di lolla di riso, che ha lo scopo di raccogliere e fermentare le deiezioni dei polli. La **densità massima iniziale d'allevamento è di 20 capi/m²**: dopo circa 30 giorni verrà fatto un primo sfoltoimento con la vendita di metà dei capi femmina che hanno raggiunto il peso massimo di circa 1,5 kg, in modo da aumentare lo spazio disponibile per i capi rimasti (15 capi/m²). Dopo circa 40 giorni verrà fatto un secondo sfoltoimento con la vendita della seconda metà delle femmine al peso massimo di circa 2,4 kg; i capi restanti (10 capi/m²) verranno poi venduti a 55 giorni, al peso finale di circa 3,6 kg. L'azienda adotta la tecnica del "tutto-pieno tutto-vuoto". La capacità effettiva

dell'allevamento è quindi di circa 84.000 capi.

In base al D.lgs 27 settembre 2010, n. 18 all'art. 3, p.to 2 la densità massima di allevamento in ogni capannone dello stabilimento non deve superare in alcun momento 33 kg/m², con la possibilità di arrivare sino a 39 kg/m², o addirittura a 42 kg/m² con apposita deroga da parte dell'ASL competente.

Dai dati riportati risulta evidente che i momenti in cui si avrebbe il peso vivo più alto in stalla sono in corrispondenza del secondo sfoltoimento, nonché al termine del ciclo al 55° giorno circa.

Sinergie con impianto biogas

Il risultato economico di un allevamento di broiler da 84.000 capi medi condotto in soccida e senza abbinamento al biogas porta ad un EBT (utile prima delle tasse) positivo, anche se, ovviamente, limitato dalla forte incidenza degli ammortamenti nei primi 15 anni di esercizio. La presenza di un impianto biogas porta, però, alle seguenti sinergie:

- **Energia termica** risparmiata
- **Pollina** valorizzata
- **Minore personale**

Per quanto riguarda il **calore** si osserva che il cogeneratore consente di annullare le spese di riscaldamento che, in un allevamento del genere, sono una delle maggiori voci di spesa.

La **pollina** (0,6-0,7 SMeq) consente di risparmiare una importante quota di insilati per l'alimentazione del digestore.



L'affiancamento dell'allevamento all'impianto consente di ridurre l'incidenza del **personale** in quanto gli addetti possono distribuire il loro tempo in modo efficiente fra l'allevamento e l'impianto.

Nel caso, poi, venissero superate le barriere regolatorie che impediscono **l'autoconsumo aziendale dell'energia elettrica prodotta**, la valorizzazione dell'elettricità consentirà, in futuro, ulteriori vantaggi.

Nell'insieme il vantaggio economico derivante dalla sinergia con l'impianto è stimabile in **circa 70.000 €/anno ogni 100.000 posti broiler**. Nel caso del nostro allevamento il risparmio stimato è quello evidenziato nella seguente tabella.

Conclusioni

La realizzazione di un investimento produttivo come un allevamento di broiler in sinergia con un impianto di biogas consente di diversificare il reddito aziendale e di giungere ad una valorizzazione energetica migliore del biogas prodotto.

Il tutto si traduce in una migliore sostenibilità ambientale dell'allevamento e nella riduzione della domanda di incentivi dell'impianto biogas.

| Sinergie impianto biogas | um | n | €/um | € |
|--|-----|--------|--------|---------------|
| Pollina a valore sostituzione silomais | t | 566 | 25,00 | 14.000 |
| Gas risparmiato per calore | Smc | 79.659 | 0,35 | 28.000 |
| Personale risparmiato per sinergia locale | n | 0,5 | 35.000 | 17.000 |
| Totale sinergia con impianto biogas | | | | 59.000 |

INVESTIMENTO

E CONTO ECONOMICO STANDARD

per un allevamento di broilers da 100.000 posti (5.000 mq) condotto in soccida.

I conti sono riferiti ad un allevamento NON affiancato al biogas. In caso di presenza di impianto si stima una sinergia (vantaggio economico) di circa 70.000 €/anno.

VANTAGGI DELLA SINERGIA POLLI/BIOGAS

- Sfruttamento del calore
- Valorizzazione pollina
- Ottimizzazione personale
- Risparmio elettricità (in futuro)

CRITICITÀ DA CONSIDERARE

- Extra azoto: circa 18.000 kg/anno
- Investimento rilevante
- Fabbisogno di personale
- Difficoltà di localizzazione
- Rischi della soccida (dipendenza da soccidante)

| INDICATORI ECONOMICI CON BIOGAS | | |
|---------------------------------|--------------------|-----------|
| Dimensione allevamento | capi | 100.000 |
| Investimento IVA Esclusa | CI | 1.257.200 |
| Pay Back Time (PBT) | CI / (ES+B10) | 8,63 |
| ROI (Return On Investment) | EBITs/CI | 9,6% |
| ROS (Return On Sales) | EBITDAs/fatturato | 53,4% |
| AT (Assets turnover) | Fatturato/CI | 25,4% |
| ROE (Return On Equity) | Redditività del CI | 63,9% |

| Allevamento Broilers | | | |
|---|-----------|--------|--------|
| Posti in stalla (x1000) | 100.000 | | |
| INVESTIMENTO | 5.000 | mq | |
| | Euro | €/mq | % |
| A) Autorizzazioni | 35.400 | 7,08 | 2,8% |
| Analisi preliminari, rilievi, progettazione, autorizzazione | 16.600 | 3,32 | |
| Nulla Osta VVFF, acustica, geotecnica | 5.800 | 1,16 | |
| VIA, AIA | 13.000 | 2,60 | |
| B) Direz. lavori, gestione cantiere | 23.800 | 4,76 | 1,9% |
| Direzione Lavori Architettonici, DL strutturale, collaudi | 17.000 | 3,40 | |
| Sicurezza, DL impianti, accatastamento | 6.800 | 1,36 | |
| D) Spese generali | 11.900 | 2,38 | 0,9% |
| Allacciamento ENEL, acqua, ecc | 6.300 | 1,26 | |
| Istruttoria bancaria, Bolli, tasse, perizie, varie | 5.600 | 1,12 | |
| E) Scavi e urbanizzazioni | 47.000 | 9,40 | 3,7% |
| Scavo cantiere, scavi, recinzioni cantiere | 26.500 | 5,30 | |
| Urbanizzazioni, reti acque meteo, piazzali ecc | 20.500 | 4,10 | |
| F) Opere civili | 730.000 | 146,00 | 58,1% |
| Fondazioni | 80.000 | 16,00 | |
| Struttura | 450.000 | 90,00 | |
| Pavimentazioni | 200.000 | 40,00 | |
| G) Impiantistica | 217.500 | 43,50 | 17,3% |
| Sistemi di alimentazione | 100.000 | 20,00 | |
| Sistemi di abbeverata | 60.000 | 12,00 | |
| Impianto elettrico ed idraulico | 57.500 | 11,50 | |
| H) Riscaldamento | 141.100 | 28,22 | 11,2% |
| Scambiatori e teleriscaldamento | 64.300 | 12,86 | |
| Sistema di distribuzione interna | 54.300 | 10,86 | |
| Caldia di backup | 22.500 | 4,50 | |
| I) Dotazioni aggiuntive | 32.000 | 6,40 | 2,5% |
| Platea pollina | 12.000 | 2,40 | |
| Macchina carica polli | 20.000 | 4,00 | |
| L) Finiture e opere a verde | 18.500 | 3,70 | |
| TOTALE | 1.257.200 | 251,44 | 100,0% |
| IVA | 276.584 | 55,32 | |
| TOTALE CON IVA | 1.533.784 | 306,76 | 122,0% |

CONTO ECONOMICO ANNO 5 (2026)

| Cod | Voce | um | n | €/um | € | Al. IVA | IVA | € IVA comp | €/kg | % |
|-------------|---|---------------|-----------|--------|---------|---------|--------|------------|-------|--------|
| A | VALORE DELLA PRODUZIONE | | | | 302.500 | | 30.250 | 332.750 | 1,100 | 100,0% |
| | Polli venduti | kg | 275.000 | | 302.500 | 10% | 30.250 | 332.750 | 1,100 | 100,0% |
| | Pollina venduta | t | 673 | 0,00 | - | 22% | - | - | - | 0,0% |
| B | COSTI DELLA PRODUZIONE | | | | 184.238 | | 14.042 | 198.280 | 0,670 | 60,9% |
| B6 | Materie prime | | | | 77.449 | | 7.745 | 85.194 | 0,282 | 25,6% |
| | Mangimi | t | 2.811 | 190 | - | 10% | - | - | - | 0,0% |
| | Lettieria (lolla di riso) | t | 73 | 155 | 11.296 | 10% | 1.130 | 12.425 | 0,041 | 3,7% |
| | Acqua | t | 20.000 | 0,1 | 2.000 | 10% | 200 | 2.200 | 0,007 | 0,7% |
| | Gas naturale per riscaldamento | Smc | 94.652 | 0,35 | 33.128 | 10% | 3.313 | 36.441 | 0,120 | 11,0% |
| | Energia elettrica | kWh | 182.500 | 0,17 | 31.025 | 10% | 3.103 | 34.128 | 0,113 | 10,3% |
| B7 | Servizi | | | | 28.622 | | 6.297 | 34.919 | 0,104 | 9,5% |
| | Manutenzioni impianti | % Val. Nuovo | 1.257.200 | 1,0% | 12.572 | 22% | 2.766 | 15.338 | 0,046 | 4,2% |
| | Consulenze, analisi, adempimenti, generali | | 302.500 | 2,0% | 6.050 | 22% | 1.331 | 7.381 | 0,022 | 2,0% |
| | Gestione morti | mq | 5.000 | 2 | 10.000 | 22% | 2.200 | 12.200 | 0,036 | 3,3% |
| B9 | Costi per il personale | n | 2,0 | 35.000 | 70.000 | 0% | - | 70.000 | 0,255 | 23,1% |
| B12 | Accantonamento rischi | Assicurazione | 302.500 | 1,2% | 3.630 | 0% | - | 3.630 | 0,013 | 1,2% |
| B14 | Oneri diversi di gestione | an | 302.500 | 1,5% | 4.538 | 0% | - | 4.538 | 0,017 | 1,5% |
| MOL | MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA) | A-B+B10 | | | 118.262 | | | 134.470 | 0,430 | 39,1% |
| B10 | Ammortamenti per beni mobili e immobili | | | 4,0% | 49.717 | 0% | | 49.717 | 0,181 | 16,4% |
| EBIT | RISULTATO GESTIONE CARATTERISTICA (EBIT) | A-B | | | 68.545 | | | 84.753 | 0,249 | 22,7% |
| C17 | Interessi Passivi | | | | 18.010 | | | 18.010 | 0,065 | 6,0% |
| | Interessi sul Mutuo impianto | | 1.000.000 | | 16.461 | | | 16.461 | 0,060 | 5,4% |
| | Capitale circolante (50%) | | 38.724 | 4,00% | 1.549 | | | 1.549 | 0,006 | 0,5% |
| | RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE (EBT) | A-B-C | | | 50.536 | | | 66.744 | 0,184 | 16,7% |
| | COSTO DI PRODUZIONE | | | | 251.964 | | | 266.006 | 0,916 | 83,3% |

INTEGRAZIONE DI FILIERA

Valorizzazione aziendale dell'energia

Azione 2.a.ii Strategia 2024

La valorizzazione del calore da biogas in orticoltura

La produzione di ortaggi in coltura protetta può presentare importanti sinergie con il biogas. Le prime esperienze sono positive, ma occorre una forte attenzione al mercato

Uno dei principali perni della Strategia 2024 è il riutilizzo dei sottoprodotti degli impianti biogas che ad oggi vanno ancora spesso sprecati, quale innanzitutto il calore.

Opportunità dal termico

Una possibile soluzione può giungere dalle produzioni agricole in serra che consentirebbero di impiegare l'energia termica che altrimenti andrebbe persa. Le principali colture che si potrebbero impiegare sono, fra le altre, pomodori, zucchine, melanzane e peperoni.

La coniugazione di impianti biogas e coltivazioni in serra consente anche di sfruttare sinergie positive in termini di logistica (km0), personale ed efficienza di produzione (produzioni controstagioni, economie di scala). Inoltre, ulteriori vantaggi si avrebbero recuperando anche i gas di scarico e la CO₂.

Da queste prospettive è partita la nostra società, l'Azienda Agricola Agrinord Energia srl, che ha deciso di portare a termine un progetto di "agricoltura circolare virtuosa".

Il nostro impianto di biogas da 1 MW, situato a Caluso, è entrato in esercizio a fine 2012. Solo tre anni

fa, però, l'Azienda ha deciso di affiancare all'impianto biogas una



serra per la produzione di pomodori tipologia 'cuore di bue' per diversificare il reddito e sfruttare la sinergia con l'impianto. La nostra serra è fra quelle ai più alti livelli della gamma presente sul mercato; il costo di una serra del genere arriva fino a 85 €/mq.

Fino alla realizzazione delle serre il nostro calore non veniva



valorizzato, mentre ad oggi lo sfruttamento medio del calore prodotto nell'impianto biogas arriva intorno al 50%.



Vittorio Preve
Agrinord Energia

Coltivazione in serra

Lo sfruttamento del solo calore da raffreddamento motore (circa 400 kWt) consente di scaldare 3.000 mq di serra e produrre circa 75 t/anno di pomodoro, con valore della produzione di 120.000 €.

Con il calore recuperato dallo scambiatore di raffreddamento del motore di cogenerazione riusciamo a scaldare la nostra serra di circa 3000 m². In particolare, l'impianto si allaccia alle flange dello scambiatore di raffreddamento del motore il quale mette a disposizione 400 KW di acqua calda. Nella serra il riscaldamento è assicurato da un sistema di **aerotermini ad acqua**, funzionanti in modo continuo da settembre fino ad aprile. Anche nel periodo estivo vengono lasciati attivi gli aerotermini la notte e la mattina per evitare la formazione della rugiada, in questo **modo si riducono i trattamenti fungicidi del 90%** rispetto la media di una serra normale. Il sistema complessivo è composto da 6 aerotermini posizionati su testate opposte a gettata singola ciascuno di potenza nominale 116 kW calcolata con Tin=80°C-Tout=65°C alla temperatura di progetto di 15°C. L'energia annua consumata dal sistema di aerotermini è di circa 1.400 MWh con un **fabbisogno di picco di 620 KWt**. Tale fabbisogno

non è completamente soddisfatto dal solo calore derivante dal motore di cogenerazione (senza recupero fumi), motivo per cui è stato necessario l'acquisto di un **buffer da 100 m³**. Il calore del biogas è quindi recuperato quasi totalmente nei mesi invernali.

Produzione orticola

Con il calore così prodotto sono, ad oggi, possibili **2 cicli di coltivazione**: primo ciclo dal 15 gennaio al 10 luglio e secondo ciclo dal 15 luglio al 20 dicembre con produzioni rispettivamente di 475 e 275 q (dati del 2019), pari a circa 16 kg/mq nel primo ciclo e 9 kg nel secondo. La produzione è aumentata notevolmente negli anni, passando da 400 q il primo anno a 750 q il terzo anno (2019). L'esperienza quindi ha migliorato notevolmente le performances della serra, portando anche lo scarto a diminuire da oltre 80 q.li a 30 q.li.

Ad oggi l'impianto biogas è alimentato con colture energetiche quali mais, triticale, sorgo, pastone di mais, reflui zootecnici (letame e liquame) e residui attività agroalimentari. Dall'impianto si ottiene così un digestato assimilato a sottoprodotto agroindustriale ai sensi del Reg. Regione Piemonte 2/R/2016 e dell'articolo 184bis del D.Lgs 152/06.

Il digestato è un valore

Qui entra in gioco il secondo punto di forza della sinergia biogas- serre. L'utilizzo del digestato, infatti, permette all'azienda di **ridurre del 30-50% l'applicazione di fertilizzanti chimici e del 100% l'uso di diserbanti per minore presenza di semi infestanti**.

Grazie allo sfruttamento del calore l'azienda riesce ad avere a disposizione quasi tutto l'anno



di pomodori a km zero. Per di più, oltre a sfruttare il calore dall'impianto, utilizza il digestato (350 q.li in preparazione del primo ciclo) per la concimazione che conferisce al prodotto proprietà organolettiche ottime. Il prodotto è infatti apprezzato e valorizzato dal nostro grossista del CAAT e dai molti clienti della vendita diretta.

La **vendita diretta assorbe quasi il 20% del peso, ma costituisce ben il 35 % del ricavo totale**, fatto che sottolinea il valore del prodotto. Inoltre, grazie all'esperienza maturata in questi anni, i costi di gestione sono dimezzati, passando da circa l'80% del fatturato nel primo anno, a meno del 60 % il secondo anno ed al 40% il terzo.



Con 3.000 metri quadri si occupano 1,5/2 persone durante tutto l'anno, con una integrazione di 3-4 persone durante i picchi di raccolta primaverili e 1-2 autunnali. Il prezzo medio del prodotto venduto, tra ingrosso e dettaglio,

varia negli anni tra **1,58/1,72 €/kg**, abbastanza costante quindi. Nel 2019 abbiamo fatturato un totale di 118.000 euro di pomodori (poco meno di 40.000 €/1000 mq).

Questi numeri sono possibili anche grazie alle alte performances dell'impianto biogas, che nel 2019 ha funzionato circa **8689 ore all'anno** (quasi 24 ore su 24 per 365 giorni) con una produzione di energia termica annua pari a circa 6800 MWh all'anno e a circa 8632 MWh di energia elettrica lorda. Naturalmente il decremento dei costi e l'aumento notevole della produzione sono stati possibili anche grazie **all'esperienza maturata e alla continua formazione sul campo**. È quindi necessario avere una persona ben preparata per poter seguire al meglio le problematiche della produzione orticola fuori stagione, che sono molto diverse da quelle di una cultura tradizionale di pieno campo. Questi due fattori permettono di avere un buon prodotto anche fuori stagione.

I già importanti fatturati attuali sono ulteriormente aumentabili mediante l'uso del calore dei fumi di scarico che consentirebbero la coltivazione di altri 3.000 m².

La valorizzazione della produzione termica in serre e aziende agroalimentari e del digestato in un'ottica integrata di filiera può avere **significativi impatti sulla competitività futura degli impianti**. Solo in questo modo il biogas può continuare ad essere un traino per un settore agricolo, sempre più in difficoltà, e per l'economia locale, grazie alle ricadute economiche ed occupazionali che ne caratterizzano la filiera.

INTEGRAZIONE DI FILIERA

Valorizzazione aziendale dell'energia

Azione 2.a.iii Strategia 2024

Alghe e biogas: una sinergia virtuosa

Calore, fertilizzante liquido e anidride carbonica: gli "scarti" dell'impianto di biogas che possono alimentare la filiera della produzione di microalghe

Gli impianti di biogas producono energia per cui riescono a farsi remunerare e trarre valore, allo stesso tempo producono flussi di materia ed energia che al momento non sono valorizzati del tutto: il calore, spesso non completamente utilizzato, il digestato, spesso un problema, e di grandi dimensioni date le quantità, e anidride carbonica, prodotta dalla combustione del biogas.

Alghe e biogas

Questi prodotti sono preziosi per la coltivazione di microalghe, microrganismi altamente produttivi importanti nei settori della nutraceutica, nutrizione, e produzione di biostimolanti per l'agricoltura.

Attualmente le ipotesi più concrete di integrazione della produzione di microalghe con la filiera del biogas riguardano la produzione di alghe "robuste e competitive" quali **spirulina e clorella** per il settore food (la polvere di spirulina che troviamo al supermercato e i prodotti alimentari addizionati come la pasta) e consorzi algali, tipo clorella e scenedesmus, per i prodotti biostimolanti. Questa tipologia di alghe può essere coltivata in sistemi così detti open pond (vasche aperte vedi figura)

riscaldati nei mesi autunnali e primaverili con un sistema di scambio del calore dal motore dell'impianto di biogas. La raccolta della produzione avviene durante tutta la stagione, sono necessari degli investimenti per la fase di separazione delle cellule dall'acqua (centrifughe, sistemi di flottazione, filtri) e per l'essiccamento



Vasche per la coltivazione di microalghe

Opportunità

La produttività potenziale alle nostre latitudini è di 30-40 tonnellate di sostanza secca/anno ettaro, infatti l'uso del calore e della CO₂ insieme ai nutrienti del digestato ottimizzano le performances.

Inoltre, il mercato di questi prodotti, grazie all'alto tenore di proteine, acidi grassi essenziali, vitamine e principi attivi delle microalghe, è una nicchia in



Giuliana D'Imporzano
Università Milano

Microalghe: dati di sintesi

Microrganismi produttivi e ricchi di molecole biologicamente attive e preziose. La coltivazione richiede un impegno costante e maggiore della coltura di pieno campo. Attualmente il mercato è in grande crescita, tuttavia esistono anche delle incertezze

espansione ad alto valore aggiunto.

Come ordine di grandezza **clorella e spirulina in polvere vengono vendute al consumatore a 150-300 euro al kg di sostanza secca**, mentre la remunerazione al produttore che cede ad un distributore è attualmente quotata tra i 30-40 euro/kg,

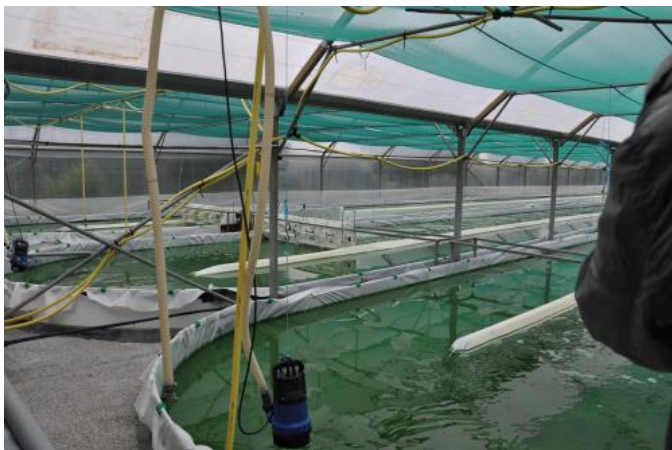
anche se non si può parlare di un mercato evoluto e stabile, in quanto gli operatori sono pochi.

Incertezze

Insieme a questi aspetti interessanti esistono delle incertezze: la coltivazione di microalghe è una pratica recente, e non vi è ancora una consolidata tecnica agronomica e non sono diffuse linee di prodotti e protocolli standardizzati per contrastare i predatori o la contaminazione da

altre specie. Dunque, anche se le produttività potenziali sono molto elevate, esiste anche il **rischio di perdite significative, sia produttive che economiche**, dato che i costi operativi sono importanti. La produzione in generale richiede dei costi di investimento (le vasche e i dispositivi per raccolta ed essiccamento) e costi operativi (lavoro ed energia elettrica) maggiori delle normali colture di pieno campo. Si stima che una azienda ben organizzata con una produzione su 3000-4000 m², potrebbe riuscire a **produrre per la filiera alimentare ad un costo pari a 15-20 euro/kg** (nel range più basso valorizzando la sinergia col biogas)

Infine, per la produzione di microalghe destinate al settore food esistono **incertezze legislative** sul recupero dei sottoprodotti del biogas: mentre il calore non comporta nessun problema, sia il recupero di CO₂ dai



gas di combustione (e da un possibile upgrading del biogas a bio-metano) sia l'utilizzo del digestato non sono chiaramente normati dalla legislazione, ed è onere del produttore dimostrare la sicurezza. Ad esempio, la CO₂ usata per le bevande gasate deriva da un processo di purificazione dei gas di combustione che rendono la

CO₂ pura e food-grade, lo stesso per il digestato, di cui si deve poter dimostrare, dopo trattamento, la sicurezza in termini microbiologici.

Le microalghe, per la ricchezza in molecole bioattive e ormonosimili, hanno anche un effetto cosiddetto bio-stimolante sulle piante superiori, ovvero possono aumentare la resistenza delle piante a stress fisici e biologici, promuovere una più rapida crescita e quindi determinare un aumento della produttività delle colture. Anche questa è una nicchia di mercato in forte crescita, soprattutto per le colture ad alto reddito, quali orticole, fruttiferi, vite. Il ruolo dei prodotti biostimolanti è stato di recente normato dalla legislazione europea sui fertilizzanti (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R1009&from=EN>). In questo caso, fuori dall'ambito della produzione alimentare non è necessario mantenere pura la

coltura, e l'uso di digestato e CO₂ non solleva nessun problema di sicurezza per il consumatore. In questo caso le microalghe, dopo essere state raccolte, vengono sottoposte ad un trattamento di rottura e stabilizzazione per la conservazione del prodotto, quindi anche in questo caso è necessario un ulteriore passaggio di trasformazione.

I prodotti bio-stimolati a base di microalghe attualmente hanno prezzi al consumo di 8-10 euro al litro di prodotto (prodotto con un



contenuto di sostanza secca del 15-20%, ovvero circa 40-50 euro/kg di sostanza secca) con una retribuzione per il produttore di circa 5-8 euro/kg di sostanza secca. In questo caso la qualità della biomassa prodotta e la purezza sono molto inferiori e così anche i costi di produzione.

Come evidenziato già in apertura, non esistono esperienze concrete e modelli di conto economico validati sulla specifica esperienza di produzione nei nostri ambienti e considerando l'integrazione con gli impianti di biogas. Proprio per produrre numeri attendibili e nella prospettiva di creare un modello applicabile alla filiera del biogas, proprio per garantire sostenibilità anche dopo la fine dell'incentivo, il CMA con l'Università degli Studi di Milano, ha sviluppato una proposta progettuale che è stata presentata per il finanziamento alla regione Piemonte nell'ambito dell'AZIONE 2, OPERAZIONE 16.1.1 del PSR. Il progetto "Powerfood" ha superato la prima fase ed è attualmente in fase di valutazione per il finanziamento.

Il **progetto Powerfood** ha l'obiettivo di installare una struttura per la produzione di microalghe all'interno di un impianto di biogas, valorizzando calore, CO₂ e digestato, in modo da raccogliere i numeri produttivi ed economici, verificare sia le sinergie che le difficoltà concrete che possono emergere, e costruire un modello affidabile per le aziende della filiera.

BIOMETANO, IDROGENO, BIORAFFINERIA

Produzione di biometano per autotrazione

Azione 3.a.iii Strategia 2024



Andrea Chiabrando
CMA

Biometano agricolo: il punto della situazione ad un anno e mezzo dal decreto

Il biometano è una grande opportunità per il settore agricolo. Ad oggi, vincoli normativi, complessità tecniche e redditività da valutare attentamente hanno rallentato lo sviluppo della filiera.

La produzione di biometano da risorse agricole è un elemento di forza nell'ambito delle strategie ambientali a livello europeo. Il biometano consente una valorizzazione energetica del biogas molto buona, evitando le inefficienze che spesso si verificano nel biogas elettrico per effetto della scarsa valorizzazione del calore.

L'approvazione del decreto biometano 2 del marzo 2018 ha, quindi, creato molte aspettative e molto alto è l'interesse da parte degli operatori.

Mentre per quanto riguarda il settore industriale (rifiuti, scarti agroindustriali, ecc) il mercato è prontamente partito, più lento pare l'approccio alla filiera da parte del settore agricolo.

Al **dicembre 2019** gli **impianti di biometano connessi alla rete erano 12** (9 da raccolta differenziata dell'organico, uno da discarica, uno da scarti agroindustriali e uno agricolo). Il primo impianto agricolo è in fase di connessione nel mese di dicembre 2019.

Gli ostacoli che pare stiano limitando lo sviluppo del biometano agricolo sono essenzialmente riconducibili ai seguenti aspetti: **durata troppo limitata dell'incentivo garantito** a fronte di importanti investimenti, **forti limitazioni alle biomasse**



impiegabili (reflui zootecnici, triticale o sorgo come colture di copertura e successive a primo raccolto feed food, alcuni sottoprodotti, ma non molti), **difficoltà (e costi) di connessione** alla rete gas, **complessità tecnologica** delle soluzioni

Incentivi biometano

L'attuale incentivo di 375 € per ogni 1250 Smc (standard metri cubi) porta ad un valore di circa 0,30 €/Smc, raddoppiato se si impiegano le matrici elencate per il biometano avanzato. A questo incentivo si aggiunge il prezzo del prodotto (circa 0,20 €/Smc).

avanzate (es. liquefazione), **rigidi vincoli legati alla sostenibilità** (certificazione obbligatoria). Il tutto abbinato ad un business plan che promette soddisfazioni solo in presenza di specifiche condizioni (costo della dieta estremamente contenuto).

L'obiettivo del legislatore è certo virtuoso, puntando alla valorizzazione di scarti e rifiuti, ma occorre considerare che questi materiali, spesso energeticamente poveri, mal sopportano alti costi di trasporto. Un consumo a km zero, però, spesso cozza con l'esigenza economica di realizzare impianti di taglia medio grande.

Il legislatore francese ha, infatti, optato, con successo, per l'incentivazione molto forte (fino a circa 1,2 €/Smc) del biometano prodotto in piccoli impianti aziendali, con tariffa decrescente con la taglia d'impianto. In Italia, al contrario, la tariffa finale massima si aggira intorno a 0,82 €/Smc, senza diversificazione fra piccoli e grandi impianti.

Incentivi italiani

Il sistema di incentivazione italiano prevede, per impianti che entrano **in esercizio entro il 31/12/2022**, l'assegnazione di un **CIC** (Certificato di Immissione in Consumo) del **valore fisso di 375 €** per ogni 1250 Smc di biometano circa **per 10 anni**. Decorso tale termine il prezzo del CIC dipenderà dal mercato, senza alcuna garanzia per il produttore. L'incentivo raggiunge, quindi, circa 0,30 €/Smc, raddoppiato in caso di impiego di matrici per biometano avanzato (es. reflui zootecnici, triticale, alcuni sottoprodotti, ecc). All'incentivo totale di 0,62 €/Smc circa si aggiunge il prezzo di mercato, variabile fra 0,12 e 0,25 €/Smc. In questo modo si giunge ad un **prezzo finale di circa 0,75-0,85 €/Smc**.

Un impianto da 250 Smc/h (circa 1 MWe equivalente) fattura, quindi, circa 250 mc/h x 8500 h x 0,82 € = 1.740.000 €/anno circa (con biometano a 0,20 e/Smc). È agevole, quindi, dedurre che il biometano porta ad incassi conseguibili con una tariffa elettrica di circa 0,20-0,21 €/kWe (in funzione del prezzo di mercato del BM).

Il problema della dieta

Considerando i costi di produzione/acquisto dell'energia elettrica e termica necessaria per l'impianto e gli altri costi generali, ben si comprende che per raggiungere una redditività **occorre mantenere il costo annuo della dieta ben al di sotto dei 600.000 € per un impianto da 250 Smc/h**, impiegando solo matrici avanzate (no mais, no orzo, no sottoprodotti impiagabili per l'alimentazione umana o del bestiame). È evidente, quindi, che la vera criticità degli impianti

biometano è legata al **reperimento di biomasse ammesse a costi contenuti**.

Tale obiettivo è raggiungibile nel caso di impiego di rifiuti o da parte di aziende che dispongono di grandi quantità di scarti agroindustriali a costi molto bassi (noto è l'esempio delle cantine CAVIRO), ma spesso molto arduo nel caso di aziende agricole.

Il CMA ha ipotizzato diversi scenari di produzione agricola di biometano, giungendo alla redazione di un bilancio preventivo. I risultati delle analisi sono riportati a pagina 11 e 12 di questo speciale. Risulta evidente che il risultato economico di un impianto biometano può essere soddisfacente **solo se il costo delle matrici in ingresso viene contenuto in un massimo di 550-600.000 €/anno per MWe equivalente**. Si tratta, quindi, di condizioni non ottenibili facilmente nella pianura padana.

Dall'analisi del conto economico **risulta evidente l'impatto elevato degli ammortamenti e del decommissioning ove applicati ad un periodo di soli 10 anni**. Ben diversa sarebbe la situazione ove la garanzia di vita utile dell'impianto fosse ampliata ad almeno 15 anni. Interessante, ovviamente, potrà, inoltre, essere una conferma dell'attuale incentivo biometano anche dopo il 2022 ed in prossimità del fine incentivo elettrico. In tal

caso la ridotta incidenza degli ammortamenti (solo l'upgrading) consentirebbe di raggiungere risultati di un certo rilievo nel prosieguo dell'attività degli impianti esistenti.

Sostenibilità

Gli incentivi sul biometano sono erogati a condizione che vengano rispettati i **criteri di sostenibilità** fissati in un recentissimo Decreto del 14/11/2019 e nella nuova versione della norma UNI TS/11567. Tali criteri devono essere certificati da un Ente riconosciuto.

Il tema della sostenibilità non deve essere sottovalutato in quanto potrebbe creare seri problemi ai progetti specialmente in caso di impiego importante di colture dedicate (es. triticale, sorgo) e rappresenta, comunque, un onere economico ed organizzativo importante per i produttori.

Riconversioni

Il Decreto biometano offre anche l'opportunità di riconvertire parzialmente o totalmente la produzione elettrica degli impianti esistenti in biometano, consentendo potenziamenti contestuali alla riconversione. Le riconversioni devono avvenire entro 3 anni dalla scadenza dell'incentivo elettrico e danno diritto ad un periodo di 10 anni di CIC garantito a partire dalla riconversione (quindi 7 anni di ulteriori incentivi).



La **riconversione totale** implica la cessazione dell'incentivo a 0,28 €/kWh (o 0,236 per i nuovi FER) ed il passaggio all'incentivo biometano. Il fatturato scende, sostanzialmente, da circa 2,2 M€ per MWe a circa 1,7 M€ con biometano (circa 500.000 € in meno), per un periodo di almeno tre anni, ma spesso di più in considerazione della necessità di riconvertire entro il 2022 (5 anni per un impianto del 2012 che scade al 2027). La rinuncia ad almeno tre anni di incentivo, unita ai maggiori costi dell'energia ausiliaria per il biometano, porta in genere a risultati non accettabili per i produttori. A questo si aggiunga l'obbligo di passaggio ad una dieta limitata alle matrici da BM avanzato.

La **riconversione parziale** impone di rinunciare ad almeno il 30% della produzione elettrica, affiancandola con una produzione libera di biometano incentivato. In questo caso lo scenario sarebbe meno fosco, ma occorre tenere presente che è necessario passare ad una dieta da biometano avanzato per tutto l'impianto (anche la parte elettrica) e che al termine dell'incentivazione elettrica (di certo successiva al 2022) la quota dismessa del 70% non potrà essere automaticamente riconvertita a biometano incentivato, salvo proroghe del sistema attuale.

Anche la riconversione parziale, quindi, non è di norma indolore per i titolari di impianti elettrici.

A valle di queste considerazioni poco incoraggianti occorre, però, osservare, che il biometano rappresenta ad oggi l'unica opportunità certa di allungamento del periodo incentivato degli impianti in esercizio.

Distributori e GNL

Il decreto biometano incentiva anche la realizzazione di impianti di distribuzione e di liquefazione del biometano per la produzione del GNL "pertinenti" (connessi all'investimento sul biometano). In questo caso viene riconosciuta una maggiorazione del CIC pari al 20% fino ad un massimo di 600.000 € per i distributori di biometano e di 1,2 M€ per impianti di liquefazione e comunque nel limite del 70% dell'investimento.



In situazioni particolarmente vantaggiose per la localizzazione di un distributore l'opportunità offerta può essere interessante pur considerando che non è semplice vendere in un solo distributore il prodotto di un impianto ed occorre, quindi, fare riferimento ad una rete di impianti (in questo caso non pertinenti e quindi senza supplemento).

Il GNL viene da molti considerato una concreta possibilità per realizzare margini più interessanti. Il tema è certo da approfondire, pur considerando che la complessità tecnologica di un liquefattore non lo rende certo un impianto alla portata di tutti.

CONCLUSIONI

Dopo il fallimento del primo decreto 2013, il nuovo decreto Biometano del 2018 sta consentendo l'avvio di diverse iniziative. Mentre il settore della FORSU (rifiuti organici urbani) e quello degli scarti industriali

agroalimentari stanno partendo in modo importante, il settore agricolo stenta ad affacciarsi alla nuova sfida del biometano. Le difficoltà esposte portano, purtroppo, ad oggi, ad **escludere che il biometano possa rappresentare un futuro per tutti i circa 1.500 impianti biogas elettrici che guardano al fine incentivo del sistema a 0,28 €/kWh per 15 anni.**

Potrà, però, rappresentare una opportunità per alcuni di loro o per nuove iniziative, che presentano condizioni di particolare favore per la disponibilità di matrici a basso costo e per le connessioni agevolate alla rete gas. Questo in caso di assenza di modifica all'attuale sistema di incentivazione.

Proposte

Le condizioni per un apporto importante del settore agricolo alla produzione di biometano debbono passare, a nostro giudizio, per una **revisione dell'attuale sistema.** Alcune linee di possibile intervento sono:

- **Durata del CIC garantito maggiore di 10 anni**, anche con un meccanismo a scalare, per consentire un ammortamento più agevole degli investimenti
- **Incentivo specifico per il settore agricolo** con valori più elevati per impianti di taglia aziendale (10-250 Smc) sul modello francese o per impianti virtuosi per quanto riguarda le matrici o le emissioni
- Rivalutazione di alcuni **vincoli sulle diete** (es. per impianti misti elettrici e biometano e ruolo delle energy crops).

INTEGRAZIONE DI FILIERA

Valorizzazione del digestato

Azione 2.b.ii Strategia 2024

Il digestato come strumento di sostenibilità ambientale per una zootecnia “circolare”

La sfida del futuro è quella di dare un riconoscimento normativo al ruolo importante che il digestato sta svolgendo nell'agricoltura europea. Il progetto europeo *Safe Manure* sta offrendo un importante contributo

Viviamo tempi in cui i temi “economia circolare” e “green economy” rappresentano una parte significativa e tra le più importanti delle strategie aziendali di innovazione e sviluppo in quasi tutti e più vari settori produttivi (a partire da quelli più “tradizionali” e “lineari”).

Una attenzione che ormai non può mancare e non manca quasi più nelle gestioni aziendali e dalla quale sempre meno in futuro si potrà prescindere.

Un argomento che ispira buona parte delle strategie di comunicazione di ogni marchio industriale (qualsiasi sia il settore merceologico) e che occupa i giornali con titoli e articoli e riempie di servizi i “media”.

Ruolo dell'agricoltura

L'agricoltura, la prima, l'originaria e la più genuina tra le economie c.d. circolari, **non può sottrarsi da questo percorso**.

Soprattutto deve stare molto attenta a non perdere il passo e restare indietro rispetto a sofisticate strategie comunicative e di indirizzo messe in atto dagli altri settori produttivi.

Il settore primario, che è nato ed è sempre vissuto in simbiosi con i cicli biogeochimici degli elementi (a partire, e non da oggi, da quelli del carbonio e dell'azoto) e che **ha da sempre impiegato la prima delle energie rinnovabili (la fotosintesi)**, non può sottrarsi alla partita del “*Green new deal*” su cui si giocheranno, in Europa e nel mondo intero, buona parte delle sfide commerciali e dei consumi nel decennio che si sta aprendo (i nuovi “anni venti”).

Il letame sin dalla sua origine ha “allietato” i terreni (letame s. m. [dal lat. **laetamen**, der. di laetare «conciare» (e questo da laetus «lieto», in origine «fertile»)], cit. Treccani), restituendo gli elementi nutritivi in origine prodotti dalle



Gabriele Boccasile
Regione Lombardia

Il digestato è un fertilizzante

Il digestato rappresenta la forma evoluta dei fertilizzanti naturali come il letame. Un suo adeguato riconoscimento consentirebbe di valorizzarlo e di semplificarne l'impiego nell'ambito della direttiva nitrati.

precedenti attività di coltivazione, usate come mangime nell'allevamento.

E va pure ricordato, per inciso, che il fenomeno storico delle “*Enclosures*”, avviato in Inghilterra a partire dal XIV secolo e diffuso poi anche in Europa, è stato alla base dell'agricoltura moderna per aver introdotto, tra gli altri, il concetto di miglioramento del terreno a partire proprio dall'apporto localizzato di letame.

Digestato e circolarità

700 anni dopo, il digestato, il letame “ingegnerizzato”, la forma “trasformata” degli effluenti di



allevamento, che ne migliora le prestazioni sotto tutti i profili (agronomico, ambientale, sanitario), può avere un ruolo importante nel proseguire in chiave moderna quel percorso, accentuandone ed enfatizzando gli aspetti di “circularità”.



Copertura di vasca di stoccaggio

Negli ultimi dieci anni, numerosi studi sui diversi profili interessati dal suo impiego sono stati sviluppati in Italia (a livello di Bacino Padano e soprattutto Lombardia), in particolare dall'Università degli Studi di Milano Disaa-Gruppo Ricicla, i cui esiti sono stati poi riportati in pubblicazioni scientifiche disponibili a livello internazionale.

Ad oggi gli effetti migliorativi che il processo di trasformazione associato alla “digestione anaerobica” comporta rientrano ormai nelle comuni pratiche e nel relativo patrimonio di esperienze che un numero sempre più vasto di agricoltori applicano, in maniera consolidata, nella propria gestione di terreni e allevamenti da quasi dieci anni.

Percorso Europeo

Se n'è accorta anche la Commissione Europea, nel suo recente **programma conoscitivo Safe Manure** (sviluppato da DG ENVI - JRC), rivolto a definire una possibile caratterizzazione (“Safe”, quindi sicura sotto tutti i diversi profili interessati) di “manures trasformati” a cui concedere un “particolare” status che li

“assimili” ai **fertilizzanti derivanti da processi industriali**, secondo le definizioni della Direttiva Nitrati.

Nel lavoro di campionamento (che è risultato uno dei più vasti mai portato avanti a livello europeo), sono stati coinvolti quattro paesi (Belgio, Danimarca, Italia, Olanda).

Su 112 campioni raccolti, 46 (il numero maggiore di ogni altro Stato membro) sono stati forniti dall'Italia, prelevati **da otto centrali di produzione biogas** dotate degli annessi impianti per l'ulteriore trattamento e trasformazione del digestato.

Grazie al contributo dell'Italia, si è trattato della più completa raccolta di esempi europei di come è possibile trattare il digestato, in cui hanno trovato rappresentatività tutte le diverse tecnologie (es. strippaggio, concentrazione, riduzione dei volumi liquidi tramite membrane e osmosi inversa, pellettizzazione delle frazioni solide, compostaggio).

L'Italia risulta il paese europeo dove la digestione anaerobica degli effluenti ha trovato maggiore applicazione e sviluppo (1400 impianti di cui oltre 400 nella sola Lombardia) ma soprattutto dove, proprio per questi fini, è anche stata più studiata.

I risultati del progetto Safe Manure saranno definitivamente elaborati verso la metà del 2020, successivamente è attesa la decisione della Commissione Europea.

Orientamenti futuri

Se si può restare confidenti per un possibile **riconoscimento delle frazioni con assai elevato contenuto di azoto in forma ammoniacale**, lo stesso non si può dire per le matrici ancora ricche di carbonio in forma organica.

Mentre è più immediato concepire una “equivalenza” tra simili (entrambi con N minerale prevalente), necessita di ulteriore, maggiore sforzo l'azione (peraltro pur strenuamente fatta) per dimostrare l'analogia validità di matrici organico-minerali, quali il digestato.

Per situazioni quali quella italiana che ne prevedono l'uso prevalentemente tramite il diretto reimpiego a livello aziendale o comunque in un raggio limitato di chilometri, una caratterizzazione di tipo “**organico minerale**” potrebbe anche essere sufficiente.



Tre i motivi a favore:

- verrebbe riconosciuto e valorizzato il **ruolo della sostanza organica** come elemento in grado di prevenire, mediante l'arricchimento delle proprietà fisiche (trattenere) e delle capacità microbiologiche (denitrificare) dei suoli, eventuali fenomeni di perdite nelle acque (leaching);
- a parità di risultati verrebbe affrontato il problema in maniera sussidiaria, assicurando il raggiungimento dell'obiettivo al più basso livello possibile di entropia o complessità e, soprattutto, con il minor costo (soluzione “**cost effective**”);
- le positive ricadute sulla sostenibilità della gestione delle attività zootecniche che

sarebbero complessivamente rese disponibili all'ambiente, in tutte le sue diverse componenti (acqua, aria, suolo) congiuntamente agli aspetti sanitari (prevenzione).

Qualità dell'ambiente, prevalenza delle soluzioni di riuso del



Copertura a "tendone"

digestato direttamente in azienda e valore dell'arricchire i suoli con sostanza organica: l'insieme di questi tre importanti elementi, di interesse pubblico e generale, suggerirebbe che anche questa ipotesi possa trovare in qualche modo opportuna attenzione e adeguata accoglienza e riconoscimento (oltre a quella della "mineralizzazione spinta", più

legata alle condizioni delle agricolture dei territori del Nord Europa, Olanda e Fiandre in testa).

Il ruolo dell'Italia

Diventa fondamentale, a questo punto, il ruolo dello Stato Membro "Italia" nel rappresentare le proprie ragioni di specificità.

Per quanto riguarda gli aspetti tecnici del confronto, resta ferma la necessità di supportarlo con **un'adeguata base scientifica**; vanno anche assicurate, per qualsiasi soluzione proposta, forme idonee di monitoraggio, da inserire in un regolare protocollo di reportistica.

Da un confronto aperto, tutte le parti potrebbero trarre vantaggio.

Se fosse necessario, per maggior convincimento si potrebbe ipotizzare di impostare un **progetto dimostrativo su scala reale** presso un numero ridotto di aziende (es. 10), espressamente dedicato a fugare definitivamente i residui dubbi.



Il progetto europeo SafeManure ha l'obiettivo di definire i criteri per consentire ad alcuni fertilizzanti azotati derivati parzialmente o totalmente dai reflui zootecnici di non essere trattati come effluenti zootecnici anche sotto forma di prodotto trasformato (Dir. 91/676/CEE Direttiva Nitrati art. 2 punto g) e quindi di poter seguire le stesse previsioni stabilite per i fertilizzanti azotati di origine chimica, così come definiti dalla stessa Direttiva.

Si tratta, in sostanza, di definire i criteri per la corretta gestione dei fertilizzanti derivanti da recupero e valorizzazione di materiali quali letame, liquame e digestato al fine di assimilarli ai normali fertilizzanti di sintesi.

Il progetto prevede le seguenti fasi:

- *Definizione di processi di trasformazione dei materiali che siano sicuri*
- *Modelli biogeochimici*
- *Analisi sperimentale dei rilasci nelle acque di inquinanti*
- *Proposta di processi sicuri di trattamento*

Gabriele Boccasile ha collaborato al progetto per conto di Regione Lombardia.



RIMOZIONE BARRIERE REGOLATORIE

✚ Rimozione degli ostacoli all'erogazione di servizi di flessibilità

✚ **Azione 7.a Strategia 2024**



Elena Serra
CMA

Quali barriere regolatorie vanno rimosse per il futuro del biogas?

Rendimenti elettrici elevati ed emissioni quasi azzerate potrebbero cambiare i numeri del settore. Occorre, però, lo sviluppo dei processi industriali di produzione

L'attuale sistema di incentivazione remunera l'impianto biogas sulla base dell'energia netta con un vincolo di producibilità imposto dalla targa del genset o dell'alternatore. Ciò significa che **il produttore è fortemente incentivato a produrre energia in modo "piatto"**, ossia a piena potenza per virtualmente 8.760 ore all'anno.

Questo sistema pone, purtroppo, suo malgrado, il biogas elettrico come una delle fonti di sbilanciamento della rete ove, al contrario, **potrebbe erogare servizi di bilanciamento.**

Un impianto biogas medio italiano dispone di gasometri per circa 2-3 ore di produzione. Ciò significa che l'impianto potrebbe modulare nelle ore del giorno, riducendo la potenza ed accumulando gas in alcuni orari, ma aumentandola, "svasando" biogas dai gasometri, in altri orari. In questo modo l'impianto a biogas potrebbe svolgere un **importante ruolo di bilanciamento della rete.** La modulazione di un cogeneratore a biogas può, di norma, essere effettuata variando fra il 50% ed il 100% la potenza, prevedendo, inoltre, la possibilità teorica di spegnere le macchine ed azzerare la produzione.

Inoltre, **la capacità gasometrica potrebbe agevolmente essere incrementata** e sarebbe possibile introdurre anche modulazioni di carattere stagionale.



Si otterrebbero, quindi, una maggiore sostenibilità economica ed ambientale e servizi preziosi per la rete nazionale.

Opportunità

Nell'ambito della SEN il Governo ha previsto questo scenario al 2030:

- Potenza e produzione da gas e idroelettrico sostanzialmente costanti
- Scomparsa del carbone e dei derivati del petrolio
- Forte incremento di eolico e fotovoltaico (+ 200 %)
- Basso utilizzo delle centrali a gas con aumento dei costi

L'aumento notevole previsto per le fonti non programmabili (eolico e fotovoltaico) porterà a problemi sempre maggiori nel bilanciamento della rete (disallineamenti fra domanda ed offerta).

Eliminare le rigidità

Senza costi per il sistema elettrico è possibile eliminare le rigidità che impediscono agli impianti di funzionare in modo flessibile e favorire l'autoconsumo aziendale in modo da ridurre la necessità di incentivi.

Dovrebbe, quindi, esserci spazio per l'offerta di servizi di flessibilità da parte di una delle poche **fonti rinnovabili in parte programmabili (programmabili su base giornaliera o stagionale) come il biogas.**

Tipicamente **attraverso i servizi di un aggregatore, gli impianti biogas potrebbero, quindi, operare in modo flessibile, ottenendo remunerazioni** (capacity market, chiamate a salire, a scendere, ecc). Questi servizi, in aggiunta al prezzo di mercato dell'elettricità, potrebbero contribuire al bilancio degli impianti.

I vantaggi di un passaggio a sistema flessibile sarebbero:

- **Eliminazione di una fonte di sbilanciamento della rete (generazione "rigida" a prescindere dalle necessità del sistema)**
- **Sfruttamento di una fonte programmabile in grado di ridurre gli sbilanciamenti**
- **Consequente risparmio importante di oneri a carico di imprese e famiglie**

Questo non comporterebbe oneri né per lo Stato, né per gli utenti e limitati investimenti per i produttori preparando il sistema del biogas alle future sfide del post incentivo.

VINCOLI ATTUALI

Attualmente esistono diversi vincoli che impediscono agli impianti di operare in assetto flessibile.

Impianti DM 18 Dicembre 2008

Gli impianti entrati in esercizio con il DM 18/12/2008 possono operare con TO a 0,28 €/kWh con potenza fino a 1 MWe (quasi tutti) oppure optare per una Tariffa Energia:

$Te = I + PZM$ dove:

- $I = k \times (180 - Re) \times 0,78$
 - $k = 1$ per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007
 - $k=0,8$ per impianti biogas entrati in esercizio fra il 2008 ed il 31/12/2012
 - $k=1,8$ per matrici in filiera corta riconosciuta dal MIPAAF
 - $Re =$ variabile (per l'Incentivo 2020 vale 53,01 €/MWh)
- PZM = Prezzo zonale medio orario

Le tariffe finali oggi applicabili sono quindi:

- TO = 280 €/MWh con (impianti fino a 999 kWe)
- $Te = PZM + I$ e quindi es. $60 + 1,8 \times (180 - 53) \times 0,78 = 60 + 178,29 = 238,29 \text{ €/MWh}$

Il sistema è rigido, in quanto:

- a. Il passaggio da sistema a TO a sistema ad Incentivo è **fortemente penalizzante** (da 280 €/MWh a circa 238 €/MWh), tranne per impianti che possono autoconsumare più del 50% dell'energia prodotta;
- b. Il superamento della **soglia di 999 kWe** implica un passaggio forzato al sistema ad Incentivo;
- c. **È consentito un solo passaggio:** se l'operatore verifica una forte penalizzazione passando ad un nuovo sistema non può tornare indietro.

Impianti FER (DM 6/7/2012)

Ai fini della flessibilità il DM 6 Luglio 2012, all'art. 7 commi 4, 5, 6 e Allegato 1, prevedeva:

- a. **Tariffa Omnicomprensiva** con ritiro dell'energia da parte del GSE, per impianti $P < 1.000 \text{ kWe}$ (es. 236 €/MWh per $P < 300 \text{ kWe}$)
- b. **Incentivo pari a TO-PZM** (es. $236 - 60 = 176 \text{ €/MWh}$) + Prezzo

vendita energia (es. 60 €/MWh),
 $Te = 236 \text{ €/MWh}$ per $P < 300$

Il passaggio da TO ad Incentivo non comporta, quindi, penalizzazioni palesi, ma **il sistema si applica solo sull'energia immessa in rete, escludendo l'autoconsumo aziendale.**

Anche nel Decreto FER c'è la possibilità di esercitare per una sola volta il diritto di optare per il meccanismo di incentivo a) o b).

Potenziamenti non incentivati

È sempre possibile effettuare un potenziamento non incentivato. In tal caso il GSE applicherà un "cap" sull'energia incentivabile. In sostanza l'impianto incasserà la vecchia tariffa incentivante per una quantità massima di energia pari al suo massimo storico ed incasserà il prezzo di mercato per la quota eccedente.

Per gli impianti FER (post 2012) l'incremento della potenza nominale oltre la "soglia" di accesso (es. 300, 600, 1000) **comporta la decadenza dagli incentivi.**

LE MODIFICHE NECESSARIE (senza oneri per la collettività)

- a. Per gli impianti DM 18 dicembre 2008 (TO 0,28 €) consentire il **potenziamento oltre 1 MWe nominale senza obbligo di passaggio da sistema a TO (art. 3 comma 2) ad incentivo** (art. 3 comma 1) intendendo per "potenza nominale media annua" la produzione netta annua dell'impianto fratto 8760 h/anno, ferma restando l'energia annua massima incentivabile. **Il limite va quindi inteso sull'energia annua prodotta e non sulla potenza di targa.**
- b. **Applicazione anche agli impianti DM 18/12/2008 del calcolo dell'incentivo introdotto dal DM 6 Luglio 2012 ($I = TO - PZM$)** con eliminazione dell'algoritmo previsto dal DM 2012 all'art. 19 ($I = k \times (180 - Re) \times 0,78$).
- c. **Liberalizzare per entrambi i sistemi di incentivazione (DM 18/12/2008 e DM 6/7/2012) il numero di passaggi** dal sistema TO al sistema ad incentivo (ad esempio non più di una volta/anno).
- d. **Eliminare la decadenza dagli incentivi di impianti DM 6/7/2012 che superano la soglia di potenza nominale** che ha definito le modalità di accesso, facendo riferimento solamente all'energia annua massima incentivabile (o potenza nominale media annua).
- e. **Eliminare per tutti gli impianti (DM 18/12/2008 e DM 6/7/2012 e s.m.i.) ogni riferimento all'energia immessa in rete, basando gli incentivi sull'energia netta prodotta.** (FAVORIRE AUTOCONSUMO)

INTEGRAZIONE DI FILIERA

Valorizzazione del digestato

Azione 2.b.ii Strategia 2024

Il digestato come unica (..o quasi) fonte di azoto per le colture agrarie

Il digestato, da tempo, non rappresenta più un problema, ma una opportunità. Adeguate tecniche di gestione e trattamento aprono nuove opportunità di valorizzazione

Gli impianti di biogas entrano nella filiera agro alimentare trasformando i reflui delle attività zootecniche, gli scarti delle produzioni vegetali, le colture dedicate, in energia rinnovabile.

A valle dell'intero processo residua il **digestato**, un sottoprodotto stabilizzato e di elevato valore agronomico, con caratteristiche simili ai fertilizzanti chimici, che possono dunque essere sostituiti con profitto e vantaggi ambientali:

Vantaggi del digestato

Vantaggi Economici: In ogni botte da 20 mc abbiamo circa l'equivalente di:

- Urea: 200 kg
- Perfosfato minerale: 100 kg
- Cloruro Potassico: 100 kg

Vantaggi Ambientali: Ridotte emissioni di gas termoriscaldanti a seguito di fertilizzazione:

- Digestato: 45 kg CO₂ eq./ton
- Letame: 77,55 CO₂ eq./ton
- Liquame: 158,8 CO₂ eq./ton

(CMA-FIPER Biogas driver per la Filiera Agroalimentare 2018)

La conoscenza delle caratteristiche tecniche del digestato è il

presupposto per una sua piena valorizzazione e per superare le criticità che si accompagnano all'impiego.

Alcune aziende agricole operanti in



aree non vulnerabili da nitrati, quindi con minori vincoli di spargimento, hanno già raggiunto l'obiettivo di **utilizzarlo in completa sostituzione del concime di sintesi**, questo resta dunque un traguardo che dobbiamo porci.

I monitoraggi eseguiti in questi anni dal Consorzio Monviso presso le aziende aderenti hanno evidenziato come i digestati risultino, in termini di nutrienti, abbastanza simili ed omogenei e



Piero Beltrando
Valbona S.R.L.

Risorse dal digestato

Il passaggio da digestato a fertilizzante di qualità è essenziale per il successo del settore biogas. La digestione anaerobica è, quindi, in grado di valorizzare le risorse agricole e di ridurre l'impiego di fertilizzanti chimici di sintesi.

caratterizzati, in genere, da due fasi, una liquida e una solida:

a) Digestato liquido

rappresenta circa il 75-80% del digestato, in cui è disciolta il 70-80% dell'azoto in prevalenza in forma ammoniacale (>50%).

b) Digestato solido

Con tenore di secco in genere maggiore del 20%, contiene la frazione residua dell'azoto organico, una elevata concentrazione fosfatica, cellulose, emicellulose e composti che migliorano la capacità del suolo nello scambiare nutrienti.

L'obiettivo della sostituzione del concime di sintesi con il digestato deve confrontarsi con la necessità di superare alcune criticità del prodotto:

- a) La **eccessiva diluizione**, che reca oneri di stoccaggio, trasporto e applicazione.
- b) **Emissioni** di gas inquinanti (GHG e NH₃) durante il periodo di conservazione in vasca, (3,6 kg di N/giorno da vasca di stoccaggio - E. Dinuccio DISAFA 2019).
- c) La **volatilizzazione di NH₃** in fase di distribuzione.
- d) L'elevato **rapporto Fosforo/Azoto**, che può esporre a eccessi fosfatici nel suolo, potenzialmente inquinanti.

Soluzioni tecniche

Abbiamo a disposizione una ampia gamma di soluzioni:

- diverse tecniche di **copertura delle vasche** (superfici di scambio)
- macchine per la **distribuzione interrata** in campo
- trattamenti di **acidificazione** che permettono di contenere le perdite di ammoniaca,
- **separazione** solido liquido.

Ci sono inoltre le buone pratiche colturali, che rendono ottimale l'impiego del digestato: l'applicazione in modo mirato e omogeneo, per evitare che aree a diversa concentrazione siano causa di lisciviazione, molto importante la presenza in campo di colture in grado di intercettare la frazione

azotata prontamente disponibile: gli interrimenti autunnali del digestato per i cereali vernini, oppure la presenza di colture da sovescio che sono un ponte per i nutrienti in favore delle semine primaverili.

Il CMA ha da subito posto la massima attenzione a queste tematiche attraverso una continua interlocuzione con il Legislatore nazionale e regionale ai fini di affermare le peculiarità del prodotto e ritagliare una appropriata modalità di impiego. Gli aspetti tecnici sul valore



economico e ambientale dei digestati reimpiegati in agricoltura sono stati ben evidenziati nello studio di filiera CMA-Fiper pubblicato nel 2018.

Oggi viene mantenuto un osservatorio continuo su queste tematiche, collaborando con i centri Universitari e la ricerca internazionale per monitorare le soluzioni che dovessero risultare funzionali alla pratica agronomica locale.

N₂ Applied e FiperFERT®

In questo ambito sono stati realizzati i recenti incontri con la società norvegese N2-Applied titolare di brevetti per il trattamento conservativo dell'azoto.

Fra le principali iniziative per la promozione dell'uso del digestato ricordiamo il brevetto del fertilizzante FIPERFERT. FIPER ha sperimentato la produzione di un fertilizzante ottenuto dalle ceneri pesanti provenienti da centrali di teleriscaldamento a biomassa legnosa vergine e il digestato di un impianto biogas, entrambi associati FIPER. Il fertilizzante organico è stato denominato *“Separato solido del digestato essiccato di bovino e suino miscelato a ceneri pesanti di combustione di biomasse legnose vergini”* e registrato con la denominazione commerciale FIPERFERT. Il prodotto è stato inserito dal Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali nell'elenco dei fertilizzanti sezione concimi organici NP attraverso la pubblicazione del DM 12 agosto 2016 ed è quindi rientrato negli allegati al D.Lgs. 75/2010 sui fertilizzanti.

L'inserimento di detto fertilizzante nel registro permette la produzione e commercializzazione del medesimo sul mercato italiano.

Infine, ricordiamo che il CMA, attraverso i suoi servizi di assistenza tecnica, da anni supporta i soci con gli adempimenti che riguardano l'utilizzo del digestato (piani di spandimento, contratti di fornitura e cessione), fornisce supporto normativo e aiuta gli impianti a migliorare le proprie performances ambientali.



SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

✚ Riduzione delle emissioni ed ottimizzazione del bilancio dell'azoto

✚ Azione 5.b.II Strategia 2024

Nitrati ed utilizzazione agronomica del digestato: le novità del 2020

La revisione periodica dei piani d'azione della Direttiva nitrati porta, per il 2020, diverse novità in Piemonte

Direttiva Nitrati

Da oltre 25 anni i Paesi europei applicano la cosiddetta "Direttiva Nitrati" che regola l'utilizzo delle effluenti di allevamento e del digestato con l'obiettivo di "ridurre l'inquinamento delle acque causato *direttamente o indirettamente* dai nitrati di origine agricola". Le regole applicative della Direttiva in Italia sono dettate dalle Regioni, che operano attraverso programmi d'azione redatti ed approvati con specifici atti normativi. Ai sensi dell'art. 2 lett. g) della Direttiva per «**effluente di allevamento**», si intendono le deiezioni del bestiame o una miscela di lettiera e di deiezioni di bestiame, anche sotto forma di prodotto trasformato.

Questa formulazione ha fatto sì che anche ai digestati siano applicate le limitazioni d'uso previste per le matrici zootecniche: quantitativi massimi di azoto zootecnico applicabili annualmente ad ettaro (max 170 kg/ha in ZVN), requisiti strutturali per gli stoccaggi degli effluenti, limitazioni temporali di spandimento, vincoli ad alcune tecniche di spandimento.

Digestato Equiparato

Molti studi scientifici a livello italiano ed europeo dimostrano come il digestato presenti caratteristiche



Interramento con dischiera

agro-chimiche più simili al concime minerale piuttosto che a una matrice organica; con l'approvazione della Legge di Bilancio 2020 la normativa ha fissato alcuni requisiti per l'equiparazione del digestato a fertilizzante chimico, fra cui un valore minimo di azoto ammoniacale pari al 70% sul totale dell'azoto presente, lo stoccaggio in vasche coperte, la distribuzione tramite interrimento e l'impiego del GPS in distribuzione. Tali requisiti limitano l'impatto della norma che rappresenta, in ogni caso, una importante novità.

L'impianto di biogas potrebbe, grazie al ruolo svolto nella trasformazione degli effluenti, diventare un polo locale di stoccaggio e trattamento a cui gli allevatori conferiscono i loro reflui, ritirando poi un materiale la cui utilizzazione sarebbe più semplice, efficiente e flessibile. Occorre, quindi, che il settore sappia cogliere l'opportunità soprattutto in un futuro



Monica Bassanino
Regione Piemonte

Programmi d'azione Nitrati

La revisione periodica dei programmi d'azione previsti dalla Direttiva nitrati ha portato alcune novità.

Una sempre maggiore efficienza nella gestione dei nutrienti porrà gli impianti biogas come riferimento per il trattamento dei reflui.

in cui la quota di effluenti negli impianti tenderà ad aumentare.

LA REVISIONE DEL REGOLAMENTO

In questo quadro normativo in evoluzione, e tenendo conto della necessità sia di semplificazione amministrativa che di maggior chiarezza di alcuni aspetti tecnici segnalata da più parti sul territorio, la Regione Piemonte ha provveduto alla revisione del proprio programma d'azione, adottando una modifica al Regolamento 10R che porta alcune importanti novità per il settore biogas.

Digestato a bollettino

Per il settore del biogas è certamente importante l'introduzione della possibilità, anche per il **digestato sottoprodotto** non palabile utilizzato in Zona Vulnerabile da Nitrati, di seguire i **Bollettini Nitrati bisettimanali per i mesi di novembre e febbraio**. Si tratta di una misura richiesta con forza dal CMA e che ha trovato condivisione nel Comitato Tecnico Nitrati; per gli impianti che fino ad oggi avevano 120 giorni di divieto fissi a calendario (dal 01/11 a 28/02) sarà possibile gestire con

maggiore flessibilità rispetto all'andamento meteo l'attività di spandimento nel periodo autunno-vernino.

Stoccaggio allevamenti da latte

Per i nuovi allevamenti di bovini da latte o per ampliamenti di quelli esistenti avviati dopo l'1/1/2020 dovrà essere garantita una **capacità di stoccaggio di almeno 180 giorni**, a fronte dei 90/120 giorni finora previsti. La modifica si è resa necessaria a causa della difficoltà di molti allevamenti da latte di rispettare i fermi invernali di spandimento, accompagnando così progressivamente il comparto verso una maggiore efficienza gestionale.

Una opportunità per il settore biogas potrebbe nascere dall'offerta di servizi di stoccaggio ad aziende che non intendono investire negli adeguamenti strutturali. In questo modo aumenterebbe anche la disponibilità di reflui per la digestione a costi contenuti.

Stoccaggio digestore secondario

È stato chiarito in modo univoco che per tutti gli impianti a biogas il calcolo della capacità di stoccaggio del digestato può tenere conto del volume del digestore secondario. Finora questa possibilità era concessa esplicitamente solo al digestato sottoprodotto, ma non in modo esplicito al digestato assimilato a refluo zootecnico ai sensi della DGR 64-10874/2009.

Distanza terreni in asservimento

I terreni in asservimento oltre il raggio di 30 km dal centro aziendale verranno considerati utili solo in presenza di una relazione tecnica sottoscritta da tecnico abilitato che illustri l'organizzazione del cantiere di trasporto e distribuzione in campo in termini di costi e tempi.

Tale limitazione potenziale, suggerita dalla necessità di migliorare la qualità

dei controlli sul territorio, vuole stimolare nelle poche aziende che dispongono di terreni in asservimenti oltre i 30 km di raggio una riflessione tecnica circa i margini di miglioramento attuabili sia in termini gestionali che economici. Le cessioni/acquisizioni restano possibili a qualunque distanza a fronte di un contratto scritto fra le parti.

Coefficienti di produzione degli effluenti zootecnici

Sono stati rivisti alcuni dei coefficienti tabellari alla base della quantificazione del volume di effluenti producibili che vengono riportate nella Comunicazione di utilizzazione agronomica (così dette Comunicazione 10R). **Si tratta dell'introduzione di "range" che permetteranno di meglio allineare i quantitativi realmente prodotti a quelli calcolati nelle Comunicazioni di utilizzo agronomico.**

Per i suini all'ingrasso (31-160 kg) è stato inoltre introdotto un **coefficiente di produzione di liquame ridotto**, adottabile per stabulazione su pavimento totalmente fessurato, purché venga attuata una gestione a risparmio idrico (succhiotto antispreco, lavaggio solo a fine ciclo ecc) e monitoraggio del volume di refluo prodotto.

Registro delle fertilizzazioni

È stata ridotta da 30 giorni a **7 giorni la tempistica entro la quale deve essere aggiornato il registro delle fertilizzazioni**. Non cambiano invece le modalità di compilazione. Gli Uffici regionali stanno lavorando alla realizzazione di un applicativo utilizzabile su smartphone, tramite app, che permetta un'immediata e snella registrazione delle operazioni gestionali, da abbinare al piano grafico dell'azienda.

Documento di trasporto

Per semplificare i rapporti tra le aziende e gli Enti di controllo, è stata

chiarita la documentazione necessaria durante i trasporti:

A) TRASPORTO SU TERRENI CONDOTTI O ASSERVITI (trasporto in proprio o conto terzi)

Per quanto riguarda il **trasporto** lungo la rete viaria pubblica di effluenti/digestato all'interno della medesima impresa e **su terreni condotti o asserviti** non ci sono variazioni rispetto al passato in quanto è **richiesta solo copia della Comunicazione di utilizzo agronomico aziendale** (cosiddetta Comunicazione 10R).

B) TRASPORTO AD ALTRA AZIENDA (fornitura, cessione, ecc)

In questo caso sarà necessario un **Documento di Trasporto (DDT)**.

Le informazioni minime contenute nel ddt dovranno essere:

- Natura e quantità del materiale trasportato
- Estremi identificativi di cedente, cessionario e trasportatore
- Data di trasporto


Il documento dovrà essere compilato prima del trasporto con



onere a carico della ditta cedente (salvo accordo fra le parti). Copia del documento dovrà essere conservata presso l'impresa cedente, l'impresa acquirente e la trasportatrice. In caso di più trasporti verso la stessa impresa acquirente il documento può essere unico, purché contenga le informazioni minime sopracitate. Si tratta di un DDT unico a cui è allegata una tabella da compilarsi ad ogni viaggio con la data e la quantità trasportata.

SOSTENIBILITA' AMBIENTALE

 Ciclo della materia – Economia circolare

 Azione 5.c. e 5.d Strategia 2024

Biogas, reflui zootecnici, economia Circolare e il “Digestato Equiparabile”

La gestione efficiente dei nutrienti è essenziale in un moderno sistema agricolo. Il biogas può contribuire al mantenimento della fertilità dei suoli ed alla riduzione dei fertilizzanti di sintesi, riducendo le emissioni.

Se da una parte l'agricoltura è uno dei settori più vulnerabili ai cambiamenti climatici, dall'altra essa stessa contribuisce al rilascio in atmosfera di enormi quantità di gas serra (GHGs).

Il solo comparto dell'allevamento animale, considerando sia la produzione di feed sia quello della carne, produce circa 6.8 GtCO₂eq.

Oltre ai tre principali gas serra assume un ruolo fondamentale anche l'**ammoniaca NH₃**, in quanto è correlata a vari problemi ambientali, come l'odore, l'eutrofizzazione, l'acidificazione dei suoli e la formazione di particolato.

Dati scientifici dimostrano che il Pianeta ha ormai superato la propria resilienza in termini di capacità di assorbimento di P e N, soprattutto nelle zone ad elevata intensità agricola (Pianura Padana). Il suolo è fondamentale per la produzione di cibo, foraggio, carburante e fibre, oltre che di molti servizi ecosistemici e rappresenta quindi una risorsa naturale di grande valore, anche se limitata. Questa risorsa infatti è sottoposta a pressioni crescenti

dovute all'intensificazione di attività agricole, selvicolturali e dell'urbanizzazione.

L'agricoltura contribuisce al PIL italiano per 59,3 miliardi di euro (2018), pari al 2.1 % del PIL o al 3.9% includendo anche l'industria alimentare, con un trend in crescita per quanto riguarda anche l'occupazione. La richiesta di cibo (e di carne) è a livello mondiale in continuo aumento ed è compito proprio dell'agricoltura soddisfare tali necessità (Adani et al., Terra e Vita, n. 6, 2020). L'Italia deve accettare tale sfida aumentando la sua capacità di produrre cibo e di trasformarlo in prodotti ad elevato valore aggiunto. Per fare ciò **la sostenibilità ambientale non deve essere un ostacolo ma deve divenire un motore di sviluppo** dell'agricoltura (Adani et al., Terra e Vita, n. 6, 2020).

Come tutte le attività industriali, anche la produzione di fertilizzanti di sintesi è caratterizzata da un impatto ambientale che si realizza sotto forma di emissioni in atmosfera di gas serra, inquinamento dei sistemi idrici attraverso lo sversamento di rifiuti di lavorazione, sfruttamento di



Fabrizio Adani
Università di Milano

con Giuliana D'Imporzano, Massimo Zilio, Marta Rainoldi, Fulvia Tambone, Gabriele Boccasile

IL digestato equiparato

A certe condizioni il digestato può essere equiparato ad un fertilizzante chimico. Si tratta di una opportunità per i titolari di impianti biogas, ma anche di un primo passo verso una vera economia circolare

materie prime e inquinamento connesso al trasporto dei materiali. Quasi **l'1,2% del consumo di combustibili fossili nel mondo è dovuto alla produzione di fertilizzanti**, principalmente per la produzione di ammoniaca. (Kongshaug, 1998). Il gas naturale è la principale materia prima per la produzione di ammoniaca: circa l'80% dell'ammoniaca mondiale viene prodotta utilizzando gas naturale (Rainoldi, 2019).

L'applicazione di modelli di Economia Circolare in agricoltura al posto di modelli lineari (Figura 1), con particolare riferimento alla gestione dei reflui di allevamento ed al recupero dei rifiuti organici, si pone come passaggio obbligato verso la sostenibilità dell'agricoltura.

Economia Circolare, però, non significa trovare una collocazione ai reflui e/o rifiuti organici, ma assume il significato più completo di “ridisegnare i processi produttivi stessi” al fine di rendere possibile una vera Economia Circolare, i cui

effetti positivi, economici e ambientali siano misurabili e verificabili (Adani et al., Terra e Vita, n. 6, 2020).

La proposta di “Digestato Equiparabile” inserita nella recente manovra economica 2020 (GU 30 dicembre, 2019), contribuisce al raggiungimento degli obiettivi europei in materia di economia circolare diretti a salvaguardare e a migliorare la sostenibilità dell’ambiente e a garantire un

utilizzo efficiente e razionale delle risorse naturali.

Il digestato equiparabile (DE)

Al fine di meglio inquadrare la problematica, nel riquadro sotto è riassunta la definizione normativa di Digestato Equiparabile.

Aspetti agronomici del DE

La digestione anaerobica (DA) è un processo biologico che trasforma la sostanza organica contenuta nell’ingestato in digestato. Esso rappresenta un vero e proprio

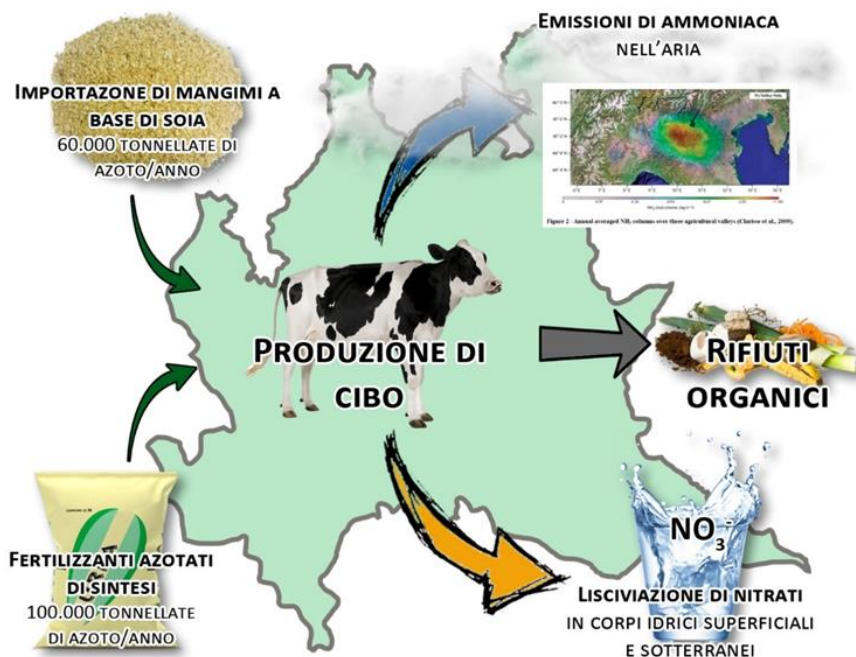
prodotto che si aggiunge all’energia rinnovabile, come sempre evidenziato in passato dal gruppo Ricicla.

La sostanza organica del digestato è stabile biologicamente a seguito dei processi che “eliminano” le frazioni facilmente biodegradabili (trasformate in biogas) concentrando le frazioni più recalcitranti. In queste condizioni **il digestato è biologicamente stabile, in parte igienizzato e a basso impatto odorigeno** (Adani et al., Terra e Vita, n. 6, 2020).

Tutto ciò trova conferma in recenti lavori scientifici condotti su scala reale dal Gruppo Ricicla in collaborazione con la Regione Lombardia. In particolare, dalla Tabella 2, si evince che la digestione anaerobica grazie ai processi di degradazione biologica, alla competizione tra popolazioni batteriche e alla produzione di ammoniaca endogena (batteriostatica) determina una **riduzione del contenuto degli indicatori dei patogeni** anche in condizioni di mesofilia. Possiamo dire che, “più della temperatura fa il processo biologico”. Una DA ben condotta si traduce in una forte riduzione dei patogeni presenti.

Le emissioni di odori in atmosfera rappresentano un problema in quanto possono incidere sulla salute pubblica perché possono generare fastidio e scontento nella popolazione (Orzi et al., 2015). In agricoltura l’utilizzo di letame e altri materiali di origine animale (liquami/reflui) può spesso rappresentare una fonte di emissioni di odori in zone rurali ma può anche raggiungere facilmente centri abitati. Lo spandimento di effluenti zootecnici in campo provoca l’emissione di composti organici volatili (VOC) e non VOC

Figura 1- Flussi di N in Regione Lombardia secondo una logica di economia lineare (da SmartFeed – Cariplo 2019).



DIGESTATO EQUIPARABILE

CONDIZIONI DI EQUIPARABILITÀ

1. Il digestato è equiparabile ai prodotti ad azione sul suolo di origine chimica se:

- N ammoniacale > 70% di N tot**
- efficienza di impiego > 80 %;**
- copertura delle vasche di stoccaggio e del separato liquido;**
- distribuzione con sistemi a bassa emissività (interramento, raso, ..);**
- distribuzione con sistemi GPS.**

MODALITÀ DI UTILIZZO

- Apporto di azoto da PUA.
- Applicazione del digestato equiparato anche **nei mesi invernali da, ma non in ZVN.**

CONTROLLI

Esecuzione di almeno **due analisi chimiche certificate annue** ed invio a Enti.

(ammoniaca, acido solfidrico) che rappresentano un problema per gli abitanti vicino ai siti di applicazione (Parker et al., 2013). Le molecole odorogene sono prodotte dalla attività di fermentazione dei

La DA permette l'incremento dell'efficienza nell'impiego dell'azoto aumentandone la quota prontamente disponibile per le piante.

Successivi trattamenti del

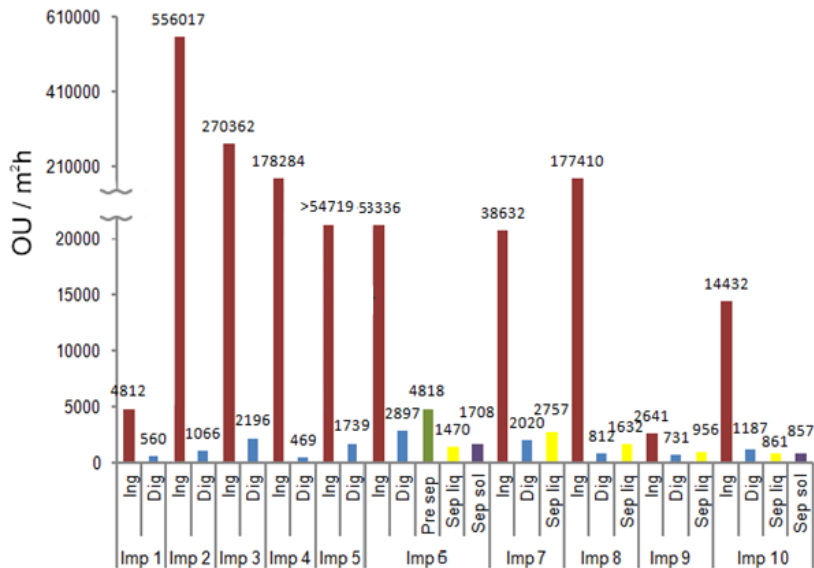


Figura 2- Riduzione dell'impatto odorigeno dopo digestione anaerobica misurata in 10 impianti di biogas di scala reale (da Orzi et al., 2015).

batteri in condizioni anossiche e la presenza di sostanza organica facilmente fermentescibile promuove l'emissione odorigena.

La DA riducendo fortemente la presenza della sostanza organica degradabile determina una **forte riduzione del potenziale odorigeno** come evidenziato in Figura 2 per diversi impianti di scala reale.

La DA determina la **trasformazione dell'azoto organico in azoto ammoniacale** che rappresenta una forma prontamente disponibile per le piante (ammoniacale). I digestati presentano un **tenore di azoto ammoniacale superiore agli ingestati e mediamente pari al 60% dell'azoto totale**, come evidenziato da una sperimentazione condotta dal Gruppo Ricicla su impianti lombardi in scala reale.

digestato permettono di **aumentare ulteriormente la quota-parte di azoto ammoniacale rispetto all'azoto totale**, incrementando ancor di più la sua efficienza. I paesi nordici (Olanda in testa) premono per un trattamento molto spinto del digestato per ottenere un prodotto ad elevato contenuto di azoto ammoniacale (> 90 %) e concentrato. A tale conclusione sembra sia orientata anche l'Unione Europea come si evince da un report intermedio del progetto SafeManure volto a identificare la possibilità di sostituzione dei concimi minerali con i reflui/digestati (Adani et al., Terra e Vita, n. 6, 2020).

Un tale trattamento risulta utile solo nel caso in cui l'azoto contenuto nel digestato debba essere esportato per lunghe distanze; e comunque risulterebbe particolarmente gravoso (se non

inapplicabile) per gli elevati costi per l'azienda agricola (8-15 €/m³ di digestato), oltre che essere eccessivo, quando non inutile, negli altri casi, dal punto di vista agronomico e della tutela ambientale (Adani et al., Terra e Vita, n. 6, 2020).

Per le nostre condizioni, sembra più attuabile la "via italiana" del "Digestato Equiparabile" già proposta 10 anni fa (Conferenza Stato-Regioni del 2010 su proposta della Regione Lombardia, recepita dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134 al comma 2 bis dell'art. 532) e ripresa dall'art. 32 del Decreto Interministeriale n. 5046 del 25 Febbraio, 2016 (poi cancellato), secondo la quale una **separazione solido/liquido spinta (centrifugazione)** permetterebbe

di ottenere una frazione liquida ad elevato contenuto di azoto ammoniacale (>70 % dell'azoto totale) e un riequilibrio del rapporto N/P con costi accettabili (20-40 c€/m³ digestato) (Tambone et al., Terra e Vita, 13, 2015). La frazione così ottenuta mostra performance agronomiche simili ai concimi azotati chimici di sintesi (urea) come dimostrato da esperienze di pieno campo prodotte da "Gruppo Ricicla" – Università degli Studi di Milano. L'elevata stabilità biologica determina la **stabilità della residua parte di azoto organico** presente nel digestato. In siffatte condizioni il rischio di lisciviazione di nitrati è minimo come dimostra una recente ricerca condotta sempre da Gruppo Ricicla in collaborazione con Regione Lombardia e ERSAF, che evidenzia come la quantità di nitrati ad 1 m di profondità (NO₃- 3.9 ± 4.4 mg N-NO₃- kg⁻¹) di suoli fertilizzati con reflui/digestati, anche a dosi elevate di azoto (dosi variabili tra 153 e 450 kg/Ha di N),

è simile a quella di suoli naturali (Zilio et al., 2020).

La proposta di digestato equiparabile ai concimi azotati chimici di sintesi potrebbe attuarsi attraverso una **corretta digestione anaerobica e la successiva separazione spinta del digestato** con costi contenuti sia di investimento sia di gestione.

Aspetti ambientali del DE

I requisiti che la legge impone per il digestato equiparabile hanno una logica tutta ambientale al fine di promuovere una vera agricoltura sostenibile.

Una idonea **copertura delle vasche di stoccaggio** va nella direzione corretta di limitare se non addirittura azzerare le emissioni di ammoniaca durante lo stoccaggio dei digestati. Ricordiamo ai lettori che più del 94% dell'ammoniaca presente nell'aria nel Nord Italia è di origine agricola (ISPRA, 2019) e che sostanzialmente sono l'allevamento animale e la gestione dei reflui che contribuiscono maggiormente (allevamento, stoccaggio e distribuzione) a tale dato. L'ammonio è il principale precursore del particolato inorganico secondario (PM10 e PM2.5) con ripercussioni sulla salute umana soprattutto nelle aree caratterizzate da importanti fenomeni di inquinamento atmosferico non agricolo (Pianura Padana); inoltre, l'Unione Europea ci chiede di ridurre tali emissioni (Direttiva UE 2016/2284) e alcune regioni già prevedono alcune misure per la sua riduzione (Adani et al., Terra e Vita, n. 6, 2020).

In effetti lo stoccaggio dei digestati è responsabile di emissioni non trascurabili, come ben dimostrato da un recente lavoro condotto dal Gruppo Ricicla in collaborazione

con la Regione Lombardia (Zilio et al., 2019). I risultati mostrano in modo inequivocabile come le emissioni dalle vasche sono comparabili con quelli derivanti dallo spandimento superficiale di reflui/digestati.

Al contempo, però, si vince, per quanto detto anche in precedenza, il ridotto impatto odorigeno dei digestati rispetto ai reflui non digeriti.

Sistemi di distribuzione a bassa emissività, permettono la forte riduzione delle emissioni come ben evidenziato dai dati riportati in Tabella 1.

| | | Perdite kg N Ha ⁻¹ | EF (% TAN) | °Std | |
|------------------|---|----------------------------------|---------------|------|------|
| Prima campagna | Pre-semina (130 kg N ha ⁻¹) | T2 Digestato superficiale | 23.3 | 30.4 | 3.3 |
| | | T3 Urea | 17.8 | 13.7 | 7.7 |
| | | T4 Digestato iniettato | 7.1 | 9.3 | 5.3 |
| | Copertura (200 kg N ha ⁻¹) | T2 Digestato iniettato | 2.5 | 1.6 | 0.30 |
| | | T3 Urea | 2.5 | 1.3 | 0.18 |
| | | T4 Separato liquido iniettato | 6.9 | 4.5 | 0.46 |
| Secondo campagna | Pre-semina (180 kg N ha ⁻¹) | T2 Separato liquido superficiale | 52.6 | 46.3 | 7.4 |
| | | T3 Urea | 17.6 | 9.7 | 1.6 |
| | | T4 Separato liquido iniettato | 12.0 | 10.6 | 0.6 |
| | Copertura (160 kg N ha ⁻¹) | T2 Separato liquido iniettato | 16.9 | 14.7 | 9.75 |
| | | T3 Urea | 13.7 | 6.8 | 1.8 |
| | | T4 Separato liquido iniettato | 13.2 | 8.5 | 0.2 |

Tabella 1. Emissioni di NH₃ e fattori di emissione (EF) espresso come rapporti tra N-NH₃ emessa e azoto totale dosato (TAN) dopo spandimento digestati (Riva et al., 2016, rivisitato). Std=Deviazione Standard

La **tracciabilità della distribuzione con sistemi GPS** è una assunzione di responsabilità del mondo agricolo che “scommette sull'ambiente per fare più agricoltura”. È evidente, infatti, che quanto sino ad ora riportato positivamente per il digestato ha senso solo se si rispettano le regole.

Digestione anaerobica, Fertilizzanti Rinnovabili e ambiente

Già in passato è stata espressa la necessità di dare valore aggiunto alla filiera biogas/biometano

agricolo, mettendo in evidenza altri aspetti legati alla digestione anaerobica quali: la gestione sostenibile degli scarti agricoli/organici (es. reflui zootecnici), l'integrazione del modo agricolo e di quello della gestione rifiuti urbani (frazione organica dei rifiuti da raccolta differenziata), utili per la promozione di “economie circolari” che chiudano il ciclo della sostanza organica e dei nutrienti.

La digestione anaerobica quindi non deve essere solo un mezzo per la produzione di energia rinnovabile ma anche di **trasformazione delle matrici in ingresso in veri e propri**

fertilizzanti rinnovabili (es. il Digesto Equiparabile) proponendo modelli sostenibili e di Economia Circolare, i cui effetti positivi devono essere misurabili e percepibili dal cittadino che sarà quindi anche disposto a “investire” su un tale nuovo paradigma produttivo che garantisce maggior qualità e sostenibilità al prodotto alimentare..



SISTEMI DI INCENTIVAZIONE

 Sistema dei crediti di carbonio

 Azione 6.c.ii Strategia 2024

I crediti di carbonio possono essere un introito per gli impianti biogas?

Il settore del biogas vuole che gli vengano riconosciuti i meriti ambientali ed il sistema di scambio delle quote di CO₂ ETS può essere lo strumento giusto.

Gli ambiziosi obiettivi europei sulla riduzione delle emissioni di CO₂ rafforzano il ruolo che il settore biogas è chiamato a svolgere. Il supporto alle agroenergie dovrebbe tenere in conto i benefici ambientali di riduzione della CO₂, cosa che attualmente avviene solo parzialmente tramite incentivi elettrici indifferenziati.

Una possibile soluzione potrebbe essere quella di applicare il già esistente sistema europeo di scambio delle quote di CO₂ anche al settore biogas.

Il sistema delle quote di CO₂

Il **sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (ETS UE)** è una delle principali strategie su cui si fonda la politica dell'UE per



contrastare i cambiamenti climatici e potrebbe divenire uno strumento essenziale per ridurre in maniera economicamente efficiente le emissioni di gas a effetto serra.

Il sistema ETS UE opera secondo il principio dello scambio delle

“quote” di emissioni. In pratica viene fissato un tetto alla quantità totale di emissioni di CO₂ che possono essere emesse dagli impianti che rientrano nel sistema, ed entro questo limite, le imprese ricevono o acquistano quote di emissione che, se necessario, possono scambiare. Le aziende possono anche acquistare quantità limitate di crediti internazionali da progetti di riduzione delle emissioni di tutto il mondo. Alla fine di ogni anno le società devono restituire un numero di quote sufficiente a coprire le loro emissioni, se non vogliono subire pesanti multe.

Se per esempio un'impresa riduce le proprie emissioni, avrà un numero di quote in eccedenza. A quel punto può mantenerle per coprire il fabbisogno futuro, oppure venderle a un'altra impresa che ne faccia richiesta.

Il potenziale del settore biogas

Il biogas e gli impianti di biometano portano un contributo significativo per il raggiungimento degli obiettivi climatici. Come calcolato dalla World Biogas Association, il settore ha il potenziale per ridurre le emissioni di gas serra (GHG) a livello mondiale del 10-13%. I



Dalila Palazzo
CMA

I crediti di carbonio

Il sistema ETS applicato agli impianti biogas può essere uno stimolo positivo per il settore per ridurre le emissioni di gas serra, garantendo delle entrate supplementari

produttori di biogas e biometano evitano le emissioni non solo sostituendo i **combustibili fossili necessari per produrre elettricità e calore**, ma anche sostituendo la produzione energivora di **fertilizzanti minerali** e utilizzando i sottoprodotti. Partendo dal presupposto che l'obiettivo ultimo è il raggiungimento di una economia carbon neutral (che non emette CO₂), l'industria del biogas ha la più alta possibilità di essere “carbon negative” rispetto alle altre tecnologie disponibili. Nel caso del biometano, una gran parte del carbonio foto sintetizzato dell'atmosfera finisce in un flusso di CO₂ altamente concentrato dopo l'upgrading del biogas. Il flusso concentrato può essere riutilizzato in applicazioni come il power-to-gas ($H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4$) o può essere impiegato per usi industriali che oggi acquistano CO₂ fossile, creando un'impronta di carbonio negativa.

Sebbene l'obiettivo degli schemi di incentivo delle energie rinnovabili sia quello di evitare le emissioni di gas serra, gli impianti a biogas sono

orientati verso la massimizzazione della produzione di energia e non alla massimizzazione della riduzione delle emissioni prodotte.

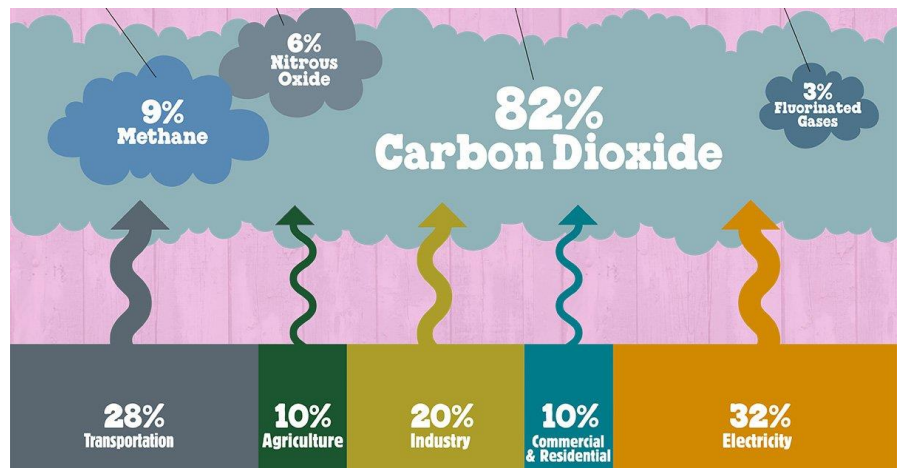
Il **Green Deal** propone di estendere il sistema di scambio di emissioni dell'UE al settore marittimo e l'applicazione del sistema di scambio di emissioni dell'UE al trasporto su strada. In entrambi i settori, le emissioni possono essere ridotte in modo significativo utilizzando il biogas sotto forma di bio-GNC (gas naturale compresso) e bio-GNL (gas naturale liquefatto) come carburante per il trasporto. L'Associazione Europea del Biogas (EBA, di cui il CMA fa parte tramite FIPER) propone il rilascio di certificati di carbonio ai produttori di biogas e biometano, dimostrando la loro riduzione delle emissioni. Questi certificati potranno poi essere commercializzati al settore marittimo e alle aziende di trasporto su strada per l'utilizzo del biogas e del biometano sotto forma di bio-GNC e bio-GNL. In questo modo, sia il settore del trasporto marittimo che quello del trasporto su strada potrebbero essere aiutati a soddisfare i requisiti dei sistemi di scambio di emissioni dell'UE. Allo stesso tempo, i produttori di biogas e biometano genererebbero un reddito supplementare dai certificati di carbonio.

ETS: una soluzione possibile?

Come accennato nell'articolo di Vanessa Gallo (FIPER), già diversi Paesi hanno deciso di puntare sul mercato dei crediti di carbonio. Proprio per questo motivo **l'EBA intende proporre all'Europa una metodologia per monetizzare la riduzione delle emissioni degli impianti biogas**. Il primo passo sarebbe quello di creare un sistema di certificazione delle riduzioni delle

emissioni, comprese le emissioni negative.

La certificazione del risparmio di carbonio da parte di revisori esterni sarà probabilmente obbligatoria per evitare il fenomeno del "green washing" (false informazioni ambientali).



Le procedure, inoltre, dovrebbero essere sufficientemente dettagliate per motivare gli operatori a ottimizzare i loro impianti aumentando i loro sforzi di riduzione delle emissioni.

Secondo l'EBA i metodi di calcolo del carbonio dovrebbero almeno includere il **tipo di biomassa** che entra nel digestore, **l'utilizzo del digestato in uscita** e la sostituzione dei combustibili fossili. Il sistema di scambio ETS potrebbe, a lungo termine, secondo i proponenti, sostituire i sussidi per il biogas.

Proviamo a dare qualche numero

Gli attuali prezzi dei certificati di emissione non sono sufficienti a sostituire completamente i sussidi. Attualmente, i prezzi per i certificati di carbonio arrivano fino a **25 euro/tonnellata di CO₂ eq.**

Considerando che il risparmio di CO₂ equivalente è attualmente stimato dal CMA in circa 3.500 t/anno per MWe installato, i ricavi da ETS si attesterebbero oggi a

circa 87.500 €/MWe anno. Dai calcoli di EBA, affinché i certificati di carbonio sostituiscano del tutto gli incentivi, **sarebbe necessario un prezzo minimo di circa 200 €/t di CO₂ eq** (incentivo di circa 700.000 €/MWe anno). Questo incasso si aggiungerebbe a quello dell'energia a prezzi di mercato, del

calore e di eventuali premi di flessibilità. In caso di solo valore dell'elettricità si arriverebbe a circa 390.000 € con l'attuale PUN a 50 €/MWh, portando il fatturato complessivo a circa 1.100.000 €/anno + flessibilità + calore (circa 0,14 €/kWh + calore + premi).

Si tratta in ogni caso di una strada da perseguire. Essa consentirebbe di incentivare i produttori ad ottimizzare la propria sostenibilità ambientale, garantendo loro delle entrate supplementari.

Al momento, la proposta di EBA è ancora in bozza in quanto **non tutti i soci sono d'accordo con l'idea di coinvolgere il biogas con il sistema ETS**. Inoltre, vi sono divergenze di idee anche riguardo alla metodologia di calcolo delle emissioni risparmiate.

Il futuro, comunque, andrà sempre di più su questa strada e il CMA sarà in prima linea per portare il proprio contributo in sede nazionale ed europea.

Conclusioni: come costruire il futuro del settore

Innovazione tecnologica, sostenibilità ambientale e rafforzamento del nostro ruolo centrale nell'agricoltura italiana potranno superare le attuali incertezze del settore. Ma occorre comunicare il messaggio ai cittadini.

Gli articoli pubblicati in questo speciale non sono che una sintetica e parziale esposizione dell'intenso lavoro che, come CMA, stiamo svolgendo per rafforzare il ruolo del settore del biogas nell'agricoltura italiana.

Agricoltura, questa è la parola chiave. Nel futuro che intendiamo costruire, la digestione anaerobica avrà un ruolo importante nell'integrazione ed ottimizzazione dei processi produttivi, contribuirà a farci risparmiare o ad integrare i redditi delle nostre aziende, a migliorare la qualità e sostenibilità ambientale del nostro lavoro, ma troverà spazio solo nell'ambito di aziende agricole forti, efficienti e competitive.

Proprio per questo dobbiamo proseguire nel rafforzamento del comparto agricolo, che, grazie al biogas è in questi anni cresciuto in tecnologia, innovazione e competenza, senza lasciarci tentare dall'illusione di trasformare la nostra attività in quello che non è: una industria.

Temiamo, infatti, che se il biogas agricolo cercherà di perdere le sue peculiarità di legame con la terra per "rubare" processi produttivi all'industria, rischierà di essere schiacciato.

Come semplici produttori di energia siamo, infatti, deboli e poco significativi, ma come agricoltori produttori di energia siamo forti e competitivi.

Lavoreremo, quindi, per rafforzare la nostra identità agricola e per affermare il nostro ruolo di produttori di cibo, di qualità ambientale e di energia al servizio di tutti i cittadini.

Un passaggio importante deve essere quello di comunicare sempre di più e sempre meglio questi nostri obiettivi e questo modo di lavorare ai cittadini stessi ed al decisore politico, in modo da superare quella visione distorta e, spesso, poco informata che caratterizza il nostro settore, creando così tanti problemi agli operatori.



Dario Solavagione
Vicepresidente CMA

L'agricoltura al centro

Il ruolo del settore biogas può essere rafforzato solo in piena integrazione con la filiera agricola. Innovazione e sostenibilità ambientale sono le chiavi di successo per il futuro della nostra filiera.

Da un punto di vista tecnico il percorso è chiaro, anche se lungo e complesso:

cogenerazione elettrica e termica sempre più efficiente e rispettosa dell'ambiente con massima valorizzazione dell'energia nei processi aziendali. Ma anche un passaggio complementare e graduale alla produzione di **biometano** auspicando una revisione della normativa in senso di maggiore attenzione al mondo agricolo (diete, taglie, durata incentivi).

Ed in futuro, magari, le nuove tecnologie rafforzeranno ancora il nostro ruolo, ma solo se sapremo comprendere le innovazioni ed applicarle al servizio delle nostre aziende e dell'agricoltura italiana.





AgriBiogas 2020

