

ANALISI  
DELLE RICADUTE  
ENERGETICHE  
E AMBIENTALI

*A cura di Prof. Paola Caputo*

**Paola Caputo**

*Dipartimento di Architettura, Ingegneria delle Costruzioni e Ambiente Costruito (ABC), Politecnico di Milano.*

*Ingegnere per l'ambiente e il territorio con dottorato in Energetica, nel 2002 diviene ricercatore di ruolo di fisica tecnica ambientale al Politecnico di Milano, dove diventa Professore Associato nel 2017. In tale ambito svolge attività didattica e di ricerca sui temi dell'efficienza energetica, dell'integrazione di fonti rinnovabili e dell'ottimizzazione di sistemi energetici a scala di edificio, quartiere e città. Ha partecipato a numerosi progetti di ricerca nazionali e internazionali, pubblicandone i risultati in diversi ambiti scientifici.*

## 1. INTRODUZIONE ALLA RICERCA

Il presente capitolo è dedicato all'analisi dei principali effetti energetico-ambientali caratterizzanti la produzione di biogas dalla filiera agricoltura-allevamento e la conversione del biogas in elettricità e calore.

In termini generali, i benefici più evidenti della filiera sono rappresentati dalla produzione di elettricità rinnovabile e, soprattutto nel caso delle aziende zootecniche, dalla trasformazione delle deiezioni animali in digestato che notoriamente presenta delle caratteristiche agro-ambientali migliori rispetto ai liquami di partenza. Globalmente, la generazione elettrica da biogas agricolo copre attualmente il 2% dei consumi elettrici nazionali, ma, in alcune regioni come il Friuli, tale valore raggiunge il 4%. Un punto di forza di tale risorsa è rappresentato dalla programmabilità e versatilità: si ha a disposizione una fonte di energia rinnovabile che può essere convertita quando occorre e, a seconda della disponibilità tecnologica e delle condizioni locali e globali, in diverse forme (biogas, elettricità, calore e biometano). Tali caratteristiche rendono tale bioenergia complementare rispetto ad altre fonti rinnovabili non programmabili abitualmente predilette per la generazione elettrica, creando così la possibilità di bilanciare la quota di elettricità rinnovabile presente sulla rete nazionale.

Il Consorzio Monviso Agroenergia (CMA), che rappresenta i gestori di impianti a biogas agricolo/zootecnico aderenti alla Federazione di Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili (FIPER), riunisce 121 impianti operanti nelle regioni Piemonte (principalmente) e Lombardia, per un totale di 65,52 MW elettrici. Le caratteristiche di questi impianti sono comuni a quelle del parco degli impianti distribuiti nella Pianura Padana e, più in generale, sul territorio nazionale. Tale condizione rende i dati riferibili agli impianti del CMA generalizzabili anche ad altri contesti nazionali.

Partendo dai dati resi disponibili dal CMA, a valle di alcune valutazioni statistiche sulle potenze installate, sulla caratterizzazione delle matrici in ingresso, sulla localizzazione e sull'età degli impianti, è stato definito un campione rappresentativo.

Il campione è costituito da sette impianti di potenza elettrica compresa tra 100 e 999 kW e con matrici di ingresso variabili, caratterizzate da una percentuale in peso di liquami compresa tra il 4% e il 94%. Tutti gli impianti si trovano in pianura (nelle province di Alessandria, Cuneo, Pavia e Torino), in zona climatica E e in aree raggiunte dalla rete del gas metano.

Le informazioni rilevate sui sette impianti campione, associati al CMA e denominati nel seguito con le lettere dalla A alla G, hanno permesso di evidenziare le caratteristiche generali degli impianti e, in particolare, le loro prestazioni energetiche ed ambientali.

Fonte: Mauro Montarsino



## 1.1 Descrizione del processo di digestione anaerobica

Il processo di digestione anaerobica implica la gestione delle seguenti fasi principali: approvvigionamento delle matrici in ingresso; produzione di biogas; conversione energetica del biogas agricolo; span-

dimento sui terreni del digestato prodotto.

Le matrici vengono caricate all'interno dei reattori atti alla digestione anaerobica con la concentrazione di sostanza solida (S.S.) prevista dalla tecnologia adottata e vengono poi miscelate per massimizzare l'attività dei batteri che attuano il processo e quindi la produzione di biogas. Successivamente, il biogas viene stoccato e inviato al cogeneratore, previa desolfurazione, raffreddamento e deumidificazione.

Il cogeneratore, attraverso la combustione del biogas, permette di generare energia meccanica e di trasformarla in energia elettrica. Tale energia, decurtata di quella necessaria per il funzionamento degli ausiliari di impianto, viene immessa nella rete di distribuzione nazionale. Il calore cogenerato viene usato per il mantenimento dei livelli di temperatura adeguati della digestione e per alimentare eventuali utenze termiche presenti nell'intorno dell'impianto (edifici, stalle ecc.).

Oltre al biogas, la cui produzione va massimizzata perché direttamente connessa ai ricavi derivanti dalla vendita dell'elettricità prodotta, un altro importante flusso di materia in uscita dal processo di digestione è costituito dal digestato, ovvero la materia organica digerita. Il digestato viene pertanto raccolto, trattato, stoccato e utilizzato sui campi, secondo le modalità previste dalla normativa e dal piano colturale dalle singole aziende. Il funzionamento delle differenti sezioni dell'impianto è gestito in modo automatico da un sistema di controllo e automazione con la supervisione di operatori specializzati.

Il digestato, al pari delle deiezioni animali, viene impiegato normalmente come fertilizzante e ammendante e per questo risulta utile per limitare e talvolta annullare l'impiego di concimi di sintesi, con ovvi benefici energetici, ambientali ed economici. Inoltre, se comparato rispetto all'uso di effluenti zootecnici stabilizzati e a parità di tecniche e strategie di spandimento, l'uso agronomico del digestato permette di ridurre l'impatto olfattivo, di apportare azoto maggiormente biodisponibile e di arricchire il contenuto di carbonio nei suoli. Tendenzialmente, le aziende con impianto di biogas sono dotate di un livello di meccanizzazione superiore e sono più evolute nelle tecniche agronomiche; ciò consente di avere anche un migliore controllo delle emissioni di campo rispetto ad altre aziende non provviste di impianto a biogas.

Le caratteristiche di biogas e digestato verranno descritte nella sezione 2.1 in riferimento al campione di impianti analizzato.

**BOX 1: DIGESTATO E DIRETTIVA NITRATI**

*In alcuni contesti regionali, come nella Pianura Padana, dove l'attività agricola e di allevamento è più sviluppata, il contenuto di azoto del digestato costituisce un aspetto non trascurabile nella programmazione e nella realizzazione di impianti di produzione di biogas agricolo AA.VV. (2012)<sup>(1)</sup>.*

*Infatti, molte zone di tale area sono state dichiarate "sensibili" ai sensi della Direttiva Nitrati (91/676/CEE) e, in tali aree, il limite di azoto derivante dagli effluenti zootecnici trasferibile sul terreno agricolo è fissato in 170 chilogrammi annui per ettaro. Tale vincolo comporta, sovente, la necessità di disporre di una SAU (superficie agricola utile) maggiore rispetto alle esigenze dell'allevamento, essendo spesso impossibile lo spandimento generalizzato e totale su campo degli effluenti, siano essi digeriti o meno. Va d'altra parte segnalato che alla Direttiva nitrati ha fatto seguito una deroga<sup>(2)</sup> (2011/721/UE) che consente alle aziende agricole di Lombardia, Emilia Romagna, Piemonte e Veneto, con almeno il 70% di colture con stagioni di crescita prolungate e con grado elevato di assorbimento di azoto, di innalzare tale limite a 250 chilogrammi annui per ettaro. Si segnala inoltre che il DM del 6 luglio 2012 sugli incentivi alla produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici e le successive modifiche assegnano, nel caso di impianti alimentati da biogas operanti in regime di cogenerazione ad alto rendimento che prevedano il recupero dell'azoto dalle sostanze trattate con la finalità di produrre fertilizzanti, un incremento degli incentivi legati alla vendita dell'elettricità prodotta in funzione della potenza elettrica del motore e della percentuale di rimozione dell'azoto.*

Fonte: Consorzio Morviso



(1) Capitolo 7 trattamento del digestato e riduzione dell'azoto, di Davide Scaglione, Elena Ficara, Roberto Canziani e Francesca Malpei.

(2) Decisione di esecuzione della commissione del 3 novembre 2011 che concede una deroga richiesta dall'Italia con riguardo alle regioni Emilia-Romagna, Lombardia, Piemonte e Veneto a norma della direttiva 91/676/CEE del Consiglio relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole (2011/721/UE).

## 1.2 Descrizione delle matrici in ingresso

Gli impianti campione analizzati sono caratterizzati da una produzione di biogas dalla filiera agrozootecnica. In tutti i casi le matrici in ingresso sono costituite da reflui zootecnici e da biomasse vegetali (prodotti, sottoprodotti e residui provenienti dall'agricoltura). Le ricette in ingresso valutate sul campione dei sette impianti analizzati nel dettaglio (denominati nel seguito con le lettere dalla A alla G) possono essere considerate rappresentative non solo del parco degli impianti del CMA, ma anche della realtà nazionale, dove la maggiore parte degli impianti fa capo a iniziative di co-digestione anaerobica di insilati (soprattutto insilato di mais) e reflui zootecnici. Per i sette impianti campione, le matrici provengono da terreni e allevamenti di proprietà dell'azienda agricola proprietaria dell'impianto di digestione anaerobica oppure di altre aziende agricole e zootecniche collegate o consorziate. Tale configurazione permette di avere un bacino di approvvigionamento locale e ottimizzato, rendendo così trascurabili gli impatti economici, energetici e ambientali legati ai processi di trasporto e stoccaggio delle materie prime utili al processo di digestione anaerobica.

I reflui zootecnici consistono nei prodotti di scarto di un allevamento aventi una composizione variabile a seconda dell'animale che li origina, delle caratteristiche degli impianti per la loro movimentazione e stoccaggio, della loro gestione e della presenza o meno di lettiere. In riferimento agli impianti campione considerati, tali matrici possono essere suddivise in:

- Letame bovino: è il refluo solido prodotto dai bovini; è il più presente in peso ed è caratterizzato da una deiezione palabile avente un quantitativo di solido secco pari a circa il 23-35%;
- Liquame bovino: è il refluo liquido prodotto dai bovini; è una deiezione non palabile avente un quantitativo di solido secco pari a circa il 8-13%;
- Liquame suino: è il refluo liquido prodotto dai suini; è una deiezione non palabile che ha un contenuto di sostanza secca variabile tra il 3 e il 7% a seconda del tipo di allevamento.

Fonte: CMA



Le caratteristiche dei reflui zootecnici possono variare anche in funzione del fatto che sia presente o meno una fase di separazione solido-liquido.

Le matrici agricole sono costituite da prodotti, sottoprodotti e residui provenienti dall'agricoltura. Tali matrici possono anche derivare

da colture dedicate o da scarti colturali poco idonei all'alimentazione animale. Le biomasse agricole più utilizzate negli impianti di digestione anaerobica sono costituite dagli insilati di colture energetiche (mais, segale, triticale, sorgo, loietto).

Il contenuto di solido secco presente negli insilati è variabile a seconda della tipologia di colture energetiche: i valori tipici per l'insilato di mais sono compresi tra il 32 e il 35%, mentre sono leggermente inferiori per le altre colture.

Le principali caratteristiche delle matrici utilizzate negli impianti campione sono riportate nella tabella 1.

**Tabella 1: principali caratteristiche delle matrici considerate nello studio dei sette impianti campione (valori medi da campione impianti CMA\_FIPER)**

|                        | Triticale  | Sorgo Insilato  | Mais Granella   | Mais Pastone Integrale   | Orzo Granella   | Letame Bovino  | Liquame Bovino  | Liquame Suino   |
|------------------------|--|---|---|--|---|--|---|---|
| <b>Definizione</b>     | Prodotto agricolo ottenuto dalla trinciatura integrale della pianta del triticale ( <i>Triticum x Secale</i> ) allo stadio di maturazione cerosa. Conservazione tramite insilamento  | Prodotto agricolo ottenuto dalla trinciatura integrale della pianta del sorgo ( <i>Sorghum vulgare</i> ) allo stadio di maturazione cerosa. Conservazione tramite insilamento | Prodotto agricolo costituito da cariossidi della pianta del mais ( <i>Zea mais</i> ), intere o frazioni | Prodotto agricolo costituito da insilato integrale della spiga della pianta del mais ( <i>Zea mais</i> ), costituita da tutolo, cariossidi e brattee     | Prodotto agricolo costituito da cariossidi della pianta dell'orzo ( <i>Hordeum vulgare</i> ), intere o frazioni | Sottoprodotto agricolo formato da deiezioni bovine e lettiera, costituita in genere da paglia di frumento/orzo, pula/iolla di riso, mais | Effluente zootecnico non palabile, derivante dalle deiezioni solide e liquide bovine, unitamente eventualmente ad acque di lavaggio e di abbeverata | Effluente zootecnico non palabile, derivante dalle deiezioni solide e liquide suine, unitamente eventualmente ad acque di lavaggio e abbeverata |
| <b>Caratteristiche</b> | Coltura autunno-vernina maggiormente impiegata per l'alimentazione degli impianti a biogas. Insilato con elevata concentrazione di fibra mediamente degradabile e alto rapporto C/N (40-50). Contenuto di s.s. variabile dal 27-28 al 33-35%, in funzione del momento di trinciatura | Le varietà più utilizzate sono quelle da granella. Caratterizzata per il 70% da amido, 10% da proteine e 3-5% da fibra  | Producibilità in biogas molto alta, grazie all'elevato contenuto in zuccheri semplici e complessi       | È caratterizzato da un tenore di umidità medio del 30- 40%; da un'elevata concentrazione di zuccheri complessi e amido; da un contenuto di fibra ridotto | Contiene circa il 52% di amido, il 10% di proteine e il 5% di fibra   | Buona resa e larga disponibilità, a costo contenuto. Ottimo Stabilizzante della biologia degli impianti                                  | Refluo non palabile. Presenta in genere un rapporto C/N ridotto   | Refluo non palabile. Presenta in genere un rapporto C/N ridotto   |

|                              | Triticale   | Sorgo Insilato  | Mais Granella                             | Mais Pastone Integrale                     | Orzo Granella                             | Letame Bovino   | Liquame Bovino                             | Liquame Suino   |
|------------------------------|---|---|---|--|---|---|--|---|
| <b>Resa</b>                  | 198 Nm <sup>3</sup> /t.<br>La resa è variabile in funzione del tenore in sostanza secca e dipendente dal momento di trinciatura | 185 Nm <sup>3</sup> /t.<br>La resa è più ridotta nei sorghi zuccherini (media 173 Nm <sup>3</sup> /t) | 640 Nm <sup>3</sup> /t                    | 500 Nm <sup>3</sup> /t                     | 550-560 Nm <sup>3</sup> /t                | 77 Nm <sup>3</sup> /t.<br>La resa è variabile in funzione del tenore in s.s. e in base alla freschezza del materiale introdotto | 32-34 Nm <sup>3</sup> /t                   | 16 Nm <sup>3</sup> /t,<br>18-19 Nm <sup>3</sup> /t nel caso di allevamenti con alimentazione asciutta |
| <b>S.S., % sul tal quale</b> | 30 - 32   | 28 - 32   | 87 - 88                                   | 60 - 70                                    | 87 - 88                                   | 23 - 35   | 8 - 13                                     | 3 - 7   |
| <b>Apporto Azoto</b>         | Tenore di azoto medio.<br>N = 3,5 - 4,2 kg/t in funzione del momento di trinciatura   | Tenore di azoto medio.<br>N = 3,8 - 4,2 kg/t  | Tenore di azoto alto.<br>N = 12 - 15 kg/t | Tenore di azoto medio-alto.<br>N = 10 kg/t | Tenore di azoto alto.<br>N = 16 - 17 kg/t | Tenore di azoto medio.<br>N = 4 - 6 kg/t in base alla razza, l'alimentazione e la stabulazione                                  | Tenore di azoto medio.<br>N = 4 - 4,5 kg/t | Tenore di azoto medio.<br>N = 3,5 - 4 kg/t  |
| <b>kg N/MWhe (*)</b>         | 12  | 13  | 11  | 11   | 16  | 28  | 56   | 112   |

(\*) stima media CMA

Come riportato nel capitolo 1 a cura di A. Chiabrando, il dibattito connesso all'impiego di colture dedicate ha evidenziato che alcune polemiche sollevate in relazione all'uso energetico di alcune matrici si sono dimostrate ingiustificate e che la realizzazione di impianti biogas agricolo ha permesso di contrastare la crisi economica in cui si trova il settore primario italiano grazie a una differenziazione del reddito. Tale concetto è ribadito anche in AA.VV. (2012)<sup>(3)</sup>, dove si chiarisce che la realizzazione di tali impianti ha permesso ad allevatori e agricoltori di conservare la loro attività agricola, producendo reddito utile al mantenimento dell'intera filiera, alla sua espansione e ottimizzazione gestionale e creando un presidio territoriale utile a contrastare l'abbandono dei siti a vocazione agricola e zootecnica. Ulteriori chiarimenti sull'approccio adottato nel presente studio sono riportate nella sezione 3.1.

(3) Capitolo 2: Le matrici organiche sottoponibili al processo di digestione anaerobica, di Luca Marigo e Pierangelo Pasqualin.

### 1.3 Principali vantaggi attesi connessi alla produzione di biogas e digestato

La letteratura tecnica di riferimento, tra cui AA.VV. (2012)<sup>(4)</sup>, Reichhalter et al. (2011) e Berruto et al. (2017), individua i seguenti potenziali vantaggi energetici e ambientali per la produzione e valorizzazione ottimale del biogas agricolo:

- Riduzione delle emissioni climalteranti, su cui gli allevamenti incidono in maniera sostanziale: l'applicazione del processo di digestione anaerobica permette di controllare meglio a livello impiantistico e di processo i gas ad effetto serra e di convertire in energia utile le matrici organiche che, qualora non processate, avrebbero contribuito all'incremento dei gas effetto serra;
- Riduzione dell'impiego di energia fossile, ovvero aumento della quota parte di energia prodotta da fonti rinnovabili in accordo con gli standard internazionali, comunitari e nazionali, grazie alla produzione di elettricità e calore dai moduli cogenerativi connessi alla digestione e, auspicabilmente nel prossimo futuro, alla trasformazione del biogas in biometano utilizzabile in sostituzione del gas metano fossile;
- Conversione energetica con rendimenti elevati in rapporto ad altre fonti rinnovabili (rendimenti elettrici lordi tra il 35% e il 40% e rendimenti termici lordi tra il 40% e il 45%);
- Programmabilità gestionale: salvo malfunzionamenti accidentali questi impianti sono programmabili in termini di energia immessa in rete, rendendo più semplici le operazioni di dispacciamento da parte del gestore della rete (che al contrario deve affrontare problematiche non trascurabili per gli impianti eolici e fotovoltaici);
- Promozione della cogenerazione distribuita e dell'intersezione con piccole reti intelligenti di distribuzione;
- Riduzione delle problematiche olfattive generate dalla degradazione delle matrici organiche non opportunamente stabilizzate;
- Possibilità di ottimizzare la gestione impiantistica al fine di favorire la massimizzazione del rapporto tra output energetico e input energetico lungo tutta la filiera<sup>(5)</sup>;
- Utilizzo agronomico di matrici più stabili, pertanto anche meno rischiose sotto il profilo sanitario e fitosanitario;
- Possibilità di salvaguardare il terzo settore, il territorio e il paesaggio agricolo e di mantenere, grazie alla possibile riduzione degli odori, la zootecnia vicino ai centri abitati, specie nelle zone di interesse turistico;
- Possibilità di creare sinergie gestionali utili a valorizzare matrici problematiche sotto il profilo ambientale, nell'ottica di sviluppo di modelli concreti di economia locale circolare.

Tali aspetti verranno valutati e commentati sulla base dei dati acquisiti per il campione oggetto del presente studio.

(4) Capitolo 3: Il processo di digestione anaerobica, di Luca Marigo e Pierangelo Pasqualin.

(5) In (Berruto et al., 2017) si rilevano valori superiori all'unità, fino a picchi pari a 18 MJ/MJ.



## 2. CAMPIONE DEGLI IMPIANTI OGGETTO DELL'ANALISI

Come anticipato nella sezione 1, a valle di alcune valutazioni statistiche sulle potenze installate, sulla caratterizzazione delle matrici in ingresso, sulla localizzazione e sull'età degli impianti, è stato definito un campione rappresentativo costituito da sette impianti.

I dati sono stati raccolti grazie al supporto del CMA e della FIPER e al coinvolgimento dei responsabili degli impianti campione. È stata inoltre eseguita un'ampia rassegna di dati presenti in letteratura al fine di definire le assunzioni necessarie alle valutazioni energetico-ambientali e alla verifica e interpretazione dei principali risultati ottenuti.

Fonte: CMA



### 2.1 Dimensioni e condizioni operative

Nonostante il numero relativamente esiguo di impianti, il campione selezionato può effettivamente considerarsi rappresentativo delle condizioni operative degli impianti padani e, in maniera più approssimativa, anche del parco degli impianti operanti a livello nazionale. I sette impianti includono infatti tutte le più diffuse opzioni operative, potenze elettriche e regimi di incentivazione. I dati salienti del campione sono riportati nella seguente tabella 2.

**Tabella 2: dati salienti degli impianti del campione di analisi  
(fonte: CMA e responsabili degli impianti campione)**

| Cod. Impianto        | Provincia   | Tipo di azienda  | Potenza elettrica, kW | Anno di entrata in esercizio | Riferimento per tariffa elettrica | Quota insilati, % (**) |
|----------------------|-------------|--|-----------------------|------------------------------|-----------------------------------|------------------------|
| A                    | Pavia       | Azienda agricola (cerealicola)                         | 999                   | 2012                         | DM18/12/2008 <sup>(*)</sup>       | 96                     |
| B                    | Torino      | Allevamento di bovini e pecore                         | 998                   | 2010                         | DM18/12/2008                      | 32                     |
| C                    | Torino      | Allevamento di bovini                                  | 635                   | 2011                         | DM18/12/2008                      | 94                     |
| D                    | Torino      | Allevamento di bovini e azienda agricola (cerealicola) | 526                   | 2012                         | DM18/12/2008                      | 46                     |
| E                    | Torino      | Allevamento di bovini                                  | 250                   | 2011                         | DM18/12/2008                      | 41                     |
| F                    | Alessandria | Allevamento di suini                                   | 300                   | 2016                         | DM 6/7/2012                       | 17                     |
| G                    | Cuneo       | Allevamento di bovini                                  | 100                   | 2017                         | DM 6/7/2012                       | 6                      |
| Media sette impianti | -           | -  | 544                   | -                            | -                                 | 46                     |
| Media CMA            | -           | -  | 635                   | -                            | -                                 | 43                     |

(\*) tariffa di cessione dell'elettricità alla rete nazionale. Gli impianti entrati in esercizio ai sensi del DM18/12/2008 hanno una tariffa incentivante pari a 280 €/MWh. Gli impianti entrati in esercizio ai sensi del DM 6 luglio 2012 hanno una tariffa pari a 236 €/MWh fino a un massimo pari all'89 % dell'energia prodotta totale. I ricavi complessivi vengono pertanto calcolati sulla base dell'entità degli autoconsumi (la differenza tra l'11% dell'elettricità prodotta e gli autoconsumi reali, se positiva, viene pagata al prezzo zonale orario).

(\*\*) rapporto tra la massa degli insilati in t/anno e il totale delle matrici in ingresso in t/anno.

Come si evince dalla tabella 2, la composizione media delle biomasse in ingresso del campione rispecchia la media del CMA che vede il 43% della massa tal quale su base annua costituita da biomasse di origine agricola e il resto da deiezioni zootecniche.

Come verrà descritto nel capitolo a cura di P. Garbellini, i sette impianti campione possono essere pertanto raggruppati nelle seguenti tre classi sulla base della composizione delle matrici in ingresso:

- A e C: filiera agricola-preponderante;
- D ed E: filiera agro-zootecnica bilanciata;
- B, F e G: filiera zootecnica preponderante.

La composizione delle matrici in ingresso influenza la producibilità di biogas. Sulla base dei dati forniti dal CMA, si rilevano i seguenti potenziali di produzione:

- Deiezioni animali: 200-400 m<sup>3</sup> di biogas per tonnellata di solidi volatili;
- Residui colturali: 350-400 m<sup>3</sup> di biogas per tonnellata di solidi volatili;
- Colture energetiche (insilati): 550-750 m<sup>3</sup> di biogas per tonnellata di solidi volatili.

Le informazioni acquisite hanno permesso di caratterizzare i principali flussi di materia, come riportato nelle successive tabelle. In particolare, la tabella 3 riporta le caratteristiche del biogas prodotto mediante la digestione anaerobica; la tabella 4 riporta le caratteristiche del digestato a valle della digestione anaerobica; la tabella 5 riporta le caratteristiche dei fumi della combustione del biogas.

**Tabella 3: caratterizzazione media del biogas**  
(fonte: CMA e responsabili degli impianti campione)

|                             | Unità di misura     | Intervallo di valori |
|-----------------------------|---------------------|----------------------|
| Polveri totali              | mg/ Nm <sup>3</sup> | <0,1                 |
| Metano                      | %                   | 50-52 (*)            |
| Anidride carbonica          | %                   | 46-47 (**)           |
| Acido solfidrico            | Ppmv                | 47-524               |
| Ammoniaca                   | mg/ Nm <sup>3</sup> | 13-250               |
| Umidità Biogas              | g/Nm <sup>3</sup>   | 0,5                  |
| Azoto                       | %                   | 1,8-3,9              |
| Acido fluoridrico           | mg/ Nm <sup>3</sup> | 0,01-3,9             |
| Acido cloridrico            | mg/ Nm <sup>3</sup> | 0,9-7                |
| Potere Calorifico Inferiore | kJ/Nm <sup>3</sup>  | 17-19                |

(\*) assunto 52% nelle elaborazioni successive

(\*\*) assunto 47% nelle elaborazioni successive

**Tabella 4: caratterizzazione media del digestato**  
(fonte: CMA e responsabili degli impianti campione)

|                  | Unità di misura | Caso A  | Caso B  | Caso C  | Caso D  | Caso E  | Caso F   | Caso G  | Valori medi |
|------------------|-----------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|---------|-------------|
| Residuo a 105°C  | %               | 6-21    | 5-30    | 5-8     | 6-18    | 4-7     | 2-7      | 6-18    | 10          |
| Carbonio         | % S.S.          | 76-80   | 37-49   | 25-45   | 38-47   | 38-44   | 39-42    | 39-51   | 47          |
| Fosforo          | % S.S.          | 0,7-1,2 | 0,7-1,3 | -       | 1-1,4   | 0,9-1,1 | 0,6-1,3  | 0,8-1,4 | 1           |
| Azoto totale     | % S.S.          | 2-5     | 2-6     | 2,8-2,9 | 3,5-6,4 | 7-8     | 5,9-14,6 | 2,7-7,6 | 6           |
| Azoto totale (*) | kgN/t           | 5       | 4       | 5       | 6       | 4       | 3,5      | 3       | 4           |
| pH               |                 | 8-8,2   | 7,5-8,6 | 8-8,1   | 8-8,8   | 7,7-8,1 | 7,7-7,8  | 8,1-9   | 8           |

(\*) valori assunti nelle elaborazioni successive.

A seconda del contesto operativo, il digestato viene considerato sottoprodotto o assimilato ad effluente zootecnico e il suo destino può essere lo spandimento sui terreni agricoli in conduzione da parte dell'azienda produttrice di biogas oppure presso aziende limitrofe.

**Tabella 5: caratterizzazione media dei fumi della combustione e confronto con i limiti di legge (concentrazioni in riferimento al 5% di ossigeno; fonte: CMA e responsabili degli impianti campione)**

| Macroinquinante   | Unità di misura    | Valori rappresentativi del campione | BAT CMA (*) | Limiti di legge (riferimenti nazionali, ***) |
|---|--------------------|-------------------------------------|-------------|--|
| Carbonio organico totale (COT) escluso il metano                    | mg/Nm <sup>3</sup> | 90                                  | 39(**)      | 100  |
| Monossido di carbonio (CO)  | mg/Nm <sup>3</sup> | 188                                 | 43          | 800  |
| Ossidi di azoto come NOx  | mg/Nm <sup>3</sup> | 464                                 | 250         | 500  |
| Composti inorganici del cloro sotto forma di gas o vapori, come HC1 | mg/Nm <sup>3</sup> | 2,7                                 | 1,2         | 10   |
| Polveri   | mg/Nm <sup>3</sup> | 2,1                                 | 1,6         | 10   |

(\*) per BAT (Best Available Technology) si intende il set di tecnologie che permette di avere i livelli di concentrazione minimi rilevati all'interno del parco impianti del CMA.

(\*\*) 5 mg/Nm<sup>3</sup> con post combustore regenerativo

(\*\*\*) limiti alle emissioni atmosferiche (come concentrazioni nei fumi) degli impianti a biogas con motori a combustione interna con potenza termica nominale ≤ 3 MW e in riferimento al 5% di ossigeno nei fumi, definiti nel Decreto Legislativo 152 del 2006 e nel Decreto Ministeriale del 19 maggio 2016.

Tali impianti possono essere caratterizzati dai seguenti dispositivi per la riduzione delle emissioni: post combustore per il contenimento del CO e del COT (presente nel 30% degli impianti del CMA); catalizzatore ossidativo per il contenimento del CO (presente nell'80% degli impianti del CMA); sistema di denitrificazione catalitico (SCR) per il contenimento degli NOx (presente nel 5% degli impianti del CMA). Si sottolinea che i sette impianti campione hanno tutti un'analogia linea di trattamento dei fumi, dotata solo di catalizzatore ossidativo.

Fonte: CMA



Pertanto, tali casi non rappresentano gli impianti più virtuosi sotto il profilo delle emissioni del CMA, bensì impianti caratterizzati da linee fumi semplificate. Tale ipotesi ha carattere conservativo e va tenuta presente nell'interpretazione dei risultati riportati nella sezione 4.

### 3. APPROCCIO METODOLOGICO

I dati raccolti, riferiti alle condizioni gestionali medie degli ultimi anni di esercizio degli impianti, hanno riguardato:

- Informazioni sulla tipologia di impianti, sulle dimensioni e sulle modalità di gestione;
- Tipologia e quantità della biomassa in ingresso;
- Quantità del digestato in uscita e informazioni riguardanti il suo utilizzo;
- Informazioni per la valutazione delle prestazioni energetiche (biogas, energia elettrica e calore);
- Informazioni per la valutazione delle prestazioni ambientali dell'impianto;
- Informazioni economico-finanziarie (per la trattazione di tale parte si rimanda al capitolo a cura di P. Garbellini).

Fonte: Giovanni Riva - FIPER



Sulla base di tali informazioni è stato possibile ricostruire i bilanci di massa e di energia degli impianti analizzati con il fine valutarne le prestazioni energetiche e ambientali in riferimento al contesto di inserimento.

A tal scopo è stato elaborato un foglio di calcolo Excel per l'archiviazione dei dati acquisiti, per il calcolo di indici e

indicatori e per la rappresentazione grafica dei principali risultati conseguiti.

#### **3.1 Definizione del perimetro dell'analisi e degli scenari *ex ante* e *ex post***

Il primo passo utile alla valutazione degli effetti energetico-ambientali è la definizione del sistema di riferimento e del suo confine. In accordo a quanto ipotizzato nel capitolo a cura di A. Chiabrandò, il perimetro dell'analisi è stato fatto coincidere con l'impianto di produzione di biogas e successiva generazione elettrica e termica, fino all'utente finale. Inoltre, per tener conto degli impatti energetici e ambientali derivanti dalla produzione e trasformazione delle matrici vegetali alimentate (provenienti da terreni di proprietà, o in affitto o in asservimento), sono stati valutati anche i consumi energetici e le emissioni dal campo all'impianto, con particolare riferimento ai consumi di gasolio e fertilizzanti. Tale assunzione trae origine dal fatto che, in caso di mancata realizzazione dell'impianto, gli ettari dedicati a colture energetiche per produrre le matrici agricole sarebbero stati utilizzati per scopi differenti (alimentazio-

ne animale o umana) o destinati a colture differenti o, in alcuni casi, abbandonati. Si segnala inoltre come, sulla base delle informazioni acquisite, nel passaggio dallo scenario precedente a quello successivo alla realizzazione dei singoli impianti, non sono avvenute modifiche importanti delle superfici e delle specie coltivate<sup>(6)</sup>. Non vengono considerati invece gli impatti della produzione dei reflui zootecnici in quanto tali reflui, legati all'allevamento di bestiame destinato all'alimentazione umana, sarebbero comunque stati prodotti anche in caso di mancata realizzazione dell'impianto. Il sistema di riferimento comprende pertanto la preparazione delle matrici vegetali, l'alimentazione di tutte le matrici in ingresso, la digestione anaerobica con produzione di biogas e digestato, la combustione di biogas nelle unità di cogenerazione, l'espulsione dei fumi<sup>(7)</sup> in atmosfera, l'uso delle energie elettriche e termiche prodotte per gli autoconsumi<sup>(8)</sup> e presso le utenze finali<sup>(9)</sup> e, infine, l'uso agronomico del digestato.

Lo spargimento di digestato di origine zootecnica e di origine vegetale avviene secondo il piano agronomico di ciascuna azienda, nel rispetto della normativa vigente. I vincoli normativi implicano un'integrazione di fertilizzanti di sintesi stimabile, sulla base dei dati forniti, pari a circa 250 kg di urea per ettaro (valor medio suscettibile di modifiche a seconda della coltura e delle condizioni operative). Gli impatti energetici e ambientali relativi all'uso di tali fertilizzanti minerali sono stati inclusi nell'analisi.

Nelle elaborazioni non sono considerati eventuali additivi utili allo svolgimento del processo di conversione energetica perché in genere si tratta di quantità trascurabili rispetto agli altri flussi in ingresso considerati. Analogamente, non sono considerate altre sostanze di risulta perché in quantità trascurabile rispetto agli altri flussi in uscita considerati. Si sottolinea che per il biogas, il dato di produzione considerato è quello misurato in uscita dal gasometro da cui viene detratta una quota corrispondente alle perdite di captazione relative al gasometro e alla tubazione di collegamento al motore dove viene bruciato il biogas.

Sulla base del sistema di riferimento, vengono considerati anche il consumo di elettricità non incluso negli autoconsumi e il consumo di olio lubrificante e di gasolio per il funzionamento delle varie apparecchiature dell'impianto. A livello ambientale, si considerano le emissioni della combustione del biogas, quelle derivanti dal biogas non captato e dallo spargimento del digestato sui suoli agricoli a scopo di fertilizzante.

Rispetto ai consumi energetici dell'impianto, è stata trascurata la fase di trasporto della biomassa fresca perché le matrici vengono prodotte in prossimità dell'impianto di digestione anaerobica. Analogamente, poiché il digestato prodotto viene disperso

(6) Solo in uno dei casi analizzati si assiste a una variazione da pioppeto a mais, variazione che sarebbe avvenuta anche in caso di mancata realizzazione dell'impianto.

(7) Fumi prodotti dalla combustione del biogas valutabili, sulla base dei dati raccolti per gli impianti campione, pari a circa 7-11 Nm<sup>3</sup> per ogni Nm<sup>3</sup> di biogas.

(8) Ovvero: energia elettrica complessivamente richiesta per la gestione dell'impianto, dalla fase di pretrattamento delle matrici, alla movimentazione della stessa all'interno del reattore, all'alimentazione della sala di controllo e gestione dell'impianto; energia termica necessaria per il processo di digestione anaerobica allo scopo di mantenere l'ambiente all'interno del reattore ad una temperatura idonea.

(9) Ovvero: energia elettrica venduta alla rete nazionale; energia termica cogenerata e resa disponibile ad eventuali utenze termiche presenti in zona o raggiungibili mediante piccole reti di teleriscaldamento.

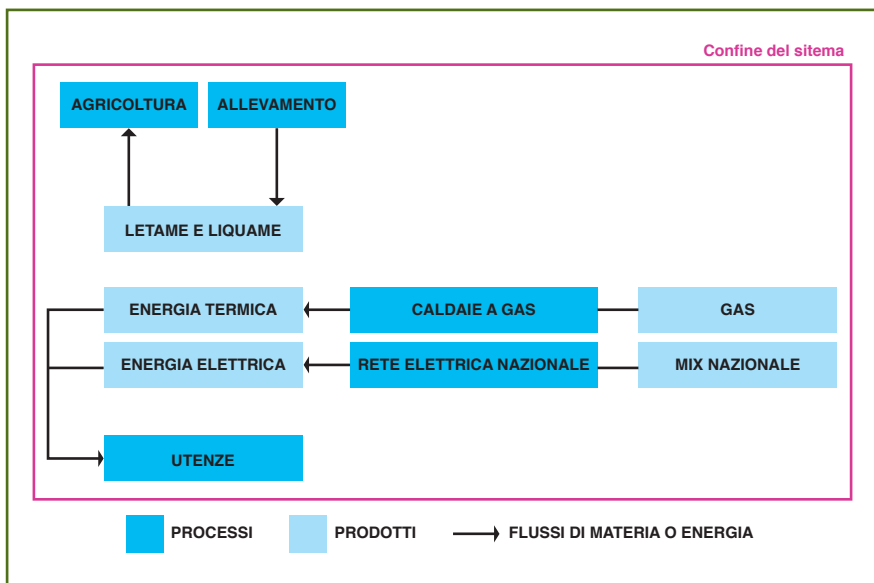
sui terreni agricoli nell'immediato intorno dell'impianto o conferito ad altre aziende limitrofe, la fase di trasporto del digestato non è stata considerata.

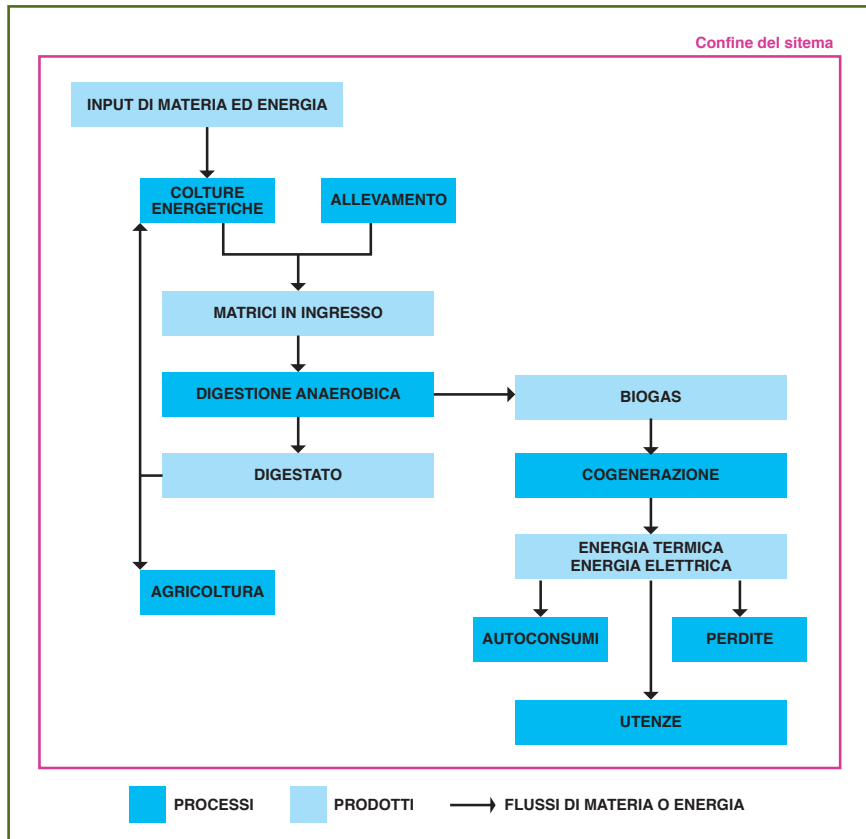
In riferimento ai sette impianti del campione, il perimetro così definito corrisponde al confine del sistema considerato nelle analisi successive, denominato scenario *ex post*. Nel calcolo degli indicatori, tale scenario viene confrontato con la situazione corrispondente al medesimo contesto agricolo-zootecnico presente prima che l'impianto fosse realizzato, denominato scenario *ex ante*. Pertanto, lo scenario *ex ante* include:

- Un prelievo di elettricità dalla rete elettrica pari a quella venduta dall'impianto considerato;
- Un consumo di gas naturale pari a quello necessario per produrre la quantità di calore valorizzato (calore prodotto dalla cogenerazione mediante biogas e usato per riscaldare gli ambienti e per produrre acqua calda sanitaria per stalle ed eventuali edifici collegati tramite piccole reti di teleriscaldamento) mediante una caldaia a gas naturale;
- Lo spargimento su suolo agricolo di una quantità di liquami e letame pari a quella in ingresso agli impianti considerati;
- Una produzione di fertilizzanti azotati corrispondente alla differenza tra l'apporto di nutrienti fornito grazie allo spargimento del digestato e quello fornito grazie allo spargimento di liquami e letame tal quali.

A livello ambientale, si considerano di conseguenza le emissioni della combustione del gas per produrre calore, quelle relative alla generazione elettrica, quelle derivanti dallo spargimento di liquami e letame tal quali e quelle legate alla produzione dei fertilizzanti azotati aggiuntivi.

**Figura 1: confine dell'analisi dello scenario *ex ante***



**Figura 2: confine dell'analisi dello scenario ex post**


### 3.2 Assunzioni per l'elaborazione dei dati

Grazie alle interazioni con il CMA e con i gestori degli impianti, è stato possibile raccogliere i dati necessari per la ricostruzione dei bilanci di materia e di energia in riferimento agli ultimi anni di esercizio disponibili (nella maggior parte dei casi tre anni). Successivamente sono stati elaborati indici e indicatori che fanno riferimento a condizioni medie di funzionamento su base annua.

Le assunzioni alla base delle elaborazioni svolte sono frutto delle indicazioni dei gestori degli impianti, del CMA e della consultazione di diverse fonti di letteratura. Infine, a causa della sensibilità di alcuni parametri (e.g. concentrazione di inquinanti nei fumi, percentuale di biogas non captato<sup>(10)</sup> ecc.) sono state effettuate alcune

(10) Durante l'esercizio di un impianto possono verificarsi emissioni di biogas causate da organi non pienamente a tenuta stagna. Si è pertanto assunto che il 4% (2% nello scenario ottimizzato) del metano prodotto venga rilasciato in atmosfera a causa di elementi a non piena tenuta ermetica.



analisi di sensitività che verranno descritte nelle sezioni successive<sup>(11)</sup> in relazione allo scenario *ex post* ottimizzato.

### 3.2.1 Caratteristiche dei vettori e dei sistemi energetici considerati

Nella tabella 6 si riportano i parametri relativi ai combustibili fossili considerati nell'analisi e alle tecnologie atte alla loro conversione energetica, in riferimento allo scenario *ex ante*.

Per la conversione dei quantitativi di combustibili utilizzati in energia primaria si è preso come riferimento il DM 26 giugno 2015 (Decreto Requisiti Minimi), che suggerisce l'applicazione omogenea di fattori di conversione delle fonti energetiche impiegate per la fornitura di servizi energetici agli edifici ai fini della determinazione della loro prestazione energetica. L'Allegato 1 del decreto propone i fattori di conversione dell'energia fornita per il funzionamento degli impianti in energia primaria, ripartita in energia rinnovabile (EP\_ren) e non rinnovabile (EP\_nren).

I fattori di emissione (FE) rappresentano le quantità di inquinanti emessi per unità di combustibile consumato. I FE dipendono dal combustibile impiegato e dalle caratteristiche dell'impianto; tali valori sono generalmente disponibili in funzione del tipo di processo, del tipo di combustione e/o delle tecnologie di depurazione dei fumi.

**Tabella 6: assunzioni relative ai vettori energetici considerati**

| Assunzioni<br><i>ex ante</i> | Rendimenti | Potere<br>calorifico<br>inferiore<br>(PCI) (3) | Fattori di conversione<br>in energia primaria (4) |       | Fattori di emissione                        |                     |                        |
|------------------------------|------------|--|---|-------|---|---------------------|------------------------|
|                              |            |  | f_nRen  | f_Ren | FE CO <sub>2</sub><br>gCO <sub>2</sub> /kWh | FE NOx<br>mgNOx/kWh | FE polveri<br>mgPM/kWh |
| Gas                          | 0,85 (1)   | 34 MJ/Sm <sup>3</sup>                          | 1,05  | 0     | 200 (5)                                     | 137 (6)             | 0,72 (6)               |
| Gasolio                      | -          | 36 MJ/l  | 1,07  | 0     | 264 (5)                                     | 216 (6)             | 18 (6)                 |
| Elettricità                  | -          | -  | 1,95  | 0,47  | 489 (2)                                     | 149 (2)             | 3,2 (2)                |

(1) caldaia tradizionale, elaborazioni a partire dalla norma UNI EN 11300-2 e da dati di letteratura

(2) elaborazioni a partire da dati Ispra-Sinanet, valori per energia elettrica

(3) letteratura tecnica

(4) DM 26 giugno 2015 (Decreto Requisiti Minimi)

(5) elaborazioni a partire da dati di letteratura, valori per energia primaria

(6) elaborazioni a partire da dati ARPA Lombardia, valori per energia primaria

I rendimenti di conversione e i FE degli impianti a biogas considerati vengono calcolati caso per caso, a seconda delle singole condizioni operative, come descritto nelle sezioni successive.

Sulla base dei consumi di gasolio e fertilizzanti utilizzati per la preparazione delle matrici derivanti da colture energetiche e dei consumi di gasolio, lubrificanti e energia elettrica (elettricità non inclusa negli autoconsumi) presso gli impianti, è stato possibile valutare la "quota fossile" tipica di ciascuno dei casi analizzati. Tale quota

(11) Analisi per quantificare gli effetti sui risultati indotti da una modifica di uno o più parametri con i quali sono calcolati gli indicatori. Si altera un parametro ritenuto critico e si valutano le conseguenze in termini di risultati. Si desumono informazioni utili per valutarne l'incertezza del risultato. L'analisi non fornisce, tuttavia, alcuna indicazione circa la probabilità che i parametri raggiungano le soglie scelte.

è stata definita come rapporto tra la sommatoria dell'energia primaria fossile relativa ai consumi sopra citati e l'energia primaria in ingresso alla digestione anaerobica.

La "quota fossile" così calcolata, espressa in termini percentuali, risulta essere pari ai seguenti valori:

- Impianto A: 10%;
- Impianto B: 7%;
- Impianto C: 13%;
- Impianto D: 6%;
- Impianto E: 7%;
- Impianto F: 12%;
- Impianto G: 5%.

È interessante osservare come le percentuali più elevate facciano riferimento non solo ai due casi con filiera agricola-preponderante, ma anche a un caso con filiera zootecnica preponderante.

### 3.2.2 Potenziali ed emissioni climalteranti

Alle emissioni climalteranti contribuiscono principalmente i seguenti gas ad effetto serra: biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e ossido di diazoto (N<sub>2</sub>O). Questi vengono valutati in termini di CO<sub>2</sub> equivalente, considerando il loro potenziale di effetto serra (GWP, Greenhouse Warming Potential), convenzionalmente riferito ad un orizzonte temporale di 100 anni, come riportato nella successiva tabella 7. Tali valori sono stati considerati nel calcolo delle emissioni dei sistemi relativi allo scenario *ex ante* e allo scenario *ex post*, includendo anche quelle pertinenti al biogas non captato, al metano presente nei fumi della combustione del biogas<sup>(12)</sup>, allo stoccaggio e spandimento di liquami, letame e digestato.

**Tabella 7: potenziale effetto serra dei gas considerati  
(Fonte: Decreto 3.8.2018, in linea con i valori proposti  
dall'Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC)**

| Gas ad effetto serra                  | Emissioni di CO <sub>2</sub> equivalente<br>kg CO <sub>2</sub> -eq /kg |
|---------------------------------------|--|
| Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ) | 1  |
| Metano (CH <sub>4</sub> )             | 25   |
| Metano (N <sub>2</sub> O)             | 298  |

### 3.2.3 Caratteristiche relative a liquami, letame, digestato e fertilizzanti azotati e al loro impiego

Come anticipato, negli impianti campione si attua un vero e proprio processo metabolico circolare per cui le matrici in ingresso vengono prodotte dalle medesime

(12) Negli impianti di cogenerazione alimentati a gas si può avere emissione nell'ambiente di metano incombusto attraverso i gas di scarico. Tale dispersione dipende dal contenuto di metano nei gas di combustione, dalla qualità realizzativa del motore e dalla potenza dell'unità di cogenerazione. Un eventuale trattamento dei gas di scarico può ridurre tale tipo di emissioni. In letteratura sono stati rilevati valori compresi tra 290 e 2333 mgCH<sub>4</sub>/Nm<sup>3</sup> fumi. Sulla base delle indicazioni fornite dal CMA negli impianti campione è stato assunto un valore pari a 300 mgCH<sub>4</sub>/Nm<sup>3</sup> fumi (0 mgCH<sub>4</sub>/Nm<sup>3</sup> fumi nello scenario ottimizzato).

aziende che poi ricevono il prodotto di risulta della digestione anaerobica (digestato) e lo reimmettono nel ciclo agronomico per restituire nutrienti ai terreni<sup>(13)</sup>.

Per la valutazione delle emissioni climalteranti, nello scenario *ex ante*, si fa riferimento a un tradizionale processo di gestione dei liquami e letame (stoccaggio dei liquami e del letame presso l'allevatore e il loro successivo spargimento nei campi); mentre, nello scenario *ex post*, si fa riferimento a liquami e del letame digeriti e convertiti in digestato. La letteratura scientifica (e.g. Reichhalter et al., 2011) evidenzia come la digestione di letame e liquami abbia come conseguenza una diminuzione emissioni di gas climalteranti proporzionale al tempo di permanenza delle matrici nel reattore e, mediamente, dell'ordine del 60-70%.

La differenza tra il potenziale fertilizzante relativo allo spargimento del digestato e quello relativo allo spargimento di letame e liquami non digeriti è stata valutata nel presente studio come domanda di fertilizzanti azotati aggiuntivi sotto forma di urea. I principali parametri assunti nelle elaborazioni sono riportati nella tabella 8.

**Tabella 8: principali parametri agronomici e ambientali considerati nelle elaborazioni**

| Parametro  | Valore | Unità di misura                    | Fonte   |
|--|--------|------------------------------------|---|
| Contenuto Azoto nei Liquami  | 4      | kg/t                               | CMA   |
| Contenuto Azoto nel Letame   | 5      | kg/t                               |   |
| Densità del liquame  | 1000   | kg/m <sup>3</sup>                  |   |
| Densità del letame   | 650    | kg/m <sup>3</sup>                  |   |
| Densità del digestato  | 1000   | kg/m <sup>3</sup>                  |   |
| Tempo di svuotamento delle vasche di liquami e digestato                       | 2 (*)  | n. volte/anno                      | CMA   |
| Contenuto di Azoto nell'urea   | 460    | kg/t                               | Elaborazioni da Cellura et al. (2012) e Beccali et al. (2010) |
| Emissioni di CO <sub>2</sub> equivalente per la produzione e l'impiego di urea | 4290   | kg CO <sub>2</sub> -eq/t urea      |   |
| Energia incorporate per la produzione urea                                     | 76,2   | MJ/kg                              |   |
| Emissioni di CO <sub>2</sub> equivalente per l'uso agronomico del digestato    | 45     | kg CO <sub>2</sub> -eq/t digestato | Elaborazioni da Reichhalter et al. (2011)                     |
| Emissioni di CO <sub>2</sub> equivalente per liquame non trattato              | 158,8  | kg/m <sup>3</sup>                  | Elaborazioni da Sedorovich et al. (2007)                      |
| Emissioni di CO <sub>2</sub> equivalente per letame non trattato               | 77,55  | kg/m <sup>3</sup>                  |   |

(\*) più è frequente lo svuotamento, più si riducono le emissioni climalteranti.

(13) Si ribadisce che, in tale contesto, risultano quindi trascurabili le fasi di trasporto di matrici e prodotti di risulta e restano esclusi dalle valutazioni gli impatti legati alla realizzazione degli impianti.

### 3.3 Principali indici e indicatori considerati

I dati acquisiti sono stati inseriti in un database Excel organizzato con una parte di input, alcune parti di calcolo di indicatori e una parte di rappresentazione grafica dei principali risultati ottenuti. Tutte le valutazioni sono riferite a un anno operativo medio, ottenuto sulla base delle informazioni relative agli ultimi tre anni di esercizio per gli impianti A, B, C, D ed E, agli ultimi due anni per l'impianto F (operativo dal 2016) e all'ultimo e unico anno per l'impianto G (operativo dal 2017).

I flussi di materia e di energia che caratterizzano le condizioni operative degli impianti considerati sono stati valutati sulla base del confine dell'analisi definito nella sezione 3.1.

A partire dalle elaborazioni condotte, si è proceduto a una selezione dei risultati. I principali indici e indicatori considerati possono essere così descritti:

- 1** Numero di ore equivalenti o fattore di utilizzo: rapporto tra l'elettricità prodotta e la potenza elettrica installata;
- 2** Taglia relativa dell'impianto in percentuale: rapporto tra potenza elettrica installata e potenza elettrica massima installata negli impianti del campione;
- 3** Quota percentuale di liquami e letame sul totale delle matrici in ingresso: rapporto tra la quantità di liquami e letame alimentati (t/anno) e la quantità totale di matrici alimentate (t/anno), su base annua;
- 4** Complementare dell'indice precedente, ovvero quota percentuale di insilati sul totale delle matrici in ingresso: rapporto tra la quantità di matrici agricole (insilati, t/anno) e la quantità totale di matrici alimentate (t/anno), su base annua;
- 5** Apporto agronomico di nutrienti sotto forma di azoto (N) grazie allo spandimento di liquami e/o letame (scenario *ex ante*) e digestato (scenario *ex post*): prodotto del contenuto specifico di azoto (kg/t) per il quantitativo di sostanza ceduta ai terreni (t/anno), espresso in kg/anno;
- 6** Energia primaria in ingresso alla digestione anaerobica: valutata approssimativamente come rapporto tra il contenuto energetico del biogas prodotto e il rendimento del processo di digestione (assunto pari a 85% in tutti i casi), in MWh/anno;
- 7** "Quota fossile": rapporto tra il consumo di energia fossile per gasolio, lubrificanti, fertilizzanti ed elettricità (non inclusa negli autoconsumi) dal campo all'impianto (trasporti esclusi) e l'energia primaria in ingresso alla digestione anaerobica, espresso in percentuale;
- 8** Energia primaria in ingresso alla cogenerazione: prodotto del biogas captato ( $\text{Nm}^3/\text{anno}$ ) e del potere calorifico inferiore medio del biogas (PCI, in  $\text{MJ}/\text{Nm}^3$ ), convertito in MWh/anno;
- 9** Quota percentuale di elettricità autoconsumata: rapporto tra l'elettricità impiegata per gli autoconsumi e quella prodotta dalla cogenerazione;
- 10** Quota percentuale di elettricità venduta: rapporto tra l'elettricità ceduta alla rete elettrica e quella prodotta dalla cogenerazione;
- 11** Quota percentuale di calore utilizzato: rapporto tra il calore utilizzato (per riscaldare stalle e utenze disponibili, anche mediante piccole reti di teleriscaldamento) e quella prodotta dalla cogenerazione;

- 12** Rendimento elettrico lordo-lordo percentuale: rapporto tra l'elettricità prodotta dalla cogenerazione e l'energia primaria in ingresso alla digestione;
- 13** Rendimento elettrico lordo-netto percentuale: rapporto tra l'elettricità venduta alla rete elettrica e l'energia primaria in ingresso alla digestione;
- 14** Rendimento elettrico lordo percentuale: rapporto tra l'elettricità prodotta dalla cogenerazione e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione;
- 15** Rendimento elettrico netto percentuale: rapporto tra l'elettricità venduta alla rete elettrica e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione;
- 16** Rendimento termico lordo-lordo percentuale: rapporto tra il calore prodotto dalla cogenerazione e l'energia primaria in ingresso alla digestione;
- 17** Rendimento termico lordo-netto percentuale: rapporto tra il calore utilizzato (per riscaldare stalle e utenze disponibili, anche mediante piccole reti di teleriscaldamento) e l'energia primaria in ingresso alla digestione;
- 18** Rendimento termico lordo percentuale: rapporto tra il calore prodotto dalla cogenerazione e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione;
- 19** Rendimento termico netto percentuale: rapporto tra il calore utilizzato (per riscaldare stalle e utenze disponibili, anche mediante piccole reti di teleriscaldamento) e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione;
- 20** Risparmio di energia primaria non rinnovabile: differenza tra il consumo di energia primaria non rinnovabile nello scenario *ex ante* e quello nello scenario *ex post*, valutata in valore assoluto (MWh/anno) e percentuale;
- 21** Risparmio di CO<sub>2</sub>: differenza tra le emissioni nello scenario *ex ante* e quelle nello scenario *ex post*, valutata in valore assoluto (t/anno) e percentuale;
- 22** Risparmio di macroinquinanti significativi: differenza tra le emissioni nello scenario *ex ante* e quelle nello scenario *ex post*, valutata in valore assoluto (kg/anno) e percentuale;
- 23** Fattore di emissione della CO<sub>2</sub>, calcolato come rapporto tra la quantità di CO<sub>2</sub> emessa e l'elettricità venduta alla rete (g/kWh);
- 24** Fattori di emissione di macroinquinanti significativi, calcolato come rapporto tra la quantità di ciascun microinquinante emesso e l'elettricità venduta alla rete (mg/kWh).

I flussi energetici relativi alle condizioni medie di funzionamento (valori mediati sui sette impianti del campione) sono riportati nel diagramma di Sankey di figura 3. Nel diagramma e nelle elaborazioni, la quota di biogas non captato è stata assunta, in tutti i casi analizzati, pari al 4% del biogas prodotto. Nel caso del cosiddetto scenario *ex post* ottimizzato (OPT), tale quota verrà assunta pari al 2%.

## 4. DESCRIZIONE DEI RISULTATI

Questa sezione riassume la valutazione degli effetti energetici e ambientali generati dagli impianti a biogas, con particolare riferimento all'energia primaria e alle emissioni di gas climalteranti. Vengono contabilizzati gli effetti relativi all'esercizio dell'impianto sulla base delle assunzioni relative al confine dell'analisi.

Tali effetti vengono poi confrontati con quelli relativi allo scenario *ex ante*, ovvero: stoccaggio e spargimento agronomico dei liquami e del letame prodotti dalle aziende zootecniche coinvolte e generazione convenzionale di energia termica (mediante caldaia a gas) ed elettrica (mediante prelievo da rete nazionale). Per il cosiddetto scenario *ex post* ottimizzato (OPT), la quota di calore dissipato verrà considerata trascurabile. Tale ipotesi ottimistica serve a far comprendere i benefici derivanti da un uso più efficiente del calore prodotto, fatte salve le difficoltà relative all'allaccio di utenze termiche alle piccole reti di teleriscaldamento.

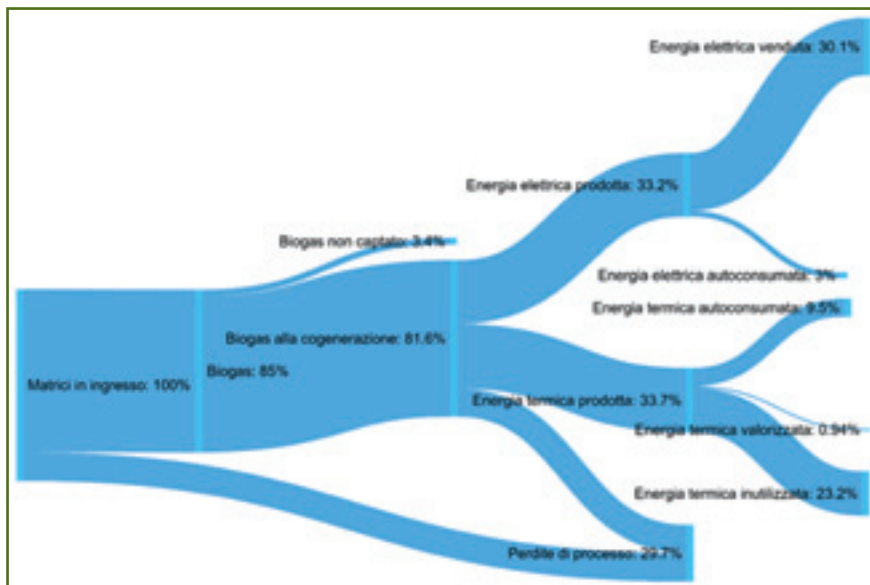
Fonte: CMA



### 4.1 Prestazioni energetiche

Tutti gli impianti analizzati sono caratterizzati da rendimenti elettrici e termici lordi ottimali sulla base della tecnologia di riferimento utilizzata. Come si evince dalla figura 3, le principali perdite di energia lungo il processo fanno riferimento a vincoli e limiti tecnologici, su cui è difficile intervenire a scopo migliorativo, e alla scarsa possibilità di utilizzare il calore cogenerato per scopi aggiuntivi oltre agli autoconsumi. In alcuni casi il calore disponibile viene utilizzato mediante piccole reti di teleriscaldamento (100-300 m di lunghezza) presso utenze prossime al sito dell'impianto, mentre in altri casi viene dissipato. Mediamente, tale voce è pari al 23% dell'energia primaria in ingresso alla digestione sulla base degli impianti considerati.

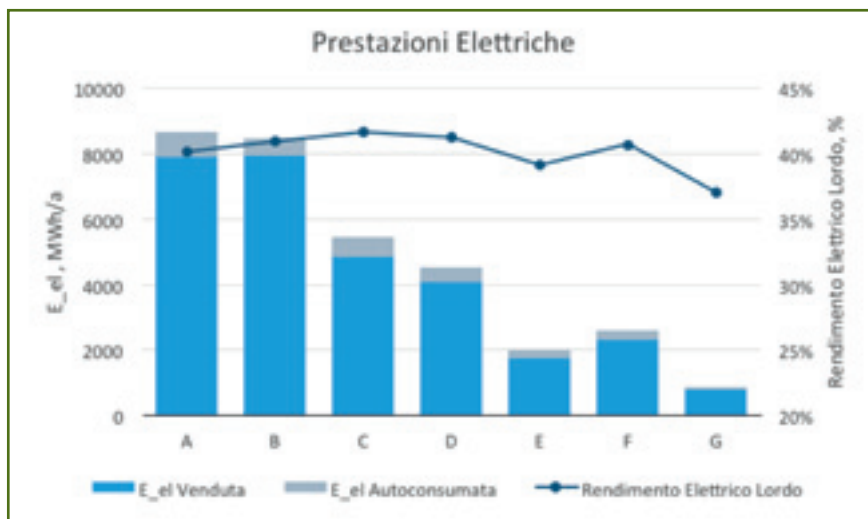
**Figura 3: diagramma di Sankey con i flussi annuali di energia espressi in termini percentuali, media degli impianti campione<sup>(14)</sup>**



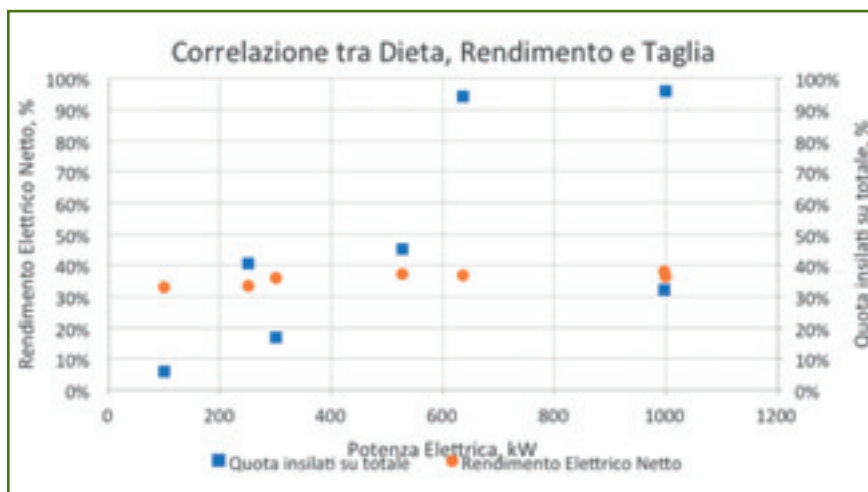
#### 4.1.1 Prestazioni elettriche

La valutazione degli effetti della conversione dell'energia primaria contenuta nelle matrici in ingresso non può prescindere dal considerare la quantità di elettricità prodotta e autoconsumata e i rendimenti elettrici, come descritto nella sezione 3.3, in riferimento al funzionamento medio annuo degli impianti. Tali risultati sono riportati nella figura 4, dove è possibile notare che i valori di rendimento lordo (rapporto tra l'elettricità prodotta dalla cogenerazione e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione) sono sempre compresi tra il 37% e il 42%.

(14) Valori riferiti ai processi che avvengono a partire dall'alimentazione delle matrici in ingresso alla digestione anaerobica; non sono inclusi i flussi energetici a monte dell'impianto (energia incorporata per le colture energetiche).

**Figura 4: prestazioni elettriche dei sette impianti campione**


Per esplorare meglio tali risultati, sono stati messi in correlazione tra loro i rendimenti elettrici netti, la quota di insilati sul totale delle matrici in ingresso (parametri descritti nella sezione 3.3) e la taglia dell'impianto come potenza elettrica installata. Tali risultati sono riportati nella figura 5 da cui si evince che, tendenzialmente, il rendimento netto aumenta all'aumentare della taglia e che, a parità di potenza elettrica, le medesime prestazioni possono essere conseguite con differenti "diete", ovvero composizioni di matrici in ingresso alla digestione anaerobica.

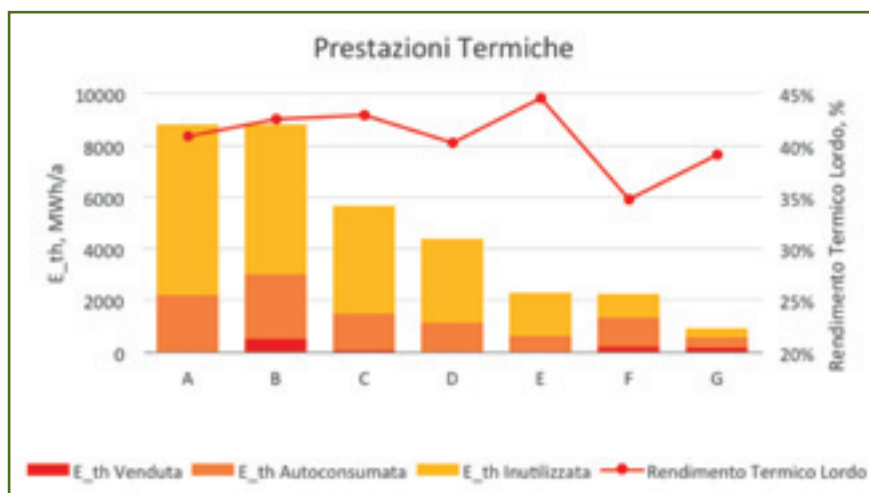
**Figura 5: correlazione tra matrici in ingresso alla digestione anaerobica e prestazioni elettriche**




### 4.1.2 Prestazioni termiche

La valutazione degli effetti della conversione dell'energia primaria contenuta nelle matrici in ingresso deve includere anche la quantità di calore prodotta, autoconsumata, venduta (valorizzata per riscaldare stalle, pollai, abitazioni e per produrre acqua calda) e inutilizzata (dissipata) e i rendimenti termici lordi, come descritto nella sezione 3.3, in riferimento al funzionamento medio annuo degli impianti. Tali risultati sono riportati nella figura 6, dove è possibile notare che i valori di rendimento lordo (rapporto tra il calore prodotto dalla cogenerazione e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione) sono sempre compresi tra il 35% e il 45%.

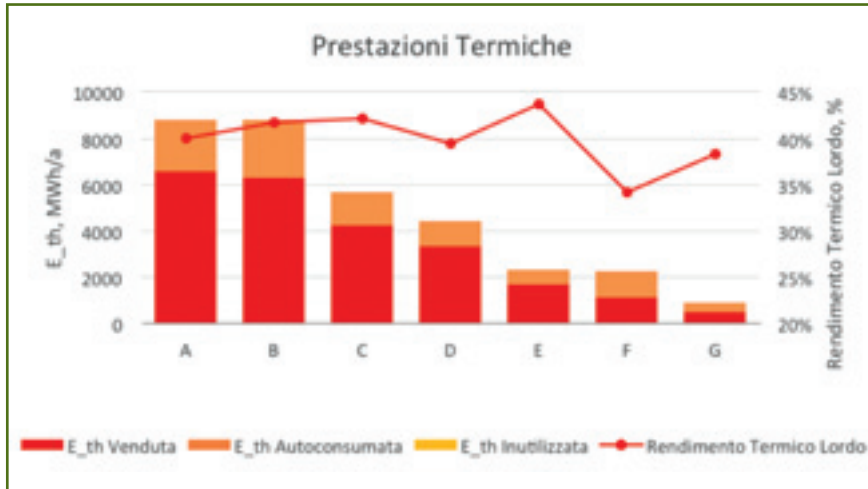
**Figura 6: prestazioni termiche dei sette impianti campione, scenario ex post**



La stessa valutazione è stata condotta anche per lo scenario ottimizzato (OPT)<sup>(15)</sup>, in cui si assume che la quota di calore dissipato sia trascurabile. In questo ipotetico caso, i benefici derivanti da un uso più efficiente del calore prodotto, fatte salve le difficoltà relative all'allaccio di utenze termiche alle piccole reti di teleriscaldamento, sono evidenti e hanno un impatto immediato sul risparmio di energia primaria fossile. Da ciò discende che la riduzione della quota di calore dissipato sia da considerarsi un'importante spunto per il miglioramento della gestione degli impianti esistenti, nell'ottica dell'ottimizzazione del processo nel suo complesso, verso un'economia davvero circolare.

(15) Si rammenta che nello scenario OPT la quota di biogas non captato si riduce dal 4% al 2%.

**Figura 7: prestazioni termiche dei sette impianti campione, scenario ex post ottimizzato (OPT)**



#### 4.1.3 Risparmio di energia primaria fossile

La letteratura tecnica concorda nell'affermare che uno dei principali effetti dell'uso del biogas agricolo sia la riduzione della dipendenza da fonti di energia fossile. Per questo motivo, è stato valutato il risparmio di energia primaria fossile conseguibile grazie alla presenza degli impianti analizzati valutando la differenza tra il consumo di energia primaria non rinnovabile nello scenario *ex ante* e il consumo di energia primaria non rinnovabile nello scenario *ex post*, sulla base delle assunzioni precedentemente descritte.

I risparmi percentuali di energia primaria fossile ottenuti su base annua sono riportati nella sezione 4.4, in riferimento al parametro 4 dei grafici radar illustrati. È possibile notare come i benefici sul bilancio delle fonti termiche rinnovabili e sull'energia primaria non rinnovabile evitata siano evidenti: per i sette casi analizzati, i risparmi conseguiti sono compresi tra l'81 e il 90%; questo costituisce sicuramente uno dei principali punti di forza degli impianti a biogas agricolo. In riferimento al confronto con lo scenario *ex post* ottimizzato, i risparmi di energia primaria sono pari o superiori al 90% per tutti gli impianti considerati.

I risparmi assoluti di energia primaria (EP) non rinnovabile (nREN) conseguibile grazie alla presenza degli impianti analizzati, valutati come differenza tra il consumo di EP nREN nello scenario *ex ante* e quello nello scenario *ex post*, sono stati calcolati per ciascun impianto e come media sui sette impianti del campione, sempre su base annua. I risultati ottenuti sono riportati nelle figure 8 e 9 (per lo scenario ottimizzato, OPT) dove:

- EP<sub>nREN EI</sub>, *ex ante* è l'energia primaria fossile risparmiata grazie alla sostituzione di un prelievo dalla rete elettrica nazionale di un quantitativo di elettricità pari a quella venduta dagli impianti analizzati alla rete elettrica. Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di EP<sub>nREN</sub>;

- EP\_nREN Th, *ex ante* è l'energia primaria fossile risparmiata grazie alla sostituzione di un quantitativo di calore prodotto mediante caldaia a gas pari a quello utilizzato a scopo riscaldamento ambiente e produzione di acqua calda (calore effettivamente utilizzato a valle degli autoconsumi per gli impianti considerati). Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di EP\_nREN;
- EP\_nREN Fert\_N è l'energia primaria fossile risparmiata grazie all'impiego agronomico del digestato come fertilizzante. Tale energia viene calcolata in riferimento al quantitativo di fertilizzanti azotati che bisognerebbe acquistare e distribuire sui campi se al posto del digestato si utilizzassero i liquami e il letame tal quali. Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di EP\_nREN;
- EP\_nREN Olio-Gasolio-El è l'energia primaria fossile consumata dagli impianti in riferimento all'impiego di gasolio, olio lubrificante ed elettricità non autoprodotta. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di EP\_nREN;
- EP\_nREN Fert-Gasolio è l'energia primaria fossile consumata per il gasolio e i fertilizzanti impiegati per la coltivazione delle matrici agricole. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di EP\_nREN;
- Risparmio EP\_nREN TOT è la somma algebrica dei valori precedenti, ovvero il risultato finale conseguito come EP\_nREN risparmiata.

Dalle figure appare come la sostituzione di elettricità da rete nazionale rappresenti la principale voce positiva del bilancio, seguita dalla voce non trascurabile rappresentata dall'impiego del digestato in sostituzione dei liquami e del letame tal quali, limitando così il consumo di energia per la produzione di fertilizzanti azotati.

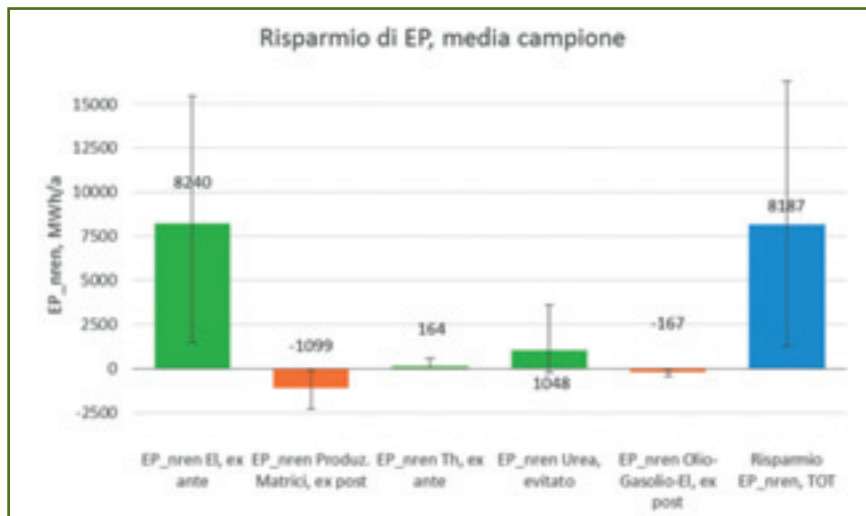
Sulla base delle elaborazioni condotte, si vince dunque che un impianto di media potenza a biogas<sup>(16)</sup> contribuisce a un risparmio di EP\_nREN collocabile tra 702 (caso *ex post* medio) e 1082 (caso *ex post* ottimizzato medio) TEP<sup>(17)</sup>/anno a seconda delle condizioni operative (quota di biogas non captato e quota di calore utilizzato).

Nelle figure 8 e 9 le linee verticali grigie fanno riferimento ai valori minimi e massimi rilevati per i sette casi analizzati. Trattandosi di valori assoluti, tali valori sono ovviamente correlati alla taglia specifica dei singoli impianti.

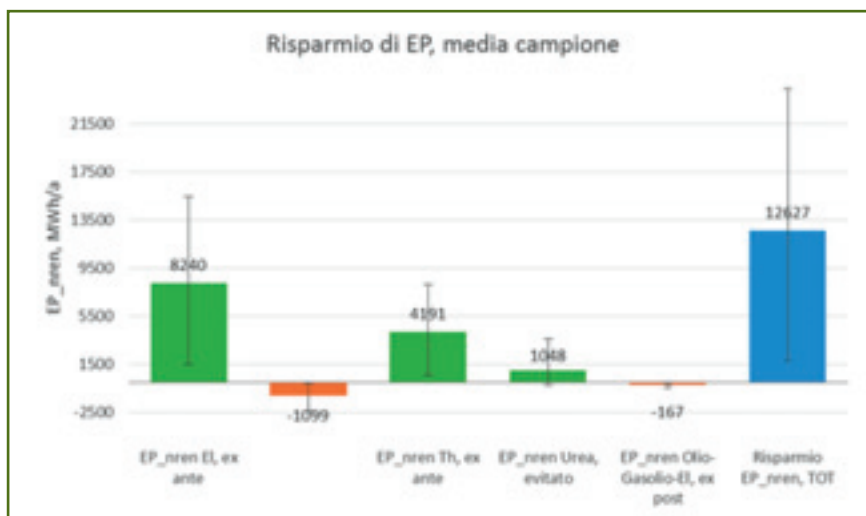
(16) I valori delle barrette colorate delle figure 8 e 9 si riferiscono al valor medio dei singoli parametri calcolato in riferimento al campione dei sette impianti considerati.

(17) Tonnellate equivalenti di petrolio.

**Figura 8: risparmio annuale di EP nREN, valori medi per impianto sulla base dei sette casi campione**



**Figura 9: risparmio annuale di EP nREN, valori medi per impianto sulla base dei sette casi campione, caso ottimizzato**



## 4.2 Prestazioni ambientali

La valutazione degli effetti ambientali degli impianti a biogas deve essere condotta tenendo presenti le seguenti considerazioni:

- Tali impianti corrispondono a circa il 2-3% dei consumi elettrici nazionali e quindi

ogni risultato deve essere relativizzato tenendo bene in mente tale dimensione nel panorama nazionale;

- Gli impianti a biogas si sono diffusi grazie a recenti politiche di incentivazione nel tentativo di rafforzare e rendere economicamente sostenibili alcune filiere e aziende agricole;
- Gli effetti ambientali più evidenti sono quelli relativi al contenimento delle emissioni di gas effetto serra.

Sulla base di ciò, sarebbe sicuramente riduttivo far coincidere la valutazione degli aspetti ambientali con la valutazione delle emissioni atmosferiche di macroinquinanti derivanti dalla combustione del biogas.

Nonostante ciò, per gli impianti analizzati sono stati rilevati/calcolati i seguenti parametri:

- Concentrazioni di inquinanti nei fumi ( $\text{mg}/\text{Nm}^3$ , vedere tabella 5);
- Flussi di inquinanti emessi su base annua ( $\text{kg}/\text{anno}$ );
- Risparmio di inquinanti;
- Risparmio di inquinanti ( $\text{kg}/\text{anno}$ ) passando dallo scenario *ex ante* a quello *ex post*;
- Fattori di emissione di macroinquinanti significativi, calcolati come rapporto tra la quantità di ciascun microinquinante emesso e l'elettricità venduta alla rete ( $\text{mg}/\text{kWh}$ ).

La valutazione dei fattori di emissione è stata qui condotta sulla base dei dati disponibili per le concentrazioni degli stessi nei fumi e per le portate dei fumi, come segue:

$$FE \left( \frac{\text{mg}}{\text{kWh}} \right) = \text{conc.} \left( \frac{\text{mg}}{\text{Nm}^3} \right) \times \text{port. media oraria} \left( \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right) \times \text{ore di funz.} (\text{h}/\text{anno}) / \text{en. elettrica venduta} (\text{kWh}/\text{anno})$$

Nelle valutazioni sono state considerate, oltre alle emissioni di gas effetto serra (vedere sezione 4.2.1), quelle relative ai due macroinquinanti più problematici nel bacino padano: ossidi di azoto (NOx) e polveri.

I risultati riferiti al campione analizzato evidenziano come le emissioni di NOx rappresentino una criticità ambientale. Per esplorare meglio questo tema, tali emissioni sono state calcolate anche nel caso ottimizzato (OPT), in cui per tutti gli impianti del campione è stata assunta una concentrazione di NOx nei fumi pari a  $250 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ , corrispondente al limite minimo rilevato negli impianti CMA, come riportato in tabella 5. L'adozione di una linea di trattamento dei fumi ottimale, dotata di sistemi dedicati di denitrificazione, può sicuramente contribuire a rendere gli impianti a biogas meno problematici sotto il profilo del contenimento delle emissioni di ossidi di azoto.

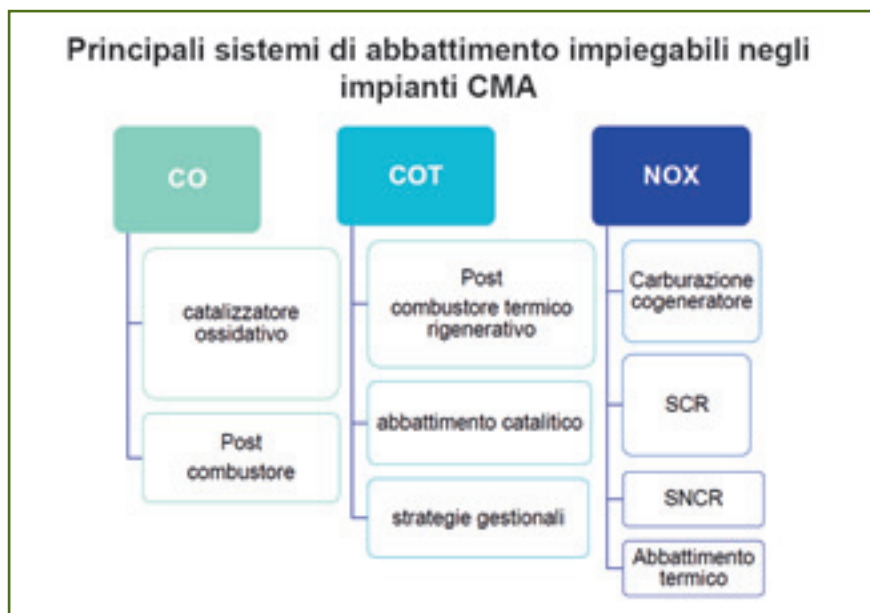
I risultati riferiti al campione analizzato evidenziano come anche le emissioni di particolato rappresentino una lieve criticità ambientale, anche in relazione al caso ottimizzato che implica un valore di concentrazione delle polveri pari a  $1,6 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ , come riportato in tabella 5.

Rispetto a tali criticità, il processo di upgrading di biogas a biometano potrebbe rappresentare uno spunto di evoluzione tecnologica efficace e interessante sotto il profilo ambientale.

Si segnala infine come il CMA sia molto attento al tema delle emissioni derivanti dalla combustione di biogas. Infatti, da tempo gli associati sono stati stimolati a promuovere l'adozione di sistemi di abbattimento efficaci, in coerenza con il "Nuovo

accordo di programma per l'adozione coordinata e congiunta di misure per il miglioramento della qualità dell'aria" stipulato nelle regioni del bacino padano.

**Figura 10: principali sistemi di abbattimento delle emissioni impiegabili negli impianti a biogas**



#### 4.2.1 Risparmio di emissioni climalteranti

Come già descritto, se il bacino di approvvigionamento è definito e gestito correttamente, le matrici in ingresso possono essere considerate quasi *carbon neutral* (a bilancio di carbonio quasi nullo, a meno degli impatti derivanti dalla coltivazione e preparazione delle colture energetiche). I risparmi di CO<sub>2</sub> conseguiti nel confronto tra lo scenario *ex ante* e quello *ex post* sono stati valutati in termini assoluti, ovvero come tonnellate di CO<sub>2</sub> risparmiata all'anno e in termini percentuali. Questi ultimi sono riportati nella sezione 4.4, in riferimento al parametro 5 dei grafici radar illustrati. Dalle figure appare chiaro come globalmente si abbiano evidenti benefici sul bilancio del carbonio e sul cambiamento climatico, perché i risparmi si collocano tra il 16% e l'67%<sup>(18)</sup>. In riferimento allo scenario ottimizzato (OPT) in cui il biogas non captato è posto pari al 2% del biogas prodotto e non vengono considerate le emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente derivante dalle emissioni di metano (CH<sub>4</sub>) nei fumi della combustione del biogas, i risparmi di gas effetto serra si collocano tra il 65% e l'78% per tutti e sette i casi analizzati<sup>(19)</sup>.

(18) I risparmi di emissioni climalteranti sono proporzionali alla quota di liquami sul totale delle matrici in ingresso alla digestione. In tre casi i risparmi sono superiori al 50%, di cui due superiori al 60%. Tali casi sono quelli definiti a filiera zootecnica preponderante nella sezione 2.1.

(19) Da tale risultato discende che la sostenibilità complessiva della filiera dipende non solo dalla composizione delle ricette in ingresso alla digestione, ma anche da altri parametri operativi, primo tra tutti la quota di biogas non captato, che è inversamente

I risparmi assoluti di CO<sub>2</sub> equivalente conseguibili grazie alla presenza degli impianti analizzati, valutati come differenza tra le emissioni nello scenario *ex ante* e quelle nello scenario *ex post*, sono stati calcolati per ciascun impianto e come media sui sette impianti del campione, sempre su base annua. I risultati ottenuti sono riportati nelle figure 11 e 12 (per lo scenario ottimizzato, OPT) dove:

- CO<sub>2</sub> EI, *ex ante* è la CO<sub>2</sub> risparmiata grazie alla sostituzione di un prelievo dalla rete elettrica nazionale di un quantitativo di elettricità pari a quella venduta dagli impianti analizzati alla rete elettrica. Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di CO<sub>2</sub>-eq;
- CO<sub>2</sub> Th, *ex ante* è la CO<sub>2</sub> risparmiata grazie alla sostituzione di un quantitativo di calore prodotto mediante caldaia a gas pari a quello utilizzato a scopo riscaldamento ambiente e produzione di acqua calda (calore effettivamente utilizzato a valle degli autoconsumi). Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di CO<sub>2</sub>-eq;
- CO<sub>2</sub> Olio-Gasolio-Elet, *ex post* è la CO<sub>2</sub> emessa dagli impianti in riferimento all'impiego di gasolio, olio lubrificante ed elettricità non autoprodotta. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di CO<sub>2</sub>-eq;
- CO<sub>2</sub>-eq Urea, *ex ante* è la CO<sub>2</sub> risparmiata grazie all'impiego agronomico del digestato come fertilizzante. Tali emissioni vengono calcolate in riferimento al quantitativo di fertilizzanti azotati che bisognerebbe acquistare e distribuire sui campi se al posto del digestato si utilizzassero i liquami e il letame tal quali. Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di CO<sub>2</sub>-eq;
- CO<sub>2</sub>-eq Biogas non captato, *ex post* è la CO<sub>2</sub>-equivalente emessa dagli impianti a causa delle emissioni di CH<sub>4</sub> per il biogas non captato. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di CO<sub>2</sub>-eq;
- CO<sub>2</sub>-eq Liquami, *ex ante* è la CO<sub>2</sub>-equivalente emessa nello scenario *ex ante* a causa dello spargimento dei liquami sui suoli agricoli. Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di CO<sub>2</sub>-eq;
- CO<sub>2</sub>-eq Letame, *ex ante* è la CO<sub>2</sub>-equivalente emessa nello scenario *ex ante* a causa dello spargimento del letame sui suoli agricoli. Tale componente ha segno positivo nella somma algebrica del risparmio totale di CO<sub>2</sub>-eq;
- CO<sub>2</sub>-eq Digestato, *ex post* è la CO<sub>2</sub>-equivalente emessa nello scenario *ex post* a causa dello spargimento del digestato sui suoli agricoli. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di CO<sub>2</sub>-eq;
- CO<sub>2</sub>-eq Fumi, *ex post* è la CO<sub>2</sub>-equivalente emessa nello scenario *ex post* a causa del CH<sub>4</sub> emesso nei fumi della combustione di biogas. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di CO<sub>2</sub>-eq;
- CO<sub>2</sub> Fert-Gasolio, *ex post* è la CO<sub>2</sub> emessa in riferimento all'impiego di gasolio e fertilizzanti per la coltivazione delle matrici agricole. Tale componente ha segno negativo nella somma algebrica del risparmio totale di CO<sub>2</sub>-eq;

- Risparmio di CO<sub>2</sub>\_eq è la somma algebrica dei valori precedenti, ovvero il risultato finale conseguito come CO<sub>2</sub>\_equivalente risparmiata.

Dalle figure appare come la sostituzione di elettricità da rete nazionale rappresenti la principale voce positiva de bilancio, seguita da quella relativa allo spandimento dei reflui tal quali sui campi dello scenario *ex ante*. Il principale impatto negativo è invece riferibile alla quota di biogas non captato.

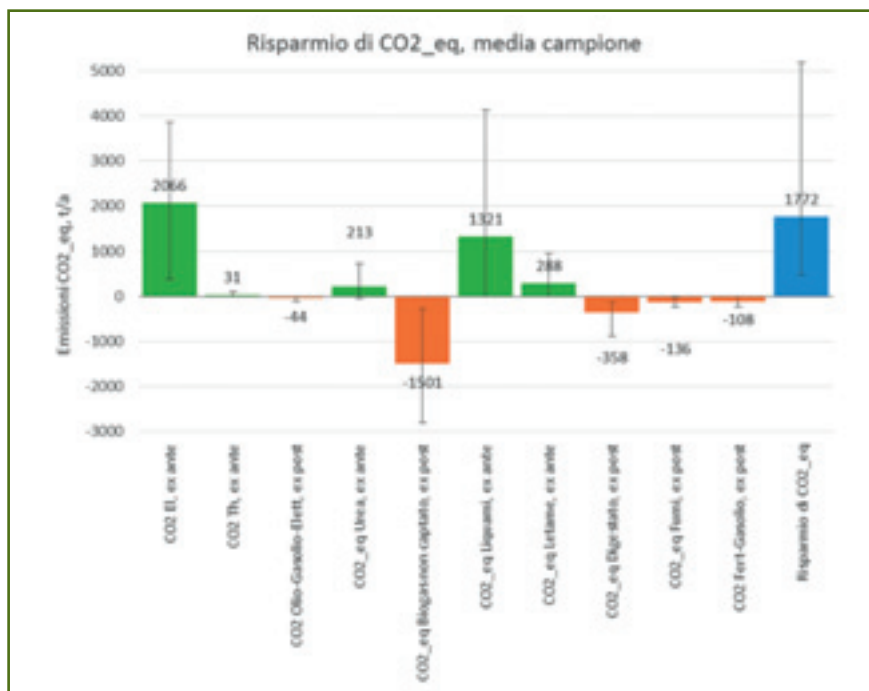
Sulla base delle elaborazioni condotte si evince dunque che un impianto di media potenza a biogas contribuisca a un risparmio di CO<sub>2</sub>\_eq collocabile tra 1,8 e 3,4 kt/anno a seconda delle assunzioni alla base delle elaborazioni e delle condizioni operative.

Tali risultati corrispondono, in termini di FE a 405 g CO<sub>2</sub>\_eq/kWh elettrico e a 192 CO<sub>2</sub>\_eq/kWh nel caso ottimizzato<sup>(20)</sup> a fronte di un valore pari a 489 CO<sub>2</sub>\_eq/kWh assunto per la rete elettrica nazionale.

Se valutati in termini di emissioni per tonnellata di matrici in ingresso, tali risultati corrispondono a 102 g CO<sub>2</sub>\_eq/t e a 56 CO<sub>2</sub>\_eq/t nel caso ottimizzato<sup>(21)</sup>.

Nelle figure 11 e 12 le linee verticali grigie fanno riferimento ai valori minimi e massimi rilevati per i sette casi analizzati. Trattandosi di valori assoluti, tali valori sono ovviamente correlati alla taglia specifica dei singoli impianti.

**Figura 11: risparmio annuale di CO<sub>2</sub>\_eq, valori medi per impianto sulla base dei sette casi campione**

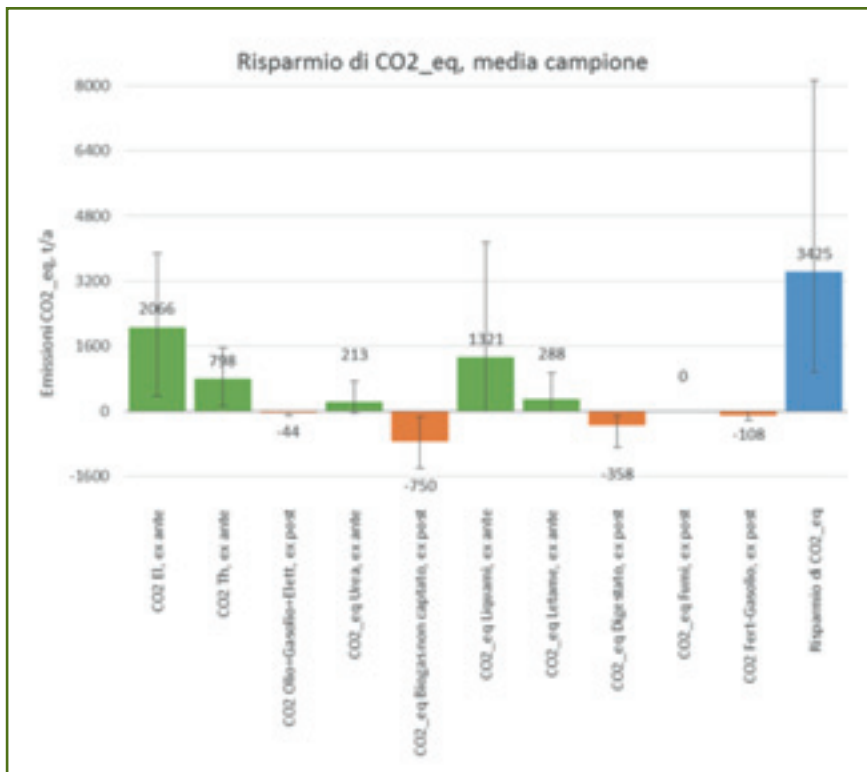


(20) I valori ricavati sono in linea con altre elaborazioni proposta dalla letteratura scientifica (e.g. Reichhalter et al. 2011).

(21) Anche in questo caso, i valori ricavati sono in linea con altre elaborazioni proposta dalla letteratura scientifica (e.g. Reichhalter et al. 2011).



**Figura 12: risparmio annuale di CO<sub>2</sub>\_eq, valori medi per impianto sulla base dei sette casi campione, caso ottimizzato**



### 4.3 Valutazione sinottica

I principali risultati conseguiti sono stati organizzati nei seguenti grafici radar al fine di avere una visione sinottica delle caratteristiche e degli effetti energetici e ambientali della filiera biogas. La figura seguente riporta due grafici radar per ciascuno dei sette casi analizzati nel dettaglio (da A a G): a sinistra si fa riferimento al caso *ex post* reale e a destra al caso *ex post* teorico ottimizzato (OPT).

Si riassume che il caso ottimizzato differisce da quello reale sulla base delle seguenti assunzioni:

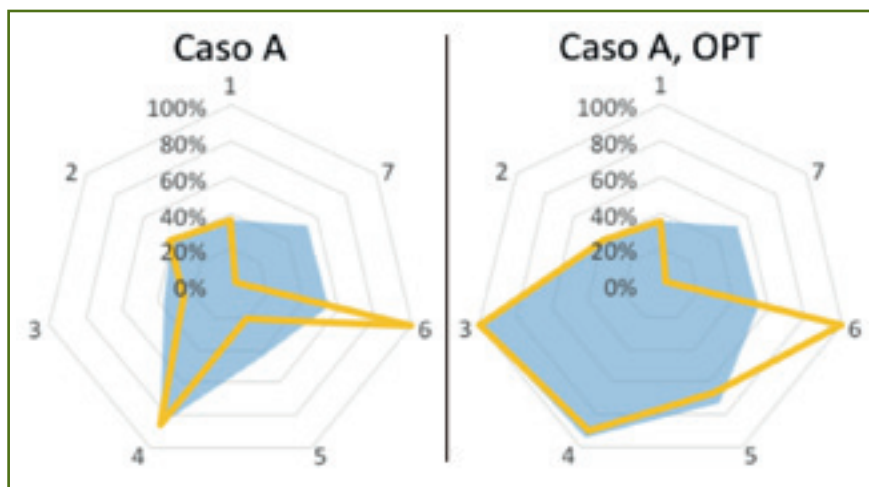
- biogas non captato: 2% della produzione totale;
- emissioni climalteranti da metano nei fumi della combustione del biogas non considerate;
- best available technology (BAT) per quanto riguarda la linea fumi (vedere tabella 5)
- calore cogenerato interamente valorizzato.

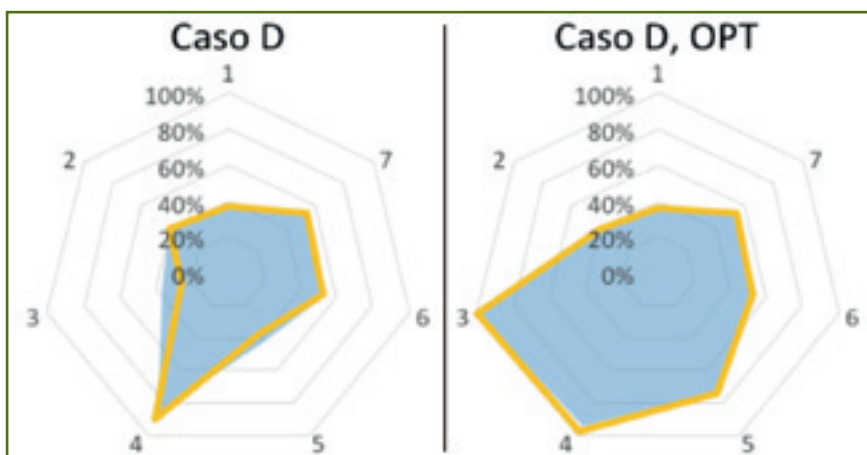
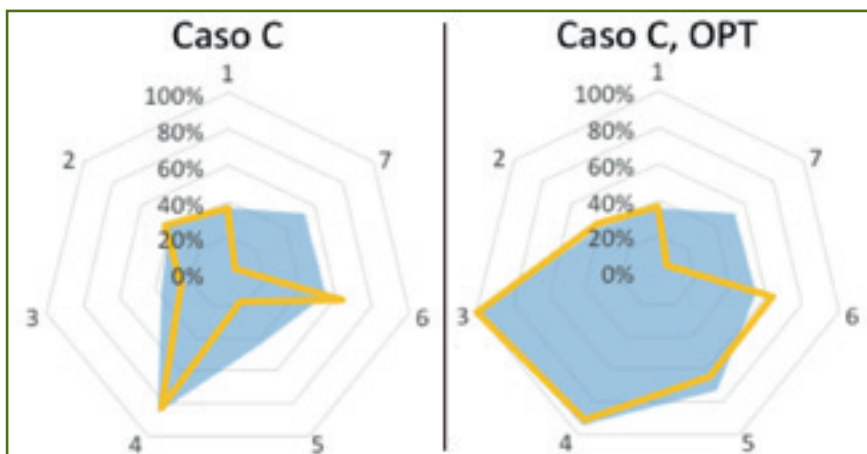
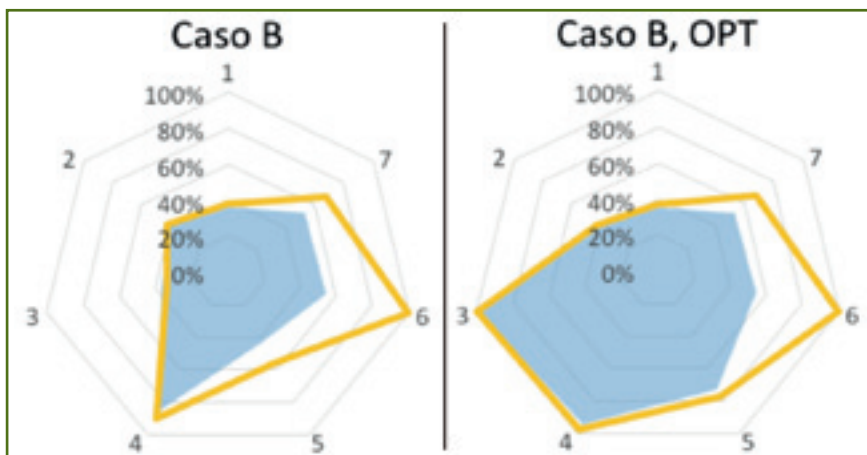
I parametri riferiti ai singoli impianti sono caratterizzati dalla linea arancione, mentre l'area azzurra di sullo sfondo fa riferimento a un impianto medio avente parametri calcolati come media sui dati del campione analizzato.

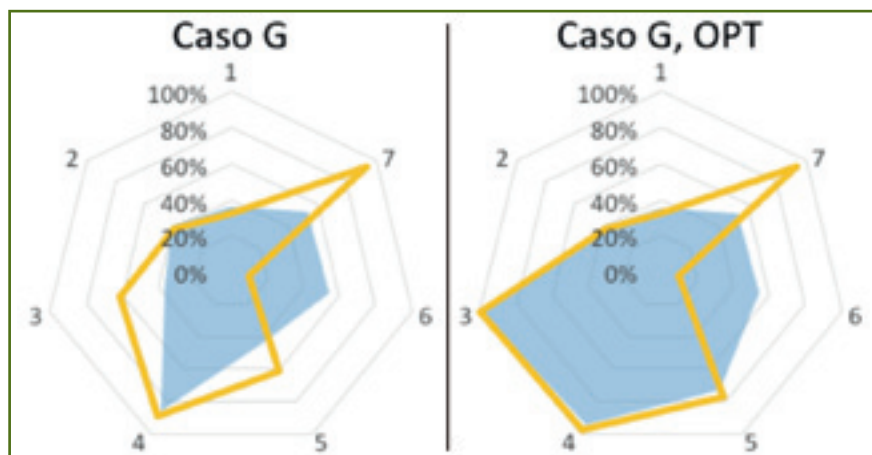
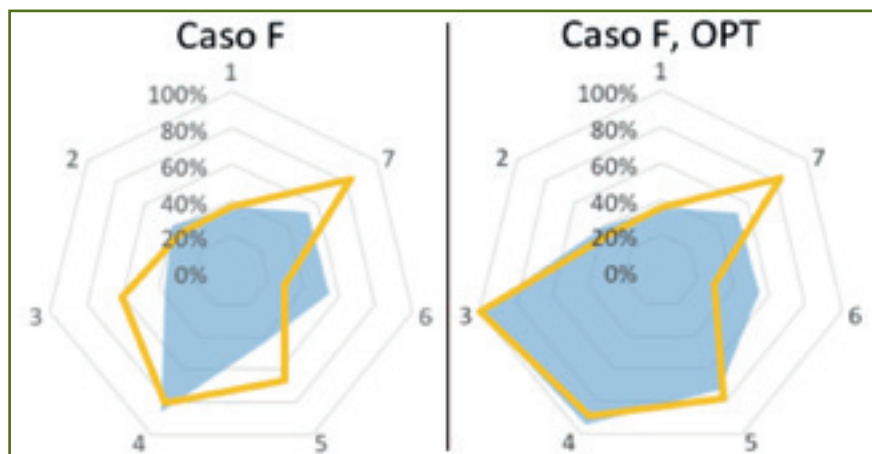
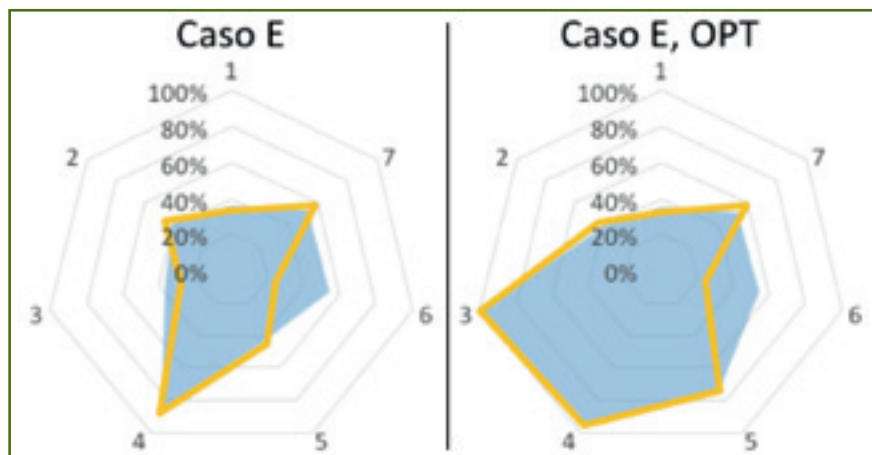
Per ciascun caso, si riportano sette parametri, contrassegnati con i numeri da 1 a 7:

- 1 Rendimento elettrico netto percentuale: rapporto tra l'elettricità venduta alla rete elettrica e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione;
- 2 Rendimento termico lordo percentuale: rapporto tra il calore prodotto dalla co-generazione e l'energia primaria in ingresso alla cogenerazione;
- 3 Quota percentuale di calore utilizzato: rapporto tra il calore utilizzato (per riscaldare stalle e utenze disponibili, anche mediante piccole reti di teleriscaldamento) e quella prodotta dalla cogenerazione;
- 4 Risparmio di energia primaria non rinnovabile: differenza tra il consumo di energia primaria non rinnovabile nello scenario *ex ante* e quello nello scenario *ex post*, valutata in percentuale;
- 5 Risparmio di CO<sub>2</sub>: differenza tra le emissioni nello scenario *ex ante* e quelle nello scenario *ex post*, valutata in percentuale;
- 6 Taglia relativa dell'impianto in percentuale: rapporto tra potenza elettrica installata e quella massima installata negli impianti del campione;
- 7 Quota percentuale di liquami e letame sul totale delle matrici in ingresso: rapporto tra la quantità di liquami e letame alimentati (t/anno) e la quantità totale di matrici alimentate (t/anno).

**Figura 13: visione sinottica delle caratteristiche degli impianti del campione e dei principali risultati ottenuti, nel caso reale e nel caso teorico ottimizzato**







La figura 13 mostra come nello scenario *ex post* reale<sup>(22)</sup> l'impianto con prestazioni complessivamente migliori (si vedano i parametri da 1 a 5) risulta essere quello del caso B (impianto di taglia "grande", filiera zootecnica preponderante e un uso efficiente del calore prodotto); mentre il caso D rappresenta l'impianto con condizioni più vicine a quelle medie del campione. Ovviamente, nello scenario *ex post* teorico ottimizzato<sup>(23)</sup>, tutti gli impianti vedono un miglioramento delle prestazioni complessive, invitando a riflettere sull'opportunità di adottare concreti accorgimenti tecnologici migliorativi, come, per esempio, quelli atti a ridurre realmente la quota di biogas non captato.

## 5. EFFETTI ENERGETICO-AMBIENTALI ESTESI ALLA REALTÀ NAZIONALE

Principale obiettivo di tale sezione è stimare gli effetti energetico-ambientali relativi alla produzione di elettricità e calore da biogas agricolo in diversi contesti territoriali al fine di valutare, sui territori in cui tali impianti operano, le conseguenze di un loro eventuale futuro "spegnimento", qualora le condizioni economico-finanziarie rendessero la loro gestione non più sostenibile con conseguente sostanziale fuoriuscita degli impianti a biogas dal mercato elettrico (condizione prevista sulla base delle indicazioni contenute nella SEN 2017<sup>(24)</sup>).

I risultati riportati nelle sezioni precedenti fanno riferimento ai sette impianti campione e all'impianto medio fittizio avente taglia e prestazioni ottenute come media dei medesimi parametri in riferimento al campione considerato. Sulla base di alcune valutazioni statistiche svolte, è stato verificato che tale impianto medio fittizio può essere assunto, nei limiti dell'approssimazione, anche come rappresentativo dell'intero parco degli impianti associati al CMA. Tale parco presenta condizioni operative analoghe a quelle del parco di impianti presenti a biogas agricolo nella pianura padana, dove è collocata la maggior parte degli impianti italiani di produzione di elettricità da biogas. Per questo motivo, i risultati ottenuti sono stati estesi al CMA, ad alcune regioni e al contesto nazionale<sup>(25)</sup>, in funzione della potenza elettrica installata negli impianti a biogas agricolo.

Le potenze considerate nell'estensione dei risultati a livello di CMA, regionale e nazionale sono riportate nella tabella 9 e verranno descritte meglio nel capitolo a cura di P. Garbellini. La produzione elettrica e l'elettricità venduta alla rete calcolate sulla base dell'estensione, sono state confrontate con i consumi di elettricità totali e domestici ottenuti a partire dai dati disponibili per l'anno 2016, come riportato in tabella 9.

(22) Lo scenario che rispecchia lo stato di fatto operativo degli impianti campione.

(23) Lo scenario che assume le prestazioni energetico-ambientali ottimizzate, ovvero: biogas non captato pari al 2%; calore cogenerato tutto utilizzato (dissipazione nulla); concentrazioni di inquinanti emessi nei fumi di scarico minime.

(24) Strategia Energetica Nazionale - Ministero dello Sviluppo Economico.

(25) Mentre l'estensione al contesto delle regioni settentrionali sembra essere sufficientemente affidabile sulla base dei dati statistici disponibili, quella al contesto nazionale presenta un livello di approssimazione superiore.

Il caso di copertura maggiore degli usi finali si ha nella regione Friuli, dove gli impianti a biogas permettono di coprire circa il 4% dell'elettricità consumata e circa il 30% dei consumi nel settore civile, a fronte del 3% e 12% circa medi nazionali, rispettivamente.

**Tabella 9: potenze considerate nell'estensione dei risultati e quota di copertura degli usi elettrici finali (elaborazioni sulla base di dati CMA 2017, GSE e Terna 2016)**

| Contesto di riferimento | Potenza in MW elettrici | Elettricità venduta/consumi elettrici totali | Elettricità venduta/consumi elettrici domestici |
|-------------------------|-------------------------|--|---|
| CMA                     | 65,5                    | -  | -   |
| Piemonte                | 95,5                    | 3,0%   | 16,3%   |
| Lombardia               | 282,0                   | 3,4%   | 19,7%   |
| Veneto                  | 130,9                   | 3,4%   | 18,8%   |
| Friuli                  | 51,4                    | 4,1%   | 29,8%   |
| Emilia Romagna          | 110,2                   | 3,1%   | 17,0%   |
| Totale regionale        | 670,0                   | 3,3%   | 19,0%   |
| Totale nazionale        | 978,0                   | 2,6%   | 11,8%   |

Per avere una visione sinottica estesa a tutti i contesti territoriali di riferimento, vengono riportati i seguenti indici: energia elettrica venduta alla rete; energia termica valorizzabile, ovvero vendibile ad utenze termiche di vario tipo a valle degli autoconsumi; risparmi di energia primaria non rinnovabile; risparmi di emissioni effetto serra. La valutazione è stata condotta per lo scenario *ex post* reale (figura 14) e per lo scenario *ex post* ottimizzato (figura 15), corrispondente a una gestione ottimale di tutti gli impianti analizzati.

Dalle figure si evince che l'eventuale "spegnimento" di tali impianti provocherebbe, oltre ai mancati guadagni economici descritti nel capitolo a cura di P. Garbellini, a un mancato risparmio di energia primaria non rinnovabile valutabile tra 1262 (caso realistico) e 1946 (caso ottimizzato) kTEP/anno e a un mancato risparmio di CO<sub>2</sub> equivalente valutabile tra 3186 (caso realistico) e 6158 (caso ottimizzato) ktCO<sub>2</sub>/anno.

A ciò si aggiunge ovviamente anche la perdita di tutti gli altri benefici legati a una gestione più "circolare" delle filiere agricole coinvolte, come già precedentemente ribadito.

A partire da questi risultati sorgono pertanto spontanee alcune considerazioni su come supportare il futuro degli impianti esistenti nel contesto normativo, tecnologico, economico e politico locale, italiano ed europeo.

Figura 14: risultati dell'estensione nei differenti contesti territoriali

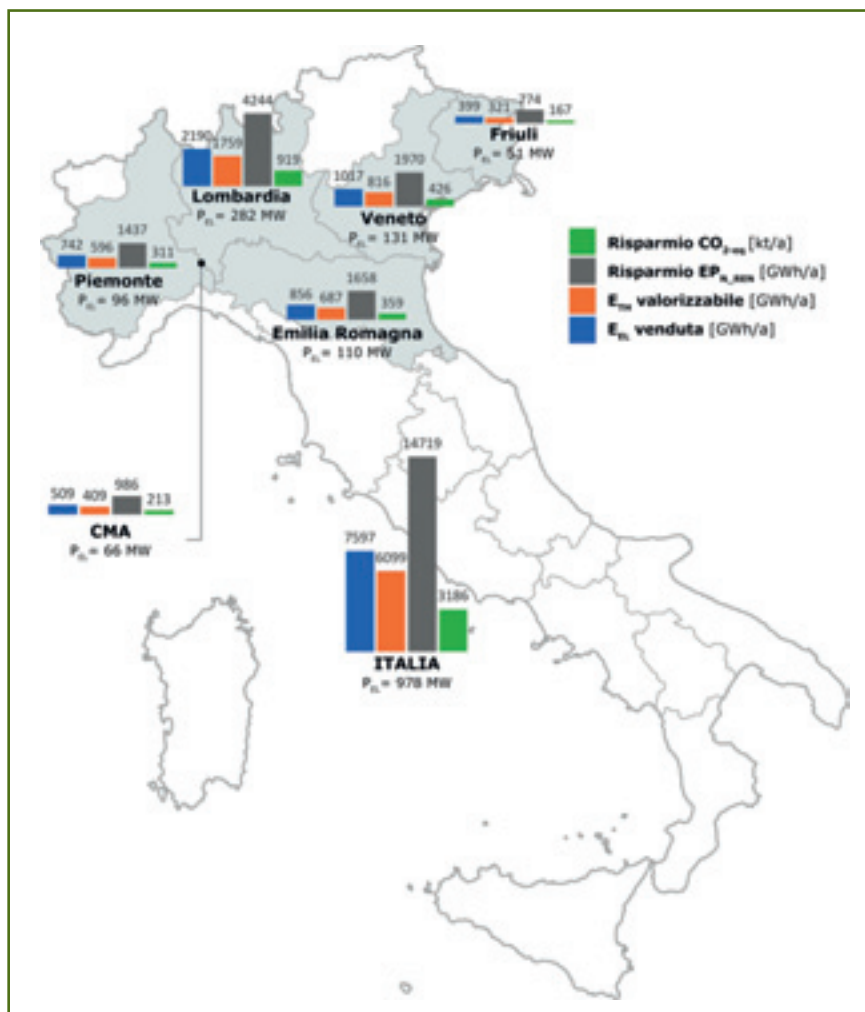
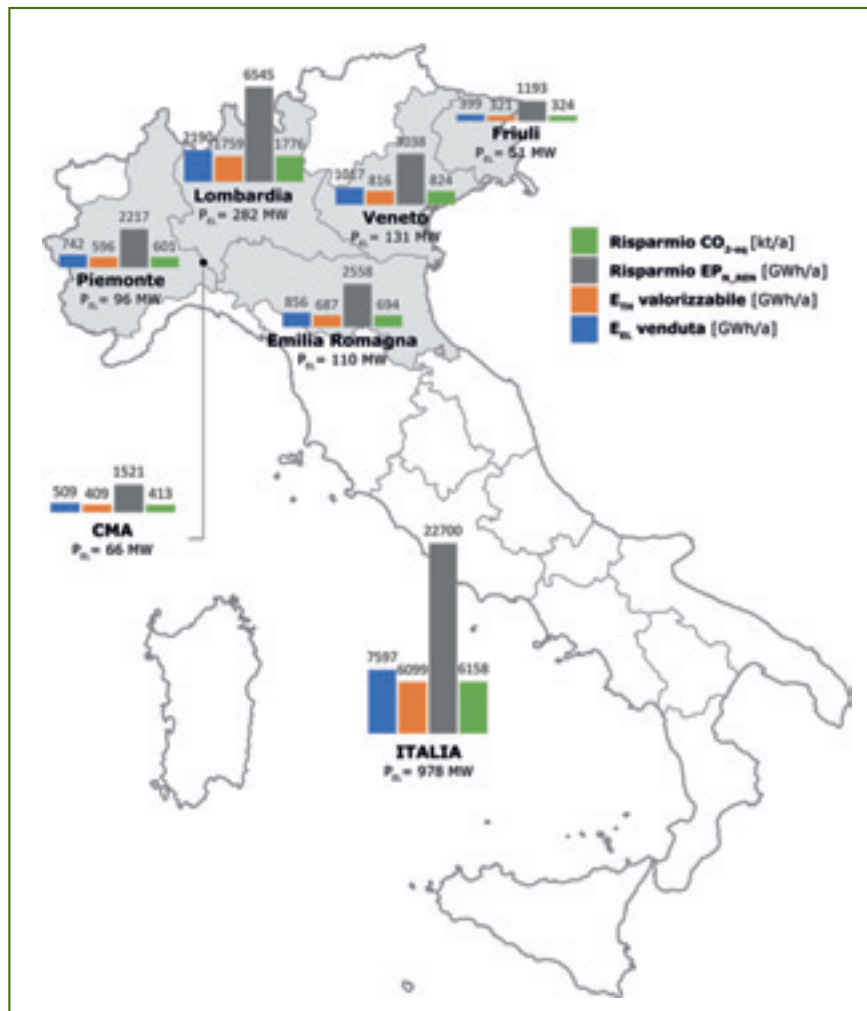


Figura 15: risultati dell'estensione nei differenti contesti territoriali, caso ottimizzato (OPT)





## 6. SVILUPPI FUTURI E CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Sulla base dei risultati descritti nelle precedenti sezioni è possibile concludere che, a livello generale, tutti gli impianti analizzati sono caratterizzati da rendimenti elettrici ottimali sulla base della tecnologia di riferimento utilizzata, permettendo dei risparmi di energia primaria fossile dell'ordine dell'80-90%. Rispetto alle emissioni  $CO_2_{eq}$ , i risultati attestano effetti positivi che possono tradursi, nei contesti operativi migliori, in risparmi dell'ordine del 60-80%. Si sottolinea che, per la valutazione dello scenario *ex post*, è stata calcolata la  $CO_2$  equivalente, comprendendo anche le emissioni di  $CH_4$  e di  $N_2O$  convertite in  $CO_2$  sulla base del loro potenziale climalterante. Come conseguenza di tali ipotesi, i risparmi di emissioni climalteranti aumentano all'aumentare della percentuale in peso dei reflui zootecnici rispetto al totale delle matrici in ingresso.

L'analisi delle condizioni operative e la lettura degli effetti energetico-ambientali ci permettono di indicare anche alcuni spunti per l'evoluzione tecnologica, che possono essere così riassunti:

- Ridurre il più possibile gli impatti relativi alla fase di "attivazione" della risorsa, ovvero i consumi di gasolio, acqua e fertilizzanti pertinenti alla coltivazione, al trattamento e al trasporto delle matrici agricole (colture energetiche dedicate). Questo è possibile grazie a una scelta accurata del bacino di approvvigionamento e delle colture, oltre che modificando le ricette in ingresso alla digestione verso una filiera zootecnica preponderante;
- Aumentare la quota di energia termica utilizzata, cercando di incrementare le vendite del calore, valutando la possibilità di realizzazione o estensione di piccole reti di teleriscaldamento;
- Predisporre sistemi per ridurre il più possibile la quota di biogas non captato, compatibilmente con le condizioni operative peculiari dell'impianto; è stato infatti verificato che la riduzione della quota di biogas non captato incide profondamente sulla sostenibilità complessiva della filiera.
- Ottimizzare il processo di combustione e la linea di abbattimento dei fumi ai fini del contenimento delle emissioni di metano incombusto e di ossidi di azoto. Rispetto a questo tema, l'*upgrading* a biometano potrebbe comportare un miglioramento delle prestazioni su tutti i macroinquinanti.

## > L'INTERVISTA



### Ettore Prandini

*Laureato in giurisprudenza, Prandini guida un'azienda zootecnica di bovini da latte e gestisce un'impresa vitivinicola con produzione di Lugana. Dal 2006 è stato alla guida della Coldiretti Brescia mentre dal 2012 è al vertice della Coldiretti Lombardia. Dal 2018 eletto all'unanimità Presidente nazionale di Coldiretti. Dal 2013 è inoltre vice Presidente dell'Associazione Italiana Allevatori e Presidente dell'Istituto Sperimentale Italiano "L. Spallanzani".*

A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo - Segretario nazionale FIPER



## BIOGAS AGRICOLO: UNA LEVA DI COMPETITIVITÀ PER L'AGRICOLTURA E ZOOTECNIA ITALIANA!

**> Per le imprese agricole, zootecniche che ruolo ha giocato la produzione di biogas in termini di competitività e posizionamento di mercato?**



L'azienda zootecnica con l'impianto di digestione anaerobica per la produzione di biogas, oltre a dotarsi di una importante (e spesso determinante) fonte integrativa di reddito, completa il suo ciclo produttivo in modo decisamente più favorevole sotto

il profilo ambientale, riducendo l'impatto dovuto alla presenza di sostanze inquinanti (sostanze organiche e nutrienti) poiché il materiale digerito è più facilmente gestibile e si possono separare le sostanze organiche solide ed i composti azotati (con benefici agli effetti del potenziale inquinamento idrico), ma anche riducendo le emissioni di metano in atmosfera e abbattendo le emissioni di sostanze odorigene. La produzione di biogas nelle imprese agro-zootecniche, quindi, dovrebbe essere considerata sempre più una prassi, a patto che gli impianti vengano opportunamente dimensionati rispetto alla biomassa effettivamente disponibile in azienda, privilegiando l'impiego delle deiezioni zootecniche e che il processo produttivo non comporti in ogni caso competizione tra colture energetiche e colture alimentari.

**> Il miglioramento della qualità dell'aria del bacino padano è tra le priorità dell'agenda di Governo regionale, nazionale e europeo; quale rappresentante di Coldiretti, può spiegarci brevemente in che modo il settore agricolo/zootecnico si sta muovendo per mitigare la propria azione sul cambiamento climatico?**



Il tema degli impatti ambientali del settore agro-zootecnico è molto complesso e se da un lato occorre fare chiarezza sulle effettive responsabilità del settore, spesso sopravvalutate, dall'altro lato occorre porre in essere tutte le misure che permettano alle imprese agro-zootecniche di migliorare le proprie *performances* ambientali e climatiche. Rispetto a ciò, lo sviluppo della filiera del biogas costituisce senz'altro una opportunità positiva, grazie al contributo in termini di riduzione delle emissioni di metano in atmosfera e alla possibilità di sostituire i fertilizzanti chimici con quelli biologici valorizzando il digestato. Più in generale, è noto come il settore agroforestale può fornire un contributo positivo alle strategie di mitigazione climatica attraverso la produzione di fonti energetiche rinnovabili, la cattura del carbonio nel suolo e nelle piante (*carbon sink*) e in ogni caso puntando ad un efficientamento dei processi produttivi per ridurre delle emissioni climalteranti. A questi contributi, in termini strategici, si deve aggiungere anche la lotta allo spreco alimentare e un maggiore impulso all'efficienza energetica, ambiti in cui il potenziale di riduzione delle emissioni risulta molto elevato. Un discorso a parte meriterebbe il problema legato all'impatto sulla qualità dell'aria da parte della combustione delle biomasse legnose. Sul tema manca una valutazione complessiva e si rileva spesso un approccio più emotivo che supportato da dati oggettivi, con provvedimenti di divieto generalizzati (sino ad arrivare alla paventata esclusione delle biomasse combustibili dal sistema incentivante della produzione elettrica rinnovabile) ma che spesso non sono collegati ad un effettivo superamento delle soglie delle polveri sottili nei centri abitati e in ogni caso non comportano una valutazione circa il danno che la mancata destinazione energetica, ad esempio, della biomassa proveniente dalle attività di manutenzione boschiva può apportare al settore agroforestale oggi più che mai determinante per la messa in sicurezza del territorio e per il conseguimento degli obiettivi energetici, ambientali e climatici nazionali ed europei.

**> Che prospettiva immagina Coldiretti per gli impianti a biogas agricolo esistenti post periodo di incentivazione?**

Come indicato in molti studi di settore, in considerazione della difficoltà di comprimere i costi di approvvigionamento della materia prima oltre certi limiti, la filiera del biogas dovrebbe continuare ad essere incentivata. La produzione di biogas ad opera delle imprese agro-zootecniche, infatti, non dovrebbe essere considerata solo in termini di contributo energetico (per il quale ci si aspetterebbe una progressiva riduzione dei sostegni sino al raggiungimento della cosiddetta *grid parity*) ma, piuttosto, andrebbe contemplata come una filiera energetica strettamente legata alle politiche di sviluppo territoriali, finalizzata al raggiungimento di obiettivi ambientali e climatici. Questo in virtù delle numerose esternalità e vantaggi che questa presenta, specie quando l'impianto di biogas è gestito dagli agricoltori/allevatori ed è opportunamente dimensionato rispetto alla effettiva disponibilità di biomassa a livello aziendale/territoriale. In questo contesto, l'analisi degli aspetti economici della filiera del biogas, ai fini della determinazione degli incentivi da destinare alla relativa produzione energetica, dovrebbe comprendere anche i costi evitati in termini di inadempienze alla normativa sul contenimento dell'inquinamento delle acque (nitrati) e dell'atmosfera (emissioni climalteranti, impatti odorigeni e polveri sottili).

**> La nuova RED II prevede le comunità dell'energia. A suo avviso è pensabile immaginare comunità rurali dell'energia capaci di realizzare un'economia circolare locale a "rifiuti zero" a partire dalla messa in rete delle aziende agricole che producono energia dal biogas?**



Le modalità di produzione e consumo di energia rinnovabile da parte delle imprese agro-zootecniche italiane ben si prestano ad integrarsi con la visione comunitaria di economia circolare e di utilizzo della biomassa "a cascata", così come rispondono in toto alla definizione di "prosumer", opportunamente introdotta dalla RED II. Occorre tuttavia sottolineare che le dimensioni delle imprese agro-zootecniche medie in Italia comportano una difficoltà nel raggiungimento delle economie di scala e per questo, in termini di politiche mirate e di messa a punto di sistemi incentivanti, queste prerogative dovrebbero essere oggetto di una particolare attenzione e di analisi approfondita ed espressamente dedicata al comparto. Pensando ad esempio alla prospettiva del biometano o alle interessanti prospettive legate al teleriscaldamento, in virtù della ridotta dimensione

degli impianti di biogas agro-zootecnici italiani, l'opzione associativa (investimenti consortili) potrebbe rivelarsi l'unica strada per superare alcuni problemi, come quelli relativi alla difficoltà di accesso alla rete, l'onerosità dei costi di *upgrading* e rispetto alle reali possibilità di accesso ai sistemi incentivanti che, ad esempio, nel caso del biometano, a tutt'oggi sembrano ritagliati maggiormente sulle caratteristiche del settore dei rifiuti.

**> A livello europeo, quali sono le principali barriere da rimuovere nell'ottica di promuovere un'agricoltura sostenibile in termini economici e ambientale all'interno del mercato unico?**

Probabilmente non si è ancora compreso in modo esaustivo il ruolo del settore agroforestale nelle politiche di mitigazione climatica, così come rischia di prevalere un approccio criminalizzante e vincolante per le imprese rispetto agli impatti prodotti. Tuttavia, la valutazione di questi ultimi non sempre è supportata da dati scientifici oggettivi. La situazione, a livello normativo, si sta caratterizzando con un progressivo inasprimento dei vincoli con conseguente richiesta di sempre maggiori investimenti (non tutti sostenibili economicamente dalle imprese agricole) per l'attuazione di misure dall'efficacia non sempre comprovata. Il comparto zootecnico è quello più a rischio, sulla base della sua suscettibilità di produrre impatti quando l'attività è gestita in modo intensivo e con una logica industriale. Purtroppo, nel contempo, non c'è una adeguata politica di promozione, diffusione e sostegno dei comportamenti virtuosi che invece stanno interessando molte imprese che hanno scelto di fare della sostenibilità ambientale e climatica un fattore distintivo e di competitività. Se si eccettuano alcune misure della PAC (che dovrebbe operare solo "in coerenza strategica" con altri strumenti di promozione) a tutt'oggi risultano insufficienti le misure per premiare le imprese agricole che contribuiscono concretamente al raggiungimento degli obiettivi comunitari in campo climatico ed ambientale. Si pensi, ad esempio, agli assorbimenti di carbonio e a tutte quelle esternalità ambientali, legate alla presenza attiva sul territorio delle imprese, connesse alla tutela del territorio dal dissesto idrogeologico e dalla desertificazione, alla tutela della biodiversità, al benessere animale, alla prevenzione degli incendi, alla fornitura di servizi eco-sistemici, al corretto uso delle risorse idriche ecc. Probabilmente lo stesso concetto di sostenibilità dovrebbe prevedere un maggiore approfondimento circa le interconnessioni esistenti tra le diverse normative che si occupano, separatamente, di impatti specifici rischiando di perdere di vista il fatto che spesso il soggetto a cui si rivolgono è sempre lo stesso e cioè l'impresa agricola. Se non si tiene conto di questo aspetto e non si giunge ad una visione più ampia della sostenibilità (ambientale, sociale ed economica), contemplando e "contabilizzando" anche le numerose esternalità positive del comparto agricolo, si rischia di penalizzare proprio il settore che possiede le maggiori prerogative e potenzialità per il raggiungimento degli obiettivi climatici ed ambientale dell'UE.

**> Il ministro Centinaio nel discorso di apertura ha plaudito alla funzione delle bioenergie per favorire il presidio territoriale e la creazione di reddito. Quali sono a suo avviso le priorità su cui il Governo dovrebbe focalizzare l'attenzione nel comparto biogas agricolo?**

È chiaro che in un territorio come quello italiano gli impianti di biogas dovrebbero essere dimensionati in funzione della biomassa di scarto disponibile in azienda e su questo principio ci si aspetta la diffusione di impianti di ridotta potenza. Ad esempio, sulla base delle dimensioni medie delle aziende zootecniche nazionali, la maggior parte degli impianti aziendali sarebbe compresa tra i 50 ed i 300 kW di potenza.

Come noto, attualmente i meccanismi di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico sono disciplinati dal D.M. 23 giugno 2016 che ha già introdotto una differenziazione delle tariffe sia in funzione della tipologia di alimentazione (prodotti, sottoprodotti e rifiuti) sia per taglia di impianto, partendo da una potenza compresa tra 1 e 300 kW (la suddivisione delle categorie di incentivo per taglia d'impianto prosegue, a salire, con intervalli di potenza compresi tra 300 e 600 kW, 600-1000 kW, 1000-5000 kW e oltre i 5000 kW).

Attraverso questa classificazione il sistema attuale, quindi, già prevede incentivi maggiori per impianti di minore taglia ed alimentati da sottoprodotti di origine biologica e rifiuti non provenienti da raccolta differenziata, stabilendo, tra l'altro, che possano rientrare in questa categoria anche gli impianti con taglia inferiore ad 1 MW alimentati con un massimo del 30% (in peso) con prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A (colture energetiche). Purtroppo, però, l'operatività di questo decreto può considerarsi terminata (l'ultimo bando per incentivare gli impianti iscritti in posizione utile nel registro del GSE si è chiuso il 20 ottobre 2016 e dal 31 dicembre 2017 è scaduto anche il termine per gli impianti con potenza di piccole dimensioni a cui era permesso un accesso diretto. Di conseguenza, dopo il 31 dicembre 2017, non c'è stata più alcuna possibilità di accedere agli incentivi da parte di nuovi impianti alimentati a fonti rinnovabili.

Si ritiene, invece, assolutamente indispensabile non interrompere gli investimenti nel settore delle rinnovabili "sostenibili" prevedendo al più presto un nuovo periodo di incentivazione per le fonti di energia rinnovabile di origine agricola, e questo vale specialmente per il biogas della taglia fino a 300 kW elettrici.

Gli impianti di biogas, infatti, costituiscono la tipologia di fonte rinnovabile con le maggiori potenzialità concrete di realizzazione, le maggiori ricadute economiche sul territorio e sulla filiera produttiva, le maggiori possibilità di creazione di nuovi posti di lavoro, i maggiori benefici ambientali connessi oltre che alla sostituzione di fonti fossili anche alla valorizzazione di residui e sottoprodotti, alla riduzione dell'utilizzo di fertilizzanti chimici, al contributo determinante per la gestione sostenibile, al mantenimento e alla cura dei terreni a rischio di abbandono con importanti ricadute contro il dissesto idrogeologico.

Per perseguire tali obiettivi, a nostro avviso, sarebbe necessario inserire nel nuovo decreto le seguenti proposte:

- a** nuovo periodo di incentivazione quinquennale;
- b** contingente di potenza annuale riservato agli impianti a biomasse e biogas rea-

lizzati da imprenditori agricoli;

**c** caratteristiche degli impianti ammessi all'incentivo:

- potenza fino a 300 kW elettrici,
- alimentazione a sottoprodotti con una soglia del 20% in peso di prodotti dedicati,
- utilizzo del calore che includa anche l'energia termica necessaria ai processi aziendali e di impianto (digestione anaerobica, essiccazione biomasse, essiccazione lavorazione connesse come possono essere quelle per la produzione di pellet);

**d** priorità di accesso agli incentivi in base a:

- indicatore di concentrazione territoriale a livello provinciale della produzione di nitrati e delimitazione della sede aziendale in zone vulnerabili;

**e** livello di incentivazione adeguato alla realizzazione degli investimenti e comunque non inferiore ai livelli previsti dal decreto 6 luglio 2012.





Fonte: CMA



Fonte: CMA