

DESCRIZIONE TECNICA

La Digestione Anaerobica (DA) è un processo biologico attraverso il quale i substrati organici vengono trasformati in biogas. Il processo consiste nella degradazione e stabilizzazione del materiale organico in condizione anaerobiche (assenza di ossigeno) realizzata da un consorzio sintrofico di microorganismi (batteri idrolitici, batteri acidogeni, batteri acetogenici e archeobatteri metanogenici) che porta alla produzione di un biogas con un buon contenuto energetico. Il processo di degradazione ha luogo in digestori progettati per garantire condizioni ottimali di crescita al consorzio microbico (ambiente anaerobico, miscelazione, temperatura, pH, carico organico, e tempo di ritenzione idraulica). Il biogas ottenuto può avere diversi utilizzi: produzione di calore, produzione di energia elettrica e calore mediante cogenerazione, produzione di energia elettrica calore e freddo mediante trigenerazione, purificazione upgrading e compressione per la produzione di biometano da utilizzare per autotrazione o per l'immissione nella rete. Gli impianti di biogas si caratterizzano in funzione della filiera di approvvigionamento delle biomasse, della tipologia delle stesse, e dei pre-trattamenti o post-trattamenti necessari e dalla tipologia di reattoristica scelta.

I digestori sono classificati secondo il sistema di alimentazione (batch, continuo, semi-continuo), secondo la funzione dei reattori utilizzati per far avvenire il processo (singolo stadio, o doppio stadio, digestione e post-digestione, doppia fase acidogenica e metanogenica), secondo la temperatura in cui avviene il processo (psicrofilo $< 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, mesofilo $30\text{--}40\text{ }^{\circ}\text{C}$ o termofilo $50\text{--}60\text{ }^{\circ}\text{C}$) e secondo la fluido-dinamica (plug-flow, completamente miscelati, ibridi). Il metodo di classificazione di maggiore interesse è quello che si basa sulla concertazione dei Solidi Totali (ST), o meglio dei Solidi Volatili (SV) presenti nella biomassa utilizzata per alimentare il digestore. In questo senso il processo di DA viene definito wet (ST $< 15\%$) semi-dry (ST $15\text{--}20\%$) o dry (ST $> 20\%$). Per ottenere la produzione ottimale di biogas da una determinata biomassa è indispensabile dare alle varie popolazioni batteriche presenti nei digestori il tempo di far avvenire le necessarie degradazioni. Questi tempi sono dettati da due fattori importanti il primo è la tipologia della biomassa utilizzata, più o meno facilmente fermentescibile, l'altro dal tempo di duplicazione batterica. La normale pratica industriale identifica un tempo di ritenzione idraulica in funzione delle temperature di esercizio dell'impianto che nella variabilità del singolo caso specifico sono almeno 60 gg per digestori che lavorano in psicrofilia, tra 20 e 50 giorni per la mesofilia e meno di 25 giorni per la termofilia [1].

Il biogas che si ottiene dal processo di digestione anaerobica è una miscela di vari gas. Mediamente la sua composizione è la seguente: metano (CH_4), 55–75%, anidride carbonica (CO_2), 25–45%, acido solfidrico (H_2S) 1–2%, tracce di NH_3 e H_2 , e con l'eventuale presenza di silossani, nel caso di biogas da discarica o più in generale da rifiuti indifferenziati. Il biogas inoltre è saturo di vapore d'acqua. Il potere calorifico varia tra 10 e 27 MJ/Nm³ in funzione del contenuto di metano [2].

La produzione di biogas attraverso la DA presenta vantaggi rispetto alla produzione di biocarburanti da altri processi biochimici (biodiesel, bioetanolo, bioidrogeno) soprattutto dal punto di vista energetico, in quanto è il processo meno energivoro a disposizione in questo momento. Ciò deriva dalla semplicità della tecnologia e dalla capacità di utilizzare un'ampia gamma di substrati (acque reflue e fanghi industriali e urbani, frazione organica del rifiuto solido urbano, reflui zootecnici, residui colturali, colture dedicate) ad alta concentrazione di materia organica biodegradabile (carboidrati, proteine e grassi).

I principali fattori che determinano la potenzialità di produzione di biogas da una determinata biomassa sono identificati nella percentuale di sostanza secca presente nelle matrici tal quali e percentuale di Solidi Volatili (SV); caratteristiche della componente organica, e dalla loro degradabilità. Di particolare importanza è il rapporto C/N della biomassa per DA che deve essere compreso tra 25 e 35 per permettere una buona crescita batterica ed evitare una eccessiva presenza di ammoniaca nella massa in digestione che potrebbe risultare tossica per i batteri. Altro aspetto rilevante è il carico organico volumetrico applicato al digestore, ossia la quantità di substrato caricato per metro cubo di reattore. Carichi troppo bassi determinano una scarsa produttività e redditività, carichi troppo elevati provocano l'aumento dei cataboliti da parte di alcune popolazioni batteriche che generano fenomeni di tossicità per altre popolazioni batteriche. Il range di carico organico può essere estremamente ampio in funzione della tipologia di processo e di matrice utilizzata, valori medi possono variare tra i 2 e i 5 kgdi SV/mc/giorno. La gestione del processo, la quantità e qualità (in termini di contenuto di metano) del biogas prodotto si differenziano in funzione del prodotto di origine e del tempo di ritenzione. In tutti i casi in cui la composizione di una matrice organica sia inadeguata, è vantaggioso operare in co-digestione, miscelando opportunamente matrici di caratteristiche complementari per rendere il substrato adatto al processo. Il rendimento in biogas - e quindi energetico - del processo è molto variabile e dipende dall'insieme dei fattori sopra citati [2]. La formazione di biogas è un fenomeno che si può instaurare anche in condizioni non controllate, purché vi sia assenza di ossigeno, ad esempio nelle discariche in cui viene depositato materiale organico (discariche non controllate).

Altre categorie di impianti che producono biogas sono gli impianti per la stabilizzazione dei fanghi di depurazione civile e industriale e gli impianti agroindustriali che trattano acque reflue ad alto carico organico (siero di latte, distillerie, inscatolamento frutta e verdura, settore enologico). Sulla base di un censimento realizzato da Gerli e Merzagora si stima la presenza di più di 120 impianti di grandi dimensioni sul territorio italiano [4].

Un aspetto rilevante per la valutazione degli impianti di DA è l'utilizzo del digestato. Con il termine digestato si fa riferimento alla frazione non biodegradata che deriva dal processo di produzione del biogas. Si tratta di un prodotto con alto contenuto azotato, stabile, che trova impiego in agricoltura (se generato in impianti agricoli) come fertilizzante, ma che richiede superfici adeguate per il rispetto delle norme relative alla tutela delle acque dai nitrati. Il digestato residuo dei processi di trattamento di rifiuti è qualificato come rifiuto e deve essere sottoposto a post-trattamenti quali: compostaggio della frazione solida, trattamento e depurazione della frazione liquida [3], ma la normativa è in forte evoluzione e probabilmente nei prossimi mesi pur nella tutela dei parametri ambientali ci sarà una nuova interpretazione del suo utilizzo.

STATO DI AVANZAMENTO

Internazionale

Nel 2014, nei paesi della EU, la produzione di biogas, in termini di energia primaria, è stata di 14,9 Mtep, mentre la produzione di energia elettrica (ottenuta principalmente in cogenerazione) è stata di 57 TWh. In termini di energia primaria, il 72% è prodotto in impianti agro-industriali e di trattamento del rifiuto organico urbano (FORSU), mentre le discariche producono il 19%. Il restante 9% deriva da impianti di depurazione delle acque [5].

Nel 2014 gli impianti di biogas in Europa erano più di 17.000, con un incremento del 18% rispetto all'anno precedente. In Europa sono 367 gli impianti per la produzione di biometano, con un incremento del 23% rispetto al 2013 [6].

La Germania è il leader mondiale nella produzione di biogas da DA sia dal punto di vista degli impianti installati che da quello dell'offerta di soluzioni tecnologiche per il settore, con quasi 11.000 impianti installati alla fine del 2015 e quote di export che raggiungono il 55%. Gran parte dei nuovi impianti agricoli tende ad essere di piccola taglia (100 kW), alimentati a deiezioni animali e scarti, per produrre elettricità in maniera flessibile (compensando l'aleatorietà delle RES non programmabili) e, contemporaneamente, ridurre le emissioni di metano per lo spandimento diretto in campo dei reflui e moderare l'utilizzo di fertilizzanti chimici [8].

Nazionale

In Italia nel 2014 la produzione di biogas, in termini di energia primaria, è stata di 1,96 Mtep, mentre la produzione di energia elettrica (ottenuta principalmente in cogenerazione) è stata di 8,1 TWh. In termini di energia primaria, il 77% è stato prodotto in impianti agro-industriali e di trattamento del rifiuto organico urbano, mentre le discariche hanno prodotto il 20%. Il restante 3% deriva da impianti di depurazione delle acque [5].

Secondo il Gestore Servizi Energetici (GSE) la potenza installata per il settore elettrico del biogas nel 2013 era di 1.388 MW, con una produzione effettiva di 7,4 TWh. Sempre nel 2013 erano presenti 1.713 impianti di biogas di cui 346 da rifiuti, 68 da fanghi, 379 da deiezioni animali e 920 da attività agricole. Nel 2013, sono utilizzati 8.406 TJ di calore derivato prodotto da impianti cogenerativi alimentati da biogas e 11 TJ di calore derivato prodotto da impianti per la sola produzione di calore [7]. La maggior parte degli impianti è installata nell'Italia Settentrionale, da cui proviene anche la maggior quota di energia elettrica prodotta (82,4% della produzione elettrica da biogas alla fine del 2013). Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna le regioni più attive. In Italia operano solamente 5 impianti di carattere sperimentale-dimostrativo per la produzione di biometano [6].

TRL (TECHNOLOGY READINESS LEVEL)

Per la produzione di Energia elettrica (EE) e termica (ET) in cogenerazione sono presenti sul mercato diverse tipologie di digestori e impianti collaudati e commerciali adatti e adattabili alle varie gamme di substrato alimentato (TRL 8-9). Le tecnologie per l'upgrading del biometano sono in fase pre-commerciale (TRL 8) o commerciale (TRL 9).

Esistono potenziali di innovazione a livello dei singoli componenti della filiera per il contenimento dei costi, l'utilizzo di nuovi substrati, il monitoraggio del processo biologico, la valorizzazione del digestato, l'ottimizzazione dei ceppi batterici [9].

A questo riguardo si citano:

- processi di DA a due fasi (reattore di idrolisi e reattore metanigeno separati) con la produzione di idrogeno nel reattore di idrolisi (TRL 6-7)
- colture dedicate di micro e macro-alghe, piante galleggianti con la valorizzazione della CO₂ e del digestato prodotto dall'impianto biogas (TRL 4-5), o per la trasformazione della CO₂ in metano o l'upgrading del biogas
- colture dedicate principali o intercalari innovative per biogas (Arundo donax, Miscanto) (TRL 7-8)
- sistemi di upgrading del biogas a biometano in grado di produrre CO₂ di qualità alimentare o utilizzati per la fertilizzazione carbonica in serra (TRL 8-9)
- processo Power-to-gas (P2G), nel quale l'energia elettrica in eccesso da rinnovabili è utilizzata per formare idrogeno che, attraverso un processo metanazione (chimico o biologico), interagisce con la CO₂ per la produzione di metano immagazzinabile nella rete gas. In prospettiva tale processo può diventare una opzione per l'accumulo stagionale di energia elettrica conferendo flessibilità al sistema di produzione di energia. Il recupero della CO₂ prodotta durante il processo di upgrading del biogas a biometano è un fattore economico rilevante per il successo di questa tecnologia. (TRL 8).

■ RELAZIONE CON LE FONTI ENERGETICHE

La tecnologia trova collegamento con le diverse fonti di provenienza delle biomasse, in particolare:

- **FORSU:** La produzione italiana di FORSU, 5,2 milioni di tonnellate nel 2013 (18% dei rifiuti solidi urbani RSU), potrebbe essere valorizzata in impianti di DA al fine di produrre biogas e digestato. Nel 2013, la produzione di biogas da FORSU potenziale in Italia è stata valutata in 739 milioni di Nm³, che corrispondono a 444 milioni di Nm³ di biometano. Proiettando una percentuale di raccolta differenziata del 37% del RSU, come dovrebbe essere, il potenziale di produzione di biogas sarebbe 1.550 milioni Nm³. Il RSU trasferito in discarica sarebbe ridotto del 19% [11]
- **Biomasse residuali:** sottoprodotti di origine agricola e agroindustriale, sono materie prime residuali diffuse e abbondanti. Esistono destinazioni multiple dei prodotti residuali (impiego diretto in agricoltura o zootecnica, altri usi bioenergetici). Le materie prime di scarto si prestano ad essere impiegate in co-digestione con biomasse provenienti da colture dedicate [12] [13]. La disponibilità nazionale di residui idonei alla trasformazione energetica attraverso la DA e altre forme di conversione energetica è valutata in oltre 180 Mt/anno a cui corrispondono circa 55 Mt/anno di sostanza secca. Previsioni sulle quantità recuperabili a fini energetici attraverso la DA portano a valutare in oltre 3.300 GWh l'energia elettrica generabile. Tale valore rappresenta il potenziale massimo raggiungibile a livello nazionale. Nella stima sono state considerate solo le biomasse qualificabili come sottoprodotti e non le biomasse rifiuto [13]
- **Colture dedicate sostenibili:** (nuove colture lignocellulosiche, colture intercalari, colture per terreni marginali) o tradizionali (insilati di cereali, altre colture)
- **Fanghi di depurazione delle acque e dei reflui industriali**
- **Rifiuto indifferenziato conferito in discarica:** il biogas da discarica viene mediamente prodotto nella misura teorica di 200 m³/t di rifiuto. Il processo si compie in circa 20 anni, velocemente all'inizio e lentamente alla fine. La potenzialità teorica complessiva lorda di tutte le discariche italiane sfiorerebbe 1.000 MW termici (250 MW elettrici). In realtà solo una frazione di questa, valutabile in circa il 30%, può essere utilizzata per fini energetici sia per le inevitabili dispersioni di biogas che per la non economicità della estrazione di biogas per fini energetici nei periodi finali. Secondo la Direttiva discariche, il conferimento di organico a questa destinazione deve essere progressivamente ridotto.

La produzione di EE da biogas, come per le altre energie rinnovabili, gode di priorità di dispacciamento rispetto alla EE generata da fonti non rinnovabili.

Lo sviluppo della DA e del compostaggio dalla FORSU può diminuire la disponibilità di biomassa per l'uso negli inceneritori con recupero energetico. Talvolta la presenza dei termovalorizzatori e degli impegni di conferimento di quantità prestabilite di RSU previste nei contratti tra Comuni e Società di gestione può limitare lo sviluppo della raccolta differenziata.

■ VERSATILITÀ (CAPACITÀ DI IMPATTARE SU PIÙ SETTORI)

La DA è una tecnologia estremamente versatile integrabile con altre tecnologie energetiche e del trattamento dei rifiuti e dei residui organici. La tecnologia è impattante su settori non specificatamente energetici.

Per il settore agricolo, la possibilità di integrare i proventi dell'agricoltura con quelli della vendita dell'energia elettrica incentivata ha dato, soprattutto sino al 2012, una forte spinta alla nascita di impianti di DA, spesso dimensionati più sulla massimizzazione dell'incentivazione che sull'effettiva disponibilità di substrati. Tale distorsione ha portato ad una non corretta gestione della Superficie Agricola Utilizzata (SAU), riservando buona parte dei terreni seminativi a colture dedicate alla produzione di biogas. Con le modifiche apportate alla politica incentivante, dopo il 2012, è emersa la convinzione che il processo di produzione del biogas debba non solo soddisfare il fabbisogno energetico (e, spesso, di calore) dell'azienda agricola, ma anche chiudere il ciclo dei rifiuti agro-zootecnici, riducendo il loro impatto ambientale e producendo un fertilizzante organico (il digestato) in grado di sostituire la concimazione chimica (con grandi riduzioni dei costi di gestione dell'azienda). Il mondo agricolo, in quest'ottica integrata di gestione, sta modificando le tecniche culturali per ridurre gli sprechi (di acqua, fertilizzanti chimici, ecc.) e disporre di maggiore risorsa da destinare al digestore, e, inoltre, sfrutta le potenzialità del digestore per risolvere il problema degli scarti (che, altrimenti, invece di una risorsa costituirebbero un costo) e dei reflui zootecnici (grande fonte di emissioni climalteranti se sparsi direttamente sul suolo e origine di elevati esborsi per la loro depurazione).

Moduli di DA per la produzione di energia elettrica e termica da biogas sono già integrati nei processi produttivi di bioetanolo di seconda generazione da substrati lignocellulosici (Biofabbrica di Crescentino – BioChemtex).

Impatti positivi riguardano il settore zootecnico (gestione dei reflui, produzione di reddito, abbassamento dei costi di produzione) e il ciclo del rifiuto organico urbano, in termini soprattutto di riduzione di emissioni rispetto alla gestione in discarica.

Nell'industria Agro-alimentare le tecnologie di DA consentono riduzioni delle emissioni e dei costi di gestione dei fanghi industriali e degli scarti di produzione. La DA degli scarti, se correttamente integrata nell'impianto produttivo, genera il duplice effetto di costituire una fonte di guadagno diretto sfruttandone la produzione di elettricità e calore, e di evitare esborsi per la gestione dei rifiuti.

POTENZIALE DI DIFFUSIONE IN AMBITO NAZIONALE

Il settore biogas si è sviluppato soprattutto al nord in aree a elevata vocazione zootecnica adatte alla coltura degli insilati di cereali. Anche il centro e sud Italia possono adeguatamente sviluppare questo settore basandosi però principalmente sulla valorizzazione dei sottoprodotti locali anche dell'agro-industria e di colture mediterranee.

Uno studio condotto da Althesys sul potenziale di sviluppo delle regioni meridionali, ha stimato una capacità di produzione di 2.1 - 3.1 miliardi di Nm³ di biometano entro il 2030 [6].

I substrati utilizzabili (pastazzo di agrumi, sansa di olive, etc.) hanno caratteristiche diverse da quelli impiegati nel nord, quindi il processo di DA va adattato e ottimizzato per massimizzarne le rese, sono già stati prodotti prototipi di impianti adatti alla digestione di questi "scarti" agroalimentari.

Le potenzialità del biogas in Italia sono di 25 TWh/anno di EE o 8 miliardi di Nm³ di metano/anno [14].

Esistono infine notevoli opportunità nel centro e sud Italia per lo sviluppo della DA integrata con il compostaggio della FORSU. L'utilizzo sostenibile del digestato come ammendante e fertilizzante può contribuire ad abbassare i costi di produzione e alla sostituzione dei fertilizzanti di origine fossile.

IMPATTO E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'impatto ambientale della DA nel settore agricolo dipende fortemente dal tipo di substrato, dalla tecnologia utilizzata e dalle pratiche operative di gestione della filiera. Una corretta valutazione della sostenibilità ambientale del biogas per produrre elettricità è complessa, a causa del notevole numero di variabili in gioco quali i diversi tipi di substrato, di digestori, di gestione del suolo.

La tipologia di biomassa impiegata determina le differenze più consistenti nella valutazione dell'impatto ambientale, in termini di GHG, con le deiezioni animali che producono maggiori risparmi di CO₂ equivalente emessa e le colture dedicate, con valori di GHG emessi in alcuni casi confrontabili con quelli della produzione media del parco elettrico italiano/europeo. Anche all'interno di quest'ultima tipologia di substrato, le diverse rese e tecniche culturali (coltivazione intensiva o estensiva, irrigazione, richiesta di azoto) determinano grosse variabilità. Il contributo percentuale all'impatto ambientale della realizzazione e demolizione dell'impianto di digestione è modesto, tanto più è lunga la vita e la produttività dell'impianto [15] [16] [17].

La DA è caratterizzata dalla produzione di digestato di cui è problematica la gestione in quelle aree, come le aree zootecniche pianura padana, dove è difficile gestire le deiezioni zootecniche presenti sul territorio rispettando i limiti imposti dalla Direttiva Nitrati dell'UE. Nelle analisi LCA, in base agli indicatori emissione atmosferica di N e S, eutrofizzazione delle acque, inquinamento acque superficiali, la produzione di EE da biogas risulta meno sostenibile del mix elettrico italiano [18].

Per gli altri parametri di impatto ambientale (acidificazione, particolato, emissioni di ozono, potenziale di eutrofizzazione, ecc.), la produzione di energia elettrica da biogas risulta meno sostenibile di quella del mix medio italiano, ma ci sono elevati margini di miglioramento nel processo di digestione, nell'adozione di pratiche culturali sostenibili e nella riduzione di emissioni (NOx e slip di CH₄) dai motori.

Diverse ricerche attribuiscono un contributo positivo della DA nel ciclo integrato di gestione dei rifiuti organici da raccolta differenziata, confrontandola con l'opzione del solo compostaggio o dello smaltimento diretto. Su tutti gli indicatori energetici/ambientali (consumo/risparmio di risorse energetiche, potenziale di riscaldamento globale, assottigliamento della fascia di ozono, acidificazione delle acque, eutrofizzazione, smog fotochimico) l'opzione integrata digestione+ compostaggio è indicata come migliore soluzione [19][20].

Emissioni CO₂/MWh

I dati relativi alle emissioni di CO₂ equivalente (CO₂ eq) o di Greenhouse gas - gas serra (GHG) presentano, anche a parità di substrato considerato, una forte variabilità.

Le emissioni di CO₂eq in impianti di biogas agricoli per la generazione di EE (unità funzionale) valutate attraverso studi LCA dell'intero ciclo di vita si collocano tra -0,388 a + 0,408 kg CO₂eq/kWh, range che include le emissioni evitate sostituendo le normali pratiche di gestione dei reflui zootecnici [15][16][18][22-23]. I maggiori valori di emissione sono relativi ad impianti con colture dedicate e includono le emissioni connesse alla coltivazione e all'insilamento.

Per la DA della FORSU le emissioni variano tra -0,375 a + 0,111 kg CO₂eq/t (unità funzionale tonnellata di rifiuto trattato). Il bilancio è normalmente negativo [21].

Emissioni CO₂/MWh evitate

La produzione di biometano rappresenta una valida alternativa per la sostituzione dei combustibili fossili e per la valorizzazione del contenuto energetico del biogas. Il risparmio rispetto ai combustibili fossili in termini GHG è quantificabile in 1,15 kg CO₂ eq/kg biometano [24].

La copertura degli stoccaggi finali del digestato abbatte ulteriormente le emissioni di metano. La valorizzazione dell'energia termica prodotta in cogenerazione è fra le strategie migliori per diminuire le emissioni.

L'impiego di sottoprodotti in luogo delle colture dedicate e la valorizzazione degli elementi fertilizzanti del digestato porta a raggiungere elevati crediti sino a -1,72 kg CO₂eq/kWh [25].

EFFICIENZA, TEMPO DI VITA E RENDIMENTO PREVISTI

L'efficienza della conversione energetica dipende dalle caratteristiche fisiche e biochimiche della biomassa in ingresso ed è molto variabile in funzione del tipo di processo applicato (es. mesofilia o termofilia). Nel caso della FORSU da raccolta differenziata le rese attese di biogas possono variare da 0,6 a 0,9 Nm³/kg SV [21].

I rendimenti elettrici dei cogeneratori variano da 36% a 42% in funzione della taglia mentre il tempo di vita è di 20 anni per i digestori anaerobici e 8 anni per i motori alternativi cogeneratori.

I produttori di impianti di digestione anaerobica per agricoltura forniscono dati di disponibilità dell'ordine del 90-100%, con interruzioni di servizio limitate alla manutenzione ordinaria con un numero medio di ore annue di lavoro tra 7000 e 8000.

PAYBACK TECNOLOGICO, DI INVESTIMENTO E DI OPERATION AND MAINTENANCE PREVISTO

I costi di produzione dell'energia elettrica da biogas in ambito agricolo (impianti con potenza da 100 a 999 kW) si collocano da 14 €/kWh a 17,5 €/kWh. Sino alla fine del 2012, l'energia elettrica era incentivata con una tariffa onnicomprensiva di 28 c€/kWh ed erano quindi possibili tempi di ritorno dell'investimento dai 3 ai 6 anni.

I costi di investimento per impianti con potenza di 200-500 kW sono di 4.500 €/kW, che si abbassano a 3.000 €/kW per impianti intorno a 1 MW di potenza. Questi costi comprendono: digestori anaerobici, stoccaggi biomasse, attrezzature per i pretrattamenti e i post-trattamenti e il cogeneratore [26] [27] [28]. I costi di generazione da FORSU, pur in presenza di impianti più complessi e quindi a costi di investimento superiori, sono inferiori grazie agli introiti derivanti dalle tariffe di conferimento del rifiuto, che variano da 80 a 120 euro/t.

I costi di produzione di EE da discarica sono stati stimati attorno 5,9 c€/kWh [27].

La ricerca applicativa sul tema biogas/biometano può avere ritorni commerciali in tempi dell'ordine di qualche anno.

PRINCIPALI OSTACOLI ALLO SVILUPPO

I costi di produzione dell'energia elettrica da biogas a partire da colture dedicate non sono competitivi con quelli della generazione tradizionale. L'alimentazione dei digestori con mix di colture e deiezioni animali o scarti del reparto agroalimentare o FORSU, permette di generare elettricità a costi competitivi, specialmente negli impianti di taglia maggiore, oltre a ridurre l'impatto ambientale. L'utilizzo di queste materie prime genera tuttavia problemi logistici legati alla loro dispersione sul territorio e alla gestione di grandi volumi di limitato valore energetico unitario (deiezioni zootecniche). Altra problematica è legata alla reperibilità, con alcune materie prime stagionali mentre altre prodotte in modo continuo.

La competizione nell'uso della superficie coltivabile e della risorsa idrica destinata a produzioni alimentari, soprattutto se lo sviluppo del biogas viene orientato con modalità a limitata sostenibilità (DA esclusivamente da colture dedicate) necessitano azioni sinergiche tra attività agricole e biogas per una loro adeguata integrazione.

L'allacciamento alla rete elettrica nazionale può rappresentare un costo significativo nel sud-Italia e procedure complesse.

La normativa per l'immissione del biometano nella rete di distribuzione del gas naturale è ancora incompleta. I ritardi della legislazione nazionale hanno ostacolato lo sviluppo del settore. Anche la politica di incentivazione è stata incerta. Gli attuali meccanismi di incentivazione dell'EE da biogas e delle rinnovabili stanno esaurendo le quote previste dai programmi nazionali (PAN e SEN) e si sta raggiungendo l'ammontare massimo degli incentivi erogabili. Dati i costi di generazione dell'EE da biogas, le ulteriori possibilità di sviluppo del settore sono legate alla produzione di biometano o alla realizzazione di impianti che raggiungano la parity grid con le altre fonti energetiche. Migliori prospettive di espansione esistono per gli impianti di DA che trattano rifiuti grazie all'apporto delle tariffe di conferimento del rifiuto organico.

Vincoli autorizzativi limitano l'impiego di alcuni sottoprodotti. Per alcune tipologie di biomasse residuali, esiste sovrapposizione con il settore dei rifiuti. E' necessario migliorare l'inquadramento normativo di queste risorse [13][29].

La gestione biologica degli impianti di DA è il punto chiave per la filiera della digestione anaerobica. Sono fondamentali adeguati servizi di assistenza tecnica e di formazione al momento poco sviluppati.

POTENZIALITÀ DI SVILUPPO TECNOLOGICO IN AMBITO NAZIONALE E IMPATTO SUL PIL

Il Consorzio Italiano Biogas e Gassificazione (CIB) sta sviluppando il concetto della "biogas refinery" secondo il quale la DA, in un'azienda agricola combinata con altre pratiche industriali e agricole, può divenire una piattaforma tecnologica per la produzione di biometano, fertilizzanti, produzione di CO₂ commerciabile, materiali e semi-lavorati per l'industria, con benefici per il processo agricolo [30].

Altre possibilità sono: i) lo stoccaggio del carbonio nei suoli agricoli attraverso produzione di biochar ottenuto con la pirolisi dalla frazione solida del digestato con l'obiettivo di prolungare la presenza del carbonio nel suolo: ii) la produzione di prodotti industriali derivati da CO₂ e H₂ (materie plastiche, fertilizzanti, sostanze chimiche, ecc.).

Attualmente il 75% del mercato italiano del biogas è coperto da aziende e operatori italiani e occupa 12000 addetti[31].

Secondo il CIB, le prospettive nel medio termine per il settore del Biogas porterebbero a raggiungere il 40% (3,2 miliardi di Nm³) del potenziale italiano, creando 13 mila nuovi occupati, che andrebbero ad aggiungersi agli attuali 12 mila addetti, e 15 mila occupati temporanei con un aumento del PIL dell'agricoltura del 5% circa (2 miliardi di euro/annui) [31].

POTENZIALITÀ DI ESPORTAZIONE DELLA TECNOLOGIA

Una crescita significativa è attesa nei mercati della DA a livello globale. La presenza di un cospicuo parco di impianti di DA in Italia è un elemento propulsivo per lo sviluppo di tecnologie esportabili da parte delle imprese italiane e rappresenta un vantaggio competitivo.

Ad oggi sono diversi gli esempi di esportazione delle tecnologie all'estero da parte di imprese italiane. Imprese quali Austep, BTS e Biotec hanno realizzato impianti o parti di impianti di DA all'estero (Spagna, Stati Uniti, Romania, Bulgaria, Corea).

POSSIBILI RICADUTE PER IL SISTEMA INDUSTRIALE, DEI TRASPORTI, RESIDENZIALE E NEL TERZIARIO

La gestione sostenibile della FORSU realizzata attraverso DA e compostaggio collegato allo sviluppo della raccolta differenziata porta a porta può contribuire in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi di riciclaggio, diminuendo gli oneri per la comunità.

Il trasporto della FORSU verso gli impianti di trattamento incide in misura non trascurabile sul bilancio GHG dell'impianto (oltre il 50% delle emissioni). Ne consegue che la collocazione baricentrica degli impianti per minimizzare i trasporti sia un fattore importante per mitigare le emissioni [32].

Il biometano può essere impiegato, senza limitazioni tecniche e nessuna modifica tecnologica, nei veicoli già funzionanti a metano per il trasporto leggero e pesante, nella distribuzione urbana delle merci, nel trasporto pubblico e a breve anche nella meccanizzazione agricola. Il parco auto e di distributori a metano è già molto sviluppato in Italia. Sotto forma di bio-LNG, biometano liquefatto, consentirebbe di sostituire in parte l'uso del biodiesel che, in Italia, costituisce il 92% dei biocarburanti impiegati, ma è prodotto quasi totalmente a partire da materie prime importate [33].

L'impiego delle biomasse residuali, sottoprodotti e soprattutto di deiezioni zootecniche in impianti biogas consente di abbattere, in modo significativo, le emissioni connesse alle normali pratiche agricole.

MAGGIORI ATTORI ITALIANI COINVOLTI

Utilizzo della tecnologia

Aziende agricole e zootecniche

- Industrie agroalimentari
- Municipalizzate operanti nelle filiere di valorizzazione della FORSU
- ESCO - Energy Service Company
- CIB – Consorzio Italiano Biogas, Associazione italiana riunisce aziende agricole impianti biogas e produttori di tecnologie per il settore)
- CIC – Consorzio Italiano Compostatori, Associazione Italiana per la produzione di compost e biogas riunisce le aziende con impianti di DA da rifiuti
- FCA IVECO - utilizzo del biogas/biometano nei motori di veicoli agricoli e commerciali
- ITABIA – Italian Biomass Association, Associazione indipendente nel settore della bioenergia
- EBA European Biogas Association.

Sviluppo della tecnologia

- Università e Centri di ricerca.
- ISPRA - Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
- CIB – Consorzio Italiano Biogas
- CIC – Consorzio Italiano Compostatori
- Aziende impiantistiche italiane e filiali italiane di ditte straniere; molte aziende sviluppano soluzioni tecnologiche proprietarie
- Austep S.p.A. -Milano
- BTS Biogas– Brunico
- Ies Biogas Srl– Pordenone
- SEBIGAS S.p.A.- Bologna
- Ecomembrane Srl– Cremona
- Envitec Biogas Srl - Verona
- Gruppo AB Energy S.p.A – Orzinuovi
- Rota Guido Biogas Srl– Piacenza, Cremona
- Schmack Biogas Srl – Bolzano
- Ladurner Srl - Bolzano
- Pioneer Hi-Bred Italy – Università di Padova (Tecnologie NIR per analisi potenzialità biomasse).

ECCELLENZE IN TERRITORIO NAZIONALE

- **Centro Ricerche Produzioni Animali (CRPA)** – Reggio Emilia: (Progetto BioMethER <http://www.biometer.it>, e Progetto SEBE <http://sebe.crpa.it>)
- **Università Milano** - Gruppo RICICLA - Università degli Studi di Milano: DA a due fasi, micro alghe, monitoraggio biologico
- **Politecnico di Milano**: Processi biologici di depurazione del digestato, Fabbrica della bioenergia, DA dei sottoprodotti lattiero-caseari
- **ENEA**: Atlante Biomasse, Laboratorio Biomasse e Biotecnologie per l'Energia, sviluppo processi DA e digestori innovativi, biogas upgrading, recupero terreni marginali con produzione di biomasse per l'energia.
- **CREA**: Progetto Sottoprodotti, sviluppo colture da biomassa
- **CNR**: colture da biomassa, Progetto Duckweed, progetto RIBIO, DA nell'ambito della depurazione delle acque
- **Hysitech Srl**: Biometano
- **Austep S.p.A**: Impianti DA FORSU e sottoprodotti agro-industriali, impianti pretrattamento FORSU
- **Biotec** - Genova (impianti di pretrattamento FORSU)
- **BTS**: pretrattamenti biomassa
- **FCA IVECO**: motori a biogas e biometano
- **Envipark**: parco scientifico tecnologico per l'ambiente: impianti pilota di pretrattamento e di fermentazione (sistema bistadio prototipale oggi unico in Italia); biocarburanti e biochemicals,
- **RSE**: processi innovativi, basati su sorbenti solidi, per l'upgrading di biogas a biometano
- **Università di Bologna**: Progetto HyTime, produzione di idrogeno da biomassa di II generazione
- **Università degli Studi di Milano**: Progetto AgrIdEn – produzione di bioidrogeno ed energia rinnovabile da residui agro zootecnici.

BEST PRACTICES

Diversi sono gli impianti tedeschi, mentre in Danimarca sono attualmente funzionanti impianti centralizzati di co-digestione che trattano reflui zootecnici, residui organici industriali e FORSU (es. impianto di Studsgard, Herning, Impianto Maabjerg Biogas Plant, 2014). Altro caso interessante è l'impianto termofilo di Solrød: nato per risolvere il problema del cattivo odore prodotto dalla fermentazione delle alghe accumulate sulla spiaggia, tratta alghe, deiezioni animali, prodotti di scarto di industrie alimentari (10).

In Italia la maggior parte degli impianti di produzione di biogas è realizzata in ambito agricolo, accoppiata a cogeneratori (tipicamente motori a combustione interna) con taglia inferiore al MW elettrico e alimentata, tipicamente, con mix di colture dedicate, scarti agricoli e deiezioni animali. Esistono diverse realtà di DA di FORSU e legate ad attività agroalimentari:

Impianti agricoli

Società Agricola Lanfredi Acquanegra Cremonese (CR) – piccolo impianto 100 kW - Esempio integrazione zootecnia – biogas (azzeramento concimi chimici, impianto interrato, distribuzione digestato, tecniche di agricoltura conservativa e di precisione)

Azienda Agricola Sant'Anna Bagnoli di Sopra (PD)- impianto di digestione anaerobica di 990 kW_e – 1.310 kW_t con cogenerazione basato su motore alternativo integrato con cogeneratore ORC per il recupero energetico del calore residuo.

Società Agricola Iraci Borgia Bevagna (PG) – 999 kW_e Alimentazione con insilati, sanse e acque di vegetazione olearie, riscaldamento serre.

DA collegata ad attività agroalimentari:

Cremonini – UNIPEG - Austep (impianti di DA per trattamento scarti di macellazione).

CAVIRO – Ciclo integrato trattamento rifiuti produzioni vitivinicole.

Digestione anaerobica della FORSU

Acea Pinerolese - Polo integrato gestione rifiuto organico (depurazione acque, biogas da FORSU, discarica). Primo impianto italiano di produzione di biometano da trattamento rifiuti.

Montello Energia Bergamo – Impianto DA e compostaggio -Forsu 210.000 t/anno

Ecoprogetto DA Albairate (MI). Rappresenta un esempio di evoluzione e di ottimizzazione, tecnica e gestionale, dei tradizionali impianti di compostaggio. Tratta 68.000 t di rifiuti organici differenziati. Ha una potenza elettrica installata di 2 MW produce 15.000 t/anno di ammendante compostato misto.

Acqua&Sole / Ecodeco (bioessiccazione del rifiuto organico, discarica bioattivata).

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- [1] APAT (2005). Digestione anaerobica della frazione organica dei rifiuti solidi. Manuali e linee guida APAT 13/2005
- [2] Bordoni A., Romagnoli E., Foppa Pedretti E., Toscano G., Rossini G., Cozzolino E., Riva G. (2010). La filiera del biogas Aspetti salienti dello stato dell'arte e prospettive. ASSAM - Agenzia Servizi Settore Agroalimentare delle Marche
- [3] CIC Gruppo di Lavoro sulla Digestione Anaerobica (2011). Biogas e compost da rifiuti organici selezionati
- [4] Gerli A., Merzagora W. (2000) L'evoluzione della situazione italiana nel campo della valorizzazione energetica della frazione organica di rifiuti solidi urbani- relazione presentata al Convegno "Produzione ed utilizzo di biogas, recupero di energia e razionalizzazione del ciclo di trattamento rifiuti", Itabia 2000, Padova, 31/03/2000
- [5] EurObserv'ER, 2015. 15th annual overview barometer (<http://www.eurobserv-er.org/15th-annual-overview-barometer/>)
- [6] EBA Biogas Report 2015 (<http://european-biogas.eu/2015/12/16/biogasreport2015/>)
- [7] GSE (2013). Rapporto statistico 2013. (<http://www.gse.it/it/salastampa/news/Pages/Pubblicato-Il-Rapporto-Statistico-degli-impianti-a-fonti-rinnovabili-del-2013.aspx>)
- [8] Buck, J. (2016). Convegno "biogas per la produzione di biometano", Mantova 3/3/2016
- [9] LCICG - Low Carbon Innovation Coordination Group. (2012) Technology Innovation Needs Assessment (TINA) Bioenergy Summary report
- [10]. Solrød Biogas –Towards A Circular Economy- A Case History. IEA BIOENERGY TASK 37 "Energy from Biogas"- dicembre 2015
- [11] Comparetti A., Febo P., Greco C., Orlando S. (2015). Italian Potential Biogas and Biomethane Production from OFMSW. agusa SHWA 2015, IV International Conference on Safety, Health and Welfare in Agriculture Agro-food and Forestry Systems-September 2-5, 2015 HyblaCampus, Ragusa, Sicily –Italy
- [12] Paina A., Piccinini S., Rossi L. (2010). Studio sull'utilizzo di biomasse combustibili e biomasse rifiuto per la produzione di energia. ISPRA, Rapporti Ispra 111/2010
- [13] Progetto Extravalore (2013). I sottoprodotti di interesse del DM 6.7.2012 – Inquadramento, potenzialità e valutazioni Atti Convegno "Sottoprodotti Agroforestali e industriali a base rinnovabile Normativa, recupero, conservazione, impiego, trasformazione e aspetti economici", Ancona - Università Politecnica delle Marche.
- [14] Piccinini, S. (2013). Situazione-trend di crescita del biogas in Italia e prospettive per il biometano, BIOGAS E BIOMETANO: una filiera bioenergetica sostenibile, Ravenna, 14 Marzo 2013
- [15] Giuntoli J., Agostini A., Edwards R., Marelli L., (2015). Solid and gaseous bio energy pathways: input values and GHG emissions, JRC Science and policy reports
- [16] Agostini A., Battini F., Giuntoli J., Tabaglio V., Padella M., Baxter D., Marelli L., Amaducci S., (2015) Environmentally Sustainable Biogas? The Key Role of Manure Co-Digestion with Energy Crops", *Energies*, 8, 5234-5265
- [17] Hijazi O., Munro S., Zerhusen B., Effenberger M., (2016) Review of lifecycle assessment for biogas production in Europe, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 54, 1291–1300
- [18] Fusi A., Bacenetti J., Fiala M., Azapagic A. (2016). Life Cycle Environmental Impacts of Electricity from Biogas Produced by Anaerobic Digestion. *Frontiers in Bioengineering and Biotechnology*, 4: 26
- [19] Malpei F., Rigamonti L., Grosso M. (2008). Il bilancio energetico ed ambientale di alcuni scenari di digestione anaerobica della FORSU, in "Biogas da rifiuti solidi urbani" (a cura di R. Vismara, F. Malpei, M. Centemero), Dario Flaccovio Editore, pag. 29-78
- [20] Blengini G.A., Fantoni M. (2009). Analisi LCA di alcuni scenari di trattamento della FORSU, in "Compost ed energia da biorifiuti" (a cura di R. Vismara, M. Grosso, M. Centemero), Dario Flaccovio Editore, pag. 433-456
- [21] Cecchi F., Bolzonella D., Pavan P., Mata-Alvarez J. (2011). Anaerobic digestion of organic fraction of Municipal Solid Waste: research and industrial application. In book: *Comprehensive Biotechnology*, pp.463-472
- [22] Bacenetti, J., Fiala, M. (2015), 'Carbon Footprint of Electricity from Anaerobic Digestion Plants in Italy, *Environmental Engineering and Management Journal* 14(7), 1495--1502
- [23] Ingraio C., Rana R., Tricase C., Lombardi M. (2015) Application of Carbon Footprint to an agro-biogas supply chain in Southern Italy. *Applied Energy* 149: 75–88
- [24] Pöschl, M., Ward, S., Owende, P., (2010). Evaluation of energy efficiency of various biogas production and utilization pathways. *Applied Energy Journal* 87: 3305 - 3321
- [25] Boulamanti AK, Maglio SD, Giuntoli J, Agostini A. (2013) Influence of different practices on biogas sustainability *Biomass and bioenergy* 53: 149-161
- [26] Biomass Energy Executive Report (2012) Politecnico di Milano
- [27] Lorenzoni A. , Bano L. (2010). I costi di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Università Padova
- [28] Regazzoni A. (2013). Biogas, analisi della redditività al variare di taglia e dieta. Supplemento a *L'Informatore Agrario* 11:17-21
- [29] Enama (2011). Caratteristiche tecniche delle biomasse e biocombustibili. Progetto Biomasse
- [30] CIB (2015) Biogasdoneright – Digestione Anaerobica e sequestro del carbonio nel suolo
- [31] Buck, J(2016) Convegno "biogas per la produzione di biometano" Mantova 03/03/2016
- [32] Bianchini D., Castelli S. (2015). Linee guida per una nuova filiera del biorifiuto. Maggioli Editore
- [33] Maggioni, L. (2016). "Biomethane in Italy: state of the art and potential development", Convegno "biogas per la produzione di biometano", Mantova 3/3/2016