



Regione
Lombardia

Biometano: a che punto siamo

Le regole, la filiera,
le barriere

III volume 2016





Regione
Lombardia

Biometano: a che punto siamo

Le regole, la filiera,
le barriere

Il presente volume è stato predisposto come sintesi del lavoro di un apposito “Tavolo biometano” costituito e coordinato da Regione Lombardia. Il documento di lavoro prodotto dal Tavolo è stato oggetto della Comunicazione in Giunta regionale in data 2 agosto 2016.

Soggetti componenti del Tavolo: Agroenergia, Assogasmetano, Assogasliquidi, assoRinnovabili, Consorzio Italiano Biogas, Consorzio Italiano Compostatori, Comitato Italiano Gas, Consorzio Monviso Agroenergia, Comitato Termotecnico Italiano, Distretto Agro Energetico Lombardo, Federmetano, Federazione Italiana Produttori di Energia da fonti Rinnovabili, Natural Gas Vehicles, Ricerca sul Sistema Energetico, Sebigas.

Autori: Luigi Mazzocchi, Mauro Scagliotti (RSE); Cosetta Viganò, Ilaria D’Amico (assoRinnovabili); Andrea Chiabrando (Monviso Energia); Piero Mattiolo (Agroenergia); Cristiano Fiameni (Comitato Italiano Gas); Roberto Canobio (Regione Lombardia).

Un ringraziamento particolare a Mauro Fasano, Paolo Mora, Paolo Nicoletti, Stefano Filella (Regione Lombardia); Stefania Ghidorzi, Mauro Brolis (Infrastrutture Lombarde); Stefano Besseghini, Carmen Valli (RSE); Francesco Castorina (Comitato Italiano Gas); Vanessa Gallo, Federica Galleano, Walter Righini (FIPER).

Copyright © 2016 Editrice Alkes

Autore: Ricerca sul Sistema Energetico – RSE SpA

Coordinatore della monografia: Luigi Mazzocchi

Impaginazione e editing: Editrice Alkes – Giandomenico Pozzi

Copertina: La scuola di Atene (particolare), Raffaello Sanzio

Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo, se non nei termini previsti dalla legge che tutela i diritti d’autore.

L’autorizzazione alla riproduzione dovrà essere richiesta a RSE

Via Rubattino 54 – 20134 Milano – Italia

Finito di stampare nel mese di Settembre 2016 presso

Arti Grafiche Fiorin SPA

Via del Tecchione 36 | 20098 Sesto Ulteriano | San Giuliano Milanese (MI)

Prima edizione

Indice

	Il tema, il metodo, il momento	5
	Lombardia: un territorio con grandi potenzialità	7
	Prefazione	9
	Introduzione	13
Capitolo	1	Il sistema di incentivazione
	1.1	L'incentivazione del biometano come biocarburante
	1.1.1	Certificati di Immissione in Consumo
	1.1.2	Tempistiche
	1.1.3	Soggetti contrattuali coinvolti
	1.2	Incentivazione per vendita senza destinazione specifica
	1.3	Ritiro dedicato dal GSE
	1.4	Incentivazione per cogenerazione ad alto rendimento (CAR)
Capitolo	2	Modalità di consegna del biometano
	2.1	La consegna in rete
	2.2	La consegna extra-rete
	2.2.1	Ipotesi di costo per trasporto extra-rete
	2.2.2	Requisiti minimi per fornitura a cliente extra-rete
	2.2.3	Investimenti
	2.2.4	Costi di gestione
Capitolo	3	Indicatori di fattibilità economica delle principali filiere del biometano
	3.1	Materie prime
	3.2	Tecnologie
	3.3	Parametri di riferimento
	3.4	Le filiere considerate
	3.4.1	Biometano trasportato extra-rete
	3.4.2	Biometano immesso in rete
	3.4.3	Riconversione di un impianto per la produzione di biogas
Capitolo	4	Criticità della filiera del biometano
Appendice	1	Riferimenti legislativi, regolatori e normativi
Appendice	2	La struttura della rete gas
Appendice	3	Conversioni ed equivalenze
		Glossario

Il tema, il metodo, il momento

Stefano Besseghini

Presidente e Amministratore Delegato RSE

È con soddisfazione che do il benvenuto ai lettori che si accingono ad esaminare questa nuova pubblicazione curata da RSE.

Si tratta di un lavoro che presenta a mio parere specifici motivi di interesse, per tre ordini di ragioni: per il tema trattato, per il metodo seguito, e per il momento in cui si colloca.

Il **tema**, il biometano, è quello di un vettore energetico producibile totalmente, o quasi, da fonti rinnovabili, che contribuisce quindi agli obiettivi nazionali ed europei di de-carbonizzazione, che può essere impiegato con totale libertà nei consumi domestici e industriali, e soprattutto nel settore dei trasporti su strada.

Si avvale di un'infrastruttura esistente e ben sviluppata in Italia, non impatta sulla gestione del sistema elettrico, in prospettiva sottoposto ad un certo stress dalla penetrazione delle altre fonti rinnovabili.

Può anzi assicurare un'utile risorsa alla flessibilità del sistema, qualora venga favorito un utilizzo combinato del biogas per produrre elettricità e combustibile, come auspicato nel presente documento.

Il **metodo** seguito nell'analisi del settore, nell'individuazione delle perduranti barriere e nelle proposte per il loro superamento è stato ampiamente partecipativo: sotto gli auspici e con la regia della Regione Lombardia, protagonista del settore biogas e fortemente interessata alla filiera del biometano in quanto rappresenta uno dei pilastri della propria strategia energetica, sono stati coinvolti numerosi soggetti, rappresentativi dei diversi attori della filiera stessa. Hanno partecipato ai lavori rappresentanti di enti normativi e di varie associazioni di categoria e singoli operatori, legati alle fonti rinnovabili, alle biomasse e al biogas in particolare, alla distribuzione e vendita di gas, al suo impiego veicolare, al compostaggio. Tale coinvolgimento ha consentito di esaminare a fondo le varie tematiche, ponendo a confronto dialettico le diverse posizioni, sia sul piano tecnico sia degli interessi di categoria, e consentendo di attingere a dati reali di mercato.

Il **momento** in cui il lavoro si è sviluppato, e trova il suo completa-

mento, si colloca in modo ideale, a valle del Decreto che ha aperto la strada al biometano (dicembre 2013) e delle molte azioni già portate a buon fine dai vari soggetti istituzionali (Autorità per l'Energia, GSE), in concomitanza con le fasi di consultazione che precedono la pubblicazione degli standard tecnici europei, e in prossimità di una probabile e opportuna revisione di alcuni meccanismi di incentivazione.

Mi auguro che questa pubblicazione possa costituire un utile elemento di informazione e uno stimolo alla riflessione per gli “addetti ai lavori” ma più in generale per il pubblico interessato allo sviluppo di un sistema energetico equilibrato e sostenibile.

Lombardia: un territorio con grandi potenzialità

Claudia Terzi

*Assessore all'Ambiente, Energia e Sviluppo sostenibile
della Regione Lombardia*

Sono lieta di presentare il risultato dei lavori di un Tavolo, attivato e coordinato da Regione Lombardia nel corso del 2015, per capire se e come sia economicamente sostenibile la produzione di biometano, considerate le condizioni incentivanti attualmente stabilite dal Ministero dello Sviluppo Economico.

L'importanza di questo lavoro risiede nel fatto che la Lombardia conta circa 300 impianti di produzione di biogas, quindi un territorio con grandi potenzialità di biometano; inoltre al Tavolo hanno partecipato tutti gli stakeholders impegnati nello sviluppo delle fonti rinnovabili, a cui il biometano appartiene, e direttamente interessati allo sviluppo della filiera. La composizione del Tavolo testimonia l'interesse per l'argomento e la portata dei lavori.

La Lombardia, con il PEAR, si è data per le rinnovabili l'obiettivo di produzione del 15,5% dei consumi finali lordi. Tale traguardo è più ambizioso di quello fissato dallo Stato italiano, pari all'11,3%. Finora la produzione di biogas ha goduto di un sistema di incentivazione particolarmente generoso introdotto nel 2010, la tariffa onnicomprensiva per la generazione di elettricità, ma l'utilizzo del biogas - in alternativa alla sua combustione in motori per produrre energia elettrica - per la conversione in biometano assume un interessante prospettiva, in linea con gli obiettivi del Decreto Ministeriale 5 dicembre 2013, anche per lo sviluppo tecnico e industriale della filiera.

Inoltre la produzione di biometano evidenzia aspetti di rilievo per il potenziale impatto di riduzione degli effetti climalteranti in molteplici settori produttivi: da quello agro-zootecnico a quello della valorizzazione degli scarti dell'agroindustria e dell'industria alimentare, a quello della gestione dei rifiuti solidi urbani e della depurazione delle acque reflue urbane e industriali, riempiendo di contenuti il concetto di green e circular economy e rendendo interconnesse le recenti pianificazioni ambientali ed energetiche di Regione Lombardia.

Lo studio evidenzia diverse criticità insite nella normativa statale e comunitaria di settore. Auspico pertanto che esse possano essere colmate in tempi rapidi, al fine di favorire il pieno sviluppo del bio-metano e della intera filiera produttiva.

Prefazione

Mauro Fasano

Regione Lombardia

L'economia circolare ha bisogno di fatti. Circolari si è, ad esempio, nella dimostrata capacità di cogliere l'opportunità di produrre energia da residui e scarti di lavorazioni che prendono sostanza nella nostra agricoltura, nella nostra zootecnia e nelle trasformazioni dei loro prodotti. Su questa base si sta progressivamente affermando la prospettiva del biogas e del biometano anche sul territorio del nostro Paese. In Lombardia questa prospettiva è bene inquadrata in una pianificazione di significato strategico.

Il Programma Energetico Ambientale Regionale (PEAR), approvato nel 2015 dalla Giunta regionale, focalizza la propria visione di concretezza sulla convinzione che tramite un unico principale obiettivo, il risparmio energetico, si possano centrare obiettivi ambientali fortemente interconnessi: la riduzione delle emissioni di gas climalteranti e il miglioramento della qualità dell'aria.

Il primo di questi obiettivi ambientali discende dall'obbligo sulle Fonti Energetiche Rinnovabili, il cosiddetto *Burdensharing* nazionale. Il secondo degli obiettivi ambientali è conseguente a ridurre la combustione di idrocarburi e comunque a regolamentare i processi di combustione.

In un orizzonte ben definito dai suddetti obiettivi, il cui raggiungimento prevede il concorso di tutti coloro che operano nei diversi settori interessati dalle politiche del PEAR, il Programma intende ridare slancio all'economia lombarda, in particolare per quanto riguarda il settore della green economy.

Il PEAR dispone l'attuazione di strumenti normativi e di regolazione, di semplificazione dei processi amministrativi, di sostegno finanziario e naturalmente di assistenza e accompagnamento agli Enti locali.

La Lombardia, con il PEAR, si è data per le rinnovabili uno scenario più ambizioso di quello fissato dallo Stato italiano, pari all'11,3% di copertura dei propri consumi finali con energia rinnovabile, indicando che le rinnovabili possano coprire il 15,5% dei consumi finali lordi.

L'ambizione di questo obiettivo ha bisogno del contributo di tutte le rinnovabili, tra esse anche il biogas, una fonte che, complice anche un sistema di incentivazione particolarmente generoso (la Tariffa Onnicomprensiva per la generazione di elettricità introdotta

nel 2010), ha registrato una significativa diffusione in questi ultimi anni. In Lombardia, prima regione in questo senso nel panorama nazionale, la produzione elettrica da biogas ha toccato, a fine 2013, circa 2.500 GWh prodotti (pari a circa il 35% della produzione nazionale da biogas e oltre il 4% rispetto al mix di produzione di energia elettrica a livello regionale). Gli impianti di produzione di biogas in Lombardia sono circa 300, per una potenza installata di oltre 280 MW.

Una interessante prospettiva di utilizzo del biogas, alternativa alla sua trasformazione in energia elettrica, è la sua conversione in biometano. Nella Direttiva 28/2009, il biometano derivato dalla digestione anaerobica di rifiuti urbani organici e da reflui zootecnici, viene esplicitamente definito uno dei biocarburanti con maggior capacità percentuale di riduzione di gas climalteranti (oltre l'80%) e al massimo livello tra i biocarburanti producibili con le tecnologie attualmente disponibili. Il biometano concorre quindi a far raggiungere l'obiettivo nazionale del 10% di produzione dei carburanti da fonti rinnovabili.

La promozione dell'utilizzo del biometano, oltre a vantaggi ambientali, può significare anche una leva decisiva nella strategia energetica nazionale. I benefici consistono in primis nel contributo alla riduzione del *fuelrisk*: il Paese potrebbe ridurre in modo importante le importazioni di gas, perseguendo una minor dipendenza energetica dall'estero, soprattutto dai fornitori a maggior rischio geopolitico.

Sulla base dell'attuale sviluppo del settore della produzione elettrica da biogas, in gran parte derivato da digestione anaerobica di reflui zootecnici, risaltano importanti opportunità di sviluppo per la produzione di biometano soprattutto dalla frazione organica dei rifiuti solidi urbani e dalla valorizzazione dei sottoprodotti agro-industriali.

Nei trasporti il biometano prodotto dalla FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani) può essere competitivo con il prezzo del gas naturale al distributore. Le aziende di servizi ambientali che raccolgono la FORSU possono sviluppare impianti per la produzione di biometano per alimentare le proprie flotte di automezzi.

Regione Lombardia si è fatta promotrice di un Tavolo operativo di lavoro "Biometano". Il Tavolo, formato da tutti gli stakeholders considerati fondamentali, ha lavorato per un fattivo contributo alla ricostruzione ed analisi di un quadro sulle carenze normative, nella individuazione degli elementi di criticità e di barriere non tecniche

rispetto alle quali proporre strategie di risoluzione da sottoporre all'attenzione dei Ministeri competenti (in primis Ministero dello Sviluppo Economico), nonché individuare una situazione applicativa fattibile (in termini di caso pilota) nell'ambito del quadro normativo attuale e promuoverne la realizzazione, come progetto "apripista". È nostro vivo augurio che questa iniziativa segni la prima traccia di un lungo e persistente lavoro di promozione di una filiera tecnologia italiana, efficiente e competitiva nel settore delle fonti energetiche rinnovabili.

Introduzione

Il biometano rappresenta una filiera del tutto nuova, alla quale partecipano o possono partecipare aziende agricole, aziende di raccolta o gestione rifiuti, aziende agroalimentari (come fornitori della materia prima di partenza e gestori degli impianti), società di ingegneria e di costruzione di impianti già attive nel settore del biogas o comunque dotate di competenze adatte, produttori e distributori di carburanti, aziende di trasporti, società di distribuzione e trasporto gas (come destinatari del biometano prodotto).

Di fronte a queste complessità, gli investitori, i detentori di materie prime idonee alla produzione di biogas, come anche i proprietari di impianti di biogas già esistenti interessati al biometano, hanno la necessità di individuare la strada meglio percorribile ed economicamente più interessante per realizzare un impianto e assicurare la remunerazione dell'investimento.

Questo studio intende fornire a tutti i soggetti interessati un quadro sintetico, ma completo, per meglio comprendere il funzionamento di questa nuova filiera, i suoi attori e i passi necessari per realizzare un progetto, incluse le valutazioni di massima di fattibilità economica.

Lo studio non si occupa invece della filiera di produzione del biogas, se non in relazione ai costi complessivi.

I principali riferimenti di natura legislativa, regolatoria e di normativa tecnica relativi al biometano sono elencati in Appendice 1, cui si rimanda.

Il sistema di incentivazione

L'incentivazione del biometano è disciplinata dal DM 5 dicembre 2013 e prevede tre tipologie di incentivo per il biometano immesso in rete, a seconda della sua destinazione d'uso:

- il biometano **utilizzato per i trasporti** è incentivato tramite il rilascio di Certificati di Immissione in Consumo (CIC);
- il biometano **immesso nella rete di trasporto o di distribuzione del gas naturale**, senza specifica destinazione d'uso, è incentivato con maggiorazioni rispetto al prezzo del gas naturale;
- il biometano **utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento** è incentivato con le tariffe per la produzione di energia elettrica da biogas.

Ai sensi dell'articolo 1 comma 3 del Decreto Ministeriale, la rete del gas naturale comprende:

- le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale in concessione;
- le altre reti di trasporto (reti private);
- i sistemi di trasporto mediante carri bombolai;
- i distributori di carburanti per autotrazione sia stradali sia a uso privato, compreso l'uso agricolo, anche non connessi alle reti di trasporto e distribuzione.

Secondo quanto disposto all'articolo 3, comma 6, del Decreto, il biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, senza specifica destinazione, è incentivato sulla base dei MWh immessi in rete al netto dei consumi energetici dell'impianto, determinati, ai sensi dell'articolo 53 della deliberazione dell'Autorità 46/2015/R/Gas, con misure effettive e con riferimento:

- ai consumi dell'impianto di produzione di biogas;
- ai consumi dell'impianto di gassificazione;
- ai consumi dell'impianto di purificazione o upgrading;
- ai consumi relativi alla compressione e immissione in rete.

Queste detrazioni non si applicano invece per il calcolo delle quantità ammesse agli incentivi nel caso della destinazione ai trasporti, come pure nel caso di vendita diretta a un cliente finale senza l'immissione in reti di trasporto o di distribuzione.

Ai sensi dell'articolo 8, comma 8, del citato Decreto Ministeriale, *“ferma restando la durata di incentivazione inizialmente fissata, al sog-*

getto produttore è concessa la possibilità, nel corso della vita dell'impianto e comunque per non più di tre volte, di optare per un meccanismo di incentivazione, di cui al presente decreto, diverso da quello precedentemente prescelto...".

1.1

L'incentivazione del biometano come biocarburante

L'articolo 4 del Decreto prevede il rilascio dei CIC per un periodo di 20 anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto di erogazione del biometano.

Il comma 2 indica che il produttore di biometano stipula con il soggetto che immette in consumo il biocarburante un contratto bilaterale di fornitura che indica: la quota parte del CIC che il soggetto che immette in consumo riconosce al produttore di biometano e la durata della fornitura. Nel seguito vengono illustrati i principali contenuti della normativa.

1.1.1

Certificati di Immissione in Consumo

Sono il meccanismo, introdotto con il DL MPAAF 110 del 29 aprile 2008, per regolare l'adempimento agli obblighi di miscelazione di quote minime di biocarburanti da parte dei "soggetti obbligati", fornitori di benzina e gasolio. La normativa è stata successivamente aggiornata con il DM del 10 ottobre 2014, del Ministero dello Sviluppo Economico.

I Soggetti Obbligati (SO) - una cinquantina di aziende che commercializzano carburanti sul mercato italiano - sono tenuti, ogni anno, ad immettere in consumo una quota di biocarburanti sostenibili, in quantità proporzionale ai carburanti fossili immessi in consumo. Ai soggetti obbligati che immettono in consumo biocarburanti sono rilasciati i Certificati di Immissione in Consumo (CIC), in funzione del contenuto energetico dei biocarburanti sostenibili immessi in consumo e della loro tipologia. Il controllo del possesso di Certificati corrispondenti al quantitativo energetico dei biocarburanti costi-

Il sistema di incentivazione

tuenti la quota d'obbligo di miscelazione, desunta dalla percentuale d'obbligo applicata al totale dei carburanti immessi al consumo, sostituisce il controllo della quantità fisica di biocarburanti effettivamente immessi.

Il quantitativo di biocarburanti, espresso in Gcal, da immettere è dato dalla percentuale minima fissata per l'anno di riferimento, moltiplicata per la sommatoria dei quantitativi in Gcal di gasolio e di benzina immessi al consumo, secondo la seguente formula:

$$\mathbf{Bio} = \mathbf{Q\%} \times [(\mathbf{Pb} \times \mathbf{Xb}) + (\mathbf{Pg} \times \mathbf{Yg})]$$

dove **Bio** è il quantitativo di biocarburanti, espresso in Gcal, da immettere in consumo in un determinato anno;

Q% è la quota minima di biocarburanti, espressa in percentuale, da immettere nell'anno considerato;

Pb è il potere calorifico inferiore della benzina espresso in Gcal/t;

Xb è il quantitativo di benzina espresso in tonnellate immesso in consumo nell'anno precedente;

Pg è il potere calorifico inferiore del gasolio espresso in Gcal/t;

Yg il quantitativo di gasolio espresso in tonnellate immesso in consumo nell'anno precedente.

Le quote d'obbligo aumentano con la seguente cadenza:

- 5% nel 2015;
- 5,5% nel 2016;
- 6,5% nel 2017;
- 7,5% nel 2018 (di cui almeno l'1,2% di biocarburanti definiti "avanzati" come da articolo 2 comma 1 lettera c) del DM 10 ottobre 2014, ottenuti cioè da materie prime di scarto o comunque non alimentari, ivi compreso il biometano);
- 9% nel 2019 (almeno l'1,2% avanzati);
- 10% nel 2020 e 2021 (almeno l'1,6% avanzati);
- 10% (almeno il 2% avanzati) nel 2022.

Nel caso di violazione dell'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale la quota minima complessiva di biocarburanti o la quota minima di biocarburanti avanzati stabilite dal Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 10 ottobre 2014 si applica, per ciascuna delle due violazioni, una sanzione pecuniaria di 750 euro per ogni certificato di immissione in consumo di cui all'articolo

6 e 7 del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 10 ottobre 2014, mancante nell'anno di riferimento.

La sanzione prevista, comminata per un anno, non estingue l'obbligo di immissione dei biocarburanti che l'ha generata e l'obbligo inevaso è riportato in capo allo stesso soggetto obbligato per l'anno successivo, in aggiunta a quello derivante dall'obbligo relativo allo stesso anno.

I Certificati, a prescindere dalla tipologia, hanno un valore unitario di 10 Gcal, corrispondente a 0,973 t di gasolio e 0,966 t di benzina.

Ai biocarburanti immessi al consumo viene rilasciato un certificato ogni 10 Gcal (CIC 10). Ai carburanti cosiddetti di "seconda generazione", prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti, materie di origine non alimentare (incluse le materie cellulosiche e le materie ligno-cellulosiche) e da alghe, è rilasciato un certificato ogni 5 Gcal (CIC 5). Sono aboliti i cosiddetti "certificati premiali" (CIC 8), precedentemente rilasciati per biocarburanti provenienti da coltivazioni nell'Unione Europea o immessi al consumo fuori dalla rete di distribuzione, che ricevevano un certificato ogni 8 Gcal.

È stato eliminato il limite di impiego per i certificati ottenuti in *double-counting* (CIC 5), precedentemente imposto al 20% dal DL 28/2011. L'immissione in consumo di benzina e gasolio è desunta dal verificarsi dei presupposti per il pagamento dell'accisa.

Gli scambi dei certificati devono essere registrati sul portale informatico del GSE, indicando quantità, tipologia e anno di emissione dei certificati stessi.

1.1.2

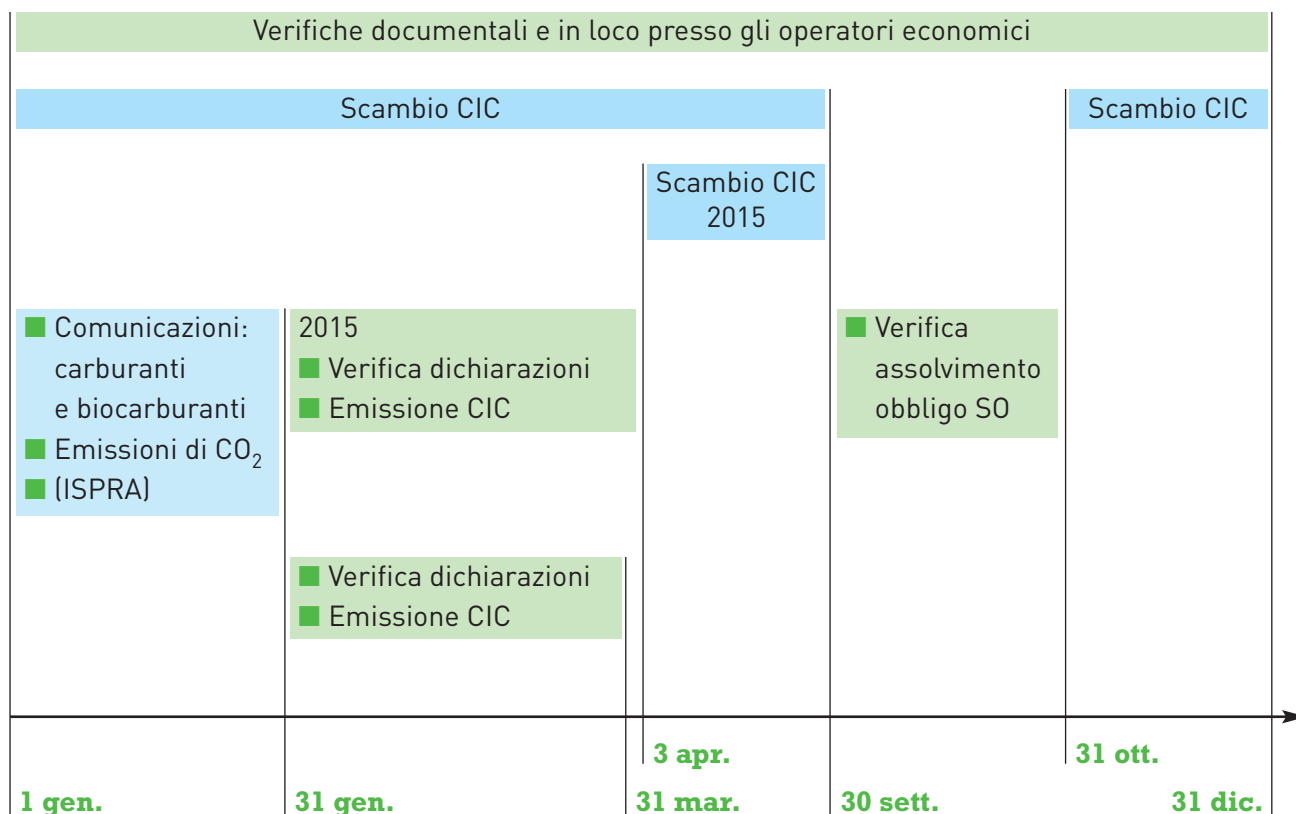
Tempistiche

Le tempistiche del processo di emissione, scambio e verifica dei CIC sono state modificate, con il DM 10 ottobre 2014, rispetto alla procedura precedente, che abbracciava un periodo di 3 anni, portando il ciclo a 2 anni (a cui va aggiunto un ulteriore anno in caso di debito sanabile nell'anno successivo).

Entro il 31 gennaio di ciascun anno, i soggetti obbligati comunicano al GSE i quantitativi complessivi, espressi in Gcal, di benzina, gasolio e separatamente di biocarburanti e di biocarburanti avanzati, immessi in consumo nell'anno precedente.

I CIC vengono rilasciati in base alla verifica delle immissioni al con-

SINTESI DEL PROCESSO DI GESTIONE DELL'OBBLIGO



Anno di immissione in consumo dei biocarburanti ai fini dell'obbligo	Anno di verifica dell'obbligo	Soglia di sanzionabilità	Quota massima certificati rinviabili all'anno successivo
2014	2015		
2015	2016	75%	25%
2016	2017		
2017	2018	80%	20%
2018	2019		
Dal 2019 in poi	Dal 2020 in poi	95%	5%

sumo di biocarburanti dell'anno precedente, rispetto al relativo obbligo, entro il 31 marzo di ogni anno e possono essere scambiati fino al 31 dicembre dell'anno successivo, al cui termine vengono annullati. Per i SO esiste una soglia di sanzionabilità e, conseguentemente, una quota di certificati che possono essere trasportati sull'anno successivo, decrescente sino al 2018.

1.1.3

Soggetti contrattuali coinvolti

I CIC sono attualmente rilasciati unicamente ai SO, in quanto soggetti all'obbligo di messa al consumo di biocarburanti.

Relativamente al biometano, i SO possono dunque acquisire i CIC secondo le seguenti due modalità alternative:

- **acquistando direttamente** partite di biometano e mettendole in consumo;

- **stipulando dei contratti bilaterali** con soggetti non obbligati che mettano direttamente in consumo quantitativi di biometano.

A seguito delle novità introdotte dalle Leggi 9/2014 (“Destinazione Italia”) e 116/2014, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il Decreto 10 ottobre 2014, che aggiorna le condizioni, i criteri e le modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti e stabilisce le quote di biocarburanti da immettere obbligatoriamente in consumo per gli anni successivi al 2015, introducendo anche una quota minima destinata ai biocarburanti avanzati.

Per la prima volta in Europa viene quindi introdotta una forma di premialità per le tipologie di biocarburante di nuova generazione, maggiormente efficienti, che derivano da materie prime non alimentari o che valorizzano rifiuti, residui e sottoprodotti. In questo ambito, anche al biometano prodotto a partire dalle matrici previste dal Decreto viene riconosciuto lo status di biocarburante avanzato, che quindi potrà contribuire al conseguimento del target specifico introdotto a partire al 2018.

Il citato Decreto, infatti, introduce la definizione di biocarburanti avanzati: *biocarburanti e altri carburanti prodotti esclusivamente a partire dalle materie prime elencate nell'allegato 3 parte A ad esclusione delle materie prime elencate nell'allegato 3 parte B.*

L'allegato 3 parte A include un'ampia gamma di materie prime, fra cui alghe, rifiuti urbani non differenziati, FORSU, scarti dell'industria agroalimentare, concime animale, fanghi di depurazione; tutte materie prime idonee alla produzione di biogas e di conseguenza di biometano.

1.2

Incentivazione per vendita senza destinazione specifica

I soggetti produttori possono vendere il biometano immettendolo nella rete di trasporto o distribuzione del gas naturale, eventualmente con l'ausilio di carri bombolai qualora l'impianto di produzione non sia fisicamente connesso alla rete di trasporto o di distribuzione.

Ai sensi del DM 5 dicembre 2013, l'immissione in rete del biometano senza uno specifico utilizzo nei trasporti o nella cogenerazione ad alto rendimento è indicata come senza specifica destinazione finale di utilizzo.

L'ammontare degli incentivi e la stessa ammissibilità ad usufruirne sono condizionati sia dalla taglia dell'impianto sia dalla tipologia di biomasse impiegate per produrre il biogas grezzo.

L'incentivo, secondo quanto definito all'articolo 3 comma 1 del Decreto è pari alla differenza tra il doppio del prezzo medio annuale del gas naturale, riscontrato nel 2012 sul mercato del bilanciamento del gas naturale, gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), e il prezzo medio mensile del gas naturale nel medesimo mercato, riscontrato in ciascun mese di immissione del biometano in rete. I valori si intendono espressi in €/MWh.

L'incentivo definito come sopra è direttamente applicabile nel caso di impianti con capacità produttiva, intesa come valore di targa nominale, da 501 a 1.000 Sm³/h (standard metri cubi ora) di biometano, valori estremi inclusi.

Piccoli impianti con capacità produttiva fino a 500 Sm³/h inclusi beneficiano infatti di un incentivo maggiorato del 10%, mentre i grandi impianti con capacità superiori a 1.000 Sm³/h beneficiano di un incentivo ridotto del 10%.

SI RIEPILOGANO LE TRE CASISTICHE DESCRITTE

taglia dell'impianto	incentivo
capacità produttiva ≤ 500 Sm ³ /h	$1,1 \times [2 \times P_{\text{medio}}_{\text{amb2012}} - P_{\text{medio}}_{\text{mmb(mese immissione)}}]$
$501 \text{ Sm}^3/\text{h} \leq \text{capacità produttiva} \leq 1.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$	$2 \times P_{\text{medio}}_{\text{amb2012}} - P_{\text{medio}}_{\text{mmb(mese immissione)}}$
capacità produttiva ≥ 1.001 Sm ³ /h	$0,9 \times [2 \times P_{\text{medio}}_{\text{amb2012}} - P_{\text{medio}}_{\text{mmb(mese immissione)}}]$

$P_{\text{medio}}_{\text{amb2012}}$: prezzo medio annuale del gas naturale, riscontrato nel 2012 sul mercato del bilanciamento del gas naturale.

$P_{\text{medio}}_{\text{mmb(mese immissione)}}$: prezzo medio mensile del gas naturale, riscontrato in un dato mese di immissione del biometano sul mercato del bilanciamento del gas naturale.

La tipologia di biomassa utilizzata per la produzione del biogas grezzo va ad impattare sia sull'ammontare sia sull'ammissibilità stessa dell'incentivo.

Il legislatore non ha imposto alcuna prescrizione vincolante sulle biomasse che alimentano i piccoli impianti, con capacità produttiva fino a 250 Sm³/h di biometano. Per contro, al di sopra di questa soglia, il biometano è incentivato solo a condizione che almeno il 50% in peso della biomassa utilizzata per la produzione del biogas grezzo sia costituita da sottoprodotti, così come definiti nella tabella 1 A del DM 6 luglio 2012, o rifiuti. Nel caso in cui il biogas sia prodotto esclusivamente a partire dai suddetti sottoprodotti e da rifiuti, l'incentivo, comprendente l'eventuale maggiorazione o riduzione del 10% per effetto della taglia nominale dell'impianto, è incrementato del 50%.

A titolo di esempio si riporta una tabella con il calcolo degli incentivi e della tariffa riconosciuti nel febbraio 2015 ad un ipotetico impianto di biometano con capacità produttiva di 300 Sm³/h che avesse fatto uso esclusivamente di sottoprodotti di cui alla tabella 1 A del DM 6 luglio 2012 e rifiuti (articolo 3 comma 5 del DM 5/12/2013).

ESEMPIO DI CALCOLO DEGLI INCENTIVI E DELLA TARIFFA RICONOSCIUTA PER IMMISSIONE IN RETE SENZA SPECIFICA DESTINAZIONE D'USO NEL FEBBRAIO 2015 PER IMPIANTO DA 300 Sm³/h AVENTE DIRITTO ANCHE ALL'INCREMENTO PER SOTTOPRODOTTI E RIFIUTI¹

$P_{medio_{amb2012}}$	28,52 €/MWh
$P_{medio_{mmb(febrbraio\ 2015)}}$	24,81 €/MWh
Incentivo (articolo 3 comma 1 DM Biometano) ($2 \times P_{medio_{amb2012}} - P_{medio_{mmb(febrbraio\ 2015)}}$)	$(2 \times 28,52 - 24,81) \text{ €/MWh} = 32,23 \text{ €/MWh}$
Incremento per portata < 500 (+10%)	$32,23 \text{ €/MWh} \times 1,1 = 35,43 \text{ €/MWh}$
Incremento per sottoprodotti (+50%) = incentivo GSE	$35,43 \text{ €/MWh} \times 1,5 = 53,18 \text{ €/MWh}$

$P_{medio_{amb2012}}$:	prezzo medio annuale del gas naturale, riscontrato nel 2012 sul mercato del bilanciamento del gas naturale.
$P_{medio_{mmb(febrbraio\ 2015)}}$:	prezzo medio mensile del gas naturale, riscontrato nel febbraio 2015 sul mercato del bilanciamento del gas naturale.

Si ricorda che in questo caso il biometano resta nella disponibilità del produttore, pertanto i valori riportati in tabella corrispondono ad una tariffa incentivante a cui, per determinare il ricavo complessivo del produttore, va sommato il prezzo di cessione.

¹ Fonte: W. Da Riz e E. Peruzzi, Le procedure applicative del GSE del DM 5 dicembre 2013, Il decollo del biometano in Italia, MICO - Milano Congressi, 8 aprile 2015]

In linea di principio si può assumere che tale prezzo sia prossimo al valore di mercato; ad esempio, il dato medio di febbraio 2015 è quello riportato nella seconda riga della tabella. Nell'ipotesi di maggiorazione massima si avrebbe un ricavo complessivo di circa 75 €/MWh. L'erogazione dell'incentivo avviene da parte del GSE sulla base della misura della quantità di gas immesso in rete, espressa in MWh, certificata e trasmessa al GSE, al netto dei consumi energetici dell'impianto di produzione, individuati questi ultimi con modalità stabilite dall'AEEGSI ogni anno. Le modalità di misurazione e di calcolo dei quantitativi incentivabili sono specificate negli articoli 31, 32, 33, 36 e 53 della Delibera 46/2015/R/Gas dell'AEEGSI.

La Delibera 46/2015/R/Gas stabilisce, all'articolo 31, che la quantità di biometano ammessa agli incentivi considera il potere calorifico inferiore del biometano, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 44 del Decreto 26 aprile 2010. L'articolo 32 conferma che la determinazione delle quantità ammesse all'incentivo è effettuata di norma con riferimento a periodi di durata mensile.

L'immissione in rete può avvenire direttamente o mediante uso di carri bombolai per coprire la distanza tra impianto di produzione e punto di immissione.

Nel primo caso, articolo 33 della Delibera 46/2015/R/Gas, la quantità ammessa all'incentivo è quella determinata sulla base dei dati rilevati dai sistemi di misura nel punto di immissione in rete. Nel secondo caso, articolo 36 della Delibera 46/2015/R/Gas, la quantità ammessa all'incentivo sarà invece il valore minimo tra:

- a) la quantità determinata sulla base dei dati di misura rilevati nei pressi del punto predisposto per il carico dei carri bombolai;
- b) la quantità determinata sulla base dei dati rilevati dai sistemi di misura nel punto di immissione in rete.

In entrambi i casi andranno sottratti i MWh fisici consumati nello stesso intervallo temporale come ausiliari per la produzione del biometano. Per le modalità di determinazione dei consumi energetici si fa riferimento all'articolo 53 della Delibera 46/2015/R/Gas, che fissa il perimetro rilevante includendovi:

- i) i consumi dell'impianto di produzione del biogas;
- ii) i consumi dell'eventuale impianto di gassificazione;
- iii) i consumi dell'impianto di purificazione o upgrading;
- iv) i consumi dell'eventuale impianto di compressione ai fini dell'immissione in rete.

La Delibera 46/2015/R/Gas stabilisce altresì che questi consumi siano determinati sulla base di misure effettive.

1.3

Ritiro dedicato dal GSE

È definito ritiro dedicato, ai sensi dell'articolo 3 comma 3 del DM 5 dicembre 2013, il ritiro da parte del GSE del biometano prodotto, in alternativa alla vendita diretta sul mercato. Questa opzione esercitabile dal produttore di biometano è consentita agli impianti con capacità produttiva inferiore o uguale a 500 Sm³/h.

Le procedure, gli obblighi di tutte le parti coinvolte (produttore di biometano, responsabile di bilanciamento, imprese di trasporto e distribuzione e GSE) e le modalità di copertura delle risorse necessarie al GSE sono state definite dalla Delibera dell'Autorità AEEGSI 210/2015/R/Gas, con riferimento anche a quanto stabilito dalla precedente delibera AEEGSI 208/2015/R/Gas.

L'obiettivo dichiarato dell'Autorità nella formulazione di tali deliberazioni è di definire per il ritiro dedicato una disciplina affine a quella esistente per il settore elettrico, stabilendo che il GSE sia tenuto a vendere i quantitativi acquistati dai produttori a condizioni di mercato.

Secondo la deliberazione AEEGSI 210/2015/R/Gas i produttori che intendono avvalersi dell'opzione del ritiro dedicato dovranno richiedere al GSE il ritiro dell'intera produzione, al netto di eventuali autoconsumi. Non sarà quindi possibile cedere la produzione di biometano in parte sul mercato e in parte al GSE.

I produttori che non intendono avvalersi del ritiro dedicato e tutti quelli che non possiedono i requisiti richiesti per accedere a questa opzione (impianti con produzione oraria nominale superiore a 500 Sm³/h), dovranno invece vendere direttamente o indirettamente il biometano ad un utente di bilanciamento alle condizioni definite nei singoli contratti.

Le modalità con cui è incentivato il biometano ritirato dal GSE sono trattate nell'articolo 3 comma 3 del DM 5 dicembre 2013. Il soggetto produttore invia apposita richiesta di stipula del contratto al GSE che definisce uno standard di contratto; il GSE vende il biometano ritirato sul mercato del gas naturale, previa abilitazione ad operare al punto di scambio virtuale. Il punto di scambio virtuale (PSV), definito dalla Delibera AEEGSI 22/04, è un hub virtuale in cui è possibile

effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella Rete Nazionale di Gasdotti (RNG). Lo scopo del PSV è quello di fornire agli utenti un punto d'incontro tra domanda e offerta, in cui effettuare transazioni bilaterali *over-the-counter* (OTC) di gas naturale su base giornaliera. I commi 1, 4 e 5 dell'articolo 3 del DM 5 dicembre 2013 individuano una tariffa fissa, pari al doppio del prezzo medio annuale del gas naturale riscontrato nel 2012 nel mercato di bilanciamento del gas naturale, cui andranno ad aggiungersi le possibili ulteriori maggiorazioni previste dal DM. Il prezzo medio riscontrato nel 2012 è stato pari a 28,52 €/MWh, quindi GSE riconoscerà di base 57,04 €/MWh. Il comma 4 riconosce una maggiorazione del 10% agli impianti con capacità produttiva fino a 500 Sm³/h, mentre non riconosce maggiorazione per gli impianti con capacità produttiva compresa tra 501 Sm³/h e 1.000 Sm³/h, e prevede una riduzione della tariffa del 10% per gli impianti con capacità produttiva oltre i 1.000 Sm³/h di biometano. Il comma 5 riconosce una maggiorazione del 50% rispetto alle variazioni previste dal comma 4 nel caso il biometano sia prodotto esclusivamente a partire da sottoprodotti come definiti nella Tabella 1A del Decreto 6 luglio 2012.

ESEMPIO DI CALCOLO DEGLI INCENTIVI E DELLA TARIFFA RICONOSCIUTA PER IL RITIRO DEDICATO NEL FEBBRAIO 2015 PER IMPIANTO DA 300 Sm³/h CHE UTILIZZI ESCLUSIVAMENTE SOTTOPRODOTTI DI CUI ALLA TABELLA 1 A DEL DM 6 LUGLIO 2012 E RIFIUTI (ARTICOLO 3 COMMA 5)²

Pmedio _{amb2012}	28,52 €/MWh
Pmedio _{mmb(febraio 2015)}	24,81 €/MWh
Incentivo (articolo 3 comma 1 DM 5 dicembre 2013) (2xPmedio _{amb2012} - Pmedio _{mmb(febraio 2015)})	(2x28,52 - 24,81) €/MWh = 32,23 €/MWh
Incremento per portata < 500 (+10%)	32,23 €/MWh x 1,1 = 35,43 €/MWh
Incremento per sottoprodotti (+50%)	35,43 €/MWh x 1,5 = 53,18 €/MWh
Totale maggiorazione	(53,18 - 32,23) €/MWh = 20,95 €/MWh
Tariffa ritiro dedicato GSE (2xPmedio _{amb2012} + maggiorazione)	(2x28,52 + 20,95) €/MWh = 77,99 €/MWh

Pmedio_{amb2012}: prezzo medio annuale del gas naturale, riscontrato nel 2012 sul mercato del bilanciamento del gas naturale.
Pmedio_{mmb(febraio 2015)}: prezzo medio mensile del gas naturale, riscontrato nel febbraio 2015 sul mercato del bilanciamento del gas naturale.

² Fonte: W. Da Riz e E. Peruzzi, Le procedure applicative del GSE del DM 5 dicembre 2013, Il decollo del biometano in Italia, MICO - Milano Congressi, 8 aprile 2015

La delibera AEEGSI pone in capo al GSE l'obbligo di predisporre un portale informatico dedicato e tutti gli strumenti necessari all'attuazione delle disposizioni. In particolare, il GSE dovrà predisporre un modello di istanza per la richiesta di ritiro dedicato da parte del produttore, lo schema di convenzione con il produttore, le tempistiche per la richiesta e la comunicazione degli esiti della stessa e gli strumenti di comunicazione idonei a garantire la fruizione e riutilizzabilità dei dati. Il GSE potrà effettuare verifiche sugli impianti che si avvalgono del ritiro dedicato ed è tenuto ad informare l'AEEGSI sull'esito delle stesse.

1.4

Incentivazione per cogenerazione ad alto rendimento (CAR)

Le modalità di incentivazione sono differenti nel caso di destinazione d'uso per cogenerazione ad alto rendimento.

In questo caso il biometano non viene incentivato direttamente, ma attraverso il riconoscimento delle tariffe per la produzione di energia elettrica da biogas, secondo modalità e condizioni definite a suo tempo dal Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 6 luglio 2012.

Il DM 5 dicembre 2013 e la successiva Delibera AEEGSI 46/2015/R/Gas si sono, in questo caso, limitati a definire alcuni passaggi specifici relativi ai contratti e alla determinazione dei quantitativi di biometano ammissibili all'incentivazione.

Il produttore di biometano dovrà stipulare un contratto bilaterale di fornitura con il gestore dell'impianto CAR, specificando in particolare la durata della fornitura, e inviarne copia al GSE. Il produttore di biometano ha anche l'obbligo di inviare periodicamente al GSE tutti i dati, in MWh, della quantità di biometano immesso nella rete del gas, anche eventualmente con l'ausilio di carri bombolai. Sarà invece il gestore dell'impianto CAR, che utilizza il biometano, a ricevere dal GSE gli incentivi sotto forma di tariffa riconosciuta per i MWh elettrici immessi nella rete elettrica, misurati e comunicati al GSE stesso.

Questo approccio comporta alcune significative differenze rispetto al caso di incentivazione del biometano immesso in rete senza destinazione d'uso o al caso del ritiro dedicato. Nell'utilizzo per CAR il prezzo del biometano riconosciuto al produttore non è facilmente

stimabile a priori, in quanto dipende dalla trattativa privata condotta con il gestore dell'impianto cogenerativo, a meno ovviamente che i due soggetti, produttore del biometano e gestore dell'impianto, non coincidano.

In secondo luogo, l'incentivo è modulato non dalla capacità nominale dell'impianto di produzione di biometano, ma dalla taglia dell'impianto CAR, secondo i criteri fissati dal Decreto 6 luglio 2012. Lo stesso avviene per le biomasse impiegate per produrre il biogas grezzo, che vanno parimenti a modulare la tariffa del MWh elettrico riconosciuto dal GSE sulla base di quanto già stabilito dai commi 4 e 5 dell'articolo 8 (*Disposizioni specifiche per gli impianti alimentati da biomassa, biogas, e bioliquidi sostenibili*) del Decreto 6 luglio 2012.

A tale proposito va sottolineato che il legislatore, all'articolo 5 comma 4 del DM 5 dicembre 2013, ha stabilito che per impianti CAR alimentati a biometano non vale l'articolo 26 del Decreto 6 luglio 2012, che riconosce un premio per l'assetto cogenerativo incrementato di 30 €/MWh nel caso di impianti CAR alimentati da biogas che prevedano il recupero dell'azoto dalle sostanze trattate con la finalità di produrre fertilizzanti.

Il produttore di biometano destinato a impianti CAR avrà a disposizione differenti opzioni per il trasporto fisico del gas.

Potrà immetterlo direttamente nella rete di trasporto o distribuzione secondo le modalità previste dall'articolo 2 del DM 5 dicembre 2013 e con quantità ammesse all'incentivo pari al minimo delle seguenti determinazioni:

- a) la quantità determinata sulla base dei dati rilevati dai sistemi di misura nel punto di immissione in rete;
- b) la quantità prelevata dalla rete di trasporto o distribuzione del gas naturale nel sito di consumo, al netto dei consumi effettuati nel medesimo sito per usi diversi rispetto alle fattispecie incentivate ai sensi del Decreto Biometano;
- c) la quantità riportata nei contratti bilaterali con il gestore dell'impianto CAR.

Le modalità di misurazione dei quantitativi di biometano ammissibili sono definite negli articoli 34 e 35 della Delibera 46/2015/R/Gas. Nel caso invece di impianti di produzione di biometano con connessione diretta al sito di consumo del biometano, la quantità ammessa all'incentivo è determinata sulla base dei dati rilevati dai sistemi di misura nel punto di connessione dell'impianto di produ-

zione con l'impianto CAR, al netto dei consumi effettuati nel medesimo sito per usi diversi rispetto alle fattispecie incentivate ai sensi del DM 5 dicembre 2013.

In alternativa il produttore di biometano potrà altresì avvalersi dell'opzione di utilizzo dei carri bombolai per l'immissione in rete. L'articolo 37 della Delibera 46/2015/R/Gas stabilisce che la quantità ammessa all'incentivo è determinata come minimo tra:

- a) la quantità determinata sulla base dei dati di misura rilevati nei pressi del punto predisposto per il carico dei carri bombolai;
- b) la quantità determinata sulla base dei dati rilevati dai sistemi di misura nel punto di immissione in rete;
- c) la quantità riportata nel contratto bilaterale con il gestore dell'impianto CAR.

Infine il produttore di biometano potrà utilizzare i carri bombolai per il trasporto senza immettere il biometano nella rete di trasporto o distribuzione. Quest'ultimo caso è trattato dall'articolo 39 della Delibera 46/2015/R/Gas che stabilisce che la quantità di biometano ammessa all'incentivo è determinata come minimo tra:

- a) la quantità determinata sulla base dei dati rilevati dal sistema di misura ubicato nei pressi del punto predisposto per il carico dei carri bombolai;
- b) la quantità prelevata dalla rete nel sito di consumo, al netto dei consumi effettuati nel medesimo sito per usi diversi rispetto alle fattispecie incentivate ai sensi del medesimo Decreto;
- c) la quantità riportata nei contratti bilaterali con il gestore dell'impianto CAR.

Ad integrazione di quanto stabilito nel Decreto 6 luglio 2012 in tema di consumi degli ausiliari, il DM 5 dicembre 2013 e la Delibera 46/2015/R/Gas dell'AEEGSI stabiliscono la detrazione dei consumi energetici dell'impianto di produzione di biometano.

In particolare l'articolo 53 della Delibera 46/2015/R/Gas stabilisce che i consumi energetici sono determinati sulla base di misure effettive riferite a:

- i) l'impianto di produzione del biogas;
- ii) l'impianto di gassificazione;
- iii) l'impianto di purificazione o upgrading;
- iv) l'eventuale impianto di compressione ai fini dell'immissione in rete.

Il sistema di incentivazione

Soggetti coinvolti

Si riassumono di seguito i principali soggetti coinvolti nelle diverse opzioni di utilizzo del biometano.

Soggetto	Ruolo	Filiera di intervento
Produttore	Proprietario/esercente impianto di produzione del biometano	Tutti i casi
Gestore di rete	Operatore del trasporto del GN ai clienti finali attraverso le reti di gasdotti locali (ha anche compiti di manutenzione e di gestione della rete fisica)	Tranne extra-rete
Gestore della rete di trasporto	Operatore del trasporto del gas dal luogo di produzione o dai campi di stoccaggio fino alla rete di distribuzione locale attraverso la rete di gasdotti (pipeline di grande diametro ad alta e media pressione)	Rete, casi 2 e 3
Shipper	Produttori, importatori o acquirenti (da produttori nazionali o da altri shipper) di GN per rivenderlo ai clienti finali diretti (industrie e centrali termoelettriche) e/o ad altri operatori che vendono al dettaglio ai clienti finali indiretti. Gli shipper sono soggetti commerciali utenti delle reti di trasporto nazionale e regionale e della rete di stoccaggio (trasporto del GN dai punti di ingresso nella rete nazionale e modulazione ai punti di consegna)	Rete, casi 1, 2, 3
Trader	Venditori del GN al dettaglio a clienti finali, in ragione di proprie disponibilità di GN a seguito di contratti conclusi con gli shipper. I trader sono soggetti commerciali utenti delle reti di distribuzione locale (trasporto del GN dai punti di consegna ai punti di fornitura dei clienti finali)	Rete, casi 1, 2, 3
Cliente finale	Utilizzatore del GN per applicazioni in locali adibiti ad abitazioni o locali pertinenti all'abitazione (studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage), oppure per usi diversi da quelli pertinenti all'uso abitativo	Tutti i casi
Soggetto obbligato	Soggetto obbligato all'immissione di biocarburanti è l'operatore per il quale si verificano i presupposti per il pagamento dell'accisa sulla benzina e il gasolio immessi in consumo nel territorio nazionale	Acquirente di soli CIC, in caso di vendita diretta dal produttore a cliente finale; di biometano nei casi di immissione in rete, casi 1, 2, 3
Operatore CAR	Titolare di un impianto CAR	Acquirente di biometano, tramite rete, casi 1, 2, 3 o extra-rete

FIGURA 1**SOGGETTI COINVOLTI NELLA FORNITURA DEL BIOMETANO**

La Figura 1 rende l'idea della complessità della filiera, caratterizzata, in particolare, dall'*unbundling*, ossia dalla separazione della proprietà della rete da quella del gas, intervenuto per effetto del DLGS 93/2011, a sua volta in attuazione della Direttiva europea 2009/73/CE.

Per i ruoli dei vari soggetti della filiera, si rimanda al Glossario, inserito alla fine del presente documento.

Il documento del GSE, che definisce le procedure applicative per l'incentivazione del biometano, presenta anche lo schema nella Figura 2, che sintetizza le modalità con cui il biometano può essere fornito dal produttore con destinazione al mercato dell'autotrazione e su chi sarà titolare dei CIC.

FIGURA 2

**POTENZIALI BENEFICIARI DEI CERTIFICATI
DI IMMISSIONE IN CONSUMO (CIC)**

Impianto di produzione	Mezzo di trasporto del biometano	Impianto di distribuzione per autotrazione (proprietario)	Beneficiario dei CIC (soggetto obbligato al pagamento dell'accisa)	Contratti previsti	Titolarità del Conto Proprietà BIOCAR
Produttore	Rete di trasporto e distribuzione del gas naturale (immissione in rete anche tramite carro bombolaio)	Distributore stradale di gas naturale	Utente trasporto/venditore al dettaglio che rifornisce il distributore stradale di gas naturale	1) Contratto bilaterale tra produttore e utente del trasporto/trader con % di ripartizione dei CIC; 2) Contratto di fornitura tra utente del trasporto/trader e distributore stradale di gas metano	- Produttore - Utente del trasporto/ venditore al dettaglio
Produttore	Rete privata	Produttore	Produttore	-	Produttore
Produttore	Carro bombolaio	Produttore	Produttore	-	Produttore
Produttore	Rete privata	Distributore stradale di gas naturale	Produttore	Contratto di fornitura tra produttore e distributore stradale di gas metano	Produttore
Produttore	Carro bombolaio	Distributore stradale di gas naturale	Produttore	Contratto di fornitura tra produttore e distributore stradale di gas metano	Produttore

Modalità di consegna del biometano

2.1

La consegna in rete

In base alla delibera AEEGSI, l'immissione di biometano da parte del produttore può avvenire sia nelle reti di trasporto sia in quelle di distribuzione. Per una sommaria descrizione della struttura della rete gas italiana e dei ruoli dei vari soggetti coinvolti si rimanda all'Appendice 2.

La decisione se immettere il biometano in una rete di trasporto o in una rete di distribuzione dipende da diverse considerazioni, in primo luogo dalla dislocazione dell'impianto di produzione e dalla sua taglia.

In termini generali, si possono fare le seguenti considerazioni:

TABELLA 1

CLASSIFICAZIONE DELLE CONDOTTE CONVOGLIANTI GAS NATURALE

	Rete di trasporto	Rete di distribuzione
Pro	Poco sensibile a variazioni di portata e pressione. Non richiede odorizzazione.	Vicina. Basso costo connessione.
Contro	Distante (tranne eccezioni). Costosa. Cabina REMI. Fideiussioni a garanzia bilanciamento. Lunghi tempi di connessione.	Richiede odorizzazione. Limiti nelle portate e nella flessibilità. Variazioni inverno/estate. Inefficienza energetica per riduzione pressione.

Nel documento di consultazione dell'AEEGSI 498/2014/R/Gas viene specificato che "l'Autorità ritiene opportuno che per le immissioni nella rete di trasporto si applichino le medesime condizioni previste per le produzioni nazionali di gas metano" e che "pertanto, verrà individuato un punto di entrata alla rete nazionale per ciascun impianto".

"L'attività di trasporto del gas naturale è un servizio integrato che consiste nella messa a disposizione della capacità di trasporto, nonché nel trasporto del gas consegnato a Snam Rete Gas presso i punti di entrata della rete nazionale di gasdotti (situati in connessione con le linee di importazione dalla Russia, dal Nord Europa e dal Nord Africa, con gli impianti di rigassificazione e con i centri di produzione e di stoccaggio dislocati in Italia) fino ai punti di riconsegna della rete regionale (connessi alle reti di distribuzione locale e alle

grandi utenze industriali e termoelettriche) dove il gas viene riconsegnato agli utilizzatori del servizio (Utenti)”.³

Il gas naturale immesso nella rete nazionale proviene dalle importazioni e, in minor quantità, dalla produzione nazionale. Il gas proveniente dall'estero viene immesso nella rete nazionale attraverso otto punti di entrata, in corrispondenza delle interconnessioni con i metanodotti di importazione (Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Gela) e dei terminali di rigassificazione GNL (Panigaglia, Cavarzere e Livorno).

Il gas di produzione nazionale viene immesso nella rete in corrispondenza dei 53 punti di entrata dai campi di produzione o dai loro centri di raccolta e trattamento; anche i campi di stoccaggio gas sono collegati con la rete.

La capacità di trasporto, espressa in Sm³/giorno, rappresenta il massimo volume di gas che ciascun utente può immettere e prelevare dal sistema presso i citati punti su base giornaliera. Snam Rete Gas conferisce capacità di trasporto ai soggetti che ne fanno richiesta, i quali acquisiscono il diritto (in qualità di utenti) di immettere e ritirare, in qualsiasi giorno dell'anno termico, rispettivamente ai punti di entrata e di uscita della rete nazionale, ai punti di riconsegna sulla rete regionale di trasporto di Snam Rete Gas e al Punto di Scambio Virtuale, un quantitativo di gas non superiore alla portata giornaliera conferita.

Per quanto riguarda le reti di distribuzione, invece, sempre l'AEEGSI, nel documento citato sopra, specifica che “il biometano prodotto nei diversi impianti connessi a rete di distribuzione sarà, invece, virtualmente consegnato in **un unico punto di immissione alla rete di trasporto** esercita dall'impresa maggiore introdotto ad hoc (di seguito: PIV). Il soggetto che avrà acquistato il biometano dal produttore dovrà individuare un utente del servizio di trasporto e di bilanciamento (di seguito: UdB) che sarà responsabile della consegna del predetto gas al responsabile del bilanciamento (di seguito: RdB), il quale a sua volta renderà disponibili al medesimo, per il prelievo ai punti di riconsegna della rete, quantitativi di gas equivalenti - in termini energetici - ai quantitativi consegnati dall'UdB ai punti di entrata En e/o PIV. Pertanto, l'UdB (o gli UdB) che avrà acquistato il biometano da uno qualsiasi dei produttori dovrà provvedere alla

³ Vedi <http://www.snamretegas.it/it/attivita/trasporto/>

nomina delle immissioni ai punti di entrata En e/o PIV sui sistemi informativi all'uopo predisposti dal RdB. Per quanto concerne le riconsegne, l'UdB continuerà a nominare come fatto fino ad oggi indipendentemente dall'ubicazione dell'impianto di biometano."

Nell'ottica del produttore di biometano, tuttavia, questa organizzazione della filiera dovrebbe essere, di fatto, trasparente, perché l'acquirente, a prescindere dalla destinazione d'uso del metano, dovrebbe, nella maggior parte dei casi, essere un soggetto in possesso di volumi sufficienti per operare sulla rete nazionale.

L'unica eventualità in cui il produttore potrebbe teoricamente avere un rapporto diretto con l'utente finale è il caso di una riconsegna sulla rete di distribuzione, nella quale il gestore della rete stessa potesse fornire un servizio di bilanciamento e stoccaggio.

2.2

La consegna extra-rete

La consegna extra-rete con carro bombolaio può rappresentare per il produttore un'opzione sia per fornire il gas al cliente finale, mantenendo un rapporto di fornitura diretta con quest'ultimo, sia per superare costi, tempi e altri vincoli che potrebbero essere posti dal collegamento alla rete di distribuzione più prossima al luogo di produzione.

2.2.1

Ipotesi di costo per trasporto extra-rete

Relativamente al costo del trasporto su gomma con carri bombolai, si rileva che l'economicità del servizio si realizza per una distanza tra il punto di produzione del biometano e il punto di utilizzazione dello stesso non superiore agli 80/100 km.

Vista la casistica molto varia in merito alla volumetria dei carri bombolai utilizzati e al sistema di alimentazione dei veicoli, per determinare un'incidenza certa di costo a m³ di gas, è necessario, volta per volta, effettuare un business plan specifico per la condizione operativa reale.

Relativamente ai costi di energia elettrica per il riempimento dei

carri bombolai presso il punto di carico (struttura di produzione del biometano), questa può variare, a seconda della pressione di produzione di biometano del sistema di upgrading, da circa 0,025 a 0,045 €/m³ di biometano prodotto. Questo costo tiene già conto della manutenzione programmata del sistema di compressione ipotizzando una produzione giornaliera di almeno 5.000 m³ di biometano. Relativamente invece alle immissioni nelle reti di distribuzione, l'articolo 17 della Delibera dell'AEEGSI 46/2015/R/Gas stabilisce che nel caso di connessione alla rete di distribuzione il ricavo tariffario annuo per l'uso della rete è pari a zero.

Pertanto le imprese di distribuzione non possono applicare delle tariffe per l'uso della rete; ciò tuttavia non implica che non siano riconosciuti, in sede tariffaria, dei costi gestionali alle imprese di distribuzione.

2.2.2

Requisiti minimi per fornitura a cliente extra-rete

Il cliente potrebbe configurarsi tipicamente come distributore stradale, ma anche come impianto CAR o cliente industriale.

L'area nella quale avviene lo scarico del biometano deve essere dotata di superficie sufficiente alla collocazione e movimentazione dei mezzi di trasporto del biometano (carri bombolai/veicoli cisterna) e dello stoccaggio del gas (pacchi bombole o tank container). A riguardo delle normative in materia di deposito e di sicurezza, la scelta della tipologia di stoccaggio fisso o mobile piuttosto che dell'utilizzo del carro bombolaio si basa sulla volumetria del gas naturale che il cliente finale ipotizza di movimentare.

Come indicazione di massima, se il volume di gas naturale da stoccare si aggira attorno ai 3.000/3.500 m³ la scelta della tipologia di stoccaggio ricade sui mezzi mobili. Se, invece, le volumetrie da immagazzinare sono maggiori, è preferibile realizzare uno stoccaggio fisso (tubo serbatoio interrato con piazzola dedicata per lo scarico), in quanto è giustificato l'investimento.

2.2.3

Investimenti

L'importo dell'investimento per la realizzazione di una stazione di servizio avente come caratteristiche tecniche:

- i) erogatore doppio;
- ii) sistema di compressione ordinario in container di primo grado;
- iii) pressione di alimentazione dalla rete 22 bar;

è di circa 800.000 euro.

2.2.4

Costi di gestione

I costi di gestione sostenuti per il funzionamento di una stazione di servizio della tipologia di cui sopra avente:

- i) erogato annuale pari alla media nazionale di circa 1 milione di m³ di gas naturale (corrispondenti a circa 3.600 m³/giorno);
- ii) contratto di gestione con un gestore avente a suo carico l'onere di condurre l'impianto e la manutenzione ordinaria;

è di circa 0,07 €/m³. In questo costo indicativo è esclusa la manutenzione straordinaria e il costo dell'energia elettrica, che incide per circa 30.000/40.000 €/anno.

I costi generali che derivano dalla proprietà dell'impianto e gli oneri relativi alle verifiche periodiche da parte degli enti preposti (ASL, Vigili del Fuoco, ARPA), oltre che la tenuta dei registri di legge, sono di circa 9.000 €/anno.

I costi sono intesi tutti IVA esclusa.

Indicatori di fattibilità economica delle principali filiere del biometano

La parte che segue si propone di esaminare la fattibilità economica delle principali filiere del biometano in relazione alle diverse modalità di incentivazione previste. Le valutazioni si riferiscono ad un impianto di biometano di taglia 250 Sm³/h, indicativamente equivalente ad un impianto di biogas di potenza pari a 1 MW_e.

3.1

Materie prime

In relazione alle possibili materie prime in ingresso, vengono messi a confronto un impianto agricolo alimentato esclusivamente a sottoprodotti - allo scopo di beneficiare delle maggiorazioni previste per questa tipologia di matrici - con un impianto alimentato a FORSU (Frazione Organica dei rifiuti Solidi Urbani).

La sostanziale differenza tra i due tipi di impianto sta nel fatto che nell'impianto agricolo le biomasse rappresentano sempre **un costo**, anche nel caso di scarti di valore nullo, tenuto conto degli oneri di trasporto, stoccaggio e movimentazione.

In compenso, gli impianti agricoli hanno la possibilità di utilizzare agronomicamente il digestato, senza ulteriori trattamenti e (almeno potenzialmente) di valorizzarlo, a meno di quanto previsto dal Decreto Interministeriale n. 5046 del 25/02/2016 (*Decreto Digestato*).

Negli impianti a FORSU, invece, l'alimentazione a rifiuti dell'impianto costituisce **un ricavo**, dato dalla tariffa di conferimento.

In compenso, i pretrattamenti necessari al condizionamento del rifiuto (rimozione della frazione estranea, diluizione per l'ottenimento di adeguati tenori di sostanza secca) e il trattamento di compostaggio della frazione solida e di depurazione della parte liquida del digestato in molti casi comportano costi di investimento e gestione di entità superiore a quelli dell'impianto di produzione di biogas.

3.2

Tecnologie

Per la valutazione dei costi di investimento e dei costi di esercizio dell'impianto di produzione di biometano, i limiti di batteria consi-

derati comprendono la sezione di alimentazione e pretrattamento, la sezione di digestione anaerobica e la sezione di upgrading del biogas e, per quanto riguarda il biometano da FORSU, la sezione di post-trattamento del digestato; è opportuno precisare che, vista la diversità tecnologica dei sistemi di pretrattamento della FORSU e di post-trattamento del digestato, i valori indicati possono essere suscettibili di sensibili variazioni.

Per quanto riguarda la tecnologia di digestione anaerobica, sono stati considerati i sistemi continui (umido, semisecco, secco) in condizioni termofile, mentre per l'upgrading si è fatto riferimento alle varie tecnologie attualmente presenti sul mercato.

3.3

Parametri di riferimento

La Tabella 2 riassume i principali parametri adottati nella presente analisi, applicati ad una tipica composizione del biogas grezzo. Per alcuni parametri è individuato un intervallo di valori, dipendente dalle diverse tecnologie di digestione anaerobica e di upgrading.

I consumi energetici variano in base alla tecnologia di upgrading impiegata. Alcune (lavaggio ad acqua, membrane) presentano notevoli consumi elettrici e scarsi consumi termici, altre (ammine) richiedono elevate quantità di calore, ma basse quantità di energia elettrica.

Per quanto riguarda l'allaccio alla rete del gas naturale, è stata considerata la realizzazione di una linea di collegamento tra l'impianto di upgrading e il punto di immissione in rete di lunghezza pari a 1 km.

L'immissione del biometano nella rete del gas richiede inoltre l'installazione di apparecchiature di misura della qualità, della portata e della pressione del biometano, di unità di compressione o di laminazione a seconda della specie della condotta in cui il biometano viene immesso e di unità di odorizzazione per l'individuazione di eventuali perdite.

In questo studio è stata considerata una rete di terza specie ($5 \text{ bar} < p \leq 12 \text{ bar}$). L'Appendice 3 contiene i fattori di conversione delle principali grandezze d'interesse (energia, massa, volume, eccetera).

Indicatori di fattibilità economica delle principali filiere del biometano

TABELLA 2

BIOGAS - PARAMETRI DI RIFERIMENTO

	AGRICOLO	FORSU
Produzione oraria biogas (Sm ³ /h)	539	485
Qualità del biogas (%CH ₄ vol.)	54%	60%
Produzione oraria netta ⁴ biometano (Sm ³ /h)	250	250
Funzionamento upgrading (h/anno)	8.300	8.300
Produzione lorda di biometano annua (Sm ³ /anno)	2.187.000	2.365.000
Consumi elettrici (MWh/anno)	1.287	1.287
Consumi elettrici (Sm ³ /anno) ⁵	296.000	296.000
Produzione di biometano incentivabile ⁶ al netto dei consumi energetici (Sm ³ /anno)	1.891.000	2.069.000
Matrici in ingresso (t/anno)	48.000	30.000
Matrici in ingresso (€/t)	10,5 ⁷	-65 ÷ -75
Investimento sezione digestione e pretrattamento (milioni €)	2,4	8 - 12
Investimento sezione upgrading (milioni €)	1,4	1-1,5
Totale investimento (milioni €)	3,8	9-13,5
Allaccio alla rete (€)	300.000	300.000
Distributore (€)	850.000	850.000
Carro bombolaio (n. 2) (€)	300.000	300.000

Nei conti economici che seguono, non esistendo un valore prestabilito dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC), è stato utilizzato un valore di riferimento di 300 euro, che, sulla base dei dati registrati in Italia e in alcuni mercati europei (Germania e Paesi Bassi), potrebbe essere realistico.

Va considerato che il prezzo dei CIC è comunque volatile e soggetto a variare nel corso dell'anno e con una certa stagionalità. Il prezzo dei CIC riflette la domanda e l'offerta nei biocarburanti, con un andamento in controtendenza rispetto al prezzo del petrolio.

È comunque probabile che con l'entrata in vigore, a partire dal 2018, di quote d'obbligo per i biocarburanti sostenibili, questa dinamica possa cambiare, avvantaggiando il biometano.

Un elemento di notevole importanza, evidenziato nei conti econo-

⁴ Al netto di tutti i consumi ausiliari, espressi in biometano equivalente

⁵ Consumi elettrici espressi in biometano equivalente (rendimento convenzionale di conversione 46%)

⁶ Nel caso di utilizzo in autotrazione viene incentivata la produzione al lordo degli ausiliari

⁷ Dato medio per una miscela di deiezioni animali e scarti agricoli

mici che seguono, è il fatto che il biometano destinato ad autotrazione non è soggetto alla decurtazione dalla quota incentivabile degli autoconsumi energetici, che invece vengono sottratti nel caso dell'immissione in rete.

Per quanto riguarda la tassazione e i valori di mercato del gas utilizzati nell'analisi economica delle filiere, sono stati adottati i seguenti parametri:

TABELLA 3

TASSAZIONE E PREZZI DI MERCATO

IVA	22%
Accisa sul metano impiegato come carburante	0,00331 €/Sm ³
Prezzo alla pompa in kg	0,99 €
Prezzo equivalente in Sm ³	0,67 €
Prezzo detassato per Sm ³	0,55 €
Prezzo medio del mese al mercato del bilanciamento (febbraio 2015)	24,81 €/MWh

3.4

Le filiere considerate

L'analisi economica si è focalizzata sulle filiere ritenute di maggior interesse e fattibilità, ovvero:

- 1) quelle relative al **biometano trasportato extra-rete**,
 - a) sia nel caso in cui esso sia destinato all'autotrazione previa immissione in rete privata;
 - b) sia nel caso in cui venga trasportato tramite carri bombolai;
- 2) quelle relative al **biometano immesso in rete**,
 - a) sia destinato all'autotrazione previa immissione nella rete di distribuzione/trasporto con obbligo di connessione a terzi;
 - b) sia immesso in rete senza destinazione specifica, con o senza ritiro dedicato da parte di GSE.

Oltre all'analisi delle filiere sopra elencate, effettuata ipotizzando in tutti i casi la realizzazione *ex novo* di un impianto per la produzione di biometano, è stato inoltre considerato il caso della riconversione di un impianto per la produzione di biogas preesistente.

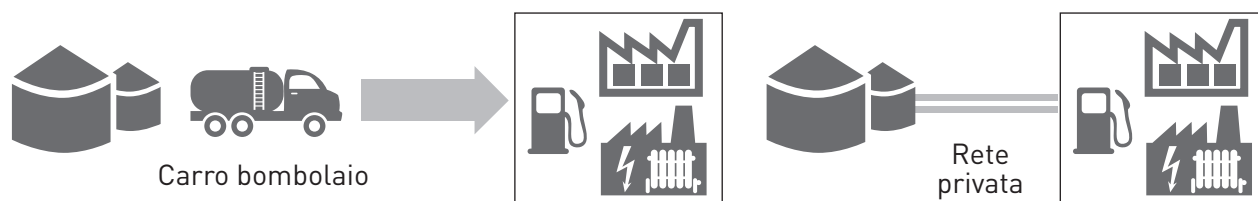
L'impiego del biometano in impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) non è riportato nella presente trattazione perché si ritiene che l'upgrading del gas risulti poco interessante rispetto all'impiego diretto del biogas secondo le modalità già note.

3.4.1

Biometano trasportato extra-rete

Descrizione filiera

In questo caso è stato considerato il biometano destinato all'auto-trazione, sia previa immissione in rete privata, sia nel caso in cui venga trasportato tramite carri bombolai.



Questa rappresenta la configurazione più semplice, tipicamente quella “dal produttore al consumatore”, quale può essere quella del biometano prodotto da un’azienda agricola o da un’azienda di raccolta dei rifiuti, che utilizzano il gas prodotto per rifornire una stazione di servizio presso l’impianto di produzione, pubblica o privata, oppure una rete privata di distribuzione, che alimenti un centro di consumo autonomo, come potrebbe essere una serra, o un’utenza industriale.

Occorre comunque ricordare qui che la produzione di biometano è sostanzialmente continua, mentre i consumi sono discontinui. Pertanto, in assenza/in eccesso di prelievo dalla rete, sarà necessario prevedere un sistema di stoccaggio e/o l’utilizzo di carri bombolai, come struttura di stoccaggio e di trasporto delle eccedenze ad altri clienti.

Soggetti coinvolti

I soggetti coinvolti possono essere:

- Produttore;
- Eventuale società di servizi di trasporto su carri bombolai;
- Cliente finale.

Sistema di incentivazione

In questa configurazione si possono applicare gli schemi di incentivazione previsti per i carburanti rinnovabili impiegati in autotrazione, ossia i Certificati di Immissione in Consumo (CIC).

Valutazioni economiche

Viene ipotizzata la realizzazione di una stazione di servizio presso l'impianto stesso, con le seguenti caratteristiche:

- Erogatore doppio;
- Sistema di compressione ordinario in container di primo grado;
- Sistema di stoccaggio mobile per 5.000 Sm³ (1 giorno). Questo è un limite regolamentativo, al di là del quale si richiedono distanze e altre misure di sicurezza. Per maggiori volumi occorre uno stoccaggio a media pressione con tubazioni interrato;
- Bunker per carico carro bombolaio. Si presuppone che eccedenze rispetto alla variabilità dei consumi della stazione di servizio e alla capacità di stoccaggio siano gestite attraverso carri bombolai e con la cessione del biometano ad altri utenti.

Da un punto di vista agricolo è previsto l'impiego esclusivo di sottoprodotti ai sensi dell'articolo 184bis TU Ambiente.

L'impossibilità di destinare eccessi di produzione momentanei (ad esempio: orari notturni, giorni festivi, eccetera) ad altra destinazione (ad esempio, rete) abbassa in modo sensibile l'efficienza del sistema in caso di distributore proprio.

Si è assunta una collocazione potenziale del 90% del biometano producibile, assegnando il 10% alla quota non prodotta (modulazione alimentare) o a quella combusta in torcia.

TABELLA 4

**BIOMETANO TRASPORTATO EXTRA-RETE
E COLLEGATO AD UN DISTRIBUTORE PROPRIO
(90% DI PRODOTTO COLLOCATO)**

COSTI (€/anno)	AGRICOLO	FORSU
Personale	90.000	350.000
Alimentazione	500.000	0
Costi operativi	650.000	1.580.000 ÷ 2.360.000
Totale costi	1.240.000	1.930.000 ÷ 2.710.000
RICAVI (€/anno)		
Vendita biometano (distributore)	1.080.000	1.300.000
CIC maggiorato x 10 anni	1.410.000	1.730.000
Conferimento FORSU	0	1.950.000 ÷ 2.250.000
Totale ricavi	2.490.000	4.980.000 ÷ 5.280.000
Tempo di ritorno dell'investimento (anni)	5,3	3,1 ÷ 5,3

3.4.2

Biometano immesso in rete

Nei casi che seguono si prendono in esame diverse tipologie di immissione in rete e riconsegna del gas al cliente finale, che potrà trovarsi, a seconda dei casi, all'interno della stessa rete di distribuzione, oppure su tratti diversi di reti di trasporto o di distribuzione.

Come già osservato precedentemente, sotto l'aspetto tecnico, in particolare per quello della connessione, le differenze potranno essere rilevanti per costi e per fattibilità.

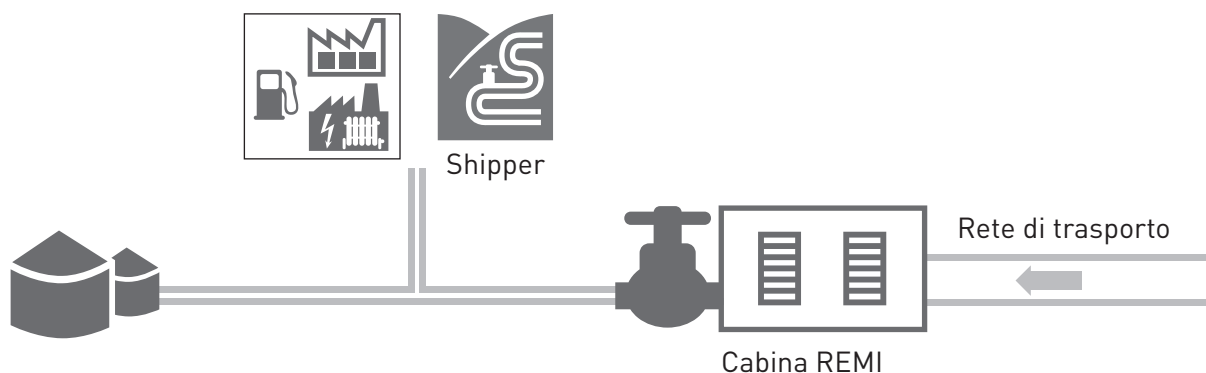
Sotto l'aspetto commerciale, invece, è molto probabile che la presenza di un intermediario, come lo shipper, possa svolgere un ruolo di semplificazione nei rapporti contrattuali, rendendo trasparenti dei passaggi che comportano il coinvolgimento di molteplici attori della filiera.

Sembra infatti poco probabile e antieconomica, salvo in presenza di consorzi e aggregazioni di produttori o acquirenti, la riconsegna del biometano da parte del produttore a clienti fisicamente remoti, con un accordo contrattuale diretto che fissi un prezzo dell'energia e riaddebiti i costi dei servizi di rete che si rendono necessari per i vari passaggi.

Al contrario, appare essenziale il ruolo dello shipper per sfruttare la virtualità della rete⁸ e per creare efficienza attraverso il bilanciamento.

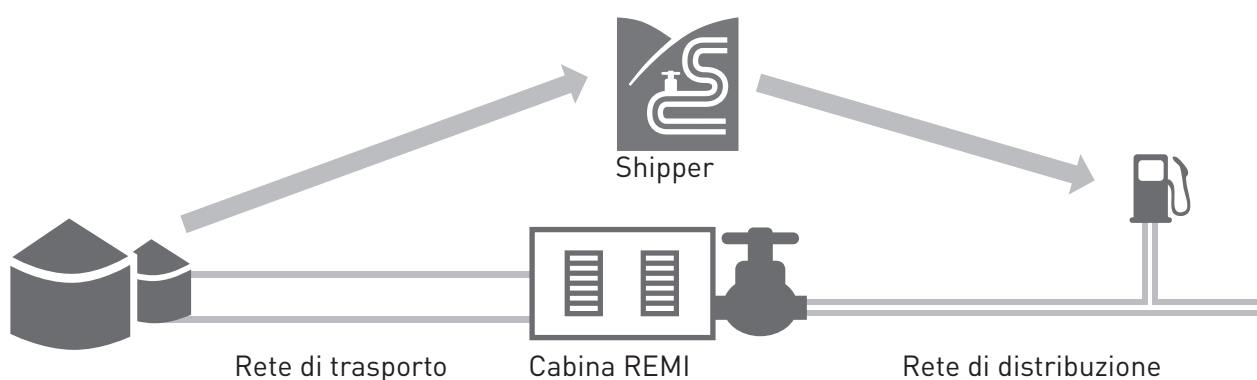
Descrizione filiera

Caso 1 - Immissione del biometano in rete di distribuzione e consegna al cliente finale.



Caso 2 - Immissione in una rete di trasporto e consegna a cliente su rete di distribuzione.

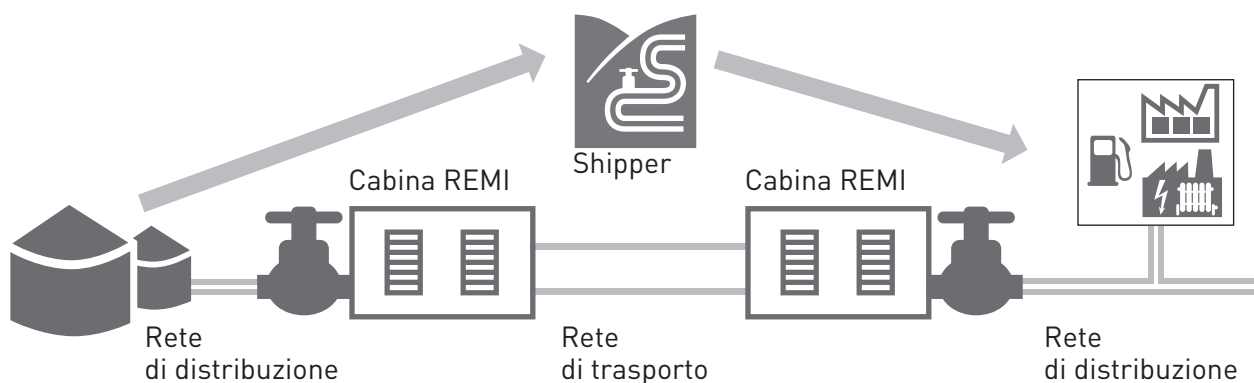
L'immissione del biometano in una rete di trasporto offre alcuni vantaggi, rappresentati dalla molto maggiore capacità di ricezione della rete stessa, accanto ad alcuni svantaggi, rappresentati invece dai tempi più lunghi e dai più alti costi di connessione.



⁸ Possibilità, per le reti elettriche e del gas, di immissione e prelievo della risorsa da utilizzare in luoghi e momenti differenti

Indicatori di fattibilità economica delle principali filiere del biometano

Caso 3 - Immissione in una rete di distribuzione e fornitura a cliente connesso in una rete di distribuzione diversa.



Questa rappresenta una configurazione in cui viene utilizzata nel modo più completo la virtualità della rete gas.

Soggetti coinvolti

I soggetti coinvolti, a seconda dei casi, sono costituiti da:

- Produttore;
- Gestore della rete di trasporto, o della rete di distribuzione, per la connessione dell'impianto al cliente finale;
- Shipper, che offre il servizio di trasporto e di modulazione dai punti di ingresso nella rete nazionale ai punti di consegna. Lo shipper potrebbe anche stoccare il biometano per conto del produttore (il produttore potrebbe gestire la vendita della propria produzione per flussi, in funzione dell'andamento dei prezzi). In tale prospettiva lo shipper attiverebbe un'attività di portfolio management per conto del produttore;
- Trader che acquista il biometano dalla rete di distribuzione (nei punti di riconsegna) e lo rivende al cliente finale;
- Cliente finale/GSE.

Valutazioni economiche

Poiché le casistiche fin qui analizzate si differenziano dal punto di vista tecnico e potrebbero dare luogo a costi differenti, fortemente dipendenti dalla specificità del caso, le seguenti analisi economiche sono state effettuate in termini di intervalli medi di costo, a seconda della specifica destinazione finale del biometano.

Valutazioni economiche per Ritiro Dedicato GSE

Da un punto di vista agricolo è previsto l'impiego esclusivo di sottoprodotti ai sensi dell'articolo 184bis TU Ambiente al fine di beneficiare della massima tariffa incentivante.

TABELLA 5

IMMISSIONE IN RETE E RITIRO DEDICATO GSE

COSTI (€/anno)	AGRICOLO	FORSU
Personale	90.000	350.000
Alimentazione	500.000	0
Costi operativi	530.000	1.460.000 ÷ 2.240.000
Totale costi	1.120.000	1.810.000 ÷ 2.590.000
RICAVI (€/anno)		
Incentivo/Ritiro dedicato GSE	1.360.000	1.525.000
Vendita biometano non incentivato	70.000	70.000
Conferimento FORSU	0	1.950.000 ÷ 2.250.000
Totale ricavi	1.430.000	3.545.000 ÷ 3.845.000
Tempo di ritorno dell'investimento (anni)	17,1	4,1 ÷ 7,7

Valutazioni economiche per vendita per immissione in rete senza destinazione specifica

TABELLA 6

IMMISSIONE IN RETE SENZA DESTINAZIONE SPECIFICA

COSTI (€/anno)	AGRICOLO	FORSU
Personale	90.000	350.000
Alimentazione	500.000	0
Costi operativi	530.000	1.460.000 ÷ 2.240.000
Totale costi	1.120.000	1.810.000 ÷ 2.590.000
RICAVI (€/anno)		
Incentivo/Ritiro dedicato GSE	930.000	1.040.000
Vendita biometano (rete)	500.000	555.000
Conferimento FORSU	0	1.950.000 ÷ 2.250.000
Totale ricavi	1.430.000	3.545.000 ÷ 3.845.000
Tempo di ritorno dell'investimento (anni)	17,1	4,1 ÷ 7,6

Indicatori di fattibilità economica delle principali filiere del biometano

*Valutazioni economiche per immissione in rete
a distributore esistente (autotrazione)*

TABELLA 7

IMMISSIONE IN RETE PER AUTOTRAZIONE (100% PRODOTTO COLLOCATO)

COSTI (€/anno)	AGRICOLO	FORSU
Personale	90.000	350.000
Alimentazione	500.000	0
Costi operativi	530.000	1.460.000 ÷ 2.240.000
Totale costi	1.120.000	1.810.000 ÷ 2.590.000
RICAVI (€/anno)		
Valore CIC (300 €)	1.050.000	1.150.000
Vendita biometano	500.000	560.000
Conferimento FORSU	0	1.950.000 ÷ 2.250.000
Totale ricavi	1.550.000	3.660.000 ÷ 3.960.000
Tempo di ritorno dell'investimento (anni)	12,4	3,9 ÷ 7,2

3.4.3

Riconversione di un impianto per la produzione di biogas

Descrizione filiera

In aggiunta ai casi illustrati nei precedenti paragrafi, tutti basati, a prescindere dalla destinazione del biometano, sulla realizzazione ex novo dell'impianto, è stata analizzata l'ipotesi di riconversione di un impianto a biogas preesistente.

L'impianto esaminato è un impianto di produzione di biogas, alimentato con scarti agricoli e finalizzato alla generazione di energia (circa 1 MW_e), che al momento della riconversione beneficia degli incentivi per l'energia elettrica da fonti rinnovabili.

Si tratta di una situazione potenzialmente di grande interesse ai fini dell'avvio della filiera del biometano agricolo, per il notevole numero di impianti esistenti, per la presenza di una filiera di alimentazione già funzionante e per il minore investimento necessario, in quanto si tratta della sola sezione di upgrading.

Tale operazione avrebbe inoltre importanti benefici energetico-am-

bientali: la produzione di pura energia elettrica avviene con rendimento tipico del 35% circa, mentre il gas naturale che viene “sostituito” per la generazione elettrica è normalmente impiegato con efficienza migliore del 50%. Quindi solo il 70% del potenziale energetico del biogas viene impiegato utilmente. Se questa produzione elettrica da biogas fosse sostituita dalla produzione di biometano, interamente utilizzabile per qualsiasi uso, il tasso di sostituzione sarebbe prossimo a uno. Tra le differenti opzioni possibili di utilizzo è stata scelta, in quanto risultata la più favorevole nei casi già esaminati, quella del biometano utilizzato nei trasporti tramite connessione a distributore proprio.

Sistema di incentivazione

In questa configurazione, si possono applicare gli schemi di incentivazione previsti per i carburanti rinnovabili impiegati in autotrazione, ossia i Certificati di Immissione in Consumo (CIC).

Soggetti coinvolti

I soggetti coinvolti possono essere:

- Produttore;
- Eventuale società di servizi di trasporto su carri bombolai;
- Cliente finale.

Valutazioni economiche

L'incentivo (CIC) è riconosciuto in misura pari al 70% degli incentivi spettanti all'analogo nuovo impianto. L'investimento comprende la sola realizzazione della sezione di upgrading (per indicazioni relative al costo di investimento, si veda la Tabella 2).

Indicatori di fattibilità economica delle principali filiere del biometano

TABELLA 8

IMMISSIONE IN RETE PER AUTOTRAZIONE DA IMPIANTO RICONVERTITO

COSTI (€/anno)	AGRICOLO
Personale	90.000
Alimentazione	500.000
Costi operativi	650.000
Totale costi	1.240.000
RICAVI (€/anno)	
Valore CIC (300 €)	990.000
Vendita biometano	1.080.000
Totale ricavi	2.070.000
Ricavi da produzione elettrica	2.130.000
Tempo di ritorno dell'investimento (anni)	4,8

Come è immediato notare, la conversione a biometano lascia pressoché invariati i ricavi, ma introduce ammortamenti e costi operativi aggiuntivi per la sezione di upgrading e per il distributore.

L'operatore non sembra quindi possa trovare conveniente la conversione, fintanto che il periodo di incentivazione dell'energia elettrica non è terminato, mentre potrebbe considerare l'opzione della conversione allo scadere dell'incentivo elettrico.

In questa situazione il periodo di incentivazione risulterebbe di 5 anni, appena sufficiente a recuperare l'investimento per la sezione di upgrading e il distributore. Al cessare anche dell'incentivo per il biometano, una quota significativa dei ricavi, derivante dal raddoppio dei CIC e dalla loro ulteriore maggiorazione del 50%, verrebbe meno, determinando l'azzeramento dell'utile di esercizio.

Criticità della filiera del biometano

Allo stato attuale lo sviluppo della filiera è frenato da una serie di motivi, essenzialmente legali e normativi, di cui si elencano di seguito i principali.

Qualità del biometano per immissione in rete

Il mandato europeo M/475 ha prodotto il progetto di norma CEN prEN 16723-1 *Specification for biomethane for injection in the natural gas network* contenente requisiti per l'immissione in rete su alcune impurezze specifiche del biometano come silossani, monossido di carbonio, ammoniaca e ammine.

Il documento, profondamente modificato a seguito della prima inchiesta pubblica, è stato sottoposto al voto da parte dei Paesi membri e approvato nell'estate del 2016. La pubblicazione della EN 16723-1 è prevista entro la fine del 2016.

Parallelamente il gruppo di lavoro GL2 Biometano del CIG ha completato la revisione del Rapporto Tecnico italiano UNI TR 11537.

La seconda edizione della UNI TR 11537, pubblicata nel settembre 2016, contiene indicazioni sulla normativa applicabile per la misurazione delle impurezze del biometano, sulla frequenza dei controlli nelle varie fasi di avviamento ed esercizio degli impianti di upgrading e sui criteri per valutare l'odorizzabilità del biometano.

La carenza normativa per l'immissione in rete sarà quindi colmata entro pochi mesi.

Qualità del biometano per autotrazione

Il mandato europeo M/475 ha inteso creare una norma apposita per la qualità del gas naturale e del biometano per autotrazione: il progetto CEN prEN 16723-2. Le difficoltà incontrate nello stabilire una soglia accettabile, e al tempo stesso misurabile, per i silossani nel biometano hanno spinto il comitato tecnico CEN TC 408 a richiedere una proroga di nove mesi per la presentazione di questo documento, in attesa del completamento delle prove sperimentali programmate presso i laboratori di DNV GL. La nuova versione del documento prEN 16723-2 sarà disponibile solo nel novembre 2016 e dovrà essere verosimilmente sottoposta ad una nuova inchiesta pubblica.

Sul fronte nazionale l'ente competente è la Commissione Tecnica di Unificazione Nell'Autoveicolo (C.U.N.A.) che ha di recente avviato i lavori di aggiornamento del Rapporto Tecnico *Gas naturale compresso (GNC) per autotrazione. Valori di riferimento* (luglio 2004).

Il biometano, con le sue specificità, non è infatti al momento incluso nella lista dei gas che si possono trovare nei distributori di metano

compresso per auto. La carenza normativa per l'impiego del biometano per autotrazione non è quindi ancora stata risolta, e i tempi necessari per superare questo ostacolo sono dell'ordine di un anno.

Odorizzabilità del biometano

La delibera AEEGSI 046-15 impone al produttore di garantire l'odorizzabilità del biometano immesso in rete. Ciò rappresenta una tutela per il Gestore di rete che resta però responsabile dell'odorizzazione. La seconda edizione della UNI TR 11537, pubblicata nel settembre 2016, prevede una sezione dedicata alle prove rinoanalitiche da condurre ai sensi della norma UNI 7133 sull'odorizzazione del gas e ai criteri di idoneità che devono essere soddisfatti dal biometano per essere immesso in rete.

I dati delle determinazioni rinoanalitiche saranno raccolti da CIG, che si farà carico di costruire una banca dati sulle caratteristiche olfattive del biometano. I dati raccolti permetteranno in futuro di standardizzare diverse tipologie di biometano in funzione delle matrici di provenienza e le relative modalità di odorizzazione, al pari di quanto ora avviene per i gas naturali di origine differente immessi nella rete nazionale.

Scelta della destinazione del biometano

Allo stato attuale, non è consentita la scelta contestuale di più di una destinazione (trasporti, immissione in rete, cogenerazione), il che toglie quasi del tutto spazio alla flessibilità di gestione (si pensi al rischio, per il produttore che venda direttamente biometano ai veicoli, di non poter collocare, in certi periodi della settimana o dell'anno, l'intera produzione; non potendo modulare oltre un certo limite il processo anaerobico, egli si vedrebbe costretto a bruciare in torcia il biometano eccedente).

Un ulteriore elemento di rigidità è il limite di tre cambiamenti di destinazione nell'intero periodo di incentivazione.

A fronte di questi svantaggi, non si ravvisa in questi vincoli alcun vantaggio in termini di costi gravanti sugli utenti finali. Si evidenzia quindi l'opportunità di consentire piena libertà di scelta e di cambiamento della destinazione finale, consentendo l'utilizzo anche contemporaneo di due o tre diverse destinazioni.

Co-produzione di biometano, elettricità e calore

Un sistema di incentivazione più flessibile e rispondente ad una logica di migliore valorizzazione delle diverse opportunità di utilizzo

di un impianto a biogas aprirebbe la strada alla possibilità di modulare la produzione elettrica e termica, in funzione delle richieste del mercato, senza limitare la produzione di biometano.

Ciò avrebbe aspetti di forte positività in quanto la produzione di biometano verrebbe favorita in certe ore del giorno quando la produzione elettrica da rinnovabili non programmabili tende ad eccedere la domanda e quindi il biometano sarebbe accumulabile come vettore energetico; viceversa il biometano prodotto verrebbe convertito in energia elettrica quando la produzione elettrica serve per soddisfare le richieste di utenze.

La lettura del Decreto Ministeriale 5 dicembre 2013 non sembra consentire una variabilità e una flessibilità nella gestione dell'impianto tra la produzione di biometano e la cogenerazione e quindi i vantaggi evidenziati non possono realizzarsi concretamente.

Prezzo di riferimento dei CIC (Certificati di Immissione in Consumo)

Ad oggi non esiste un valore certo dei CIC, in quanto le norme di legge non definiscono nessun prezzo di riferimento.

Ciò penalizza la filiera dell'utilizzo del biometano per autotrazione previa immissione nella rete, in quanto l'articolo 4 comma 2 del Decreto Ministeriale 5 dicembre 2013 specifica che il produttore del biometano, nella stipula di un contratto bilaterale di fornitura con il soggetto che immette in consumo il biometano, acquisisce una parte dell'incentivo costituito dai CIC, che però non hanno un valore certo. Una possibile soluzione è quella di adottare un'opzione di ritiro dedicato anche per questo caso.

Va evidenziato che il DM 10 ottobre 2014 ha introdotto la definizione di biocarburanti avanzati, nella quale rientra il biometano prodotto a partire da determinate matrici, e ha stabilito che l'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti a partire dal 2018 debba essere assolto includendo una quota minima obbligatoria di biocarburanti avanzati.

Tale norma indubbiamente rappresenta un elemento positivo per l'impiego del biometano per autotrazione; resta però valida la considerazione che l'impiego per autotrazione non comporta un valore certo dell'incentivo, come invece avviene per l'immissione in rete senza destinazione specifica.

Utilizzo sottoprodotti

Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) non ha finora emesso il previsto Decreto attuativo sui sot-

toprodotti utilizzabili negli impianti a biomasse e biogas, che permetterebbe, nel rispetto dei requisiti previsti dall'articolo 184 bis del Testo Unico Ambientale, di impiegare alcune matrici di origine non vergine idonee alla produzione di bioenergia e biometano, senza incorrere nel rischio di dover disporre delle autorizzazioni necessarie alla gestione di rifiuti.

Tale mancato aggiornamento limita i tipi di sottoprodotti impiegabili nella produzione di biometano, restringendo di conseguenza anche la possibilità di accesso alla premialità di cui all'articolo 3 comma 5 del DM del 5 dicembre 2013.

Rifiuti ammessi

Il DM 5 dicembre 2013 offre una definizione ambigua dei rifiuti ammessi alla produzione di biometano di cui è consentita l'immissione in rete (articolo 8 comma 9 del DM 5 dicembre 2013) e del biometano ammesso alla maggiorazione di cui all'articolo 33 comma 5 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (articolo 4 comma 3 del DM 5 dicembre 2013); tutte le categorie di rifiuti di natura organica, non pericolose e caratterizzate da flussi omogenei (siano essi "speciali", quali i flussi generati dall'industria agro-alimentare simili ai materiali di cui all'allegato 1-A del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 6 luglio 2012, ma non classificabili come "sottoprodotti" ai sensi dell'articolo 184-bis del Decreto Legislativo 152/06, oppure "urbani" derivanti da raccolta differenziata) dovrebbero essere ammesse alla produzione di biometano per immissione in rete e dovrebbero poter beneficiare delle incentivazioni previste.

Accesso a maggiorazione di cui all'articolo 33, comma 5 del Decreto Legislativo 28/11

In base a quanto disposto dai commi 3 e 6 dell'articolo 4 del DM 5 dicembre 2013, nonché dal successivo comma 3 dell'articolo 6, la maggiorazione di cui all'articolo 33, comma 5 del Decreto Legislativo 28/11 è riconosciuta a condizione che l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione di biometano contenga esplicita indicazione di utilizzo esclusivo di una o più delle materie riportate in elenco nella norma. Appare fondamentale un chiarimento sui due termini sottolineati, ossia:

1. Per "utilizzo", sarebbe opportuno chiarire che il verbo si riferisce espressamente all'utilizzo ai fini della produzione di biogas. La maggior parte delle aziende che trattano rifiuti organici hanno autorizzazioni che consentono la ricezione di tipologie di rifiuti

che non sono destinate alla digestione anaerobica, ma ad altre sezioni di impianto o forme di trattamento (compostaggio, selezione meccanica, stoccaggio, eccetera).

2. Per quanto riguarda il concetto di utilizzo “esclusivo”, inoltre, è necessario segnalare che gli impianti di riciclaggio di rifiuti sono sovente autorizzati a ricevere rifiuti afferenti ad una molteplicità di codici CER, pur trattandosi poi, nei fatti, di quantitativi trascurabili della maggior parte di essi; se si valutasse l'utilizzo esclusivo mediante l'analisi del disposto autorizzativo, pertanto, quasi tutti gli impianti sarebbero impossibilitati, senza una giustificazione tecnica, ad accedere alla maggiorazione in oggetto. Sarebbe opportuno che l'utilizzo esclusivo sia valutato a consuntivo (e non attraverso l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio), mediante verifica dei rifiuti effettivamente gestiti, e che si possa inoltre introdurre un concetto di tolleranza che ammetta il riconoscimento dell'utilizzo esclusivo anche in presenza di quantitativi di rifiuti organici diversi da quelli ammessi alla maggiorazione, purché trattati in quantità inferiori ad una determinata soglia (ad esempio, il 10% dei quantitativi totali di rifiuti annualmente ricevuti dall'impianto).

Tempistica di scadenza degli incentivi

Il Decreto Ministeriale 5 dicembre 2013 fissa quale termine per l'accesso agli incentivi 5 anni dalla pubblicazione. Ciò rischia di risultare molto restrittivo, tenendo conto che sono trascorsi oltre due anni e mezzo dalla pubblicazione del DM e che il superamento delle diverse criticità evidenziate richiederà ancora diversi mesi.

Inadeguato stimolo alla riconversione degli impianti esistenti

La definizione di un incentivo ridotto al 40% rispetto a quello previsto per l'avvio di nuovi impianti produttori di biometano, non favorisce la riconversione degli impianti a biogas esistenti.

Un impianto a biogas esistente, con potenza elettrica pari a 999 kW_e in regime di tariffa omnicomprensiva di 0,28 Euro/kWh immesso in rete, subirebbe nel caso di riconversione in impianto a biometano una riduzione di fatturato, con contestuale incremento dei costi di produzione (aumento consumi elettrici) e avendo inoltre effettuato un investimento con conseguenti oneri finanziari e quote di ammortamento.

Ma anche nel caso, più favorevole, di impiego nei trasporti (riduzione dell'incentivo al 70% di quello riconosciuto a un impianto

Criticità della filiera del biometano

nuovo), come si è mostrato nell'ultimo dei business case sopra descritti, si verificano le seguenti circostanze sfavorevoli:

- non vi è convenienza alla riconversione, fino a quando perdurano gli incentivi elettrici, dal momento che il fatturato resterebbe circa invariato, ma aumenterebbero sia i costi operativi sia gli interessi finanziari;
- allo scadere dell'incentivo elettrico, la riconversione determina un rientro dell'investimento in tempi circa pari al periodo di 5 anni di incentivazione del biometano, previsto dal Decreto 5 dicembre 2013; tuttavia, scaduti i 5 anni, l'impianto difficilmente sarebbe in grado di operare con il solo introito dal mercato e verrebbe con ogni probabilità dismesso in modo prematuro, vanificando la spesa in incentivi già sostenuta dalla collettività.

Su questo punto apparirebbe opportuno un trattamento più favorevole, in particolare in termini di durata dell'incentivo al biometano, anche in considerazione della maggiore efficacia energetico-ambientale del vettore biometano rispetto a quello elettrico.

Si sottolinea inoltre che la riconversione di impianti esistenti rappresenta l'opzione più ampiamente applicabile e concretamente praticabile per l'avvio della filiera del biometano di origine agricola.

Vincolo di tipologia della biomassa per riconoscimento incentivo su impianti con capacità produttiva sino a 250 Sm³/h di biometano

L'incentivazione vincolata all'impiego del 50% di biomassa definita nell'elenco dei sottoprodotti del DM 6 luglio 2012 costituisce un ulteriore limite alla riconversione degli impianti a biogas esistenti, ciascuno dei quali ha sviluppato una filiera di approvvigionamento su misura della propria azienda agricola, che si dovrebbe modificare in ragione delle nuove matrici da inserire nell'impianto, con tutto ciò che ne deriva anche in termini autorizzativi, oltre che economici e organizzativi.

Riferimenti legislativi, regolatori e normativi

Si riporta di seguito una lista (non esaustiva) delle principali leggi e norme di riferimento che interessano il settore del biometano.

Riferimenti legislativi

RIFERIMENTO	TITOLO	CAMPO DI APPLICAZIONE
Legge 1083/71	Norme per la sicurezza dell'impiego del gas combustibile	Sicurezza
Decreto Legislativo n. 164/2000	Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144	Generale
Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007	Approvazione della regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare	Qualità del gas naturale
Decreto Ministeriale 16 aprile 2008	Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8	Sistema di distribuzione del gas naturale
Decreto Ministeriale 17 aprile 2008	Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8	Sistema di trasporto del gas naturale
Decreto Legislativo n. 28/2011	Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE	Fonti rinnovabili
Decreto Ministeriale 6 luglio 2012	Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche	Fonti rinnovabili
Decreto Legislativo n. 93/2011	Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE	Generale
Decreto Ministeriale 4 agosto 2011	Integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia, e modificativa della direttiva 92/42/CE	Metodologia determinazione del rendimento di cogenerazione
Decreto Ministeriale 5 settembre 2011	Regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento	Cogenerazione ad alto rendimento (CAR)
Decreto Ministeriale 5 dicembre 2013	Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale	Biometano
Regolamento (CE) n. 1272/2008 (CLP)	Regolamento (CE) N. 1272/2008 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2008 relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele che modifica e abroga le direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e che reca modifica al regolamento (CE) n. 1907/2006	Generale
Direttiva 2014/94/EU	Direttiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi	Combustibili alternativi (incluso biometano)
Decreto 24 maggio 2002	Norme di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione	Impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione
Decreto 28 giugno 2002	Rettifica dell'allegato al decreto 24 maggio 2002, recante norme di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione	Impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione

Appendice 1

Decreto 11 settembre 2008	Modifiche ed integrazioni al Decreto del Ministro dell'interno 24 maggio 2002, recante norme di prevenzione degli incendi e di progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione	Impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione
Circolare 18 maggio 2015 del Ministero dell'Interno, Dip. VV.F	Guida tecnica ed atti di indirizzo per la redazione dei progetti di prevenzione incendi relativi ad impianti di distribuzione di tipo L-GNL, L-GNC e L-GNC/GNL per autotrazione	Impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione
ECE R110 - Part I	Uniform provisions concerning the approval of specific components of motor vehicles using compressed natural gas (CNG) and/or liquefied natural gas (LNG) in their propulsion system	Veicoli alimentati a gas naturale (compresso e/o liquefatto)
ECE R110 - Part II	Uniform provisions concerning the approval of vehicles with regard to the installation of specific components of an approved type for the use of compressed natural gas (CNG) and/or liquefied natural gas (LNG) in their propulsion system	Veicoli alimentati a gas naturale (compresso e/o liquefatto)
Decreto Legislativo n. 22/2007	Attuazione della direttiva 2004/22/CE relativa agli strumenti di misura (GU n. 64 del 17-3-2007- Suppl. Ordinario n.73)	Misura
Decreto Legislativo n. 135/2009 (art. 7) convertito in legge n. 166 del 20 novembre 2009	Disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi comunitari e per l'esecuzione di sentenze della Corte di giustizia delle Comunità europee. Articolo 7 - Disposizioni per i sistemi di misura installati nell'ambito delle reti nazionali e regionali di trasporto del gas e per eliminare ostacoli all'uso e al commercio degli stessi - Procedura d'infrazione n. 2007/4915	Misura
Decreto Ministeriale 18 giugno 2010	Disposizioni per i sistemi di misura installati nell'ambito delle reti nazionali e regionali di trasporto del gas e per eliminare ostacoli all'uso e al commercio degli stessi, anche in relazione alla procedura d'infrazione n. 2007/4915	Misura
Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 (aggiorna DM 26 aprile 2010)	Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale	Misura
Decreto Ministeriale 3 febbraio 2016	Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dei depositi di gas naturale con densità non superiore a 0,8 e dei depositi di biogas, anche se di densità superiore a 0,8	Progettazione, costruzione ed esercizio dei depositi di gas naturale e biogas
Decreto Legislativo n. 35/2010	Attuazione della direttiva 2008/68/CE, relativa al trasporto interno di merci pericolose	Carri bombolai
Decreto Ministeriale 10 ottobre 2014	Aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati	Utilizzo biometano per autotrazione
Decreto Ministeriale 20 gennaio 2015	Sanzioni amministrative per il mancato raggiungimento dell'obbligo di immissione in consumo di una quota minima di biocarburanti, ai sensi del comma 2, dell'articolo 30-sexies decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito in legge 11 agosto 2014, n. 116	Utilizzo biometano per autotrazione

Riferimenti regolatori

RIFERIMENTO	TITOLO	CAMPO DI APPLICAZIONE
Delibera AEEGSI 46/2015/R/Gas	Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi	Biometano
Delibera AEEGSI 208/2015/R/Gas	Modalità di copertura tariffaria delle incentivazioni del biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale	Biometano

Riferimenti legislativi, regolatori e normativi

Delibera AEEGSI 210/2015/R/Gas	Direttive in tema di processi di mercato relativi all'immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale. Prima attuazione	Biometano
Delibera AEEGSI 204/2016/R/Gas	Approvazione di una proposta di aggiornamento del codice di rete della società Snam Rete Gas	Biometano
Delibera AEEGSI 299/2016/R/Gas	Approvazione di una proposta di aggiornamento del codice di rete della Società Infrastrutture Trasporto Gas S.p.a., in materia di biometano	Biometano
Delibera AEEGSI 631/2013/R/Gas	Modifiche e integrazione agli obblighi di messa in servizio degli smart meter gas	Misura
Delibera AEEGSI 651/2014/R/Gas	Disposizioni in materia di obblighi di messa in servizio degli smart meter gas	Misura
Delibera AEEGSI 554/2015/R/Gas	Disposizioni in materia di obblighi di messa in servizio degli smart meter gas e modifiche e integrazioni della RTDG	Misura

Riferimenti procedurali

RIFERIMENTO	TITOLO	CAMPO DI APPLICAZIONE
Procedura GSE agosto 2015	Procedure applicative per la richiesta e il rilascio degli incentivi per il biometano trasportato con modalità extrarete - Decreto 5 dicembre 2013	Biometano
Procedura GSE agosto 2015	Procedura di qualifica per gli impianti di produzione di biometano - Decreto 5 dicembre 2013	Biometano

Riferimenti normativi

Misurazione della portata del gas naturale, misuratori e dispositivi di conversione di volume

RIFERIMENTI	
UNI EN 1359	Misuratori di gas - Misuratori di gas a membrana
UNI EN 12261	Misuratori di gas - Misuratori di gas a turbina
UNI EN 12405-1	Misuratori di gas - Dispositivi di conversione - Parte 1: Conversione di volume
UNI EN 12405-2	Misuratori di gas - Dispositivi di conversione - Parte 2: Conversione in energia
UNI EN 12405-3	Contatori di gas - Dispositivi di conversione - Parte 3: Flow computer
UNI EN 12480	Contatori di gas - Contatori di gas a rotoidi
UNI EN 14236	Misuratori di gas domestici a ultrasuoni
UNI EN 16314	Misuratori di gas - Funzionalità aggiuntive
UNI 11003	Contatori di gas - Contatori di gas con pressione di misura non maggiore di 0,07 bar - Criteri di verifica metrologica
UNI 11363	Riferibilità metrologica delle misure di quantità e di portata di gas combustibili
UNI 11625	Contatori di gas - Contatori di gas con elemento di misura massico-termico a circuito capillare

Misura della qualità del gas naturale e del biometano

RIFERIMENTI	
UNI/TR 11537	Immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale ⁹

⁹ La nuova edizione pubblicata nel settembre 2016 contiene indicazioni specifiche sui metodi applicabili per la misurazione della qualità e sulle relative frequenze di campionamento e misura

Appendice 1

UNI EN ISO 6974	(tutte le parti) Gas naturale - Determinazione della composizione con un'incertezza definita per mezzo di gascromatografia
UNI EN ISO 6976	Gas naturale - Calcolo del potere calorifico, della densità, della densità relativa e dell'indice di Wobbe, partendo dalla composizione
UNI EN ISO 13443	Gas naturale - Condizioni di riferimento normalizzate
UNI EN ISO 18453	Gas naturale - Correlazione tra il contenuto di acqua e il punto di rugiada dell'acqua
UNI EN ISO 19739	Gas naturale - Determinazione dei composti solforosi per gascromatografia
UNI EN ISO 13686	Gas naturale - Designazione della qualità
UNI EN ISO 12213-1	Gas naturale - Calcolo del fattore di compressione - Parte 1: Introduzione e linee guida
UNI EN ISO 12213-2	Gas naturale - Calcolo del fattore di compressione - Parte 2: Calcolo con l'utilizzo di analisi della composizione molare
UNI EN ISO 12213-3	Gas naturale - Calcolo del fattore di compressione - Parte 3: Calcolo con l'utilizzo delle proprietà fisiche
AGA NX-19	Manual for the determination of supercompressibility factors for natural gas
UNI EN 16726	Gas infrastructure – Quality of gas – Group H
Progetto prEN 16723-1	Natural gas and biomethane for use in transport and biomethane for injection in the natural gas network – Part 1 Specifications for biomethane for injection in the natural gas network. ¹⁰
Progetto prEN 16723-2	Natural gas and biomethane for use in transport and biomethane for injection in the natural gas network – Part 2: Automotive fuel specifications ¹¹

Impianti di ricezione, prima riduzione di pressione e misura

RIFERIMENTI

UNI 9167:2009	Impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale - Progettazione, costruzione e collaudo
UNI 9571-1:2012	Impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale - Parte 1: Sorveglianza
Progetto E01029182 (UNI 9571-2)¹²	Impianti di ricezione, prima riduzione e misura del gas naturale - Parte 2: Attività di sorveglianza sugli aspetti metrologici delle apparecchiature di misura della quantità del gas

Impianti di riduzione finale di pressione e misurazione e stazioni di regolazione e di misura

RIFERIMENTI

UNI 10390	Impianti di riduzione finale della pressione del gas naturale funzionanti con pressione a monte massima compresa tra 5 e 12 bar. Progettazione, costruzione e collaudo
UNI 10702	Sistemi di controllo della pressione e/o impianti di misurazione del gas funzionanti con pressione a monte compresa tra 0,04 bar e 12 bar - Parte 1: Sorveglianza del controllo della pressione

¹⁰ Progetto di norma europea sviluppato dal CEN/TC 408 nell'ambito del mandato M/475 che definisce caratteristiche specifiche per il biometano da immettere in rete in aggiunta a quelle generali definite per gas naturale e biometano nella UNI EN 16726. Testo approvato nell'estate 2016, in corso di pubblicazione.

¹¹ Progetto di norma europea sviluppato dal CEN/TC 408 nell'ambito del mandato M/475 che definisce caratteristiche specifiche per il biometano e il gas naturale da utilizzare come carburante per autotrazione

¹² In fase di elaborazione

UNI 10619-1	Sistemi di controllo della pressione e/o impianti di misurazione del gas naturale funzionanti con pressione a monte massima di 12 bar per utilizzo industriale e civile - Parte 1: Progettazione, costruzione e collaudo - Generalità
UNI 10619-2	Sistemi di controllo della pressione e/o impianti di misurazione del gas naturale funzionanti con pressione a monte massima di 12 bar per utilizzo industriale e civile - Parte 2: Progettazione, costruzione e collaudo - Sistemi di controllo del gas
UNI 10619-3	Sistemi di controllo della pressione e/o impianti di misurazione del gas naturale funzionanti con pressione a monte massima di 12 bar per utilizzo industriale e civile - Parte 3: Progettazione, costruzione e collaudo - Impianti di misurazione del gas
UNI 8827-1	Sistemi di controllo della pressione del gas funzionanti con pressione a monte compresa fra 0,04 bar e 5 bar - Progettazione, costruzione e collaudo - Parte 1: Generalità
UNI 8827-2	Sistemi di controllo della pressione del gas funzionanti con pressione a monte compresa fra 0,04 bar e 5 bar - Progettazione, costruzione e collaudo - Parte 2: Sistemi di controllo
UNI EN 1776	Infrastrutture del gas - Sistemi di misurazione del gas - Requisiti funzionali
UNI EN 12186	Infrastrutture del gas - Stazioni di regolazione della pressione del gas per il trasporto e la distribuzione - Requisiti funzionali

Odorizzazione e impianti di odorizzazione

RIFERIMENTI

UNI 7133-1	Odorizzazione di gas per uso domestico e similare - Parte 1: Termini e definizioni
UNI 7133-2	Odorizzazione di gas per uso domestico e similare - Parte 2: Requisiti, controllo e gestione
UNI 7133-3	Odorizzazione di gas per uso domestico e similare - Parte 3: Procedure per la definizione delle caratteristiche olfattive di fluidi odorosi
UNI 7133-4	Odorizzazione di gas per uso domestico e similare - Parte 4: Definizione dei requisiti degli odorizzanti
UNI 9463-1	Impianti di odorizzazione e depositi di odorizzanti per gas combustibili impiegati in usi domestici o similari - Parte 1: Termini e definizioni
UNI 9463-2	Impianti di odorizzazione e depositi di odorizzanti per gas combustibili impiegati in usi domestici o similari - Parte 2: Impianti di odorizzazione - Progettazione, costruzione, collaudo e sorveglianza
UNI 9463-3	Impianti di odorizzazione e depositi di odorizzanti per gas combustibili impiegati in usi domestici o similari - Parte 3: Depositi di odorizzanti - Progettazione, costruzione ed esercizio
UNI 9463-4	Impianti di odorizzazione e depositi di odorizzanti per gas combustibili impiegati in usi domestici o similari - Parte 4: Modalità di fornitura di odorizzanti
UNI EN ISO 13734	Gas naturale - Composti organici utilizzati come odorizzanti - Requisiti e metodi di prova

La struttura della rete gas

L'immissione nella rete del gas naturale italiana, per quanto ad oggi più complessa rispetto all'utilizzo extra-rete per via del quadro normativo in fase di completamento e dei divieti vigenti per talune tipologie di biogas, rappresenta la strada potenzialmente più interessante per sfruttare al meglio il potenziale del biometano e fare leva sulla capillarità della distribuzione, che rappresenta un punto di forza di livello mondiale del nostro Paese.

L'AEEGSI ha definito nelle delibere pubblicate nel 2015 (46/2015/R/Gas, 208/2015/R/Gas e 210/2015/R/Gas) le condizioni di allacciamento alla rete degli impianti di produzione di biometano, le coperture degli incentivi e le modalità commerciali di immissione in rete inclusa l'opzione di Ritiro Dedicato da parte del GSE.

La rete di trasporto del gas naturale è suddivisa in una **rete nazionale** e in una **rete regionale**. L'elenco e le caratteristiche principali dei gasdotti che ne fanno parte sono periodicamente aggiornati dal MISE mediante appositi decreti. Secondo quanto riportato negli allegati al DM 20/10/2015, la rete nazionale di trasporto comprende all'1/1/2016 10.083 km di gasdotti in esercizio, in gran parte di proprietà di Snam Rete Gas e con una quota di poco inferiore ai 500 km di proprietà di Società Gasdotti Italia.

La rete nazionale di gasdotti è costituita essenzialmente da tubazioni, normalmente di grande diametro, con funzione di trasferire quantità di gas dai punti di ingresso del sistema (importazioni e principali produzioni nazionali) ai punti di interconnessione con la rete di trasporto regionale e con le strutture di stoccaggio.

L'attuale assetto della rete di trasporto regionale è definito nel DM 3/11/2015. Essa comprende 24.525 km di gasdotti. Oltre a Snam Rete Gas, proprietaria di quasi 23.000 km di gasdotti, operano sul territorio nazionale anche altre otto società proprietarie di reti di trasporto regionali.

La rete di trasporto regionale permette di movimentare il gas naturale in ambiti territoriali delimitati per la fornitura del gas ai consumatori industriali e termoelettrici e alle reti di distribuzione urbana.

La **rete di distribuzione** è costituita da più di 200 operatori, proprietari di un sistema integrato di infrastrutture (cabine per il prelievo, impianti di riduzione della pressione, reti di distribuzione, punti di riconsegna), che consentono di prelevare il gas dalla rete di trasporto e di riconsegnarlo ai clienti finali (domestici o industriali).

Appendice 2

Le reti e gli impianti di derivazione di utenza per gas metano sono classificati in base al D.M. 16/04/2008 e D.M. 17/04/2008.

TIPOLOGIE DI RETI

Reti di trasporto	1ª specie Impianti con pressione massima di esercizio $p > 24$
	2ª specie Impianti con pressione di esercizio $12 \text{ bar} < p \leq 24 \text{ bar}$
	3ª specie Impianti con pressione di esercizio $5 \text{ bar} < p \leq 12 \text{ bar}$
Reti di distribuzione	4ª specie Impianti con pressione di esercizio $1,5 \text{ bar} < p \leq 5 \text{ bar}$
	5ª specie Impianti con pressione di esercizio $0,5 \text{ bar} < p \leq 1,5 \text{ bar}$
	6ª specie Impianti con pressione di esercizio $0,04 \text{ bar} < p \leq 0,5 \text{ bar}$
	7ª specie Impianti con pressione di esercizio $p \leq 0,04 \text{ bar}$

Conversioni ed equivalenze

Nel settore del gas naturale vengono utilizzati diversi tipi di unità di misura, con riferimento all'energia, al volume e alla massa.

Ai fini di una migliore comprensione dei valori riportati nel presente documento, elenchiamo qui di seguito alcuni parametri e le relative conversioni più comuni, riferiti al solo **metano puro**.

A differenza del gas naturale, infatti, il biometano non contiene generalmente quantità significative di idrocarburi superiori al metano o di altri gas combustibili (ad esempio, idrogeno). In prima approssimazione si può quindi far riferimento al solo contenuto di metano per calcolarne, ad esempio, il contenuto energetico.

Energia

Il contenuto energetico di un gas combustibile viene generalmente espresso in termini di PCS (Potere Calorifico Superiore) o di PCI (Potere Calorifico Inferiore).

Il potere calorifico superiore è la quantità di calore che si rende disponibile per effetto della combustione completa in aria a pressione costante della massa unitaria del combustibile, quando i prodotti della combustione sono riportati alla temperatura iniziale del combustibile e del comburente.

Tutti i prodotti di combustione alla temperatura iniziale sono allo stato gassoso, ad eccezione dell'acqua condensata allo stato liquido. Nel calcolo del potere calorifico inferiore si assume invece che tutti i prodotti di combustione siano riportati alla temperatura iniziale allo stato gassoso.

Il potere calorifico inferiore è quindi pari al potere calorifico superiore diminuito del calore di condensazione del vapore d'acqua formatosi durante la combustione.

I valori di riferimento del PCI e il PCS del metano puro su base molare, massica e volumetrica (gas ideale e gas reale) sono riportati nella norma *UNI EN ISO 6976:2008 Natural gas - Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition, Annex G*.

Qui di seguito si riportano tali valori e alcune conversioni in unità di misura di uso corrente.

Poteri calorifici del metano, riferimento molare, T = 15 °C (UNI EN ISO 6976:2008, Appendice G, Tabella G1):

PCI metano = 802,69 kJ/mol

PCS metano = 891,56 kJ/mol

Appendice 3

Poteri calorifici del metano, riferimento massico, $T = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ (UNI EN ISO 6976:2008, Appendice G, Tabella G2):

PCI metano = 50,035 MJ/kg

PCS metano = 55,574 MJ/kg

Poteri calorifici del metano, riferimento volumetrico, gas reale, combustione a $15\text{ }^{\circ}\text{C}$, misura a $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ (UNI EN ISO 6976:2008, Appendice G, Tabella G3):

PCI metano = 34,016 MJ/Sm³

PCS metano = 37,782 MJ/Sm³

Partendo dai valori precedenti e applicando la conversione $1\text{ MJ} = 0,277778\text{ kWh}$, si ha per il riferimento massico:

PCI metano = 13,90 kWh/kg

PCS metano = 15,44 kWh/kg

e per quello volumetrico (gas reale, combustione a $15\text{ }^{\circ}\text{C}$, misura a $15\text{ }^{\circ}\text{C}$):

PCI metano = 9,449 kWh/Sm³

PCS metano = 10,495 kWh/Sm³

Applicando la conversione $1\text{ MJ} = 239,00688\text{ kcal}$, si ha per il riferimento massico:

PCI metano = 11.958,71 kcal/kg = 11,959 Gcal/t

PCS metano = 13.282,57 kcal/kg = 13,283 Gcal/t

e per quello volumetrico (gas reale, combustione a $15\text{ }^{\circ}\text{C}$, misura a $15\text{ }^{\circ}\text{C}$):

PCI metano = 8.130,06 kcal/Sm³

PCS metano = 9.030,16 kcal/Sm³

Un altro fattore di conversione utile può essere:

1 Gcal = 1,16221667 MWh

Volume

L'unità di volume di un gas è il "metro cubo", misurato a particolari condizioni di pressione e di temperatura. Le due unità di misura più utilizzate sono:

■ **Standard metro cubo (Sm³)**, riferito alla temperatura di $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ e alla pressione assoluta di 1,01325 bar;

Conversioni ed equivalenze

■ **Normal metro cubo (Nm³)**, riferito alla temperatura di 0 °C e alla pressione assoluta di 1,01325 bar.

Occorre a questo proposito tenere presente che una certa quantità di gas, che occupa il volume di 1 metro cubo a 0 °C, portata a 15 °C a pressione costante, si dilata e occupa un volume di 1,055 metri cubi, maggiore quindi del 5,5%.

Dunque, essendo il volume di uno Sm³ misurato ad una temperatura superiore (15 °C, anziché 0 °C), il quantitativo di gas sarà inferiore di circa il 5% e il potere calorifico sarà parimenti diminuito rispetto al Nm³ dello stesso gas combustibile.

Si ricorda che la normativa e la legislazione in Italia fa tipicamente riferimento allo Sm³ per il gas naturale di rete.

Possono essere utili le seguenti conversioni:

1 kg di metano = 1,473 Sm³ = 1,397 Nm³

1 Sm³ di metano = 10,49 KWh = 0,010 49 MWh (con riferimento al PCS del metano)

1 Sm³ di metano = 9,45 KWh = 0,00945 MWh (con riferimento al PCI del metano)

Massa volumica

La massa volumica di un gas è data dal rapporto tra la massa molecolare e il volume di una mole, pari a 22,4 litri (alle condizioni normali: 0 °C e 1,01325 bar).

Per il metano puro, la cui massa molecolare è 16,043 g, la massa volumica riferita alle condizioni normali è quindi pari a 16,043/22,4 = 0,716 kg/Nm³.

Poiché un Nm³ = 1,055 Sm³, la massa volumica del metano alle condizioni standard (15 °C e 1,01325 bar) è pari a 0,716/1,055 = 0,679 kg/Sm³.

Glossario

Valgono le definizioni di cui al documento *GSE Procedura di qualifica per gli impianti di produzione di biometano*, paragrafo 2.1, a cui si aggiungono quelle riportate di seguito.

Bilanciamento fisico

Si riferisce al sistema di trasporto del gas naturale, ed è il controllo in tempo reale dei parametri di flusso (portate e pressioni) da parte del trasportatore al fine di garantire in modo efficiente la movimentazione del gas dai punti d'immissione ai punti di prelievo.

Bilanciamento commerciale

Consiste nella contabilizzazione e allocazione delle partite di gas immesso e prelevato dalla rete.

Codice di rete

È lo strumento contrattuale con cui vengono regolati i rapporti tra le imprese che gestiscono gli impianti di distribuzione, le imprese di vendita e i grossisti che utilizzano l'impianto medesimo.

Dispacciamento

Attività di gestione e di regolazione della pressione del gas tramite centrali di compressione e decompressione per mantenere l'equilibrio fra domanda e offerta di gas.

Double counting

Premialità consistente nel riconoscimento di un doppio numero di Certificati di Immissione al Consumo qualora la produzione di biometano preveda l'utilizzo esclusivo di una o più materie di cui all'articolo 4, comma 3 del D.M. 5 dicembre 2013.

Gestore della rete

È il soggetto che, a seconda dei casi, gestisce il servizio di trasporto o di distribuzione del gas naturale. In base alla Delibera n. 11/07 dell'AEEGSI, non può essere lo stesso soggetto che vende il gas.

Gruppo di misura

È lo strumento di misura del volume totale di gas transitato nella sezione di tubazione che adduce il gas al cliente finale, tradizionalmente detto contatore. L'AEEGSI ha imposto, con delibera 631/2013/R/Gas del 27/12/2013, la sostituzione dei contatori gas tradizionali ad orologeria meccanica (a lettura immediata) con conta-

tori di nuova generazione dotati di display a cristalli liquidi e di sistema di telelettura a distanza.

Gruppo di riduzione

È il complesso (assiemato) costituito da regolatori di pressione, da apparecchi ausiliari, da tubazioni, da raccordi e pezzi speciali, aventi la funzione di ridurre la pressione del gas canalizzato da un valore di pressione in entrata variabile a un valore di pressione in uscita predeterminato, fisso o variabile.

Operatore venditore

Operatore della piattaforma di negoziazione, organizzata e gestita dal GME (Gestore Mercati Energetici) per l'offerta di gas naturale, che può presentare sia offerte di vendita sui book di negoziazione per i quali è abilitato, nonché offerte di acquisto per partite di gas offerte da altri venditori.

PDC (Punto di Consegna)

È il punto di connessione tra la rete di trasporto e la rete di distribuzione del gas e identifica in modo univoco la cabina di regolazione e misura (REMI). Il PDC è rappresentato da un codice a 8 cifre.

PDR (Punto di Riconsegna)

È il punto fisico del metanodotto in cui il gestore della rete consegna il gas al cliente finale. Il PDR è rappresentato da un codice a 14 cifre.

Punto di immissione

Come da documento GSE *Procedura di qualifica per impianti di produzione di biometano*, è il punto della rete in cui il biometano viene immesso.

PIV (Punto di Immissione Virtuale)

La delibera AEEGSI 7 maggio 2015 210/2015/R/Gas prevede che il biometano prodotto nei diversi impianti connessi alla rete di distribuzione venga virtualmente consegnato in un unico punto di immissione virtuale alla rete di trasporto. A tale punto di immissione virtuale ha accesso anche il GSE, per quanto riguarda il biometano oggetto di Ritiro Dedicato.

Produttore

Come definito dalla delibera AEEGSI 12 febbraio 2015 46/2015/R/Gas,

è la persona fisica o giuridica che ha la disponibilità di un impianto di produzione di biometano.

PSV (Punto di Scambio Virtuale)

Obiettivo primario del Punto di Scambio Virtuale è quello di fornire un punto di incontro tra domanda e offerta di gas, ove effettuare transazioni bilaterali di gas naturale su base giornaliera, garantendone la contabilizzazione.

Punti di stoccaggio

L'attività di stoccaggio del gas naturale ha la funzione di compensare le diverse esigenze tra fornitura e consumo del gas. L'approvvigionamento ha infatti un profilo sostanzialmente costante durante tutto l'anno, mentre la domanda di gas è caratterizzata da una rilevante variabilità stagionale, con una domanda invernale significativamente superiore a quella estiva.

L'attività si distingue sostanzialmente in due fasi. La fase di iniezione (da aprile ad ottobre), quando il gas naturale proveniente dalla rete nazionale di trasporto viene immesso nel giacimento, e la fase di erogazione (da novembre a marzo) quando il gas naturale viene prelevato dal giacimento, trattato e riconsegnato ai clienti sempre attraverso la rete di trasporto. Per lo stoccaggio vengono utilizzati giacimenti di gas già sfruttati per la produzione, situati a circa 1.000-1.500 metri di profondità.

Stogit è il maggiore operatore italiano ed europeo nell'attività di stoccaggio del gas; attraverso otto campi di stoccaggio, localizzati in Lombardia (quattro), Emilia Romagna (tre) e Abruzzo (uno), mette a disposizione del mercato, secondo criteri di efficienza tecnica ed economica, le capacità di stoccaggio di cui dispone. Per farlo, utilizza un sistema integrato (giacimenti, impianti di trattamento gas, impianti di compressione e sistema di dispacciamento) in grado di assicurare, compatibilmente con le capacità di stoccaggio disponibili, anche le prestazioni di modulazione richieste.

REMI (Cabina di Regolazione e Misura)

Corrisponde al punto fisico di congiunzione tra la rete di trasporto e quella di distribuzione del gas. In corrispondenza della cabina REMI avviene quindi la consegna del gas dalla rete di trasporto alla rete di distribuzione o, in alcuni casi particolari, direttamente al cliente finale. Pertanto, in corrispondenza della cabina REMI vi è il punto di consegna del gas (PDC). La cabina REMI è preposta alla de-

compressione del gas naturale e alla sua misurazione.

Rete di distribuzione

È il sistema di condotte generalmente interrato, posate su suolo pubblico o privato che, partendo dai punti di consegna fisici e/o dai punti di interconnessione, consente la distribuzione del gas ai clienti; la rete non comprende gli impianti di derivazione di utenza.

Rete di trasporto nazionale

È la rete nazionale dei gasdotti, così come definita con Decreto del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato del 22/12/2000.

Rete di trasporto regionale

Rete gestita dall'impresa di trasporto, classificata sulla base dei criteri di cui al Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 29/9/2005 e successivi aggiornamenti.

Shipper o Utente del Trasporto

Gli shipper sono i soggetti che all'interno della filiera producono o importano gas, oppure lo acquistano da produttori nazionali o da altri shipper, per rivenderlo ai clienti finali diretti (industrie e centrali termoelettriche) e/o ad altre società che vendono al dettaglio ai clienti finali indiretti.

Per esercitare la propria attività, gli shipper utilizzano le reti di trasporto nazionale e regionale e la rete di stoccaggio al fine di trasportare il gas dai punti di ingresso nella rete nazionale e modularlo ai punti di consegna.

L'attività dello shipper è quindi legata all'approvvigionamento e alla commercializzazione all'ingrosso del gas naturale.

Il servizio di trasporto nazionale fornito da Snam e da S.G.I. agli shipper è disciplinato da un contratto denominato "contratto di trasporto" ed è regolato da una tariffa sottoposta ad approvazione da parte dell'Autorità.

Il servizio di stoccaggio nazionale fornito da Stogit e da Edison è disciplinato da un contratto denominato "contratto di stoccaggio" ed è regolato da una tariffa sottoposta ad approvazione da parte dell'Autorità.

Lo shipper può essere molto spesso anche trader, nel senso che può offrire sia il puro e semplice servizio di trasporto, senza acquisire la proprietà del gas trasportato, sia acquistare e rivendere lo stesso.

Sistema di misura

È il complesso di apparecchiature e degli strumenti installati, anche con funzione di riserva e controllo, inclusi i sistemi di acquisizione ed elaborazione locale della misura e le locali apparecchiature atte a consentire la telelettura. Il sistema di misura include principalmente i seguenti componenti:

- (i) le valvole di intercettazione e le tubazioni comprese fra valvola di intercettazione a monte e a valle del misuratore stesso;
- (ii) il misuratore dei volumi di gas;
- (iii) il gascromatografo e i dispositivi ad esso associati, dove presenti, ovvero altre apparecchiature di misura della qualità del gas;
- (iv) i dispositivi per la misurazione automatizzata quali, ad esempio, il convertitore di volume (flow computer), il sistema locale di trasmissione dei dati e il registratore dei dati (data logger).

Soggetto obbligato

Soggetto obbligato all'immissione di biocarburanti è l'operatore per il quale si verificano i presupposti per il pagamento dell'accisa sulla benzina e il gasolio immessi in consumo nel territorio nazionale.

TISG (Testo integrato delle disposizioni per la regolamentazione delle partite fisiche ed economiche servizio bilanciamento gas naturale)

È l'allegato A della deliberazione del 31/5/2012, n. 229/2012/R/Gas.

Trader

Sono i soggetti esercenti l'attività di vendita ai clienti finali. Per esercitare la propria attività, i trader utilizzano le reti di distribuzione locali al fine di prelevare e consegnare il gas naturale dai Punti di Consegna ai Punti di Riconsegna (o punti di fornitura dei clienti finali).

L'attività del trader è quindi legata alla vendita al dettaglio del gas naturale. Il servizio di distribuzione è disciplinato da contratti stipulati tra distributore e venditore (denominati "contratti di vettoriamiento"), ed è regolato da una tariffa sottoposta ad approvazione da parte dell'Autorità.

Utente del Bilanciamento

È l'utente del servizio di trasporto e bilanciamento del gas naturale. Viene anche denominato shipper.

Utente della rete

Utilizzatore della rete di trasporto e di distribuzione che, avendo avuto accesso alla rete nel punto di consegna, ha titolo a immettere biometano in tale punto.

Utente del Trasporto

Vedi Shipper.

Vettoriamiento

È il servizio di trasporto del gas sulla rete di distribuzione locale, eseguito a titolo oneroso dal Distributore per conto del Venditore.



RSE SpA - Ricerca sul Sistema Energetico - sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema. Fa parte del Gruppo GSE SpA, interamente a capitale pubblico.

RSE implementa attività congiunte con il sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e i raggruppamenti delle piccole e medie imprese e le associazioni dei consumatori.

RSE promuove e favorisce lo sviluppo delle professionalità di domani promuovendo tutte le occasioni di supporto allo svolgimento di attività di formazione e divulgazione legate ai temi di ricerca svolti. L'attività di ricerca e sviluppo è realizzata per l'intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per linee interne sia in risposta a sollecitazioni esterne.

RSE dispone di un capitale umano che rappresenta un patrimonio unico di competenze ed esperienze, la cui difesa e sostegno rappresenta una condizione necessaria per consentire lo sviluppo di politiche di innovazione in un settore di enorme rilevanza per il Sistema Paese come quello energetico.