



**Università
Bocconi**

GREEN

Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

PRESENTAZIONE DELL'ATTIVITA' DELL'OSSERVATORIO GAS RINNOVABILI - OGR

Prospettive e ruolo del biometano nella transizione energetica
Workshop Università Bocconi

SUSANNA DORIGONI

13 Maggio 2022

L'OSSERVATORIO GAS RINNOVABILI (OGR) DELL'UNIVERSITA' BOCCONI

- **L'Osservatorio Gas Rinnovabili (OGR) è uno dei 4 Osservatori del Green** (il Centro di Ricerca per la Geografia, le Risorse, l'Ambiente, l'Energia e le Reti) **dell'Università Bocconi.**
- **Nasce a partire dalla lunga tradizione nazionale del gas naturale nel settore dei trasporti, classificato come *hard-to-abate*, per poi estendere la sua attività a tutti i settori economici, in un contesto storico in cui l'abbandono delle fonti fossili diviene improcrastinabile per ragioni di tipo ambientale e geopolitico, e in cui la conseguente esigenza di promuovere la produzione di fonti domestiche rinnovabili ottenibili con un approccio di economia circolare si trasforma in una strategia imprescindibile.**
- **Sin dal principio l'attività dell'OGR è stata supportata da un *pool* di imprese e associazioni tra cui: ASSOCOSTIERI, ASSOGAS, ASSOGASLIQUIDI, ASSOGASMETANO, BTS-BIOGAS, GRUPPO CAP, CONFAGRICOLTURA, EGEA, ENI, HERA, IGW, INEWA, IREN, MALMBERG, NORDENERGIA, NORDURPOWER, Q8, GRUPPO SOL, GRUPPO STC, GRUPPO TESA.**
- **L'obiettivo dell'OGR consiste nel valutare, a partire dal contesto normativo istituzionale e con approccio analitico, il contributo del biometano al soddisfacimento della domanda energetica italiana e al raggiungimento degli obiettivi di de-carbonizzazione e sviluppo delle fonti rinnovabili.**

IL DECRETO 2 MAGGIO 2018 E LA STIMA DEL POTENZIALE DI PRODUZIONE

- **Il Decreto**, che equipara gli impianti nuovi a quelli a biogas riconvertiti e che prevede di superare l'obiettivo della RED II inerente i biocarburanti avanzati (pari al 3,5% del totale al 2030), innalzandolo all'8% e da raggiungersi per il 75% attraverso metano rinnovabile, **ha definito gli incentivi per il biometano prodotto e immesso in rete con destinazione trasporti per gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022** (*termine in fase di estensione al 31/12/2023*), fissando un *cap* alla produzione incentivata pari a **1,1 Gmc**.
- **Il meccanismo di incentivazione si basa su:**
 - **Certificati di Immissione in Consumo – CIC** (375 euro ogni 5 Gcal per l'avanzato);
 - la **possibilità di ritiro del metano rinnovabile da parte del GSE ad un prezzo pari a quello registrato sul mercato a pronti del gas naturale (MPGAS) ridotto del 5%**;
 - **erogazione di contributi per la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione e (micro) liquefazione «pertinenti»** sotto forma di incremento del 20% del numero dei CIC (*calcolato senza la maggiorazione di cui all'art. 33 del Decreto 3 marzo 2011 n. 28 - CIC base pari a 10 Gcal*) fino al raggiungimento del 70% dei costi di investimento, entro un valore massimo di 600 k€ e 1.200 k€ per l'impianto di distribuzione e liquefazione rispettivamente.
- **L'OGR ha provveduto a:**
 - **stimare il potenziale produttivo teorico al 2030 attraverso la quantificazione della disponibilità futura dei substrati;**
 - **stimare il potenziale economico sulla base di un'analisi costi-benefici di tipo finanziario.**

IL POTENZIALE TEORICO DI PRODUZIONE

Il potenziale teorico di produzione al 2030 è stato calcolato a partire dalla disponibilità prospettica delle diverse biomasse, ipotizzando che tutto il biogas sia sottoposto ad *upgrading*.

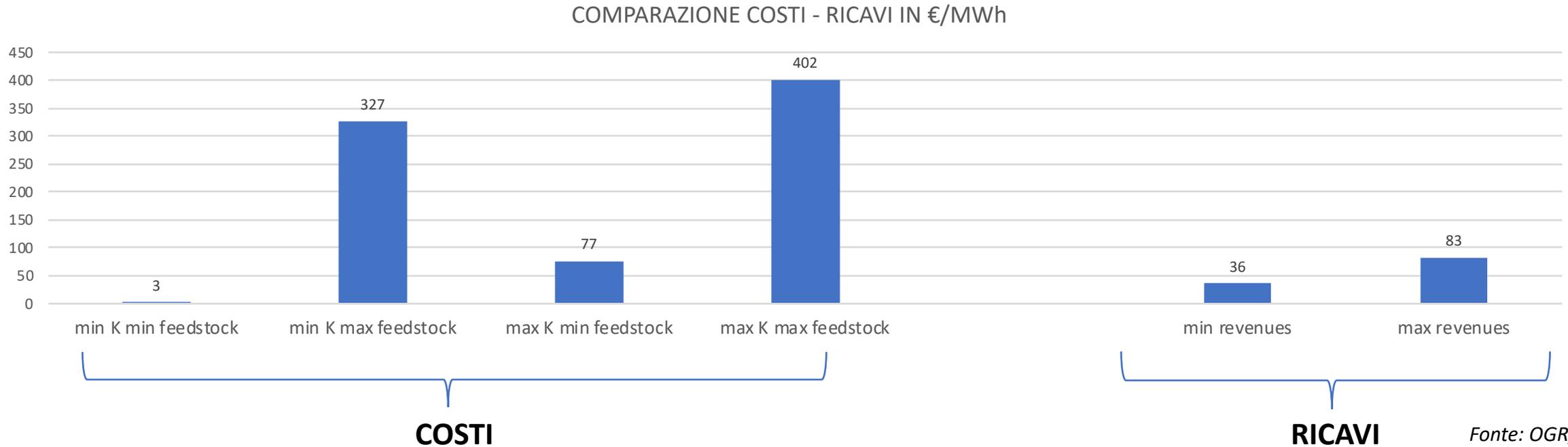
La consistenza futura dei feedstock è stata a sua volta stimata in relazione a specifiche assunzioni.

Per quanto concerne la FORSU si è proceduto ad una trattazione *separata*, effettuando dapprima la stima della produzione di rifiuti urbani e della porzione soggetta a raccolta differenziata, e, successivamente, calcolando la quantità di FORSU raccolta separatamente nonché la percentuale che potrebbe essere avviata alla produzione di biogas/biometano.

Tale potenziale è stato corretto alla luce degli *economics* della filiera produttiva, con specifico riferimento ai costi di produzione e ai ricavi ritraibili sulla base del meccanismo di incentivazione in vigore.

	Potenziale teorico di produzione di biometano al 2030 in Gmc
FANGHI	0,53
EFFLUENTI ZOOTECNICI	1,56
SCARTI AGRICOLI	1,58
DISCARICA	0,15
FORSU	0,66
TOTALE	4,48

STIMA DEL POTENZIALE ECONOMICO DI PRODUZIONE: COMPARAZIONE COSTI - RICAVI



Gli intervalli di costo di produzione sono risultati assai ampi in relazione a:

- i diversi substrati considerati (ipotesi di costo minimo e massimo);
- le diverse dimensioni degli impianti (ipotesi di costi fissi e operativi minimi e massimi).

I costi sono stati comparati con i ricavi, determinati dal sistema di incentivazione di cui al Decreto 2 marzo 2018, al fine di valutare la sostenibilità economica della produzione.

Prendendo in considerazione il dato di costo minore (grande impianto alimentato a fanghi da depurazione) e quello di ricavo maggiore (CIC a 375 €, double counting e impianto di pertinenza) e viceversa si arriva a stimare un profitto e una perdita pari a 80 e 366 euro a MWh rispettivamente. Più in particolare l'analisi condotta mostra sostanzialmente come la produzione di biometano sia economicamente giustificabile solo ove quest'ultimo sia prodotto a partire dalle materie prime caratterizzate da costi negativi o contenuti e in impianti di taglia superiore a 500 kW.

I costi di micro-liquefazione, compresi tra 5 e 13 €/MWh, peggiorano la sostenibilità economica della produzione penalizzando ulteriormente lo sviluppo del mercato.

STIMA DEL POTENZIALE ECONOMICO DI PRODUZIONE: FOCUS SUL BIOMETANO OTTENUTO DA FORSU

Per la FORSU la **valutazione** è stata **condotta con riferimento ad un impianto che produce anche *compost* di qualità (ACM)** con processo mesofilo *semi-dry* e *upgrading* a membrana. I **costi di capitale sono stati calcolati in base alla seguente formula:**

$$C = C_{ref} \cdot (q/q_{ref})^{SF}$$

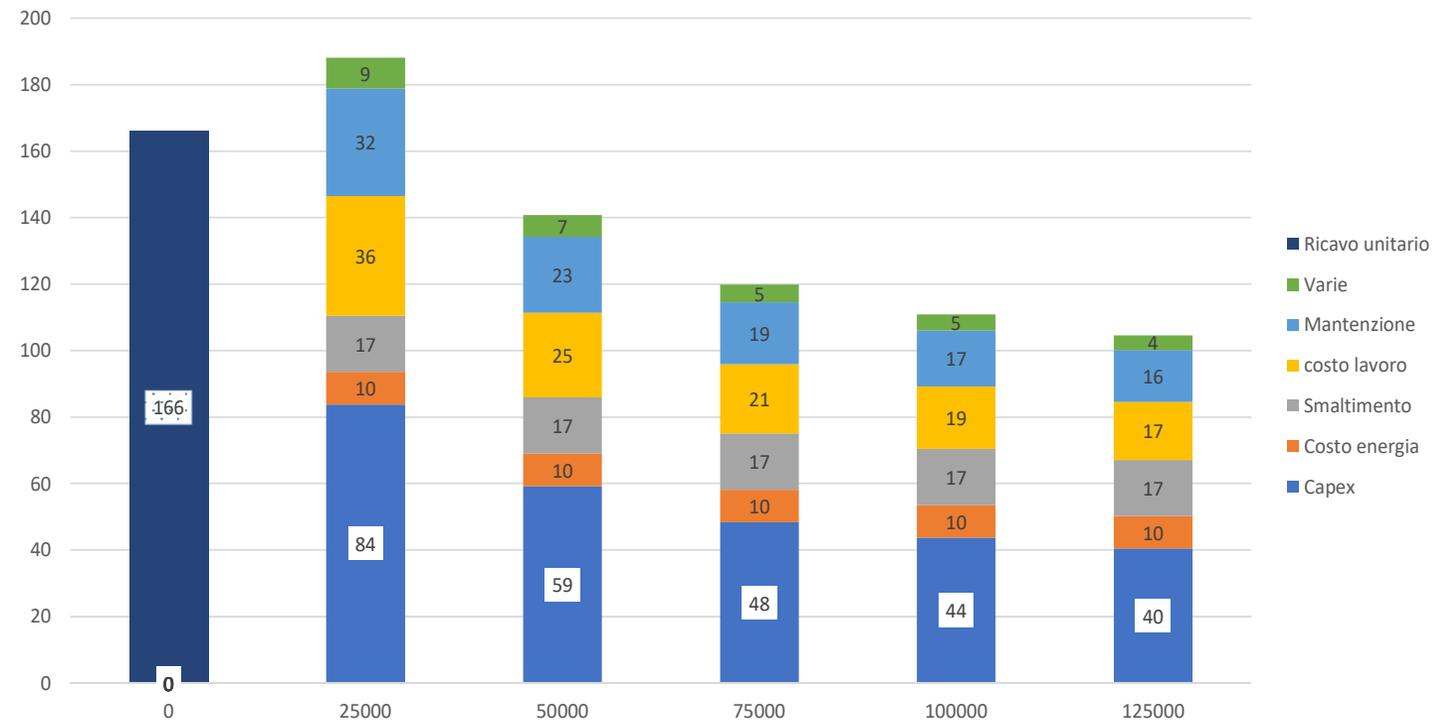
Applicando un fattore di scala (SF) crescente e adottando come riferimento un impianto da 75.000 tonnellate annue dal costo di 40 M€, si è proceduto a calcolare i costi totali e unitari di investimento.

I **costi operativi** sono rappresentati **dal costo del personale, dell'energia elettrica** e degli altri prodotti energetici, dai costi di **manutenzione**, dai costi di **smaltimento dei rifiuti** provenienti dal pre-trattamento della FORSU e dalla **produzione del *compost***.

La struttura dei ricavi si caratterizza per la **predominanza dei ricavi connessi al ritiro della FORSU (60%)** seguiti da quelli relativi ai CIC (26%). **L'incidenza della componente prezzo gas è inferiore** (prezzi gas 2020).

Dall'analisi è emerso come **tutti gli impianti di capacità superiore alle 50 kt/anno** abbiano **margini positivi e crescenti**.

Ricavo e costi unitari (€/t Forsu) in funzione della taglia di impianto



Fonte: OGR, 2021.

PRIME CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

- **L'analisi condotta ha dimostrato che**, pur caratterizzato da un significativo dinamismo sul fronte dell'offerta e della domanda, **il mercato non ha evidenziato un ritmo di sviluppo in linea con gli obiettivi fissati dalla normativa (*policy driven*) in quanto affetto da vincoli di tipo dimensionale e relativi ai costi di approvvigionamento di alcuni substrati non interamente coperti dagli incentivi.**
- **Ciò ha evidenziato il ruolo cruciale delle politiche di supporto nel favorire i necessari effetti di scala e di *learning* indispensabili al concreto sviluppo del mercato.** Più in particolare ciò richiederebbe:
 - **l'incentivazione non solo della produzione ma anche del consumo di biometano, per mezzo di misure di tipo *price* e *non price*, finalizzate ad assicurare uno sviluppo della domanda in linea con quello dell'offerta;**
 - **la previsione per la mobilità a biometano o a gas naturale miscelato con biometano, di agevolazioni simili a quelle previste per quella elettrica.**
- **L'esigenza di assegnare al biometano un ruolo primario nella transizione energetica è stata recepita dal PNRR, che, stanziando 1,92 miliardi di euro a favore del biometano, è volto a favorire la riconversione degli impianti a biogas esistenti e la realizzazione di nuovi impianti a biometano da utilizzarsi anche in settori diversi da quello dei trasporti per ulteriori 2,5 Gmc.**

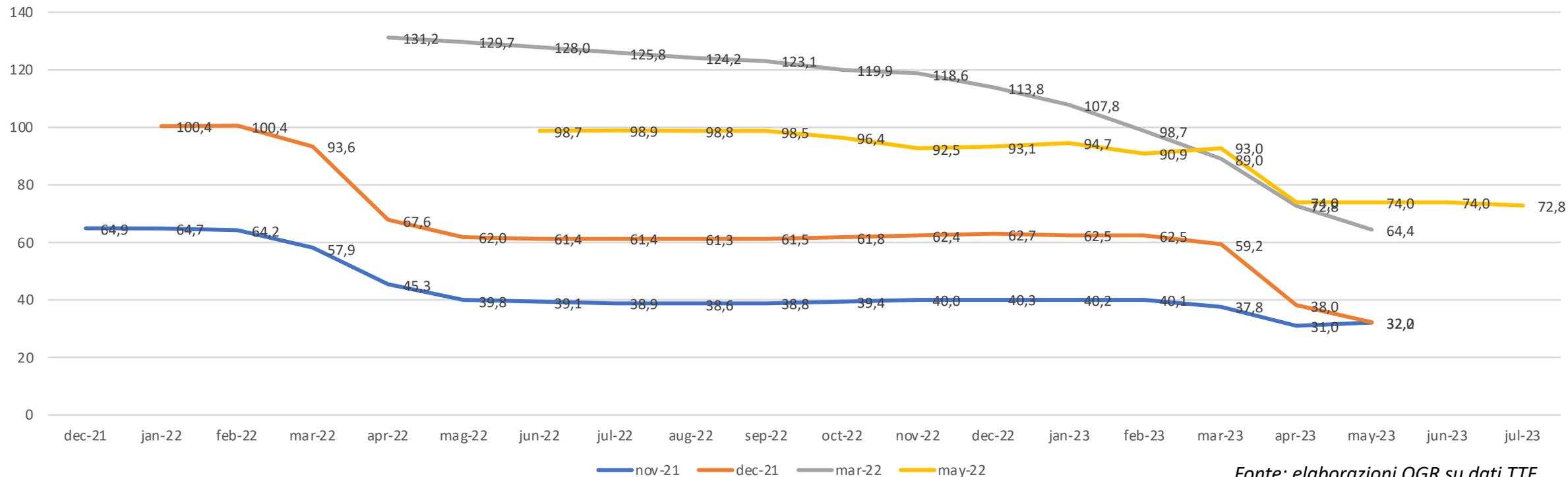
IL NUOVO CONTESTO NORMATIVO

Il contesto in cui si è svolta l'attività dell'OGR è sostanzialmente cambiato negli ultimi mesi dal punto di vista:

- **ECONOMICO:** la ripresa *post* pandemica sta rallentando e le previsioni di crescita del FMI vengono sostanzialmente dimezzate tra il 2021 e il 2023;
- **ENERGETICO:** i prezzi dell'energia, e del gas in particolare, stanno seguendo da un anno un *trend* al rialzo senza precedenti enfatizzato dalla crisi Ucraina;
- **NORMATIVO:**
 - la Commissione Europea ha rivisto al ribasso i target di riduzione delle emissioni puntando alla neutralità climatica al 2050;
 - le attività relative al gas naturale (e al nucleare) sono state incluse tra quelle «eligibili» della Tassonomia europea come attività «transitorie» e sottoposte a clausola di *sunset* entro il 2035, mentre tra le 25 attività energetiche contemplate ben 8 sono relative alla produzione/distribuzione/utilizzo di gas rinnovabili tra cui il biometano.
 - la seconda Direttiva sulle fonti rinnovabili (RED II) è stata recepita in Italia con il D.lgs 199 del novembre 2021 che ha introdotto un nuovo sistema di incentivazione per il biometano senza vincolo di destinazione d'uso, rinviandone la definizione ad un successivo Decreto attualmente all'esame della Commissione Europea.

L'EVOLUZIONE ATTESA DEI PREZZI DEL GAS NATURALE IN EUROPA

QUOTAZIONI FUTURES AL TTF - €/MWh



Fonte: elaborazioni OGR su dati TTF.

Sul mercato dei *future* del gas naturale le quotazioni registrate a **Novembre 2021, Dicembre 2021 e Marzo 2022** hanno indicato crescenti aspettative di rialzo dei prezzi attesi restare al di sopra dei 120 €/MWh fino ad ottobre di quest'anno per poi decrescere, rimanendo però sopra i 100 €/MWh fino a febbraio 2023, fino a raggiungere i 64 €/MWh a maggio 2023.

Le quotazioni di maggio 2022 tradiscono, da un lato, aspettative di breve periodo inferiori e al di sotto dei 100 €/MWh fino a marzo dell'anno prossimo, dall'altro, la previsione di una discesa più contenuta nei mesi successivi con un prezzo atteso attestarsi su un livello superiore e pari a 72-74 €/MWh fino a luglio 2023.

IL NUOVO SISTEMA DI INCENTIVAZIONE

Il Nuovo Decreto si riferisce alla produzione di biometano immesso nella rete di trasporto del gas naturale e destinato ad essere usato sia nel settore dei trasporti che in altri impieghi (produzione di elettricità, di calore e usi di raffrescamento).

L'articolo 1 stabilisce come solo gli impianti la cui costruzione sia completata entro il 30 giugno 2026 avranno accesso agli incentivi (§ 3) e, come, gli impianti che entrino in operatività tra il 15 dicembre 2021 e il 31 dicembre 2022 possano alternativamente accedere allo schema incentivante di cui al Decreto 2 marzo 2018 (§ 4).

L'articolo 3 (§ 1) stabilisce come gli impianti nuovi e quelli risultanti dalla riconversione di quelli esistenti a biogas godranno di un incentivo rappresentato da:

- un contributo in conto capitale** entro un limite massimo di investimento eligibile e sulla base di percentuali predefinite;
- una tariffa omnicomprensiva, prevista ridursi del 2% l'anno**, applicata alla produzione netta di biometano per un periodo di 15 anni.

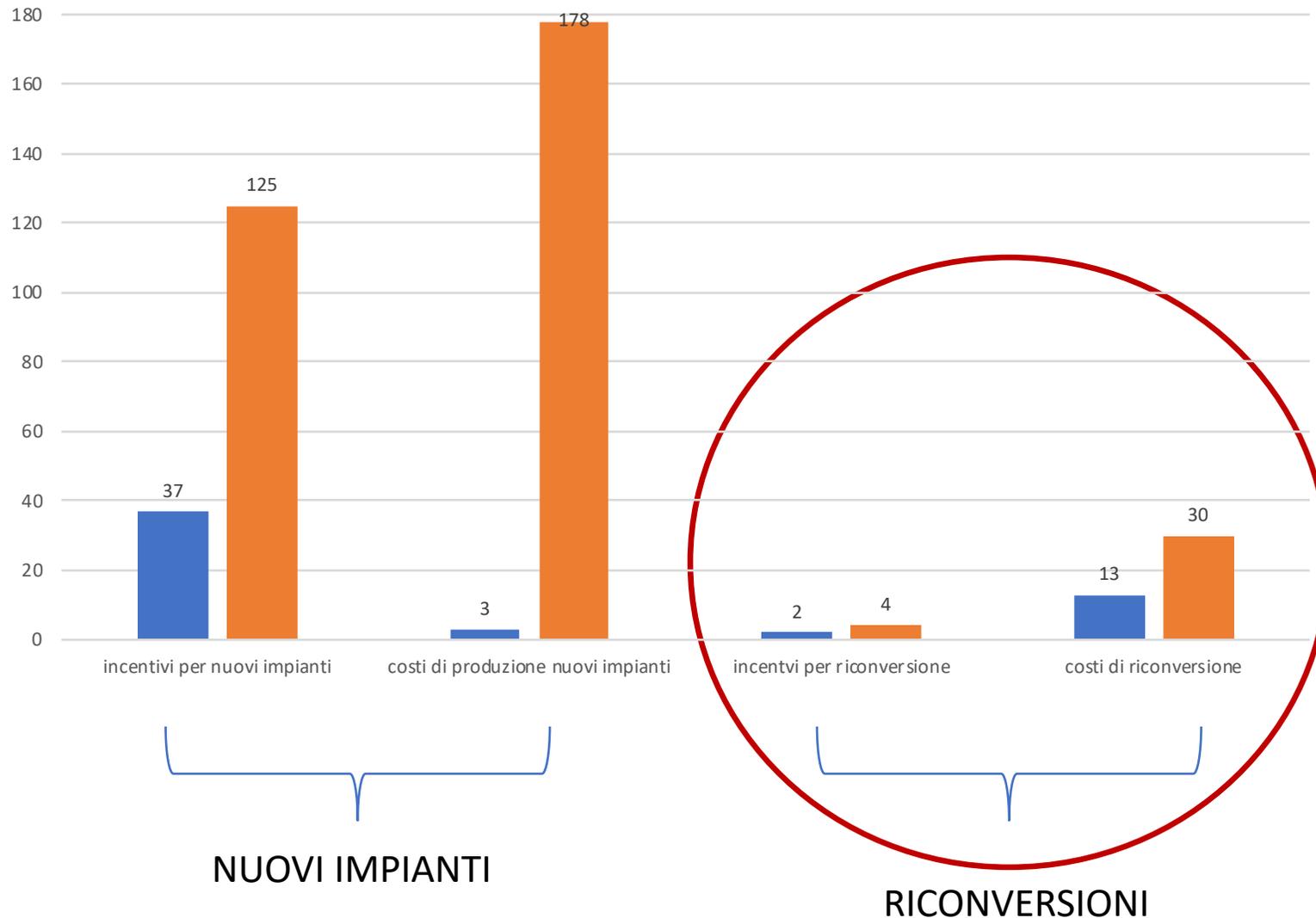
Entrambe le componenti sono differenziate sulla base della capacità e della data dell'impianto, così come viene fatta una distinzione tra nuove e vecchie installazioni.

L'accesso agli incentivi è subordinato alla partecipazione ad aste pubbliche, in cui contingenti di capacità vengono stanziati periodicamente (art. 5, § 1), assegnate sulla base dello sconto (non inferiore al 2% e non superiore al 50%) offerto sulla tariffa di riferimento.

La quota più consistente della capacità prevista (71%) è riservata alla riconversione degli impianti a biogas esistenti.

Secondo l'articolo 4 l'accesso alla procedura è consentito fino al raggiungimento del limite produttivo massimo di 1,1 Gmc di biometano uso trasporti (§ 4), comprensivo della quota incentivata ex Decreto 2 marzo 2018, e del limite addizionale di 2,5 Gmc per il biometano da utilizzarsi in settori diversi (§5).

INCENTIVI vs COSTI PER IMPIANTI NUOVI ED ESISTENTI (€/MWh)



Per i nuovi impianti l'incentivo complessivo è compreso tra 37 e 125 €/MWh (contributo in conto capitale fra i 4 e i 10 €/MWh e tariffa omnicomprensiva fra i 33 e i 115 €/MWh) a fronte di costi di produzione compresi fra 3 e 165 e 8 e 178 €/MWh per il biometano compresso (BMC) e liquefatto (BML) rispettivamente.

Per gli impianti esistenti l'incentivo complessivo è compreso fra 70 e 109 €/MWh (contributo in conto capitale compreso tra 2 e 4 €/MWh e tariffa omnicomprensiva compresa tra 68 e 105 €/MWh) a fronte di costi di riconversione compresi tra 13 e 30 €/MWh.

Il contributo alla riconversione, crescente con la taglia dell'impianto (*cut-off* 2 MW), copre dunque tra l'8 e il 28% dei costi di trasformazione che sono funzione decrescente della capacità.

IMPIANTI A BIOGAS IN ITALIA: TAGLIE E DIETE

Fra gli impianti volti alla produzione di elettricità (760) è possibile distinguere:

- impianti che utilizzano fanghi e deiezioni animali (231) con potenza media pari a 318 kW;
- impianti alimentati a rifiuti (209) con potenza media superiore al MW;
- impianti che utilizzano residui agricoli e forestali (320) con una capacità media pari a 667 kW.

Fra gli impianti di cogenerazione (1441) si trovano:

- impianti alimentati a rifiuti, fanghi, e residui agricoli/forestali (1000) con una capacità media pari a 727 kW;
- impianti che utilizzano deiezioni animali(441) con una potenza media di 400 kW.

	Number	Av. Size (kW)
Biogas plant - electricity production	760	722
<i>from waste</i>	209	1253
<i>from sludges</i>	16	310
<i>from animal slurries</i>	215	319
<i>from agriculture and forestry</i>	320	667
Biogas plant - CHP	1441	627
<i>from waste</i>	177	739
<i>from sludges</i>	65	611
<i>from animal slurries</i>	441	400
<i>from agriculture and forestry</i>	758	734

Fonte: elaborazioni OGR su dati ISPRA.

In caso di riconversione la maggioranza degli impianti esistenti a biogas beneficerebbe perciò della classe inferiore di incentivi in conto capitale.

Sebbene il passaggio a biometano rappresenti per molte imprese l'unica opzione di prolungamento della vita economica dell'impianto, **ciò potrebbe scoraggiare la riconversione.**

I CRITERI DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI CLIMALTERANTI NEL NUOVO DECRETO

All'articolo 4 della bozza di Decreto è stabilito che sono ammessi alle procedure competitive solo gli impianti che rispettano le seguenti condizioni:

- i) produzione di biometano destinato al settore dei trasporti e ottenuto da biomasse "avanzate" (Annesso VIII del D.lgs 199/2021) con riduzione delle emissioni di almeno il 65% rispetto al carburante fossile di riferimento (FFC);
- ii) produzione di biometano per altri usi con riduzione delle emissioni di almeno l'80% rispetto al combustibile fossile di riferimento.

La percentuale di abbattimento delle emissioni è calcolata secondo un approccio «well-to-grid» ovvero considerando tutte le fasi della filiera produttiva dalla coltivazione della biomassa all'immissione in rete.

BIOMETANO DESTINAZIONE TRASPORTI	BIOMETANO PER ALTRI USI
Produzione da biomasse avanzate	Nessun vincolo di dieta
Emissioni evitate pari almeno al 65%	Emissioni evitate pari almeno all'80%
FFC = 94 gCO ₂ eq/MJ	FFC = 80 gCO ₂ eq/MJ
Emissioni inferiori a 32.9 gCO₂eq/MJ	Emissioni inferiori a 16.0 gCO₂eq/MJ

LA RICONVERSIONE DEGLI IMPIANTI ESISTENTI TRA VINCOLI ECONOMICI E AMBIENTALI

- **L'introduzione di criteri di riduzione delle emissioni rende la scelta della dieta dell'impianto determinante ai fini dell'accessibilità agli incentivi.**
- **Il potenziale di abbattimento è infatti considerevolmente variabile a seconda del tipo di substrato utilizzato: nel caso degli effluenti zootecnici, ad esempio, rientrano nel computo anche le emissioni evitate derivanti dal loro mancato stoccaggio. Ciò consente di raggiungere, nel caso della tecnologia a «digestato chiuso», riduzioni comprese tra il 179% e il 202% (a seconda che sia prevista la combustione dell'*off-gas* o meno).**
- **Ciò potrebbe costituire un vincolo alla riconversione degli impianti a biogas che non siano in grado di modificare la loro dieta includendo substrati ad elevato potenziale di riduzione.**
- **Al fine di stimare il numero di impianti esistenti che potrebbero essere riconvertiti a biometano alla luce degli incentivi riconosciuti e dei criteri di sostenibilità si rende dunque necessaria un'analisi più puntuale relativa alla capacità degli impianti esistenti e alla loro alimentazione.**
- **E' a tale proposito che l'OGR sta mettendo a punto, a partire da dati GSE, un database relativo al parco impianti a biogas italiano con l'obiettivo di:**
 - *stabilire la potenza di ogni singolo impianto;*
 - *conoscere i substrati utilizzati per la produzione di biogas in ogni installazione;*
 - *verificare la distanza dalla rete di trasporto/distribuzione del gas naturale.*
- **Tale analisi consentirà di stabilire con un buon grado di approssimazione:**
 - **gli impianti per cui la riconversione è fattibile dal punto di vista economico-ambientale;**
 - **il conseguente volume di produzione di biometano;**
 - **la quota di produzione del bio-GNL.**

DATABASE INERENTE IL PARCO IMPIANTI A BIOGAS NAZIONALE

Microsoft Excel interface showing a spreadsheet titled "copia BIOMASS PLANTS incentivized by the GSE". The spreadsheet contains a list of biogas plants with columns for entry in operation, capacity in kW, type, location, province, region, company, and supply.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	entry in operation	capacity in kW	type	location	province	region	company	supply
2	01/05/2002	45	Rinnovabile-Biomassa gassosa	SARENTINO - SARNTAL	BOLZANO	TRENTINO ALTO ADIGE	KOFLER	Rifiuti organici : Rifiuti urbani+ reflui zootecnici (fertilizzanti,polpa di mela)
3	01/05/2002	180	Rinnovabile-Biomassa gassosa	SARENTINO - SARNTAL	BOLZANO	TRENTINO ALTO ADIGE	KOFLER	
4	01/05/2002	177	Rinnovabile-Biomassa gassosa	SARENTINO - SARNTAL	BOLZANO	TRENTINO ALTO ADIGE	KOFLER	
5	18/06/1996	480	Rinnovabile-Biomassa gassosa	UDINE	UDINE	FRIULI VENEZIA GIULIA	ELETTRICITA' RIFIUTI URBANI SRL	Frazione Organica di Rifiuti Solidi Urbani (F.O.R.S.U.), Frazione Organica Putrescibile (F.O.P.), e rifiuto verde
6	12/04/2011	836	Rinnovabile-Biomassa gassosa	BITONTO	BARI	PUGLIA	SO.GE.RI. S.R.L.	Rifiuti organici (Discarica)
7	18/11/2008	625	Rinnovabile-Biomassa gassosa	FRANCAVILLA FONTANA	BRINDISI	PUGLIA	ENERGIA DELLA CONCORDIA SPA	Rifiuti urbani (Discarica)
8	01/06/2010	325	Rinnovabile-Biomassa gassosa	CAVENAGO DI BRIANZA	ONZA E DELLA BRIAN	LOMBARDIA	CEM AMBIENTE S.P.A.	Rifiuti urbani (Discarica)
9	19/01/2004	4212	Rinnovabile-Biomassa gassosa	GORLA MAGGIORE	VARESE	LOMBARDIA	ECONORD SPA	Rifiuti (Discarica)
10	16/12/2008	330	Rinnovabile-Biomassa gassosa	VERGIATE	VARESE	LOMBARDIA	ECONORD SPA	
11	03/12/2009	660	Rinnovabile-Biomassa gassosa	MOZZATE	COMO	LOMBARDIA	ECONORD SPA	
12	22/10/2012	625	Rinnovabile-Biomassa gassosa	CASSANO SPINOLA	ALESSANDRIA	PIEMONTE	ROQUETTE ITALIA S.P.A.	Biomasse agricole
13	07/08/1998	960	Rinnovabile-Biomassa gassosa	LEGNAGO	VERONA	VENETO	LEGNAGO SERVIZI S.P.A.	Rifiuti solidi urbani; rifiuti speciali non pericolosi
14	18/12/2008	360	Rinnovabile-Biomassa gassosa	LEGNAGO	VERONA	VENETO	LEGNAGO SERVIZI S.P.A.	
15	02/03/2011	347,2	Rinnovabile-Biomassa solida	OSPITALE DI CADORE	BELLUNO	VENETO	SICET SRL	Residui legnosi
16	12/10/2007	720	Rinnovabile-Biomassa gassosa	SAN MARTINO DI VENEZZE	ROVIGO	VENETO	GEA SRL	Rifiuti (Discarica)
17	21/12/2012	834	Rinnovabile-Biomassa gassosa	SANT'URBANO	PADOVA	VENETO	GEA SRL	Rifiuti urbani; Rifiuti speciali non pericolosi
18	21/12/2012	834	Rinnovabile-Biomassa gassosa	SANT'URBANO	PADOVA	VENETO	GEA SRL	
19	05/06/2006	720	Rinnovabile-Biomassa gassosa	SANT'URBANO	PADOVA	VENETO	GEA SRL	
20	19/06/2000	2050	Rinnovabile-Biomassa gassosa	SANT'URBANO	PADOVA	VENETO	GEA SRL	
21	22/04/2004	1500	Rinnovabile-Biomassa gassosa	PERUGIA	PERUGIA	UMBRIA	ALTERTECNO SNC DI CARLO AVONI	Rifiuti organici
22	30/12/2010	987	Rinnovabile-Biomassa gassosa	ESTE	PADOVA	VENETO	SOCIETA' ESTENSE SERVIZI AMBIENTALI SPA	Rifiuti organici (rifiuti urbani)
23	30/12/2010	987	Rinnovabile-Biomassa gassosa	ESTE	PADOVA	VENETO	SOCIETA' ESTENSE SERVIZI AMBIENTALI SPA	
24	30/12/2010	987	Rinnovabile-Biomassa gassosa	ESTE	PADOVA	VENETO	SOCIETA' ESTENSE SERVIZI AMBIENTALI SPA	
25	06/12/2012	999	Rinnovabile-Biomassa gassosa	ESTE	PADOVA	VENETO	SOCIETA' ESTENSE SERVIZI AMBIENTALI SPA	
26	30/12/2010	987	Rinnovabile-Biomassa gassosa	ESTE	PADOVA	VENETO	SOCIETA' ESTENSE SERVIZI AMBIENTALI SPA	
27	06/12/2012	988	Rinnovabile-Biomassa gassosa	ESTE	PADOVA	VENETO	SOCIETA' ESTENSE SERVIZI AMBIENTALI SPA	
28	16/03/2009	998	Rinnovabile-Biomassa gassosa	CHIOGGIA	VENEZIA	VENETO	SOCIETA' ESTENSE SERVIZI AMBIENTALI SPA	Rifiuti organici
29	29/09/2011	998	Rinnovabile-Biomassa gassosa	AZZANO DECIMO	PORDENONE	FRIULI VENEZIA GIULIA	SOC. AGR. PRINCIPI DI PORCIA E BRUGNERA S.S.	Scarti della propria azienda agricola e vitivinicola
30	26/03/2000	249	Rinnovabile-Biomassa gassosa	MANERBIO	BRESCIA	LOMBARDIA	STURLA	Reflui zootecnici
31	17/05/1995	36	Rinnovabile-Biomassa gassosa	MANERBIO	BRESCIA	LOMBARDIA	AZ.AGR.ALLEVAMENTO TRIS DI ZILETTI P.D. & C.	Reflui zootecnici
32	01/07/2007	1013	Rinnovabile-Biomassa gassosa	VANDOIES - VINTL	BOLZANO	TRENTINO ALTO ADIGE	A.RIEPER AG	Residui agro-industriali
33	01/07/2007	1013	Rinnovabile-Biomassa gassosa	VANDOIES - VINTL	BOLZANO	TRENTINO ALTO ADIGE	A.RIEPER AG	

At the bottom of the spreadsheet, a row of regional filters is visible, with "NATIONAL" circled in red. Other filters include ABRUZZO, BASILICATA, CAMPANIA, EMILIA ROMAGNA, FRIULI VG, LAZIO, LIGURIA, LOMBARDIA, and a plus sign (+).

CONCLUSIONI

L'attenzione rivolta al biometano è crescente sia a livello nazionale che europeo.

L'8 marzo scorso la Commissione, nell'ambito del piano REPowerEU (COM(2022)0108 final), ha annunciato un obiettivo di produzione di 35 miliardi di metri cubi di biometano entro il 2030, enfatizzando come tale ammontare potrebbe sostituire il 20% delle importazioni di gas naturale dalla Russia.

Oggi l'UE produce 3 miliardi di metri cubi l'anno. Secondo l'EBA la produzione incrementale richiederebbe la mobilitazione di un'enorme quantità di risorse finanziarie e di biomasse sostenibili (80 miliardi di euro di investimenti in circa 5.000 nuovi impianti).

Sul fronte normativo però i vincoli allo sviluppo del mercato persistono.

E' il caso dei criteri di sostenibilità che potrebbero richiedere una sostanziale e non semplice revisione delle diete degli impianti al fine di poter beneficiare degli incentivi alla riconversione.

Questi ultimi, nonostante il nuovo sistema di incentivazione preveda un contributo completamente fisso riducendo quindi i rischi degli investimenti, non paiono, stando ai valori indicati nella bozza di Decreto, essere del tutto in grado di garantire uno sviluppo del mercato in linea con gli obiettivi europei.

Più in generale, è l'attuale incertezza normativa, a penalizzare gli investimenti.

Per consentire al biometano di svolgere il ruolo auspicato nella decarbonizzazione, in un contesto economico, energetico, ambientale e politico in cui la necessità di abbandonare le fonti fossili non è mai stata tanto impellente, è necessario predisporre velocemente un sistema di supporto agli investimenti che sia chiaro, ma, al tempo stesso modulabile in funzione delle diverse caratteristiche degli impianti esistenti, e duraturo nel tempo.

Stimolare la crescita del mercato del biometano significa operare in una logica di economia circolare, ridurre gli impatti ambientali e la dipendenza energetica dall'estero, continuare a valorizzare il patrimonio infrastrutturale nazionale a gas.



**Università
Bocconi**

GREEN

Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

GRAZIE PER L'ATTENZIONE!