



Relazione di quantificazione delle Emissioni di Metano

Art. 12 Regolamento (UE) 2024/1787

Anno solare 2024

Zocca, 3 dicembre '25



Sommario

1. Premessa3
2. Inquadramento generale3
3. Obiettivi3
4. Termini e Definizioni4
5. Tipologie di emissioni di metano ed elenco delle fonti6
 - 5.1 Emissioni *Upstream* (produzione e trattamento)7
 - 5.2 Emissioni *Downstream* (rete di distribuzione)Errore. Il segnalibro non è definito.
6. Livelli e metodi di rendicontazione (quantification methods)7
 - 6.3 Calcolo e unità di rendicontazione8
 - 6.4 Sintesi dei livelli raggiunti9
7. Risultanze della Valutazione9
 - 7.1 Risultati sintetici9
 - 7.2 Fattori utilizzati9
 - 7.3 Considerazioni finali9
8. ConclusioniErrore. Il segnalibro non è definito.
9. Allegati10
10. Bibliografia10



1. Premessa

Il presente documento è redatto ai fini dell'adempimento dell'obbligo previsto dall'articolo 12 del Regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento Europeo e del Consiglio, che stabilisce gli obblighi di **misurazione, monitoraggio, rendicontazione e verifica (MRV)** e le misure di **riduzione** delle emissioni di **metano** nel settore dell'energia.

L'obiettivo del documento è comunicare gli esiti della **quantificazione delle emissioni di metano in atmosfera** connesse alle attività di produzione e distribuzione del gas naturale svolte dal gestore, con riferimento **all'anno di rendicontazione 2024.**

2. Inquadramento generale

Il soggetto regolamentato esercita attività di **produzione (estrazione e trattamento) e vendita di gas naturale¹**: Il gas è estratto dai quattro pozzi localizzati nell'Appennino emiliano specificatamente a **Trignano frazione di Fanano e ceduto ad una società di trading.**

I pozzi operano in **depressione naturale** da formazioni **marno-argillose a bassa permeabilità** (gas termogenico residuo), Tali caratteristiche collocano l'attività nella categoria **"Onshore – Unconventional"** secondo la classificazione OGMP 2.0.

Il **gas estratto** è convogliato verso una **stazione di trattamento locale**, nella quale si svolgono le seguenti operazioni principali:

- **filtrazione**
- **deumidificazione**
- **misura**
- **analisi**
- **odorizzazione**
- **successiva immissione nella rete locale.**

L'infrastruttura complessiva **upstream** (produzione e trattamento rientra nel **campo di applicazione del Regolamento (UE) 2024/1787**, che disciplina la **misurazione, il monitoraggio, la rendicontazione e la riduzione delle emissioni di metano** derivanti dalle attività del settore energetico, nonché la progressiva adozione di pratiche di gestione conformi al framework **OGMP 2.0.**

3. Obiettivi

Gli obiettivi della presente relazione sono i seguenti:

- **Quantificare le emissioni di metano** generate dalle attività di produzione, trattamento e distribuzione del gas naturale svolte dal gestore nei siti di riferimento, con riferimento all'anno solare 2024.
- **Identificare e classificare le principali fonti emissive e i componenti critici** lungo la filiera, distinguendo tra emissioni fuggitive, sfiate, pneumatiche e da combustione incompleta.

¹ L'attività di vendita di gas ai clienti finali è esclusa dall'ambito di questo regolamento in quanto contenuta in altra specifica regolazione.



- **Assicurare la conformità** agli obblighi di **monitoraggio, rendicontazione e comunicazione** stabiliti dall'**articolo 12 del Regolamento (UE) 2024/1787**, in coerenza con il sistema di gestione delle emissioni di metano previsto dal programma **OGMP 2.0**.
- **Fornire una base tecnica** per la **pianificazione di misure di mitigazione**, il miglioramento continuo dell'accuratezza dei dati e la progressiva adozione di pratiche di misurazione diretta (LDAR, campagne top-down).

4. Termini e Definizioni

Onshore natural gas production and gathering

Si riferisce all'insieme delle attività di estrazione, separazione, trattamento preliminare e raccolta del gas naturale svolte a terra (onshore), prima della sua immissione nel sistema di trasporto principale.

In particolare, comprende:

Production: le operazioni di estrazione del gas naturale dai giacimenti attraverso pozzi terrestri, inclusi gli impianti e le apparecchiature di superficie (testa pozzo, separatori, serbatoi, sistemi di spurgo e sfiato).

Gathering: le attività di raccolta e convogliamento del gas dai pozzi verso i centri di trattamento o compressione, mediante una rete di gasdotti di raccolta (gathering pipelines), sistemi di boosting/compressione e impianti di disidratazione o separazione associati.

Area di contatto tra due o più parti collegate, normalmente sigillata con mezzi meccanici per garantire la tenuta.

Condotte principali di distribuzione

Condotte di un sistema di fornitura del gas alle quali sono collegate le diramazioni di servizio.

Componenti delle condotte (Pipeline components)

Elementi che costituiscono la condotta. Gli elementi distinti della condotta includono:

- Tubi, inclusi i tratti curvati a freddo;
- Raccordi
- Componenti accessori
- Recipienti in pressione

Dispositivi (Devices)

Qualsiasi apparecchiatura (attiva o passiva) relativa a un sistema gas e necessaria per il normale funzionamento della rete. Può trattarsi di apparecchiature in linea (come le valvole) o ausiliarie (come gli analizzatori). Le emissioni di metano possono manifestarsi da tali dispositivi in modo inatteso o come conseguenza del loro funzionamento.

Derivazioni di utenza (Service lines)

Tubazioni che vanno dalle condotte principali fino al punto di consegna del gas all'impianto del cliente.

Nota: Una diramazione di servizio è solitamente una condotta corta e di piccolo diametro che trasporta il gas dalla condotta principale di distribuzione o da una condotta di trasporto fino all'utente finale. È realizzata generalmente in acciaio (con o senza protezione catodica), oppure in plastica (tipicamente polietilene, ma talvolta PVC o altri materiali plastici). Le diramazioni di servizio possono essere posate interrate o fuori terra.

Emissione da incidente

Emissioni di metano derivanti da eventi imprevisti. Normalmente sono causate da guasti del sistema dovuti ad attività di terzi o a fattori esterni.



Emissioni da combustione incompleta

Metano incombusto presente nei gas di scarico provenienti da turbine a gas, motori a gas e impianti di combustione (preriscaldamento) e torce (flaring).

Emissione fuggitiva (Fugitive emission)

Perdita involontaria di metano dovuta a difetti di tenuta o permeazione attraverso componenti o giunti.

Emissione di metano (methane emissions)

Qualsiasi rilascio di metano in atmosfera, indipendentemente da origine, causa e durata.

Emissioni operative (Operational emission)

Emissioni di metano derivanti da attività operative normali o pianificate, durante le quali spesso vengono rilasciati volumi significativi di gas naturale in atmosfera dalla rete gas. Ciò include i rilasci attraverso: camini, valvole di scarico, valvole di sovrappressione, spurghi di turbine, emissioni dovute ad ispezioni e manutenzioni ordinarie.

Gli sfiati operativi comprendono le attività pianificate di sfiato e spurgo delle condotte, di norma eseguite in fase di messa in servizio, dismissione, rinnovo e manutenzione delle condotte per motivi di sicurezza (al fine di prevenire il rischio di esplosioni). Le emissioni pneumatiche sono anch'esse considerate emissioni operative.

Emissione pneumatica (Pneumatic emission)

Emissioni causate da valvole operate a gas, sia continue che intermittenti.

Emissioni sfiate (Vented emissions)

Emissioni intenzionali o accidentali rilasciate in atmosfera, derivanti da operazioni pianificate (spurghi, manutenzioni) o eventi straordinari (rotture, emergenze). Tutte le emissioni derivanti da attività operative o incidenti.

Fattore di Attività - AF

Valore numerico che descrive la dimensione della popolazione degli asset emissivi, come la lunghezza delle condotte, il numero di valvole (per tipo), il numero di dispositivi pneumatici (per tipo), o la frequenza degli eventi emissivi come il numero di sfiati operativi, moltiplicato, se rilevante, per la durata dell'emissione.

Fattore di emissione - EF (Emission Factor)

Il fattore di emissione descrive le emissioni tipiche di metano associate a un componente o una parte del sistema gas (es. valvola, sezione di condotta) e può avere unità di misura come $[m^3/km]$ o $[m^3/evento]$.

Fattore di spurgo (Purge factor)

Fattore che rappresenta le emissioni generate durante le operazioni di spurgo. Lo spurgo dell'aria all'interno di una condotta o impianto è necessario per mitigare il rischio di esplosioni. Il fattore di spurgo non si riferisce alla quantità di gas usato per lo spurgo, ma alla quantità di gas effettivamente sfidata.

Incertezza (di misura) (Uncertainty of measurement)

Parametro associato al risultato di una misurazione che caratterizza la dispersione dei valori che possono ragionevolmente essere attribuiti al misurando.

Incidente

Evento imprevisto che può portare a una situazione di emergenza.



Permeazione (Permeation)

Penetrazione di un fluido (liquido, gas o vapore) attraverso un solido. Nel caso del gas naturale attraverso condotte in polietilene, il fenomeno è direttamente correlato alla pressione del gas e alla permeabilità intrinseca del polietilene.

Punto di consegna (Point of delivery)

Punto in cui il gas viene trasferito all'utente. Può trovarsi in corrispondenza di un dispositivo di intercettazione (ad esempio all'uscita di un serbatoio di GPL) oppure presso un contatore.

Regolatore di pressione / riduttore di pressione (Regulator)

Dispositivo che riduce la pressione del gas a un valore prefissato e la mantiene entro limiti specificati.

Sistema di distribuzione locale del gas

Insieme di condotte principali, diramazioni di servizio e apparecchiature funzionali alla fornitura di gas agli utenti finali.

Cabina di Prelievo (City Gate station/REMI)

Struttura di distribuzione situata vicino a una condotta di trasporto, dove avviene la prima riduzione di pressione e dove il gas naturale fluisce attraverso un sistema di diramazione verso diversi distretti o aree. In questa fase il gas viene spesso misurato, riscaldato e odorizzato. Queste stazioni possono essere dotate di più linee di misura e regolazione della pressione. Le stazioni di consegna rappresentano anche il punto di trasferimento di proprietà (custody transfer) tra il trasporto e la distribuzione.

Gruppo riduzione finale e/o di utenza (Pressure regulating station - GRF)

Installazione comprendente tutte le apparecchiature, incluse le tubazioni di ingresso e uscita fino alle valvole di intercettazione, e qualsiasi struttura che le ospita, utilizzata per la regolazione della pressione del gas e per la protezione contro le sovrappressioni.

Spurgo (Purging)

Processo volto a rimuovere in modo sicuro l'aria o gas inerti dalle tubazioni e/o dai componenti della condotta e sostituirli con gas, oppure a effettuare il processo inverso.

Valvola di intercettazione (Block valve)

Valvola utilizzata per isolare un segmento di condotta principale, posizionata generalmente ogni 10 km per minimizzare il gas da depressurizzare durante gli interventi o in caso di guasto.

Valvola di scarico (Blow down valve)

Valvola utilizzata per svuotare una sezione della condotta del gas o un'intera installazione che, quando attivata, dà inizio allo sfiato del gas (es. durante lo spegnimento delle unità di compressione del gas).

Valvola di regolazione (Control valve)

Valvola modulante che regola la portata o la pressione all'interno della condotta. In quest'ultimo caso, l'impianto è spesso definito come stazione di regolazione. Di norma, il gas ad alta pressione proveniente dalla condotta è utilizzato come fluido motore per azionare l'attuatore della valvola.

5. Tipologie di emissioni di metano ed elenco delle fonti

Le emissioni di metano generate dalle attività di produzione, trattamento e distribuzione del gas naturale possono essere ricondotte a diverse **categorie emissive**, classificate secondo il **framework OGMP 2.0** e il **Regolamento (UE) 2024/1787**.

COIMEPA SERVIZI gestisce quattro pozzi a Trignano frazione di Fanano (segmento *upstream*).



5.1 Emissioni *Upstream* (produzione e trattamento)

Le principali fonti emissive identificate nel segmento *upstream* sono, secondo le linee guide OGMP:

- **Emissioni fuggitive (Fugitive emissions)**
Perdite involontarie di metano dovute a difetti di tenuta, corrosione o trafiletti attraverso componenti e giunzioni (valvole, flange, guarnizioni, raccordi, strumentazione di superficie).
- **Emissioni sfiate o ventilate (Vented emissions)** Rilasci intenzionali o accidentali di gas in atmosfera durante operazioni pianificate o straordinarie, quali:
 - sfiati da separatori o serbatoi di condensato,
 - spurghi di condotte e compressori,
 - emissioni dovute ad avviamento/arresto pozzi,
 - operazioni di manutenzione o svuotamento impianti,
 - dismissione temporanea o definitiva di pozzi inattivi.
- **Emissioni pneumatiche (Pneumatic emissions)** Perdite o scarichi di gas associati al funzionamento di valvole, regolatori o strumentazioni pneumatiche alimentate a gas, sia in modo continuo che intermittente.
- **Emissioni da incidente (Accidental releases)**
- **Eventi imprevisti o guasti** che determinano rilasci significativi e non pianificati di metano in atmosfera.

6. Livelli e metodi di rendicontazione (quantification methods)

Le categorie e le fonti emissive sopra descritte costituiscono il riferimento metodologico per la rendicontazione completa delle emissioni di metano secondo il framework **OGMP 2.0**. Tuttavia, per l'anno di rendicontazione **2024**, la quantificazione delle emissioni relative al segmento *upstream* (produzione e trattamento) è stata effettuata a livello di **asset complessivo** e non di singola sorgente emissiva, in ragione della limitata disponibilità di dati di dettaglio e di misurazioni dirette sui componenti dei siti produttivi (pozzi e impianto di trattamento). Le stime sono quindi basate su **fattori di emissione medi di asset**, tratti da fonti tecniche internazionali (IPCC, IOGP, MARCOGAZ, ecc.), coerenti con il **livello 1/2** del reporting OGMP 2.0.

Il **framework OGMP² 2.0** riconosce che le aziende e i singoli asset possono trovarsi a differenti stadi di sviluppo dei propri sistemi di monitoraggio e gestione delle emissioni di metano. Di conseguenza, ciascun gestore può disporre di asset classificati secondo livelli diversi di accuratezza, in funzione della disponibilità dei dati e della maturità delle metodologie di rilevazione adottate. I diversi **livelli OGMP** rappresentano gradi progressivi di accuratezza e trasparenza nella quantificazione delle emissioni, che vanno da stime basate su fattori di emissione generici (livelli 1-2) fino a misurazioni dirette e riconciliazione tra approcci bottom-up e top-down (livelli 4-5).

Per il **primo anno di applicazione**, l'OGMP 2.0 consente l'utilizzo dei **livelli da 1 a 3**, a condizione che sia definito un **Improvement Plan** volto al progressivo raggiungimento dei **livelli 4-5**, mediante l'introduzione di misurazioni dirette e la riconciliazione dei dati stimati con quelli effettivamente rilevati sul campo.

² Il programma, lanciato nell'ambito del Climate Summit 2014 delle Nazioni Unite, è stato creato dalla Climate and Clean Air Coalition (CCAC) allo scopo di supportare le aziende in progetti e attività finalizzati alla riduzione delle emissioni di metano. Il programma lavora sulla rendicontazione delle emissioni di metano e fornisce un protocollo per supportare le aziende a gestire sistematicamente le emissioni di metano prodotte nell'ambito delle loro attività produttive e di distribuzione.

I diversi livelli di accuratezza e dettaglio nella rendicontazione delle emissioni di metano sono riassunti nella di seguito riportata.

TABELLA 6.1 – DESCRIZIONE DEI LIVELLI OGMP 2.0.

Liv.	Descrizione sintetica	Caratteristiche principali	Linee guida	Metodo
1	<i>Stima basata su fattori di emissione generici (IPCC)</i>	Utilizzo di fattori di emissione medi per categoria di apparecchiatura o attività (Tier 1 IPCC). Nessuna distinzione per fonte o sito.	OGMP 2.0 Technical Guidance Document (2021) – Level 1 and 2	si basano prevalentemente su stima bottom-up (fattori di emissione).
2	<i>Fattori di emissione specifici per tipo di fonte e per segmento operativo</i>	Applicazione di fattori di emissione derivati da studi settoriali o da misure rappresentative per tipologia di componente o attività. Consente una migliore disaggregazione rispetto al Livello 1.		
3	<i>Fattori di emissione o dati derivati da misurazioni dirette rappresentative</i>	Uso di fattori di emissione basati su misurazioni dirette o studi specifici (on-site o su campioni equivalenti). Le emissioni sono stimate per tipologia dettagliata di fonte emissiva.	OGMP 2.0 Technical Guidance Documents (TGD) - Upperstream OGMP 2.0 Technical Guidance Documents (TGD) – Midstream and Downstream Reporting Framework.	
4	<i>Quantificazione basata su misurazioni dirette a livello di sito o di impianto</i>	Stima basata su campagne di misurazione diretta (LDAR, OGI, droni, satelliti o metodi top-down) che coprono la totalità o una parte significativa delle fonti del sito. Rappresenta un approccio “facility-specific”.	MARCOGAZ (2020) – Assessment of Methane emissions for gas transmission and distribution system operators	si basano su misurazioni dirette (approccio empirico) e consentono la riconciliazione dei bilanci emissivi.
5	<i>Misurazioni integrate e riconciliazione bottom-up/top-down</i>	Combina misurazioni dirette e inventari bottom-up, con riconciliazione tra stime e dati osservati a livello di sito, area o bacino. È il livello più avanzato di accuratezza e trasparenza.		

6.3 Calcolo e unità di rendicontazione

Le **emissioni totali di metano** sono state rendicontate per ciascun asset in **unità di massa (tonnellate di CH₄ [t CH₄])**, conformemente al **Sistema Internazionale (SI)** e in linea con le TGD OGMP.

Non sono state utilizzate unità energetiche o equivalenti in CO₂.

I **fattori di emissione (EF)** sono stati armonizzati con i **dati di attività (AF)** mediante tassi di conversione standard; i fattori espressi per volume di gas sono stati corretti in base al contenuto medio di CH₄ del gas prodotto o trattato.

Formula generale di calcolo:

$$E_i = EF_i \times AF_i$$

- E_i = emissione di CH₄ [t/anno];
- EF_i = fattore di emissione;
- AF_i = fattore di attività (ad esempio produzione, lunghezza della rete, numero di apparecchiature, ecc.).



6.4 Sintesi dei livelli raggiunti

Sorgente	Livello OGMP raggiunto
Produzione pozzi Trattamento gas	Level 1 (default EF UE)
Pozzi inattivi	Pozzi inattivi Level 1 (default EF UE)
Rete distribuzione	Level 3 (estimazione Marcogaz)

7. Risultanze della Valutazione

Si riportano qui di seguito in forma sintetica tabellare i risultati dell'applicazione della metodologia OGMP, per i sistemi di distribuzione gestiti da COIMEPA SERVIZI srl Il dettaglio è desumibile dal file allegato.

7.1 Risultati sintetici

Emissioni Totali di metano per sistema UPPERSTREAM

Categoria	Dato di attività	EF adottato	Emissione stimata CH ₄ [t/anno]
Produzione (pozzi Trignano)	223.521 Stm ³ gas/anno ³	1,95 tCH ₄ /kt hydrocarbur produced ⁴	≈ 0,31
Totale stimato	≈ 0,31 t CH ₄ / anno		
	≈ 9,31 t CO _{2eq} / anno		

Per la conversione delle emissioni di metano in CO₂ equivalente si è utilizzato il Global Warming Potential (GWP₁₀₀) pari a 29,8, in accordo con quanto indicato nel Sesto Rapporto di Valutazione (AR6) dell'IPCC.

7.2 Fattori utilizzati

Per l'Upstream si è fatto riferimento ai valori riportati nella guida tecnica per i livello 1 e 2 di seguito riportati:

IOGP (1)	Onshore oil and gas production	Europe	1,95 t CH ₄ /kt hydrocarbon produced
	Offshore oil and gas production		0,21 t CH ₄ /kt hydrocarbon produced

7.3 Considerazioni finali

L'applicazione della metodologia **OGMP 2.0** ha consentito di elaborare la prima quantificazione strutturata delle **emissioni di metano** associate al sistema di **produzione e trattamento del gas naturale** gestito da **COIMEPA SERVIZI S.p.A.**, con riferimento all'anno **2024**.

Le stime ottenute evidenziano che le **emissioni complessive di metano** si collocano nella fascia bassa dei benchmark internazionali di riferimento, secondo la classificazione riportata nel **Compendio API (2009, Tabella 4.2.8)**.

È opportuno, tuttavia, precisare alcuni aspetti specifici relativi alle condizioni operative e ai limiti di stima:

- le stime in fase Upstream derivano da valori medi di filiera e fattori di emissione non specifici;
- l'accuratezza del livello metodologico applicabile a questa fase resta relativamente bassa, poiché

³ densità 0,717 kg/Sm³

⁴ IOGP (2020) – Methane Management EU Methane Strategy Level-1



- è stato usato un valore complessivo su base dei dati operatori in EUROPA;
- tale incertezza metodologica evidenzia la necessità, nel medio periodo, di incrementare la
- disponibilità di dati misurati o verificati.

8. Allegati

Allegato1_COIMEPAOGMP-2.0-Upstream_-Reporting_2024L1.xls

9. Bibliografia

- OGMP (TGD) Technical Guidance Document (2021) – Level 1 and 2
- OGMP 2.0 – UNEP (2021) – OGMP 2.0 Technical Guidance Documents (TGD) – Upstream - Disponibile su: <https://www.ogmpartnership.com>.
- MARCOGAZ (2020) – Assessment of Methane emissions for gas transmission and distribution system operators. Disponibile su: <https://www.marcogaz.org>.
- API (2009) – Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry. American Petroleum Institute, Washington DC. 2009.
- IPCC (2006/2019) – 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – 2019 Refinement.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Disponibile su: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp>.
- CIG (Comitato Italiano Gas) – Linee Guida per la classificazione, la gestione e la comunicazione degli incidenti rilevanti nella distribuzione gas (LG nr. 11 Rev. 03 – Edizione 2021). Disponibile su: <https://www.cig.it>.
- Commissione Europea (2024) – Regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 relativo alla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia.

COIMEPA SERVIZI Srl

Asset/Venture Name	Asset id	Type of Asset	Facility types	Description of the Asset	Country
TRIGNANO 001	2571	Production per region/basin: Onshore – Unconventional	PRODUZIONE IMPIANTO TRIGRANO - Pozzo metanifero onshore sperimentale - Argille scagliose, marne e flysch appenninici, con gas intrappolato in microfratture	PRODUTTIVO EROGANTE	Italy
TRIGNANO 002	2572	Production per region/basin: Onshore – Unconventional	PRODUZIONE IMPIANTO TRIGRANO - Pozzo metanifero onshore sperimentale - Argille scagliose, marne e flysch appenninici, con gas intrappolato in microfratture	PRODUTTIVO EROGANTE	Italy
TRIGNANO 003	2573	Production per region/basin: Onshore – Unconventional	PRODUZIONE IMPIANTO TRIGRANO - Pozzo metanifero onshore sperimentale - Argille scagliose, marne e flysch appenninici, con gas intrappolato in microfratture	PRODUTTIVO EROGANTE	Italy
TRIGNANO 004	2574	Production per region/basin: Onshore – Unconventional	PRODUZIONE IMPIANTO TRIGRANO - Pozzo metanifero onshore sperimentale - Argille scagliose, marne e flysch appenninici, con gas intrappolato in microfratture	PRODUTTIVO EROGANTE	Italy

densità 0,717 kg/m³ a 15°C e 1 atm						0,000717 t/Sm3		CH ₄ /pozzo/anno	L1 - Emissions reported for a venture at asset or country level	
Latitude	Longitude	Operated?	Operator	% Equity (Net-Ownership of emissions)	Specify type of equity	AF (fattore attività)	UNITA' DI MISURA AF (fattore attività)	EF	UNITA' DI MISURA EF (fattore emissivo)	Total CH4 emissions, tonnes/year
10,833834	44,213353	Yes	COIMEPA	100%	Ownership equity	223.521	Sm3	1,95	t CH ₄ /k ton di idrocarburi prodotta/anno	0,31
10,831634	44,214953	Yes	COIMEPA	100%	Ownership equity					
10,831824	44,215993	Yes	COIMEPA	100%	Ownership equity					
10,833834	44,213193	Yes	COIMEPA	100%	Ownership equity					

L2 - Emissions reported in consolidated, simplified sources categories							
Stationary Combustion, metric tonnes CH4	Flaring (Incomplete Combustion), metric tonnes CH4	Fugitives, metric tonnes CH4	Venting , metric tonnes CH4	Others - Specify in the comment section	Total, metric tonnes CH4	Comments	Comments if reported zero emission for one or more sources
no	no	no	no	no	435.87	Si utilizza il fattore EUROPEO che omminicomprendivo per la produzione di gas naturale inclusivo dell'impianto di trattamento a Barigazzo Trattamento gas e dell'impianto di compressione: aspirazione, filtrazione meccanica, compressione, raffreddamento, deumidificazione - tramite la disidratazione del gas con tecnologia a letto fisso (setaccio molecolare e allumina) - misura odorizzazione	

Comments on variation from prior year	Investments/divestments of facilities in the asset (Yes/No)