



AIMAG SpA
via Maestri del Lavoro 38 • 41037 Mirandola
Tel 0535 28111 • Fax 0535 1872005
NUMERO VERDE 800.018.405
www.aimag.it info@aimag.it
segreteria.aimag@pec.gruppoaimag.it

CCP 10961415 REA 258874
REG. IMP. MO N. 00664670361
COD. FISC. E P.IVA 00664670361
CAP. SOC. INT. VERS. € 78.027.681

AIMAG S.p.A.

Via Maestri del Lavoro – 41037 Mirandola (MO)

Relazione di quantificazione delle emissioni di metano

Art. 12, comma 2, lettera a), Regolamento (UE) 2024/1787 — Seconda rendicontazione annuale

Anno solare 2025

Rev.	Data	Redatto	Verificato	Approvato
01	15 giugno 26	Fabio Ballotti	—	Dr. Ing. C. Molfetta

Mirandola, 15 giugno 2026

30 GIU 2026

PROT N. 3737



Azienda con Sistema di Gestione Qualità Certificato secondo UNI EN ISO 9001:2015

Azienda con Sistema di Gestione Ambientale Certificato secondo UNI EN ISO 14001:2015

Azienda con Sistema di Gestione per la Salute e la Sicurezza sul Lavoro secondo UNI ISO 45001:2018 per i processi sotto elencati

• Progettazione, costruzione, gestione o manutenzione di reti di distribuzione dell'acqua potabile. Gestione conto terzi del servizio di pronto intervento relativo al servizio del gas.
• Stabilizzazione della frazione organica derivante da impianti di selezione meccanica del rifiuto urbano indifferenziato. Compostaggio di rifiuti da raccolta differenziata del rifiuto urbano e di rifiuti speciali di origine agro-industriale. Progettazione, costruzione e manutenzione di impianti per il trattamento dei rifiuti. Produzione di energia termica ed elettrica tramite recupero di biogas da digestione anaerobica.

Sommario

Sommario	2
1. Premessa.....	3
2. Obiettivi.....	3
3. Campo di Applicazione	3
3.1 Perimetro incluso.....	3
3.2 Esclusioni	4
4. Termini e Definizioni.....	4
5. Tipologie di emissioni e fonti considerate	5
6. Metodologia di quantificazione	5
6.1 Impostazione generale del calcolo.....	5
6.2 Emissioni fuggitive.....	5
6.3 Emissioni da permeazione (condotte in polietilene)	6
6.4 Emissioni operative, da pronto intervento e da incidenti	6
7. Livello di rendicontazione adottato (OGMP 2.0)	6
8. Risultanze della Valutazione	6
8.1 Conversioni fisiche e fattori adottati	6
8.2 Coerenza e verifiche.....	7
8.3 Strumentazione di misura e controlli di qualità.....	7
8.4 Incertezze, assunzioni e limiti	7
8.5 Campagne LDAR e inventario componenti.....	7
8.6 Risultati sintetici.....	8
9. Conclusioni	9
10. Allegati	10
11. Bibliografia	10

1. Premessa

La presente relazione è redatta ai fini dell'adempimento degli obblighi di comunicazione previsti dall'articolo 12, comma 2, lettera a), del Regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento Europeo e del Consiglio, relativo alla quantificazione e rendicontazione delle emissioni di metano nel settore dell'energia. La rendicontazione per l'anno solare 2026 è stata effettuata in conformità alle modalità operative stabilite dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) – DG Fonti Energetiche e Titoli Abilitativi, che ha definito le modalità operative e il template OGMP 2.0 da adottare per la seconda comunicazione annuale delle emissioni di metano.

- sulle attività LDAR e di ispezione sui componenti degli impianti e della rete svolte nel corso dell'anno 2026 (prima della scadenza del 5 agosto 2026);
- sui dati rilevati e formalizzati nei rapporti di ispezione 2026;
- su metodologie di calcolo, simulazione. Il documento fornisce una rendicontazione dettagliata per sito e per fonte ed è basato:
- e modellazione ingegneristica ammesse dal protocollo OGMP 2.0 e dalla linea guida Marcogaz.

La presente relazione costituisce il documento di riferimento per la comunicazione delle emissioni di metano di AIMAG S.p.A. ai sensi del Regolamento (UE) 2024/1787.

2. Obiettivi

La presente relazione si propone di:

- quantificare le emissioni di metano per sito e per fonte derivanti dalle attività svolte dal soggetto regolamentato (produzione, trattamento e vendita di gas naturale);
- identificare le principali fonti di emissione e i componenti più critici;
- garantire la conformità agli obblighi di comunicazione e trasparenza previsti dalla normativa;
- fornire una base tecnica per strategie di mitigazione e miglioramento continuo.

3. Campo di Applicazione

3.1 Perimetro incluso

Il gas è estratto da tre concessioni minerarie nell'Appennino emiliano (Montecantiere, Barigazzo, Vetta) e alimenta una rete locale a servizio della frazione di Boccassuolo nel comune di Palagano e della frazione Piane di Mocogno nel comune di Lama Mocogno.

Il perimetro della rendicontazione comprende:

- tutti gli impianti di produzione upstream (pozzi, stazioni di trattamento, centrali di Vetta e Barigazzo);
- tutti gli impianti della rete locale di vendita del gas naturale gestiti dall'operatore (cabine REMI, impianti di regolazione e misura, tratti di rete). Si precisa che AIMAG S.p.A. opera in qualità di venditore di gas e non costituisce un soggetto assimilato alla distribuzione ai sensi della normativa di settore;
- le componenti di rete e di impianto ricadenti sotto la responsabilità diretta del gestore ai sensi del Regolamento (UE) 2024/1787.

I pozzi operano in depressione forzata con pompe da vuoto 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 (filtrazione, deumidificazione, misura, analisi, odorizzazione) e successivamente immesso nella rete locale di vendita.

3.2 Esclusioni

In coerenza con le esclusioni previste dal Regolamento (UE) 2024/1787, sono esclusi dal perimetro di rendicontazione: i contatori; le linee di servizio e le componenti ubicate in proprietà privata a monte del punto di consegna; gli impianti ubicati in proprietà privata a valle del punto di consegna.

4. Termini e Definizioni

Si riportano le principali definizioni operative, in conformità al Regolamento (UE) 2024/1787 e al framework OGMP 2.0.

Termine	Definizione
Componente	Qualsiasi parte o elemento di apparecchiature utilizzate negli impianti che potrebbe emettere metano (Reg. (UE) 2024/1787, art. 2).
LDAR	Leak Detection and Repair: programma di monitoraggio e riparazione delle perdite di metano da componenti di emissione fuggitiva.
Emissione fuggitiva	Perdita involontaria di metano dovuta a difetti di tenuta o permeazione attraverso componenti o giunti.
Emissione operativa	Emissioni di metano derivanti da attività operative normali o pianificate (sfiati, spurghi, manutenzioni).
Emissione da incidente	Emissioni di metano derivanti da eventi imprevisti (guasti, danneggiamenti da terzi, emergenze).
Emissione misurabile	Sorgente con emissione superiore a 1 ppmv e inferiore a 100.000 ppmv.
Soglia di perdita (Leak Definition)	Concentrazione minima (500 ppmv) al di sopra della quale un componente è classificato come "in perdita" ai sensi del Reg. (UE) 2024/1787.
Monitoraggio Tipo 1 (OGI)	Monitoraggio tramite termocamera a gas ottico (OGI) o tecnologia equivalente (es. TDLAS laser). Applicato a tutte le sorgenti monitorabili e non monitorabili.
Monitoraggio Tipo 2 (sniffer)	Monitoraggio tramite strumento portatile a contatto (sniffer). Applicato a tutte le sorgenti monitorabili.
Fattore di Attività (AF)	Valore numerico che descrive la dimensione della popolazione delle asset emissivi (es. lunghezza condotte in km, numero valvole).
Fattore di Emissione (EF)	Emissioni tipiche di metano associate a un componente o una parte del sistema gas [m³/km] o [m³/evento].

Permeazione	Penetrazione di gas attraverso la parete di condotte in polietilene; direttamente proporzionale alla pressione di esercizio e alla permeabilità intrinseca del materiale.
OGMP 2.0	Oil & Gas Methane Partnership 2.0: framework internazionale UNEP per la rendicontazione delle emissioni di metano nel settore energetico.
Spurgo (Purging)	Processo di rimozione sicura di aria o gas inerti da tubazioni/componenti, sostituendoli con gas naturale o viceversa.

5. Tipologie di emissioni e fonti considerate

Sono considerate le seguenti categorie emissive, classificate secondo il framework OGMP 2.0 e il Regolamento (UE) 2024/1787:

- Emissioni fuggitive (rilevate nel corso dei programmi di ispezione LDAR ripetutamente sui due segmenti upstream – pozzi e downstream – rete di distribuzione locale);
- emissioni operative (venting e/o spurghi durante la manutenzione);
- emissioni segnalate e/o causate da terzi (chiamate di pronto intervento, incidenti);
- emissioni da combustione incompleta (metano incombusto da impianti di preriscaldamento).

Il sistema AIMAG include due segmenti distinti ma interconnessi: il segmento upstream (pozzi di estrazione nelle concessioni Barigazzo, Vetta, Montecantieri; stazioni di trattamento) e il segmento downstream (rete locale di distribuzione e vendita del gas – Boccassuolo e Piane di Mocogno).

6. Metodologia di quantificazione

La quantificazione delle emissioni di metano è condotta in coerenza con il framework OGMP 2.0 – Livello 4, mediante l'applicazione integrata di relazioni matematiche e metodi di calcolo riconosciuti dalla letteratura tecnica (MEEM – Methane Emission Estimation Method, documenti MARCOGAZ, norma UNI EN 15446). Le stime sono sviluppate sulla base di dati di attività site-specific, assicurando il livello di dettaglio e tracciabilità richiesto dall'OGMP 2.0 Livello 4.

6.1 Impostazione generale del calcolo

Per ciascuna fonte emissiva i , le emissioni annuali sono determinate con la formula generale:

$$E_{CH_4,i} = AD_i \times EF_i \quad \text{oppure} \quad E_{CH_4,i} = q_i \times t_i$$

Dove AD = dato di attività (lunghezza condotta, numero eventi), EF = fattore di emissione, q = portata emissiva [m^3/h], t = durata evento [h]. Le emissioni totali per sito sono date da: $E_{CH_4,sito} = \sum E_{CH_4,i}$.

6.2 Emissioni fuggitive

Le emissioni fuggitive da perdite attive sono state valutate sulla base di una specifica campagna LDAR.

La campagna ha applicato sia il Monitoraggio Tipo 1 (OGI/TDLAS, su tutte le sorgenti fuori terra GRF, centrali di trattamento tubazioni di aspirazione e di mandata) sia il Monitoraggio Tipo 2 (sniffer portatile, su sorgenti monitorabili), con Leak Definition impostata a 500 ppmv ai sensi del Regolamento (UE) 2024/1787.

La rete interrata di distribuzione in acciaio non è stata sottoposta a una campagna LDAR specifica nel corso del 2025. In assenza di chiamate di pronto intervento sulla rete principale e sulle derivazioni di utenza — indicatore operativo primario dell'integrità della condotta — e considerato che si tratta di una rete interrata in acciaio protetto catodicamente, si è ritenuto che le perdite fuggitive della rete siano non materiali rispetto alle emissioni misurate con strumentazione accurata (analizzatore laser TDLAS/OGI Xplorobot, metodo EPA ALT-158) presso i GRF.

Per la campagna di rendicontazione 2025, la quantificazione delle emissioni dalla rete in acciaio interrata è pertanto basata su fattori emissivi specifici desunti dalla letteratura tecnica (API Compendium C-31: 0,0540 m³ CH₄/m a, acciaio protetto), coerentemente con le linee guida MARCOGAZ e MEEM. Tale scelta metodologica sarà rivalutata nell'esercizio successivo mediante confronto con misure dirette site-specific sulla rete.

6.3 Emissioni da permeazione (condotte in polietilene)

Non ci sono tubazioni interrate di polietilene in distribuzione. Pertanto, le emissioni da permeazione è nulla.

6.4 Emissioni operative, da pronto intervento e da incidenti

Le emissioni operative sono quantificate con approccio event-based:

$$E_{\text{eventi}} = q_{\text{eventi}} \times t_{\text{eventi}} \times n$$

Dove n = numero di eventi nel periodo. La portata q è stimata dalle concentrazioni misurate, convertite in portata emissiva secondo UNI EN 15446. Per le chiamate di pronto intervento, la durata dell'evento è l'intervallo tra segnalazione e messa in sicurezza; la dispersione è classificata secondo i criteri CIG e convertita in portata emissiva equivalente mediante UNI EN 15446.

I pronti interventi gestiti nel 2025 riguardano esclusivamente perdite al contatore escluse dal perimetro del regolamento e/o in porzione di impianto non di competenza di AIMAG.

7. Livello di rendicontazione adottato (OGMP 2.0)

La rendicontazione è effettuata secondo OGMP 2.0 – Livello 4 per tutti componenti tranne per la rete interrata che è L2 in quanto: (i) le emissioni sono stimate per sito e per fonte; (ii) sono utilizzati dati di attività site-specific; (iii) i fattori di emissione e le portate sono derivati mediante calcoli ingegneristici e relazioni tecnico-normative riconosciute (MEEM, MARCOGAZ, UNI EN 15446).

La classificazione upstream "Onshore – Unconventional" è applicata in conformità alla tassonomia OGMP 2.0.

8. Risultanze della Valutazione

8.1 Conversioni fisiche e fattori adottati

Parametro	Valore	Fonte
Densità CH ₄ (0 °C, 1 atm)	0,716 kg/m ³	Condizioni standard
GWP ₁₀₀ metano	28,9 tCO ₂ eq/tCH ₄	IPCC AR6
Conversione volume → massa	$m_{\text{CH}_4} = V_{\text{CH}_4} \times \rho_{\text{CH}_4}$	
Conversione massa → CO ₂ eq	$E_{\text{CO}_2\text{eq}} = m_{\text{CH}_4} \times \text{GWP}_{100}$	

8.2 Coerenza e verifiche

La coerenza dei risultati è verificata mediante: (i) controllo incrociato delle somme per sito; (ii) verifica delle proporzioni tra $\text{m}^3 \text{CH}_4$, kg CH_4 e tCO_2eq ; (iii) confronto con ordini di grandezza tipici per reti locali di distribuzione gas e di analoghe realtà di gestione dei pozzi.

8.3 Strumentazione di misura e controlli di qualità

Le attività di misura sono state condotte impiegando due tipologie di strumentazione, corrispondenti alle due modalità di monitoraggio previste dal Regolamento (UE) 2024/1787.

Monitoraggio Tipo 1 – Xplorobot Laser Gas Imager (TDLAS)

La strumentazione di riferimento per il Monitoraggio Tipo 1 è lo Xplorobot Laser Gas Imager (Exploration Robotics Technologies, Inc., Houston, TX), approvato dall'US EPA con lettera ALT-158 del 27 marzo 2025 come alternativa equivalente alla termocamera OGI e al Metodo 21 (40 CFR Part 60, Appendix A) per le ispezioni di perdite fuggitive, il controllo delle coperture e dei sistemi di sfiato chiuso, e la verifica post-riparazione. Lo strumento soddisfa i requisiti OGMP 2.0 per i Livelli 4 e 5.

Si tratta di un sistema laser portatile basato su spettroscopia di assorbimento a diodo laser accordabile (TDLAS) operante a 1.653 nm, che acquisisce la concentrazione di metano integrata sul cammino ottico ($\text{ppm}\cdot\text{m}$) con frequenza di circa 10 Hz. Lo strumento genera in tempo reale una mappa di intensità (heat map) con overlay visivo e registra automaticamente posizione GPS, parametri ambientali (velocità del vento tramite anemometro integrato e temperatura) e un Digital Emission Tag per ciascuna sorgente ispezionata. I dati sono trasmessi in tempo reale al Xplorobot Compliance Database, garantendo piena tracciabilità e audit-readiness.

Lo strumento è stato impiegato sulle linee in depressione, aspirazione e mandata, nelle centrali di trattamento, presso i GRF e presso i pozzi attivi, per il controllo dei punti accessibili in prossimità di flange e valvole, verificando che le letture strumentali rimanessero al di sotto della soglia di perdita (Leak Definition = 500 ppmv).

Controlli di qualità

Entrambe le tipologie di strumentazione garantiscono piena tracciabilità QA/QC delle misure, con registrazione di tutti i componenti ispezionati – inclusi quelli non emittenti – a supporto della rendicontazione OGMP 2.0 Livello 4.8.4 Incertezze, assunzioni e limiti

8.4 Incertezze, assunzioni e limiti

Le principali fonti di incertezza sono associate a: (i) variabilità temporale delle emissioni; (ii) assunzioni tecniche per la stima delle portate emissive; (iii) approssimazioni nei modelli matematici e normativi di conversione concentrazione–portata.

8.5 Campagne LDAR e inventario componenti

Nel corso dell'inizio dell'anno 2026 sono state condotte campagne di misura su entrambi i segmenti con strumentazione Xplorobot Laser Gas Imager (TDLAS, EPA ALT-158).

Sul segmento upstream, la campagna misure del 3-4 giugno 2026 ha ispezionato 28 siti (33 apparecchiature, 47 componenti totali) compresi: pozzi delle concessioni Barigazzo (001, 002, 003, 006), Montecantiere (003, 005, 010, 012, 013, 014, 015), Vetta (002M+015M) e Pozzo 7b; centrali di trattamento (upstream) cabina riduzione, GRF presenti nella rete di distribuzione (downstream), nonché tutte le tubazioni di collegamento a vista di aspirazione e di mandata dai pozzi alla centrale.

8.6 Risultati sintetici

La tabella seguente riporta la quantificazione delle emissioni per sito e per fonte. Le celle recanti "– (zero)" indicano fonti con emissioni nulle nel periodo (nessun evento registrato), non dati mancanti.

Segmento	Asset / Fonte	Sito / Sistema	Stato	Emissioni [t CH ₄ /a]	Incertezza
UPSTREAM	Pozzo	Barigazzo (001,002,003,006,007)	Attivi – eroganti	0 (zero emission verificata)	n.a.
UPSTREAM	Pozzo	Montecantiere (013,014,015)	Attivi – eroganti	0 (zero emission verificata)	n.a.
UPSTREAM	Pozzo	Vetta (002M,003M,004,005,005M,006,006M,008,011,012,015M)	Attivi – eroganti	0 (zero emission verificata)	n.a.
UPSTREAM	Stazione trattamento	Barigazzo	Attiva	4,34 t CH ₄ /anno	±15%
UPSTREAM	Stazione trattamento	Vetta	Attiva	5,40 kg CH ₄ /anno	±15%
DOWNSTREAM	Rete principale	GRF Boccassuolo / Piane di Mocogno 1	Operativo	– (zero)	±10-15%
DOWNSTREAM	Rete principale	GRF Boccassuolo / Piane di Mocogno 2	Operativo	– (zero)	±10-15%
DOWNSTREAM	Rete principale	GRF Macinelle	Operativo	0,79 t CH ₄ /anno	±10-15%
DOWNSTREAM	Linee di servizio	Emissioni fuggitive – Boccassuolo / Piane di Mocogno	Operativo	0,08 t CH ₄ /anno	±10-15%
DOWNSTREAM	Rete principale	Emissioni fuggitive – Boccassuolo / Piane di Mocogno	Operativo	0,72 t CH ₄ /anno	±10-15%
DOWNSTREAM	Impianti REMI/GRF	Sfiati / emissioni operative	Operativo	– (zero)	n.a.
DOWNSTREAM	Impianto di distribuzione	Pronto intervento / incidenti operative	Operativo	– (zero)	n.a.
TOTALE	Tutti i segmenti	Upperstream+Downstream	—	11,25 t CH₄/anno 325,18 tCO₂eq/a	±10-15%

Note: (1) $p = 0,716 \text{ kg/m}^3$; $GWP_{100} = 28,9 \text{ tCO}_2\text{eq/tCH}_4$ (IPCC AR6). (2) Le celle "– (zero)" indicano assenza di eventi emissivi: nessun dato mancante. (3) tCO_2eq totale calcolata come $11,25 \times 28,9 = 325,18 \text{ tCO}_2\text{eq/a}$. Il downstream include la rete in acciaio stimata da letteratura ($0,72 + 0,08 \text{ t CH}_4/\text{anno}$) e le perdite GRF Macinelle ($0,79 \text{ t CH}_4/\text{anno}$). (4) Emissioni upstream da campagna LDAR Teknegas/Xplorobot 3-4 giugno 2026.

Calcolo dell'indice di divergenza (formula: $(E_{\text{misurata}} - E_{\text{inventario}}) / E_{\text{inventario}} \times 100$)

Segmento	E misurata t CH ₄ /anno	E inventario t CH ₄ /anno	Δ assoluto t CH ₄ /anno	Indice di divergenza
Downstream	1,58195	1,26942233	+0,31253	+24,6%
Upstream	9,67	1,33942233	+8,33058	+622,0%
Totale	11,25195	2,60884466	+8,64311	+331,3%

Il dato misurato downstream è superiore di circa il 24% rispetto all'inventario - l'inventario 2024 tale divergenza è causata dalla misura diretta dei GRF, componenti le cui perdite hanno una materialità

superiore a quelle stimate per la rete principale e secondaria. La divergenza in linea con l'ordine di grandezza tipico (entro $\pm 50\%$), da monitorare ma non necessariamente critica.

Il dato misurato upstream è oltre 6 volte superiore all'inventario (+622%) - divergenza molto significativa, indicativa di una sottostima sostanziale dei fattori di emissione standard applicati al segmento upstream, o di emissioni episodiche/super-emitter rilevate dalla survey ma non catturate dalla metodologia Tier dell'inventario.

La divergenza complessiva (+301%) è dominata dal contributo upstream.

9. Conclusioni

Le attività di quantificazione delle emissioni di metano condotte da AIMAG S.p.A. per l'anno solare 2025 — seconda rendicontazione annuale ai sensi del Regolamento (UE) 2024/1787 — hanno portato ai seguenti risultati principali, con piena integrazione dei dati upstream TDLAS rispetto alla prima relazione:

- Le campagne LDAR (Tipo 1 Xplorobot Laser OGI/TDLAS + Tipo 2 sniffer ATEX, con Leak Definition a 500 ppm-m) hanno rilevato, sul segmento upstream, **12 perdite fuggitive** attive su 47 componenti ispezionati.
Dieci perdite sono state riparate entro 2 giorni dall'ispezione; due perdite residue alla Cabina Riduzione Macinelle (90,1 g/h CH₄ totali) sono oggetto di intervento urgente ai sensi dell'Art. 15 Reg. (UE) 2024/1787.
- Le emissioni totali del segmento downstream (reti di Boccassuolo e Piane di Mocogno) ammontano a 2.207 m³ CH₄/anno (~45,72 tCO₂eq/anno).
Le principali fonti del segmento downstream sono le emissioni fuggitive della rete in acciaio stimate su dati di letteratura (0,72 t CH₄/anno rete principale e 0,08 t CH₄/anno derivazioni di utenza, fattore emissivo API Compendium C-31: 0,0540 m³ CH₄/m a) e le perdite rilevate al GRF Macinelle (0,79 t CH₄/anno, flange e riduttore).
- Le emissioni del segmento upstream (pozzi, stazioni di trattamento e centrali di Vetta e Barigazzo), quantificate con metodo event-based su base OGMP 2.0 Livello 4 (dati site-specific Xplorobot/Teknegas), ammontano 13.624 m³ CH₄ (~ 281,92 tCO₂eq) per le perdite rilevate durante la campagna (durata osservata: 2 giorni).
- Le prestazioni emissive complessive del gestore sono da considerarsi soddisfacenti per i pozzi (zero emission su tutte le teste pozzo ispezionate) e per il segmento downstream. La presenza di perdite attive nelle cabine upstream (REMI Barigazzo e Vetta) e il leak residuo a Macinelle evidenziano l'efficacia del programma LDAR nel rilevare e correggere in tempi rapidi le perdite fuggitive, in piena conformità con il Regolamento (UE) 2024/1787 e il framework OGMP 2.0 Livello 4.

La presente relazione, unitamente ai fogli di rendicontazione OGMP 2.0 allegati, costituisce il documento di riferimento per la comunicazione delle emissioni di metano di AIMAG S.p.A. ai sensi dell'art. 12, comma 2, lettera a), del Regolamento (UE) 2024/1787.

Il Direttore Business Unit Produzione energia
Dr. Ing. Cosimo Molfetta

10. Allegati

- AIMAG - OGMP2-Downstream_Reporting_2025L4rev1.xlsx
- AIMAG - OGMP2-Upstream_Reporting_2025L4.xlsx

11. Bibliografia

- 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. Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, 2024.
- MASE – Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, comunicazione prot. 0017092 del 27 gennaio 2026 – DG Fonti Energetiche e Titoli Abilitativi, Divisione II.
- OGMP 2.0 – UNEP (2021) – Technical Guidance Documents (TGD) – Level 1 and 2.
- OGMP 2.0 – UNEP (2021) – Technical Guidance Documents (TGD) – Upstream Reporting Framework. Disponibile su: <https://www.ogmpartnership.com>
- OGMP 2.0 – UNEP (2021) – Technical Guidance Documents (TGD) – Midstream and Downstream Reporting Framework. 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>
- UNI EN 15446:2008 – Fuoriuscite di gas – Valutazione della migrazione di gas non intenzionale per misura della concentrazione.
- API (2009) – Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Gas Industry. American Petroleum Institute, Washington DC.
- IPCC (2019) – 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Disponibile su: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp>
- CIG (2021) – Linee Guida per la classificazione, la gestione e la comunicazione degli incidenti rilevanti nella distribuzione gas (LG nr. 11 Rev. 03). Disponibile su: <https://www.cig.it>
- EPA Method 21 – Determination of Volatile Organic Compound Leaks. US Environmental Protection Agency.