

Rapporto

Energean Italy S.p.A
Milano, Italia

Quantificazione e reportistica delle emissioni di metano

Rete Upstream Energean Italy – Relazione di quantificazione emissioni di metano a livello di fonte Regolamento UE 1787/2024 Art. 12 Par. 2

Doc. No. P0046341-1-H3 Rev. 0 - Genova, 04 febbraio 2026

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
0	Prima Emissione	Federico Schiavi	Chiara Valentini	Chiara Valentini	04/02/2026

RINA Consulting S.p.A. | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.
Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA | P. +39 010 31961 | rinaconsulting@rina.org | www.rina.org
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.

Tutti i diritti, traduzione inclusa, sono riservati. Nessuna parte di questo documento può essere divulgata a terzi, per scopi diversi da quelli originali, senza il permesso scritto di RINA Consulting S.p.A.

INDICE

	Pag.
LISTA DELLE TABELLE	2
LISTA DELLE FIGURE	3
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	4
1 INTRODUZIONE	5
2 SCOPO DEL LAVORO	6
3 DESCRIZIONE DEGLI ASSET DI ENERGEAN	7
3.1 ATTIVI GESTITI	7
3.2 ATTIVI NON GESTITI	9
4 METODOLOGIE DI QUANTIFICAZIONE	11
4.1 EMISSIONI DA COMBUSTIONE INCOMPLETA	11
4.2 EMISSIONI DA COMBUSTIONE IN TORCIA	11
4.3 EMISSIONI FUGGITIVE	12
4.4 EMISSIONI DA VENTATO	12
4.4.1 NG driven pneumatic equipment	13
4.4.2 Reciprocating Compressors Rod Packing	13
4.4.3 Glycol dehydrators	14
4.4.4 Tanks	14
4.4.5 Well liquids unloading	14
4.4.6 Well casinghead venting	15
4.4.7 Crude Oil Loading/Offloading	15
4.4.8 Venting - Other	15
5 QUANTIFICAZIONE EMISSIONI	17

Si noti che nel presente documento e nel template di rendicontazione OGMP i valori numerici sono stati riportati utilizzando la seguente convenzione:

separatore delle migliaia = punto (.)

separatore decimale = virgola (,)

LISTA DELLE TABELLE

	Pag.
Tabella 3.1: Lista Attivi Gestiti e relative caratteristiche	7
Tabella 3.2: Lista Attivi Non Gestiti e relative caratteristiche	9
Tabella 5.1 Emissioni di metano anno 2025	17

LISTA DELLE FIGURE

	Pag.
Figura 3.1: Localizzazione Assets di Energean	7

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AC	Autorità Competente
CE	Commissione Europea
UE	Unione Europea
EF	Fattore di Emissione (Emission Factor)
AF	Fattore di attività (Activity Factor)
EPA	Environmental Protection Agency
OGMP	Oil and Gas Methane Partnership 2.0
TGD	Technical Guidance Documents
Energean	Energean Italy S.p.A.
Assets	Assets Gestiti / Attivi Gestiti
GWP	Global Warming Potential
FID	Flame Ionization Detector
TVA	Thermo Toxic Vapor Analyzer
HFS	High Flow Sampler
PSV	Pressure Relief Valves

1 INTRODUZIONE

La presente relazione è stata redatta in ottemperanza agli obblighi stabiliti dall'Articolo 12, *"Monitoraggio e comunicazione"*, del Regolamento UE 1787/2024, con particolare riferimento al Paragrafo 2, che prevede la trasmissione all'Autorità Competente (AC) di una relazione contenente la quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte.

La relazione include le informazioni richieste al Paragrafo 4 del medesimo articolo e, in attesa dell'adozione da parte della Commissione Europea degli atti di esecuzione che definiranno un modello standard per le relazioni previste dal presente articolo, adotta i documenti tecnici di orientamento (TGD) ed i modelli di reportistica messi a disposizione dall'OGMP.

Inoltre, in linea con quanto previsto dal Paragrafo 5, i metodi di quantificazione impiegati si basano su pratiche industriali consolidate, norme tecniche di riferimento e, ove applicabile, sui più recenti TGD forniti dall'OGMP.

Nel contesto del vigente quadro regolatorio, la presente relazione risponde agli obblighi previsti dall'Articolo 12 Paragrafo 2 per gli asset gestiti da Energean Italy S.p.A. (Energean), ed illustra i risultati della quantificazione delle emissioni condotta, ove possibile, secondo le metodologie e i livelli di accuratezza raccomandati dai TGD per il Livello 4 del quadro OGMP.

In appendice al presente documento si riporta la quantificazione delle emissioni di metano provenienti dagli asset gestiti da Energean, strutturata secondo il modello di reportistica del quadro OGMP, così come previsto dall'Art. 12 Par. 2 e 4 del Regolamento.

I dati riportati nella presente relazione sono riferiti all'anno 2025, così come richiesto dall'Art. 12 Par. 4 del Regolamento.

All'interno del documento si utilizza il termine "Asset" quale traduzione di "Attivo Gestito" riportato nella versione italiana del Regolamento UE 1787/2024, al fine di garantire corrispondenza ed una migliore comprensione dei modelli di reportistica dell'OGMP.

2 SCOPO DEL LAVORO

RINA ha supportato il Gestore Energean nell'adempimento degli obblighi di Monitoraggio e Comunicazione delle emissioni di metano previsti dal Regolamento (UE) 1787/2024, Art. 12, Par.2.

Lo scopo del presente lavoro è la quantificazione delle emissioni secondo un approccio conforme al Livello 4 del quadro OGMP facendo ricorso, ove tecnicamente ed operativamente possibile, a misure dirette ed a stime basate su dati reali.

Nei paragrafi dedicati a ciascuna categoria emissiva vengono descritti nel dettaglio l'approccio adottato e la metodologia applicata nel processo di quantificazione.

Il presente documento è costituito da:

- ✓ relazione descrittiva delle metodologie di quantificazione del consuntivo delle emissioni annuali di metano per gli asset gestiti da Energean S.p.A.;
- ✓ la quantificazione delle emissioni di Livello 4 in conformità con il quadro OGMP utilizzando il template specifico per il settore upstream, riportato in Appendice A.

3 DESCRIZIONE DEGLI ASSET DI ENERGEAN

Energean Italy S.p.A. è la società responsabile delle attività di estrazione e produzione di gas naturale e petrolio in Italia, con un forte impegno nella transizione energetica e nella decarbonizzazione. Nel 2024, Energean Italy è stato il terzo produttore nazionale di gas naturale, con un portafoglio complessivo di 47 titoli minerari distribuiti su tutto il territorio. Con oltre 70 anni di esperienza nel settore E&P italiano, Energean Italy è parte del gruppo Energean Plc, operatore internazionale upstream quotato a Londra e Tel Aviv.

3.1 ATTIVI GESTITI

Energean gestisce asset upstream localizzati nell'Italia centro-meridionale, come illustrato nella figura seguente, che ne riporta la distribuzione geografica. Le infrastrutture associate a tali asset comprendono sia impianti offshore che onshore.



Figura 3.1: Localizzazione Assets di Energean

Come illustrato nella tabella seguente, Energean gestisce un totale di No. 7 asset Upstream, afferenti a 15 Concessioni Minerarie.

Nella tabella seguente sono riportate, per ciascun asset:

- ✓ la denominazione (nome o sigla) e la localizzazione geografica;
- ✓ l'elenco delle facilities associate, con indicazione della loro ubicazione (onshore/offshore);
- ✓ le concessioni minerarie di riferimento.

Tabella 3.1: Lista Attivi Gestiti e relative caratteristiche

Assets	Nome Impianto	Concessione	Location	Regione
SGM	S. Giorgio Centrale	B.C2.LF	ONSHORE	MARCHE
	S. Giorgio piattaforme	B.C2.LF	OFFSHORE	MARCHE
	S. Giorgio camerette condotte	B.C2.LF	ONSHORE	MARCHE

Assets	Nome Impianto	Concessione	Location	Regione
	Vongola Mare piattaforma	B.C7.LF	OFFSHORE	MARCHE
	Vongola Mare camerette condotte	B.C7.LF	ONSHORE	MARCHE
	Verdicchio area pozzo	FIUME TENNA	ONSHORE	MARCHE
	Cassiano Castellaro aree pozzo	MONTIGNANO	ONSHORE	MARCHE
	Monte Urano, San Lorenzo aree pozzo	MONTE URANO	ONSHORE	MARCHE
	S. Marco area pozzo	S. MARCO	ONSHORE	MARCHE
	Cozza area pozzo	B.C7.LF	ONSHORE	MARCHE
	Talamonti area pozzo	MASSIGNANO	ONSHORE	MARCHE
	Grottammare area pozzo	TORRENTE MENOCCHIA	ONSHORE	MARCHE
MAM	Sarago piattaforme	B.C7.LF	OFFSHORE	MARCHE
	Sarago camerette condotte	B.C7.LF	ONSHORE	MARCHE
	S. Maria a Mare (Giacimento)	B.C7.LF	ONSHORE	MARCHE
	S. Maria a Mare (centrale MAM)	FIUME TENNA	ONSHORE	MARCHE
VEGA	Vega piattaforma	C.C6.EO	OFFSHORE	SICILIA
SSM	S. Stefano Centrale	B.C1.LF	ONSHORE	ABRUZZO
	S. Stefano piattaforme	B.C1.LF	OFFSHORE	ABRUZZO
	S. Stefano camerette condotte	B.C1.LF	ONSHORE	ABRUZZO
ROSPO	Rospo piattaforme	B.C8.LF	OFFSHORE	ABRUZZO
GARAGUSO	Centrale	GARAGUSO	ONSHORE	BASILICATA
	Appia, Salacaro	MASSERIA MONACO	ONSHORE	BASILICATA
	Accettura aree pozzo	GARAGUSO	ONSHORE	BASILICATA
	Accettura camerette condotte	GARAGUSO	ONSHORE	BASILICATA
	Santoro	MASSERIA MONACO	ONSHORE	BASILICATA
LARINO	Centrale Larino	COLLE DI LAURO	ONSHORE	MOLISE
	Portocannone aree pozzo	COLLE DI LAURO	ONSHORE	MOLISE
	Portocannone camerette condotte	COLLE DI LAURO	ONSHORE	MOLISE

Note: dall'elenco è escluso l'Asset di Comiso II, gestito da Energean Sicilia e quindi trattato nel relativo report di quantificazione dedicato

3.2 ATTIVI NON GESTITI

Nella tabella seguente sono riportate, per ciascun Attivo non gestito:

- ✓ le concessioni minerarie di riferimento;
- ✓ la quota di proprietà di Energean;
- ✓ nominativi dei soggetti che esercitano il controllo operativo.

Tabella 3.2: Lista Attivi Non Gestiti e relative caratteristiche

Concessione	Quota Energean Italy (%)	Operatore
A.C8.ME - Anemone	19,0%	Eni
A.C8.ME - Azalea	15,7%	Eni
A.C13.AS - Daria	49,0%	Eni
A.C 17.AG Giulia	25,0%	Eni
A.C17.AG - Regina	25,0%	Eni
A.C21.AG - Naide	49,0%	Eni
A.C36.AG - Fauzia	40,0%	Eni
B.C5.AS - Fratello Nord (only 2 levels with 11,1% & 4,07%)	6,0%	Eni
B.C9.AS - Squalo Centrale	33,3%	Eni
B.C10.AS - Emma West	49,0%	Eni
B.C10.AS - Giovanna	49,0%	Eni
B.C13.AS - Clara Est	49,0%	Eni
B.C13.AS - Clara Nord	49,0%	Eni
B.C13.AS - Clara Nord West	49,0%	Eni
B.C14.AS - Calipso	49,0%	Eni
B.C14.AS - Clara West	49,0%	Eni
B.C15.AV - Pennina	17,8%	Eni
B.C21.AG - Fabrizia	49,0%	Eni
B.C21.AG - Jole	49,0%	Eni
G.R14.AG - Cassiopea	40,0%	Eni
G.R.13AG - Panda	40,0%	Eni
CANDELA - Candela	39,5%	Eni
COLLE SANNITA - Castelpagano	50,0%	Eni
TEMPA ROSSA - Demma Locantore	30,0%	Eni
CAPPARUCCIA	5,0%	Eni
MONTE CASTELLANO - Carassai	50,0%	Eni
Centrale di Carassai / Grottamare	67,7%	Eni
S. BENEDETTO AL TRONTO - San Benedetto	12,5%	Eni
BONINCONTRO	25,0%	Gas Plus It.
FIUME TREBBIA - Quarto	33,3%	Gas Plus It.
LUCERA - Bastia, Reggente, Mezzanelle, Molino, Bersaglio, SantaCaterina, Torrebianca	4,8%	Gas Plus It.

Concessione	Quota Energean Italy (%)	Operatore
MAFALDA - Sinarca	40,0%	Gas Plus It.
MASSERIA ACQUASALSA - Palmori	45,2%	Gas Plus It.
MONTEGRANARO - Monte Guzzo	50,0%	Gas Plus It.
MONTEGRANARO - Leoni	50,0%	Gas Plus It.
PORTOCIVITANOVA - Montecosaro	40,0%	Gas Plus It.
S. ANDREA - Sant'Antonio	50,0%	Canoel
MASS. GROTTAVECCHIA - Traetta	13,8%	Canoel
TORRENTE CELONE - Vigna Nocelli	50,0%	Rockhopper
SAN MARCO CAVOTI - Benevento	20,0%	Eni
TRESAURO - Tresauro	25,0%	Enimed

Tali attivi sono qui elencati per completezza e non rientrano nel perimetro attuale di rendicontazione di cui alla presente relazione.

4 METODOLOGIE DI QUANTIFICAZIONE

La quantificazione delle emissioni per l'anno civile 2025 è stata effettuata considerando tutte le fonti emissive presenti negli asset gestiti da Energean, come riportate nel relativo template OGMP (si veda Appendice A).

A partire dall'analisi desk (Livello 3) prevista dal Regolamento e trasmessa ad agosto 2025, sono state identificate le diverse categorie di sorgenti ed il relativo contributo alla stima complessiva delle emissioni, fornendo un'indicazione di massima per la prioritizzazione delle misurazioni da eseguire sulle singole fonti.

Al fine di conseguire una quantificazione delle emissioni a livello di singola fonte, corrispondente al Livello 4 del quadro OGMP, si è proceduto, ove possibile, ad effettuare misurazioni dirette delle sorgenti emissive oppure misure campione rappresentative di gruppi omogenei di sorgenti.

Qualora ciò non sia stato fattibile, la quantificazione è stata mantenuta a livello desk (Livello 3), aggiornando comunque le stime all'anno 2025.

Nei paragrafi successivi è fornita una descrizione dettagliata delle metodologie adottate e delle specificità applicate a ciascuna categoria emissiva.

4.1 Emissioni da combustione incompleta

Questa categoria riguarda le emissioni di metano derivanti da combustione incompleta in equipment quali:

- ✓ caldaie;
- ✓ turbine a gas;
- ✓ motori a combustione interna;
- ✓ riscaldatori a bagno d'acqua;
- ✓ colonne di rigenerazione del glicole.

Le caldaie ad uso uffici sono state considerate, talvolta, come fonti "de minimis", ovvero sorgenti di emissione trascurabili, se soddisfatti determinati criteri, in accordo con la linea guida dell'OGMP.

Dalla rendicontazione desk di partenza, il contributo complessivo di questa categoria è risultato limitato (circa il 3%). In ragione di ciò, e tenuto conto della significativa numerosità delle altre attività di misurazione da svolgere nella presente fase, Energean non ha incluso tali apparecchiature nelle campagne di misura previste nel 2025.

Di conseguenza, la categoria è stata riportata nel template OGMP al Livello 3, poiché la quantificazione - non supportata da misurazioni dirette - è stata effettuata mediante stime desk e fattori emissivi di letteratura.

In particolare, la stima è stata effettuata partendo dai seguenti dati disponibili e parametri tecnici individuati in base a Linee Guida di settore, come di seguito esposto:

- ✓ quantitativo di gas bruciato (fornito dal team di operations di Energean ed espresso in Sm³ per ciascun apparecchio e per ciascun mese);
- ✓ potere calorifico superiore - HHV (Ricavato da API Compendium) e successiva conversione in energia termica;
- ✓ applicazione del fattore generico di emissione OGMP, specifico per ciascun tipo di equipment.

In questo contesto si evidenzia che, per l'asset di Larino, le emissioni da combustione incompleta risultano sensibilmente ridotte rispetto a quanto rendicontato nell'anno 2024: la sostituzione dei vecchi motocompressori con un nuovo elettrocompressore di ultima generazione ha infatti comportato una marcata diminuzione dei volumi di gas bruciato, con conseguente abbattimento delle emissioni stimate a Livello 3.

4.2 Emissioni da combustione in torcia

Questa categoria riguarda le emissioni di metano derivanti dalla combustione incompleta nei sistemi di flaring, ovvero torce utilizzate per bruciare in sicurezza gas in eccesso o di scarto, inclusi i rilasci in condizioni di emergenza.

In generale, il flaring può verificarsi nei seguenti contesti operativi:

- ✓ durante situazioni di emergenza, attività di manutenzione e fasi di avviamento/fermata degli impianti;
- ✓ in presenza di flaring continuo o intermittente;
- ✓ in caso di unlit flaring, quando il gas viene rilasciato senza combustione.

Nel contesto Energean, i sistemi presenti sono prevalentemente flares attive in configurazione di termodistruttori, utilizzati per la combustione controllata del gas.

Premettendo che dalla rendicontazione desk di partenza il contributo totale di questa tipologia di sorgente era risultato percentualmente poco significativo (circa il 0.6%), per la quantificazione di Livello 4 si è proceduto a adottare, dove è stato possibile, un calcolo ingegneristico, impiegando valori sito-specifici.

Pertanto, la stima delle emissioni delle flare degli asset di Vega e Rospo di Livello 4 è stata effettuata sulla base dei dati operativi disponibili e dei parametri tecnici identificati secondo linee guida di settore (API Compendium), tra cui:

- ✓ volume di gas inviato al termodistruttore (fornito dal team di operations di Energean);
- ✓ Destruction Removal Efficiency (DRE), assunta in base ai valori riportati in relazioni tecniche specifiche dell'impianto;
- ✓ contenuto molare di metano nel gas trattato.

Per l'asset di Santa Maria a Mare, invece, non essendo disponibili relazioni tecniche sull'efficienza di combustione, la stima delle emissioni è stata mantenuta a Livello 3, assumendo una DRE di letteratura pari al 99% (come previsto dall'API Compendium in assenza di dati di impianto per il termodistruttore) ed aggiornandola ai volumi di gas del 2025.

4.3 Emissioni fuggitive

Le emissioni fuggitive derivano da perdite non intenzionali provenienti dalle apparecchiature utilizzate nelle operazioni Oil&Gas. Le potenziali componenti o le possibili fonti di perdite di tali apparecchiature includono flange, raccordi filettati, tenute dello stelo nelle valvole, tenute delle pompe, componenti dei compressori, perdite attraverso le valvole dei dispositivi di sicurezza contro la sovrappressione che sfatano in atmosfera, misuratori e linee a estremità aperta in atmosfera (Open-Ended Lines).

Le misure delle perdite fuggitive sono state effettuate da Energean, mediante contrattista, nell'ambito delle attività LDAR su tutti gli asset, utilizzando uno strumento Flame Ionization Detector (FID), conforme alla normativa tecnica di riferimento (Method 21/UNI EN 15446 - Volatile Organic Compound Leaks).

Le concentrazioni di metano rilevate sulle sorgenti, misurate in condizioni di pre-manutenzione, sono state utilizzate per la stima delle emissioni mediante l'applicazione delle curve di correlazione (correlation approach) indicate dallo standard US EPA 453/1995, riconosciuto a livello internazionale.

In via cautelativa, il contrattista dell'attività LDAR ha elaborato la quantificazione delle emissioni:

- ✓ proiettando sull'intero periodo annuale (8760 ore) la somma delle emissioni stimate per ciascun componente (kg/h), indipendentemente dalle ore effettive di funzionamento;
- ✓ assumendo uno stream composto al 100% da metano.

Per quanto riguarda l'asset di Larino, non essendo stato possibile effettuare misure dirette su una parte dell'impianto (unità di compressione), la quantificazione è stata integrata utilizzando i dati dell'unità complementare situata presso la centrale di Garaguso, garantendo così la copertura dell'intero set di sorgenti emissive.

Complessivamente, la categoria Emissioni fuggitive è stata riportata nel template OGMP come Livello 4, in quanto supportata da misurazioni dirette e da una metodologia conforme ai requisiti previsti dal Framework OGMP.

4.4 Emissioni da ventato

Questa categoria comprende, in generale, le emissioni di metano derivanti da:

- ✓ vents di processo degli equipment e vents programmati (rilasci controllati per manutenzione o fermate impianto);
- ✓ vents di sicurezza (es. PSV);
- ✓ altri dispositivi di depressurizzazione.

In particolare, le sottocategorie individuate dal Framework OGMP per il settore upstream e presenti negli asset Energean sono le seguenti:

- ✓ Natural gas driven pneumatic equipment;

- ✓ Reciprocating compressor rod packing;
- ✓ Glycol dehydrators;
- ✓ Tanks;
- ✓ Well liquids unloading;
- ✓ Well casinghead venting;
- ✓ Crude Oil Loading/Offloading;
- ✓ Venting - Other.

Al fine di fornire una quantificazione a livello di fonte (Livello 4 OGMP), e tenendo conto della numerosità delle tipologie di sorgenti di ventato nei diversi asset, Energean ha realizzato, ove possibile, campagne di misurazione diretta delle emissioni. I valori ottenuti sono stati utilizzati per derivare coefficienti di emissione specifici, poi applicati per analogia tecnica e operativa agli asset non campionati ma caratterizzati da apparecchiature e condizioni di esercizio comparabili.

La campagna di misura delle emissioni da ventato è stata condotta da un contrattista incaricato da Energean mediante l'utilizzo di uno strumento High Flow Sampler (HFS) selettivo per il metano, presso alcuni asset rappresentativi, individuati da Energean sulla scorta di quanto fatto per la scorsa rendicontazione (Livello 3).

In particolare, le misurazioni sono state eseguite sui seguenti asset individuati da Energean:

- ✓ San Giorgio Mare (SGM), ritenuto rappresentativo per gli asset di trattamento gas;
- ✓ Santa Maria a Mare (MAM), ritenuto rappresentativo per gli asset di trattamento olio;
- ✓ Garaguso (GAR), asset aggiunto per rappresentare le emissioni di elettrocompressori.

Le attività di misura sono state svolte nel mese di gennaio 2026, a causa di specifiche esigenze operative che non hanno consentito l'esecuzione della campagna nel corso di dicembre 2025. È stato tuttavia assunto che tali misurazioni siano rappresentative dell'anno di riferimento, in considerazione della sostanziale stabilità delle condizioni operative e dei profili di esercizio tra i due periodi.

Per le sottocategorie delle emissioni da ventato in cui non sia stato possibile effettuare misure campione, la quantificazione è stata mantenuta a livello desk (L3), aggiornando comunque le stime all'anno 2025.

Nei prossimi paragrafi vengono descritte nel dettaglio tutte le sottocategorie di emissioni da ventato ed il relativo approccio metodologico adottato per la quantificazione.

4.4.1 NG driven pneumatic equipment

Questa categoria comprende tutte le valvole, gli attuatori e le pompe che utilizzano gas naturale pressurizzato per l'azionamento dei sistemi di controllo di processo. Il gas può essere rilasciato in atmosfera in modalità:

- ✓ continua, ad esempio dal bleed continuo delle valvole di controllo;
- ✓ intermittente, durante l'attuazione di valvole o pompe;
- ✓ accidentale, in caso di malfunzionamenti o condizioni anomale.

Sulla base dell'analisi desk, che ha evidenziato valori emissivi estremamente contenuti (nell'ordine di pochi kg/anno complessivi), Energean non ha incluso questi dispositivi nelle campagne di misurazione condotte sugli asset campione. La quantificazione è stata pertanto mantenuta esclusivamente tramite fattori emissivi di letteratura, e la categoria è stata riportata nel template OGMP come Livello 3.

La stima è stata effettuata sulla base dei dati disponibili relativi all'anno 2025 forniti dal team di operations di Energean, tra cui:

- ✓ il numero di attivazioni per dispositivo all'anno e la durata media di ciascuna attivazione;
- ✓ il contenuto molare di metano nel gas.

4.4.2 Reciprocating Compressors Rod Packing

La categoria riguarda le emissioni di metano associate ai sistemi di tenuta (packing) degli steli dei pistoni nei compressori alternativi.

Per fornire una quantificazione a livello di fonte (Livello 4 OGMP), le emissioni sono state misurate direttamente sugli asset rappresentativi selezionati da Energean (SGM, MAM e GAR). Sulla base dei risultati ottenuti, è stato elaborato un fattore di emissione (EF) specifico, definito in funzione della configurazione dei compressori e delle relative condizioni operative.

Tali EF sito-specifici hanno consentito di estendere la quantificazione anche agli asset non direttamente misurati, ponderando i valori sulle ore di funzionamento effettive dei compressori alternativi aventi caratteristiche tecniche comparabili.

In particolare, per l'asset di Larino, che nel 2025 ha visto l'installazione di un nuovo elettrocompressore in affiancamento ai motocompressori esistenti, la stima è stata ottenuta pesando gli EF specifici ricavati dalle campagne di misura, condotte sui due motocompressori di SGM e sull'elettrocompressore di GAR, sulle rispettive ore di esercizio.

4.4.3 Glycol dehydrators

La categoria riguarda le emissioni di processo di metano associate ai sistemi di disidratazione del gas naturale tramite glicole. In generale le principali fonti emissive includono:

- ✓ vapori dalla colonna di rigenerazione del glicole;
- ✓ stripping gas usato per rigenerare il glicole;
- ✓ vapori da flash tank separator.

Dall'analisi desk iniziale è emerso che il contributo complessivo di questa categoria è limitato (inferiore all'1% del totale). Per quanto Energean avesse incluso tali sistemi nelle campagne di misura previste per il 2025, difficoltà tecniche riscontrate durante le attività in campo non hanno consentito la caratterizzazione diretta delle emissioni.

Pertanto, è stata mantenuta la stima desk al Livello 3 OGMP, effettuata sulla base dei dati disponibili relativi all'anno 2025 forniti dal team di operations di Energean, tra cui:

- ✓ volume di gas trattato (Throughput);
- ✓ composizione molare del gas;
- ✓ fattore di Emissione OGMP.

4.4.4 Tanks

La categoria riguarda le emissioni di metano provenienti dai serbatoi di stoccaggio di liquidi idrocarburici. In generale, i serbatoi possono rilasciare metano attraverso i propri sistemi di ventaggio (vents) a causa di diverse condizioni operative, tra cui:

- ✓ riempimento e svuotamento del serbatoio;
- ✓ variazioni di temperatura e pressione interne;
- ✓ fenomeni di flash emissions, dovuti al rilascio rapido delle componenti volatili del fluido, tra cui CH₄.

Per ottenere una quantificazione delle emissioni a livello di fonte (Livello 4 OGMP), Energean ha incluso nella campagna di misura la valutazione diretta dei serbatoi presenti negli asset rappresentativi selezionati (SGM, MAM e GAR). Sulla base dei risultati delle misurazioni è stato elaborato un fattore di emissione (EF) specifico per ciascuna configurazione di serbatoio.

Gli EF così derivati sono stati poi applicati, ove necessario, agli asset non oggetto di misurazioni dirette, selezionando i serbatoi con caratteristiche di fluido e condizioni operative comparabili. Per garantire la coerenza della quantificazione, il coefficiente è stato riproporzionato ai volumi movimentati da ciascun serbatoio.

L'adozione di EF specifici per singolo tank ha consentito di estendere la stima delle emissioni a tutta la popolazione dei serbatoi, mantenendo una rappresentatività adeguata anche per gli asset non direttamente misurati.

4.4.5 Well liquids unloading

La categoria rappresenta un'operazione necessaria nei pozzi di gas naturale quando si accumulano liquidi (principalmente acqua di formazione e/o condensati) nella parte bassa del pozzo.

Con il tempo, questo accumulo può diventare significativo al punto da ostacolare il flusso del gas verso la superficie, riducendo la pressione in testa pozzo e il rateo produttivo.

Per ripristinare la normale produzione, è necessario rimuovere i liquidi accumulati. Questa operazione può essere eseguita con diversi metodi (soffiaggio, plunger lift, pompaggio, gas lift, ecc.), ma in molte tecniche tradizionali il processo comporta un temporaneo rilascio di gas in atmosfera, generalmente durante l'apertura controllata del pozzo per permettere l'espulsione dei liquidi.

Energean conferma che, nell'anno di riferimento 2025, non si sono verificate emissioni riconducibili a questa categoria emissiva.

4.4.6 Well casinghead venting

La categoria riguarda il rilascio di gas, generalmente metano, attraverso i sistemi di ventilazione (vent lines) collegati alla testa pozzo e agli spazi anulari tra le colonne di rivestimento.

Nel corso della vita produttiva di un pozzo, gli spazi anulari possono accumulare gas migrante o gas intrappolato a seguito di diversi fenomeni, quali micro-perdite attraverso la cementazione, comunicazioni di pressione tra zone del pozzo o variazioni termiche del gas.

Per ragioni di sicurezza e integrità pozzo, tali volumi gassosi vengono gestiti tramite sfiati controllati (venting) attraverso i casinghead vents o mediante sistemi di gestione delle pressioni negli spazi anulari (annular pressure management systems). In assenza di sistemi di contenimento o recupero, tali operazioni possono comportare l'emissione diretta di metano in atmosfera.

Energean conferma che, nell'anno di riferimento 2025, non si sono verificate emissioni riconducibili a questa categoria emissiva.

4.4.7 Crude Oil Loading/Offloading

La categoria include le emissioni di metano associate alle operazioni di carico e scarico del greggio, tipicamente effettuate tramite linee di trasferimento, manichette flessibili, collettori, pompe di carico e attrezzature di separazione o degasaggio.

Durante tali operazioni, il greggio può rilasciare una certa quantità di gas disciolti - inclusi idrocarburi leggeri e metano - che possono raggiungere l'atmosfera attraverso i sistemi di ventaggio o spazi aperti delle attrezzature utilizzate nelle fasi di movimentazione. Le principali sorgenti emissive includono:

- ✓ rilascio di gas disciolti nel greggio durante la movimentazione (degassing naturale);
- ✓ venting dai sistemi di respirazione dei serbatoi o delle camere di carico;
- ✓ perdite diffuse dalle connessioni temporanee (giunti, manichette, flange);
- ✓ sfiati delle pompe o dei sistemi di contenimento.

La quantità di metano rilasciata dipende dalla composizione del greggio, dalle pressioni operative, dalle temperature di carico/scarico e dalla presenza di sistemi di recupero vapori (Vapor Recovery Units).

La stima delle emissioni è stata condotta al Livello 3, utilizzando come input i dati operazionali forniti dal team di operations di Energean.

4.4.8 Venting - Other

Questa categoria rappresenta una voce residuale che raccoglie tutte le emissioni di metano rilasciate attraverso punti di vent, candele o torce fredde che non rientrano nelle categorie specifiche già definite. In generale, essa include:

- ✓ sfiati da valvole di sicurezza (PSV);
- ✓ depressurizzazioni effettuate durante attività di manutenzione, commissioning o decommissioning;
- ✓ eventuali rilasci non routinari non classificabili in altre categorie emissive.

Nel periodo di riferimento non sono stati registrati da Energean Sicilia eventi di intervento delle PSV. Di conseguenza, la sottocategoria "PSV" all'interno delle Other Vented Sources risulta con stima pari a zero.

Per quanto riguarda le depressurizzazioni e le attività di manutenzione programmate, Energean ha elaborato la quantificazione sulla base dei dati forniti dal team di operations di Energean, stimando i volumi rilasciati nel 2025.

Durante la campagna di misura dei vents è stato inoltre possibile rilevare direttamente la portata di metano associata a un evento di scarico dei separatori sull'impianto di SGM. Al netto di questa misurazione diretta su SGM,

la maggior parte degli eventi inclusi in questa categoria rimane stimata tramite approccio desk. Pertanto, questa categoria è riportata nel template OGMP come Livello 3.

5 QUANTIFICAZIONE EMISSIONI

Si riportano i risultati della quantificazione delle emissioni di metano degli asset gestiti da Energean per l'anno 2025. Gli stessi dati sono inoltre presentati in Appendice A, all'interno del template ufficiale OGMP per il segmento upstream, con l'indicazione delle relative fonti emissive.

Le emissioni sono espresse sia in tonnellate di metano sia in tonnellate di CO₂ equivalente, utilizzando il modello di reporting OGMP e il potenziale di riscaldamento globale a 100 anni (GWP100) definito nel sesto rapporto di valutazione dell'IPCC (AR6).

Tabella 5.1 Emissioni di metano anno 2025

Asset / Venture Name	Asset id	Type of Asset	EMISSIONI CH ₄ [t/y]	EMISSIONI CO ₂ [t/y]
San Giorgio Mare	SGM	Gas	21,08	628,18
Santa Maria Mare	MAM	Oil	2,02	60,20
Santo Stefano Mare	SSM	Gas	0,67	19,97
Rospo Mare	RSP	Oil	0,88	26,22
Larino	LAR	Gas	7,59	226,18
Garaguso	GAR	Gas	8,31	247,64
Vega	VEGA	Oil	2,18	64,96
TOTALE EMISSIONI			42,73	1273,35