



ENI UPSTREAM - DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE

Relazione di quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte (in accordo con il regolamento UE 2024/1787 art. 12 comma 2)

00	Emissione	Eni DE-R&D Velab/C	GDL SICS/AMB	Eni DICS	5 Febbraio 2026
REV.	DESCRIZIONE	PREPARATO	VERIFICATO	APPROVATO	DATA

INDICE

1	INTRODUZIONE.....	3
1.1	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	3
1.2	ACRONIMI E DEFINIZIONI.....	4
1.3	UNITÀ DI MISURA.....	5
1.4	ASSUNZIONI.....	5
1.5	CONCLUSIONI.....	5
2	DICS – DESCRIZIONE.....	6
3	EMISSIONI FUGGITIVE.....	9
3.1	ANALISI DELLA DOCUMENTAZIONE TECNICA.....	9
3.2	CENSIMENTO DEI DISPOSITIVI D’IMPIANTO	9
3.3	METODOLOGIA DI CALCOLO	10
3.4	QUANTIFICAZIONE EMISSIONI DI METANO	16
4	EMISSIONI VENTING	22
4.1	ANALISI DELLA DOCUMENTAZIONE TECNICA.....	22
4.2	TIPOLOGIE DI SORGENTI DI VENTING.....	22
4.3	METODOLOGIA DI CALCOLO	23
5	EMISSIONI FLARING	28
5.1	INQUADRAMENTO NORMATIVO E AMBITO DI APPLICAZIONE.....	28
5.2	TIPOLOGIA SORGENTI DI FLARING	28
5.3	APPROCCIO METODOLOGICO ALLA QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI	28

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 3-1: Elenco tipologie delle sorgenti di emissione considerate	9
Tabella 3-2: Tabella di riferimento API [4]	11
Tabella 3-3: Corrispondenza tra tipologie di sorgenti e dispositivi indicati in API [4]	11
Tabella 3-4: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione pari a zero (secondo l’approccio “EPA Correlation”)	12
Tabella 3-5: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione superiori alla soglia, “Over Range” (secondo l’approccio “EPA Correlation”)	13
Tabella 3-6: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione compresi tra zero ed il valore di soglia (secondo l’approccio “EPA Correlation”). Nel calcolo di correlazione il termine (SV) rappresenta il valore di concentrazione	13
Tabella 3-7: Corrispondenza tra tipologie di dispositivi censiti e dispositivi indicati in EPA [1].....	14
Tabella 3-8: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni secondo l’approccio “Average Emission Factor”	14
Tabella 3-9: Composizione di metano predefinita (OGMP 2.0 [3])	15
Tabella 3-10: Contributo emissivo per ogni sito – anno 2025	16
Tabella 4-1: Contributo emissivo di venting per ogni sito – anno 2025.....	23
Tabella 5-1: Contributo emissivo di flaring – anno 2025	30

1 Introduzione

Eni Distretto Centro-Settentrionale (Eni DICS) gestisce le attività di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi in Italia con siti industriali nei territori delle regioni di Piemonte, Lombardia, Emilia-Romagna, Marche, Abruzzo, Molise e Calabria.

Sono inoltre di responsabilità del DICS la maggioranza delle strutture a mare, presenti in mar Adriatico e mar Ionio, dedicate principalmente alla coltivazione dei giacimenti di gas naturale che compone la quasi totalità della produzione del Distretto.

Ad Eni DICS afferiscono le strutture on-shore e offshore delle quali si riportano le Centrali Gas e Centri Olio ai quali è collettata la produzione di idrocarburi, elencati nei successivi paragrafi.

Il presente documento ha l'obiettivo di fornire la quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte per tutte le sorgenti, in conformità al regolamento UE 2024/1787 (art.12 comma 2) [5] e la metodica utilizzata sugli impianti di proprietà di Eni upstream – Distretto Centro-Settentrionale mediante un approccio basato sulle linee guida OGMP 2.0 [3] e sulle migliori pratiche internazionali, che assicuri una rappresentazione accurata e sistematica delle emissioni in linea con gli standard tecnici [1, 2, 4] in materia di monitoraggio, quantificazione e rendicontazione.

La quantificazione delle emissioni di metano è stata sviluppata a partire dalla:

- realizzazione di un censimento delle potenziali sorgenti di emissione di metano riconducibili alle tipologie di fonti emissive
- esecuzione di campagne di monitoraggio di tipo 2 su tutti gli impianti di proprietà di Eni upstream – Distretto Centro-Settentrionale (produttivi e non produttivi)
- quantificazione delle emissioni di metano associate alle sorgenti censite mediante l'impiego di fattori di emissione specifici
- rendicontazione secondo la suddivisione per centrali comprensive dei siti afferenti (aree pozzo onshore, piattaforme offshore).

Eni all'interno degli obiettivi Net Zero per la riduzione delle emissioni connesse alla produzione Oil&Gas, nel 2020, ha aderito alla iniziativa OGMP 2.0 dell'Osservatorio Internazionale sulle Emissioni di Metano (IMEO) del programma di UNEP volta a stabilire lo standard globale per l'affidabilità e la trasparenza delle rendicontazioni delle emissioni di metano nel settore petrolifero e del gas. Eni nel 2023 ha ottenuto il "Gold Standard Pathway" per aver migliorato significativamente i piani di implementazione della rendicontazione delle emissioni di metano e nel 2024 ha ricevuto il "Gold Standard reporting" per aver effettivamente raggiunto i massimi livelli di qualità dei dati.

1.1 Documenti di riferimento

- [1] US EPA-453/R-95-017 - Protocol for Equipment Leak Emission Estimates – November 1995
- [2] UNI EN 15446:2008 "Fugitive and diffuse emissions of common concern to industry sector -

Measurement of fugitive emissions of vapors generating from equipment and piping leaks” - July 2008

[3] OGMP 2.0 - TGD Unintended equipment leaks - February 2023

[4] API – Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry - November 2021

[5] Regolamento (UE) 2024/1787 – Luglio 2024

1.2 Acronimi e Definizioni

API	American Petroleum Institute
OGMP	Oil and gas reporting and mitigation program of the United Nations Environment Program (UNEP)
OGMP L4	stima basata su misurazioni dirette effettuate su un campione rappresentativo di sorgenti di emissione. Tali misurazioni vengono poi utilizzate per calcolare fattori di emissione specifici, che si applicano a tutto l'inventario delle sorgenti simili nello stesso asset o impianto
HMB	Heat and Material Balance
TGD	Technical Guidance Document
TOC	Total Organic Compound
VOC	Volatile Organic Compound
Sorgente emissiva	qualsiasi parte o elemento di apparecchiature utilizzate negli impianti o nelle infrastrutture del petrolio e del gas naturale che potrebbe emettere metano
Venting	rilascio diretto di metano in atmosfera
Fattore di emissione generico	il fattore di emissione standardizzato per ciascun tipo di fonte di emissione ricavato da norme tecniche, ma comunque non verificato mediante misurazioni dirette
Quantificazione	attività volta a determinare la quantità di emissioni di metano mediante misurazioni dirette o, ove non siano realizzabili misurazioni dirette, sulla base di fattori di emissione generici
Centrale afferente	Impianto principale di trattamento oil/gas a cui afferiscono le aree pozzo remote (on-offshore)
Indagine LDAR di Tipo 1	Indagine per l'identificazione delle perdite effettuata conformemente alle prescrizioni di cui all'articolo 14, paragrafi 2, 7 e 8, e alla parte 1 dell'allegato I, utilizzando strumentazione in grado di rilevare valori di metano pari o superiore a 7000 ppm o 17 g/h.
Indagine LDAR di Tipo 2	Indagine per l'identificazione delle perdite effettuata conformemente alle prescrizioni di cui all'articolo 14, paragrafi 2, 7 e 8, e alla parte 1 dell'allegato I, utilizzando strumentazione in grado di rilevare valori di metano pari o superiore ai livelli seguenti: i. 500 ppm di volume di metano o 1 g/h di metano per i componenti

	ii. fuori terra e per i componenti offshore al di sopra del livello del mare 1000 ppm di volume di metano o 5 g/h di metano per i componenti sotterranei. iii. 7000 ppm di volume di metano all'ora per i componenti offshore al di sotto del livello del mare o sotto il fondale marino.
--	--

1.3 Unità di misura

Le stime di calcolo delle emissioni annue di metano sono espresse in:

- Massa, come tonnellate (ton), espressi alla prima cifra decimale significativa
- Volume come metri cubi standard (scm), arrotondato alle centinaia.

1.4 Assunzioni

Si riportano di seguito le principali assunzioni propedeutiche alla selezione dei siti d'interesse in conformità alla Regolamento EU [5]:

- tutte le centrali/siti produttivi;
- tutti i pozzi non produttivi, tappati temporaneamente o chiusi minerariamente (con testa pozzo ciecata);

I pozzi chiusi minerariamente dopo il 1994 le cui aree sono state rilasciate ai legittimi proprietari e le centrali chiuse e non più operative, oltre che i pozzi subsea, sono stati esclusi dall'attività.

1.5 Conclusioni

L'analisi eseguita sui siti di proprietà Eni upstream- Distretto Settentrionale si è basata sulla:

- predisposizione di un inventario di tutte le possibili fonti di emissione presenti nei siti
- applicazione di un approccio di calcolo basato su fattori di emissione specifici.

Per quanto attiene alle emissioni fuggitive di Eni – Distretto Centro Settentrionale, sono state identificate complessivamente 234.257 potenziali sorgenti di potenziale emissione.

La metodologia per la quantificazione tiene in considerazione per ogni sito il dato proveniente dalle campagne di monitoraggio di tipo 2.

Sulla base del tempo operativo stimato per l'anno 2025 e della composizione disponibile dei flussi, è stata calcolata un'emissione da fuggitive pari a **99,9** tonnellate/anno di metano nei 129 siti di pertinenza.

Nell'ambito delle emissioni di venting la metodica per la quantificazione tiene in considerazione i risultati delle misure dirette (OGMP L4). Sulla base delle condizioni operative dell'anno 2025 è stata calcolata un'emissione da venting pari a **1383,9** tonnellate/anno di metano

Nell'ambito delle emissioni da flaring il dato per l'anno 2025 è pari a **10,55** tonnellate/anno di metano.

2 DICS – Descrizione

Di seguito sono elencati tutti gli asset di Eni Upstream – DICS aggiornati a dicembre 2025 sottoposti a campagne di monitoraggio come previsto dal Regolamento EU [5], raggruppati per le rispettive centrali o centri olio afferenti o assimilate per area geografica nel caso in cui il centro olio o la centrale afferente non siano in produzione.

Centrale Gas Falconara:

- **Centrale gas Falconara**
- **Piattaforme offshore produttive** (Barbara A, Barbara B, Barbara C, Barbara T, Barbara T2, Barbara D, Barbara E, Barbara F, Barbara G, Barbara NW, Bonaccia, Bonaccia NW, Calipso, Clara Est, Clara NW, Elettra, Fauzia)
- **Piattaforme offshore e teste pozzo sottomarine non produttive** (Barbara H, Bonaccia Est, Clara N, Clara W, Calpurnia)

Centrale Gas Casalborgorsetti:

- **Centrale gas Casalborgorsetti**
- **Piattaforme offshore produttive** (Agostino A, Agostino B, Agostino CL, Garibaldi A, Garibaldi B, Garibaldi C, Garibaldi CL, Garibaldi K, Garibaldi T, Naomi Pandora)
- **Piattaforme offshore non produttive** (Ada 2-4, Agostino C, Garibaldi D, PCW A, PCW B, PCW C, PCW T)
- **Aree pozzo onshore produttive** (Dosso degli angeli sud)
- **Aree pozzo onshore non produttive** (Dosso degli angeli centro, Tre Motte 03, Agosta, Dosso 1)

Centrale Gas Fano:

- **Centrale gas Fano**
- **Piattaforme offshore produttive** (Annabella, Annalisa, Annamaria B, Daria A, Daria B, Regina, Basil, Brenda Prod, Brenda Perf)
- **Piattaforme offshore non produttive** (Giulia)

Centrale Gas Pineto (a cui sono state associate):

- **Centrale gas Pineto**
- **Piattaforme offshore produttive** (Emilio, Emma W, Simonetta, Fratello CL)
- **Piattaforme offshore non produttive** (Camilla 02, Eleonora, Fratello Est, Fratello Nord, Giovanna, Squalo, Viviana 1)
- **Aree pozzo onshore non produttive** (Colle Sciarra, Campo Miglianico)

Centrale Gas Ravenna Mare:

- **Centrale gas di Ravenna Mare**

	ENI DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE	Relazione Tecnica n°: 288/SICS
---	-------------------------------------	-----------------------------------

pag. 7 di 30

- **Piattaforme offshore produttive** (Amelia A, Amelia B, Amelia C, Amelia D, Angela Cluster, PC C, Angela Angelina, Armida)
- **Piattaforme offshore non produttive** (Antares, Antares 1, Guendalina, PC80, PC80 Bis, Tea)
- **Aree pozzo onshore non produttive** (pozzo di reiniezione Angelina 1)

Centrale Gas Rubicone:

- **Centrale gas Rubicone**
- **Piattaforme offshore produttive** (Antonella, Arianna A, Arianna CI, Cervia A, Cervia C, Cervia CL, Cervia K, Naide)
- **Piattaforme offshore non produttive** (Anemone B, Anemone CL, Azalea B, Benedetta 1, Cervia B, Morena 1)

Centrale Gas Crotone (a cui sono associate anche le Aree Pozzo e la Centrale Gas Hera Lacinia e la testa pozzo sottomarina Aquila 3, quest'ultima chiusa minerariamente a fine 2025 e dislocata di fronte le coste della Puglia):

- **Centrali gas di Crotone e di Hera Lacinia**
- **Piattaforme offshore produttive** (Hera Lacinia 14, Beaf Hera Lacinia, Luna A, Luna B)
- **Teste pozzo sottomarine** (Luna 27, Luna 40 SAF, Aquila 3)
- **Aree pozzo onshore produttive** (Aree pozzo Hera Lacinia e Linda)

Centrale Gas Grottammare:

- **Piattaforme offshore e teste pozzo sottomarine non produttive** (Davide, Davide 7, Elena, Emilio 3, Jole 1)

Centrale Gas Capparuccia:

- **Aree pozzo onshore non produttive** (Aree pozzo Capparuccia, chiuse minerariamente)

Centrale Gas Caviaga (alle quale sono associate/assimilate per area geografica anche le Aree Pozzo afferenti al Centro Olio Trecate):

- **Centrale gas Caviaga**
- **Aree pozzo onshore produttive** (Aree pozzo Caviaga)
- **Aree pozzo onshore non produttive** (Aree pozzo Trecate, Aree pozzo Seregna, Area pozzo Malossa, Aree pozzo Gaggiano, Area pozzo chiusa minerariamente Cignone)

Centro Olio Torrente Tona:

- **Centro olio Torrente Tona**
- **Aree pozzo onshore produttive** (Aree pozzo Torrente Tona)

Centrale Gas Soresina:

	ENI DISTRETTO CENTRO SETTENTRIONALE	Relazione Tecnica n°: 288/SICS
---	-------------------------------------	-----------------------------------

pag. 8 di 30

- **Centrale gas Soresina (attiva fino al 04/2024)**
- **Aree pozzo onshore non produttive** (Aree pozzo Soresina, Aree pozzo S. Gervasio)

3 Emissioni fuggitive

3.1 Analisi della documentazione tecnica

La documentazione tecnica (P&ID, PFD, Flow Diagram ecc.), è stata esaminata al fine di selezionare linee ed apparecchiature contenenti stream significativi ai fini della valutazione delle emissioni fuggitive (contenenti quantità significative di idrocarburi). Secondo il protocollo US EPA [1], i flussi possono essere suddivisi in quattro categorie:

- Gas/vapor: stream allo stato gassoso alle condizioni di esercizio.
- Light oil: stream allo stato liquido in cui la somma della concentrazione dei singoli costituenti aventi tensione di vapore superiore a 0,3 kiloPascal (kPa) a 20 ° C è maggiore o uguale al 20% in peso.
- Heavy oil: stream non allo stato di gas o light oil.
- Water/Oil: stream misto di acqua/idrocarburi con un contenuto di acqua superiore al 50% in peso, dal punto di origine al punto in cui il contenuto di acqua raggiunge il 99% in peso; per un contenuto di acqua superiore al 99% in peso, l'emissione è considerata trascurabile.

Tra i P&ID solo quelli contenenti stream significativi sono stati presi in considerazione per l'analisi e identificazione delle potenziali sorgenti di emissione. Gli stream sono stati considerati allo stato liquido (light oil, heavy oil, water/oil) se la frazione molare della fase liquida è superiore al 90%.

3.2 Censimento dei dispositivi d'impianto

Le tipologie di punti di emissione previste nel protocollo EPA [1] di riferimento sono suddivise per macrocategorie: valvole, flange, pompe, connessioni, sfiati e altre.

In fase di censimento si associa ad ognuna delle sorgenti di possibile emissione un codice costituito da una sigla identificativa che ne rappresenta la tipologia e da un numero progressivo. Nella seguente tabella si elenca la suddivisione utilizzata e il corrispettivo secondo le macrocategorie definite nel protocollo EPA-453/R-95-017 [1].

Tabella 3-1: Elenco tipologie delle sorgenti di emissione considerate

Tipologia di sorgente di possibile emissione	Sigla identificativa	Corrispettivo secondo le macro-categorie definite nel protocollo EPA-453/R-95-017 [1]
Valvola	V	Valves
Pompa	P	Pump seals
Compressore	C	Others
Strumentazione	Vi	Others
Livelli	L	Others
Valvola di sicurezza	Vs	Others
Tappo	T	Connectors

Tipologia di sorgente di possibile emissione	Sigla identificativa	Corrispettivo secondo le macro-categorie definite nel protocollo EPA-453/R-95-017 [1]
Flangia	F	Flanges
Accoppiamento flangiato a monte e a valle di una valvola	AFmV, AFvV, AFvV2	Flanges
Accoppiamenti filettati	CN	Connectors
Accoppiamento filettato a monte e a valle di una valvola	CNmV, CNvV, CNvV2	Connectors
Sfiati	OEL	Open-ended lines

Il censimento a partire dall'osservazione dei P&ID ha permesso di definire la popolazione di sorgenti di possibile emissione presenti e la loro distribuzione. Per una migliore lettura si è deciso di accorpare le sorgenti secondo la seguente modalità:

- Valvole: V;
- Accoppiamenti flangiati: F, AFmV, AFvV, AFvV2 (nel caso di valvole a tre vie);
- Accoppiamenti filettati: CN, CNmV, CNvV, CNvV2 (nel caso di connessioni a tre vie), T;
- Strumentazione: Vi;
- Livelli: L;
- Pompe: P;
- Compressori: C;
- Valvole di sicurezza: Vs;
- Sfiati: OEL

3.3 Metodologia di calcolo

La metodologia per la quantificazione delle emissioni fuggitive si sviluppa sui risultati delle campagne di monitoraggio di tipo 2. Nel caso di sorgenti non sono accessibili si è proceduto all'esecuzione un'indagine di tipo 1 mentre per sorgenti non monitorate (es. flange coibentate o sorgenti non in esercizio durante la campagna di monitoraggio, è stato utilizzato l'approccio "Average emission factor".

3.3.1 Approccio da campagna di monitoraggio (di tipo 1, 2)

Tale approccio considera i risultati delle campagne di monitoraggio svolte a partire dalla data di decorrenza della normativa [5] con tecniche di tipo 1 (OGI camera) e/o di tipo 2 (sniffing).

Nel caso di attività di monitoraggio di tipo 1 (tecnica OGI), per il calcolo della stima, si associa un fattore di emissione sulla base dell'identificazione o meno della perdita (Leak/No Leak) ed in funzione del tipo di sorgente. La Tabella 3-2 citata in [4] e derivata da documentazione API, fornisce i fattori di emissione in funzione della sensibilità della termocamera utilizzata (o "leak definition"). In mancanza di informazioni

sulle caratteristiche della strumentazione, il documento di riferimento consiglia l'utilizzo dei fattori a 60g/h.

Tabella 3-2: Tabella di riferimento API [4]

equipment type	emission factor type	emission factors [g/h/source] for specified 'leak definition' (*)			
		3 g/h	6 g/h	30 g/h	60 g/h
valves	leak	55	73	140	200
	no-leak	0.019	0.043	0.17	0.27
pump, compressors	leak	140	160	310	350
	no-leak	0.096	0.13	0.59	0.75
flanges	leak	29	45	88	120
	no-leak	0.0026	0.0041	0.01	0.014
others	leak	56	75	150	210
	no-leak	0.007	0.014	0.051	0.081

(*) Questi fattori sono relativi ad emissione di composti organici totali (TOC), compresi i non-VOC, come il metano e l'etano.

La Tabella 3-3 mostra la corrispondenza tra le tipologie di sorgenti assegnate a potenziali fonti di emissioni fugitive e quelle utilizzate per l'attribuzione dei fattori di emissione "Leak/No Leak" API [4].

Tabella 3-3: Corrispondenza tra tipologie di sorgenti e dispositivi indicati in API [4]

Tipologia di sorgente	Codice	Classificazione dispositivi API
Valvole	V	Valves
Accoppiamenti flangiati valvole	AFmV, AFvV, AFvV2	Flanges
Flange	F	Flanges
Connessioni	CN	Others
Accoppiamenti filettati valvole	CNmV, CNvV, CNvV2	Others
Valvole di sicurezza	Vs	Others
Strumenti	Vi	Others
Pompe	P	Pumps, compressors
Compressori	C	Pumps, compressors

Livelli	L	Others
Sfiati	OEL	Others
Tappi	T	Others

Nel caso di attività di monitoraggio di tipo 2 (tecnica sniffing), il protocollo di riferimento suddivide le misure (in termini di concentrazione di ppm) in:

- Valori di concentrazione pari a zero (assenza di emissioni)
- Valori superiori ad una soglia definita solitamente dal fondo scala dello strumento (detti anche “Over Range”, OR)
- Valori compresi tra i due precedenti.

Come nell'approccio “Average Emission Factor” la corrispondenza tra tipologie di dispositivi censiti e dispositivi indicati in EPA [1] è riportata in Tabella 3-7.

In caso di assenza di emissione rilevata, la metodologia prevede comunque di associare un valore seppur basso di emissione chiamato “Default-zero” (Tabella 3-4).

Tabella 3-4: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione pari a zero (secondo l'approccio “EPA Correlation”)

TABLE 2-12. DEFAULT-ZERO VALUES: PETROLEUM INDUSTRY

Equipment type/service	Default-zero emission rates ^{a,b} (kg/hr/source)
Valves/all	7.8E-06
Pump seals/all	2.4E-05
Others ^c /all	4.0E-06
Connectors/all	7.5E-06
Flanges/all	3.1E-07
Open-ended lines/all	2.0E-06

Il valore di OR, in riferimento alle caratteristiche dello strumento, è stato fissato a 10.000 ppm. Per tutte le sorgenti la cui misura strumentale ha fornito valori superiori a 10.000 ppm, il dato di emissione da associare segue quanto riportato nella colonna “10.000 ppm pegged emission rate” della Tabella 3-5.

Tabella 3-5: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione superiori alla soglia, “Over Range” (secondo l’approccio “EPA Correlation”)

TABLE 2-14. 10,000 ppmv and 100,000 PPMV SCREENING VALUE PEGGED EMISSION RATES FOR THE PETROLEUM INDUSTRY

Equipment type/service	10,000 ppmv pegged emission rate (kg/hr/source) ^{a, b}	100,000 ppmv pegged emission rate (kg/hr/source) ^a
Valves/all	0.064	0.140
Pump seals/all	0.074	0.160 ^c
Others ^d /all	0.073	0.110
Connectors/all	0.028	0.030
Flanges/all	0.085	0.084
Open-ended lines/all	0.030	0.079

Per valori di concentrazione compresi tra zero e 10.000 ppm, il protocollo prevede un’equazione di correlazione che è funzione del valore misurato e di costanti associate alla tipologia di sorgente (Tabella 3-6, SV: valore di concentrazione misurato in ppm).

Tabella 3-6: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione compresi tra zero ed il valore di soglia (secondo l’approccio “EPA Correlation”). Nel calcolo di correlazione il termine (SV) rappresenta il valore di concentrazione

TABLE 2-10. PETROLEUM INDUSTRY LEAK RATE/SCREENING VALUE CORRELATIONS^a

Equipment type/service	Correlation ^{b, c}
Valves/all	Leak rate (kg/hr) = $2.29\text{E-}06 \times (\text{SV})^{0.746}$
Pump seals/all	Leak rate (kg/hr) = $5.03\text{E-}05 \times (\text{SV})^{0.610}$
Others ^d	Leak rate (kg/hr) = $1.36\text{E-}05 \times (\text{SV})^{0.589}$
Connectors/all	Leak rate (kg/hr) = $1.53\text{E-}06 \times (\text{SV})^{0.735}$
Flanges/all	Leak rate (kg/hr) = $4.61\text{E-}06 \times (\text{SV})^{0.703}$
Open-ended lines/all	Leak rate (kg/hr) = $2.20\text{E-}06 \times (\text{SV})^{0.704}$

3.3.2 Approccio “Average Emission Factor”

Tale approccio prevede di associare a ciascuna sorgente di emissione, individuata nel censimento, un valore medio di perdita (per tipologia di sorgente e di stream). Le corrispondenze tra le tipologie di dispositivi censiti e quelli indicati in EPA sono riportate in Tabella 3-7. Per l’impianto in esame si utilizza la tabella relativa ai fattori medi per impianti Oil&Gas (

Tabella 3-8). I valori di perdita calcolati per ciascuna sorgente vengono infine sommati e moltiplicati per le ore di funzionamento previste nell’anno (considerando 8760 ore per un funzionamento continuo) per

ottenere il totale delle emissioni.

Tabella 3-7: Corrispondenza tra tipologie di dispositivi censiti e dispositivi indicati in EPA [1]

Tipologia di sorgente	Codice	Classificazione dispositivi EPA
Valvole	V	Valves
Accoppiamenti Flangiati valvole	AFmV, AFvV, AFvV2	Flanges
Flange	F	Flanges
Valvole di sicurezza	Vs	Others
Strumenti	Vi	Others
Accoppiamenti filettati	CN, CNmV, CNvV, CNvV2	Connectors
Pompe	P	Pump seal
Compressori	C	Others
Livelli	L	Others
Sfiati	OEL	Open-ended lines
Tappi	T	Connectors

Tabella 3-8: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni secondo l'approccio "Average Emission Factor"

TABLE 2-4. OIL AND GAS PRODUCTION OPERATIONS AVERAGE EMISSION FACTORS (kg/hr/source)

Equipment Type	Service ^a	Emission Factor (kg/hr/source) ^b
Valves	Gas	4.5E-03
	Heavy Oil	8.4E-06
	Light Oil	2.5E-03
	Water/Oil	9.8E-05
Pump seals	Gas	2.4E-03
	Heavy Oil	NA
	Light Oil	1.3E-02
	Water/Oil	2.4E-05
Others ^c	Gas	8.8E-03
	Heavy Oil	3.2E-05
	Light Oil	7.5E-03
	Water/Oil	1.4E-02
Connectors	Gas	2.0E-04
	Heavy Oil	7.5E-06
	Light Oil	2.1E-04
	Water/Oil	1.1E-04
Flanges	Gas	3.9E-04
	Heavy Oil	3.9E-07
	Light Oil	1.1E-04
	Water/Oil	2.9E-06
Open-ended lines	Gas	2.0E-03
	Heavy Oil	1.4E-04
	Light Oil	1.4E-03
	Water/Oil	2.5E-04

Per il calcolo è necessario che ciascuna sorgente di emissione censita venga classificata in base alle tipologie di sorgenti e al fluido di processo (Gas, Heavy Oil, Light Oil, Water/Oil) indicati in Tabella 3-8.

3.3.3 Emissioni di metano

Le emissioni di TOC possono essere convertite in emissioni di metano moltiplicandole per la composizione percentuale di metano presente nello stream. Qualora tale valore non fosse noto, in accordo con [3], è possibile riferirsi ad una composizione media di metano divisa per segmento industriale come riportato nella seguente tabella.

Tabella 3-9: Composizione di metano predefinita (OGMP 2.0 [3])

Settore industriale	Composizione di CH ₄ media
Production	78,8%
Processing	86,8%
Transmission/Storage	93,4%
Distribution	93,4%

Per meglio comprendere il significato della tabella precedente, la Figura 3-1 definisce i limiti di competenza di ogni singolo segmento industriale.

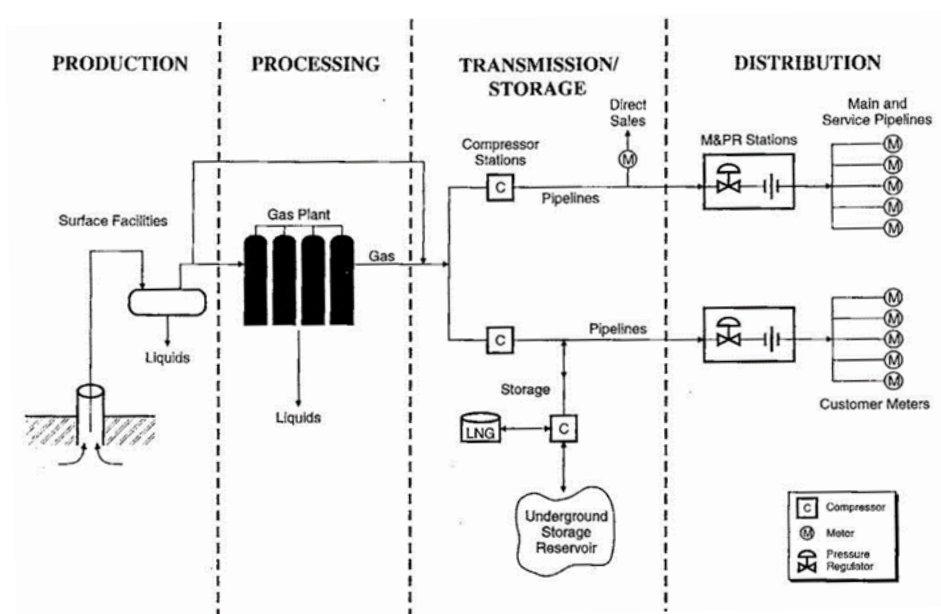


Figura 3-1: Definizione dei segmenti industriali Oil & Gas secondo CCAC [3]

In mancanza di dati disponibili riguardanti i flussi, la percentuale di metano viene calcolata a partire da

analisi gascromatografiche svolte su un campione di Fuel Gas presso la centrale afferente.

3.4 Quantificazione emissioni di metano

La quantificazione delle emissioni fuggitive di metano è stata condotta in applicazione alla metodologia descritta nel paragrafo 3.3.

I risultati sono espressi in termini di ton/anno di metano. L'approccio adottato tiene conto dello stato produttivo dei siti: quelli non produttivi, privi di impianti e linee attive, seppur sottoposti ad attività di indagine di tipo 2, sono considerati non emissivi, mentre i siti non produttivi che mantengono parti in esercizio possono presentare emissioni residue di metano. A supporto dell'analisi, in Tabella 3-10 è riportato il contributo emissivo per ciascun sito.

Tabella 3-10: Contributo emissivo per ogni sito – anno 2025

Centrale afferente	Tipologia	Impianto	Sorgenti censite	CH4 emission (ton/year)	CH4 emission (scm/year)	Metodo di quantificazione
Falconara	Centrale	Centrale gas Falconara	5383	2,0	3000	TIPO 2
	Piattaforme produttive	Barbara A	1957	0,5	800	TIPO 2
		Barbara B	2767	1,8	2700	TIPO 2
		Barbara C	3059	1,3	1900	TIPO 2
		Barbara T	2808	9,1	13500	TIPO 2
		Barbara T2	3633	11,5	17100	TIPO 2
		Barbara D	4295	1,2	1700	TIPO 2
		Barbara E	3257	0,1	100	TIPO 2
		Barbara F	2151	0,1	100	TIPO 2
		Barbara G	2948	0,1	100	TIPO 2
		Barbara NW	1490	0,04	100	TIPO 2
		Bonaccia	3312	0,04	100	TIPO 2
		Bonaccia NW	1691	0,02	0	TIPO 2
		Calipso	2155	0,1	100	TIPO 2
		Clara EST	1930	0,02	0	TIPO 2
		Clara NW	1979	0,05	100	TIPO 2
		Elettra	1475	0,1	100	TIPO 2
		Fauzia	2126	1,7	2600	TIPO 2
	Piattaforme non produttive	Barbara H	1410	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Bonaccia Est (attiva alcuni mesi)	60	0,0	0	TIPO 2

Centrale afferente	Tipologia	Impianto	Sorgenti censite	CH4 emission (ton/year)	CH4 emission (scm/year)	Metodo di quantificazione
		Calpurnia (attivo transito e unità 560)	470	0,0	0	TIPO 2
		Clara N	756	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Clara W	752	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
Casalborsetti	Centrale	Centrale gas Casalborsetti	12544	6,2	9200	OGMP
	Piattaforme produttive	Agostino A	2671	0,1	100	OGMP
		Agostino B	2580	0,1	100	OGMP
		Agostino CL	946	0,02	0	OGMP
		Garibaldi A	2501	0,1	100	OGMP
		Garibaldi B	2532	0,1	100	OGMP
		Garibaldi C	4077	0,1	100	OGMP
		Garibaldi CL	911	0,00	0	NON PRODUTTIVA
		Garibaldi K	863	0,03	0	OGMP
		Garibaldi T	251	0,01	0	OGMP
		Naomi Pandora	1699	0,04	100	OGMP
	Piattaforme non produttive	Ada 2-4	-	-	-	NON PRODUTTIVE. Non monitorate per attività propedeutica alla chiusura mineraria e futuro decommissioning
		Agostino C	888	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Garibaldi D	4339	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		PCW A	658	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		PCW-B	327	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		PCW-C (parti attive)	3003	0,02	0	TIPO 2
		PCW-T	49	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
	Aree pozzo onshore produttive	Dosso degli angeli sud	3116	3,8	3,8	TIPO 2

Centrale afferente	Tipologia	Impianto	Sorgenti censite	CH4 emission (ton/year)	CH4 emission (scm/year)	Metodo di quantificazione
	Aree pozzo onshore non produttive	Dosso degli angeli centro	762	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Tre Motte 03	57	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Agosta	57	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Dosso 1	57	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
Fano	Centrale	Centrale gas Fano	9282	8,3	12400	TIPO 2
	Piattaforme produttive	Annabella	2438	0,1	100	TIPO 2
		Annalisa	1840	0,8	1200	TIPO 2
		Annamaria B	4147	0,1	200	TIPO 2
		Daria A	3054	0,3	500	TIPO 2
		Daria B	1089	0,03	0	TIPO 2
		Regina	2776	0,1	100	TIPO 2
		Basil	2468	0,3	500	TIPO 2
		Brenda Prod	770	0,02	0	TIPO 2
		Brenda Perf	1401	0,03	0	TIPO 2
	Piattaforme non produttive	Giulia	20	0,00	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
Pineto	Centrale	Centrale gas Pineto	5660	3,7	5400	TIPO 2
	Piattaforme produttive	Emilio	660	0,02	0	TIPO 2
		Emma W	2655	0,1	100	TIPO 2
		Simonetta	219	0,01	0	TIPO 2
		Fratello CL	1104	0,03	0	TIPO 2
	Piattaforme non produttive	Camilla 02	30	0,00	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Eleonora (attivo transito)	871	0,00	0	TIPO 2
		Fratello Est	273	0,00	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Fratello Nord	151	0,00	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Giovanna	1487	0,00	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Squalo	564	0,00	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Viviana 1	94	0,00	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
	Aree pozzo onshore	Campo Miglianico	42	0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA

Centrale afferente	Tipologia	Impianto	Sorgenti censite	CH4 emission (ton/year)	CH4 emission (scm/year)	Metodo di quantificazione
	non produttive	Colle Sciarra	422	0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
Ravenna Mare	Centrale	Centrale gas Ravenna Mare	7208	8,4	12400	TIPO 2
	Piattaforme produttive	Amelia A	273	0,0	0	TIPO 2
		Amelia B	4683	0,1	200	TIPO 2
		Amelia C	2736	0,1	100	TIPO 2
		Amelia D	3447	0,1	100	TIPO 2
		Angela cluster	911	0,0	0	TIPO 2
		PCC	4801	0,1	200	TIPO 2
		Angela Angelina	3059	0,1	100	TIPO 2
		Armida	1983	0,1	100	TIPO 2
	Piattaforme non produttive	Antares (attivo transito)	911	0,0	0	TIPO 2
		Antares 1	94	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Guendalina	188	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		PC80 (attivo transito)	1152	0,0	0	TIPO 2
		PC80 BIS	838	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Tea	376	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
	Aree pozzo onshore non produttive	Area pozzo Angelina 1 (reiniezione)	43	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
Rubicone	Centrale	Centrale gas Rubicone	4991	0,2	300	TIPO 2
	Piattaforme produttive	Antonella	883	0,0	0	TIPO 2
		Arianna A	2416	0,1	100	TIPO 2
		Arianna CL	795	0,0	0	TIPO 2
		Cervia A	2913	0,1	100	TIPO 2
		Cervia C	4630	0,9	1300	TIPO 2
		Cervia CL	903	0,0	0	TIPO 2
		Cervia K	1828	0,0	100	TIPO 2
		Naide	2075	0,1	100	TIPO 2
		Anemone B	718	-	-	NON PRODUTTIVA.

Centrale afferente	Tipologia	Impianto	Sorgenti censite	CH4 emission (ton/year)	CH4 emission (scm/year)	Metodo di quantificazione
	Piattaforme non produttive					Non monitorata per problemi di accesso. Comunicato alle Autorità
		Anemone CL (attivo transito)	386	0,0	0	TIPO 2
		Azalea B (attivo transito)	1068	0,0	0	TIPO 2
		Benedetta 1	94	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Cervia B	470	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Morena 1	517	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
Crotone	Centrale	Centrale gas Crotone	9946	14,2	21100	TIPO 2
		Centrale gas Hera Lacinia	7368	10,8	16000	TIPO 2
	Piattaforme produttive	Hera Lacinia 14	96	0,01	0	TIPO 2
		Hera Lacinia BEAF	1309	0,03	0	TIPO 2
		Luna A	1897	0,06	100	TIPO 2
		Luna B	2058	0,05	100	TIPO 2
	Piattaforme non produttive	Luna 27	-	-	-	POZZO SOTTOMARINO
		LUNA 40 SAF	-	-	-	POZZO SOTTOMARINO
		AQUILA 3	-	-	-	POZZO SOTTOMARINO
	Aree pozzo onshore produttive	Aree pozzo Hera Lacinia	2167	3,8	5700	TIPO 2
Grottammare	Piattaforme non produttive	Davide	359	0,00	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Davide 7	154	0,00	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Elena	-	-	-	POZZO SOTTOMARINO
		Emilio 3	-	-	-	POZZO SOTTOMARINO
		Jole 1	-	-	-	POZZO SOTTOMARINO

Centrale afferente	Tipologia	Impianto	Sorgenti censite	CH4 emission (ton/year)	CH4 emission (scm/year)	Metodo di quantificazione
Capparuccia	Aree pozzo onshore non produttive	Area pozzo Capparuccia	1	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
Caviaga	Centrale	Centrale gas Caviaga	1180	1,9	2800	TIPO 2
	Aree pozzo onshore produttive	Aree pozzo Caviaga	369	2,7	4000	TIPO 2
	Aree pozzo onshore non produttive	Area pozzo Gaggiano	296	0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Aree pozzo Malossa	74	0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Aree pozzo Seregna	74	0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Trecate	1161	0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
Torrente Tona	Centrale	Centro olio Torrente Tona	2805	2,0	3000	TIPO 2
	Aree pozzo onshore produttive	Aree pozzo Torrente Tona	4822	0,1	100	TIPO 2
Soresina	Centrale	Centrale gas Soresina (attiva fino al 04/2024)	-	-	-	CENTRALE NON PRODUTTIVA
	Aree pozzo onshore non produttive	S.Gervasio	74	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
		Soresina	388	0,0	0	TIPO 2, NON PRODUTTIVA
Totale DICS			234257	99,9	148500	

4 Emissioni venting

4.1 Analisi della documentazione tecnica

Il censimento delle sorgenti di venting è stato svolto a partire dall'analisi della documentazione tecnica (P&ID), attraverso la quale vengono individuate le linee dotate di sfiato in atmosfera, successivamente classificate in base alla tipologia.

4.2 Tipologie di sorgenti di venting

Di seguito sono riportate le tipologie di sorgenti di venting in allineamento alle linee guida tecniche OGMP 2.0 [3]:

1. **Natural gas driven pneumatic equipment:** si intende quei dispositivi (tipicamente valvole e pompe) in cui il gas naturale pressurizzato viene utilizzato per il loro azionamento ed il controllo delle variabili di processo. Alcuni emettono gas continuamente, mentre altri solo quando attivati.
2. **Centrifugal compressor shaft seal:** a questa categoria appartengono esclusivamente le sorgenti emissive correlate al sistema di tenuta dei compressori centrifughi, composto da guarnizioni sugli alberi rotanti che impediscono al gas naturale ad alta pressione di fuoriuscire dal casing del compressore. Queste guarnizioni possono essere ad olio ad alta pressione ("umide") o meccaniche a gas ("secche"), che fungono da barriere contro la fuoriuscita del gas.
3. **Reciprocating compressor rod packing:** a questa categoria appartengono esclusivamente le sorgenti emissive correlate al sistema di tenuta dei compressori alternativi. Questi sistemi di tenuta tipicamente emettono gas durante il normale funzionamento e la portata emissiva dipende fortemente dalle condizioni di manutenzione. In generale, i contributi si possono suddividere in packing pot, distance piece, inboard piece.
4. **Uncontrolled glycol dehydrators:** la categoria include tutte le potenziali emissioni intenzionali dirette in atmosfera presenti nelle unità di disidratazione a glicole. Esempi di sorgenti emissive appartenenti a questa categoria possono essere: vapori da colonna di rigenerazione glicole, stripping gas rigeneratore glicole, vapori da flash tank separator, ecc..
5. **Tanks:** i serbatoi di stoccaggio di liquidi idrocarburi stabilizzati e non, possono emettere gas durante il riempimento, svuotamento, ed in condizioni stazionarie, a causa delle variazioni di pressione e temperatura interna. In questa categoria sono inclusi i serbatoi di stoccaggio polmonati con gas di processo (es fuel gas) o che presentano sistemi di ventilazione (es PRV) necessari a garantire l'integrità strutturale.
6. **Well liquids unloading:** a questa categoria appartengono le sorgenti emissive correlate a pozzi olio/gas maturi, a fine vita, e in esaurimento, in cui vengono effettuate pratiche operative di rilascio in atmosfera di gas al fine di scaricare liquidi e garantire la produzione.
7. **Well casinghead venting:** a questa categoria appartengono le sorgenti emissive correlate al mantenimento dell'integrità di pozzi olio/gas, attraverso pratiche operative di rilascio in atmosfera del gas accumulato nella stringa di estrazione (spazio anulare tra il casing e il tubing).

8. **Hydraulic fracture completions:** a questa categoria appartengono le sorgenti emmissive correlate al rilascio in atmosfera di gas durante le perforazioni con processi di fratturazione idraulica. Per Eni, non risultano sorgenti appartenenti a questa categoria in quanto la frattura idraulica non è praticata.
9. **Crude oil loading/offloading:** il caricamento e lo scaricamento del petrolio greggio stabilizzato possono comportare emissioni di gas, specialmente durante il trasferimento tra serbatoi e navi
10. **Venting – Other:** include tutte quelle sorgenti che non rientrano nelle categorie specifiche precedentemente definite, come il rilascio di gas durante operazioni di processo, emergenza o manutenzione. Questa categoria è essenziale per garantire una copertura completa di tutte le possibili fonti di emissioni di metano.

4.3 Metodologia di calcolo

La metodologia per la quantificazione tiene in considerazione le misue dirette (OGMP L4) e le osservazioni sui punti emissivi svolte durante le campagne di monitoraggio LDAR.

4.3.1 Approccio da misure dirette (OGMP L4)

Tale approccio considera i risultati delle campagne di misure dirette (OGMP L4) svolte su un campione rappresentativo di sorgenti, esteso all'intero censimento secondo l'operatività dell'anno di pertinenza e per similitudine di processo. Il calcolo delle emissioni si sviluppa considerando i fattori di emissione specifici generati dall'utilizzo di strumentazione in grado di misurare la portata massiva [Kg/h] di emissioni di metano (High Flow Sampler, QOGI).

I fattori di emissione specifici sono costruiti a partire dalla suddivisione delle sorgenti come da Paragrafo 4.2. Di seguito si riporta la tabella aggiornata con la stima complessiva di emssioni da sorgenti di venting per l'anno d'esercizio 2025 per ogni sito di pertinenza del distretto.

Tabella 4-1: Contributo emissivo di venting per ogni sito – anno 2025

Centrale affidente	Tipologia	Impianto	CH4 emission (ton/year)	CH4 emission (scm/year)
Falconara	Centrale	Centrale gas Falconara	4,0	5945
	Piattaforme produttive	Barbara A	26,7	39685
		Barbara B	0,0	0
		Barbara C	0,0	0
		Barbara T	40,4	60048
		Barbara T2	70,0	104043
		Barbara D	8,2	12188
		Barbara E	0,0	0
		Barbara F	0,0	0
		Barbara G	0,0	0

Centrale affidente	Tipologia	Impianto	CH4 emission (ton/year)	CH4 emission (scm/year)
		Barbara NW	0,0	0
		Bonaccia	0,0	0
		Bonaccia NW	0,0	0
		Calipso	0,0	0
		Clara EST	0,0	0
		Clara NW	0,0	0
		Elettra	21,2	31510
		Fauzia	21,2	31510
	Piattaforme non produttive	Barbara H	0,0	0
		Bonaccia Est (attiva alcuni mesi)	0,0	0
		Calpurnia (attivo transito e unità 560)	0,0	0
		Clara N	0,0	0
		Clara W	0,0	0
Casalborsetti	Centrale	Centrale gas Casalborsetti	129,1	191918
	Piattaforme produttive	Agostino A	0,0	0
		Agostino B	10,6	15763
		Agostino CL	0,0	0
		Garibaldi A	10,6	15763
		Garibaldi B	10,6	15763
		Garibaldi C	0,0	0
		Garibaldi CL	0,0	0
		Garibaldi K	0,0	0
		Garibaldi T	0,0	0
		Naomi Pandora	0,0	0
	Piattaforme non produttive	Ada 2-4	0,0	0
		Agostino C	0,0	0
		Garibaldi D	0,0	0
		PCW A	0,0	0
		PCW-B	0,0	0
		PCW-C	0,0	0
		PCW-T	0,0	0
	Aree pozzo onshore produttive	Dosso degli angeli sud	12,9	19144
		Dosso degli angeli centro	0,0	0

Centrale affidente	Tipologia	Impianto	CH4 emission (ton/year)	CH4 emission (scm/year)
	Aree pozzo onshore non produttive	Tre Motte 03	0,0	0
		Agosta	0,0	0
		Dosso 1	0,0	0
Fano	Centrale	Centrale gas Fano	55,3	82194
	Piattaforme produttive	Annabella	0,0	0
		Annalisa	0,0	0
		Annamaria B	0,0	0
		Daria A	0,0	0
		Daria B	0,0	0
		Regina	0,0	0
		Basil	10,6	15763
		Brenda Prod	0,0	0
		Brenda Perf	0,0	0
	Piattaforme non produttive	Giulia	0,0	0
Pineto	Centrale	Centrale gas Pineto	22,4	33294
	Piattaforme produttive	Emilio	10,6	15763
		Emma W	28,7	42658
		Simonetta	0,0	0
		Fratello CL	0,0	0
	Piattaforme non produttive	Camilla 02	0,0	0
		Eleonora (attivo transito)	0,0	0
		Fratello Est	0,0	0
		Fratello Nord	0,0	0
		Giovanna	0,0	0
		Squalo	0,0	0
		Viviana 1	0,0	0
	Aree pozzo onshore non produttive	Campo Miglianico	0,0	0
		Colle Sciarra	0,0	0
Ravenna Mare	Centrale	Centrale gas Ravenna Mare	21,6	32105
	Piattaforme produttive	Amelia A	0,0	0
		Amelia B	0,0	0
		Amelia C	0,0	0
		Amelia D	21,2	31510
		Angela cluster	0,0	0
		PCC	0,0	0
		Angela Angelina	21,2	31510

Centrale affidente	Tipologia	Impianto	CH4 emission (ton/year)	CH4 emission (scm/year)
	Piattaforme non produttive	Armida	0,0	0
		Antares (attivo transito)	0,0	0
		Antares 1	0,0	0
		Guendalina	0,0	0
		PC80 (attivo transito)	0,0	0
		PC80 BIS	0,0	0
		Tea	0,0	0
	Aree pozzo onshore non produttive	Area pozzo Angelina 1 (reiniezione)	0,0	0
Rubicone	Centrale	Centrale gas Rubicone	13,7	20363
	Piattaforme produttive	Antonella	10,6	15763
		Arianna A	10,6	15763
		Arianna CL	0,0	0
		Cervia A	0,0	0
		Cervia C	0,0	0
		Cervia CL	0,0	0
		Cervia K	0,0	0
		Naide	0,0	0
	Piattaforme non produttive	Anemone B	0,0	0
		Anemone CL (attivo transito)	0,0	0
		Azalea B (attivo transito)	0,0	0
		Benedetta 1	0,0	0
		Cervia B	0,0	0
		Morena 1	0,0	0
Crotone	Centrale	Centrale gas Crotone	386,3	574175
		Centrale gas Hera Lacinia	220,2	327293
	Piattaforme produttive	Hera Lacinia 14	0,0	0
		Hera Lacinia BEAF	0,0	0
		Luna A	21,2	31510
		Luna B	10,6	15763
	Piattaforme non produttive	Luna 27	0,0	0
		LUNA 40 SAF	0,0	0
		AQUILA 3	0,0	0
	Aree pozzo onshore produttive	Aree pozzo Hera Lacinia	0,0	0

Centrale affidente	Tipologia	Impianto	CH4 emission (ton/year)	CH4 emission (scm/year)
Grottammare	Piattaforme non produttive	Davide	0,0	0
		Davide 7	0,0	0
		Elena	0,0	0
		Emilio 3	0,0	0
		Jole 1	0,0	0
Capparuccia	Aree pozzo onshore non produttive	Area pozzo Capparuccia	0,0	0
Caviaga	Centrale	Centrale gas Caviaga	74,3	110434
	Aree pozzo onshore produttive	Aree pozzo Caviaga	0,0	0
	Aree pozzo onshore non produttive	Area pozzo Gaggiano	0,0	0
		Aree pozzo Malossa	0,0	0
		Aree pozzo Seregna	0,0	0
		Trecate	0,0	0
Torrente Tona	Centrale	Centro olio Torrente Tona	14,9	22146
	Aree pozzo onshore produttive	Aree pozzo Torrente Tona	64,4	95705
Soresina	Centrale	Centrale gas Soresina (attiva fino al 04/2024)	0,0	0
	Aree pozzo onshore non produttive	S.Gervasio	0,0	0
		Soresina	0,0	0
Totale DICS			1383,9	2057000

5 Emissioni Flaring

5.1 Inquadramento normativo e ambito di applicazione

Il presente paragrafo descrive l'approccio adottato per la quantificazione delle emissioni di metano associate alle attività di flaring, in ottemperanza a quanto previsto dal Regolamento (UE) 2024/1787, con particolare riferimento all'articolo 12, comma 2, che impone agli operatori l'obbligo di redigere e trasmettere una relazione di quantificazione delle emissioni di metano a livello di fonte, includendo tutte le emissioni intenzionali e non intenzionali generate lungo le attività di oil & gas.

Il flaring rappresenta una pratica operativa finalizzata alla combustione controllata del gas naturale in eccesso, tipicamente associata a condizioni di avviamento, fermata, emergenza o manutenzione degli impianti, nonché a specifiche esigenze di sicurezza e integrità degli asset. Pur trattandosi di una misura di mitigazione rispetto al rilascio diretto in atmosfera, il flaring comporta emissioni residue di metano non combusto (methane slip), che devono essere adeguatamente censite e quantificate ai fini regolatori.

In coerenza con il quadro normativo europeo e con le migliori pratiche internazionali, il perimetro di analisi include tutte le sorgenti di flaring operative presso le centrali e gli impianti oggetto di rendicontazione, indipendentemente dalla loro frequenza di utilizzo, distinguendo tra flaring routinario, non routinario ed emergenziale, laddove applicabile.

5.2 Tipologia sorgenti di flaring

La classificazione delle sorgenti di flaring è stata effettuata in coerenza con gli standard internazionali di riferimento, in particolare con le definizioni e le linee guida della Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR), al fine di garantire un approccio armonizzato, confrontabile e conforme alle best practice riconosciute a livello globale.

5.3 Approccio metodologico alla quantificazione delle emissioni

La quantificazione delle emissioni di metano da flaring è stata effettuata secondo una metodologia coerente con i principi di trasparenza, accuratezza e tracciabilità richiesti dal Regolamento (UE) 2024/1787 e in allineamento alle linee guida tecniche internazionali di riferimento (es. OGMP 2.0).

In particolare, le emissioni sono state stimate a partire dai volumi di gas inviati a flare (comprensivi dei volumi inviati ai termodistruttori), tenendo conto dell'efficienza di combustione del sistema, del fattore rimozione del metano (DRE) e della composizione chimica del gas.

In assenza, nella presente fase, di misurazioni dirette delle emissioni residue di metano in torcia, la quantificazione è stata effettuata mediante un approccio basato su assunzioni tecniche conservative, supportate da standard di letteratura riconosciuti a livello internazionale e coerenti con le linee guida OGMP 2.0 (coerente con un Tier 2 / Tier 3 OGMP, in assenza di misure dirette di methane slip).

In particolare, l'analisi fa riferimento al documento U.S. EPA (2012) "Parameters for Properly Designed and Operated Flares – Report for Flare Review Panel", che rappresenta il principale riferimento tecnico per la valutazione delle prestazioni emissive dei sistemi di flaring correttamente progettati e gestiti, nonché alle definizioni di efficienza di combustione e distruzione riportate nel Combustion Handbook (Baukal, John Zink).

Per l'ambito dei termodistruttori si è utilizzata un'Efficienza di Combustione pari a 99% come da riferimento API GHG Compendium 2021.

Ai fini della presente rendicontazione, e in coerenza con quanto previsto dal Regolamento (UE) 2024/1787 in materia di trasparenza e robustezza metodologica, la quantificazione delle emissioni residue di metano associate alle attività di flaring è stata effettuata adottando un approccio conservativo e tecnicamente fondato, basato su riferimenti di letteratura riconosciuti a livello internazionale.

In questa fase, l'analisi assume che i sistemi di flaring operino in condizioni di progetto e di normale esercizio, come definite dalle specifiche del costruttore e dalle pratiche operative standard. In tale contesto, viene assunta una Combustion Efficiency (CE) pari ad almeno il 98%, valore coerente con i requisiti di buona progettazione e gestione delle torce, nonché con le indicazioni riportate nel documento U.S. EPA (2012) "Parameters for Properly Designed and Operated Flares – Report for Flare Review Panel".

Secondo la letteratura tecnica di riferimento, e in particolare sulla base delle analisi riportate dall'EPA e dalle definizioni presenti nel Combustion Handbook di Baukal (John Zink), è fondamentale distinguere tra:

- Combustion Efficiency (CE): frazione del gas che partecipa effettivamente alla combustione;
- Destruction Efficiency (DRE): frazione del composto target (nel presente caso il metano) che viene distrutta chimicamente dal processo di combustione.

Il report EPA evidenzia come, per torce correttamente progettate e operate, la DRE risulti mediamente superiore alla CE, con un differenziale statistico dell'ordine di circa 1–2%, attribuibile alla conversione chimica del metano anche in condizioni di combustione non perfettamente stechiometrica. In particolare, partendo dai dati più conservati di letteratura della torcia (CE = 98) è comunemente associabile una DRE $\geq 99\%$. Tale scenario è stato considerato ai fini di calcolo delle emissioni di metano associate ai dispositivi di flaring (flare e termodistruttore).

Le assunzioni adottate, i dati di input e i criteri di calcolo sono stati selezionati in modo da garantire la coerenza con i dati operativi disponibili e la confrontabilità dei risultati tra i siti interessati.

A valle del presente paragrafo è riportata la tabella di dettaglio contenente i dati di flaring organizzati per centrale di riferimento e le corrispondenti emissioni di metano espresse in tonnellate di CH₄, così come richiesto dalla rendicontazione a livello di fonte prevista dalla normativa vigente.

Tabella 5-1: Contributo emissivo di flaring – anno 2025

<u>Sito</u>	CH4 emission (ton/year)
Centrale gas Falconara	0,002
Centrale gas Casalborgorsetti	2,15
Centrale gas Fano	3,21
Centrale gas Pineto	0,75
Centrale gas Ravenna Mare	0,03
Centrale gas Rubicone	0,004
Centrale gas Crotone	0,013
Campo Barbara	4,08
Centro olio Torrente Tona	0,32
Totale DICS	10,55