



progetti

ENIPROGETTI S.p.A.

30175 Venezia Marghera VE, Via Pacinotti 4, +39 041796711

codice Cliente

codice EniProgetti

A4064-REL-0000-004.0

ANST

unità emittente

sede emittente:

codici documento

ATTIVITA' DI MONITORAGGIO EMISSIONI FUGGITIVE
PIATTAFORMA CLARA NW
RELAZIONE FINALE

distribuzione: Unità SICS, Stefano Guidotti, Paolo Carbone, Laura Mauri

informazioni supplementari:

9							
8							
7							
6							
5							
4							
3							
2							
1							
0	28/11/18	Relazione Finale	30	PZO	EMA	MSP	GPN
rev.	data	descrizione	pagine	preparato	verificato	approvato	autorizzato

INDICE

INDICE DELLE TABELLE	3
INDICE DELLE FIGURE	4
DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	5
ACRONIMI E DEFINIZIONI.....	5
UNITÀ DI MISURA	5
SOMMARIO E CONCLUSIONI	6
1 INTRODUZIONE.....	7
2 DESCRIZIONE DELL'ATTIVITÀ.....	9
2.1 Censimento dei dispositivi d'impianto.....	9
2.2 Attività di monitoraggio.....	13
2.3 Elaborazione dei dati	15
2.3.1 Approccio "Average Emission Factor"	16
2.3.2 Approccio "EPA Correlation"	17
2.3.3 Approccio "Alternative leak/no leak emission factor".....	19
2.3.4 Emissioni di metano	21
3 RISULTATI.....	22
3.1 Calcolo emissioni secondo l'approccio "Average Emission Factor"	22
3.2 Calcolo emissioni con il metodo misto.....	24
3.3 Distribuzione delle sorgenti di emissione.....	26
3.4 Distribuzione delle emissioni	27
4 CONCLUSIONI	29

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 2-1: Elenco schemi di marcia e relative sezioni di impianto della piattaforma Clara NW---	9
Tabella 2-2: Elenco tipologie delle sorgenti di emissione considerate-----	10
Tabella 2-3: Distribuzione delle sorgenti di emissione suddivise per stream e tipologia -----	11
Tabella 2-4: Distribuzione delle sorgenti di emissione monitorate e non monitorate, suddivise per tipologia di sorgente e tecnica di misura (FID e OGI)-----	13
Tabella 2-5: Tabella di riferimento per la conversione da massa (ton) a volume (scm) con valori tipici di densità per 'crude oil' e 'natural gas' [3] -----	15
Tabella 2-6: Corrispondenza tra tipologie di dispositivi censiti e dispositivi indicati in EPA [1] ----	16
Tabella 2-7: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni ("Average Emission Factor") ----	16
Tabella 2-8: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione pari a zero (secondo l'approccio "EPA Correlation")-----	17
Tabella 2-9: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni per sorgenti con valori di concentrazione superiori alla soglia, "Over Range" (secondo l'approccio "EPA Correlation")-----	18
Tabella 2-10: 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 misurato in ppm -	18
Tabella 2-11: Tabella di riferimento API [3] -----	19
Tabella 2-12: Corrispondenza tra tipologie di sorgenti e dispositivi indicati in API [3]-----	20
Tabella 2-13: Composizione di metano predefinita (CCAC) -----	21
Tabella 3-1: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" suddivise per stream e tipologia di sorgente-----	22
Tabella 3-2: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo il metodo misto suddivise per stream e tipologia di sorgente dopo il monitoraggio-----	24
Tabella 3-3: Numero dei dispositivi con emissione inferiore al valore di soglia -----	26
Tabella 3-4: Perdita identificata -----	26
Tabella 3-5: Distribuzione del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni (in TOC)27	
Tabella 4-1: Stima delle emissioni fuggitive basata sull'approccio "Average Emission Factor" ---	29
Tabella 4-2: Stima delle emissioni fuggitive basata su "metodo misto" -----	29
Tabella 4-3: Riduzione delle emissioni: "metodo misto" e "average emission factor" -----	29
Tabella 4-4: Riduzioni delle emissioni dopo riparazione -----	30

INDICE DELLE FIGURE

Figura 2-1: Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per tipologia di sorgente e stream -----	12
Figura 2-2: Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per tipologia di sorgente e presenza o meno di coibentazione-----	12
Figura 2-3: Distribuzione dei dispositivi monitorati (con FID e termocamera OGI) e non monitorati	14
Figura 2-4: Definizione dei segmenti industriali Oil & Gas secondo CCAC [3]-----	21
Figura 3-1: Distribuzione delle Emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" per stream e tipologia di sorgente-----	23
Figura 3-2: Distribuzione delle Emissioni di TOC (t/anno) secondo metodo misto per stream e tipologia di sorgente-----	25
Figura 3-3: Distribuzione percentuale del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni (in TOC)-----	27
Figura 3-4: Distribuzione e contributo alla stima delle emissioni (TOC)-----	28
Figura 3-5: Suddivisione delle emissioni (TOC) per tipologia di sorgente -----	28
Figura 4-1: Confronto delle stime di emissione di TOC e metano (espressi in t/anno) secondo le due metodologie ("Average Emission Factor" e "misto" pre e post manutenzione)-----	30

DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

- [1] US EPA-453/R-95-017 - Protocol For Equipment Leak Emission Estimates
- [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] CCAC Oil&Gas Methane Partnership – Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks

ACRONIMI E DEFINIZIONI

API	American Petroleum Institute
CCAC	Climate & Clean Air Coalition
DICS	Distretto Centro-Settentrionale
FID	Flame Ionization Detector
TOC	Total Organic Compound
VOC	Volatile Organic Compound

Perdita Valore di emissione di TOC superiore a 5000 ppm se misurato con analizzatore FID o identificato con termocamera OGI

UNITÀ DI MISURA

Le stime di calcolo delle emissioni annue di composti organici totali (TOC) e metano sono espresse in:

- Massa, come tonnellate (ton)
- Volume come metri cubi standard (scm).

SOMMARIO E CONCLUSIONI

L'attività di monitoraggio delle emissioni fuggitive presso la piattaforma Clara NW ha consentito una stima delle emissioni di TOC (Total Organic Compound) rappresentativa dell'impianto.

Dal censimento sono state identificate **1977 possibili sorgenti di emissione**. La campagna di misure si è svolta su un numero di sorgenti **pari al 50,4%** del totale (996 sorgenti monitorate con tecnica sniffing e termocamera OGI). Le restanti 981 (pari al 49,6%) sono relative a componenti coibentati per i quali il rivestimento isolante non consente la misurazione.

Le emissioni di TOC riferibili all'impianto al momento del monitoraggio sono state stimate in **6.407 scm/anno di TOC** equivalenti a **5.049 scm/anno di CH₄**. E' stata individuata **1 perdita** (superiore alla soglia concordata di 5.000 ppm), che se riparata, consentirà una riduzione significativa della stima a **5.300 scm/anno di TOC**, equivalenti a **4.177 scm/anno di CH₄**.

Entrambi i valori, confrontati con la stima basata su dati di letteratura (approccio "Average Emission Factor") di 57.447 scm/anno di TOC equivalenti a 45.268 scm/anno di CH₄, risultano essere significativamente inferiori ⁽¹⁾.

¹ Per tutti i dispositivi, i tempi di funzionamento sono stati considerati pari all'anno (8760 ore)

1 INTRODUZIONE

Nel giorni 7 e 8 settembre 2018 è stata eseguita una campagna di monitoraggio delle emissioni fuggitive presso la piattaforma Clara NW, di Eni spa Upstream – Distretto Centro-Settentrionale (DICS).

Scopo dell'attività è determinare una stima delle emissioni di composti organici totali (TOC) e di metano mediante sistemi di misura e metodi di calcolo riportati nei documenti EPA [1], UNI EN [2] e nel documento CCAC [3].

La campagna di identificazione delle potenziali sorgenti di emissione, classificate secondo la documentazione tecnica sopraccitata, si è svolta sia con analizzatore FID portatile (Detector a ionizzazione di fiamma) per il monitoraggio dei dispositivi di linea accessibili, che con termocamera OGI (Optical Gas Imaging) per quelli non accessibili. Una parte di potenziali sorgenti non sono state monitorate in quanto relative a componenti coibentati per i quali il rivestimento isolante non consente la misurazione.

La stima delle emissioni viene ottenuta elaborando le informazioni di processo delle linee d'interesse assieme ai dati acquisiti durante l'attività in campo in termini di valori di concentrazione di eventuali perdite di TOC, in ppm.

Il risultato dell'attività consente di ottenere una stima delle emissioni più realistica e solitamente inferiore rispetto a quanto determinato da una prima valutazione con dati di letteratura, approccio tipicamente conservativo.

L'esecuzione di campagne di monitoraggio consente di impostare piani di monitoraggio e manutenzione mirata necessari ai fini IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control, Direttive Europee).

A tal proposito la normativa attuale sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento impone ai complessi produttivi una dichiarazione annuale che riguarda, oltre ad informazioni per l'identificazione del complesso e delle attività che vi si svolgono, informazioni in merito alle attività di monitoraggio e controllo delle emissioni in aria ed acqua di sostanze o gruppi di sostanze stabiliti.

Le emissioni fuggitive costituiscono parte integrante di tale dichiarazione che prevede piani di monitoraggio e manutenzione di tutti i dispositivi di processo che sono potenziali punti di emissione. Infatti l'esecuzione di campagne risulta di notevole ausilio per una corretta identificazione e quantificazione delle emissioni, che non sarebbero altrimenti definibili se ricavate avvalendosi dei fattori di emissione di letteratura.

L'individuazione in campo delle perdite rientra quindi nei piani di LDAR (Leak Detection and Repair), programmi di monitoraggio mirati all'individuazione tempestiva delle perdite da componenti d'impianto ed alla successiva riparazione dei componenti fuori soglia. I piani di LDAR sono di notevole interesse in quanto all'interno della direttiva europea (IPPC) sono tra le metodologie

identificate nel BREF (Best Available Techniques Reference report) come BAT (Best Available Techniques). L'attività quindi non è prevista solo ai fini della tutela dell'ambiente, ma anche di miglioramento economico e della sicurezza del processo. Infatti, una manutenzione basata su evidenze oggettive di perdite o malfunzionamenti può generare risparmi e valutazioni in termini di efficienza dell'intervento ed essere la base per ulteriori considerazioni costi/benefici.

La campagna di monitoraggio è stata preceduta dall'attività di censimento delle potenziali sorgenti di emissione avvalendosi degli schemi di marcia (P&IDs) forniti dal personale dell'impianto.

L'attività in campo fornisce un importante valore aggiunto al calcolo delle stime di emissione richieste, in quanto permette di ottenere un risultato basato su dati reali misurati e di verificare, a partire proprio dai dispositivi presenti, i criteri di censimento utilizzati. Infatti il risultato finale della stima di emissione dipende non solo dal parametro "Fattore di emissione" (FE: Factor Emission), ma anche dal numero e dalla tipologia dei dispositivi presenti.

Il monitoraggio ha interessato il 50,4% di tutte le possibili sorgenti di emissione identificate presso la piattaforma Clara NW (rispettivamente 48,8 % con strumentazione FID e 1,6% con termocamera OGI). Il restante 49,6% riguarda sorgenti coibentate per le quali il rivestimento isolante non consente la misurazione.

2 DESCRIZIONE DELL'ATTIVITÀ

L'attività di monitoraggio ha riguardato l'intera area attiva della piattaforma Clara NW.

Gli schemi dell'impianto (17 P&ID) sono stati forniti dal personale del DICS. In fase di attività operativa si è provveduto a concordare le linee di interesse, a verificare l'eventuale presenza di versioni più aggiornate e/o modificare dove non ci fosse corrispondenza con quanto osservato in campo.

La campagna di misure di emissioni fuggitive sui possibili punti di emissione si è svolta nei giorni 7 e 8 settembre 2018. Le misure sono state eseguite da personale EniProgetti S.p.A.

Si è altresì concordato con il committente di definire come soglia per l'intervento manutentivo il valore di 5.000 ppm misurato con l'analizzatore FID e l'identificazione della perdita con termocamera OGI. Per agevolare l'intervento di manutenzione tali dispositivi sono stati identificati e segnalati in campo con una targhetta.

2.1 Censimento dei dispositivi d'impianto

Il censimento dei dispositivi d'impianto è stato eseguito secondo le indicazioni riportate nei documenti di riferimento.

In Tabella 2-1, sono elencate le sezioni di impianto oggetto dell'attività.

Tabella 2-1: Elenco schemi di marcia e relative sezioni di impianto della piattaforma Clara NW

P&ID	Unità	Descrizione sezione d'impianto
056500BPFM10152	Unit 100	WellHead System
056500BPFM10153	Unit 100	WellHead System
056500BPFM10154	Unit 100	WellHead System
056500BPFM10155	Unit 100	WellHead System
056500BPFM10156	Unit 190/310	Launching Trap & Metering System
056500BPFM10157	Unit 230	Vent System
056500BPFM10158	Unit 240	Purge Burner System
056500BPFM10159	Unit 300	Gas Separation
056500BPFM10160	Unit 300	Gas Separation
056500BPFM10161	Unit 300	Gas Separation
056500BPFM10162	Unit 300	Gas Separation
056500BPFM10164 1/2	Unit 420	Fuel Gas System
056500BPFM10164 2/2	Unit 420	Fuel Gas System
056500BPFM10169	Unit 470	Main Electric Power Generation

P&ID	Unità	Descrizione sezione d'impianto
056500BPFM10170 1/2	Unit 540	Drain System
056500BPFM10170 2/2	Unit 540	Drain System
056500BPFM10171	Unit 560	Oily Water Treatment System

Le tipologie di punti di emissione previste nel documento EPA [1] di riferimento sono suddivise per macro-categorie: 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 Tabella 2-2 si elenca la suddivisione utilizzata e il corrispettivo secondo le macro-categorie definite nel protocollo EPA-453/R-95-017 [1].

Tabella 2-2: 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
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

Durante la campagna di misure in campo è stata verificata la corrispondenza con gli schemi di impianto, l'esistenza dei dispositivi, lo stato e l'accessibilità.

Il censimento a partire dall'osservazione dei P&IDs ed integrato durante l'attività in campo ha permesso di definire la popolazione di sorgenti di possibile emissione effettivamente presenti e la loro distribuzione (Tabella 2-3 e Figura 2-1).

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

Tabella 2-3: Distribuzione delle sorgenti di emissione suddivise per stream e tipologia

Tipologia di sorgente	Complessivo	Gas	Heavy Oil	Light Oil	Water/Oil
Valvole	515	515	0	0	0
Accoppiamenti flangiati	1236	1236	0	0	0
Accoppiamenti filettati	39	39	0	0	0
Strumentazione	113	113	0	0	0
Valvole di sicurezza	20	20	0	0	0
Compressori	0	0	0	0	0
Pompe	0	0	0	0	0
Livelli	48	48	0	0	0
Sfiati (OEL)	6	6	0	0	0
Totale	1977	1977	0	0	0
Percentuale (%)		100	0	0	0

La Figura 2-2 riporta la distribuzione di tutte le sorgenti in funzione della tipologia e della presenza o meno di coibentazione. Per la piattaforma Clara NW la quota-parte di sorgenti coibentate risulta essere significativa (49,6%) e, come da figura sottostante, interessa buona parte degli accoppiamenti flangiati (il 79,1%, 978 su 1236 identificati).

Secondo la modalità utilizzata di censimento delle sorgenti, la categoria "Valvole" identifica lo stelo del componente pertanto, anche in presenza di coibentazione, risulta monitorabile.

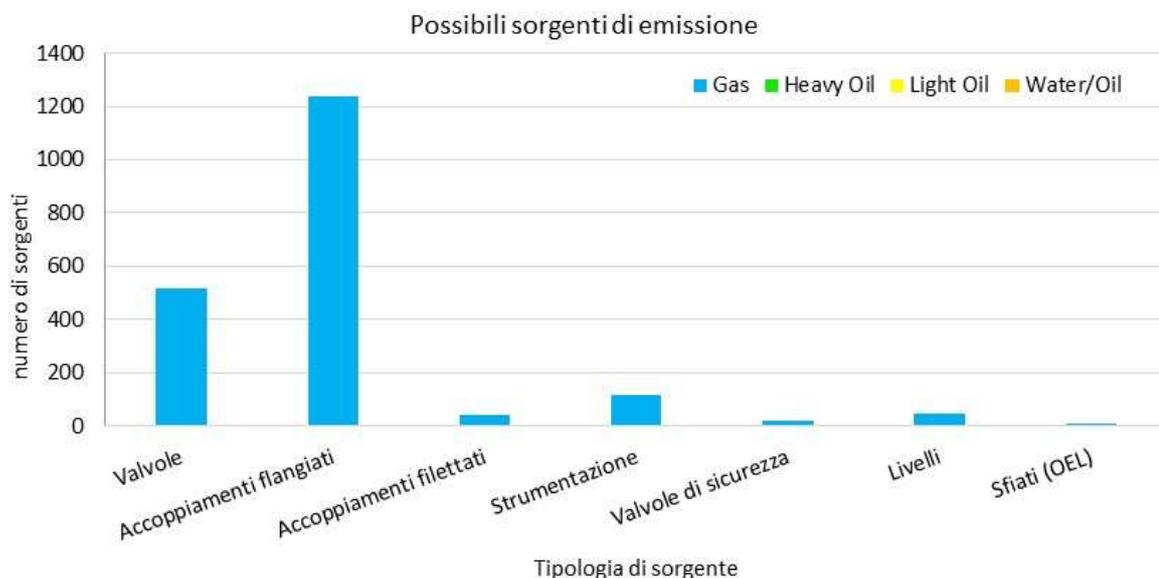


Figura 2-1: Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per tipologia di sorgente e stream

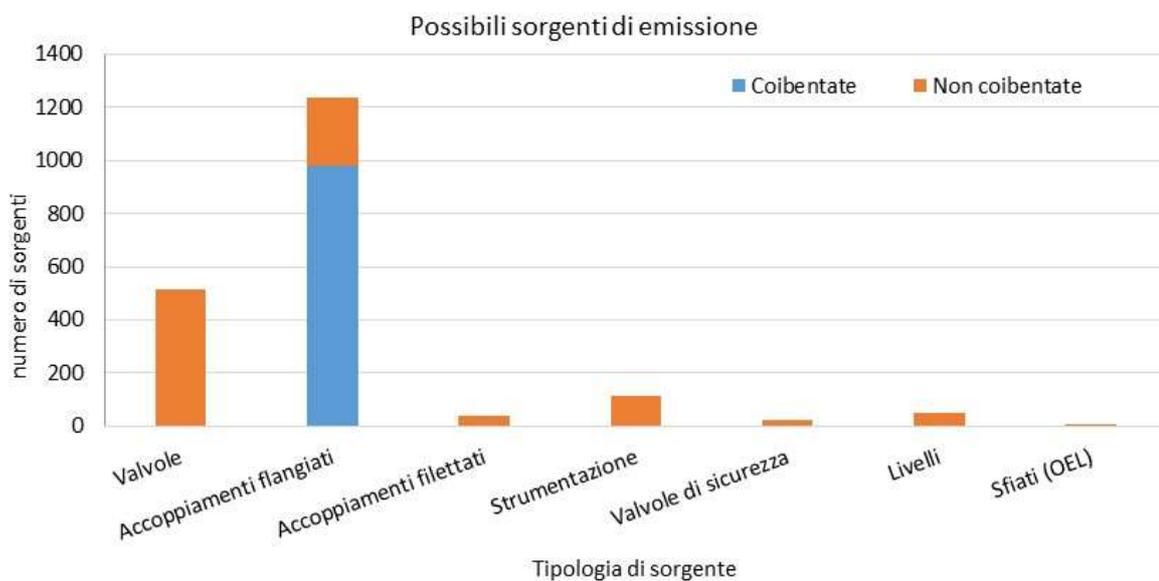


Figura 2-2: Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per tipologia di sorgente e presenza o meno di coibentazione

2.2 Attività di monitoraggio

L'attività di monitoraggio è stata effettuata sia con un analizzatore FID portatile (Detector a ionizzazione di fiamma) per il monitoraggio delle potenziali sorgenti di emissione accessibili che con termocamera OGI (Optical Gas Imaging) per quelle non accessibili. Una quota parte di sorgenti non sono state monitorate in quanto relative a componenti coibentate.

La strumentazione utilizzata è la seguente:

- analizzatore FID portatile Thermo Fisher modello TVA2020 (s/n 202014110318), rispondente alle specifiche previste nei documenti [1, 2]. Per ogni componente la misura viene eseguita nel/nei potenziale/i punto/i di perdita (ad esempio per una flangia lungo tutta la giunzione) registrando il massimo assoluto e sottraendo il valore di fondo (in termini di concentrazione in ppm di TOC). I dati misurati sono trascritti manualmente e successivamente registrati in un foglio Excel;
- termocamera OGI, FLIR modello GF320 (s/n 44400930). La termocamera filtra la radiazione IR di assorbimento nell'intervallo spettrale (3,2 – 3,4 μm) che include la maggior parte degli idrocarburi e l'eventuale perdita è visibile sullo schermo della termocamera. La metodologia è conforme al documento CCAC [3]. La registrazione ed archiviazione dei filmati è stata eseguita solo per quei punti in cui sono state rilevate perdite.

L'attività in campo ha permesso di monitorare il 50,4 % delle possibili sorgenti di emissioni censite, pari a 996 su un totale di 1977. In Tabella 2-4 e Figura 2-3 la distribuzione di tutti le sorgenti monitorate e non monitorate suddivise per tipologie di sorgente e per tipologia di misura (mediante analizzatore FID e termocamera OGI).

Tabella 2-4: Distribuzione delle sorgenti di emissione monitorate e non monitorate, suddivise per tipologia di sorgente e tecnica di misura (FID e OGI)

Tipologia di sorgente	Complessivo	Monitorati con FID	Monitorati con OGI	Non Monitorati
Valvole	515	489	23	3
Accoppiamenti flangiati	1236	258	0	978
Accoppiamenti filettati	39	39	0	0
Strumentazione	113	111	2	0
Valvole di sicurezza	20	13	7	0
Compressori	0	0	0	0
Pompe	0	0	0	0
Livelli	48	48	0	0
Sfiati (OEL)	6	6	0	0
Totale	1977	964	32	981
Percentuale (%)		48,8%	1,6%	49,6%

Possibili sorgenti di emissione

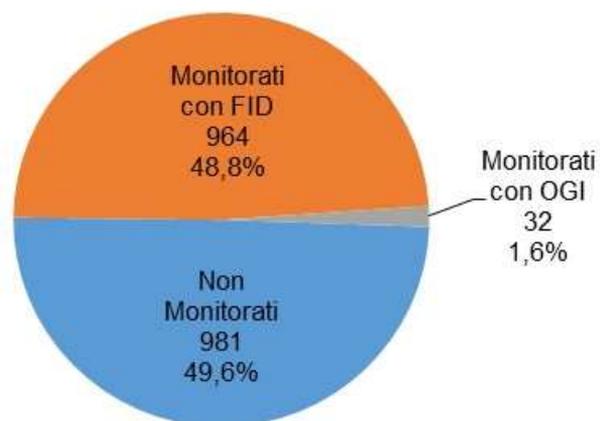


Figura 2-3: Distribuzione dei dispositivi monitorati (con FID e termocamera OGI) e non monitorati

2.3 Elaborazione dei dati

Il calcolo delle emissioni totali annue è stato eseguito utilizzando due metodi:

1) Metodo basato puramente sull'approccio "Average Emission Factor" [1]: a ciascun punto di emissione individuato tramite il censimento viene associato un valore medio di emissione annuo (riportato in [1]). Tali emissioni vengono quindi sommate per ottenere il valore di emissione annuo dell'impianto.

2) Metodo misto basato sui tre seguenti approcci di calcolo:

- Approccio "Average Emission Factor" [1] per i punti non monitorati (es. flange coibentate)
- Approccio "EPA Correlation" [1] per i punti misurati con l'analizzatore portatile FID
- Approccio "Alternative leak/no leak emission factor" per i punti misurati con termocamera OGI basato su una tabella API (American Petroleum Institute) citata nel documento CCAC [3]

Per entrambe le metodiche, la stima annuale di ogni possibile fonte di perdita è calcolata moltiplicando il fattore di emissione corrispondente per le ore di funzionamento annuali, supponendo 8760 ore per funzionamento continuo o il tempo operativo effettivo se fornito dall'impianto.

Gli approcci di calcolo sono descritti dettagliatamente di seguito, mentre i risultati sono riportati al capitolo 3.

Le stime di calcolo delle emissioni di composti organici totali (TOC) e metano sono espresse in:

- Massa, come tonnellate (ton)
- Volume come metri cubi standard (scm).

Gli approcci di calcolo sopracitati consentono di ottenere un valore di emissione espresso in massa (ton/anno). Per la conversione in volume (scm/anno) sono stati utilizzati fattori tipici di densità (Tabella 2-5).

Tabella 2-5: Tabella di riferimento per la conversione da massa (ton) a volume (scm) con valori tipici di densità per 'crude oil' e 'natural gas' [3]

Table 2.8: Default Density Values for Crude Oil and Natural Gas

Fuel	Typical Density
Crude Oil	873.46 kg/scm
Natural Gas	0.6728 kg/scm

2.3.1 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) [1]. La corrispondenza tra le tipologie di dispositivi censiti e quelli indicati in EPA sono riportate in Tabella 2-6. Per l'impianto in esame si utilizza la tabella relativa ai fattori medi per impianti Oil&Gas (Tabella 2-7). I valori di perdita calcolati per ciascuna sorgente vengono infine sommati per ottenere il totale delle emissioni.

Tabella 2-6: 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 2-7: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni ("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 2-7

Tabella 2-7.

2.3.2 Approccio "EPA Correlation"

Nel caso di attività di monitoraggio eseguita con analizzatore FID, 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 2-6.

In caso di assenza di emissione rilevata, la metodologia prevede comunque di associare un valore seppur basso di emissione chiamato "Default-zero" (Tabella 2-8).

Tabella 2-8: 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 2-9.

Tabella 2-9: 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 2-10, SV: valore di concentrazione misurato in ppm).

Tabella 2-10: 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 misurato in ppm

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

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

2.3.3 Approccio “Alternative leak/no leak emission factor”

La tecnologia OGI è riportata tra le tecniche di identificazione delle perdite di idrocarburi volatili [3]. La termocamera OGI filtra la radiazione IR di assorbimento nell'intervallo spettrale (3,2 – 3,4 µm) che include la maggior parte degli idrocarburi e l'eventuale perdita è visibile sullo schermo della termocamera.

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 2-11 citata in [3] 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 2-11: Tabella di riferimento API [3]

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 2-12 mostra la corrispondenza tra le tipologie di sorgenti assegnate a potenziali fonti di emissioni fuggitive e quelle utilizzate per l'attribuzione dei fattori di emissione “Leak/No Leak” secondo CCAC [3].

Tabella 2-12: Corrispondenza tra tipologie di sorgenti e dispositivi indicati in API [3]

Tipologia di sorgente	Codice	Classificazione dispositivi API
Valvole	V	Valves
Accoppiamenti flangiati valvole	AFmV, AFvV, AFvV2	Flanges
Flange	F	Flanges
Conessioni	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

2.3.4 Emissioni di metano

Le emissioni di TOC possono essere convertite in emissioni di metano moltiplicando 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 2-13: Composizione di metano predefinita (CCAC)²

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 2-4 definisce i limiti di competenza di ogni singolo segmento industriale.

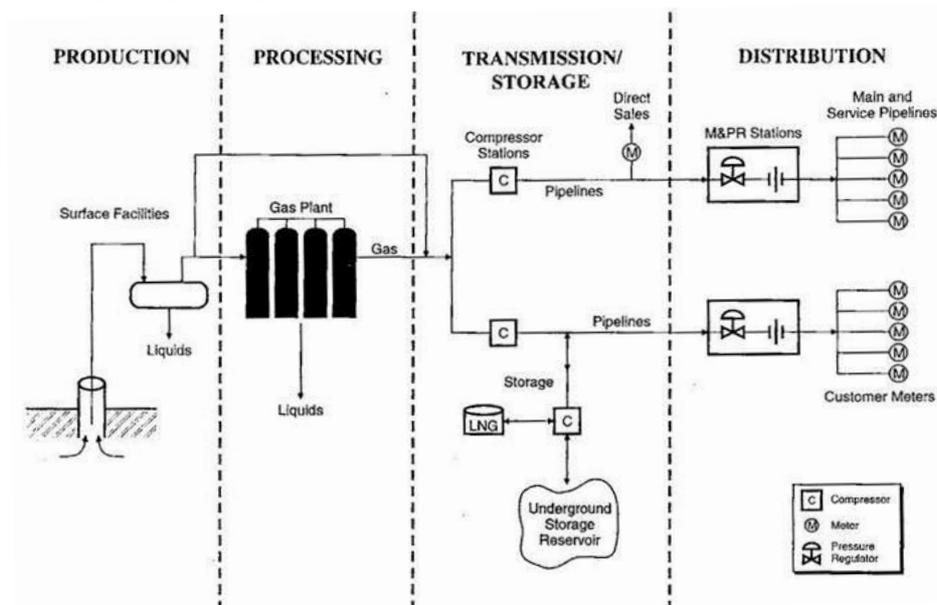


Figura 2-4: Definizione dei segmenti industriali Oil & Gas secondo CCAC [3]

Per quanto riguarda la campagna presso la piattaforma Clara NW, non essendo in possesso della composizione esatta degli stream, è stato utilizzato il valore percentuale di composizione di metano del segmento industriale "production", vedi Tabella 2-13.

² See [3], Table 2.5: Default GRI/EPA Methane Composition, from API – Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry. August 2009. Table E-4 page E-6

3 RISULTATI

I risultati sono espressi in termini di ton/anno di emissioni di composti organici totali (TOC) e metano secondo le due metodologie presentate.

In un'ottica di continuo miglioramento e nella definizione di un programma di manutenzione, un altro dato importante è la soglia di concentrazione per gli interventi manutentivi. Si è concordato con il committente di definire come soglia per l'intervento manutentivo il valore di 5.000 ppm misurato con analizzatore FID e l'identificazione della perdita nel caso di monitoraggio con termocamera OGI.

3.1 Calcolo emissioni secondo l'approccio "Average Emission Factor"

L'approccio "Average Emission Factor" non tiene conto delle misure in campo, ma la stima si basa sul solo censimento.

A ciascun punto di emissione individuato tramite il censimento viene associato un fattore medio di emissione (riportato in [1]) che, moltiplicato per le ore di funzionamento, consente di ottenere la stima annua. La stima di emissione annua dell'impianto è quindi la somma di tali valori.

Il valore di emissione totale di TOC per la piattaforma Clara NW risulta essere pari a **38,65 t/anno** che corrisponde ad una emissione di **30,46 t/anno** di metano³. Tale valore risulta essere in generale poco rappresentativo della situazione reale dell'impianto e fornisce una stima iniziale conservativa.

La suddivisione per stream e tipologia di sorgente è riportata in Tabella 3-1 e Figura 3-1.

Tabella 3-1: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" suddivise per stream e tipologia di sorgente

Tipologia di sorgente	Complessivo	Gas	Heavy Oil	Light Oil	Water/Oil
Valvole	20,30	20,30	0,00	0,00	0,00
Accoppiamenti flangiati	4,22	4,22	0,00	0,00	0,00
Accoppiamenti filettati	0,07	0,07	0,00	0,00	0,00
Strumentazione	8,71	8,71	0,00	0,00	0,00
Valvole di sicurezza	1,54	1,54	0,00	0,00	0,00
Compressori	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pompe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Livelli	3,70	3,70	0,00	0,00	0,00
Sfiati (OEL)	0,11	0,11	0,00	0,00	0,00
Totale	38,65	38,65	0,00	0,00	0,00
Percentuale (%)		100,0%	0,0%	0,0%	0,0%

³ Per tutti i dispositivi, i tempi di funzionamento sono stati considerati pari all'anno (8760 ore)

Sulla base dei dati di letteratura e della distribuzione delle tipologie di possibili sorgenti, il contributo maggiore proviene da valvole, accoppiamenti flangiati e strumentazione.

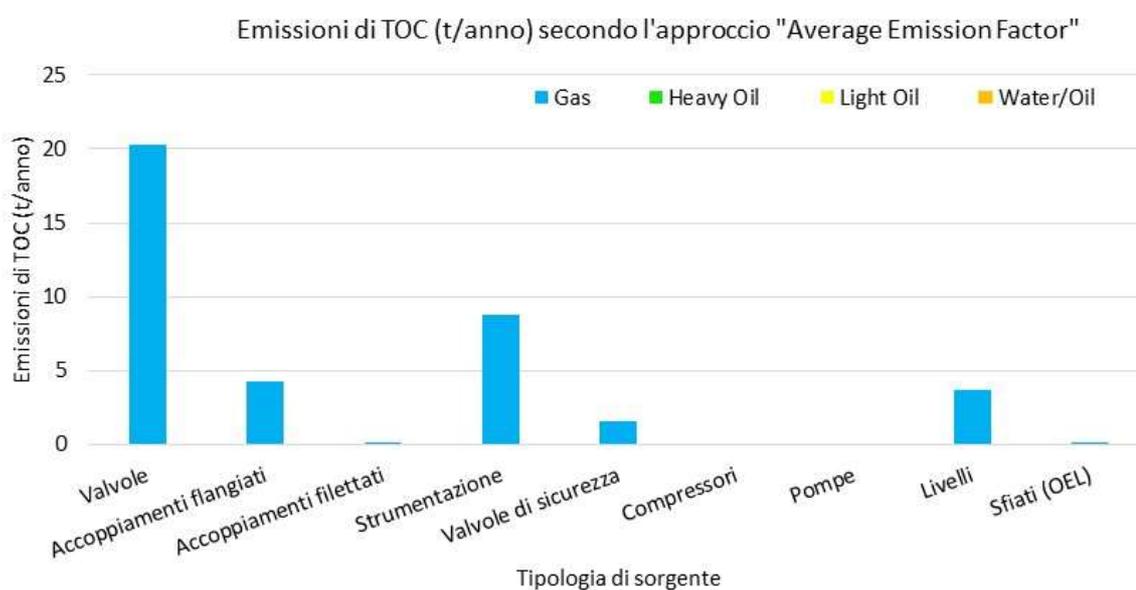


Figura 3-1: Distribuzione delle Emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" per stream e tipologia di sorgente

Il valore annuo stimato di emissione convertito in unità di volume (scm/anno), risulta essere pari a **57.447 scm/anno di TOC** che corrisponde ad una emissione di **45.268 scm/anno di CH₄**.

3.2 Calcolo emissioni con il metodo misto

Tale approccio, a differenza del precedente, considera le informazioni di processo delle linee d'interesse assieme ai dati acquisiti durante l'attività in campo in termini di:

- dati di concentrazione di eventuali perdite di TOC, in ppm nel caso di misura con analizzatore portatile FID;
- identificazione visiva della perdita, leak/no leak, nel caso di monitoraggio con termocamera OGI.

Il metodo si basa sulla seguente casistica per cui le sorgenti di emissione possono essere state:

- misurate con il FID: pertanto la quantità di TOC emessi viene calcolata con il coefficiente di correlazione EPA [1] (vedi paragrafo 2.3.2)
- monitorate con termocamera OGI: la quantità di TOC emessi viene calcolata sulla base di una tabella API di conversione [3] (vedi paragrafo 2.3.3)
- non monitorate (es: flange coibentate): pertanto la quantità di TOC emessi viene calcolata con l'approccio "Average Emission Factor" (vedi paragrafo 2.3.1).

I valori calcolati con i tre differenti approcci sono sommati per ottenere la stima annua di TOC emessi dall'impianto oggetto del monitoraggio.

Sulla base del metodo misto il valore di emissione di TOC totale risulta essere pari a **4,31 t/anno** che corrisponde ad una emissione di **3,40 t/anno** di metano.

Con tale metodo il risultato è decisamente inferiore rispetto al dato stimato solamente sulla base di valori di emissione di letteratura ed è inoltre più rappresentativo della situazione reale dell'impianto.

La suddivisione per stream e tipologia di sorgente è riportata in Tabella 3-2 e Figura 3-2.

Tabella 3-2: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo il metodo misto suddivise per stream e tipologia di sorgente dopo il monitoraggio

Tipologia di sorgente	Complessivo	Gas	Heavy Oil	Light Oil	Water/Oil
Valvole	0,20	0,20	0,00	0,00	0,00
Accoppiamenti flangiati	4,09	4,09	0,00	0,00	0,00
Accoppiamenti filettati	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Strumentazione	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Valvole di sicurezza	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Compressori	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pompe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Livelli	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sfiati (OEL)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Totale	4,31	4,31	0,00	0,00	0,00
Percentuale (%)		100,0%	0,0%	0,0%	0,0%

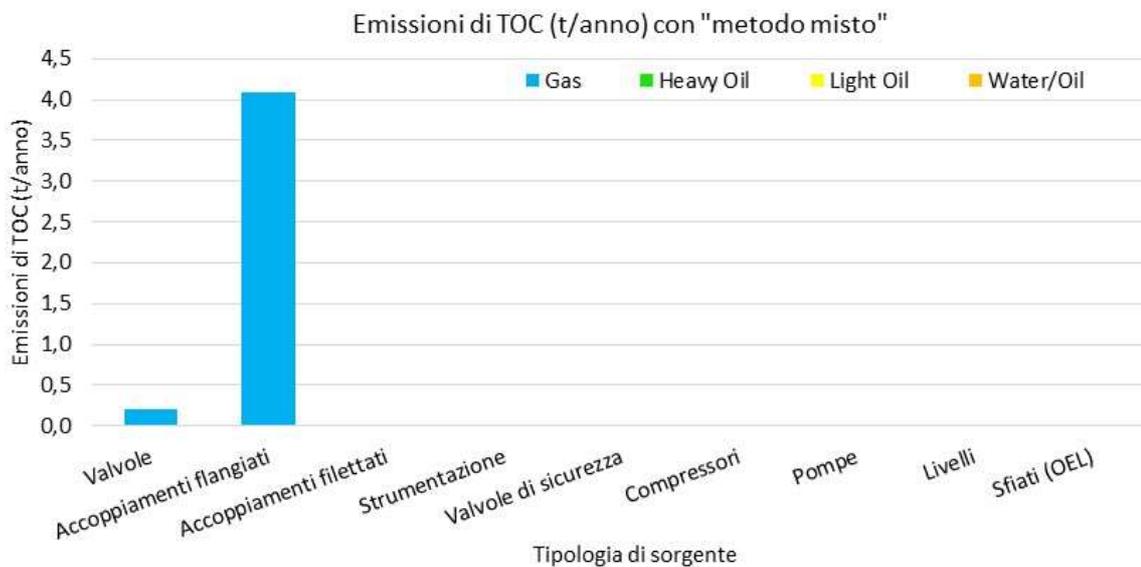


Figura 3-2: Distribuzione delle Emissioni di TOC (t/anno) secondo metodo misto per stream e tipologia di sorgente

Il valore stimato con il presente metodo convertito in unità di volume (scm/anno), risulta essere pari a **6.407 scm/anno di TOC** che corrisponde ad una emissione di **5.049 scm/anno di CH₄**.

3.3 Distribuzione delle sorgenti di emissione

Nel corso dell'attività di monitoraggio è stata rilevata 1 perdita, identificata con analizzatore FID, con valore superiore a 10.000 ppm). Il monitoraggio con analizzatore FID ha inoltre identificato altre 5 sorgenti di emissione nell'intervallo di concentrazione descritto in Tabella 3-3.

Tabella 3-3: Numero dei dispositivi con emissione inferiore al valore di soglia

n° sorgenti di emissione	Intervallo di concentrazione (ppm)
5	11-1000

Nella tabella seguente (Tabella 3-4) si riporta la perdita identificata con dettaglio dell'area di interesse, P&ID, tipologia di sorgente, numero identificativo, eventuale Tag e metodologia di identificazione.

Tabella 3-4: Perdita identificata

Unità di Processo	P&ID	Tipologia di sorgente	n°	Tag	Etichetta	FID / OGI	Valore (ppm)
Unit 100	056500BPFM10155	F	2	-	29	FID	>10000

3.4 Distribuzione delle emissioni

La Tabella 3-5, la Figura 3-3 e la Figura 3-4 riportano la distribuzione del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni. Si evidenzia che il contributo maggiore, pari al 80,2%, è da attribuire alle sorgenti per le quali non è stato possibile effettuare il monitoraggio (49,6% delle sorgenti) per le quali si è utilizzato il fattore moltiplicativo dell'approccio "Average Emission Factor", che risulta essere più conservativo e all'unica perdita che contribuisce per il 17,3% alla stima complessiva di TOC.

Tabella 3-5: Distribuzione del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni (in TOC)

Categorie	N° sorgenti di emissione		Emissioni di TOC	
	N.	%	(t/anno)	%
0-9 ppm (FID)	958	48,46	0,04	1,0
10-4999 ppm (FID)	5	0,25	0,005	0,1
>5000 (FID)	1	0,05	0,74	17,3
Non monitorate	981	49,62	3,46	80,2
Leak (OGI)	0	0,00	0,00	0,0
No leak (OGI)	32	1,62	0,06	1,4
	1977	100	4,31	100

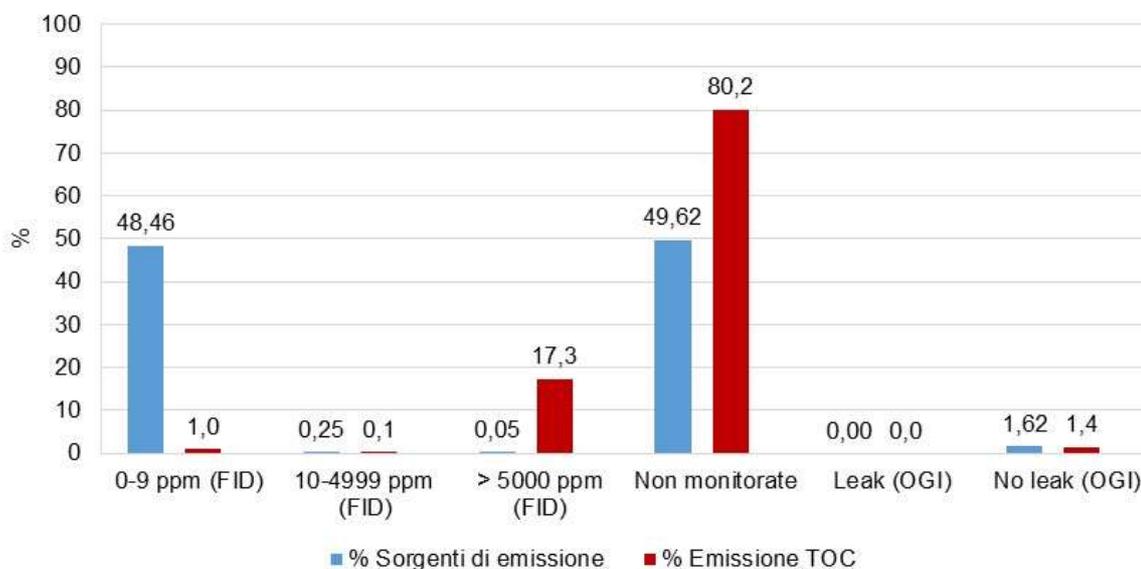


Figura 3-3: Distribuzione percentuale del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni (in TOC)

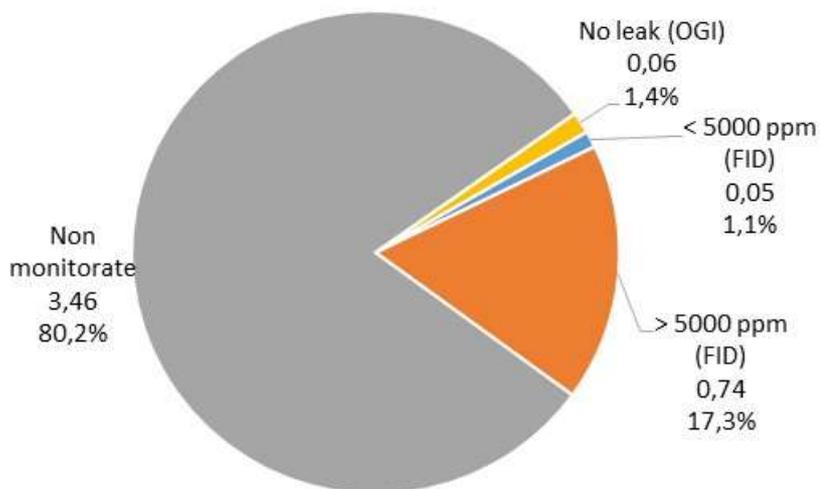


Figura 3-4: Distribuzione e contributo alla stima delle emissioni (TOC)

In Figura 3-5 è riportata la suddivisione del contributo alle emissioni di TOC per tipologia di sorgente.

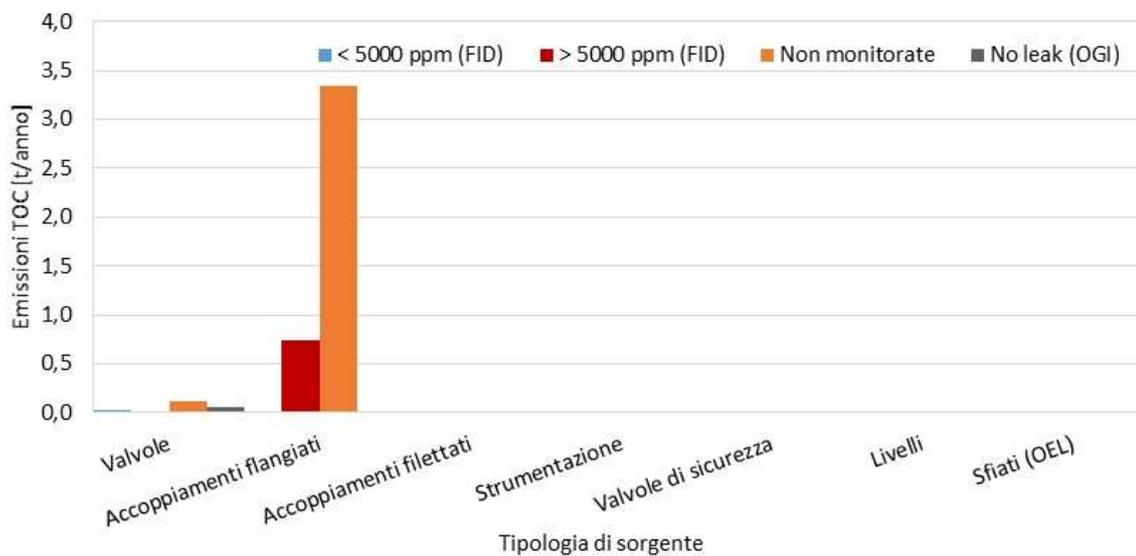


Figura 3-5: Suddivisione delle emissioni (TOC) per tipologia di sorgente

4 CONCLUSIONI

La stima delle emissioni fuggitive presso la piattaforma Clara NW, in termini di composti organici totali (TOC) e metano (CH₄), è stata in primo luogo calcolata basandosi sul censimento di tutte le possibili fonti di emissione ed eseguendo una stima basata sull'approccio "Average Emission Factor".

Tabella 4-1: Stima delle emissioni fuggitive basata sull'approccio "Average Emission Factor"

Stima delle emissioni fuggitive basata sull'approccio "Average Emission Factor"			
TOC [t/anno]	CH₄ [t/anno]	TOC [scm/anno]	CH₄ [scm/anno]
38,65	30,46	57.447	45.268

La campagna di monitoraggio con FID ha permesso di identificare le maggiori sorgenti di emissioni e di fornire una stima più raffinata e rappresentativa della realtà basandosi sul "metodo misto".

In queste stime, tutte le sorgenti non monitorate (in quanto coibentate) continuano a contribuire alla perdita totale secondo l'approccio "Average Emission Factor".

Tabella 4-2: Stima delle emissioni fuggitive basata su "metodo misto"

Stima delle emissioni fuggitive basata su "metodo misto"			
TOC [t/anno]	CH₄ [t/anno]	TOC [scm/anno]	CH₄ [scm/anno]
4,31	3,40	6.407	5.049

Confrontando le stime ottenute con le due metodologie, si ottengono le seguenti riduzioni:

Tabella 4-3: Riduzione delle emissioni: "metodo misto" e "average emission factor"

Riduzione delle emissioni fuggitive totali confrontando "Metodo misto" vs. Approccio "Average emission factor"			
TOC		CH₄	
[t/anno]	%	[t/anno]	%
-34,34	-88,8	-27,06	-88,8

Nel corso dell'attività di monitoraggio è stata rilevata **1 perdita** con valore di concentrazione superiore alla soglia concordata di 5.000 ppm.

L'eventuale riparazione di questa, consentirebbe un'ulteriore riduzione netta delle emissioni con un valore complessivo finale di 3,57 t/anno (pari a 2,81 t/anno di metano) ⁽⁴⁾ che può essere quantificata come segue:

Tabella 4-4: Riduzioni delle emissioni dopo riparazione

Riduzione delle emissioni fuggitive totali risultanti dalla riparazione delle perdite			
TOC		CH ₄	
[t/anno]	%	[t/anno]	%
- 0,7	- 17	- 0,6	- 17

L'istogramma in Figura 4-1 fornisce un confronto immediato tra il valore di emissione calcolato con l'approccio "Average Emission Factor", il metodo misto ed il valore che si avrebbe in seguito alla manutenzione e riparazione delle perdite.

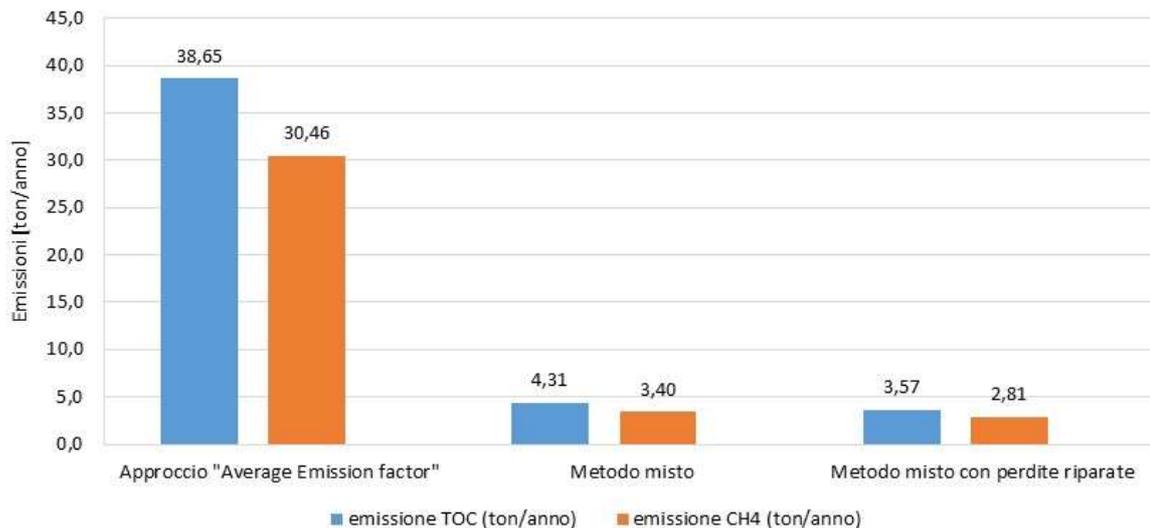


Figura 4-1: Confronto delle stime di emissione di TOC e metano (espressi in t/anno) secondo le due metodologie ("Average Emission Factor" e "misto" pre e post manutenzione)

⁴ Il valore di emissione stimato dopo completa riparazione se espresso in unità di volume (scm/anno), risulta essere pari a 5.300 scm/anno di TOC che corrisponde ad una emissione di 4.177 scm/anno di metano