



ENIPROGETTI S.p.A.

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

codice Cliente

codice EniProgetti

A4064-REL-0000-003.0

ANST

unità emittente

sede emittente:

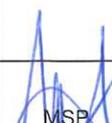
codici documento

**ATTIVITA' DI MONITORAGGIO EMISSIONI
FUGGITIVE**

**PIATTAFORMA BONACCIA NW
RELAZIONE FINALE**

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

informazioni supplementari:

8							
7							
6							
5							
4							
3							
2							
1							
0	27/09/2018	Relazione Finale	24	 PZO	 EMA	 MSP	 GPN
rev.	data	descrizione	pagine	preparato	verificato	approvato	autorizzato

Questo documento è di proprietà di EniProgetti S.p.A. - Esso o parte di esso non può essere utilizzato o riprodotto in qualsiasi forma per scopi diversi da quelli per cui è stato prodotto. EniProgetti S.p.A. tutelerà i suoi diritti, a termini di legge, in ogni sede, civile e penale.



ATTIVITA' MONITORAGGIO EMISSIONI
FUGGITIVE

PIATTAFORMA BONACCIA NW
RELAZIONE FINALE

Client code

EniProgetti code

A4064-REL-0000-003.0

date: 27/09/18

page: 2

INDICE

DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	3
ACRONIMI	3
UNITÀ DI MISURA	3
SOMMARIO E CONCLUSIONI.....	4
1 INTRODUZIONE.....	4
2 DESCRIZIONE DELL'ATTIVITÀ.....	6
2.1 Censimento dei dispositivi d'impianto.....	6
2.2 Attività di monitoraggio	10
2.3 Elaborazione dei dati	11
2.3.1 Approccio "Average Emission Factor"	12
2.3.2 Approccio "EPA Correlation"	13
2.3.3 Emissioni di metano	15
3 RISULTATI.....	16
3.1 Calcolo emissioni secondo l'approccio "Average Emission Factor"	16
3.2 Calcolo emissioni con il metodo misto.....	18
3.3 Distribuzione delle sorgenti di emissione	20
3.4 Distribuzione delle emissioni	20
4 CONCLUSIONI	23



ATTIVITA' MONITORAGGIO EMISSIONI
FUGGITIVE

PIATTAFORMA BONACCIA NW
RELAZIONE FINALE

Client code

EniProgetti code

A4064-REL-0000-003.0

date: 27/09/18

page: 3

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

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

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 Bonaccia NW ha consentito una stima delle emissioni di TOC (Total Organic Compound) rappresentativa dell'impianto.

Dal censimento sono state identificate **1677 possibili sorgenti di emissione**. La campagna di misure si è svolta su un numero di sorgenti **pari al 56,5%** del totale (948 sorgenti monitorate con tecnica sniffing). Le restanti 729 (pari al 43,5%) sono relative a componenti coibentate per le quali il rivestimento isolante non consente la misurazione.

Le emissioni di TOC riferibili all'impianto al momento del monitoraggio sono state stimate in **2.950 scm TOC/anno** equivalenti a **2.330 scm/anno** di CH₄. Non sono state individuate perdite superiori al valore di soglia definito, pari a 5000ppm.

Entrambi i valori, confrontati con la stima basata su dati di letteratura (approccio "Average Emission Factor") di 42.910 scm TOC/anno equivalenti a 33.820 scm/anno di CH₄, risultano essere significativamente inferiori ⁽¹⁾.

1 INTRODUZIONE

Nel mese di settembre 2018 è stata eseguita una campagna di monitoraggio delle emissioni fuggitive presso la piattaforma Bonaccia 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 con un analizzatore FID portatile (Detector a ionizzazione di fiamma) su tutti i punti accessibili. Una parte di potenziali sorgenti non sono state monitorate in quanto relative a componenti coibentate per le 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

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



ATTIVITA' MONITORAGGIO EMISSIONI
FUGGITIVE

PIATTAFORMA BONACCIA NW
RELAZIONE FINALE

Client code

EniProgetti code

A4064-REL-0000-003.0

date: 27/09/18

page: 5

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 stabili.

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 56,5% di tutte le possibili sorgenti di emissione identificate presso la piattaforma Bonaccia NW. Il restante 43,5% 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 Bonaccia NW. Gli schemi dell'impianto (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 nel mese di Settembre 2018 per un periodo complessivo di 2 giorni. Le misure sono state eseguite da personale di 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.

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 Bonaccia NW

P&ID	Unità	Descrizione sezione d'impianto
056400BPFM10154	Unit 100	Well head system
056400BPFM10153	Unit 100	Well head system
056400BPFM10152	Unit 100	Well head system
056400BPFM10156	Unit 190/310	Launching trap & metering system
056400BPFM10157	Unit 230	Vent system
056400BPFM10158	Unit 240	Purge burner system
056400BPFM10159	Unit 300	Gas separation
056400BPFM10160	Unit 300	Gas separation
056400BPFM10161	Unit 300	Gas separation
056400BPFM10162	Unit 300	Gas separation
056400BPFM10170	Unit 540	Drain 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, Figura 2.1 e Figura 2.2).

Per una migliore lettura si è deciso di accorpate 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	435	338	0	97	0
Accoppiamenti flangiati	1073	837	0	236	0
Accoppiamenti filettati	34	25	0	9	0
Strumentazione	80	80	0	0	0
Valvole di sicurezza	12	12	0	0	0
Compressori	0	0	0	0	0
Pompe	0	0	0	0	0
Livelli	41	41	0	0	0
Sfiati (OEL)	2	0	0	2	0
Totale	1677	1333	0	344	0
Percentuale (%)		79,5%	0,0%	20,5%	0,0%

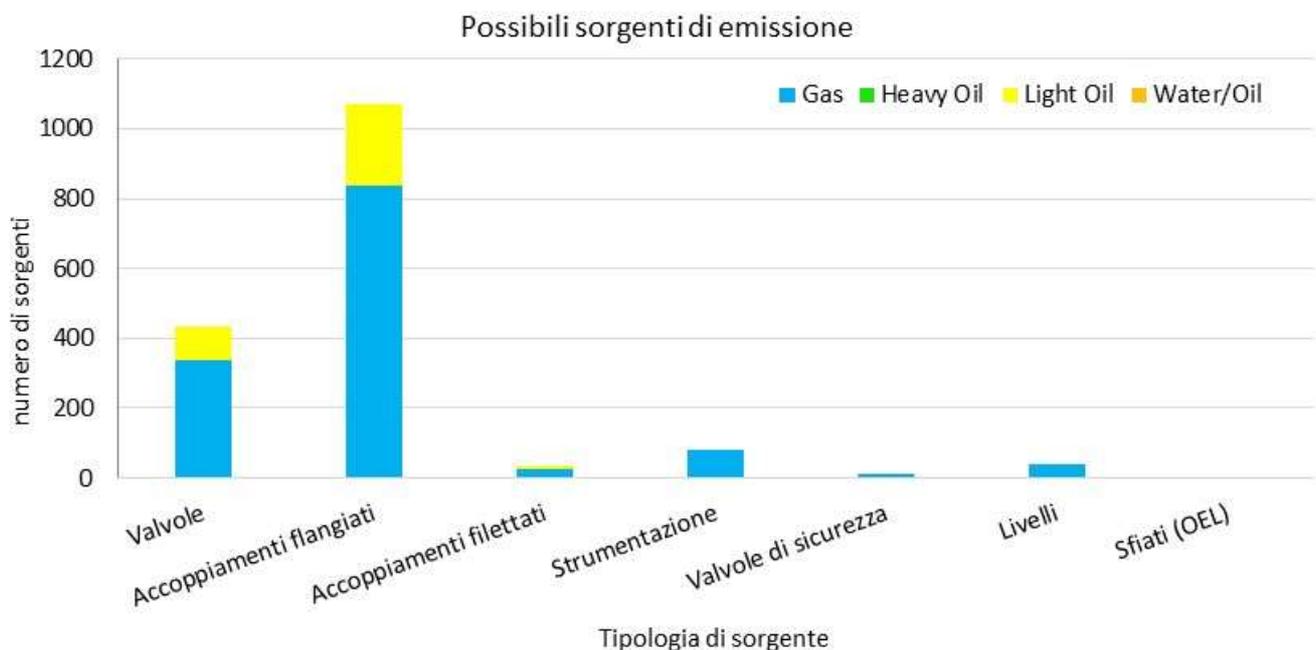


Figura 2.1: Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per tipologia di sorgente e stream

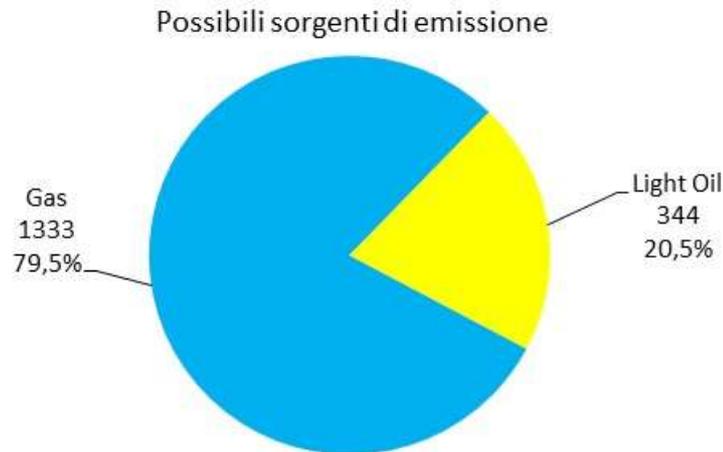


Figura 2.2: Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per stream

La Figura 2.3 riporta la distribuzione di tutte le sorgenti in funzione della tipologia e della presenza o meno di coibentazione. Per la piattaforma Bonaccia NW la quota-parte di sorgenti coibentate risulta essere significativa (43,5%) e, come da figura sottostante, interessa buona parte degli accoppiamenti flangiati (il 67,9%, 729 su 1073 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.

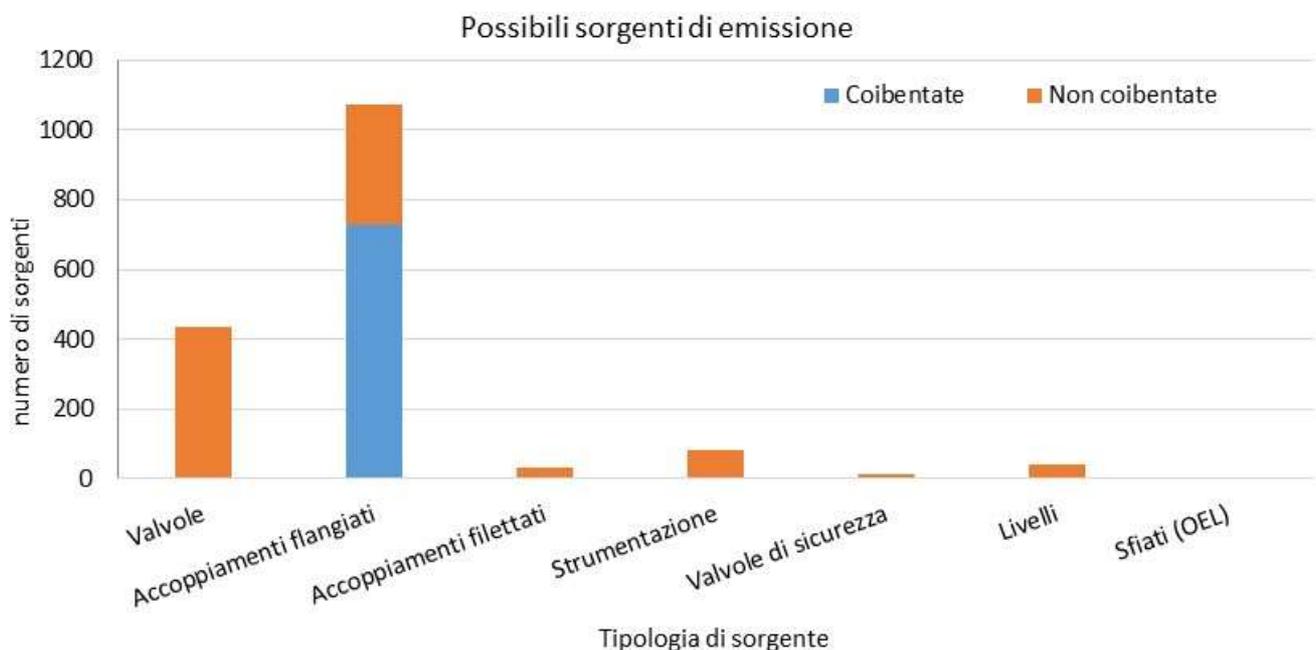


Figura 2.3: Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per tipologia di sorgente e presenza o meno di coibentazione

2.2 Attività di monitoraggio

L'attività di monitoraggio è stata effettuata con un analizzatore FID portatile (Detector a ionizzazione di fiamma) per il monitoraggio di tutte le potenziali sorgenti di emissione 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;

L'attività in campo ha permesso di monitorare il 56,5 % delle possibili sorgenti di emissioni censite, pari a 948 su un totale di 1677. In Tabella 2.4 la distribuzione di tutti le sorgenti monitorate e non monitorate suddivise per tipologie di sorgente.

Tabella 2.4: Distribuzione delle sorgenti di emissione monitorate e non monitorate, suddivise per tipologia di sorgente

Tipologia di sorgente	Complessivo	Monitorate con FID	Non Monitorati (Sorgenti coibentate)
Valvole	435	435	0
Accoppiamenti flangiati	1073	344	729
Accoppiamenti filettati	34	34	0
Strumentazione	80	80	0
Valvole di sicurezza	12	12	0
Compressori	0	0	0
Pompe	0	0	0
Livelli	41	41	0
Sfiati (OEL)	2	2	0
Totale	1677	948	729
Percentuale (%)		56,5%	43,5%

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 due 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

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 sopraccitati 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 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 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 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 2.11 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.

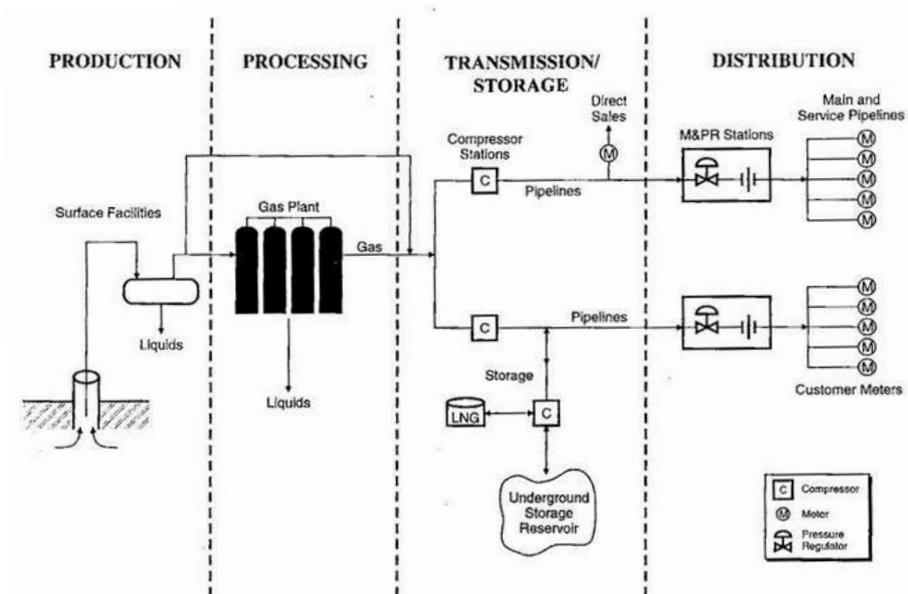


Figura 2.4 Definizione dei segmenti industriali Oil & Gas secondo CCAC [3]

Per quanto riguarda la campagna presso la piattaforma Bonaccia 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 2.11.

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.

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 Bonaccia NW risulta essere pari a **28,87 t/anno** che corrisponde ad una emissione di **22,75 t/anno** di metano ³. 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, Figura 3.1 e Figura 3.2.

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	15,45	13,32	0,0	2,12	0,0
Accoppiamenti flangiati	3,09	2,86	0,0	0,23	0,0
Accoppiamenti filettati	0,06	0,04	0,0	0,02	0,0
Strumentazione	6,17	6,17	0,0	0,00	0,0
Valvole di sicurezza	0,93	0,93	0,0	0,00	0,0
Compressori	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0
Pompe	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0
Livelli	3,16	3,16	0,0	0,00	0,0
Sfiati (OEL)	0,02	0,00	0,0	0,02	0,0
Totale	28,87	26,48	0,0	2,39	0,0
Percentuale (%)		91,7%	0,0%	8,3%	0,0%

³ Per tutti gli equipment, 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 filettati e strumentazione.

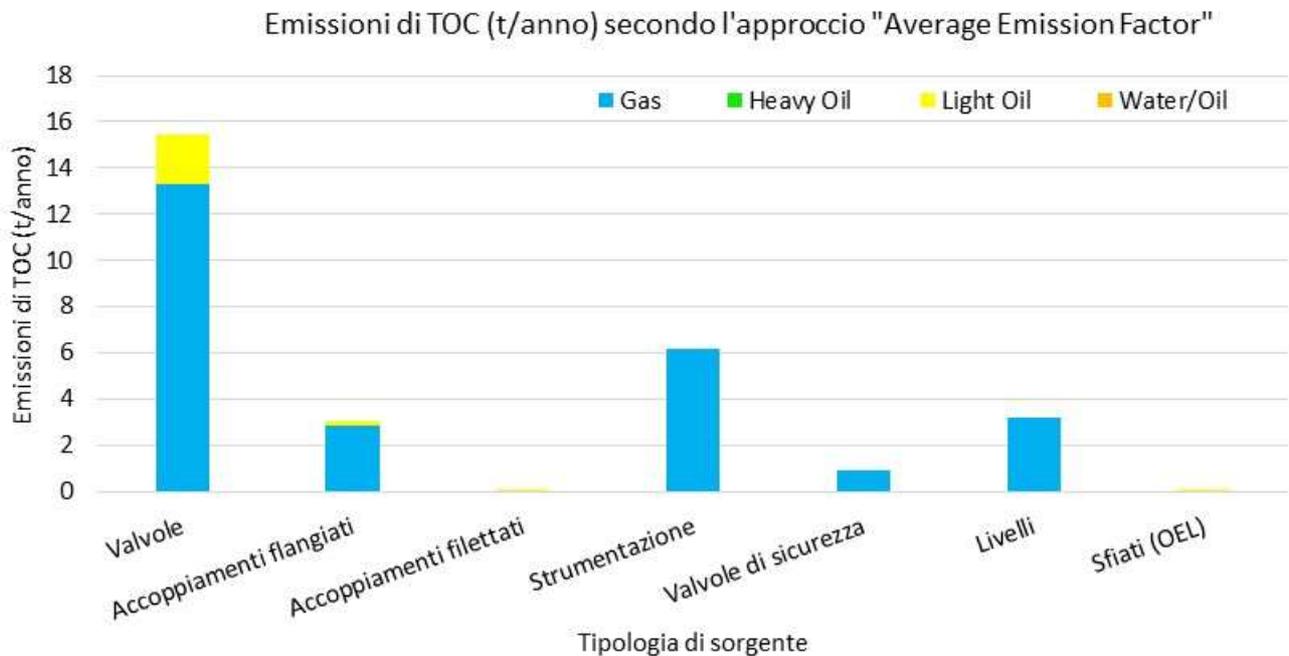


Figura 3.1: Distribuzione delle Emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" per stream e tipologia di sorgente

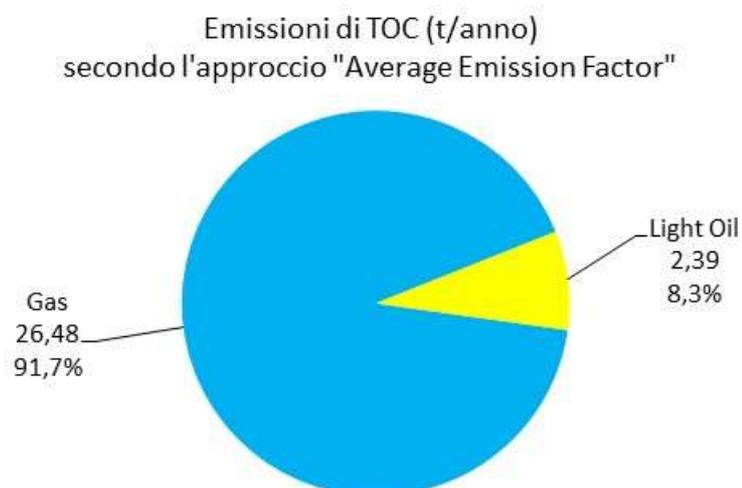


Figura 3.2: Distribuzione delle Emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" per stream

Il valore annuo stimato di emissione convertito in unità di volume (scm/anno), risulta essere pari a **42.910 scm/anno** che corrisponde ad una emissione di **33.820 scm/anno** di metano.

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 concentrazione di eventuali perdite di TOC, in ppm.

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)
- 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 due 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 **1,99 t/anno** che corrisponde ad una emissione di **1,56 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, Figura 3.3 e Figura 3.4.

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	0,03	0,02	0,00	0,01	0,00
Accoppiamenti flangiati	1,96	1,75	0,00	0,21	0,00
Accoppiamenti filettati	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Strumentazione	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Valvole di sicurezza	0,00	0,00	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	1,99	1,77	0,00	0,22	0,00
Percentuale (%)		89,1%	0,0%	10,9%	0,0%

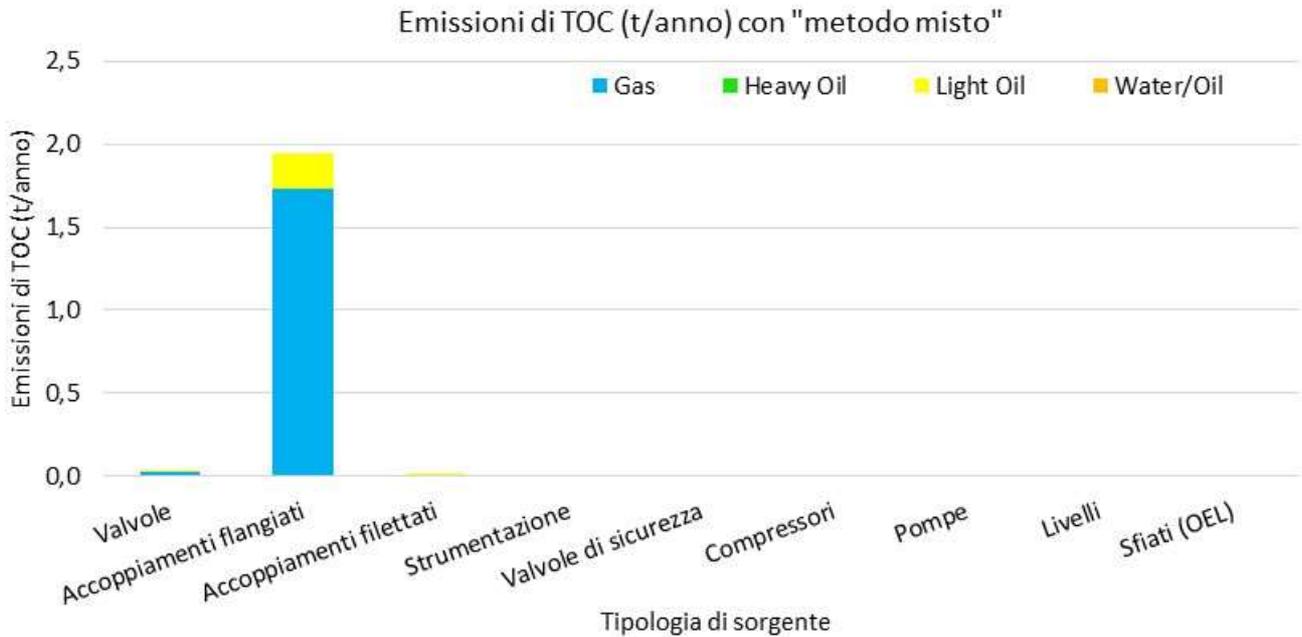


Figura 3.3: Distribuzione delle Emissioni di TOC (t/anno) secondo metodo misto per stream e tipologia di sorgente

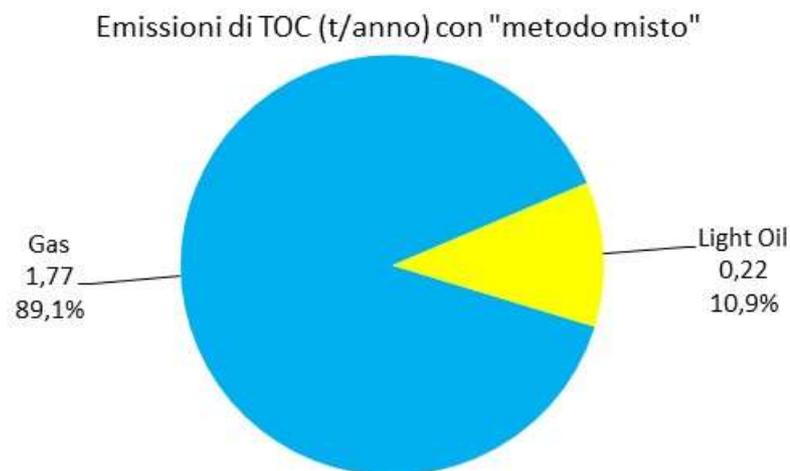


Figura 3.4: Distribuzione delle Emissioni di TOC (t/anno) secondo metodo misto per stream

Il valore stimato con il presente metodo convertito in unità di volume (scm/anno), risulta essere pari a **2.950 scm/anno** che corrisponde ad una emissione di **2.330 scm/anno** di metano.

3.3 Distribuzione delle sorgenti di emissione

Nel corso dell'attività di monitoraggio **non sono state rilevate perdite** con valore di concentrazione superiore alla soglia concordata di 5.000 ppm. Durante il monitoraggio sono state identificate due sorgenti con una perdita inferiore/uguale ai 1000ppm. Una sorgente è stata riparata dal personale dell'impianto durante il periodo di monitoraggio e ricontrollata da personale di Eniprogetti per verificare l'efficacia della manutenzione (Tabella 3.3).

Tabella 3.3: Numero dei dispositivi con perdita inferiore al valore di soglia, suddivisi per intervalli di concentrazione (ppm) di perdita rilevata

n° sorgenti di emissione	Intervallo di concentrazione (ppm)
1 (*)	11-1000
0	1001-4999
0	< 5000

(*) Una sorgente è stata riparata dal personale dell'impianto durante il periodo di monitoraggio e ricontrollata da personale di Eniprogetti per verificare l'efficacia della manutenzione.

3.4 Distribuzione delle emissioni

La Tabella 3.4, la Figura 3.5 e la Figura 3.6 riportano la distribuzione del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni. Si evidenzia che il contributo maggiore, pari al 98,0%, è da attribuire alle sorgenti per le quali non è stato possibile effettuare il monitoraggio (43,5% delle sorgenti) per le quali si è utilizzato il fattore moltiplicativo dell'approccio "Average Emission Factor", che risulta essere più conservativo.

Tabella 3.4 – 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)	947	56,47	0,04	1,9
10-4999 ppm (FID)	1	0,06	0,002	0,1
Non monitorate	729	43,47	1,95	98,0

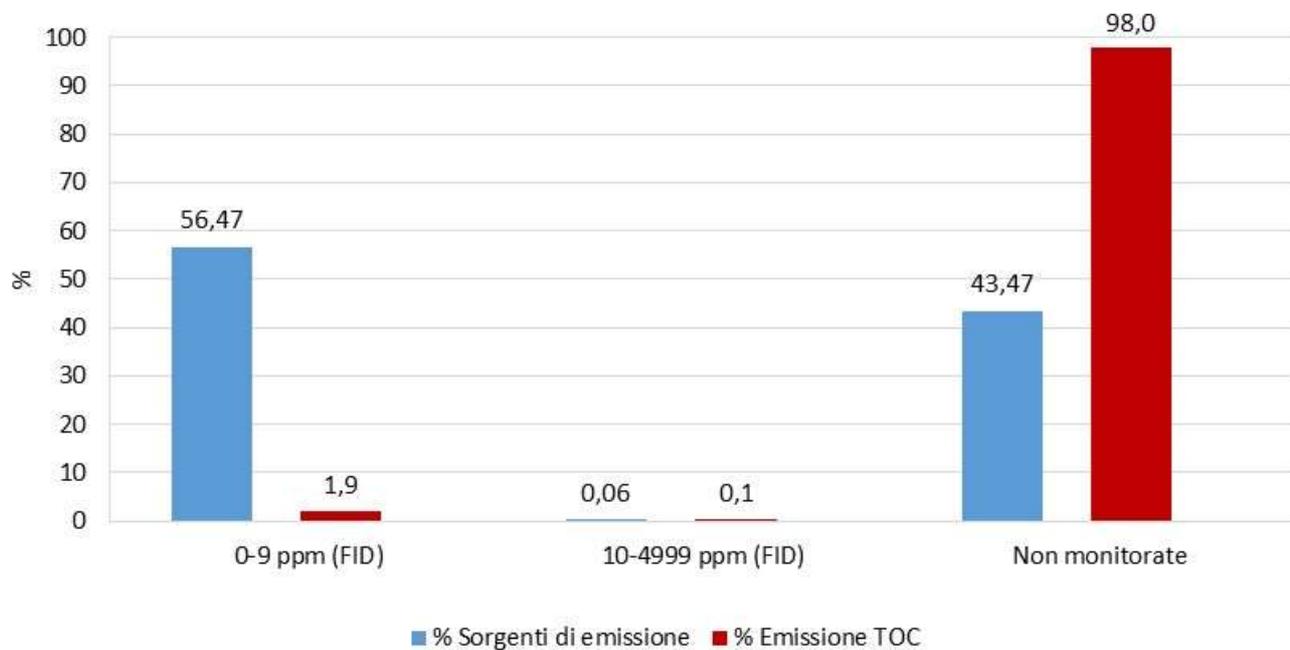


Figura 3.5: Distribuzione percentuale del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni (in TOC)

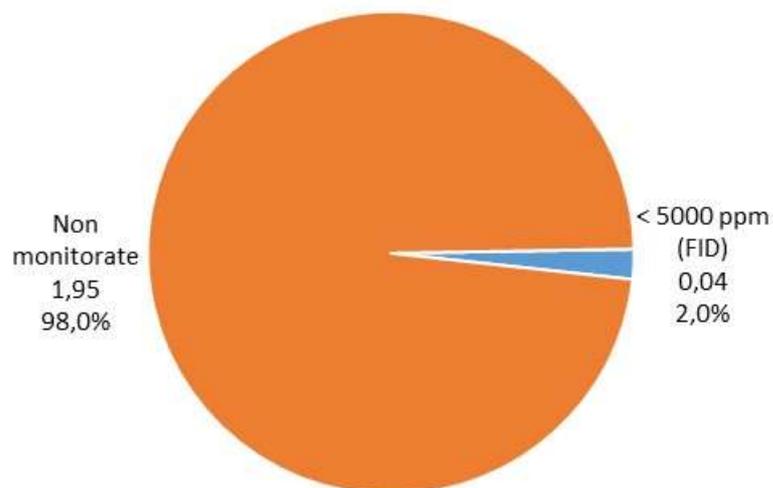


Figura 3.6: Distribuzione e contributo alla stima delle emissioni (TOC)

La suddivisione del contributo alle emissioni di TOC per tipologia di sorgente sono riportate in Figura 3.7.

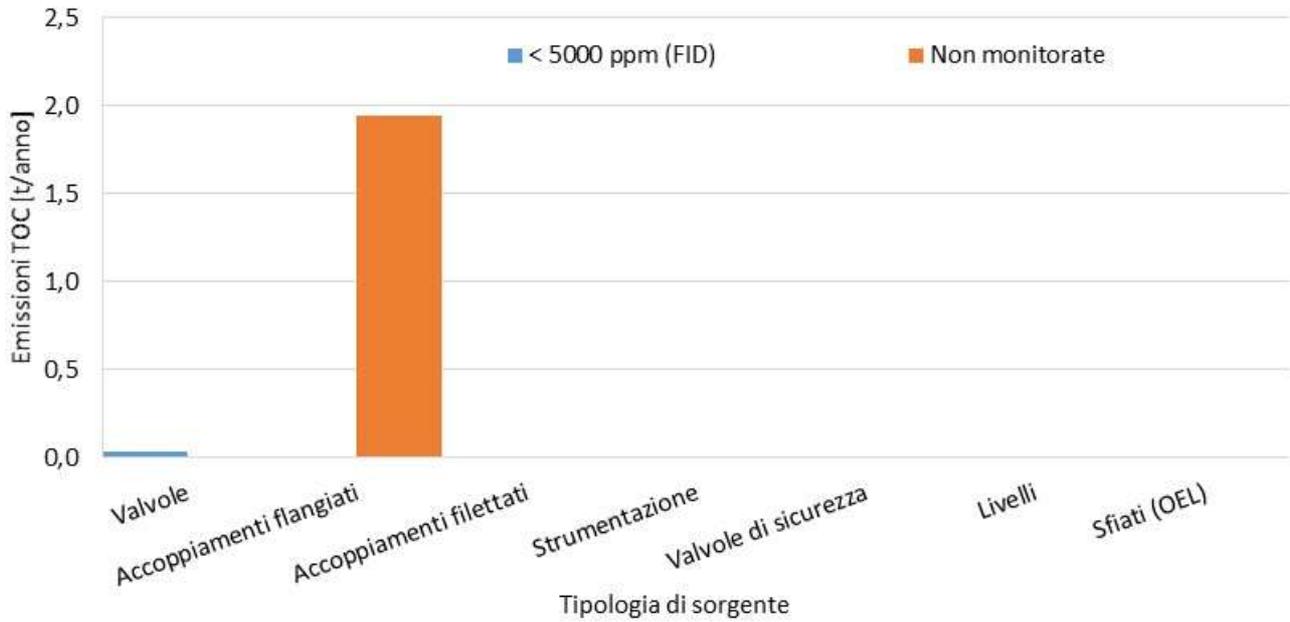


Figura 3.7: Suddivisione delle emissioni (TOC) per tipologia di sorgente

4 CONCLUSIONI

La stima delle emissioni fuggitive presso la piattaforma Bonaccia 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]
28,87	22,75	42.910	33.820

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]
1,99	1,56	2.950	2.330

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]	%
-26,88	-93,1	-21,19	-93,1

Nel corso dell'attività di monitoraggio **non sono state rilevate perdite** con valore di concentrazione superiore alla soglia concordata di 5.000 ppm

L'istogramma in Figura 4.1 fornisce un confronto immediato tra il valore di emissione calcolato con l'approccio "Average Emission Factor" e il metodo misto.

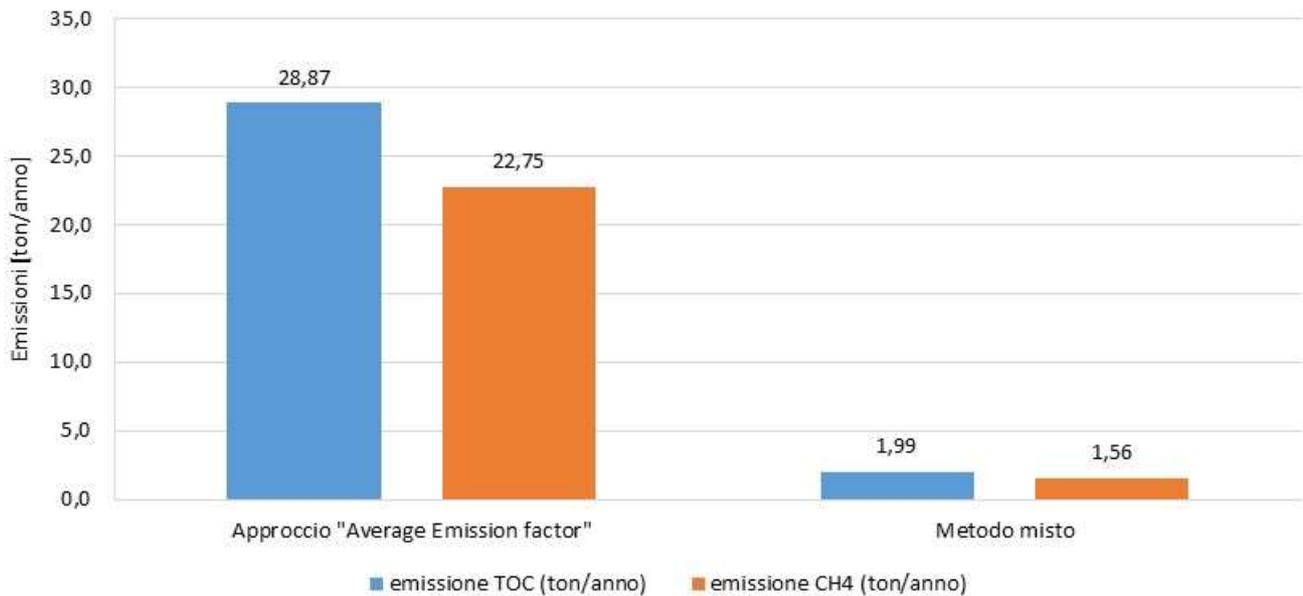


Figura 4.1: Confronto delle stime di emissione di TOC e metano (espressi in t/anno) secondo le due metodologie ("Average Emission Factor" e "misto")