

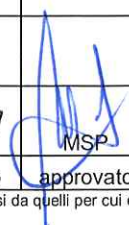

	<b>ENIPROGETTI S.p.A.</b> 30175 Venezia Marghera VE, Via Pacinotti 4, +39 041796711		codice Cliente				
			codice EniProgetti A4064-REL-0000-006.0				
<b>ANST</b> unità emittente	sede emittente:		codici documento				
<b>ATTIVITA' DI MONITORAGGIO EMISSIONI FUGGITIVE PIATTAFORMA BARBARA T2 RELAZIONE FINALE</b>							
distribuzione: Unità SICS, Stefano Guidotti, Paolo Carbone, Claudia Santese, Laura Mauri							
informazioni supplementari:							
9							
8							
7							
6							
5							
4							
3							
2							
1							
0	19/12/18	Relazione finale	35	 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.....	14
2.3 Elaborazione dei dati .....	16
2.3.1 Approccio "Average Emission Factor" .....	17
2.3.2 Approccio "EPA Correlation" .....	18
2.3.3 Approccio "Alternative leak/no leak emission factor".....	20
2.3.4 Emissioni di metano .....	22
3 RISULTATI.....	24
3.1 Calcolo emissioni secondo l'approccio "Average Emission Factor" .....	24
3.2 Calcolo emissioni con il metodo misto .....	26
3.3 Calcolo emissioni con il metodo misto, post-manutenzione .....	27
3.4 Distribuzione delle sorgenti di emissione.....	29
3.5 Distribuzione delle emissioni .....	31
4 CONCLUSIONI .....	33

**INDICE DELLE TABELLE**

Tabella 2-1: Elenco schemi di marcia e relative sezioni di impianto della piattaforma Barbara T2-9	
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)-----	14
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] -----	16
Tabella 2-6: Corrispondenza tra tipologie di dispositivi censiti e dispositivi indicati in EPA [1] ----	17
Tabella 2-7: Tabella di riferimento per il calcolo delle emissioni ("Average Emission Factor") ----	17
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")-----	18
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")-----	19
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 -	19
Tabella 2-11: Tabella di riferimento API [3] -----	20
Tabella 2-12: Corrispondenza tra tipologie di sorgenti e dispositivi indicati in API [3]-----	21
Tabella 2-13: Composizione di metano predefinita (CCAC) -----	22
Tabella 2-14 Composizione centesimale del campione di Fuel gas espresso in percentuale molare [4]-----	23
Tabella 3-1: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" suddivise per stream e tipologia di sorgente-----	24
Tabella 3-2: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo il metodo misto suddivise per stream e tipologia di sorgente dopo il monitoraggio-----	26
Tabella 3-3: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo il metodo misto suddivise per stream e tipologia di sorgente dopo il monitoraggio e post-manutenzione-----	28
Tabella 3-4: Numero dei dispositivi con perdita inferiore al valore di soglia, suddivisi per intervalli di concentrazione (ppm) -----	29
Tabella 3-5: Elenco delle perdita identificate -----	29
Tabella 3-6: Distribuzione del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni (in TOC)31	
Tabella 4-1: Stima delle emissioni fuggitive basata sull'approccio "Average Emission Factor" ---	33
Tabella 4-2: Stima delle emissioni fuggitive basata su "metodo misto" -----	33
Tabella 4-3: Riduzione delle emissioni: "metodo misto" e "average emission factor"-----	33

Tabella 4-4: Stima delle emissioni fuggitive basata su "metodo misto", post-manutenzione -----	34
Tabella 4-5: Riduzioni delle emissioni dopo interventi di manutenzione -----	34
Tabella 4-6: Riduzioni delle emissioni dopo riparazione di tutte le perdite -----	34

## 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 stream -----	12
Figura 2-3 Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per tipologia di sorgente e presenza o meno di coibentazione -----	13
Figura 2-4: Distribuzione dei dispositivi monitorati (con FID e termocamera OGI) e non monitorati	15
Figura 2-5: Definizione dei segmenti industriali Oil & Gas secondo CCAC [3] -----	22
Figura 3-1: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" per stream e tipologia di sorgente -----	25
Figura 3-2: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" per stream -----	25
Figura 3-3: Distribuzione delle Emissioni di TOC (t/anno) secondo metodo misto per stream e tipologia di sorgente -----	27
Figura 3-4: Distribuzione delle Emissioni di TOC (t/anno) post-manutenzione secondo metodo misto per stream e tipologia di sorgente -----	28
Figura 3-5: Distribuzione percentuale del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni (in TOC) -----	31
Figura 3-6: Distribuzione e contributo alla stima delle emissioni (TOC) -----	32
Figura 3-7: Suddivisione delle emissioni (TOC) per tipologia di sorgente -----	32
Figura 4-1: Confronto delle stime di emissione di TOC (espresso in t/anno) secondo le due metodologie ("Average Emission Factor" e "misto" pre e post manutenzione) -----	35

## 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
- [4] Rapporto di prova N° 34447/18 di Laser Lab "P.ma Barbara T2 – Fuel Gas, 06/11/2018"

## 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 Barbara T2 ha consentito una stima delle emissioni di TOC (Total Organic Compound) rappresentativa dell'impianto.

Dal censimento sono state identificate **3590 possibili sorgenti di emissione**. La campagna di misure si è svolta su un numero di sorgenti **pari al 75,6%** del totale (2713 sorgenti monitorate con tecnica sniffing e termocamera OGI). Le restanti 877 (pari al 24,4%) sono relative a componenti coibentati per i quali il rivestimento isolante non consente la misurazione.

Per la stima delle emissioni è stata considerata una composizione degli stream pari al 100% di metano (vedere [4], composizione fuel gas). Pertanto le emissioni di TOC risultano equivalenti alle emissioni di metano.

Le emissioni di TOC riferibili all'impianto al momento del monitoraggio sono state stimate in **18.089 scm/anno di TOC**. Sono state individuate **23 perdite** (superiori alla soglia concordata di 5.000 ppm), che se riparate, consentiranno una riduzione significativa della stima a **4.836 scm/anno di TOC**.

Il valore confrontato con la stima basata su dati di letteratura (approccio "Average Emission Factor") di 102.492 scm/anno di TOC risulta essere significativamente inferiore <sup>(1)</sup>.

---

<sup>1</sup> Per tutte le potenziali sorgenti di emissione fuggitiva si è considerato un tempo di esercizio pari all'anno (8760 ore).

## 1 INTRODUZIONE

Nel giorni 10, 11 e 12 settembre 2018 è stata eseguita una campagna di monitoraggio delle emissioni fuggitive presso la piattaforma Barbara T2, 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 di settore (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 75,6% di tutte le possibili sorgenti di emissione identificate presso la piattaforma Barbara T2 (rispettivamente 74,3% con strumentazione FID e 1,3% con termocamera OGI). Il restante 24,4% 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 (linee in pressione) della piattaforma Barbara T2. Gli schemi dell'impianto (17 P&IDs) 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 10, 11 e 12 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.

In accordo con il personale d'impianto l'Unità 470 di generazione elettrica verrà sottoposta a monitoraggio nella prima campagna utile (ricontrollo post-manutenzione).

Tabella 2-1: Elenco schemi di marcia e relative sezioni di impianto della piattaforma Barbara T2

P&ID	Unità	Descrizione sezione d'impianto
Unit 190	054400BPFM12004 1/2	Slug Catcher
Unit 190	054400BPFM12004 2/2	Degasatore e Serbatoio di Calma
Unit 190	054400BPFG12371	Ricevimento Gas da PLT Marica
Unit 230	054400BPFM12010	Fiaccole Sfiati e Blow Down
Unit 360	054400BPFM12436	Recupero Gas tenute
Unit 360	054400BPFM12002	Manifold Compressori Gas
Unit 360	054400DPFM50603 1/4	Gas tenute
Unit 360	054400DPFM50603 2/4	Gas tenute
Unit 360	054400DPFM50603 3/4	Gas tenute
Unit 360	054400DPFM50603 4/4	Gas tenute
Unit 360	054400BPFM12003 1/4	Turbocompressore Gas Linea 4
Unit 360	054400BPFM12003 2/4	Turbocompressore Gas Linea 5
Unit 360	054400BPFM12003 3/4	Turbocompressore Gas Linea 6
Unit 360	054400BPFM12003 4/4	Turbocompressore Gas Linea 7



progetti

ATTIVITA' MONITORAGGIO EMISSIONI  
FUGGITIVEPIATTAFORMA BARBARA T2  
RELAZIONE FINALE

codice Cliente

codice EniProgetti

A4064-REL-0000-006.0

data: 19/12/18

pagina: 10

P&ID	Unità	Descrizione sezione d'impianto
Unit 420	054400BPFM12011 1/3	Sistema Gas Combustibile
Unit 420	054400BPFM12011 2/3	Sistema Gas Combustibile
Unit 420	054400BPFM12011 3/3	Filtrazione Gas Combustibile

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 in funzione della tipologia e dello stream (Tabella 2-3, Figura 2-1 e Figura 2-2).

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	927	884	0	43	0
Accoppiamenti flangiati	2236	2149	0	87	0
Accoppiamenti filettati	81	81	0	0	0
Strumentazione	219	219	0	0	0
Valvole di sicurezza	38	38	0	0	0
Compressori	8	8	0	0	0
Pompe	0	0	0	0	0
Livelli	63	63	0	0	0
Sfiati (OEL)	18	18	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>3590</b>	<b>3460</b>	<b>0</b>	<b>130</b>	<b>0</b>
<b>Percentuale (%)</b>		96,4%	0,0%	3,6%	0,0%

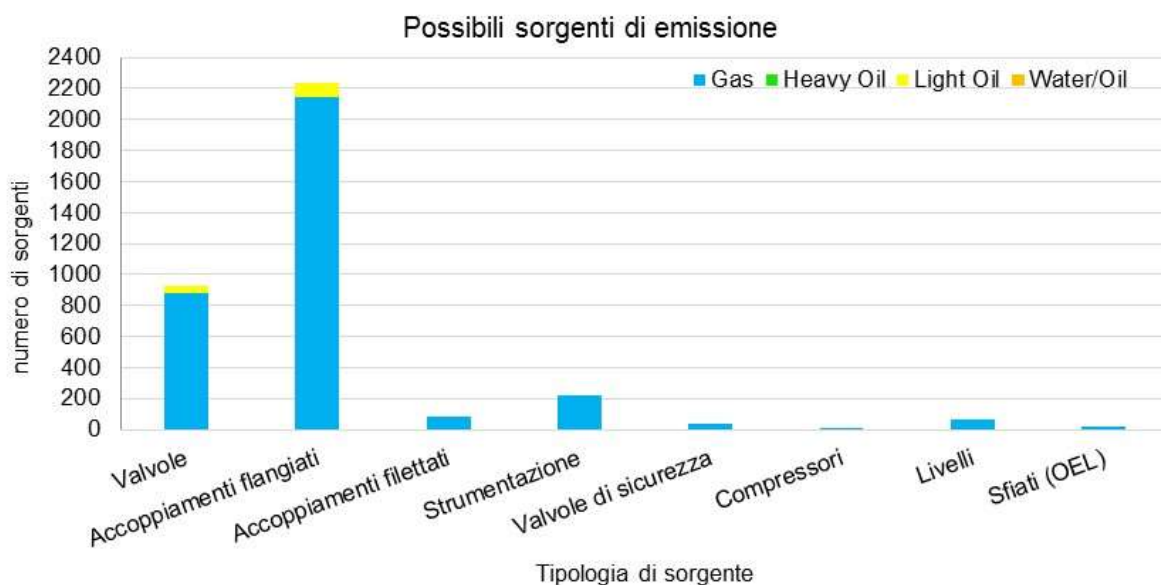


Figura 2-1: Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per tipologia di sorgente e stream

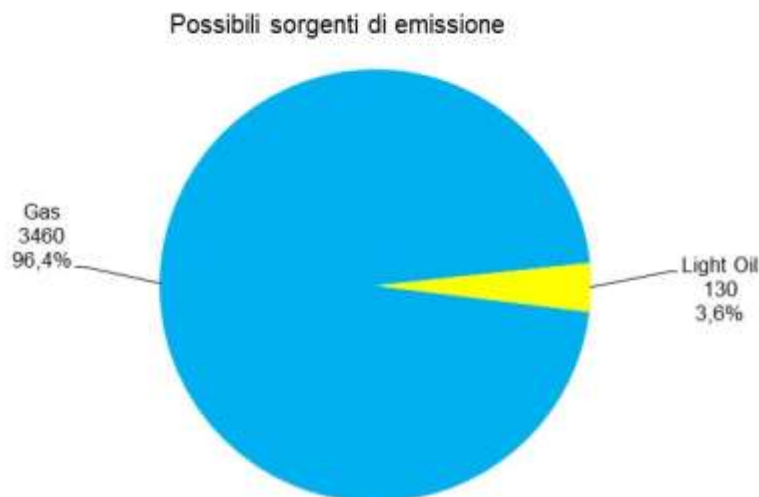


Figura 2-2 Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per tipologia di stream

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 Barbara T2 la quota-parte di sorgenti coibentate risulta essere pari al 24,6% e, come da figura sottostante, interessa buona parte degli accoppiamenti flangiati (il 24,6%, 883 su un totale 3590 di potenziali sorgenti).

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

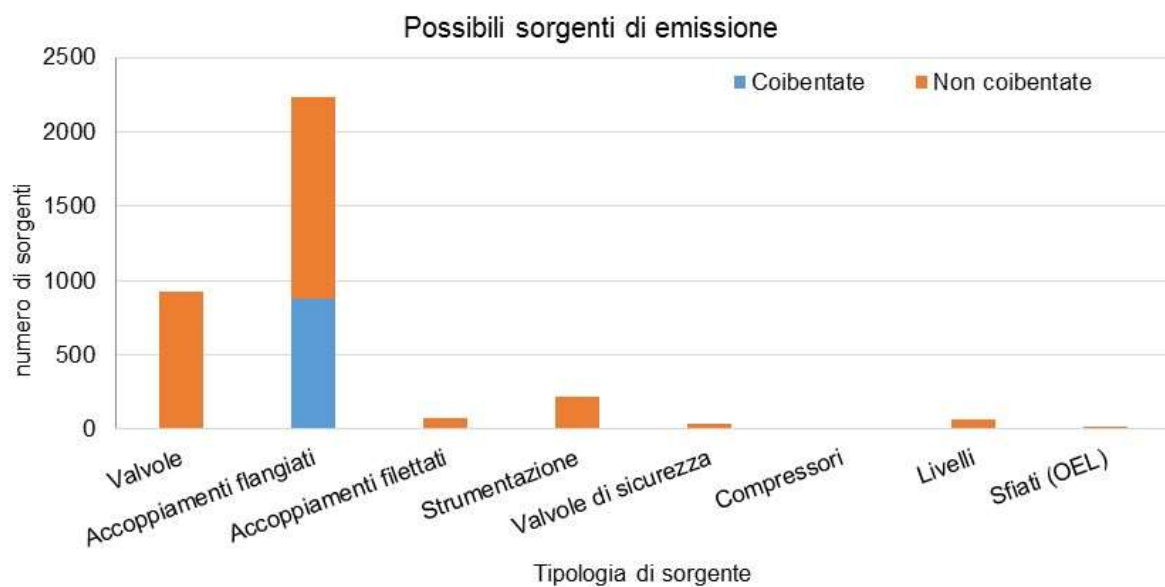


Figura 2-3 Distribuzione di tutte le sorgenti di emissione per tipologia di sorgente e presenza o meno di coibentazione

## 2.2 Attività di monitoraggio

L'attività di monitoraggio è stata effettuata 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  $\mu\text{m}$ ) 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 75,6% delle possibili sorgenti di emissioni censite, pari a 2713 su un totale di 3590. In Tabella 2-4 e Figura 2-4 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	927	891	36	0
Accoppiamenti flangiati	2236	1355	4	877
Accoppiamenti filettati	81	80	1	0
Strumentazione	219	217	2	0
Valvole di sicurezza	38	34	4	0
Compressori	8	8	0	0
Pompe	0	0	0	0
Livelli	63	63	0	0
Sfiati (OEL)	18	18	0	0
<b>Totale</b>	<b>3590</b>	<b>2666</b>	<b>47</b>	<b>877</b>
<b>Percentuale (%)</b>		74,3%	1,3%	24,4%



progetti

ATTIVITA' MONITORAGGIO EMISSIONI  
FUGGITIVE

PIATTAFORMA BARBARA T2  
RELAZIONE FINALE

codice Cliente

codice EniProgetti

A4064-REL-0000-006.0

data: 19/12/18

pagina: 15

Possibili sorgenti di emissione

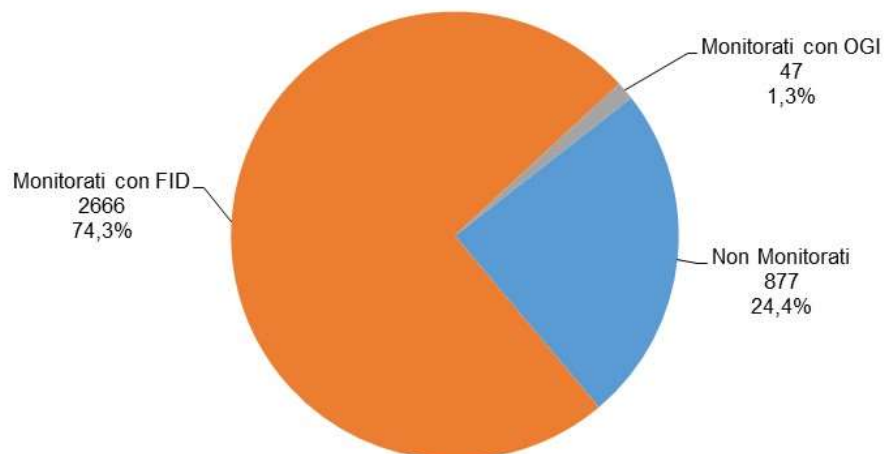


Figura 2-4: Distribuzione dei dispositivi monitorati (con FID e termocamera OGI) e non monitorati

### 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.

Poiché nel corso della campagna di monitoraggio sono stati effettuati interventi di manutenzione, la stima basata sul metodo misto consente di calcolare le emissioni pre e post-manutenzione, evidenziando il contributo alla riduzione sul dato complessivo.

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 <sup>a</sup>	Emission Factor (kg/hr/source) <sup>b</sup>
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 <sup>c</sup>	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 <sup>a,b</sup> (kg/hr/source)
Valves/all	7.8E-06
Pump seals/all	2.4E-05
Others <sup>c</sup> /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.



progetti

ATTIVITA' MONITORAGGIO EMISSIONI  
FUGGITIVEPIATTAFORMA BARBARA T2  
RELAZIONE FINALE

codice Cliente

codice EniProgetti

A4064-REL-0000-006.0

data: 19/12/18

pagina: 19

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) <sup>a, b</sup>	100,000 ppmv pegged emission rate (kg/hr/source) <sup>a</sup>
Valves/all	0.064	0.140
Pump seals/all	0.074	0.160 <sup>c</sup>
Others <sup>d</sup> /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<sup>a</sup>

Equipment type/service	Correlation <sup>b, c</sup>
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 <sup>d</sup>	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) = $2.20\text{E-}06 \times (\text{SV})^{0.704}$

### 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  $\mu\text{m}$ ) 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].



progetti

ATTIVITA' MONITORAGGIO EMISSIONI  
FUGGITIVE

PIATTAFORMA BARBARA T2  
RELAZIONE FINALE

codice Cliente

codice EniProgetti

A4064-REL-0000-006.0

data: 19/12/18

pagina: 21

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
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

### 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) <sup>2</sup>

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

Per meglio comprendere il significato della tabella precedente, la Figura 2-5 definisce i limiti di competenza di ogni singolo segmento industriale.

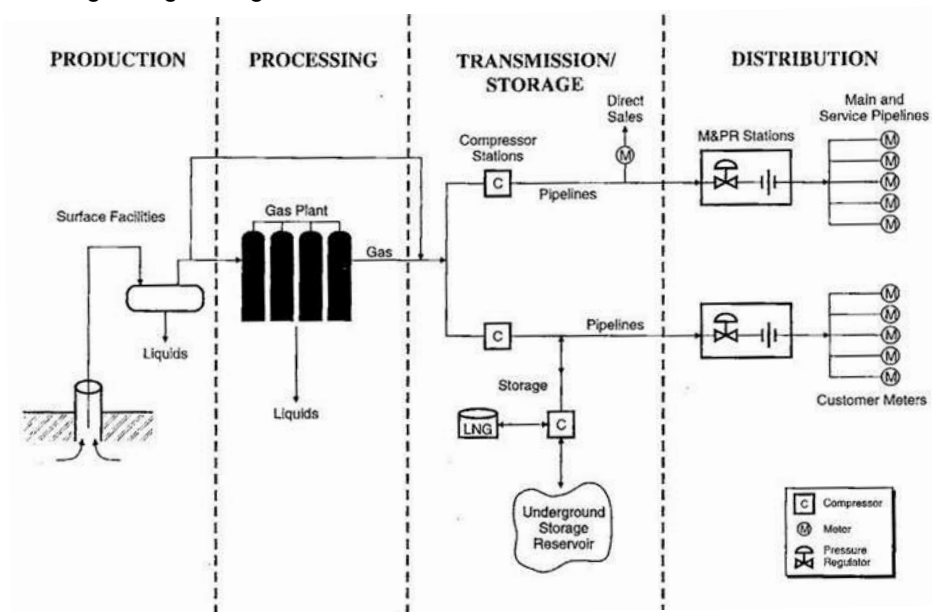


Figura 2-5: Definizione dei segmenti industriali Oil & Gas secondo CCAC [3]

Per quanto riguarda la piattaforma Barbara T2, la composizione media di metano è stata ricavata utilizzando una recente analisi gascromatografica svolta su un campione di Fuel gas e riportata di seguito in Tabella 2-14 [4].

<sup>2</sup> See [3], Table 2.5: Default GRI/IEPA 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



progetti

ATTIVITA' MONITORAGGIO EMISSIONI  
FUGGITIVE

PIATTAFORMA BARBARA T2  
RELAZIONE FINALE

codice Cliente

codice EniProgetti

A4064-REL-0000-006.0

data: 19/12/18

pagina: 23

Tabella 2-14 Composizione centesimale del campione di Fuel gas espresso in percentuale  
molare [4]

	% mol
OSSIGENO	< 0,20
AZOTO	0,56
ANIDRIDE CARBONICA	< 0,10
ACIDO SOLFIDRICO	< 0,01
<b>METANO</b>	<b>99,42</b>
ETANO	0,02
PROPANO	< 0,01
iso-BUTANO	< 0,01
n-BUTANO	< 0,01
neo-PENTANO	< 0,10
iso-PENTANO	< 0,01
n-PENTANO	< 0,01
ESANI	< 0,01
EPTANI	< 0,01
OTTANI +	< 0,01
	100,000

Considerando la quota parte di composti organici totali (da metano ad ottani+), il metano risulta essere l'unico composto in quantità significativa. Pertanto ai fini della stima delle emissioni di metano si considera una composizione degli stream pari al 100%.

### 3 RISULTATI

I risultati sono espressi in termini di ton/anno di emissioni di composti organici totali (TOC), in questo caso equivalente al 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 Barbara T2 risulta essere pari a **68,96 ton/anno**<sup>3</sup>. 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	35,79	34,85	0,00	0,94	0,00
Accoppiamenti flangiati	7,42	7,34	0,00	0,08	0,00
Accoppiamenti filettati	0,14	0,14	0,00	0,00	0,00
Strumentazione	16,88	16,88	0,00	0,00	0,00
Valvole di sicurezza	2,93	2,93	0,00	0,00	0,00
Compressori	0,62	0,62	0,00	0,00	0,00
Pompe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Livelli	4,86	4,86	0,00	0,00	0,00
Sfiati (OEL)	0,32	0,32	0,00	0,00	0,00
<b>Totale</b>	<b>68,96</b>	<b>67,94</b>	<b>0,00</b>	<b>1,02</b>	<b>0,00</b>
<b>Percentuale (%)</b>		98,5%	0,0%	1,5%	0,0%

<sup>3</sup> Per tutte le potenziali sorgenti di emissione fuggitiva si è considerato un tempo di esercizio pari all'anno (8760 ore).



Sulla base dei dati di letteratura e della distribuzione delle tipologie di possibili sorgenti, il contributo maggiore (76,4%) proviene da valvole e strumentazione.

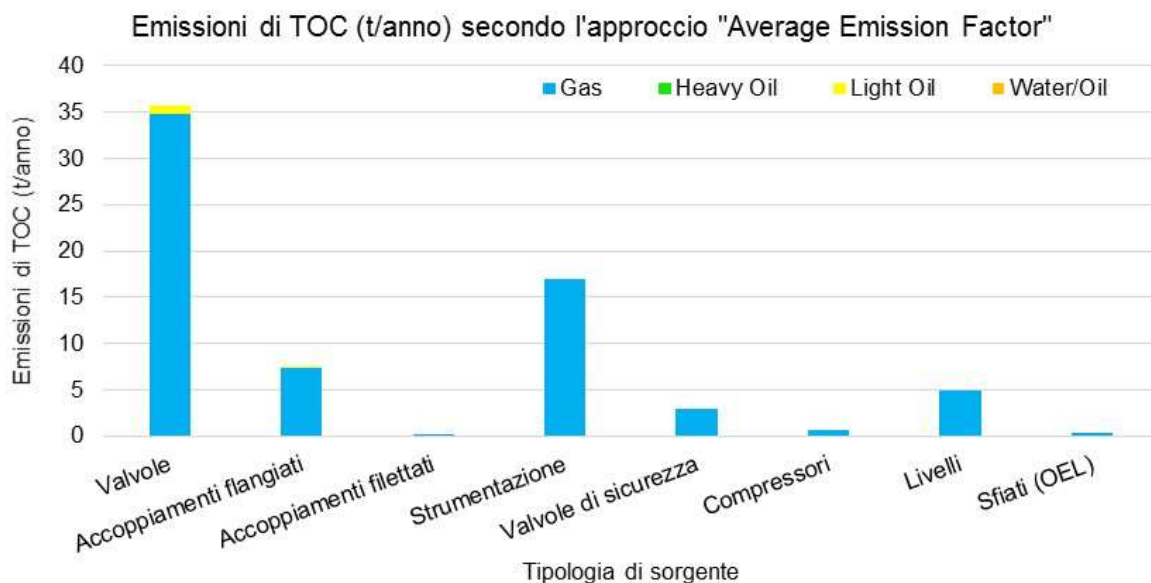


Figura 3-1: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" per stream e tipologia di sorgente

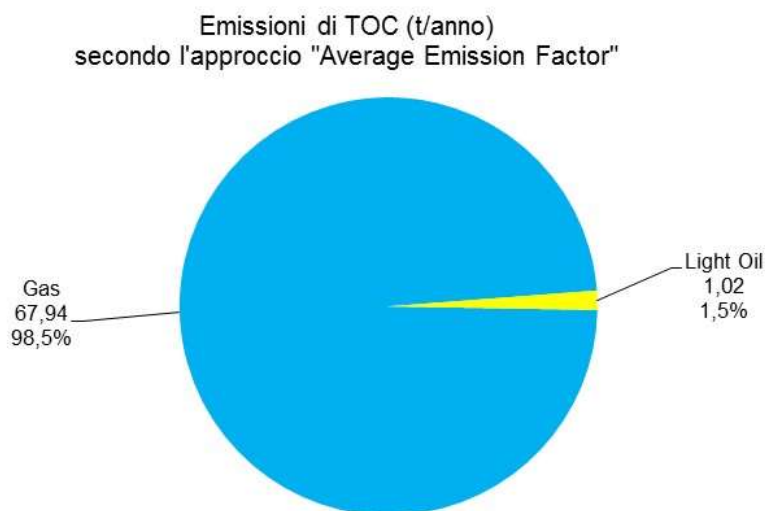


Figura 3-2: Distribuzione delle emissioni di TOC (t/anno) secondo l'approccio "Average Emission Factor" per stream

Il valore annuo stimato di emissione convertito in unità di volume (scm/anno), risulta essere pari a **102.492 scm/anno di TOC**.

### 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 **12,17 ton/anno**.

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 3-3.

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	4,11	4,11	0,00	0,00	0,00
Accoppiamenti flangiati	5,94	5,89	0,00	0,05	0,00
Accoppiamenti filettati	0,75	0,75	0,00	0,00	0,00
Strumentazione	1,35	1,35	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	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Sfiati (OEL)	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
<b>Totale</b>	<b>12,17</b>	<b>12,12</b>	<b>0,00</b>	<b>0,05</b>	<b>0,00</b>
<b>Percentuale (%)</b>		99,6%	0,0%	0,4%	0,0%

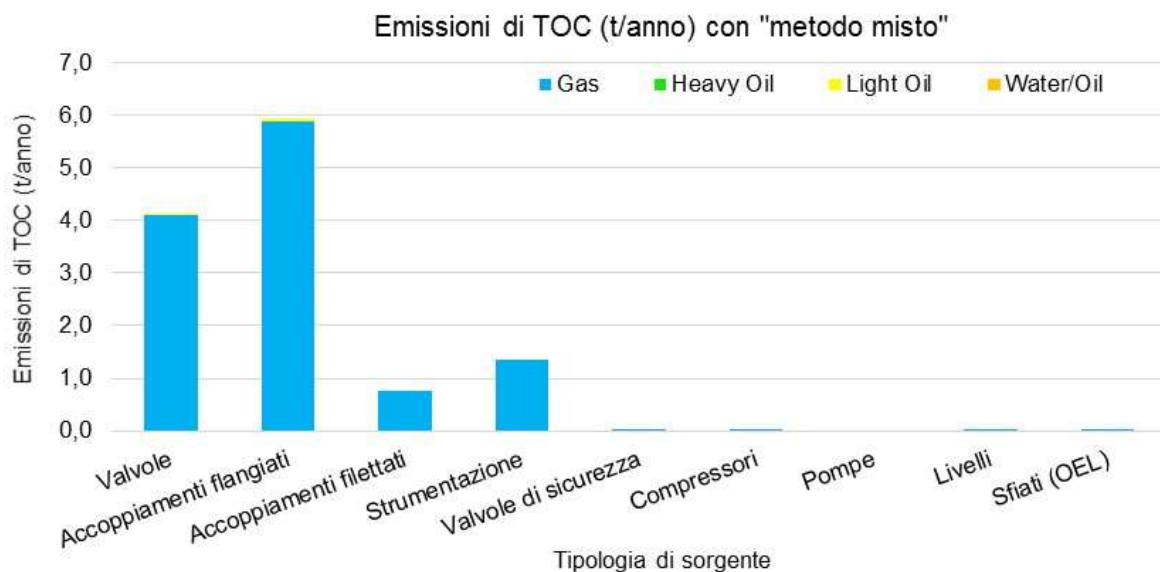


Figura 3-3: Distribuzione delle Emissioni di TOC (t/anno) secondo metodo misto per stream e tipologia di sorgente

Il valore stimato con il presente metodo convertito in unità di volume (scm/anno), risulta essere pari a **18.089 scm/anno di TOC**.

### 3.3 Calcolo emissioni con il metodo misto, post-manutenzione

Durante l'attività in campo il personale di manutenzione del sito ha provveduto, dove possibile, ad eseguire degli interventi di riparazione. Il successivo controllo con la strumentazione (FID) ha permesso di verificare l'efficacia dell'intervento.

Il valore stimato di emissione di TOC complessivo post-manutenzione risulta pari a **9,02 ton/anno**. Tale valore consente di valutare il beneficio, in termini di riduzione alle emissioni fuggitive, riconducibile all'azione efficace degli interventi di riparazione.

La suddivisione per stream e tipologia di sorgente è riportata in Tabella 3-3 e Figura 3-4.

Il valore stimato post-manutenzione convertito in unità di volume (scm/anno), risulta essere pari a **13.403 scm/anno di TOC**.



progetti

ATTIVITA' MONITORAGGIO EMISSIONI  
FUGGITIVE

PIATTAFORMA BARBARA T2  
RELAZIONE FINALE

codice Cliente

codice EniProgetti

A4064-REL-0000-006.0

data: 19/12/18

pagina: 28

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

Tipologia di sorgente	Complessivo	Gas	Heavy Oil	Light Oil	Water/Oil
Valvole	2,98	2,98	0,00	0,00	0,00
Accoppiamenti flangiati	4,42	4,37	0,00	0,05	0,00
Accoppiamenti filettati	0,26	0,26	0,00	0,00	0,00
Strumentazione	1,35	1,35	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)	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
<b>Totale</b>	<b>9,02</b>	<b>8,97</b>	<b>0,00</b>	<b>0,05</b>	<b>0,00</b>
<b>Percentuale (%)</b>		99,5%	0,0%	0,5%	0,0%

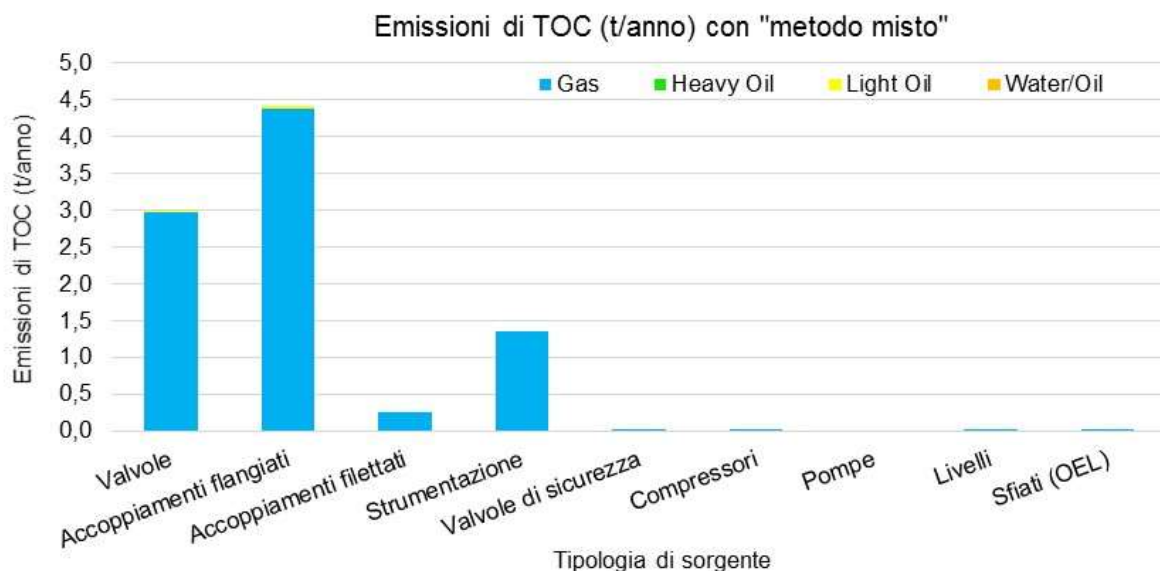


Figura 3-4: Distribuzione delle Emissioni di TOC (t/anno) post-manutenzione secondo metodo misto per stream e tipologia di sorgente

### 3.4 Distribuzione delle sorgenti di emissione

Nel corso dell'attività di monitoraggio sono state identificate con analizzatore FID::

- 24 sorgenti di emissione, con valore inferiore a 5000 ppm;
- 23 perdite, con valore superiore a 5000 ppm.

Durante l'attività in campo il personale di manutenzione del sito ha svolto alcune riparazioni, successivamente verificate da personale Eniprogetti con la strumentazione portatile.

L'efficacia delle riparazioni ha permesso di ridurre il numero a:

- 22 sorgenti di emissione, con valore inferiore a 5000 ppm. La Tabella 3-4 suddivide tali sorgenti per intervalli di concentrazione (ppm)
- 15 perdite, con valore superiore a 5000 ppm (vedi Tabella 3-5);

Tabella 3-4: Numero dei dispositivi con perdita inferiore al valore di soglia, suddivisi per intervalli di concentrazione (ppm)

n° sorgenti di emissione	Intervallo di concentrazione (ppm)
16	10-1000
6	1001-4999

In Tabella 3-5 si riportano le perdite identificate con dettaglio dell'area di interesse, P&ID, tipologia di sorgente, numero identificativo, eventuale Tag, metodologia di identificazione ed eventuale riparazione.

Tabella 3-5: Elenco delle perdita identificate

Unità di Processo	P&ID	Tipologia di sorgente	n°	Tag	Etichetta	FID / OGI	Valore (ppm)	Riparata
Unit 360	054400BPFM12003 1/4	V	80	-	Leak 76	FID	OR	No
Unit 360	054400BPFM12003 2/4	AFmV	80	-	Leak 77	FID	OR	Sì
Unit 420	054400BPFM12011 2/3	F	14	-	Leak 78	FID	OR	Sì
Unit 360	054400BPFM12003 2/4	V	62	BDV 504	Leak 80	FID	OR	No
Unit 360	054400BPFM12003 2/4	V	60	-	Leak 81	FID	OR	Sì
Unit 190	054400BPFG12371	V	9	FV 560	Leak 82	FID	OR	Sì
Unit 360	054400BPFM12003 1/4	V	61	BDV 404	Leak 83	FID	OR	No
Unit 360	054400DPFM50603 1/4	Vi	4	PDIT 432	Leak 84	FID	6500	No
Unit 360	054400DPFM50603 1/4	Vi	2	PDIT 431	Leak 86	FID	6000	No

Unità di Processo	P&ID	Tipologia di sorgente	n°	Tag	Etichetta	FID / OGI	Valore (ppm)	Riparata
Unit 360	054400DPFM50603 1/4	CN	1	-	Leak 87	FID	6500	No
Unit 360	054400DPFM50603 1/4	OEL	1	-	Leak 88	FID	5200	No
Unit 360	054400BPFM12003 3/4	AFmV	98	-	Leak 89	FID	OR	No
Unit 360	054400BPFM12003 2/4	F	10	-	Leak 90	FID	OR	No
Unit 360	054400BPFM12003 2/4	F	7	-	Leak 91	FID	5500	Sì
Unit 360	054400BPFM12003 2/4	Vi	9	PT 504	Leak 92	FID	8600	No
Unit 360	054400BPFM12003 2/4	V	8	-	Leak 93	FID	6000	Sì
Unit 360	054400DPFM50603 2/4	T	1	-	Leak 94	FID	OR	No
Unit 360	054400DPFM50603 2/4	Vi	2	PDIT 531	Leak 95	FID	OR	No
Unit 360	054400BPFM12003 4/4	Vi	28	TT 700	Leak 96	FID	OR	No
Unit 360	054400DPFM50603 4/4	V	18	-	Leak 97	FID	OR	No
Unit 360	054400DPFM50603 4/4	V	16	-	Leak 98	FID	OR	No
Unit 360	054400DPFM50603 4/4	T	4	-	Leak 99	FID	OR	Sì
Unit 360	054400DPFM50603 4/4	T	3	-	Leak 100	FID	OR	Sì

### 3.5 Distribuzione delle emissioni

La Tabella 3-6, 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 i contributi maggiori sono da attribuire sia alle perdite maggiori di 5000 ppm (0,4%) che contribuiscono per il 65,4% alla stima complessiva di TOC che alle sorgenti per le quali non è stato possibile effettuare il monitoraggio (24,4% delle sorgenti e 32,0% di t/anno di TOC ) per le quali si è utilizzato il fattore moltiplicativo dell'approccio "Average Emission Factor", che risulta essere più conservativo.

Tabella 3-6: 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)	2629	73,3	0,08	0,9
10-4999 ppm (FID)	22	0,6	0,07	0,7
>5000 (FID)	15	0,4	5,90	65,4
Non monitorate	877	24,4	2,88	32,0
Leak (OGI)	0	0,0	0,00	0,0
No leak (OGI)	47	1,3	0,09	1,0
Totale	<b>3590</b>	<b>100,0</b>	<b>9,02</b>	<b>100,0</b>

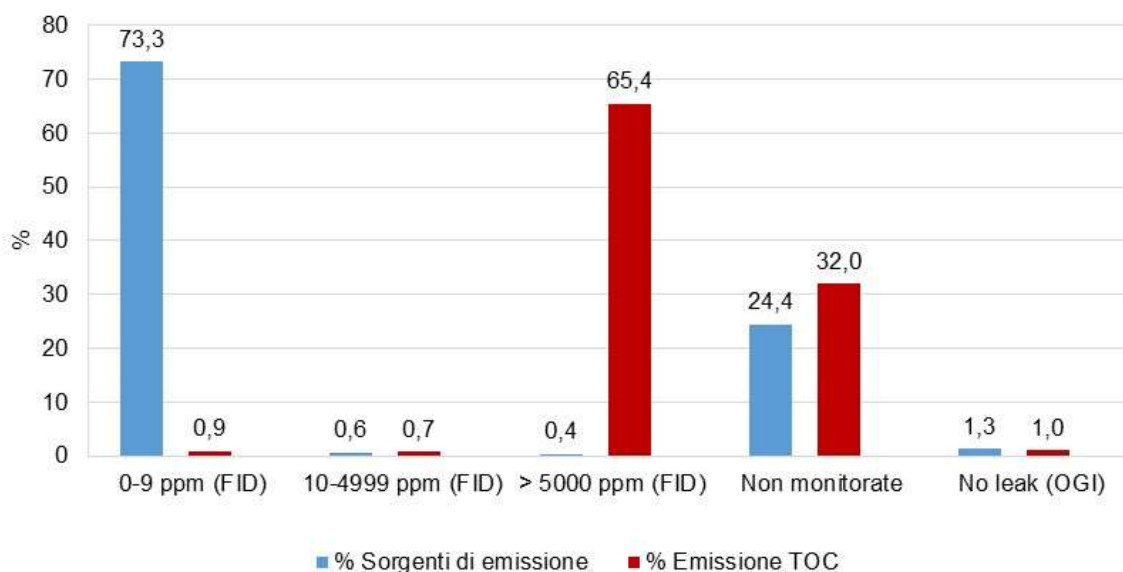


Figura 3-5: Distribuzione percentuale del numero di sorgenti e del relativo contributo alle emissioni (in TOC)

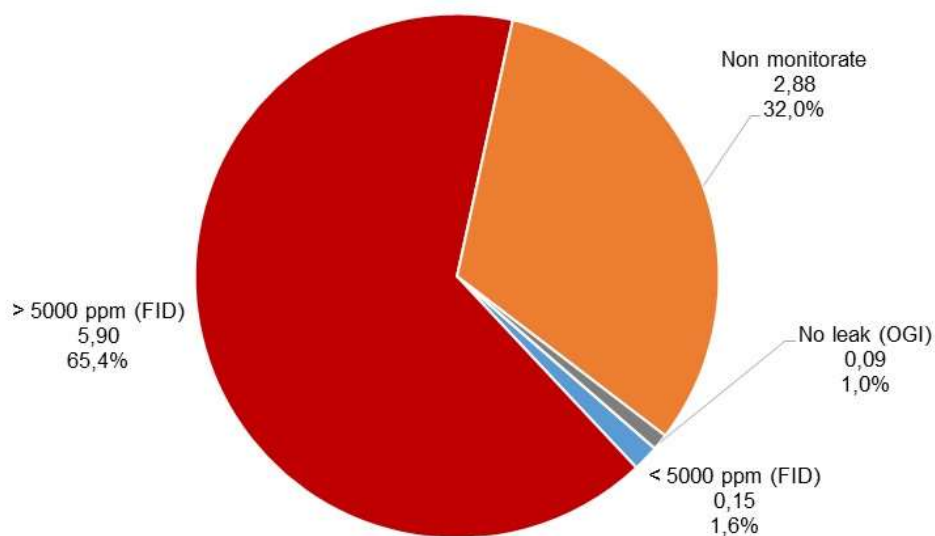


Figura 3-6: Distribuzione e contributo alla stima delle emissioni (TOC)

Inoltre in Figura 3-7 è riportata la suddivisione del contributo alle emissioni di TOC per tipologia di sorgente.

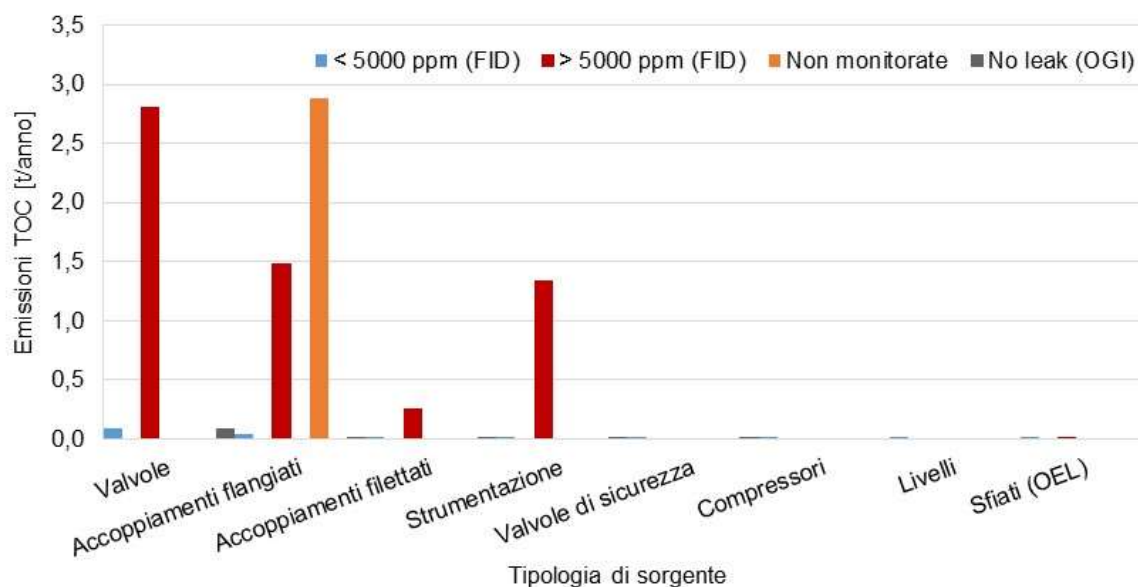


Figura 3-7: Suddivisione delle emissioni (TOC) per tipologia di sorgente



#### 4 CONCLUSIONI

Per la piattaforma Barbara T2 le emissioni di TOC risultano equivalenti alle emissioni di metano in quanto è stata considerata una composizione degli stream pari al 100% di metano (vedere [4], composizione fuel gas).

La stima delle emissioni fuggitive 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"

<b>Stima delle emissioni fuggitive basata sull'approccio "Average Emission Factor"</b>	
<b>TOC (=CH<sub>4</sub>) [t/anno]</b>	<b>TOC (=CH<sub>4</sub>) [scm/anno]</b>
<b>68,96</b>	<b>102.492</b>

La campagna di monitoraggio con FID e OGI 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"

<b>Stima delle emissioni fuggitive basata su "metodo misto"</b>	
<b>TOC (=CH<sub>4</sub>) [t/anno]</b>	<b>TOC (=CH<sub>4</sub>) [scm/anno]</b>
<b>12,17</b>	<b>18.089</b>

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"

<b>Riduzione delle emissioni fuggitive totali confrontando "Metodo misto" vs. Approccio "Average emission factor"</b>			
<b>TOC (=CH<sub>4</sub>)</b>		<b>TOC (=CH<sub>4</sub>)</b>	
<b>[t/anno]</b>	<b>%</b>	<b>[scm/anno]</b>	<b>%</b>
-56,79	-82,4	-84.403	-82,4

Nel corso dell'attività di monitoraggio **sono state rilevate 23 perdite** con valore di concentrazione superiore alla soglia concordata di 5.000 ppm.

Durante l'attività in campo il personale di manutenzione del sito ha provveduto, dove possibile, agli interventi di riparazione. Il successivo controllo con la strumentazione (FID) ha permesso di verificare l'efficacia dell'intervento. La stima risultante post-manutenzione è riportata nella tabella seguente.

Tabella 4-4: Stima delle emissioni fuggitive basata su "metodo misto", post-manutenzione

<b>Stima delle emissioni fuggitive basata su "metodo misto" dopo interventi di manutenzione</b>	
<b>TOC (=CH<sub>4</sub>) [t/anno]</b>	<b>TOC (=CH<sub>4</sub>) [scm/anno]</b>
<b>9,02</b>	<b>13.403</b>

La stima post-manutenzione permette di valutare il contributo di riduzione delle emissioni fuggitive totali riconducibile ai soli interventi di manutenzione, quantificata come segue:

Tabella 4-5: Riduzioni delle emissioni dopo interventi di manutenzione

<b>Riduzione delle emissioni fuggitive totali risultanti dagli interventi di manutenzione</b>			
<b>TOC (=CH<sub>4</sub>)</b>		<b>TOC (=CH<sub>4</sub>)</b>	
<b>[t/anno]</b>	<b>%</b>	<b>[scm/anno]</b>	<b>%</b>
- 3,15	- 25,9	- 4.686	- 25,9

L'eventuale ulteriore riparazione di tutte le perdite, consentirebbe un'ulteriore riduzione netta delle emissioni con un valore complessivo finale di **3,25 t/anno di TOC** <sup>(4)</sup> che può essere quantificata come segue:

Tabella 4-6: Riduzioni delle emissioni dopo riparazione di tutte le perdite

<b>Riduzione delle emissioni fuggitive totali risultanti dalla riparazione di tutte le perdite</b>			
<b>TOC (=CH<sub>4</sub>)</b>		<b>TOC (=CH<sub>4</sub>)</b>	
<b>[t/anno]</b>	<b>%</b>	<b>[scm/anno]</b>	<b>%</b>
- 5,77	- 63,9	- 8.567	- 63,9

<sup>4</sup> Il valore di emissione stimato dopo completa riparazione se espresso in unità di volume (scm/anno), risulta essere pari a 4.836 scm/anno di TOC

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 pre e post-manutenzione, il valore che si avrebbe in seguito alla manutenzione e riparazione di tutte le perdite.

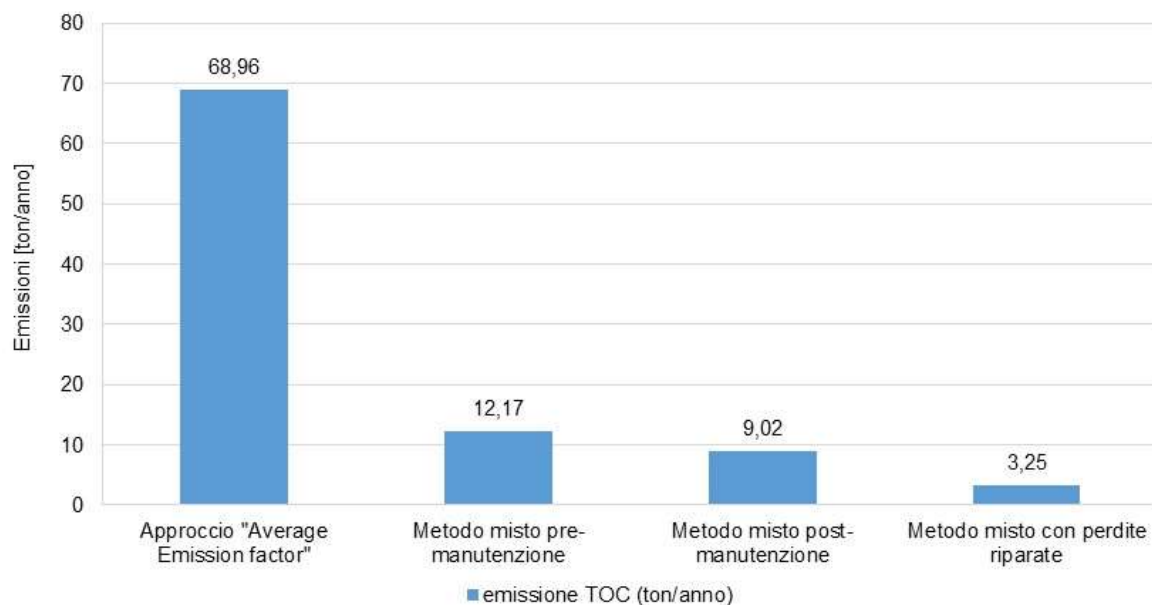


Figura 4-1: Confronto delle stime di emissione di TOC (espresso in t/anno) secondo le due metodologie ("Average Emission Factor" e "misto" pre e post manutenzione)