

Roma, 4 ottobre 2023



Argomenti trattati nella sessione odierna



Presentazione norma EN 17628:2022

- DIAL - Differential Absorption Lidar
- SOF - Solar Occultation Flux
- TC - Tracer Correlation
- RDM - Reverse Dispersion Modelling
- OGI - Optical Gas Imaging
 - Confronto con NTA 8399:2015

Smart LDAR - Esempi applicativi ed esperienze operative

Monitoraggio di CIV - Composti Inorganici Volatili – Esempi applicativi ed esperienze operative

Question time

Relatore

Paolo Corsini – Direttore divisione FERP

paolo.corsini@carrara.it

Qualifiche, certificazioni

Carrara S.p.A.

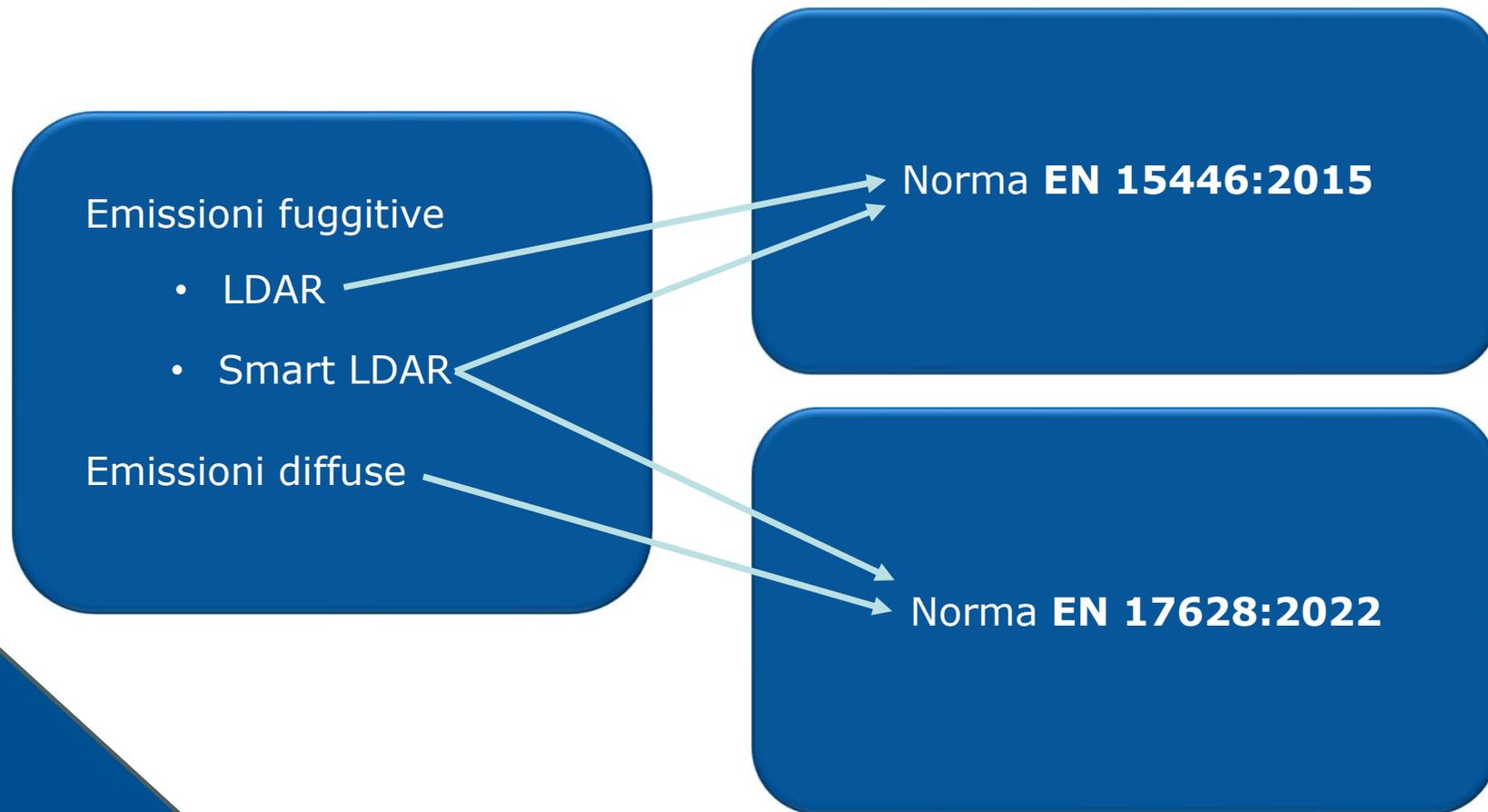
- ✓ Certificata ISO 9001:2015
- ✓ Certificata ISO 45001
- ✓ Certificazione ISO 14001 (10/23)
- ✓ In corso di certificazione UNI CEI EN ISO/IEC 17025:2015
- ✓ Certificata MASE
- ✓ Certificata VLAREL
- ✓ Associata ESA, VITO, MASE
- ✓ Qualificata OIMS

I tecnici Carrara hanno conseguito le seguenti:

- ✓ VCA-VOL (BE-NL)
- ✓ BOSIET-OPITO
- ✓ Ambienti sospetti di inquinamento o confinati (D.P.R. 177/2011)
- ✓ Lavori in quota, utilizzo PLE, DPI III cat.
- ✓ ISO 9712 (non destructive testing)
- ✓ Thermography Basic and Advanced
- ✓ Ultrasound inspections
- ✓ Risques chimique N1 e N2 (FR)

Quanto sopra in aggiunta alla formazione prevista dalla normativa vigente

Associazione topic-to-norm



Focus su EN 17628:2022



Norma **EN 17628:2022**

- DIAL - Differential Absorption Lidar
- SOF - Solar Occultation Flux
- TC - Tracer Correlation
- RDM - Reverse Dispersion Modelling
- OGI - Optical Gas Imaging

Solar Occultation Flux (SOF)

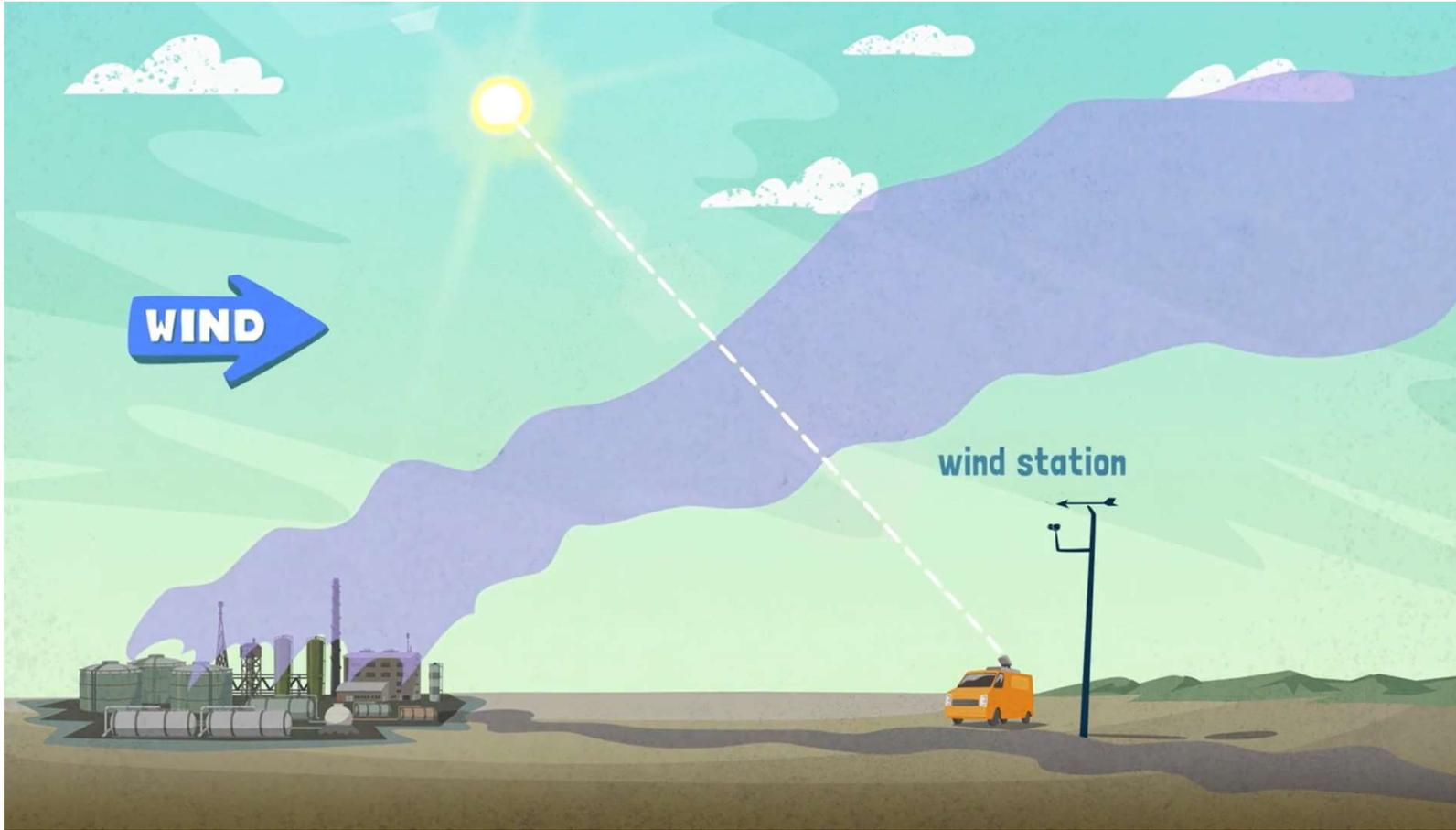
Il metodo Solar Occultation Flux (SOF) può essere utilizzato per mappare e quantificare le emissioni diffuse di gas da grandi conglomerati industriali

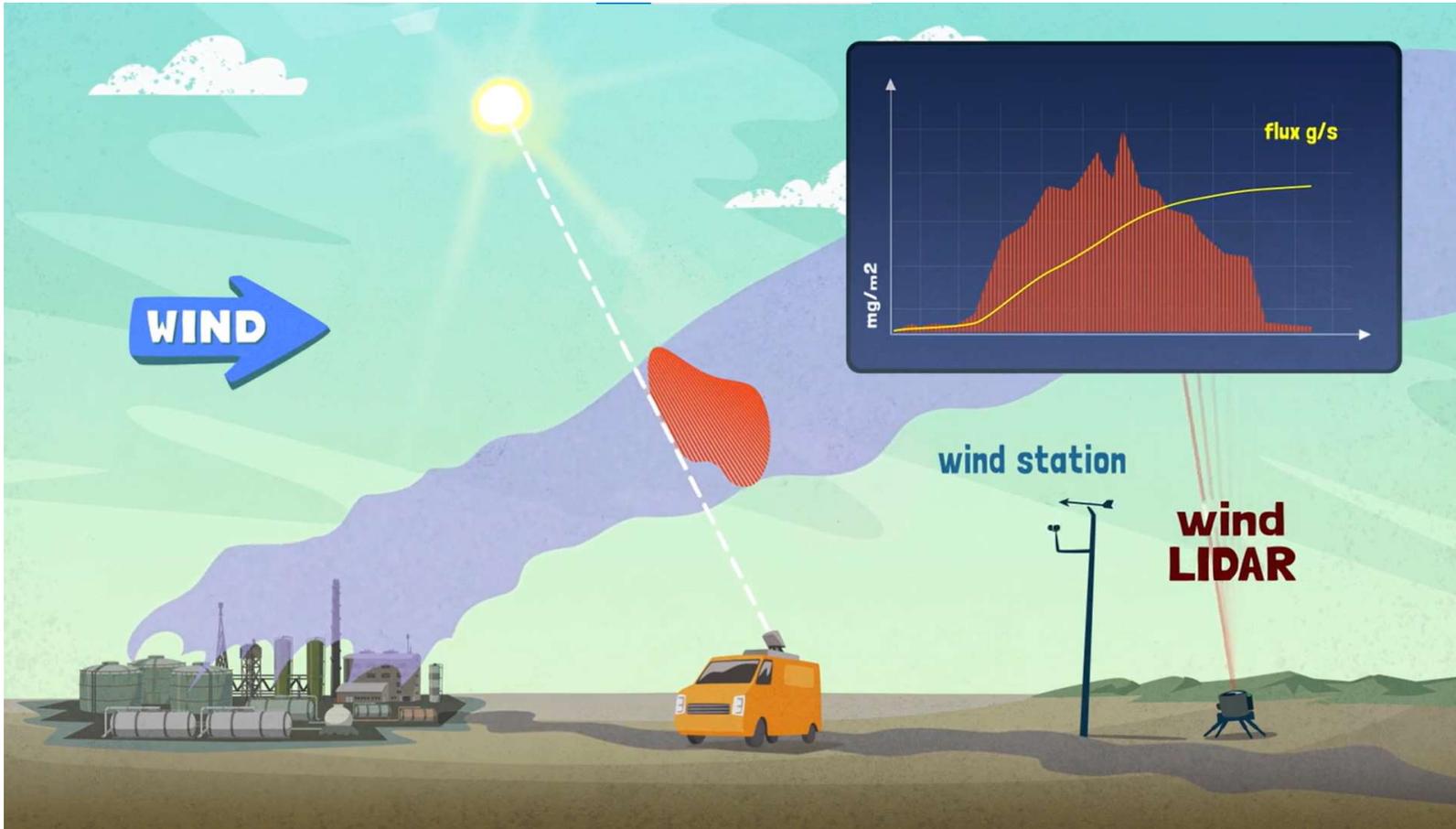
Il metodo è in grado di analizzare ampie aree del sito e di identificare le macro-sorgenti significative. La tecnica SOF, che dipende dalla luce solare diretta, monitora la radiazione solare in un'ampia regione spettrale IR per rilevare e quantificare le emissioni dei gas specificati.

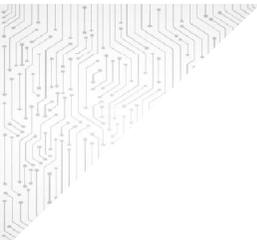
Utilizza la spettrometria IR per analizzare la luce solare che attraversa l'atmosfera e che viene rilevata tramite un sistema installato su un automezzo.

Guidando sottovento alle sorgenti e intersecando il pennacchio con il percorso di misurazione, si ottiene un profilo di concentrazione integrato. Le misurazioni vengono generalmente effettuate lungo il perimetro delle sorgenti di emissione, rendendo possibile la sottrazione della componente sopravvento dalla misurazione sottovento, dopo aver combinato le concentrazioni integrate dei rispettivi percorsi con le informazioni sul vento per determinare i flussi di gas.



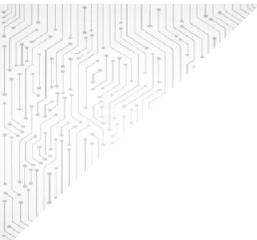






Base fisica delle misure	Misurazione dei dati della colonna di gas inclinata combinata con i dati del vento locale e i dati di posizione per ricavare il flusso di emissioni dalle sorgenti.
Obiettivo principale	Rilevamento e quantificazione delle emissioni puntuali e diffuse specifiche dell'area e delle emissioni totali del sito. Localizzazione delle fonti.
Informazioni spaziali -Scala -Risoluzione	Dalla scala dei conglomerati industriali (50 km per 50 km) fino alle sezioni di un sito (50 m per 50 m) o a singole sorgenti isolate. Fornisce informazioni sulla concentrazione spaziale in una dimensione lungo il percorso di misura. Da 5 a 25 m in orizzontale, a seconda della velocità di guida.
Quantità misurata (unità)	Massa integrata della colonna slant (mg/m ²) al di sopra del valore di riferimento/inizio.
Quantità secondarie (unità)	Flusso di emissione (kg/h) e colonne verticali geolocalizzate (lat/lon) (mg/m ²).
Dati complementari	Geolocalizzazione del veicolo (latitudine, longitudine). Direzione e velocità del vento locale (m/s). Opzionale; rapporto di massa dei gas supplementari (mg/m ³) rispetto agli alcani totali (mg/m ³) per le misure indirette delle emissioni di specie gassose complementari.
Composti misurati	Misura simultanea di un'ampia gamma di composti VOC, tra cui alcani (C ₂ -C ₂₀), alcoli (C ₁ -C ₈), alcheni (C ₂ -C ₄), ammine, dieni, aldeidi e cloruro di vinile. Altri composti non-VOC includono NH ₃ , CO, HCl e HF.





Risoluzione spaziale	<p>Il metodo è in grado di localizzare l'emissione di una sorgente isolata, anche in presenza di sorgenti di fondo, purché la sorgente sia dominante e possa essere circondata. Per le unità compatte e complesse, le diverse sorgenti possono essere separate e localizzate grazie alle misurazioni in diverse direzioni del vento e alla composizione del pennacchio misurato, in genere con una risoluzione compresa tra 20 m e 50 m. Ciò dipende fortemente dall'accesso al perimetro, dall'intensità della sorgente, dalle emissioni di fondo e dal tipo di sorgente.</p>
Limiti di rilevazione (flusso e/o concentrazione)	<p>Il valore limite teorico di rilevamento del flusso di una tipica misura SOF è di circa 1 kg/h per le misure in campo quando si è prossimi ad una sorgente isolata. Tuttavia, la sensibilità effettiva varia in base al composto, alla velocità del vento, alla dispersione del pennacchio e alla distanza dalla sorgente. Limiti di rilevamento tipici della colonna inclinata: 1-5 mg/m² a seconda della specie.</p>
Range tipico	<p>Flusso: da 1 kg/h a diverse tonnellate all'ora (nessun limite superiore definito) Colonna inclinata: Da 1 mg/m² a circa 2 000 mg/m²</p>
Risoluzione temporale/frequenza di campionamento	<p>Frequenza di campionamento delle misure in colonna: 1 s - 5 s. La risoluzione temporale di una misurazione completa delle emissioni varia da 10 min a 1 h a seconda delle dimensioni fisiche della sorgente, ripetuta per 3 giorni.</p>
Incertezza estesa tipica del tasso di emissione	<p>20 % to 40 %</p>

DIAL - Differential Absorption Lidar

LIDAR – nozioni di base

Nei sistemi di rilevamento e misurazione della luce di tipo 'Lidar', una sorgente laser emette un impulso di luce. L'impulso interagisce con bersagli quali il terreno o le strutture. Alcune di queste interazioni danno luogo a fotoni retrodiffusi, che ritornano alla sorgente colpendo il recettore dedicato. Il sistema calcola il tempo trascorso tra l'emissione ed il ritorno e memorizza questi dati nel computer di bordo.

I dati relativi al tempo di volo corrispondono direttamente alla distanza in cui si è verificata la diffusione, consentendo di generare un modello 3D relativo alla superficie analizzata.

DIAL

Le misure del Lidar sono parte integrante delle misure Lidar ad Assorbimento Differenziale (DIAL).

Il DIAL opera a due lunghezze d'onda laser: una in risonanza e una fuori risonanza della molecola di interesse. Poiché la lunghezza d'onda di risonanza viene maggiormente assorbita dalla molecola, la differenza tra i due segnali è correlata alla quantità di molecole nel percorso del laser. In questo modo, i sistemi DIAL possono misurare la gamma e la quantità di molecole bersaglio nell'atmosfera.

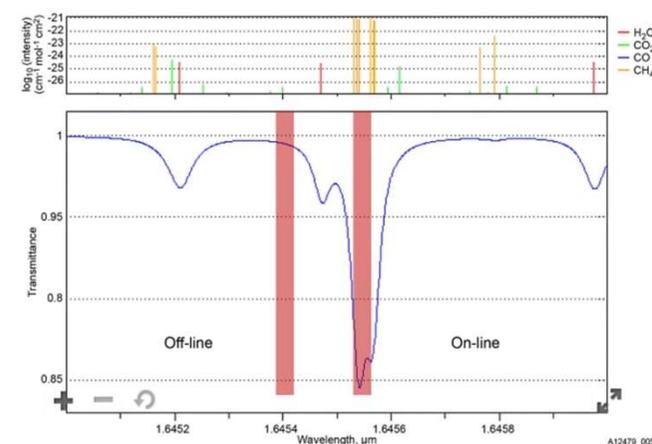


Figure 1. Spectral features of the most common atmospheric gasses (above), with methane shown on an expanded scale (below).

Il LiDAR ad assorbimento differenziale misura la riflessione dei segnali trasmessi. DIAL invia impulsi di luce a diverse lunghezze d'onda attraverso il pennacchio di gas. Una piccola frazione di questa luce viene riflessa e raccolta con un telescopio e un rilevatore molto sensibile, consentendo di misurare la concentrazione e la posizione del gas nell'atmosfera. Ciò consente di determinare le dimensioni, il volume, la direzione e la distribuzione spaziale del pennacchio. I dati esistenti sull'assorbimento della luce laser da parte di diversi gas bersaglio, precedentemente effettuati in strutture spettroscopiche, possono essere utilizzati per convertire il segnale grezzo DIAL in misure di concentrazione. Combinando queste misure di concentrazione con le misure della velocità e della direzione del vento è possibile determinare il tasso di emissione in kg/h del gas bersaglio. DIAL può misurare nelle regioni spettrali dell'infrarosso, del visibile e dell'ultravioletto, caratterizzando specie come il biossido di zolfo, il biossido di azoto, l'ossido/i di azoto, l'ozono, il benzene, il toluene, lo xilene e gli aromatici superiori, gli alcani, gli alcheni, i vapori di petrolio e di gasolio, il mercurio, il cloruro di idrogeno, il protossido di azoto, il fluoruro di idrogeno e il solfuro di idrogeno.

Typical DIAL IR performance		
Species	Sensitivity (ppb)	Max Range (m)
CH ₄	80	600
C ₂ H ₆	20	600
C ₂ H ₄	130	600
C ₂ H ₂	30	600
HCS	30	600
HCl	15	800

Typical DIAL UV/Visible performance		
Species	Sensitivity (ppb)	Max Range (m)
NO	20	500
NO ₂	50	500
SO ₂	10	1000
Benzene	10	600
Toluene	10	600

NB: The sensitivities apply to typical measurement conditions (a signal to noise of 500 at 100 m from the DIAL for a 45 m wide plume)

Sintesi di un report – Canadian Refinery 2008

Il sistema DIAL può misurare a distanza i profili di concentrazione degli idrocarburi nell'atmosfera fino ad alcune centinaia di metri dallo strumento. Se combinate con la velocità e la direzione del vento, le scansioni DIAL verticali sottovento possono essere utilizzate per calcolare i flussi di massa del gas misurato in uscita dal sito.

SCOPO

Utilizzando un'unità DIAL mobile, è stata completata un'indagine in una raffineria canadese per quantificare le emissioni fuggitive di metano, idrocarburi C2+ e benzene e per ripartire le emissioni di idrocarburi tra le varie aree della raffineria.

RISULTATI

Le emissioni diffuse della raffineria misurate con DIAL durante questo studio dimostrativo sono state di 1240 kg/ora di idrocarburi C2+, 300 kg/ora di metano e 5 kg/ora di benzene.

I serbatoi di stoccaggio sono stati responsabili di oltre il 50% delle emissioni totali di idrocarburi C2+ e benzene. Anche l'area del coke e le torri di raffreddamento risultano essere fonti significative. Le emissioni di idrocarburi C2+ misurate durante la dimostrazione sono state pari allo 0,17% della massa di idrocarburi della raffineria in quel periodo. Se la stessa perdita si ripetesse per tutto l'anno, il prodotto perso rappresenterebbe un valore di 6,2 milioni di dollari all'anno (ipotizzando 80 dollari al barile). Le emissioni orarie di idrocarburi C2+ misurate dal DIAL erano 15 volte superiori alle stime dei fattori di emissione AP-42 e hanno fornito una prospettiva diversa su quali aree della raffineria fossero le principali fonti di emissioni.

Fonte

<https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/18720654/>



Sintesi di un report – Raffineria BP in Texas

Comparazione tra i risultati DIAL e la stima delle emissioni basata su AP-42

Source	Source Description	Compound	Average DIAL flux, lb/hr ^a	Estimated emissions using standard estimating procedures with actual conditions at the time of the DIAL test, lb/hr	2007 EIQ average ozone season emission rates, lb/hr ^b
Tanks 1020, 1021, 1024, and 1025	EFR ^c tanks storing crude oil	VOC	6.4 ^d	1.3 – 1.9 ^e	2.6 – 3.5 ^e
Tanks 1052, 1053, and 1055	EFR tanks storing crude oil	VOC	16.3 ^d	1.8 – 2.3 ^e	2.4 – 2.9 ^e
Tanks 501, 502, 503, and 504	EFR tanks storing light distillates	VOC	8.6 ^d	3.0 – 3.9 ^e	6.7 – 8.0 ^e
Tank 43	VFR ^f tank storing fuel oil #6	VOC	2	1.3	0.2
			9.3	1.3	0.2
Tanks 60, 63, 11, 12, 18, 42, 61, and 65	VFR and EFR tanks storing various products	VOC	9	0.6 – 9.1 ^e	4.6 – NA ^{e,g}
Tanks 54, 55, 56, and 98	VFR and EFR tanks storing various products	VOC	3.1 ^d	0.3 – 9.7 ^e	1.0 - NA ^{e,g}
Tanks 53 and 55	VFR tanks storing diesel fuel	VOC	23.8 ^d	4.8 – 5.2 ^e	1.0 – 2.0 ^e
F-8 EBU	Activated sludge unit	VOC	30	22 – 55 ^h	6.7
API separator	API separator	VOC	7	ND ⁱ	NA ^g
Wastewater vents	Vents from collection system	VOC	9	ND	NR ^j
Flare #6	Ground flare	VOC	13	17 ^k	40
Temporary flare	Temporary flare	VOC	6	100 – 300 ^k	196
ULC flare	Ultracracker flare	VOC	192	3 - 25 ^k	28.3
Coker Unit C	Coker	VOC	18	ND	NR
Coker Unit C	Coker while cutting coke	Benzene	1.8	ND	NR

Fonte: EPA 'Critical Review of DIAL Emission Test Data for BP Petroleum Refinery in Texas City, Texas – Nov 2010

Serbatoi di stoccaggio del greggio.

In media, i risultati DIAL per i serbatoi esterni a tetto galleggiante che immagazzinano petrolio greggio sono stati almeno da 3 a 7 volte superiori alle stime che utilizzavano le condizioni al momento del test DIAL.

Alcuni elementi potrebbero aver causato la contaminazione del dato:

- le emissioni provenienti da fonti sopravvento, come l'unità di fanghi attivi, sembrano essere state incluse nelle emissioni misurate in alcuni dei test DIAL.
- Le stime possono essere state falsate a causa delle incertezze relative alla composizione e alla pressione di vapore del greggio stoccato.
- L'utilizzo delle temperature e della velocità del vento effettive durante il test DIAL invece delle medie annuali utilizzate nell'inventario delle emissioni ha un effetto minimo sulle emissioni stimate.

Serbatoi di stoccaggio di benzina e altri distillati leggeri.

I risultati medi di DIAL per il gruppo di serbatoi a tetto galleggiante esterno che immagazzinano benzina ed altri distillati leggeri sono stati da 2 a 3 volte superiori alle stime basate sull'uso della AP-42

Nessun fattore correlato alla misura sembra essere la causa evidente di queste differenze. Tuttavia, la torcia n. 6 è una fonte sopravvento che potrebbe aver contribuito alle emissioni misurate in alcuni dei test DIAL.

I risultati DIAL si avvicinano ancora di più ai tassi di emissione medi riportati nell'inventario delle emissioni del 2007 ma a causa di coincidenze (modifiche di assetto) non correlabili all'oggetto del presente studio.

Serbatoi di stoccaggio di gasolio, olio combustibile nr.6 ed altri prodotti.

I risultati medi di DIAL sono inferiori ai tassi di emissione stimati per alcuni gruppi di serbatoi di prodotti e più elevati per altri. Sia i risultati DIAL che le stime sono soggetti a una serie di incertezze che rendono difficile determinare quali risultati siano più rappresentativi delle emissioni effettive. Queste incertezze includono: (1) i tipi di materiali stoccati e la conseguente tensione di vapore effettiva, (2) la portata di alcune scansioni DIAL, (3) l'integrità strutturale dei tetti fissi, (4) possibili contributi del vento in relazione ad alcune misure DIAL effettuate (5) variabilità inspiegabile dei risultati DIAL per alcune scansioni.

Unità a fanghi attivi (Activated Sludge) e Separatore API

Non si analizzeranno le risultanze per queste unità in quanto alcune variabili hanno inciso sulla generazione delle stime.

I risultati DIAL per l'unità di fanghi attivi rientrano in un intervallo di emissioni modellate che si basano sulle condizioni al momento del test DIAL e su una serie di dati sulle proprietà degli inquinanti. Sia i risultati del DIAL che le stime modellate sono superiori al tasso di emissione presentato nell'inventario delle emissioni del 2007, principalmente perché una delle due unità parallele è stata spenta e quindi la portata effettiva all'unica unità in funzione quando è stato condotto il test DIAL era più di 3 volte superiore alla portata media annuale.

Un'altra differenza è che la concentrazione di benzene durante il periodo di prova DIAL durante il periodo del test DIAL è stata superiore di circa il 30% rispetto al valore medio annuale. Le emissioni modellate variano anche di circa un fattore di due a seconda che la modellazione di WATER9 utilizzi le proprietà predefinite degli inquinanti di WATER9 o i diversi valori riportati da BP.

Non è stato possibile sviluppare le emissioni stimate con DIAL per questa unità perché non erano disponibili gli input del modello, quali:

- il flusso delle acque reflue
- le concentrazioni degli inquinanti e le caratteristiche dell'unità.

I risultati del monitoraggio DIAL non hanno potuto essere confrontati con le emissioni contenute nella relazione sull'inventario delle emissioni del 2007 perché non è stato identificato il separatore applicabile nel rapporto di inventario.



Torcia #6. I risultati del DIAL per la torcia n. 6 (5,9 Kg/h) sono simili al tasso di emissione previsto in base alle misurazioni orarie del flusso e della composizione del gas in ingresso alla torcia e ipotizzando una efficienza del 98% (7,71 Kg/h). Il tasso di emissione medio riportato nella relazione sull'inventario delle emissioni è superiore (18,1 Kg/h). La differenza tra queste stime delle emissioni è probabilmente dovuta alla portata della torcia e/o alla concentrazione di idrocarburi inferiore alla media durante i giorni del test DIAL.

Torcia temporanea. I risultati DIAL per la torcia temporanea (3,2 Kg/h) sono inferiori sia alle emissioni dichiarate nella relazione sull'inventario delle emissioni del 2007 (89Kg/h) sia a una stima delle emissioni sviluppata utilizzando le misurazioni orarie del flusso e della composizione del gas in ingresso alla torcia e ipotizzando un'efficienza di controllo del 98% (93 Kg/h). Il buon accordo tra i due valori stimati suggerisce che la BP ha stimato le emissioni ipotizzando un'efficienza del 98%. I risultati del DIAL, tuttavia, suggeriscono che l'efficienza reale della torcia temporanea sia era molto più alta del 98% e si attesti a circa il 99,8%



Torcia dell'ultracracker. Le emissioni medie ottenute dai test DIAL della torcia dell'ultracracker sono risultate 6 volte più alte rispetto al tasso di emissione medio orario riportato nella relazione sull'inventario delle emissioni del 2007 (192 lb/ora contro 31 lb/ora). Le emissioni stimate sono ancora più basse (da 3 lb/ora a 25 lb/ora) se si utilizzano i dati effettivi di flusso e composizione durante il periodo di prova DIAL e si ipotizza che le emissioni di gasolio siano state durante il periodo del test DIAL e ipotizzando un'efficienza di controllo del 98%. Nei tre giorni di test DIAL sembra che l'efficienza della torcia dell'ultracracker sia stata molto variabile, tra il 50 e il 90%. Le possibili ragioni di questa bassa efficienza includono:

La portata, la velocità e il contenuto di idrocarburi della torcia al momento del test DIAL potrebbero essere stati molto più bassi del solito, causando una miscelazione inadeguata per una combustione completa.

I test si sono svolti in un momento in cui il flusso di testa ad alto contenuto di idrogeno proveniente dall'unità ultracracker veniva sfatato nella torcia temporanea perché il compressore che normalmente comprime questo flusso per il riciclo al processo era fuori linea.

Unità Coke C (Coker C). In base ai dati del test DIAL, le emissioni di COV dall'unità Coke C sono state di 18 lb/ora e le emissioni di benzene durante l'operazione di 'taglio' del coke sono state di 1,8 lb/ora. Non è stato possibile confrontare questi risultati con le stime contenute nel rapporto sull'inventario delle emissioni del 2007, perché non è chiaro quali siano le stime dell'inventario relative a operazioni che corrispondono a quelle misurate dal test DIAL.



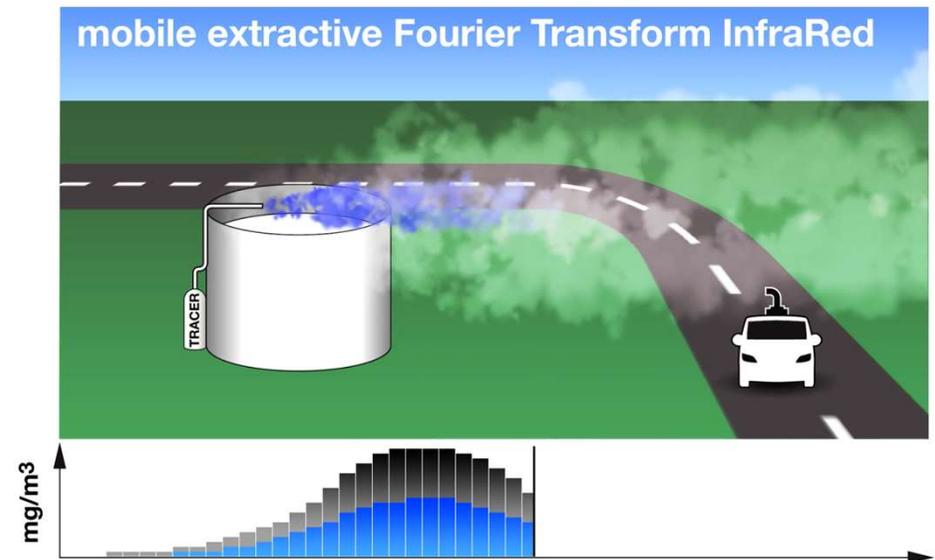
TC – Tracer Correlation

Il metodo TC 'Tracer Correlation' viene utilizzato per la mappatura bidimensionale delle concentrazioni delle emissioni di un sito industriale. Può essere utilizzato per la quantificazione delle emissioni di gas dalle apparecchiature principali (ad esempio: i serbatoi) e, in alcuni casi, da sezioni di un sito, purchè siano ben delimitate nello spazio e separate.

Il TC si basa sul rilascio controllato di una quantità nota di un gas tracciante, ad esempio C_2H_2 (Acetilene) o N_2O (Protossido di Azoto).

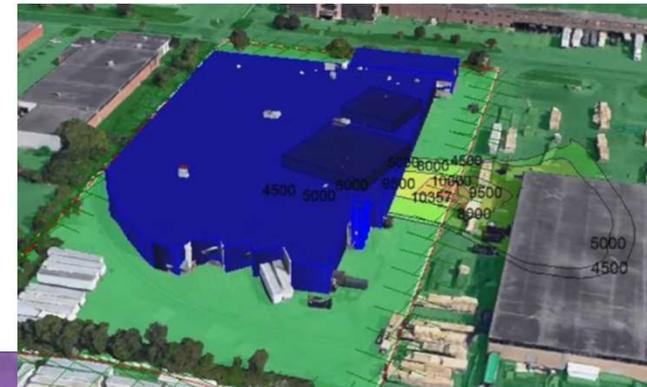
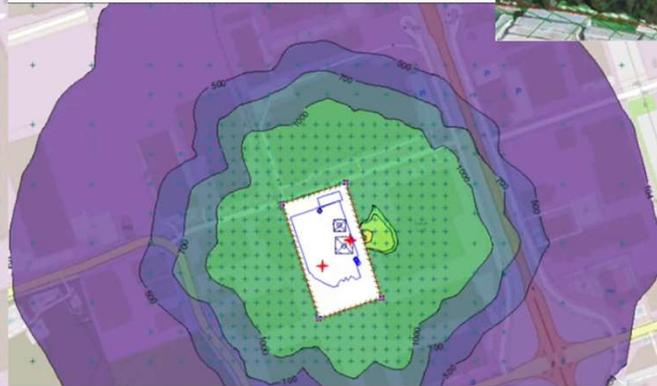
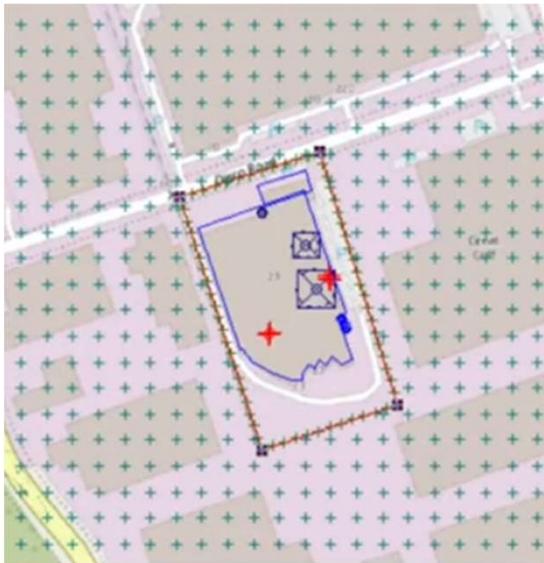
La concentrazione del tracciante viene misurata sottovento, di solito con un analizzatore portatile, misurando contemporaneamente anche la concentrazione del gas sorgente. Noto il flusso di rilascio del gas tracciante (espressa in kg/h) e la concentrazione di massa misurata (espressa in mg/m^3) nel pennacchio di emissione sia del gas tracciante che del gas sorgente, è possibile ricavare il tasso di emissione del gas sorgente.

La tecnica presuppone che il tracciante sia soggetto alla stessa dispersione e trasporto nell'atmosfera delle emissioni del gas sorgente. Essa è tipicamente utilizzata per quantificare le emissioni da sorgenti note o a sospetto rilascio.



RDM – Reverse Dispersion Modelling

La modellazione inversa si avvale degli strumenti di modellazione della dispersione di inquinanti gassosi per confrontare le concentrazioni rilevate intorno a una sorgente di emissione con le concentrazioni attese, stimate, dal modello.



RDM – Reverse Dispersion Modelling

Il metodo RDM dipende principalmente dalle concentrazioni vicine al suolo, prese individualmente per brevi periodi di tempo e ottenute mediante campionamento mobile.

Utilizza un **modello matematico di dispersione** per simulare il rilascio di un tracciante e l'inversione matematica per stimare il tasso di emissione. Il modello di dispersione deve essere scelto ovviamente tra quelli adatti allo scopo.

Le **prestazioni** del modello sono solitamente influenzate dalle condizioni meteorologiche, essendo in grado di simulare meglio alcune condizioni rispetto ad altre. Se le misurazioni vengono effettuate a livello del suolo, la capacità di stimare i tassi di emissione diminuirà man mano che l'altezza della sorgente aumenta, poiché ciò darà luogo a concentrazioni a livello del suolo che possono essere facilmente distinte dallo sfondo.

La posizione della sorgente modellata deve essere conosciuta e richiede il supporto di un metodo come **l'OGI (Optical Gas Imaging)**. Metodi di ensemble e analisi statistica devono essere utilizzati per interpretare i dati. La determinazione del tasso di emissione dipende dal contributo delle fonti a monte che devono essere di dimensioni ridotte o correggibili.

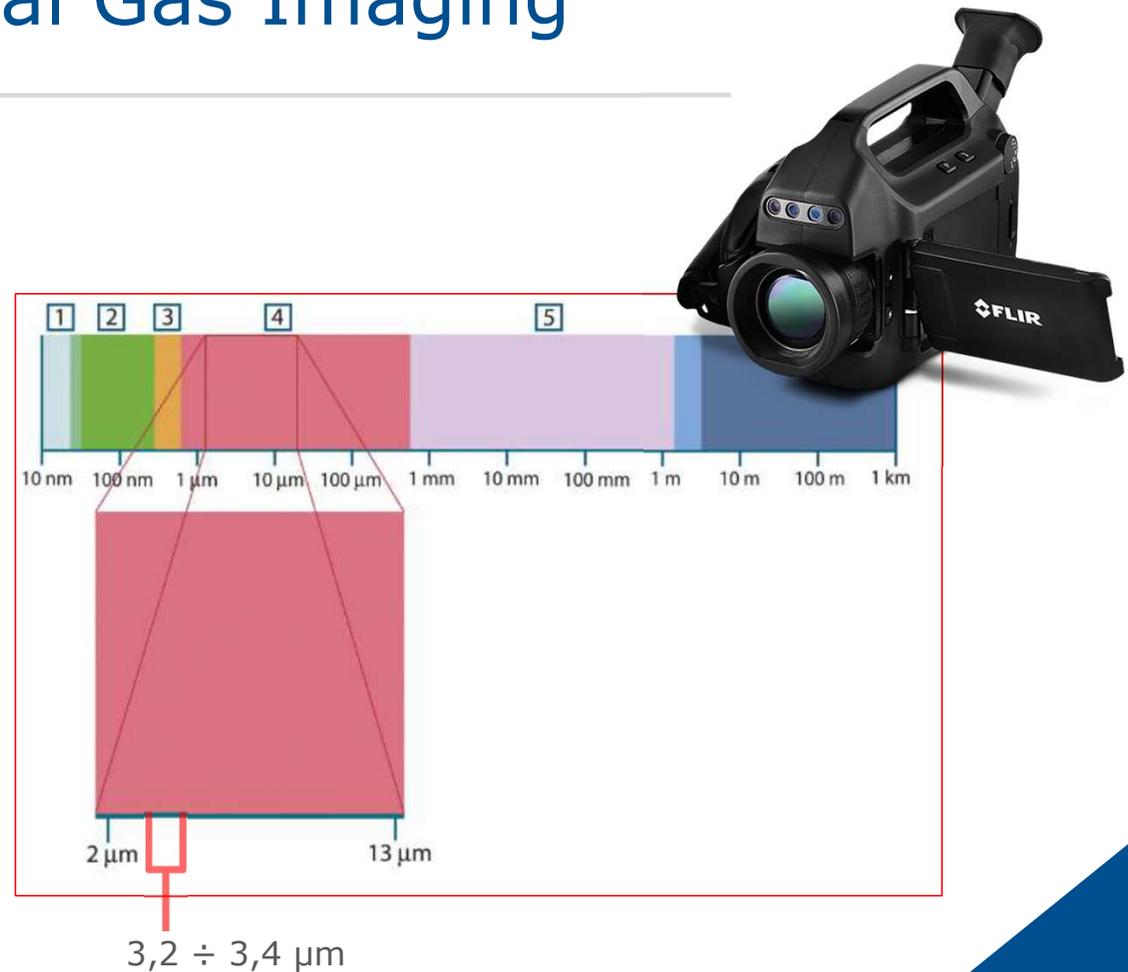
OGI – Optical Gas Imaging

OGI utilizza una termocamera a infrarossi, dotata di filtro ottico, sensibile all'assorbimento degli infrarossi da parte di alcuni COV.

La termocamera permette di visualizzare i pennacchi di COV, che appaiono come nuvole di vapore sulla telecamera.

Viene utilizzato per visualizzare e identificare la posizione di alcune perdite/emissioni e può essere impiegato per fornire informazioni più dettagliate sulla localizzazione delle fonti di emissione per le emissioni quantificate da DIAL e SOF.

La tecnica OGI non consente di quantificare i tassi di emissione delle perdite/emissioni, sebbene i modelli più recenti di telecamere abbozzino funzionalità in tale senso ('Quantitative OGI').



C.1 Applicazione del metodo OGI – Optical Gas Imaging

C.1.1 Generale

EN 17628:2022

L'OGI, come descritto in questo documento, viene utilizzato per:

- rilevare emissioni rilevanti a distanza;
- rilevare emissioni provenienti da sorgenti accessibili e non accessibili;
- rilevare emissioni provenienti da dispositivi di tenuta classici e da altri potenziali emettitori;
- individuare perdite da **guarnizioni** e dispositivi di **copertura dei serbatoi**, inclusi i floating roof;
- individuare emissioni durante le operazioni di carico/scarico (**marketing terminals** e movimentazione serbatoi);
- effettuare un'ispezione qualitativa durante le operazioni di **riavvio post fermata**.

C.1.2 Preparazione, attività iniziali e pianificazione del rilevamento Quando si avvia un progetto OGI, è necessario stabilire lo scopo del rilevamento. Come minimo, lo scopo del rilevamento deve coprire i seguenti aspetti:

- descrizione di ciò che deve essere ispezionato (sezione, attrezzature principali, componenti, ecc.);
- definizione del piano di rilevamento sulla base dello scopo specificato del rilevamento;
- natura del luogo in cui avverrà il rilevamento (area di stoccaggio, banchina di carico, ecc.);
- condizioni operative rilevanti dell'area dell'impianto sottoposta a ispezione;
- tipi di componenti da sottoporre a ispezione;
- programma di rilevamento previsto;
- requisiti per il metodo di rilevamento;
- competenza del personale da impiegare;
- revisione del processo al fine di determinare le linee o le attrezzature da ispezionare, la composizione dei composti organici volatili (COV) nei fluidi al loro interno e gli spettri infrarossi da coprire in modo che le emissioni possano essere rilevate;
- scelta delle capacità di sensibilità per la telecamera infrarossa in base a ciò che è previsto rilevare e alla strategia di rilevamento.

Applicazione del metodo OGI – Optical Gas Imaging

- individuazione delle perdite di tutti i potenziali emettitori nelle aree interessate;
- elenco delle sorgenti di perdite con tutti i dettagli necessari per garantire la loro futura localizzazione (descrizione, riferimento al diagramma di processo e strumentazione (P&ID), ecc.);
- assicurarsi che sia disponibile un database dettagliato con un riepilogo delle potenziali fonti di emissione (per registrare i progressi dell'indagine al suo interno);
- assicurarsi che siano disponibili mezzi per registrare l'orario, la posizione della perdita e il codice di identificazione della fonte di emissione, riferimenti fotografici e video, dettagli specifici, ecc.;
- una registrazione IR verrà effettuata solo se viene rilevata un'emissione;
- le registrazioni IR di tutte le fonti di emissione vengono effettuate solo se specificamente previste nel piano di rilevamento;

C.1.3 Esecuzione dell'indagine

Seguire i seguenti passi per preparare l'indagine:

- assicurarsi di avere una pianificazione realistica del tempo (vd tabella 'timing');
- assicurarsi del cambio regolare degli operatori dietro la telecamera IR (ogni 1 ora al massimo);
- assicurarsi che ci sia sufficiente capacità e/o capacità di riserva per conservare i dati;
- assicurarsi che gli operatori della telecamera IR conoscano le procedure di sicurezza del sito in cui operano;
- assicurarsi che sia disponibile un misuratore di esplosività nel caso in cui vengano utilizzate apparecchiature non conformi alla normativa ATEX;
- assicurarsi che le impostazioni di data e ora della telecamera IR siano corrette;
- effettuare un test giornaliero della telecamera IR per assicurarsi che:
 - la telecamera stia funzionando correttamente;
 - la telecamera possa rilevare i COV contenuti nell'area di ispezione.

Applicazione del metodo OGI – Optical Gas Imaging

Inizia l'indagine dopo:

- aver determinato il piano di rilevamento;
- aver effettuato le preparazioni menzionate in precedenza;
- aver eseguito la procedura di test per l'uso della telecamera IR.

Prima di accedere alla zona di rilevamento, effettuare una rapida verifica di sicurezza da una distanza sufficiente per rilevare eventuali perdite molto grandi e potenzialmente pericolose.

Se non ci sono tali perdite, procedere con i seguenti passaggi:

- seguire le procedure di rilevamento al fine di minimizzare alcune incertezze (ad esempio, velocità del vento, ΔT ed effetti del background);
- effettuare un giro di rilevamento **accurato** e **sistematico** in base al piano di lavoro, evitando l'esposizione alle emissioni di COV rilasciate il più possibile;
- registrare una fonte che emette continuamente **per almeno 20 secondi**;
- registrare una fonte di emissioni variabili per almeno 20 secondi o per quanto tempo necessario per rendere visibile il suo carattere variabile;
- se possibile, registrare un video per catturare l'intera nube e il contesto della fonte di emissione;
- fare una foto visibile (non-IR) della fonte di emissione. La registrazione visiva della fonte deve rendere visibile anche l'ambiente circostante, in modo che la causa della perdita diventi il più chiara possibile.

Registra quanto segue per ogni registrazione:

- numero di perdita della fonte emissiva;
- ora della registrazione, nome del file della registrazione, codice di identificazione della fonte emissiva;
- unità / area / numero del disegno / numero del flusso / attrezzatura / fonte / fase / accessibilità / posizione precisa / osservazioni / foto del componente che perde / video IR della perdita;
- impostare la gamma di temperatura appropriata, la modalità di rilevamento, la polarità e la messa a fuoco.

Tipi di fonte Apparecchiature (pompe, valvole, flange, fine linea, tappi, ecc.);
altre fonti di emissione irregolari;
Serbatoi di stoccaggio (tetti fissi e galleggianti).

Ruoli Questo metodo viene utilizzato per individuare e localizzare determinate perdite/emissioni di idrocarburi visualizzandole su uno schermo video. Manutenzione preventiva degli impianti di circolazione dei fluidi: pompe, valvole, flange, terminali di linea, tappi, ecc. In alcuni casi può essere utilizzato per convalidare le riparazioni effettuate sul componente difettoso, fornendo all'operatore un mezzo di controllo diretto dell'efficacia di tale manutenzione. OGI può essere utilizzato come parte di un **programma LDAR** (rilevamento e riparazione delle perdite), per visualizzare le emissioni diffuse di COV dei serbatoi di stoccaggio, per visualizzare le emissioni diffuse di COV rilasciate durante le operazioni di carico, per visualizzare le emissioni di COV provenienti da fonti non incluse nel SOW (Statement of work) di un programma LDAR o per un'ispezione qualitativa dopo un turn around.

Punti chiave Applicazione del metodo OGI – Optical Gas Imaging

EN 17628:2022 Cap. 8.2.5

Rilevazione e/o
quantificazione delle
emissioni dalle fonti

Solo rilevamento, nessuna quantificazione.

Individuazione e/o
quantificazione delle
fonti di emissione,
localizzazione

Stima delle emissioni su una popolazione di componenti basata su fattori di correlazione. Questo approccio non è contemplato nel presente documento.

Parametri misurati

Visualizzazione del pennacchio

Dati complementari

Velocità del vento

Composti (specie)
determinati

L'elenco dei prodotti e delle miscele non rilevabili deve ancora essere prodotto. **Lo strumento non risponde allo stesso modo per ogni composto** (a seconda delle sue proprietà di assorbimento ottico nell'IR) e il fattore di risposta teorico può variare di un fattore 10 o più da un composto all'altro. Ad esempio, il limite di rilevamento per gli aromatici leggeri è più alto rispetto agli alcani. Le miscele vengono rilevate con una sensibilità proporzionale alla concentrazione di massa dei singoli componenti della miscela.

Punti chiave Applicazione del metodo OGI – Optical Gas Imaging

EN 17628:2022 Cap. 8.2.5

Precisione della localizzazione delle fonti di emissione (rif. in scala)

L'imaging ottico dei gas è in grado di localizzare con precisione alcune sorgenti di emissione, tuttavia per le piccole perdite (vicine al limite di rilevamento) possono essere necessari diversi angoli di osservazione per trovare uno sfondo appropriato su cui visualizzare la sorgente.

Limiti di rilevazione (tasso di emissione e/o concentrazione)

Il limite di rilevamento dell'OGI dipende dalla natura delle sostanze da rilevare. Per gli idrocarburi alifatici e il benzene, il limite inferiore di rilevamento di un'emissione è in genere di circa 10 g/h

OGI – Ab origine fama

concaawe

report no. 6/08

Optical methods for remote measurement of diffuse VOCs: their role in the quantification of annual refinery emissions

Prepared by the CONCAWE Air Quality Management Group's Special Task Force on remote measurement of VOCs (AQ/STF-72)

M-F Bénassy
K. Bilinska
G. De Caluwé
L. Ekstrom
F. Leotoing
I. Mares
P. Roberts
B. Smithers
L. White

L. Post (Technical Coordinator)

4.2.5. Advantages

1. Manpower requirement

Experience shows that typically a two person team using an OGI camera can screen in the order of 15,000 to 20,000 equipment components per day (i.e. approximately 2000 per hour). This performance is mainly determined by the time needed to tag for repair the identified leaking equipment components as the camera operator has to communicate the location to the assistant. Conventional sniffing techniques are of the order of thirty times slower (i.e. about 500 equipment components can be screened per day).

6.1.2

Optical gas imaging had been identified as such an alternative to sniffing for locating large leaks more efficiently. This technology has been tested in both refinery and chemical plant environment following controlled laboratory calibration of the detection limits of the OGI cameras. It has the potential to meet three key principles, which are:

- scanning components in a plant more quickly;
- identifying the 'significant emitters'; leading to
- increased emission reductions, and lower survey costs.

OGI – Optical Gas Imaging

Fonte: EN 17628:2022 Cap. 8.2.5

Timing

Punti chiave	Dettagli	Commenti/spiegazione
Risoluzione temporale, frequenza di campionamento	1 unità di produzione	Tra 1 giorno e 5 giorni
	1 sezione	Tra 0,25 giorno e 1 giorno
	1 serbatoio di stoccaggio	Circa 1 h
	1 attrezzatura principale	Circa 30 minuti
	1 gruppo di componenti	Alcuni minuti Un team di due persone può, generalmente, monitorare da 1500 a 2000 componenti al giorno

OGI – Optical Gas Imaging

COME MISURARE – EN 15446 - EN 17628

6.3.2 'Procedura di screening' (15446)

- Posizionare l'ingresso della sonda sulla superficie del punto dell'apparecchiatura in cui potrebbero verificarsi delle perdite.
- Muovere la sonda lungo il perimetro dell'interfaccia osservando la lettura dello strumento.
- Se si osserva un aumento del contatore, campionare lentamente l'interfaccia in cui è indicata la perdita fino a ottenere la lettura massima del contatore.
- Lasciare l'ingresso della sonda in questa posizione di massima lettura per circa due volte il tempo di risposta dello strumento e registrare i risultati come valore di screening (ppm).

8 'Aspetti pratici dell'esecuzione delle misure' (17628)

- Eseguire un ciclo di misurazioni accurato e sistematico sulla base del piano di misurazione, evitando il più possibile l'esposizione alle emissioni di COV rilasciate.
- Registrare una sorgente di emissione continua per almeno 20 s
- Registrare una fonte di emissione fluttuante per almeno 20 s o per il tempo necessario a renderne visibile il carattere fluttuante
- Se possibile, registrare un video per catturare l'intera nube e il contesto della fonte di emissione;
- Fare una foto visibile (non-IR) della fonte di emissione. La registrazione visiva della fonte deve rendere visibile anche l'ambiente circostante, in modo che la causa della perdita diventi il più chiara possibile

Preliminarmente deve essere effettuata la verifica del funzionamento delle apparecchiature, come riportato nei rispettivi dettami normativi. FID: cap. 4.3-2, cap. 5, cap. 6 - OGI: Annex C

OGI – Optical Gas Imaging

I PARAMETRI CHE INFLUENZANO LA MISURA – Smart LDAR

Manuale TVA 1000b

Limiti	Temperatura [°C]	Umidità relativa [%]
Minimo	0	15
Massimo	50	95

EN 15446:2008 - Par. 6.3.2

5) Occorre fare attenzione a ridurre al minimo l'effetto del vento quando la velocità del vento supera 0,5 m/sec, in particolare quando si lavora in quota.

NTA 8399:2015

NOTA 2: Si raccomanda di non effettuare misurazioni su fonti di emissione che sono state esposte a nebbia, precipitazioni e/o vento di forza 4 o superiore (vento moderato con velocità compresa tra 20 km/h e 28 km/h). La visibilità di un'emissione di COV dipende fortemente dal fatto che sia stata eventualmente trasportata e diluita dal vento. Ricerche di laboratorio dimostrano che il limite di rilevamento del metano aumenta da 2 g/h con una velocità del vento di 7,2 km/h fino a 11 g/h con una velocità del vento di 13,7 km/h.

Smart LDAR



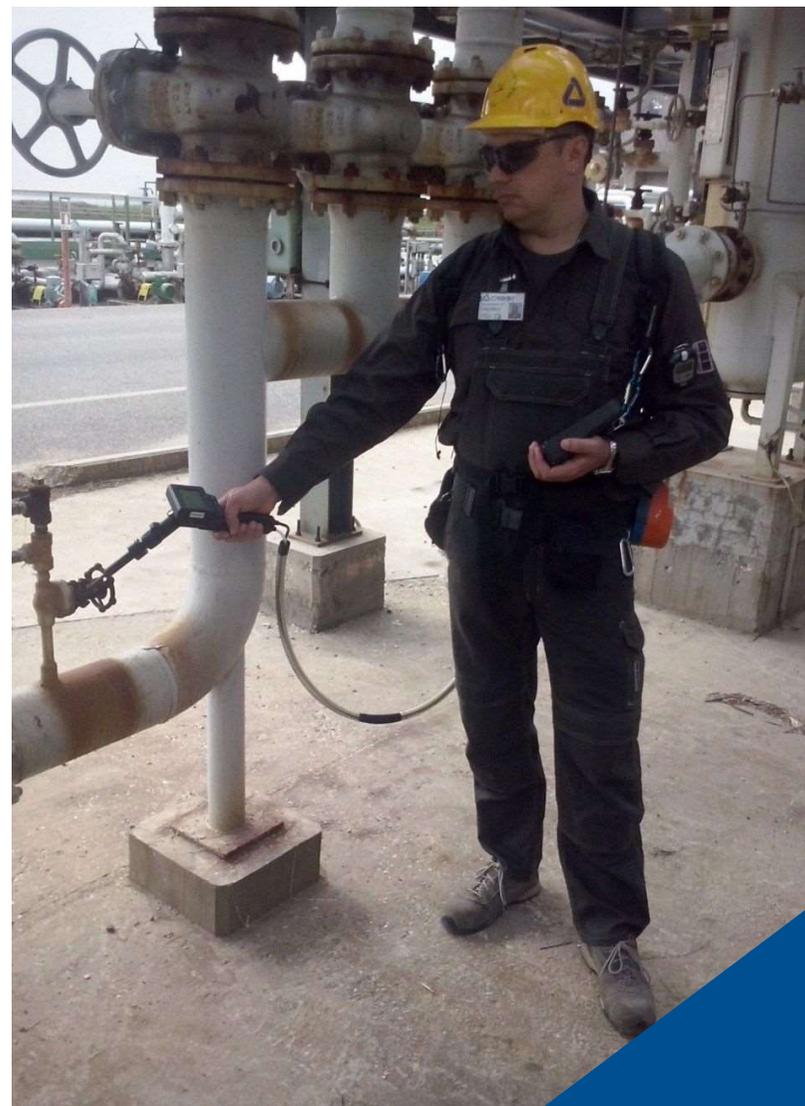
Smart LDAR



Smart LDAR



Smart LDAR - Fuga Rilevata



Smart LDAR

USA: Estratto da una nota tecnica (Trinity Group)

Quando si utilizza l'AWP, i Gestori devono anche eseguire il monitoraggio annuale utilizzando lo strumento del Metodo 21 e fornire tutti i risultati del monitoraggio del Metodo 21 all'EPA via e-mail. Pertanto, i proprietari o gli operatori che sono tenuti a condurre solo il monitoraggio annuale come parte del loro programma LDAR non trarrebbero alcun vantaggio dall'implementazione dell'AWP.

Il programma Smart LDAR non consente di ridurre la frequenza di monitoraggio, come invece avviene nella pratica lavorativa attuale CWP. Pertanto, i risparmi sui costi realizzati grazie alla riduzione delle frequenze di monitoraggio quando si utilizza il Metodo 21 non si applicano alla AWP.

Dopo aver individuato perdite analoghe a quelle previste dallo standard della pratica di lavoro esistente, i proprietari o gli operatori devono ricontrollare l'apparecchiatura riparata per verificare l'eventuale presenza di ulteriori perdite con la stessa telecamera per l'acquisizione di immagini di gas oppure possono utilizzare il Metodo 21 per confermare che la perdita è stata riparata. Gli Operatori/utilizzatori devono eseguire i controlli di verifica giornalieri per garantire il corretto funzionamento.

I Gestori e gli Operatori devono essere consapevoli dell'elevato costo iniziale dell'apparecchiatura e sono invitati a eseguire un'analisi costi-benefici prima di acquistare e implementare un'apparecchiatura di imaging ottico dei gas.

In generale, l'azienda otterrebbe maggiori benefici nel lungo periodo, grazie alla riduzione dei costi di manodopera.

CIV - Composti Inorganici Volatili

Definizione

I composti inorganici volatili sono sostanze chimiche che contengono elementi diversi dal carbonio e possono evaporare o vaporizzare a temperature relativamente basse, diventando gas o vapori.

Questi composti includono una vasta gamma di sostanze, come metalli volatili (ad esempio il mercurio), ossidi inorganici volatili (come l'anidride solforosa), alogeni volatili (come il cloro), ammoniaca e altri composti non organici che possono esistere sotto forma di gas o vapori a temperatura ambiente o leggermente elevata.

CIV - Composti Inorganici Volatili

Strumenti utilizzabili per il monitoraggio in campo

Analizzatori di gas inorganici portatili: Questi strumenti sono progettati per rilevare e misurare la concentrazione di specifici composti inorganici volatili, come ammoniaca (NH₃), biossido di zolfo (SO₂), ossidi di azoto (NO_x), ossido di carbonio (CO), ecc. Gli analizzatori di gas inorganici utilizzano sensori specifici per ciascun composto di interesse.

Spettrometri di massa portatili: Gli spettrometri di massa portatili possono essere utilizzati per l'identificazione e la quantificazione di una vasta gamma di composti, compresi quelli inorganici volatili. Possono essere utilizzati per analizzare campioni di aria o gas e determinare la presenza e la concentrazione dei composti inorganici volatili.

Sensori chimici specifici: A seconda dei composti inorganici volatili di interesse, è possibile utilizzare sensori chimici specifici progettati per rilevare e misurare la concentrazione di quei composti in modo selettivo.

La scelta dello strumento dipende dalla natura dei composti inorganici volatili che si desidera monitorare, dalla precisione richiesta e dalle condizioni specifiche dell'applicazione. Prima di utilizzare uno di questi strumenti, è importante seguire le istruzioni del produttore e calibrare correttamente lo strumento per garantire risultati accurati.

VOLUME II: CHAPTER 4

PREFERRED AND ALTERNATIVE METHODS FOR ESTIMATING FUGITIVE EMISSIONS FROM EQUIPMENT LEAKS

Final Report

November 1996



Prepared by:
Eastern Research Group
1600 Perimeter Park
Post Office Box 2010
Morrisville, North Carolina 27560

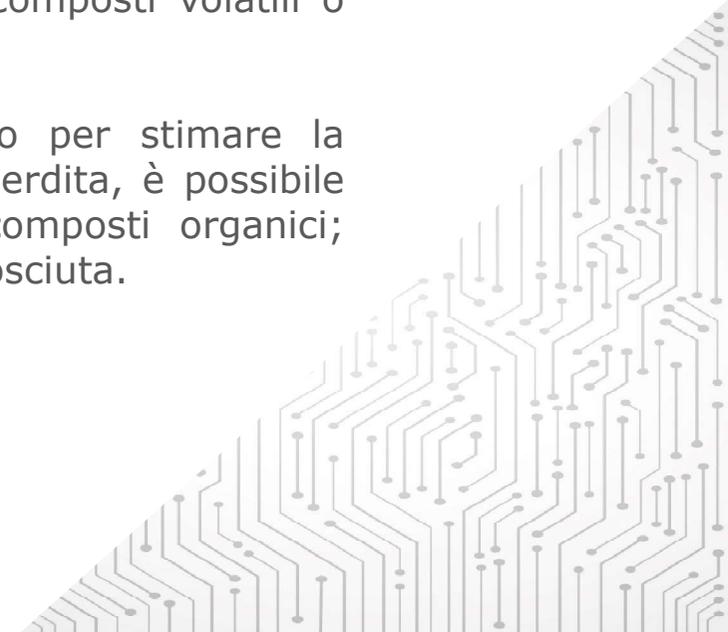
Prepared for:
Point Sources Committee
Emission Inventory Improvement Program

Preferred and alternative methods for estimating fugitive emissions from equipment leaks

Capitolo 2.2.3 Composti inorganici

Gli approcci di stima delle emissioni sviluppati per calcolare le emissioni di COV (Composti Organici Volatili Totali) possono essere utilizzati per stimare le emissioni di composti inorganici, in particolare per quei composti volatili o presenti sotto forma di gas/vapore.

Inoltre, nel caso in cui non sia disponibile un metodo per stimare la concentrazione del composto inorganico all'interfaccia di perdita, è possibile utilizzare i fattori di emissione medi sviluppati per i composti organici; tuttavia, l'accuratezza della stima delle emissioni sarà sconosciuta.



Preferred and alternative methods for estimating fugitive emissions from equipment leaks

Capitolo 2.3 Stima delle efficienze di controllo per tecniche di controllo delle perdite di apparecchiature

Due tecniche principali vengono utilizzate per ridurre le emissioni da perdite di apparecchiature:

- (1) Modificare o sostituire le apparecchiature esistenti e
- (2) Implementare un programma LDAR. Le modifiche alle apparecchiature sono applicabili per ciascuna delle apparecchiature con perdite descritte in questa sezione. Un programma LDAR è un programma strutturato per individuare e riparare le apparecchiature identificate come perdenti; tuttavia, è più efficace su alcune apparecchiature rispetto ad altre.

Preferred and alternative methods for estimating fugitive emissions from equipment leaks

Capitolo 3.4 Stima delle emissioni di composti inorganici

I fattori di emissione e le correlazioni presentati in questo documento sono pensati per essere utilizzati per stimare le emissioni di composti organici totali.

Tuttavia, in alcuni casi, potrebbe essere necessario stimare le emissioni da perdite di apparecchiature di composti **inorganici**, in particolare per quelli presenti sotto forma di gas/vapore o per composti volatili.

Le stime delle emissioni da perdite di apparecchiature di composti inorganici possono essere ottenute mediante i seguenti metodi:

1. Sviluppare correlazioni specifiche per l'unità.
2. Utilizzare uno strumento di monitoraggio portatile per ottenere **concentrazioni effettive** dei composti inorganici e inserire i valori ottenuti nei modelli di correlazione applicabili sviluppati dall'EPA (Environmental Protection Agency).
3. Utilizzare i valori di screening ottenuti sopra e applicare i fattori di emissione corrispondenti a quella fascia di screening.
4. Moltiplicare il fattore di emissione medio per il numero di componenti per stimare il tasso di perdita.

Inoltre, è possibile utilizzare misurazioni surrogate per stimare le emissioni di composti inorganici. Ad esempio, il potassio ioduro (KI) o una soluzione salina simile può essere un indicatore delle perdite di apparecchiature dalle linee di processo acide (acido cloridrico [HCl], acido fluoridrico [HF]).

TABLE 4.3-4

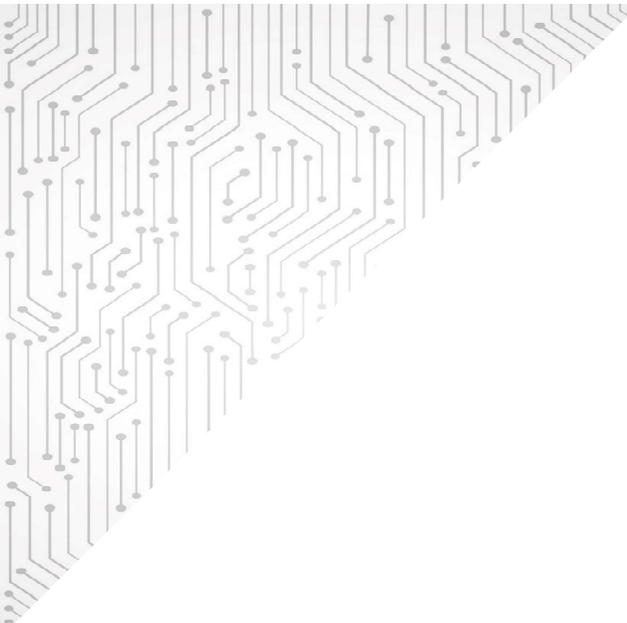
PORTABLE ORGANIC COMPOUND DETECTION INSTRUMENTS

Manufacturer	Model Number	Pollutant(s) Detected	Detection Technique	Range
Bacharach Instrument Co., Santa Clara, California	L	Combustible gases	Catalytic combustion	0 - 100% LEL ^a
	TLV Sniffer	Combustible gases	Catalytic combustion	0 - 1,000 and 0 - 10,000 ppm
Foxboro S. Norwalk, Connecticut	OVA-128	Most organic compounds	FID/GC ^b	0 - 1,000 ppm
	OVA-108	Most organic compounds	FID/GC	0 - 10,000 ppm
	Miran IBX	Compounds that absorb infrared radiation	NDIR ^c	Compound specific
	TVA-1000	Most organic and inorganic compounds	Photoionization and FID/GC	0.5-2,000 ppm (photoionization) 1-50,000 ppm (FID/GC)
Health Consultants	Detecto- PAK III	Most organic compounds	FID/GC	0 - 10,000 ppm
HNU Systems, Inc. Newton Upper Falls, Massachusetts	HW-101	Chlorinated hydrocarbons, aromatics, aldehydes, ketones, any substance that ultraviolet light ionizes	Photoionization	0 - 20, 0 - 200 and 0 - 2,000 ppm
Mine Safety Appliances Co., Pittsburgh, Pennsylvania	40	Combustible gases	Catalytic combustion	0 - 10% and 0 - 100% LEL
Survey and Analysis, Inc., Northboro, Massachusetts	On Mark Model 5	Combustible gases	Thermal conductivity	0 - 5% and 0 - 100% LEL
Rae Systems Sunnyvale, California	MiniRAE PGM-75K	Chlorinated hydrocarbons, aromatics, aldehydes, ketones, any substance that ultraviolet light ionizes	Photoionization	0 - 1,999 ppm

^a LEL = Lower explosive limit.

^b FID/GC = Flame ionization detection/gas chromatography.

^c NDIR = Nondispersive infrared analysis.



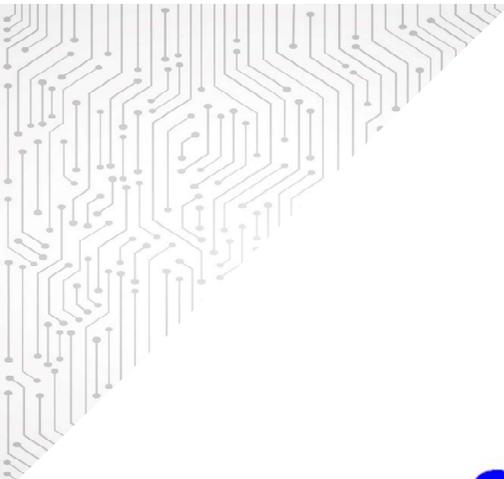
Integrated Pollution Prevention and Control

Reference Document on
Best Available Techniques for the Manufacture of

Large Volume Inorganic Chemicals – Solids and Others industry

7.16.2.3.5 Emissions measurement and use of data

The most significant potential emission is of sulphur dioxide, and this can be measured continuously at process release points by infrared, or by other electronic techniques, spot sampling and wet chemistry methods, adsorption tubes, and so on. Other air releases such as hydrogen sulphide, ammonia and particulate matter, or fugitive release, can be measured by continuous or spot monitoring, depending upon the potential environmental significance. Supporting information is also available from other process monitoring, such as scrubber flows and reagent strength.



Integrated Pollution Prevention and Control

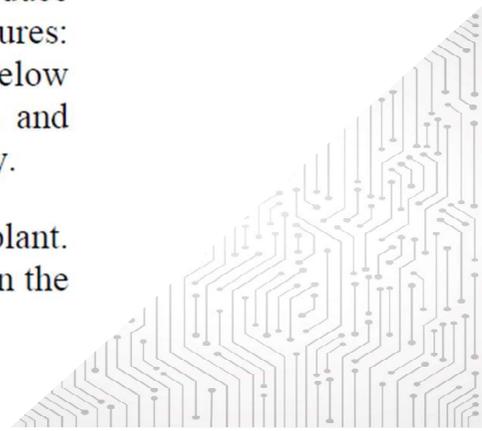
Reference Document on Best Available Techniques for the Production of

Speciality Inorganic Chemicals

Infrastructure

BAT is to minimise diffuse dust emissions in particular from the storage and handling of materials/products by applying one or more of the following techniques: storing materials in closed systems, using covered areas protected from rain and wind, having production equipment totally or partially enclosed, having equipment designed with hooding and ducting to capture diffuse dust emissions and abating them, carrying out housekeeping regularly. BAT is to reduce fugitive gaseous and liquid emissions by applying one or more of the following measures: having periodic leak detection and repair programmes, operating equipment at slightly below atmospheric pressure, replacing flanges by welded connections, using seal-less pumps and bellow valves, using high performance sealing systems, carrying out housekeeping regularly.

For new installations, BAT is to use a computerised control system to operate the plant. However, this does not apply where safety issues do not permit automatic operations (e.g. in the production of SIC explosives).



Detectable Gases

Sensor Model	Detectable Gas		F.S.	Alarm Setting	
				1st Stage	2nd Stage
XDS-7NH	NH3	Ammonia	100ppm	12ppm	25ppm
XDS-7AH	AsH3	Arsine	250ppb	25ppb	50ppb
XDS-7CO	CO	Carbon Monoxide	250ppm	12.5ppm	25ppm
XDS-7CL	Cl2	Chlorine	5ppm	0.25ppm	0.5ppm
XDS-7CF	ClF3	Chlorine Trifluoride	1ppm	0.05ppm	0.1ppm
XDS-7BH	B2H6	Diborane	500ppb	50ppb	100ppb
XDS-7DC	SiH2Cl2	Dichlorosilane	25ppm	2.5ppm	5ppm
XDS-7D5	Si2H6	Disilane	25ppm	2.5ppm	5ppm
XDS-7F2	F2	Fluorine	5ppm	0.5ppm	1ppm
XDS-7GH	GeH4	Germane	1ppm	0.1ppm	0.2ppm
XDS-7HB	HBr	Hydrogen Bromide	10ppm	1.5ppm	3ppm
XDS-7HC	HCl	Hydrogen Chloride	25ppm	2.5ppm	5ppm
XDS-7HF	HF	Hydrogen Fluoride	10ppm	1.5ppm	3ppm
XDS-7SE	H2Se	Hydrogen Selenide	250ppb	25ppb	50ppb
XDS-7HS	H2S	Hydrogen Sulfide	50ppm	5ppm	10ppm
XDS-7NF	NF3	Nitrogen Trifluoride	100ppm	5ppm	10ppm
XDS-7NF	NO2	Nitrogen Dioxide	100ppm	1ppm	2ppm
XDS-7NO	NO	Nitrogen Monoxide	100ppm	12ppm	25ppm
XDS-7OZ	O3	Ozone	1ppm	0.05ppm	0.1ppm
XDS-7PH	PH3	Phosphine	1ppm	0.15ppm	0.3ppm
XDS-7PF	PF3	Phosphorus Trifluoride	1ppm	0.15ppm	0.3ppm
XDS-7SH	SiH4	Silane	25ppm	2.5ppm	5ppm
XDS-7SD	SO2	Sulfur Dioxide	10ppm	1ppm	2ppm

Esempi di strumentazione



Gas	Replaces sens
AsH3	9602-6002
AsH3	9602-6000
AsH3	9602-6003
AsH3	9602-6000
AsH3	9602-6000
AsH3	9602-6000
AsH3	9602-6002
Br2	9602-6800
B2H6	9602-6200
CH3F	9602-9720
Cl2	9602-5300
ClF3	9602-7410
ClO2	9602-7400
CO	9602-5400
COCl2	9602-6600
C2H2Cl2	9602-6001
C2F6	9602-9730
C4H10NSi2	9602-6714
C6H14NSi2	9602-6705
F2	9602-6400
GeH4	9602-6900
HBr	9602-7000
HCl	9602-5800
HCN	9602-5700
HF	9602-6500
H2	9602-5100
H2	9602-5101
H2S	9602-5200
LEL	9602-9900

Products	Sens
NH3	9602-6705
NO	9602-7200
NO2	9602-7300
O2	9602-5501
O3	9602-7100
O3	9602-7101
PH3	9602-6101
PH3	9602-6100
PH3	9602-6100
SeH2	9602-5600
SiH4	9602-6300
SO2	9602-5900
TEOS	9602-7500
TMB	9602-7510





SMART SENSORS

The basic PortaSens II detector does not include sensor modules. Because the D16 is designed to accept any ATI smart sensor module, you must select one or more sensors from the list below. Each sensor module is factory calibrated at the time of shipment and is ready to use by plugging it into the receptacle in the D16 manifold. Each module can be used for logging data over minimum and maximum ranges indicated.



AVAILABLE SENSORS

00-1000 Br ₂ , 0-1/5 ppm	00-1025 AsH ₃ , 0-10/200 ppm
00-1001 Br ₂ , 0-5/200 ppm	00-1026 B ₂ H ₆ , 0-500/2000 ppb
00-1002 Cl ₂ , 0-1/5 ppm	00-1027 B ₂ H ₆ , 0-10/200 ppm
00-1003 Cl ₂ , 0-5/200 ppm	00-1028 GeH ₄ , 0-500/2000 ppb
00-1004 ClO ₂ , 0-1/5 ppm	00-1029 GeH ₄ , 0-10/200 ppm
00-1005 ClO ₂ , 0-5/200 ppm	00-1030 H ₂ Se, 0-500/2000 ppb
00-1359 ClO ₂ , 200/1000 ppm	00-1031 H ₂ Se, 0-10/200 ppm
00-1425 ClO ₂ , 0-1/5 ppm (low Cl ₂)	00-1032 PH ₃ , 0-500/2000 ppb
00-1006 F ₂ , 0-1/5 ppm	00-1033 PH ₃ , 0-10/200 ppm
00-1007 F ₂ , 0-5/200	00-1034 PH ₃ , 0-200/2000 ppm
00-1008 O ₃ , 0-1/5 ppm	00-1035 SiH ₄ , 0-10/200 ppm
00-1009 O ₃ , 0-5/200 ppm	00-1036 I ₂ , 0-1/5 ppm
00-1358 O ₃ , 200/1000 ppm	00-1037 I ₂ , 0-5/200 ppm
00-1163 O ₃ , 500/2000 ppb	00-1038 Acid Gas, 0-10/200 ppm
00-1010 NH ₃ , 0-50/500 ppm	00-1039 ETO, 0-20/200 ppm
00-1011 NH ₃ , 0-500/2000 ppm	00-1040 HCOH, 0-20/200 ppm
00-1012 CO, 0-50/1000 ppm	00-1349 HCOH, 500/2000 ppm
00-1013 H ₂ , 0-1/10%	00-1042 H ₂ O ₂ , 0-10/100 ppm
00-1041 H ₂ , 0-500/2000 ppm	00-1169 H ₂ O ₂ , 200/2000 ppm
00-1014 O ₂ , 0-5/25%	00-1043 Alcohol, 0-50/500 ppm
00-1015 COCl ₂ , 0-1/5 ppm	00-1044 Alcohol, 0-500/2000 ppm
00-1016 COCl ₂ , 0-5/100 ppm	00-1057 C ₂ H ₂ , 0-200/2000 ppm
00-1017 HCl, 0-10/200 ppm	00-1181 NO _x , 0-50/500 ppm
00-1018 HCN, 0-10/200 ppm	00-1450 DMA, 100/200 ppm
00-1019 HF, 0-10/200 ppm	00-1455 HBr, 10/200 ppm
00-1020 H ₂ S, 0-10/200 ppm	00-1516 HC Sensor – Consult Factory
00-1469 H ₂ S, 200/1000 ppm	00-1045 CH ₃ COOH, 100/500 ppm
00-1021 NO, 0-50/500 ppm	00-1704 PAA Vapor, 1/5 ppm
00-1022 NO ₂ , 0-10/200 ppm	00-1705 PAA Vapor, 10/100 ppm
00-1023 SO ₂ , 0-10/500 ppm	00-1883 IR CH ₄ , 0-20/100% LEL
00-1024 AsH ₃ , 0-500/2000 ppb	00-1886 IR CO ₂ , 0-0.2/1.5%

Notes:

1. X/XX for each sensor indicates minimum and maximum data logging ranges for that sensor.
2. 00-1883 I.F.I. CH₄ sensor also responds to many other hydrocarbons. Response to other hydrocarbons is not 1:1 with CH₄.

Esempio di
strumentazione per
sostanze inorganiche

Compatibilità della strumentazione

SOSTANZA	FORMULA	PID	FID	EL. SENSOR	IR
Ammoniaca	NH ₃	X		X	
Disolfuro di Carbonio	CS ₂	X			
Tetracloruro di Carbonio	CCl ₄	X			
Cloro	Cl ₂		X	X	
Cloruro di Metilene	CH ₂ Cl ₂				X
Ossidi di Azoto	NO _x			X	
Fosgene	COCl ₂			X	
Anidride Solforosa	SO ₂			X	
Ozono	O ₃			X	
Acido Fluoridrico	HF			X	
Acido Cloridrico	HCl			X	

Esempio di calcolo
mediante EPA
Correlation Approach

Zona	Tag	Componente	Dettaglio	Size	Impianto	Stream	Fase	Isolato	DataInserimento	Leakage PPM	KgCalcolati	OreFunzionamento
ZONA 1	08890	Pompa			Omissis	SO2	Gas	No	01/09/2022	42	0,000413343	8760
ZONA 1	08151	Flangia		4	Omissis	SO2	Gas	No	01/09/2022	15	3,35074E-05	8760
ZONA 1	09250	Flangia	Raccordo filettato		Omissis	SO2	Gas	No	01/09/2022	12	2,75027E-05	8760
ZONA 1	09240	Flangia		4	Omissis	SO2	Gas	No	01/09/2022	5	1,26733E-05	8760
ZONA 1	08030	Flangia	Raccordo filettato		Omissis	SO2	Gas	No	01/09/2022	4	1,04021E-05	8760
ZONA 1	08070	Flangia		4	Omissis	SO2	Gas	No	01/09/2022	4	1,04021E-05	8760
ZONA2	04170	Flangia		12	Omissis	HCL	Gas	No	30/08/2022	4	1,04021E-05	8760
ZONA2	15880	Flangia		4	Omissis	HCL	LL	No	31/08/2022	4	1,04021E-05	8760
ZONA3	08060	Flangia		10	Omissis	SO2	Gas	No	01/09/2022	2	5,63263E-06	8760

Grazie

Potete rivolgere le vostre domande anche a



ferp-ldar@carrara.it

