



PG-A2A-ACS-0081018-28/04/2022-U

Ministero dell'Ambiente  
e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Generale  
Valutazioni Ambientali – Divisione IV della ex DG CRESS.  
[VA@pec.mite.gov.it](mailto:VA@pec.mite.gov.it)

ISPRA - [Protocollo.ispra@ispra.legalmail.it](mailto:Protocollo.ispra@ispra.legalmail.it)

REGIONE LOMBARDIA  
Direzione Generale Ambiente e Clima –  
Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali  
[ambiente\\_clima@pec.regione.lombardia.it](mailto:ambiente_clima@pec.regione.lombardia.it)

ARPA LOMBARDIA - Settore APC  
[arpa@pec.regione.lombardia.it](mailto:arpa@pec.regione.lombardia.it)

ARPA LOMBARDIA - Dipartimento di Brescia  
[Dipartimentobrescia.arpa@pec.regione.lombardia.it](mailto:Dipartimentobrescia.arpa@pec.regione.lombardia.it)

COMUNE DI BRESCIA  
Settore Sostenibilità Ambientale  
[sostenibilita.ambientale@pec.comune.brescia.it](mailto:sostenibilita.ambientale@pec.comune.brescia.it)

PROVINCIA DI BRESCIA  
Settore Sviluppo Industriale e Paesaggio  
[sviluppopaesaggio@pec.provincia.bs.it](mailto:sviluppopaesaggio@pec.provincia.bs.it)

ATS – Brescia - [protocollo@pec.ats-brescia.it](mailto:protocollo@pec.ats-brescia.it)

28 aprile 2022

ACS/PAD/TLR/EIT/IBS/2022/NP/AT/sa

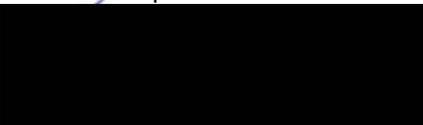
**D.M. 267 del 18/12/2020 – Riesame complessivo del DM 142 del 14/05/2014 di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per l'esercizio della Centrale Lamarmora di Brescia della società A2A Calore & Servizi S.r.l. – Trasmissione rapporto annuale.**

Si trasmette, allegato alla presente, il rapporto annuale dell'esercizio della Centrale Lamarmora per l'anno 2021 redatto in conformità alle prescrizioni presenti nel piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA (Cap.12). Il rapporto è costituito da una relazione descrittiva (testo editabile) e da allegati tabellari (fogli excel).

Si dichiara che l'esercizio dell'impianto nell'anno 2021 è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

Cordiali saluti

Esercizio Impianti di Teleriscaldamento



Allegati:

- Rapporto\_AIA\_2021.docx
- Allegato\_1-9\_2021.xls
- Allegato\_10-LDAR\_2021.pdf

**A2A Calore & Servizi S.r.l.**

Sede legale:  
Via Lamarmora, 230  
25124 Brescia  
Tel. +39 030 35531  
Fax +39 030 3553204  
PEC a2a.caloreservizi@pec.a2a.eu

Sede secondaria:  
Via Caracciolo, 58 • 20155 Milano  
Tel. +39 02 7720.1  
Fax +39 02 7720.7691  
E-mail info@a2a.eu  
Web www.a2a.eu

Capitale Sociale euro 150.000.000,00 i.v.  
socio unico  
codice fiscale, partita IVA e numero  
di iscrizione nel Registro Imprese di Brescia  
10421210153  
R.E.A. Brescia n. 502302  
Società soggetta all'attività di direzione  
e coordinamento di A2A S.p.A.

# A2A Calore e Servizi S.r.l. Brescia, Italia

## Programma di Contenimento delle Emissioni non Convogliate (LDAR) della Centrale Lamarmora

### Censimento, Monitoraggio e Quantificazione delle Emissioni Fuggitive – Relazione Tecnica

Doc. No. P0027621-1-H2 Rev. 0 – Gennaio 2022

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
0	Prima Emissione	M. La Regina R. Piana. V. Caia	C. Valentini	M. Compagnino	Gennaio 2022

## INDICE

	Pag.
<b>LISTA DELLE TABELLE</b>	<b>2</b>
<b>LISTA DELLE FIGURE</b>	<b>2</b>
<b>1 INTRODUZIONE</b>	<b>3</b>
<b>2 OBIETTIVI E SCOPO DEL LAVORO</b>	<b>5</b>
2.1 L'ATTUALE PROGRAMMA DI VERIFICA PERIODICA DELLE EMISSIONI – QUADRO PRESCRITTIVO PREVIGENTE	5
2.2 QUADRO PRESCRITTIVO LDAR VIGENTE – CONTENUTI PIC/PMC DEL DM 267/2020	6
2.2.1 Struttura e Contenuti del Programma LDAR	6
2.2.2 Caratteristiche del Database Elettronico	7
2.2.3 Frequenze di Monitoraggio e Tempi di Intervento	7
2.2.4 Stima e Quantificazione delle Emissioni dai Componenti di Impianto	8
2.3 SCOPO DELLE ATTIVITÀ SVOLTE NEL CONTESTO DEL PIC/PMC VIGENTE	8
<b>3 LA CENTRALE LAMARMORA</b>	<b>10</b>
3.1 DESCRIZIONE GENERALE	10
3.2 CARATTERISTICHE TECNICHE DEGLI IMPIANTI	10
3.3 COMPONENTI DI IMPIANTO POTENZIALMENTE INTERESSATI DA EMISSIONI FUGGITIVE	11
<b>4 METODOLOGIA DI ANALISI DELLE EMISSIONI DI GAS NATURALE</b>	<b>12</b>
4.1 LINEE GUIDA E STANDARD DI RIFERIMENTO	12
4.1.1 US-EPA Protocol 435:1995	12
4.1.2 US-EPA Method 21 and LDAR	12
4.1.3 UNI EN 15446:2008	13
4.2 ANALISI DELLA DOCUMENTAZIONE TECNICA E ATTIVITÀ DI CENSIMENTO DELLE SORGENTI	13
4.3 CREAZIONE DI UN DATABASE COMPLETO DELLE SORGENTI	13
4.4 ATTIVITÀ DI MONITORAGGIO	15
4.5 METODOLOGIA DI QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI FUGGITIVE	17
4.5.1 Quantificazione Mediante Correlazione (“ <i>correlation approach</i> ”)	17
4.5.2 Fattore di Emissione “Default Zero” e “Pegged”	20
4.5.3 Quantificazione con Fattore Medio (“ <i>average emission factor</i> ”)	21
4.6 INDENTIFICAZIONE DEI COMPONENTI “FUORI SOGLIA” AI FINI DEL PROGRAMMA LDAR	22
<b>5 RISULTATI DELLA CAMPAGNA DI MONITORAGGIO</b>	<b>23</b>
<b>6 QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI FUGGITIVE - CAMPAGNA 2021</b>	<b>26</b>
<b>7 CONCLUSIONI</b>	<b>28</b>
<b>8 PROSSIMI STEP VERSO L'IMPLEMENTAZIONE DEL PROGRAMMA LDAR</b>	<b>30</b>
<b>REFERENZE</b>	<b>32</b>

**APPENDICE A: IMMAGINI FOTOGRAFICHE DELLE PERDITE**

**APPENDICE B: GESTIONE PROTOCOLLO LDAR**

## LISTA DELLE TABELLE

Tabella 3.1:	Potenze della Centrale Lamarmora	11
Tabella 4.1:	Petroleum Industry Leak Rate/Screening Value Correlations (US-EPA, 1995)	18
Tabella 4.2:	Default-Zero Values: Petroleum Industry (US-EPA, 1995)	20
Tabella 4.3:	Screening Value Pegged Emission Rates for the Petroleum Industry (US-EPA, 1995)	21
Tabella 5.1:	Esiti delle Misurazioni Svolte in Sito	24
Tabella 6.1:	Funzionamento TGR3 e Caldaie Bono – Ore per l'Anno 2021	26
Tabella 6.2:	Sintesi delle Ore di Funzionamento Considerate per la Quantificazione delle Emissioni	27
Tabella 8.1:	Programma Interventi di Manutenzione 2022	30

## LISTA DELLE FIGURE

Figura 3.1:	Configurazione Energetica della Centrale Lamarmora	11
Figura 4.1:	Schema del DB	14
Figura 4.1:	Analizzatore Gas Portatile "Eagle 2"	16
Figura 4.2:	Petroleum Industry Correlation Curves (US-EPA, 1995)	19
Figura 5.1:	Distribuzione percentuale Sorgenti Monitorate	23

## 1 INTRODUZIONE

A2A Calore e Servizi S.r.l. (di seguito anche ACS) è titolare del rinnovo dell'autorizzazione AIA rilasciata con DM No. 267 del 18 Dicembre 2020 per la Centrale di Teleriscaldamento Lamarmora, ubicata nel Comune di Brescia.

La Centrale è attualmente costituita da:

- ✓ un gruppo di cogenerazione TGR3 policombustibile, in grado di bruciare sia gas naturale sia carbone e di potenza termica nominale di 200 MW, potenza elettrica nominale di 72 MWe e potenza termica resa al teleriscaldamento pari a 110 MWt;
- ✓ tre caldaie semplici CS101- CS201- CS301 a gas naturale per la produzione di calore per una potenza termica nominale complessiva pari a 285 MW e potenza termica complessiva resa al teleriscaldamento pari a 255 MWt.

I gruppi TGR1 e TGR2 sono stati dismessi nel periodo 2015-2016 e attualmente sono mantenuti in stato di conservazione fredda.

Il citato nuovo Decreto AIA della Centrale, al quale è allegato il Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) della Commissione AIA, riporta, in relazione alle emissioni non convogliate, le seguenti prescrizioni (rispettivamente la No. 35 e la No. 36):

- ✓ *“Ai fini della riduzione delle emissioni non convogliate, il Gestore dovrà continuare ad implementare e migliorare il programma di riduzione delle emissioni diffuse, anche mediante il mantenimento del sistema di scarico, stoccaggio e trasporto carbone, ceneri e gessi.*
- ✓ *Al fine di contenere le emissioni non convogliate, diffuse e fuggitive, il Gestore dovrà implementare un programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione di perdite e alla riparazione (ad es. un programma coerente con i principi del Leak Detection and Repair Programme, LDAR e calibrato sulle peculiarità della centrale), anche nel rispetto di quanto disciplinato dal Piano di Monitoraggio e Controllo.”*

Sebbene il tema delle emissioni non convogliate trovi maggiore riscontro ed applicazione in settori quali la filiera dell'estrazione, trattamento, raffinazione di idrocarburi e le reti di trasporto e distribuzione del gas naturale (queste nello specifico per il tema delle emissioni fuggitive) ma anche l'agricoltura e l'allevamento, per via del maggiore impatto a livello globale, il sempre crescente interesse e preoccupazione per il fenomeno del riscaldamento globale ha portato sotto la lente di ingrandimento le emissioni dei così detti gas serra, sempre di più attenzionate a qualsiasi livello, compreso quello di impianti e installazioni come quella oggetto del presente documento.

Infatti, particolare attenzione è posta sul metano (CH<sub>4</sub>) il quale, a causa dell'entità delle emissioni a livello mondiale e del suo potenziale effetto sul riscaldamento globale, valutato oltre 30 volte superiore a quello dell'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), è considerato uno dei principali gas serra.

Focalizzandosi sugli aspetti legati alle emissioni fuggitive, è opportuno evidenziare a tale proposito che qualsiasi impianto, in rapporto alle sue caratteristiche e dimensioni, è potenzialmente in grado di generare emissioni di gas e vapori, anche significative, a causa di perdite non intenzionali provenienti dai componenti impiantistici e dalle attrezzature che operano con fluidi e/o gas in pressione; tali perdite sono appunto note con il nome di emissioni fuggitive.

Le emissioni fuggitive così definite, sebbene singolarmente risultino, in linea generale, quantità estremamente limitate, possono dare origine ad emissioni di entità complessivamente significative se associate, ad esempio, ad un impianto nel suo complesso (a causa dell'elevato numero di componenti quali valvole, flange, regolazioni, strumenti di misura etc. che possono potenzialmente generare una perdita) e ad un numero elevato di impianti presenti sul territorio.

In questo contesto ACS ha incaricato RINA Consulting S.p.A. (nel seguito anche RINA) per lo svolgimento di alcune attività da svolgersi nel contesto della richiamata Prescrizione No. 36 dell'AIA (tra le quali sono incluse il monitoraggio e la quantificazione annuale delle emissioni fuggitive dell'impianto) e strutturate in maniera tale da costituire un primo step di lavoro finalizzato al raggiungimento degli obiettivi posti dalla stessa prescrizione e, quindi, alla sua piena ottemperanza, in un percorso meglio inquadrato nei Capitoli successivi del presente documento che è strutturato come di seguito esposto:

- ✓ Capitolo 2: scopo e obiettivo delle attività svolte da RINA;
- ✓ Capitolo 3: breve descrizione della Centrale di ACS;
- ✓ Capitolo 4: descrizione della metodologia di analisi e quantificazione delle emissioni fuggitive di gas naturale finalizzate allo sviluppo e implementazione di un programma LDAR;

- ✓ Capitolo 5: sintesi dei risultati della campagna di monitoraggio eseguita presso la Centrale;
- ✓ Capitolo 6: quantificazione delle emissioni fuggitive per l'anno 2021;
- ✓ Capitolo 7: conclusioni e strategia di azione proposta;
- ✓ Capitolo 8: prossimi step verso l'implementazione del programma LDAR.

## **2 OBIETTIVI E SCOPO DEL LAVORO**

Come anticipato brevemente nell'introduzione, l'obiettivo ultimo delle attività oggetto del presente rapporto è quello di consentire a ACS, gestore della Centrale di Teleriscaldamento di Lamarmora, di ottemperare alle prescrizioni contenute nel Decreto AIA 267/2020 relativamente al tema delle emissioni fuggitive traguardando, nello specifico, le indicazioni e le modalità contenuto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC).

Posto l'obiettivo sopra definito, al fine di inquadrare correttamente il percorso che ACS ha intrapreso in seguito all'emissione del Decreto AIA e finalizzato a raggiungere progressivamente l'implementazione del programma LDAR richiesto, nel seguito vengono brevemente richiamati:

- ✓ la struttura e le principali attività svolte dal Gestore nell'ambito dell'esistente programma di verifica delle emissioni fuggitive, redatto ed applicato sulla base del precedente quadro prescrittivo della Centrale (Rif. D.M. VIA/AIA No. 142 del 14/05/2014) - (Par. 2.1);
- ✓ il quadro prescrittivo aggiornato, recentemente introdotto dal D.M. AIA 267/2020, e le relative modalità di implementazione del programma LDAR come previste dal PMC (Par. 2.2).

Quanto sopra consente di definire, in maniera più chiara, il contesto di riferimento sulla base del quale è stata definita, da parte di ACS, la strategia di azione e programmate le attività affidate a RINA che sono oggetto del presente documento e che costituiscono il primo passo, nonché la base di lavoro, verso la completa applicazione del programma LDAR. Lo scopo di tali attività è descritto al Par. 2.3.

Per completezza si evidenzia che i successivi step pianificati e proposti dal Gestore della Centrale a completamento ed integrazione di quanto svolto nell'ambito delle attività oggetto del presente documento e finalizzati al raggiungimento dell'obiettivo preposto sono riportati al Capitolo 8.

### **2.1 L'ATTUALE PROGRAMMA DI VERIFICA PERIODICA DELLE EMISSIONI – QUADRO PRESCRITTIVO PREVIGENTE**

È opportuno precisare che attualmente presso la Centrale Lamarmora è adottato da parte di ACS un "Programma di verifica periodica delle fonti di emissioni fuggitive prevedibili", trasmesso a ISPRA con Prot. 2014-ACS-002318-P del 24/11/2014 e incluso nella documentazione allegata alla procedura di riesame dell'AIA che si è conclusa con l'emissione del Dec. 267/2020.

Il programma di verifiche periodiche delle emissioni fuggitive attualmente adottato dalla Centrale di Lamarmora è rappresentato dal programma di controllo e relativo protocollo di ispezione, in ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA di cui sopra, i cui risultati vengono trasmessi all'Autorità di controllo con cadenza annuale.

Fino all'avvio del percorso intrapreso da ACS con il supporto di RINA, tale programma ha consentito di continuare ad adottare le misure e controlli periodici come di seguito descritti:

- ✓ Gas naturale:
  - verifica quotidiana da parte degli operatori di Esercizio di perdite accidentali del gas odorizzato e localizzazione della perdita (anche a mezzo di ausili strumentali quali schiume, cercafughe o misuratori di concentrazione in aria); relativa riparazione a seconda dell'entità della perdita,
  - verifica annuale con sensore di gas lungo tutti i tratti di tubazione del gas naturale;
- ✓ Gas dagli impianti di condizionamento:
  - si effettuano le verifiche stabilite in attuazione ai regolamenti CE 1005/2009 e s.m.i. (sostanze lesive dell'ozono) e CE 842/2006 (gas effetto serra) e dei relativi regolamenti derivati in coordinamento del gestore dell'impianto;
- ✓ Gas SF6 interruttori:
  - Si effettuano verifiche a cura del reparto Manutenzione Elettrica stabilite in attuazione al regolamento CE 842/2006 (gas effetto serra) e dei regolamenti derivati. In particolare:
    - si effettua una verifica annuale sugli interruttori dotati di sensore esterno,
    - verifica triennale per gli interruttori che ne sono privi;
- ✓ CO<sub>2</sub> da impianto di inertizzazione e spegnimento incendi:

- la CO<sub>2</sub> è stoccata allo stato liquido in serbatoio criogenico con misura continua di livello e pressione. I trafilamenti vengono monitorati attraverso la misura di livello. Una riduzione di livello ingiustificata oltre il 10% deve generare la ricerca perdite e conseguente manutenzione.

Occorre tenere presente le attività svolte da RINA sono concentrate sulle parti di impianto della Centrale Lamarmora interessate dai flussi di gas naturale (metano – CH<sub>4</sub>) in quanto costituiscono la potenziale fonte di emissione più significativa e oggetto delle specifiche metodologie sulle quali si fondano i principi dei programmi LDAR.

Si noti inoltre, come è possibile evincere dai punti sopra riportati, che esistono specifici regolamenti in merito alle verifiche da attuare ad esempio sui gas degli impianti di condizionamento ed elettrici; tali aspetti, pur non ricompresi nelle specifiche attività oggetto del presente documento, continueranno a fare parte del programma di controllo delle emissioni gas ed effetto serra attuato dalla Centrale, come richiesto dalla Prescrizione No. 35 del PIC richiamata in introduzione.

Nell'ottica di concentrare l'attenzione sulle emissioni di gas metano che alimenta i gruppi e le caldaie della Centrale di Teleriscaldamento, visto anche quanto riportato nei successivi paragrafi, di seguito è riportato una sintesi delle attività svolte nell'ambito del programma, per la sola parte relativa al gas naturale.

- ✓ Il gas naturale ricevuto in centrale viene odorizzato; la presenza quotidiana degli operatori negli impianti consente di individuare precocemente le perdite accidentali;
- ✓ Localizzata l'eventuale perdita anche a mezzo di ausili strumentali (schiume, cercafughe o misuratori di concentrazioni in aria) si provvede alla riparazione secondo l'entità della perdita e la disponibilità dell'impianto;
- ✓ è programmata una verifica annuale con sensore di gas lungo tutti i tratti di tubazione del gas naturale; in particolare:
  - Tratto comune: compreso tra la valvola di ingresso alla centrale e le valvole di blocco generale delle singole caldaie,
  - Linee caldaie: tratti compresi tra la prima valvola di blocco bruciatori/torce fino alle valvole dei bruciatori per ogni singola caldaia;
- ✓ per limitare le possibilità di trafilamenti, a fine esercizio stagionale vengono chiuse le valvole manuali a monte delle valvole di blocco generale delle caldaie.

## **2.2 QUADRO PRESCRITTIVO LDAR VIGENTE – CONTENUTI PIC/PMC DEL DM 267/2020**

Come introdotto in precedenza, il vigente Decreto AIA della Centrale Lamarmora (DM 267/2020) prevede che il Gestore proceda con l'implementazione di un programma LDAR finalizzato all'individuazione, stima e riduzione delle emissioni fuggitive (Cfr. Prescrizione No. 36 del PIC), con le modalità fornite dal PMC.

Tali modalità ed indicazioni hanno costituito il termine di confronto sulla base del quale ACS ha intrapreso il percorso di integrazione/ampliamento e miglioramento delle procedure già in essere presso la Centrale, come riportato al precedente paragrafo, individuando una serie di attività da svolgere come primo step della strategia di azione finalizzata al completo sviluppo ed implementazione del programma LDAR.

Per fornire una corretta interpretazione delle attività di miglioramento svolte nel contesto del recente Decreto AIA rispetto all'attuale programma di cui è dotato la Centrale, di seguito si riporta un estratto delle indicazioni del PMC 2020; ciò consente di indentificare con maggiore chiarezza i gap colmati dalle attività svolte (di cui al successivo paragrafo) e quelli che saranno oggetto dei successivi step del processo proposto dal Gestore (di cui al conclusivo Capitolo 8).

### **2.2.1 Struttura e Contenuti del Programma LDAR**

“[omissis]

2. Il programma LDAR deve riportare in particolare:

- ✓ a) le metodologie che il Gestore adotta per lo screening delle sorgenti di emissioni fuggitive;
- ✓ b) i risultati dello screening di tutti i componenti dell'insediamento che possano dar luogo a rilasci (valvole e flange di processo, pompe, compressori, stoccaggi, trattamenti acque, apparecchiature utilizzate nelle fasi di caricamento, etc.);
- ✓ c) l'individuazione delle possibili cause di rilascio (usura, malfunzionamenti, rotture o difetti di fabbricazione) dai dispositivi coinvolti;

- ✓ d) le stime delle emissioni;
- ✓ e) le azioni intraprese a seguito dell'individuazione di componentistica che dà luogo a emissioni;
- ✓ f) la programmazione delle azioni di monitoraggio successive.

3. I risultati del programma dovranno essere registrati su database in formato elettronico e su formato cartaceo e saranno allegati al rapporto annuale che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Autorità di controllo.

La Banca Dati predisposta deve contenere:

- ✓ a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori, pompe, scambiatori e connettori che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13,0 millibar a 20 °C, sigla del componente rintracciabile sull'impianto, caratteristica della corrente intercettata (contenente cancerogeni / non contenente cancerogeni); per le componenti che convogliano miscele di fluidi con tensioni di vapore differenti, devono essere identificate quelle con le seguenti caratteristiche: la somma dei costituenti con tensione di vapore maggiore di 13,0 millibar a 20°C sia superiore al 20% in peso del totale della corrente di processo;
- ✓ b) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
- ✓ c) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "emettitori cronici"<sup>1</sup>;
- ✓ d) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;
- ✓ e) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;
- ✓ f) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
- ✓ g) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
- ✓ h) le procedure di QA/QC."

## 2.2.2 Caratteristiche del Database Elettronico

" 4. Il Gestore deve utilizzare un database elettronico (il software utilizzato deve essere messo a disposizione dell'ISPRA) che sia compatibile con lo standard "Open Office – MS Access".

Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con query di verifica dei seguenti argomenti:

- ✓ a) data di inserimento del componente nel programma LDAR,
- ✓ b) date di inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" della riparazione e motivo,
- ✓ c) numero di monitoraggi realizzati nel periodo di monitoraggio,
- ✓ d) numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,
- ✓ e) calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente,
- ✓ f) numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti,
- ✓ g) qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma.
- ✓ h) Il data base deve essere in ogni momento disponibile alla consultazione, in fase di sopralluogo/ispezione, da parte dell'Autorità di Controllo.

[omissis]."

## 2.2.3 Frequenze di Monitoraggio e Tempi di Intervento

"Al fine del raggiungimento degli obiettivi del programma LDAR, nella tabella successiva sono indicate le frequenze con le quali deve essere eseguito il monitoraggio ed i tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione.

[omissis]

1. Con riferimento agli "emettitori significativi" e agli "emettitori cronici", qualora gli interventi di manutenzione e/o sostituzione non siano realizzabili con gli impianti in marcia, il Gestore deve procedere immediatamente, nei tempi

tecnicamente strettamente necessari alle esigenze di sicurezza, ad un nuovo fermo impianto per la riparazione/sostituzione del componente interessato.<sup>1</sup>

2. La sostituzione dei componenti fuori soglia deve essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance; nella scelta dei componenti da installare il Gestore deve valutare la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari, riportandone i risultati del confronto nel report periodico all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo.

3. Il Gestore può proporre all'Autorità di controllo un programma e delle procedure equivalenti purché di pari efficacia, ed in ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte. In particolare il Gestore che ha avuto la prescrizione in autorizzazione di eseguire un programma LDAR, può scegliere se adempiere alla prescrizione utilizzando il metodo US EPA 21 o, in alternativa, un sistema ottico per l'individuazione delle perdite nelle apparecchiature (Smart LDAR). In tal caso il sistema ottico deve rispondere ai requisiti minimi di cui alla LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera H - prot. 18712 del 01/06/2011.”

## 2.2.4 Stima e Quantificazione delle Emissioni dai Componenti di Impianto

“Nella quantificazione delle emissioni fuggitive, per tutti i componenti ispezionati con il Metodo US EPA 21, il Gestore potrà utilizzare in particolare i seguenti metodi:

- ✓ i. Approach 2: Screening Ranges Approach
- ✓ ii. Approach 3: EPA Correlation Approach;

riportati all'interno del Capitolo 2 (Development of equipment leak emission estimates) del protocollo EPA 453/R-95-017 “Protocol for Equipment Leak Emission Estimates”. In caso di primo anno di screening LDAR, sui componenti non ispezionati con il metodo US EPA 21, la stima dovrà essere effettuata utilizzando i fattori di emissione indicati dal metodo Average Emission Factor Approach riportato all'interno del succitato Capitolo 2 del protocollo EPA 453/R95-017 (Approach 1).”

## 2.3 SCOPO DELLE ATTIVITÀ SVOLTE NEL CONTESTO DEL PIC/PMC VIGENTE

Da quanto riportato nei precedenti paragrafi, rispettivamente in merito alle attività fino ad oggi implementate dal Gestore in linea con le autorizzazioni precedentemente rilasciate (attuale programma di verifica periodica delle emissioni) e alle specifiche previsioni del vigente Decreto AIA dell'installazione (programma LDAR richiesto dal PMC), emerge chiaramente la maggiore attenzione che si è posta relativamente al tema delle emissioni non convogliate ed, in particolare, delle emissioni fuggitive, anche da parte delle autorità competenti, nell'ottica di sempre più stringenti norme ed indirizzi nei confronti del rilascio in atmosfera di gas con elevato potenziale effetto serra.

Ciò si traduce, anche a livello autorizzativo, nel maggiore impegno richiesto ai gestori degli impianti che trattano, utilizzano e/o gestiscono sostanze (sia sotto forma liquida che gassosa) in grado di generare tali tipologie di emissioni, ed in maniera proporzionale rispetto al settore, la tipologia e il quantitativo di fluidi/gas che circolano negli impianti, nell'applicare i programmi di contenimento delle fuggitive.

Ne consegue che, come nel caso della Centrale di Teleriscaldamento di Lamarmora, risulti necessario colmare le differenze tra lo stato dell'arte delle attuali procedure e le specifiche modalità ed attività richieste dai recenti atti autorizzativi. A tal fine A2A Calore e Servizi ha definito una strategia di azione che fosse in grado di consentire, tramite un approccio “a step successivi”, il raggiungimento dell'obiettivo finale (ovvero lo sviluppo e la piena applicazione di un programma LDAR secondo specifica) per gradi. Occorre infatti tenere presente che installazioni come quella in esame, per tipologia e significatività delle emissioni, non sono rientrate nel recente passato tra quelle oggetto di maggiore attenzione in materia di emissioni fuggitive come lo sono stati, ad esempio, i petrolchimici e le raffinerie; di conseguenza il “gap” da colmare risulta più importante.

Il primo step del percorso avviato da ACS verso l'implementazione del programma LDAR descritto sopra, che si compone di attività che possono essere definite come propedeutiche allo sviluppo degli step successivi, si è concretizzato nel lavoro svolto da RINA e costituisce lo scopo del presente documento.

\*\*\*\*\*

<sup>1</sup> In relazione agli “emettitori significativi” e agli “emettitori cronici” si veda quanto riportato al Paragrafo 3.6 del presente documento

In sintesi, l'attività è stata svolta tramite l'implementazione dei seguenti punti, meglio descritti ed approfonditi nei successivi capitoli del documento:

- ✓ esecuzione di un censimento e realizzazione di un database che riassume tutte le potenziali sorgenti di emissioni fuggitive (valvole, flange, connessioni, strumenti, etc..) presenti negli impianti della centrale che gestiscono flussi di metano;
- ✓ misurazione delle emissioni fuggitive di metano attraverso una campagna di misura svolta in sito che ha coperto la totalità delle sorgenti oggetto di censimento ed inserite nel database;
- ✓ quantificazione delle emissioni fuggitive di metano della Centrale per l'anno di riferimento (2021) tenendo conto dei risultati ottenuti durante la campagna di misura;
- ✓ individuazione di sorgenti fuori soglia ed eventuali elementi di miglioramento/criticità identificati.

Come meglio chiarito nel seguito, le attività svolte e, in buona misura, lo stesso presente documento, contribuiscono in maniera rilevante a colmare i gap a cui si è fatto riferimento sopra. Sebbene gli aspetti legati alla strategia di azione e ai successivi step proposti dal gestore siano riportati nel conclusivo Capitolo 8 del rapporto (al quale si rimanda per i dettagli), è possibile anticipare che le attività svolte nell'ambito del presente scopo del lavoro siano indirizzate a coprire i seguenti aspetti delle indicazioni e metodologie inserite nel PMC (e riportate al precedente paragrafo):

- ✓ struttura di base del programma LDAR, in particolare le lettere dalla a) alle e) del punto 2 e la lettera a) del punto 3, di cui al precedente Paragrafo 2.2.1;
- ✓ l'implementazione e le caratteristiche funzionali del database elettronico richiesto, di cui al precedente Paragrafo 2.2.2;
- ✓ il monitoraggio annuale previsto (tale frequenza è definita dal fatto che il gas presente in impianto non contiene sostanza cancerogena) di cui al precedente Paragrafo 2.2.3;
- ✓ quantificazione delle emissioni secondo il Metodo US EPA 21 – Correlation Approach di cui al precedente Paragrafo 2.2.4.

## 3 LA CENTRALE LAMARMORA

### 3.1 DESCRIZIONE GENERALE

La Centrale è attualmente costituita da:

- ✓ un gruppo di cogenerazione TGR3 policombustibile in grado di bruciare sia gas naturale sia carbone di potenza termica nominale di 200 MW, potenza elettrica nominale 72 MWe e potenza termica resa al teleriscaldamento pari a 110 MWt. In coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione della Società, in anticipo rispetto alle scadenze nazionali, da ottobre 2020 l'utilizzo del carbone è stato dismesso e il gruppo TGR3 è alimentato esclusivamente a gas naturale;
- ✓ tre caldaie semplici CS101-CS201-CS301 a gas naturale per la produzione di calore per una potenza termica nominale complessiva pari a 285 MW (95 MW ciascuna) e potenza termica complessiva resa al teleriscaldamento pari a 255 MWt (85 MWt ciascuna).

I Gruppi TGR1 e TGR2 dismessi sono mantenuti in stato di conservazione fredda. La vecchia Caldaia Macchi 3 è stata definitivamente demolita nel 2020.

Il gruppo di cogenerazione TGR3 è costituito da generatore di vapore, turbina a contropressione e spillamenti, alternatore, scambiatori di riscaldamento dell'acqua di rete urbana, ciclo termico. Il vapore prodotto, dopo l'espansione nella turbina a contropressione, viene spillato e condensato per la produzione di calore da immettere nella rete di teleriscaldamento urbano.

Le tre caldaie semplici CS101-CS201-CS301 producono calore di integrazione per la rete di teleriscaldamento.

Da Ottobre 2020, anche gli impianti connessi all'utilizzo del carbone quale combustibile di alimento del TGR3 sono stati posti in stato di conservazione fredda, in particolare gli impianti per lo stoccaggio e il trasporto del carbone, quelli per il trattamento fumi dagli inquinanti tipici del carbone (polveri e SO<sub>2</sub>) e quelli del deposito temporaneo dei residui della combustione (ceneri e residui della desolforazione).

### 3.2 CARATTERISTICHE TECNICHE DEGLI IMPIANTI

Le caratteristiche dei gruppi della Centrale sono:

- ✓ Gruppo 3 (TGR3 – Potenza termica nominale: 200 MW), in origine policombustibile ma dal 2020 alimentato solo a metano;
- ✓ Caldaie semplici CS101-CS201-CS301 (Potenza termica nominale complessiva: 285 MW), alimentate a metano.

Il Gruppo 3 costituisce una delle unità di produzione di base del sistema di teleriscaldamento di Brescia. Come tale il funzionamento del Gruppo 3 è modulato sulla base di un'adeguata programmazione "ex ante" del fabbisogno necessario a soddisfare la richiesta termica invernale del sistema di teleriscaldamento.

Per la produzione di calore semplice per integrazione e punta sono inoltre installate tre caldaie semplici BONO (CS101-CS201-CS301) alimentate a metano di potenza termica complessiva resa al teleriscaldamento pari a 255 MW. Esse sono utilizzate come integrazione alla produzione di calore per la rete di teleriscaldamento nei giorni più freddi.

Si evidenzia che nel 2019 è stata portata a termine la realizzazione un nuovo serbatoio di accumulo termico atmosferico con funzione di efficientamento complessivo del sistema di teleriscaldamento cittadino.

Si riporta nella figura seguente una schematizzazione della configurazione energetica della Centrale Lamarmora e nella successiva Tabella 4.1 si sintetizzano le potenze della Centrale.

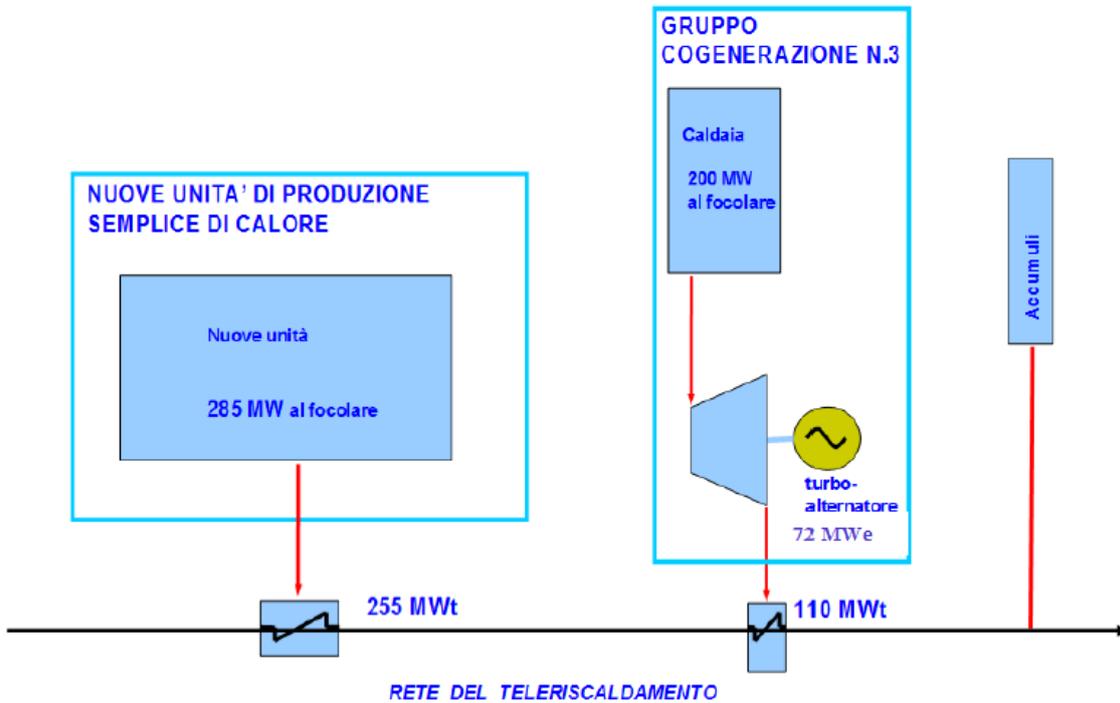


Figura 3.1: Configurazione Energetica della Centrale Lamarmora

Tabella 3.1: Potenze della Centrale Lamarmora

Impianti		P focolare [MW]	P resa termica al TLR [MW]	P elettrica [MW]
Cogenerazione	TGR3	200	110	72
Caldaie Semplici	Nuove unità di generazione semplice di calore (3 unità)	285	255	-
<b>Tot. Centrale Lamarmora</b>		<b>485</b>	<b>365</b>	<b>72</b>

### 3.3 COMPONENTI DI IMPIANTO POTENZIALMENTE INTERESSATI DA EMISSIONI FUGGITIVE

Con riferimento a quanto sopra descritto, le componenti di impianto che possono presentare potenzialmente emissioni fuggitive sono quelle nelle quali viene utilizzato il gas naturale e quindi nello specifico:

- ✓ la linea di collegamento tra la rete di distribuzione locale di metano in Via Ziziola e l'alimentazione delle caldaie;
- ✓ il gruppo di filtrazione e riduzione del gas metano, ubicato a circa 20 m Nord dell'edificio che ospita le caldaie;
- ✓ le 3 caldaie BONO (CS101-CS201-CS301) alimentate a metano;
- ✓ la linea metano a servizio del Gruppo TGR3 e relativa sezione di filtrazione e riduzione.

Si precisa che nella quantificazione delle emissioni fuggitive gli elementi esterni al perimetro della Centrale della linea di collegamento con la rete di distribuzione di metano nazionale (Cabina ReMi) non sono stati considerati.

## 4 METODOLOGIA DI ANALISI DELLE EMISSIONI DI GAS NATURALE

### 4.1 LINEE GUIDA E STANDARD DI RIFERIMENTO

L'approccio proposto ed applicato da RINA nelle varie fasi del progetto (censimento delle sorgenti, campagna di monitoraggio in sito, verifica ed interpretazione dei dati, stima delle emissioni fuggitive totali), è conforme alle linee guida e alle metodologie riconosciute sia a livello nazionale che internazionale ed in particolare:

- ✓ USEPA (U.S. Environmental Protection Agency), 1995, Protocol for Equipment Leak Emission Estimates Doc. EPA-453/R-95-017;
- ✓ US EPA Method 21 - Determination of Volatile Organic Compound Leaks;
- ✓ US EPA "Leak Detection and Repair (LDAR)– A Best Practice Guide";
- ✓ European Standard EN 15446, "Fugitive and Diffuse Emissions of Common Concern to Industry Sectors - Measurement of Fugitive Emission of Vapours Generating from Equipment and Piping Leaks", January 2008.

Di seguito si riporta un breve panoramica di quanto citato in elenco.

#### 4.1.1 US-EPA Protocol 435:1995

Il protocollo USA-EPA per la stima delle emissioni generate da perdite nelle apparecchiature e nei componenti impiantistici c.d. "Protocol for Equipment Leak Emission Estimates" (EPA-453:1995) presenta procedure standard per l'approccio alle fasi di stima delle emissioni involontarie sia per scopi di inventario che nell'ambito di procedure autorizzative. Il documento descrive quindi le metodologie che l'EPA ritiene appropriate per la stima delle emissioni fuggitive di installazioni e impianti.

Nel caso in esame sono state prese in considerazione in modo particolare le seguenti due sezioni del documento:

- ✓ l'approccio per la stima delle emissioni fuggitive generate da diverse categorie di componenti impiantistici, che include indicazioni specifiche riguardo a:
  - stima delle emissioni fuggitive per singola sorgente oggetto di monitoraggio, mediante correlazione della portata massica della perdita con i valori misurati ("*correlation approach*"),
  - stima delle emissioni per le singole sorgenti non monitorate e/o non accessibili, tramite l'associazione del tipo di fluido e delle caratteristiche della sorgente ad una portata massica di riferimento basata su dati di letteratura ("*average emission factor approach*"),
  - stima delle emissioni per le sorgenti caratterizzate da valore di monitoraggio pari a zero ("*default-zero emission rate*") o con letture oltre al fondo scala dello strumento utilizzato ("*pegged emission rate*");
- ✓ requisiti e metodi per l'esecuzione di una campagna di monitoraggio in accordo alla metodologia di riferimento EPA Reference Method 21.

A tale proposito, ulteriori dettagli in merito alle modalità di stima delle emissioni fuggitive sono riportati nel successivo paragrafo dedicato alla descrizione della metodologia di quantificazione.

#### 4.1.2 US-EPA Method 21 and LDAR

La campagna di monitoraggio per la stima delle emissioni fuggitive è stata sviluppata secondo l'approccio metodologico Leaking Detection and Repair (LDAR).

LDAR è una pratica di lavoro progettata per identificare le apparecchiature potenzialmente in grado di generare emissioni fuggitive, in modo che tali emissioni possano essere ridotte attraverso opportuni interventi di manutenzione. Un componente impiantistico soggetto ai requisiti LDAR deve essere monitorato a intervalli regolari e specifici per determinare la presenza di eventuali perdite e, qualora necessario, essere riparato o sostituito entro un periodo di tempo specificato.

La maggior parte degli standard internazionali richiede l'implementazione di un programma LDAR mediante l'applicazione del metodo 21 EPA, una procedura utilizzata per rilevare le perdite di gas quali il metano, ma anche altri composti organici volatili, dalle apparecchiature di processo utilizzando uno strumento di rilevamento portatile.

I requisiti per l'utilizzo dello strumento di monitoraggio portatile sono contenuti in questa metodologia con particolare riguardo a:

- ✓ caratteristiche della strumentazione portatile da utilizzare per l'identificazione delle perdite e la misurazione dei valori di screening per la stima delle emissioni;
- ✓ identificazione della concentrazione di fondo (nel caso in cui risultasse diversa da zero) per la definizione del valore soglia da associare ad una eventuale perdita;
- ✓ identificazione del "fattore di risposta" (rapporto tra la concentrazione nota di un composto e la lettura del misuratore osservata quando misurata utilizzando uno strumento calibrato con un composto di riferimento) ove applicabile;
- ✓ aspetti di sicurezza per la conduzione del sopralluogo;
- ✓ specifica degli strumenti di misura e delle relative apparecchiature e forniture;
- ✓ reagenti e standard per la calibrazione degli strumenti;
- ✓ uso di procedure di screening alternative (ad esempio: soluzione di sapone, attrezzatura ottica) e tecnica pertinente;
- ✓ procedure per il controllo della qualità dei dati misurati.

#### **4.1.3 UNI EN 15446:2008**

La norma si applica alle attività di monitoraggio delle emissioni fuggitive da apparecchiature/componenti di processo e si basa sulla misurazione della concentrazione di gas in corrispondenza della superficie di un elemento che genera una perdita, mediante uno strumento portatile e la conversione in emissione massica mediante l'uso di correlazioni.

Lo standard include l'elaborazione completa dei dati, dalla misurazione iniziale della concentrazione fino alla produzione di un rapporto/relazione sulle emissioni associate ad un periodo di riferimento.

## **4.2 ANALISI DELLA DOCUMENTAZIONE TECNICA E ATTIVITÀ DI CENSIMENTO DELLE SORGENTI**

Al fine di riconoscere le principali sezioni di processo e le relative linee e attrezzature interessate dal censimento è stata analizzata in dettaglio la documentazione tecnica dell'impianto fornita da ACS; in particolare sono stati presi in esame i Process & Instrument Diagrams (di seguito P&IDs), diagrammi a blocchi, diagrammi dei flussi di processo.

A partire dai P&ID sono state censite tutte le sorgenti di possibili emissioni fuggitive creando un database (DB) in formato Access.

Della documentazione fornita dal Gestore dell'impianto sono state censite, a partire dai P&IDs relativi al flusso di metano che dalla valvola va alle caldaie e al TG3, tutte le potenziali sorgenti di emissioni fuggitive associate a tutti i componenti presenti nei seguenti No. 3 P&IDs:

- ✓ CL-P-016-ES – Schema Metano Centrale Caldaie Semplici e Turbogruppo (Rev. 10);
- ✓ CLAM-GR3-01-E-TKC-P-DS-101 – Sistema Termolisi Sol. Urea (Rev. 8);
- ✓ 4242369 – Benennung (De Nox) della Honeywell (datato 25/03/2019).

Oltre alle indicazioni dettate nel Comma a) della Prescrizione del PIC descritta nel Paragrafo 2.2, si evidenziano nel seguito le altre ipotesi generali e i criteri adottati nella compilazione del DB:

- ✓ le linee sono considerate immerse nel fluido fino al primo elemento chiuso;
- ✓ ogni elemento a valle di una sorgente considerata normalmente chiusa non è stato censito.

## **4.3 CREAZIONE DI UN DATABASE COMPLETO DELLE SORGENTI**

Una volta individuati i P&ID da considerare, e la loro lettura si è provveduto alla creazione di un Database contenente l'inventario delle sorgenti potenzialmente emissive e il risultato della campagna di monitoraggio relativa all'anno 2021. Di seguito la struttura del DB in formato Access.

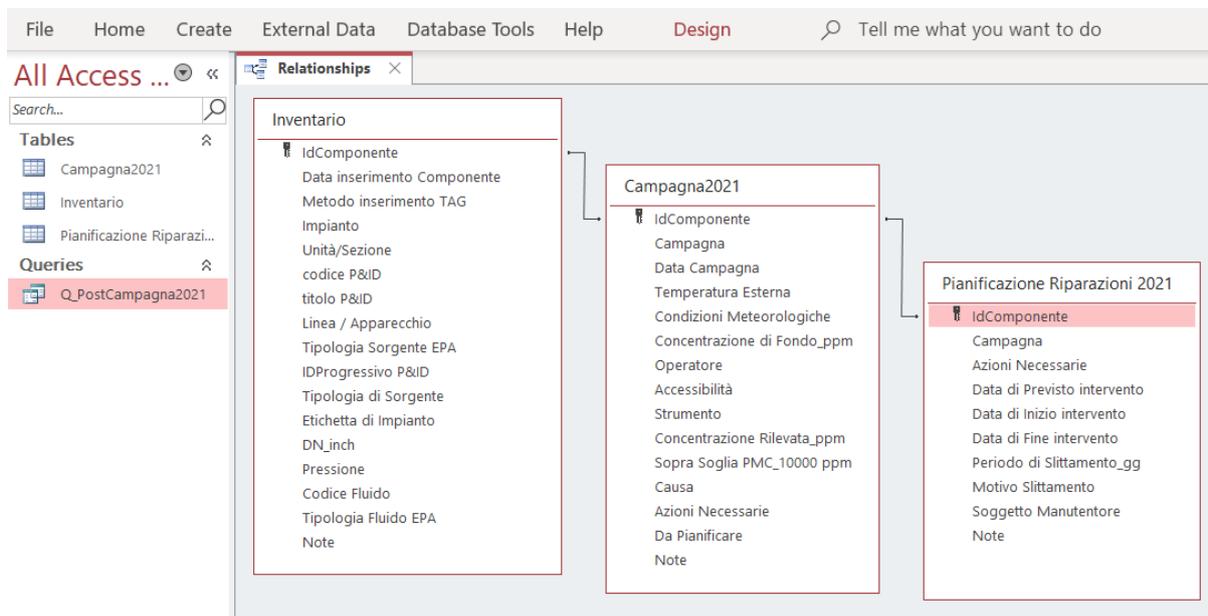


Figura 4.1: Schema del DB

La tabella relativa al censimento prevede l'identificazione, nei PID, delle sorgenti tramite tagatura progressiva sul documento digitale sia esso in formato Adobe PDF o Autocad DWG. Il tag inserito nel PID viene riportato nel campo [IDProgressivo P&ID] che identifica in maniera univoca la sorgente all'interno del documento.

In una prima fase desktop sono stati considerati e taggati (colore verde layer autocad RINA\_TAG) solo gli elementi rappresentati nei PID, a seguito poi della verifica degli elementi durante la campagna di monitoraggio sono stati inseriti tutti le potenziali sorgenti emmissive effettivamente presenti in sito (colore blu layer RINA:TAG\_Campagna).

La struttura della tabella Inventario è composta dal seguente elenco di campi rappresentanti le caratteristiche utili alla campagna e alla quantificazione delle emissioni:

- ✓ **IdComponente:** identificativo unico della sorgente all'interno dell'inventario della Centrale;
- ✓ **Data inserimento Componente:** data di inserimento del componente nel database delle sorgenti in ottemperanza alla voce a) del punto 4 del protocollo;

**Metodo Inserimento TAG:** precisazione della metodologia di inserimento dei TAG ;

- ✓ **Impianto:** Nome dell'impianto a cui appartiene la sorgente;
- ✓ **Unità/Sezione:** Nome della Sezione dell'impianto a cui appartiene la sorgente;
- ✓ **codice P&ID:** codice identificativo del diagramma a cui appartiene la sorgente;
- ✓ **titolo P&ID:** titolo del diagramma a cui appartiene la sorgente;
- ✓ **Linea / Apparecchio:** apparecchiatura o tratto di linea gas a cui l'elemento appartiene;
- ✓ **Tipologia Sorgente EPA:** valvola, flangia, ecc. secondo la metodologia US-EPA Protocol 435:1995
- ✓ **IDProgressivo P&ID:** tag presente nel PID;
- ✓ **Tipologia di Sorgente:** caratterizzazione più dettagliata dell'elemento, tipo di valvola (a sfera, a farfalla...), tipo di strumento (manometro, di flusso...);
- ✓ **Etichetta di Impianto:** tagatura dell'elemento riportata nel PID, verificata poi durante la campagna di monitoraggio;
- ✓ **DN (inch):** ove presente, la dimensione della sorgente;
- ✓ **Pressione:** ove presente tale informazione;
- ✓ **Codice Fluido:** codice del fluido secondo il PID;

- ✓ **Tipologia Fluido EPA:** poiché si tratta esclusivamente di metano la tipologia è Gas/Vapor secondo la metodologia US-EPA Protocol 435:1995;
- ✓ **Note:** eventuali annotazioni non ascrivibili ai precedenti campi.

La tabella relativa alla campagna di monitoraggio è composta dall'IDComponente, dalle informazioni inerenti la campagna, dalle misurazioni e rappresenta a sua volta la base per poter pianificare il programma di manutenzione oggetto della prescrizione

La struttura della tabella Campagna 2021 è composta dal seguente elenco di campi e relative descrizioni:

- ✓ **IdComponente:** identificativo unico della sorgente all'interno dell'inventario della Centrale;
- ✓ **Campagna:** nome della campagna;
- ✓ **Data Campagna:** data della campagna;
- ✓ **Temperatura Esterna:** temperatura rilevata il giorno della misurazione;
- ✓ **Condizioni Meteorologiche:** temperatura rilevata il giorno della misurazione;
- ✓ **Concentrazione di Fondo [ppm]:** concentrazione del sito rilevata il giorno della misurazione;
- ✓ **Operatore:** operatore che ha effettuato la misurazione;
- ✓ **Accessibilità:** accessibilità della sorgente (essa risulta NO se incamiciata, in un punto elevato.);
- ✓ **Strumento:** strumento utilizzato per la misurazione;
- ✓ **Concentrazione Rilevata [ppm]:** valore misurato dallo strumento;
- ✓ **"Sopra Soglia PMC [10.000 ppm]":** se il valore sopra la soglia della prescrizione;
- ✓ **Causa:** possibile causa di rilascio (usura, malfunzionamento, rottura.);
- ✓ **Azioni Necessarie:** azioni da intraprendere a seguito della eventuale perdita,;
- ✓ **Da Pianificare:** grado di priorità nella programmazione manutenzione
- ✓ **Note:** eventuali annotazioni non ascrivibili ai precedenti campi.

La struttura della tabella Pianificazione Riparazioni 2021 è costituita dai seguenti campi:

- ✓ **IdComponente:** identificativo unico della sorgente all'interno dell'inventario della Centrale;
- ✓ **Campagna:** nome della campagna;
- ✓ **Azioni Necessarie:** azioni da intraprendere a seguito della eventuale perdita;
- ✓ **Data di previsto intervento:** giorno in cui è previsto l'intervento sulla perdita;
- ✓ **Data di inizio intervento:** giorno in cui è previsto l'inizio dell'intervento sulla perdita;
- ✓ **Data di fine intervento:** giorno in cui è il termine dell'intervento sulla perdita;
- ✓ **Periodi di slittamento [giorni]:** numero di giorni dell'eventuale slittamento dell'intervento sulla perdita rispetto a quanto previsto;
- ✓ **Motivo slittamento:** motivazione del ritardo nell'esecuzione dell'intervento sulla perdita;
- ✓ **Soggetto Manutentore:** soggetto che effettua l'intervento di manutenzione;
- ✓ **Note:** eventuali annotazioni non ascrivibili ai precedenti campi.

#### 4.4 ATTIVITÀ DI MONITORAGGIO

Come anticipato nell'introduzione del presente documento, RINA ha svolto una campagna di monitoraggio delle emissioni fuggitive presso l'impianto A2A di Lamarmora, i cui esiti sono riportati al successivo Capitolo 5. Il presente paragrafo è dedicato alla breve descrizione della strumentazione utilizzata e delle procedure di monitoraggio eseguite in accordo alle linee guida di riferimento di cui al precedente Par. 4.1.

Le misurazioni delle emissioni fuggitive sono state eseguite mediante l'utilizzo di un analizzatore di gas portatile, modello RKI "Eagle 2" (si veda l'immagine seguente), impiegato per la rilevazione delle concentrazioni di metano (CH<sub>4</sub>) e altri composti organici volatili (VOC) nell'atmosfera, in conformità con il metodo US EPA 21, ed equipaggiato con i seguenti sensori:

- ✓ un sensore catalitico per la misurazione delle concentrazioni di metano CH<sub>4</sub> (range di misura 0 – 50,000 ppm);
- ✓ un sensore PID (Photo-Ionization Detection) per il rilevamento dei composti organici volatili VOC (range di misura 0 – 2,000 ppm).

I **sensori catalitici (Catalytic Bead)** utilizzano un elemento catalitico per il rilevamento e la reazione del gas presente nel campione di emissione fuggitiva con l'ossigeno sul catalizzatore provoca un cambiamento nella resistenza dell'elemento che cambia l'intensità della corrente che lo attraversa. Alla misura della variazione di questa corrente viene associata la misura della concentrazione del gas che si sta misurando. I sensori catalitici vengono utilizzati per rilevare gli idrocarburi combustibili nell'intervallo 0-100% LEL. Tale sensore possiede grande precisione nella misura del metano e necessità di scarsa manutenzione (calibrazione annuale).

Tali sensori vengono scelti per la loro affidabilità e rapidità nella misura oltre che per la scarsa sensibilità a temperatura, pressione e umidità atmosferica, che li rende adatti a campagne anche in condizioni atmosferiche non ottimali. Essendo un dispositivo ATEX lo rende particolarmente indicato per gli spazi confinati. Tra gli svantaggi la relativa sensibilità all'avvelenamento causato soprattutto da composti silicici, composti contenenti piombo e da elevate concentrazioni di H<sub>2</sub>S.

L'analizzatore utilizzato per i monitoraggi è calibrato con gas metano e fornisce misurazioni in% LEL, ppm e % di volumi. Gli incrementi di concentrazione dello strumento durante la lettura in ppm sono i seguenti:

- ✓ 5 ppm per concentrazioni tra 0 e 200 ppm;
- ✓ 10 ppm per concentrazioni tra 200 e 1,000 ppm;
- ✓ 250 ppm per concentrazioni tra 1,000 e 10,000 ppm;
- ✓ 500 ppm per concentrazioni tra 10,000 e 50,000 ppm.

I sistemi **PID (Photo Ionization Detector)** in sintesi utilizzano una sorgente di luce ultravioletta (UV) ad alta energia per ionizzare le molecole del campione di emissione fuggitiva e il flusso di ioni producono una corrente elettrica la cui misurazione fornisce la stima della concentrazione. A differenza dei FID, che bruciano completamente il campione raccolto, PID ionizza solo una piccola porzione del campione, quindi il campione rimanente può essere ulteriormente analizzato con un altro tipo di rivelatore.

I sensori PID sono dispositivi intrinsecamente sicuri (c.d. ATEX) e pertanto non hanno bisogno di includere dispositivi di sicurezza quali rompi fiamma che inibiscono o impediscono la diffusione di grandi molecole nel sensore. Sono particolarmente efficaci per la rilevazione di molecole di idrocarburi saturi ed insaturi, presenti nei combustibili pesanti, miscele, liquidi combustibili e solventi.



Figura 4.2: Analizzatore Gas Portatile "Eagle 2"

Per il monitoraggio delle emissioni fuggitive potenzialmente derivanti dai singoli componenti, gli operatori RINA presenti in campo, in accordo alla metodologia "US-EPA Method 21", hanno eseguito la procedura di misura descritta nel seguito.

- ✓ la sonda dell'analizzatore viene posizionata in corrispondenza dei punti e/o superfici/interfacce dei componenti dell'impianto che possono dare luogo ad emissioni fuggitive;
- ✓ la sonda viene spostata lentamente lungo le interfacce di potenziale perdita e la relativa lettura di concentrazione viene osservata sul display dell'analizzatore;
- ✓ nel caso venga rilevato un valore di concentrazione diverso da zero (o superiori alla concentrazione c.d. di background), la sorgente viene analizzata più lentamente al fine di identificare il punto preciso della perdita ed ottenere il valore massimo di concentrazione. Tale operazione viene svolta per un tempo superiore a circa due volte l'intervallo di risposta dell'analizzatore (ovvero per circa 1 minuto).

I valori di concentrazione visualizzati in tempo reale sul display sono automaticamente registrati dello strumento nel data log ogni 10 secondi; allo stesso tempo gli operatori in sito appuntano il massimo valore individuato sul display all'interno dei fogli di campo. Successivamente i dati sono sottoposti ad una fase di verifica e validazione mediante controlli incrociati dei data log con i valori registrati in tempo reale dal personale RINA sul foglio di campo cartaceo.

## 4.5 METODOLOGIA DI QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI FUGGITIVE

La quantificazione delle emissioni fuggitive è stata svolta tramite l'applicazione dell'approccio US-EPA al calcolo delle emissioni per singola sorgente in funzione delle risultanze della campagna di monitoraggio eseguita in sito. Tale approccio risulta conforme anche alla normativa europea di riferimento in quanto ripreso nei contenuti della norma UNI EN 15446 del Luglio 2008, relativa proprio al tema delle emissioni fuggitive e ai metodi di monitoraggio e quantificazione.

Come precedentemente descritto (si veda il Par. 4.2 e 4.3), l'attività di censimento delle potenziali sorgenti di emissioni fuggitive e la creazione di un apposito database, ha riguardato la totalità delle parti impiantistiche della Centrale Lamarmora caratterizzate dalla presenza al loro interno di gas naturale (metano).

La metodologia ha dunque previsto i seguenti passaggi:

1. inserimento, all'interno del foglio di calcolo, dei risultati delle attività di monitoraggio eseguite;
2. quantificazione delle emissioni per singola sorgente tramite approccio US-EPA / UNI-EN 15446 (si veda il dettaglio nel seguito del paragrafo);
3. quantificazione delle emissioni fuggitive totali della Centrale per l'anno di riferimento.

Per quanto concerne la stima delle emissioni per singola sorgente, di cui al punto 2 dei passaggi metodologici precedenti, sono stati utilizzati i seguenti metodi di quantificazione derivanti dall'approccio US-EPA e precedentemente introdotti nella sezione dedicata agli standard e linee guida di riferimento:

- ✓ approccio di correlazione ("*correlation approach*"): utilizzato per la quantificazione delle emissioni fuggitive per tutte le sorgenti per le quali è stata identificata una concentrazione di perdita diversa da zero (o maggiore del valore di concentrazione di fondo, ove riscontrato);
- ✓ fattori di emissione definiti "*default zero*" e "*pegged value*" utilizzati rispettivamente per la stima delle emissioni delle sorgenti con lettura di concentrazione pari a zero e fuori scala (cioè per concentrazioni maggior del fondo scala dello strumento utilizzato);
- ✓ metodo del fattore emissivo medio ("*average emission factor*"): impiegato per la stima delle emissioni delle sorgenti per le quali non è stato possibile effettuare il monitoraggio in campo, ad esempio perché non accessibili o non raggiungibili in sicurezza.

Nei seguenti paragrafi è riportata una breve descrizione di tali metodi di stima.

### 4.5.1 Quantificazione Mediante Correlazione ("*correlation approach*")

Sulla base dei valori misurati in campo, per tutte le sorgenti per le quali è stata identificata una perdita con concentrazione maggiore di zero (o maggiore del valore di fondo quando presente) si è proceduto al calcolo delle emissioni fuggitive su base annua, associando ai valori di concentrazione misurati in campo (valori di screening) i corrispondenti flussi di massa relativi alla perdita da ciascuna sorgente.

Per la stima dei flussi di massa è stato adottato l'approccio mediante correlazioni EPA. Tale approccio consente la stima delle emissioni dovute a perdite in funzione del valore di screening, in relazione alla particolare tipologia di sorgente.

In particolare, è stata usata la correlazione EPA riguardante l'industria del petrolio, applicabile come specificato nella metodologia anche al settore Oil & Gas. Le correlazioni sono riportate nella tabella e nella figura seguenti.

**Tabella 4.1: Petroleum Industry Leak Rate/Screening Value Correlations (US-EPA, 1995)**

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

<sup>a</sup>The correlations presented in this table are revised petroleum industry correlations.

<sup>b</sup>SV = Screening value in ppmv.

<sup>c</sup>These correlations predict total organic compound emission rates (including non-VOC's such as methane and ethane).

<sup>d</sup>The "other" equipment type was derived from instruments, loading arms, pressure relief valves, stuffing boxes, and vents. This "other" equipment type should be applied to any equipment type other than connectors, flanges, open-ended lines, pumps, or valves.

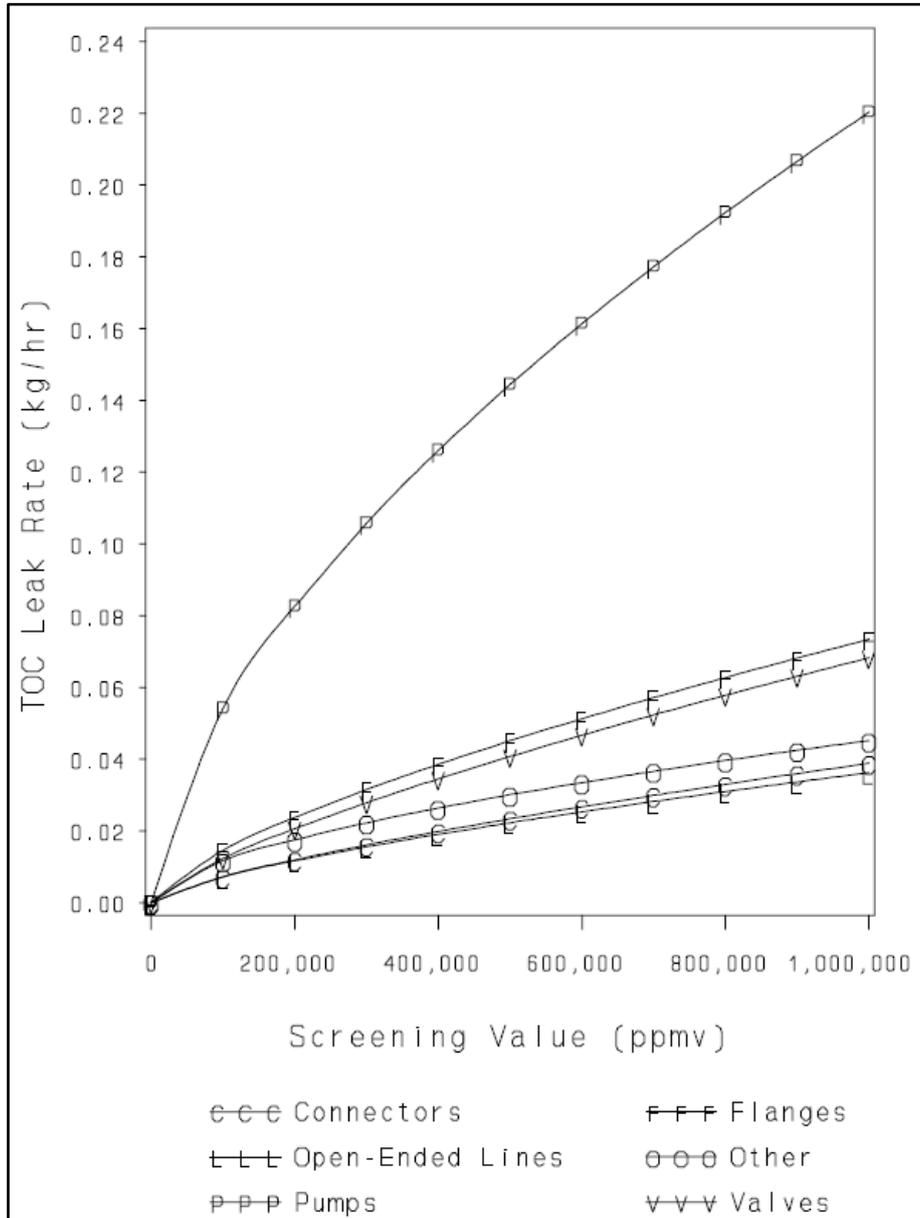


Figura 4.3: Petroleum Industry Correlation Curves (US-EPA, 1995)

Come si nota, EPA, sulla base di osservazioni dirette di campo, ha sviluppato specifiche correlazioni per i seguenti componenti:

- ✓ valvole;
- ✓ flange;
- ✓ open-ended lines;
- ✓ connettori;
- ✓ pompe;
- ✓ categoria "altro", che comprende gli strumenti (indicatori di pressione, temperatura etc.) valvole di sicurezze e tutto quanto non rientra nelle precedenti categorie.

Nelle correlazioni EPA, i valori di screening fanno riferimento ai composti organici totali (TOC). Nel caso della Centrale Lamarmora le emissioni associate ai valori di concentrazione monitorati sono quantificate in relazione al solo gas metano (CH<sub>4</sub>).

Sulla base delle correlazioni EPA, per ogni sorgente è stato quindi calcolato il flusso di massa di emissioni fuggitive (espresso in kg/ora di funzionamento).

Una volta definiti i flussi di massa delle emissioni, le emissioni complessive annue sono state calcolate sulla base dei fattori di funzionamento delle singole sorgenti (espressi in ore di funzionamento/anno) secondo quanto riportato al successivo Capitolo 6.

#### 4.5.2 Fattore di Emissione “Default Zero” e “Pegged”

Gli studi condotti dall'EPA hanno evidenziato che ad una sorgente alla quale viene associato un valore di monitoraggio pari a zero, non corrispondono esattamente emissioni nulle, in quanto perdite di entità estremamente ridotta, non rilevabili tramite analizzatore portatile, possono dare origine a emissioni non trascurabili sul lungo periodo.

Per tale ragione, è stato utilizzato il fattore emissivo proposto dall'EPA (c.d. “default zero”) per la quantificazione delle emissioni fuggitive di tutte le sorgenti alle quali è stato assegnato un valore pari a zero durante la campagna di monitoraggio.

I ratei emissivi per le diverse tipologie di componente sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 4.2: Default-Zero Values: Petroleum Industry (US-EPA, 1995)

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

<sup>a</sup>Default zero emission rates were based on the combined 1993 refinery and marketing terminal data only (default zero data were not collected from oil and gas production facilities).

<sup>b</sup>These default zero emission rates are for total organic compounds (including non-VOC's such as methane and ethane).

Qualora, durante le attività di monitoraggio, vengano identificate perdite significative provenienti dai componenti di impianto, la cui concentrazione risultata superiore al limite di fondo scala dello strumento utilizzato per la campagna (pari a 50,000 ppmv di CH<sub>4</sub>) queste sono definite come “over scale” o fuori scala.

Per la stima dei flussi di massa di gas in questi casi viene impiegato l'approccio proposto sempre dalla metodologia US-EPA, così detto “pegged value”. I ratei emissivi per le diverse tipologie di componente sono riportati nella seguente tabella.

Considerato il valore di fondo scala dello strumento impiegato, è stato cautelativamente considerato il rateo emissivo fissato per concentrazioni superiori a 100,000 ppmv.

Tabella 4.3: Screening Value Pegged Emission Rates for the Petroleum Industry (US-EPA, 1995)

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

<sup>a</sup>The petroleum industry pegged emission rates are for total organic compounds (including non-VOC's such as methane and ethane).

<sup>b</sup>The 10,000 ppmv pegged emission rate applies only when a dilution probe cannot be used or in the case of previously-collected data that contained screening values reported pegged at 10,000 ppmv. The 10,000 ppmv pegged emission rate was based on components screened at greater than or equal to 10,000 ppmv; however, in some cases, most of the data could have come from components screened at greater than 100,000 ppmv, thereby resulting in similar pegged emission rates for both the 10,000 and 100,000 pegged levels (e.g., connector and flanges).

<sup>c</sup>Only 2 data points were available for the pump seal 100,000 pegged emission rate; therefore the ratio of the pump seal 10,000 pegged emission rate to the overall 10,000 ppmv pegged emission rate was multiplied by the overall 10,000 ppmv pegged emission rate to approximate the pump 100,000 ppmv pegged emission rate.

<sup>d</sup>The "other" equipment type was developed from instruments, loading arms, pressure relief valves, stuffing boxes, vents, compressors, dump lever arms, diaphragms, drains, hatches, meters, and polished rods. This "other" equipment type should be applied to any equipment type other than connectors, flanges, open-ended lines, pumps, and valves.

In entrambi i casi, sia per le sorgenti “zero default” che per quelle “pegged”, la quantificazione delle emissioni complessive è stata eseguita con analoghe considerazioni e assunzioni rispetto ai precedenti metodi di calcolo ovvero:

- ✓ Le emissioni associate ai TOC sono state considerate tutte emissioni di gas metano;
- ✓ Le ore di funzionamento dei componenti sono state considerate secondo quanto riportato al successivo Capitolo 6.

#### 4.5.3 Quantificazione con Fattore Medio (“average emission factor”)

La metodologia US-EPA propone un approccio che non si basa sull’acquisizione di dati di monitoraggio ma sull’applicazione di un fattore di emissione medio associato a ciascuna delle tipologie di componente, suddivise a loro volta in funzione del tipo di fluido gestito dall’impianto e/o dalla rete.

Questo approccio può essere utilizzato per la quantificazione delle emissioni fuggitive delle sorgenti che, poiché localizzate in aree non accessibili o in punti non raggiungibili in sicurezza dall’operatore in sito, non sono state monitorate durante la campagna.

Tuttavia, al fine di garantire una maggiore coerenza con i contenuti della normativa europea UNI-EN 15446, si è scelto di applicare alle sorgenti per le quali non è stato possibile acquisire dato di monitoraggio, un fattore emissivo ottenuto dalla media dei fattori emissivi stimati per tutte le altre sorgenti di analoga tipologia (ovvero valvole, flange, connettori etc.) tramite l'utilizzo dei metodi precedentemente descritti.

Una volta definiti i flussi di massa delle emissioni mediante fattore medio, come per il metodo delle correlazioni le emissioni complessive annue sono state calcolate sulla base dei fattori di funzionamento delle singole sorgenti (espressi in ore di funzionamento/anno) secondo quanto riportato al successivo Capitolo 6.

#### 4.6 INDENTIFICAZIONE DEI COMPONENTI “FUORI SOGLIA” AI FINI DEL PROGRAMMA LDAR

Il PMC propone un valore soglia per la definizione di perdita (emissione fuggitive) nel caso in cui vengano svolte attività di monitoraggio secondo il Metodo US-EPA 21, ovvero tramite l'assegnazione ad ogni componente dell'impianto inserito nel programma LDAR di un valore di concentrazione di emissione determinato con l'ausilio di apposita strumentazione (si veda in proposito il precedente Par. 3.4).

Tale valore soglia è riportato nella seguente tabella, per le diverse tipologie di componente, relativamente a fluidi classificati come non cancerogeni.

Componente	Valore Soglia	U.d.M
Pompe	10.000	ppm <sub>v</sub> di CH <sub>4</sub>
Compressori		
Valvole		
Flange		

In aggiunta a quanto sopra il PMC prevede inoltre che è considerata perdita qualunque emissione che risulta all'ispezione visibile e/o udibile e/o odorabile (vapori visibili, perdite di liquidi ecc), indipendentemente dalla concentrazione, o che possa essere individuata attraverso formazione di bolle utilizzando una soluzione di sapone.

Il numero di componenti monitorati ai quali viene assegnata una concentrazione di emissione fuori soglia è uno degli elementi che deve essere indicato nella fase di registrazione e archiviazione degli esiti del programma LDAR in termini di percentuale rispetto al totale dei componenti ispezionati e comunicato con il rapporto annuale.

Occorre precisare inoltre che il PMC fa riferimento ai così detti “emettitori significativi” ed “emettitori cronici” nell'ambito degli aspetti di manutenzione e/o sostituzione, che costituiscono anch'essi una parte del programma LDAR.

La definizione di “emettitori cronici”, seppur non espressamente riportata nel PMC allegato al Decreto AIA della Centrale Lamarmora, è possibile richiamarla dalla documentazione ISPRA di riferimento<sup>2</sup>: “elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 10.000 ppm<sub>v</sub> come Metano per due volte su quattro trimestri consecutivi”. Tale definizione non risulta applicabile alla Centrale Lamarmora in quanto non essendo presenti sostanze cancerogene nei fluidi in pressione (gas metano) i monitoraggi sono eseguiti annualmente e non su base trimestrale. Pertanto si propone per la Centrale di considerare come emettitori cronici gli elementi che dopo essere già stati oggetto di manutenzione a seguito dell'individuazione di una perdita, dopo due anni dall'intervento riscontrano la presenza di una nuova perdita.

Per quanto concerne invece gli “emettitori significativi”, una specifica definizione non risulta disponibile né all'interno del PMC né nella documentazione di riferimento precedentemente citata; tuttavia è possibile, per logica di contenuti e approccio metodologico richiesto; far coincidere tale definizione con quella dei componenti fuori soglia sopra definiti.

\*\*\*\*\*

<sup>2</sup> Documento ISPRA SECONDA EMANAZIONE, lettera H - prot. 18712 del 01/06/2011 Modalità Attuative di un Programma LDAR

## 5 RISULTATI DELLA CAMPAGNA DI MONITORAGGIO

La campagna di indagine in impianto è stata eseguita nei giorni 30 Novembre e 1 Dicembre 2021 durante la quale è stato svolto un sopralluogo preliminare, volto alla verifica delle informazioni raccolte durante la fase di censimento delle sorgenti e contenute nel database elettronico, seguito dall'attività vera e propria di misurazione delle emissioni fuggitive, con le modalità descritte al precedente Capitolo 3.

Le misurazioni si sono svolte nella giornata del 1 Dicembre 2021 in condizioni meteorologiche favorevoli alle attività di monitoraggio. Le concentrazioni di fondo di CH<sub>4</sub> sono sempre risultate pari a zero (0 ppm).

Con il supporto del personale di impianto è stato possibile eseguire i monitoraggi con gli impianti in condizioni di normale funzionamento.

Durante la campagna di misura sono state verificate le emissioni fuggitive di oltre 800 sorgenti. La distribuzione percentuale delle sorgenti misurate, secondo la classificazione US-EPA (Valve, Flange, Connector, Other, Open-ended line) è riportata nella figura seguente.

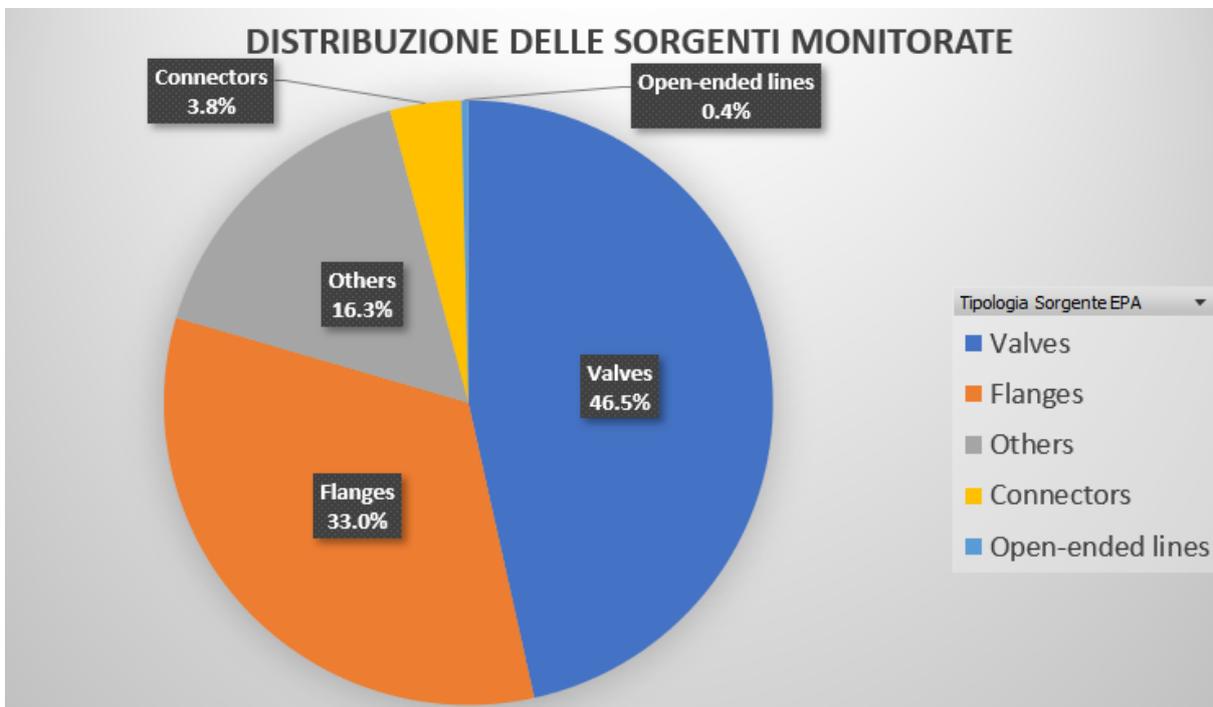


Figura 5.1: Distribuzione percentuale Sorgenti Monitorate

Rispetto al totale dei componenti censiti ed inseriti nel database (851 sorgenti), solo 30 di queste non sono state oggetto di monitoraggio in quanto sono risultate non accessibili (ad esempio perché situate a quote elevate o in camerette/cunicoli interrati).

La tabella seguente riporta i valori delle letture effettuate dagli operatori RINA in campo per i soli componenti per i quali è stata identificata una concentrazione di emissione maggiore di zero, ai quali è associato il numero identificativo corrispondente con il quale il componente è stato inserito nel database.

I valori di concentrazione di CH<sub>4</sub> (espressi in ppm) riportati in tabella sono stati sottoposti a verifica e validazione tramite controllo incrociato tra il dato appuntato in campo dagli operatori e i Data Log degli strumenti e pertanto rappresentano i valori definitivi inseriti nel database ed utilizzati per il calcolo e la stima delle emissioni complessive della Centrale.

Tabella 5.1: Esiti delle Misurazioni Svolte in Sito

Data:		Luogo:		Sito:	
01/12/2021		Brescia		Centrale di Teleriscaldamento di Lamarmora	
ID Sorgente <sup>(1)</sup>		TAG Componente	Tipo Sorgente	Valore Misurato CH <sub>4</sub> (ppm) <sup>(2)</sup>	Note su Perdita
ID DBase progressivo	ID nel P&ID				
<b>TGR3 - DeNOx</b>					
2	1a	-	Flangia	2050	
8	4b	-	Manometro	940	
10	5a	-	Flangia	100	
<b>Filtrazione/Riduzione Metano Caldaie Bono</b>					
64	23	-	Connessione filettata	5550	> 5.000 ppm
104	49	-	Valvola	570	
<b>Linea Metano Bono 1</b>					
116	54b		Flangia valle	110	Flangia valle Contatore Vol. Bono 1
134	70a	VF1581	Flangia monte	25	
153	87a	XV1022	Flangia monte	290	
171	99a	FCV1030	Flangia monte	60	
206	117b	VF1580	Flangia valle	5450	> 5.000 ppm
207	118	FE106	Flangia Tarata	60	
225	134b	XV1025	Flangia valle	1650	
240	145b	XV1026	Flangia valle	F.S.	> SOGLIA 10.000 PPM
243	146b	FCV1031	Flangia valle	400	
<b>Linea Metano Bono 2</b>					
303	183	FE 205	Flangia Tarata	290	
373	229b	VF2580	Flangia valle	6900	> 5.000 ppm
387	243	FIT 206C	Strumento	430	Da verificare corretta posizione su P&ID
391	246a	XV2025	Flangia monte	1150	
406	257a	XV2026	Flangia monte	150	
<b>Linea Metano Bono 3</b>					
470	295	FE305	Flangia Tarata	1500	
473	298	FIT305C	Indicatore di flusso	360	
497	318	PIT 333B	Indicatore di pressione	6450	> 5.000 ppm
539	341a	VF3580	Flangia monte	95	
541	342	FE306	Flangia tarata	30	
544	345	FIT306A	Indicatore di flusso	800	
549	350	FIT306B	Indicatore di flusso	2550	
558	358a	XV3025	Flangia monte	230	

568	365	PIT 335B	Indicatore di pressione	500	
<b>Filtrazione/Riduzione Metano TGR3</b>					
662	424b	-	Flangia	185	
664	425a	Contatore Vol. TGR3 PTZGR3	Flangia monte	250	
703	445a	-	Tappo	490	
<b>Linea Metano TGR3 Bruciatori/Torce</b>					
709	451	FE274	Flangia tarata	2300	
726	461	PCV319	Valvola controllo	27750	> SOGLIA 10.000 PPM
729	462	-	Valvola	7850	> 5.000 ppm
847	518d	-	Manometro	5350	> 5.000 ppm

Note:

- (1) L'ID Sorgente contiene sia il No. identificativo univoco del componente all'interno del Data Base (DBase) sia il numero identificativo assegnato all'interno del P&ID di riferimento
- (2) F.S: indica una lettura Fuori Scala rispetto all'intervallo di misurazione dello strumento, ovvero oltre i 50,000 ppm;

Durante la campagna di monitoraggio sono state individuate in totale No. 35 perdite (concentrazioni rilevate maggiori di zero), che corrispondono circa al 4% del totale dei componenti di impianto oggetto di indagine.

Tra queste, sono state determinate:

- ✓ solo No. 2 "perdite significative" ovvero caratterizzate da un valore di concentrazione riscontrato maggiore della soglia fissata a 10.000 ppm di CH<sub>4</sub> (indicate con una casella di colore arancio in tabella);
- ✓ un numero limitato di perdite con concentrazioni superiori a 5.000 ppm (valore inferiore alla soglia di significatività ma associabili a perdite di una certa rilevanza) pari a No. 6 componenti (indicate con una casella di colore giallo in tabella).

Come mostrato dalla tabella, le perdite sono state individuate prevalentemente da flange (giunti flangiati, flange di raccordo delle valvole, flange tarate) in 22 casi e strumenti/indicatori di pressione/flusso in 8 casi.

L'Appendice A al presente documento riporta le immagini fotografiche delle perdite individuate.

## 6 QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI FUGGITIVE - CAMPAGNA 2021

La campagna di monitoraggio delle emissioni fuggitive svolta presso la Centrale di Teleriscaldamento di Lamarmora nel mese di Dicembre 2021 ha consentito di identificare le perdite di gas naturale dai singoli componenti degli impianti che forniscono l'alimentazione di CH4 al Gruppo 3 e alle Caldaie e di valutarne la concentrazione mediante l'utilizzo di un analizzatore a gas.

La metodologia descritta al Paragrafo 4.5 ha quindi consentito di stimare le emissioni massiche complessive della Centrale, espresse in kg di metano per anno di riferimento, associando a ciascuno dei componenti il corrispondente approccio per la stima del fattore emissivo, sulla base degli esiti della campagna, come brevemente sintetizzato di seguito:

- ✓ formula di correlazione (o "correlation approach") per tutti gli elementi che hanno fatto registrare una concentrazione di emissione di metano diversa da zero (o dal valore di fondo ove pertinente);
- ✓ fattore di emissione specifico per i componenti la cui concentrazione rilevata è maggiore del fondo scala dello strumento utilizzato (c.d. "pegged value approach" o "overscale");
- ✓ fattore di emissione specifico per i componenti la cui concentrazione rilevata è risultata pari a zero (o pari alla concentrazione di fondo ove pertinente);
- ✓ fattore di emissione medio (o "average emission factor approach") per i componenti che non è stato possibile monitorare perché non accessibili.

Successivamente all'assegnazione del fattore di emissione a ciascun elemento del database (espresso in kg/ora), per la quantificazione delle emissioni complessive è risultato necessario definire le ore di funzionamento per l'anno di riferimento (nel caso in esame per il 2021); per fare ciò è stata utilizzata come base la seguente tabella che riporta le ore di normale funzionamento degli impianti suddivisi tra TGR3 e Caldaie Bono.

**Tabella 6.1: Funzionamento TGR3 e Caldaie Bono – Ore per l'Anno 2021**

ORE DI NORMALE FUNZIONAMENTO DELE CALDAIE DELLA CENTRALE LAMARMORA PER L'ANNO 2021				
MESE	TGR3	CS101	CS201	CS301
GENNAIO	744	250	242	252
FEBBRAIO	669	87	76	63
MARZO	588	0	0	0
APRILE	0	66	51	60
MAGGIO	0	0	0	0
GIUGNO	0	0	0	0
LUGLIO	0	0	0	0
AGOSTO	0	0	0	0
SETTEMBRE	0	0	15	0
OTTOBRE	4	36	17	32
NOVEMBRE	238	85	82	69
DICEMBRE	744	111	164	131
<b>TOT. ANNO</b>	<b>2987</b>	<b>635</b>	<b>647</b>	<b>607</b>

Secondo le procedure adottate presso la Centrale, in caso di fermata delle singole caldaie sono presenti specifiche valvole di intercettazione del metano (c.d. valvole radice) che vengono chiuse e quindi riaperte in caso di necessità, per l'assegnazione delle ore di funzionamento sono state applicate le seguenti assunzioni:

- ✓ per il TGR3: tutti i componenti/elementi delle linee posizionati a valle delle valvole radice sono associati ad un numero di ore di funzionamento pari a quello effettivo di cui alla precedente tabella;

- ✓ per le Caldaie Bono:
  - le linee delle singole Caldaie sono provviste di specifiche valvole radice; a valle di queste i componenti degli impianti sono stati considerati in funzione per il numero di ore effettivo della relativa Caldaia (come da precedente tabella),
  - il gruppo di filtrazione e riduzione è a servizio di tutte e tre le Caldaie ed è dotato di apposite valvole di sezionamento che vengono chiuse solo in caso di fermo id tutte e tre le caldaie; per tale ragione i componenti che si trovano a valle del sezionamento dello skid di filtrazione/riduzione ma a monte delle valvole radice delle singole caldaie sono considerati in funzione (o comunque con gas in pressione al loro interno) continuativamente per i mesi in cui ha operato almeno una delle Caldaie;
- ✓ il resto dei componenti di impianto, che costituiscono in ogni caso una minima parte del totale, è considerato in funzione (o comunque con gas in pressione al loro interno) per l'intero anno.

**Tabella 6.2: Sintesi delle Ore di Funzionamento Considerate per la Quantificazione delle Emissioni**

SINTESI DELLE ORE DI FUNZIONAMENTO DELLE PARTI DI IMPIANTO UTILIZZATE PER LA QUANTIFICAZIONE DELLE EMISSIONI FUGGITIVE			
Caldaia / Porzione di impianto	Ore Funzionamento per quantificazione emissioni	Porzione di impianto interessata	Numero Elementi del Database Interessati
TGR3	2,987	Elementi a valle delle Valvole di sezionamento dell'alimentazione metano del TGR3	229
Caldaia Bono 1 (CS101)	635	Elementi a valle della Valvola Radice della singola Caldaia	164
Caldaia Bono 2 (CS102)	647	Elementi a valle della Valvola Radice della singola Caldaia	164
Caldaia Bono 3 (CS103)	607	Elementi a valle delle Valvola Radice della singola Caldaia	164
Riduzione / Filtrazione Caldaie Bono	5,103 <sup>(1)</sup>	Elementi a valle della Valvola di Sezionamento dello Skid di riduzione/filtrazione e a monte delle Valvole Radice delle singole caldaie	61
Linee Comuni	8,760	Elementi dei tratti di linea di alimentazione metano comuni a tutte le Caldaie, situati a monte delle valvole di sezionamento/valvole radice	69

Nota (1): Tale monte ora è stato ottenuto considerando un funzionamento (o impianto in pressione) pari a 24ore/giorno per i mesi di Gennaio, Febbraio, Marzo, Aprile, Ottobre, Novembre e Dicembre, mentre per il mese di Settembre sono state considerate le sole 15 ore di funzionamento della Caldaia 2. Per i restanti mesi la porzione di impianto è stata considerata depressurizzata.

In conseguenza di tutto quanto sopra, la metodologia applicata per la quantificazione delle emissioni fuggitive della Centrale Lamarmora ha consentito di stimare un valore totale pari a circa 130 kg/anno per il 2021.

Si noti che tale quantificazione comprende solamente la quota parte delle emissioni propriamente dette fuggitive, ovvero rilasci non intenzionali dai componenti di impianto; pertanto non sono inclusi in questa stima i rilasci dovuti al funzionamento intrinseco di alcune apparecchiature di impianto come ad esempio le valvole di shut-down/di sicurezza o i vent di spurgo/depressurizzazione delle linee in caso di interventi di manutenzione.

## 7 CONCLUSIONI

ACS ha incaricato RINA per lo svolgimento di alcune attività in relazione al tema delle emissioni fuggitive da svolgersi nel contesto della Prescrizione No. 36 del Decreto AIA, di cui il gestore della Centrale di Lamarmora è titolare, relativa allo sviluppo e implementazione di un programma LDAR da attuarsi nel rispetto delle principali linee guida e standard di riferimento e ad integrazione di quanto già applicato da ACS per l'installazione in esame.

Tali attività sono state strutturate in maniera tale da costituire un primo step di lavoro finalizzato al raggiungimento degli obiettivi posti dalla stessa prescrizione e hanno riguardato i seguenti aspetti:

- ✓ esecuzione di un censimento e realizzazione di un database che include tutte le potenziali sorgenti di emissioni fuggitive (valvole, flange, connessioni, strumenti, etc..) presenti negli impianti della centrale che gestiscono flussi di metano;
- ✓ misurazione delle emissioni fuggitive di metano attraverso una campagna di misura svolta in sito che ha coperto la totalità delle sorgenti oggetto di censimento ed inserite nel database;
- ✓ quantificazione delle emissioni fuggitive di metano della Centrale per l'anno di riferimento (2021) tenendo conto dei risultati ottenuti durante la campagna di misura;
- ✓ individuazione di sorgenti fuori soglia ed eventuali elementi di miglioramento/criticità identificati.

Il primo passo eseguito nelle fasi preliminari dell'attività ha dunque riguardato la selezione e l'analisi della documentazione tecnica messa a disposizione di RINA da ACS (diagrammi e schemi degli impianti – P&ID) sulla base della quale è stata svolta l'attività di censimento delle potenziali sorgenti di emissioni fuggitive (mediante individuazione dei singoli componenti degli impianti contenenti gas naturale) e, successivamente, di creazione di un database elettronico, strutturato secondo le indicazioni e le caratteristiche richieste dal PMC-AIA.

Tale database, oltre ad aver fornito la base di lavoro per le successive attività di monitoraggio e quantificazione (si veda in proposito quanto di seguito riportato), costituisce il principale strumento di gestione del programma LDAR che ACS arriverà ad implementare nella sua completezza al termine del processo di adeguamento che il Gestore ha avviato e del quale il presente documento rappresenta il primo step.

La campagna di monitoraggio, pianificata una volta concluse le attività sopra descritte in concomitanza con le fasi operative della Centrale, si è svolta nei giorni 30 Novembre e 1 Dicembre 2021 (il primo dedicato ad un sopralluogo generale degli impianti, il secondo all'attività di monitoraggio vera e propria) ed ha avuto i seguenti esiti:

- ✓ su un totale di circa 820 componenti verificati sono state identificate 35 perdite, prevalentemente derivanti da flange in 22 casi e strumenti/indicatori di pressione/flusso in 8 casi;
- ✓ sono state riscontrate solamente No. 2 perdite oltre il valore soglia fissato per le emissioni considerate significative (pari a 10,000 ppm come da PMC AIA); i corrispondenti componenti sorgente, nell'ottica dei principi del programma LDAR, sono quelli a cui deve essere assegnata la priorità di intervento di manutenzione al fine di eliminare (o comunque ridurre) le concentrazioni di emissioni fuggitive;
- ✓ tra le perdite con concentrazioni inferiori al valore soglia si cui al punto precedente, sono state riscontrate No. 6 perdite maggiori di 5,000 ppm; sebbene tali perdite non siano classificate come "significative" si ritiene opportuno in ogni caso prevedere appositi interventi di manutenzione, seppur con ordine di priorità successivo, al fine di contribuire ad una progressiva riduzione delle emissioni derivanti dagli impianti;
- ✓ con il supporto del database elettronico appositamente creato durante la fase di censimento delle potenziali sorgenti emittive (componenti degli linee di impianto) e tramite l'applicazione della metodologia di quantificazione US-EPA Method 21, in funzione dei diversi approcci relativi alla stima dei fattori di emissione descritti nel dettaglio al Paragrafo 4.5, è stato possibile quantificare le emissioni complessive per l'anno 2021 associate al funzionamento della Centrale di Teleriscaldamento di Lamarmora che sono risultate pari a circa 130 kg di CH<sub>4</sub> (la stima non comprende i rilasci intenzionali per funzionamento intrinseco di determinati componenti e il gas rilasciato attraverso i vent).

Tenuto conto che, come detto, le perdite individuate (indipendentemente dalla loro entità) sono in prevalenza associate a flange e manometri/filettature, è ragionevole assumere in prima istanza che la principale causa possa essere individuata nella necessità di un maggiore serraggio delle bullonature e/o nell'usura dei dischi di tenuta e delle teflonature che, in tal caso, richiederebbero una sostituzione.

Occorre evidenziare che le attività svolte nell'ambito dello scopo del lavoro oggetto del presente rapporto necessitano, parallelamente, della definizione di apposite procedure e strategie di intervento che devono essere sviluppate ed integrate dal Gestore all'interno di un programma strutturato, appunto, secondo le indicazioni dell'approccio LDAR.

La pianificazione ed applicazione di tali aspetti, tra i quali si citano a titolo esemplificativo non esaustivo le strategie degli interventi manutentivi, la verifica dell'efficacia delle azioni intraprese, l'identificazione di personale interno addetto e qualificato, lo svolgimento di corsi di formazione etc., costituiscono la fase successiva del processo avviato da ACS per l'adeguamento delle attuali procedure a quelle richieste dal rinnovato Decreto AIA della Centrale i cui passaggi e obiettivi sono descritti nel successivo Capitolo.

## 8 PROSSIMI STEP VERSO L'IMPLEMENTAZIONE DEL PROGRAMMA LDAR

Per affiancare il programma LDAR, descritto nei precedenti Paragrafi, ACS ha elaborato il documento “Gestione Protocollo LDAR” (Doc. No. LAMA-LDAR-RT-001, Rev.0 del 7/3/2022) finalizzato alla verifica e al contenimento delle emissioni fuggitive da gas naturale.

Lo scopo del documento è la definizione delle modalità di gestione della ricerca e successiva riparazione delle Emissioni Fuggitive così come prescritto dal decreto AIA e individuare responsabilità, tempi e modalità operative.

Di seguito si riporta una sintesi delle modalità operative per implementare il programma LDAR, descritte nella procedura e per i dettagli si rimanda al documento completo riportato in Appendice B.

Si prevede di effettuare una campagna di misura annuale per individuare eventuali perdite dai componenti individuati nel censimento delle potenziali emissioni fuggitive.

Una volta eseguita la campagna di misura si passa alla fase di pianificazione e programmazione degli interventi di manutenzione e ripristino secondo la tabella di pianificazione, la cui struttura è stata descritta al precedente Paragrafo 4.3. In particolare nella seguente Tabella si riporta la programmazione prevista degli interventi di manutenzione nell'anno 2022.

Tabella 8.1: Programma Interventi di Manutenzione 2022

ID Sorgente		TAG Componente	Tipo Sorgente	Valore Misurato CH4 (ppm)	Note su Perdita	Programmazione di intervento per manutenzione
ID DBase progressivo	ID nel P&ID					
<b>TGR3 - DeNOx</b>						
2	1a	-	Flangia	2050		Settembre 2022
8	4b	-	Manometro	940		
10	5a	-	Flangia	100		
<b>Filtrazione/Riduzione Metano Caldaie Bono</b>						
64	23	-	Connessione filettata	5550	> 5.000 ppm	Luglio 2022
104	49	-	Valvola	570		
<b>Linea Metano Bono 1</b>						
116	54b		Flangia valle	110	Flangia valle Contatore Bono 1	Luglio 2022
134	70a	VF1581	Flangia monte	25		
153	87a	XV1022	Flangia monte	290		
171	99a	FCV1030	Flangia monte	60		
206	117b	VF1580	Flangia valle	5450	> 5.000 ppm	
207	118	FE106	Flangia Tarata	60		
225	134b	XV1025	Flangia valle	1650		
240	145b	XV1026	Flangia valle	F.S.	> SOGLIA 10.000 PPM	
243	146b	FCV1031	Flangia valle	400		
<b>Linea Metano Bono 2</b>						
303	183	FE 205	Flangia Tarata	290		Luglio 2022
373	229b	VF2580	Flangia valle	6900	> 5.000 ppm	

ID Sorgente		TAG Componente	Tipo Sorgente	Valore Misurato CH4 (ppm)	Note su Perdita	Programmazione di intervento per manutenzione
ID DBase progressivo	ID nel P&ID					
387	243	FIT 206C	Strumento	430	Da verificare corretta posizione su P&ID	
391	246a	XV2025	Flangia monte	1150		
406	257a	XV2026	Flangia monte	150		
<b>Linea Metano Bono 3</b>						
470	295	FE305	Flangia Tarata	1500		Giugno 2022
473	298	FIT305C	Indicatore di flusso	360		
497	318	PIT 333B	Indicatore di pressione	6450	> 5.000 ppm	
539	341a	VF3580	Flangia monte	95		
541	342	FE306	Flangia tarata	30		
544	345	FIT306A	Indicatore di flusso	800		
549	350	FIT306B	Indicatore di flusso	2550		
558	358a	XV3025	Flangia monte	230		
568	365	PIT 335B	Indicatore di pressione	500		

L'attuazione del programma LDAR è affidata ad Esercizio Impianti Brescia per quanto riguarda la riparazione e la manutenzione dei componenti, mentre per il monitoraggio ci si potrà avvalere anche di società esterne.

Annualmente verrà redatta una relazione in cui verranno riportati gli esiti del monitoraggio, l'indicazione degli emettitori sopra soglia e le quantità emesse nel periodo di riferimento.

Nel caso in cui fossero installati in impianto nuovi componenti o nel caso di sostituzione degli esistenti con altri aventi caratteristiche diverse si provvederà ad aggiornare il database di censimento.

La sostituzione dei componenti avverrà a cura del Reparto di Manutenzione Meccanica Brescia, che provvederà al montaggio di elementi di pari qualità o superiore.

A seguito di riparazione di emettitore fuori soglia (componente la cui perdita è pari o superiore a 10.000 ppmv, come CH<sub>4</sub>), qualora venisse riscontrata nella campagna successiva alla riparazione una perdita di entità significativa, si provvederà alla sostituzione dello stesso con elementi di caratteristiche superiori.

Il personale di Esercizio Impianti Brescia sarà formato e informato sui contenuti del programma LDAR e sulle modalità di conduzione dei monitoraggi, nonché sull'utilizzo e compilazione dei database.

MALAR/ROBPI/VLRC/CHIVA/MACOM:chiva

## REFERENZE

- [1] US EPA (U.S. Environmental Protection Agency), 1995, Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, Doc. EPA-453/R-95-017.
- [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).

## Appendice A

### Immagini Fotografiche delle Perdite

Doc. No. P0027621-1-H2 Rev.0 – Gennaio 2022



**Perdite riscontrate nel tratto**

**TG3 - DeNOx**



ID P&ID: 1a  
ID DBase: 2



ID P&ID: 4b  
ID DBase: 8



ID P&ID: 5a  
ID DBase: 10

**Perdite riscontrate nel tratto**

**Filtrazione/Riduzione  
Metano Caldaie Bono**



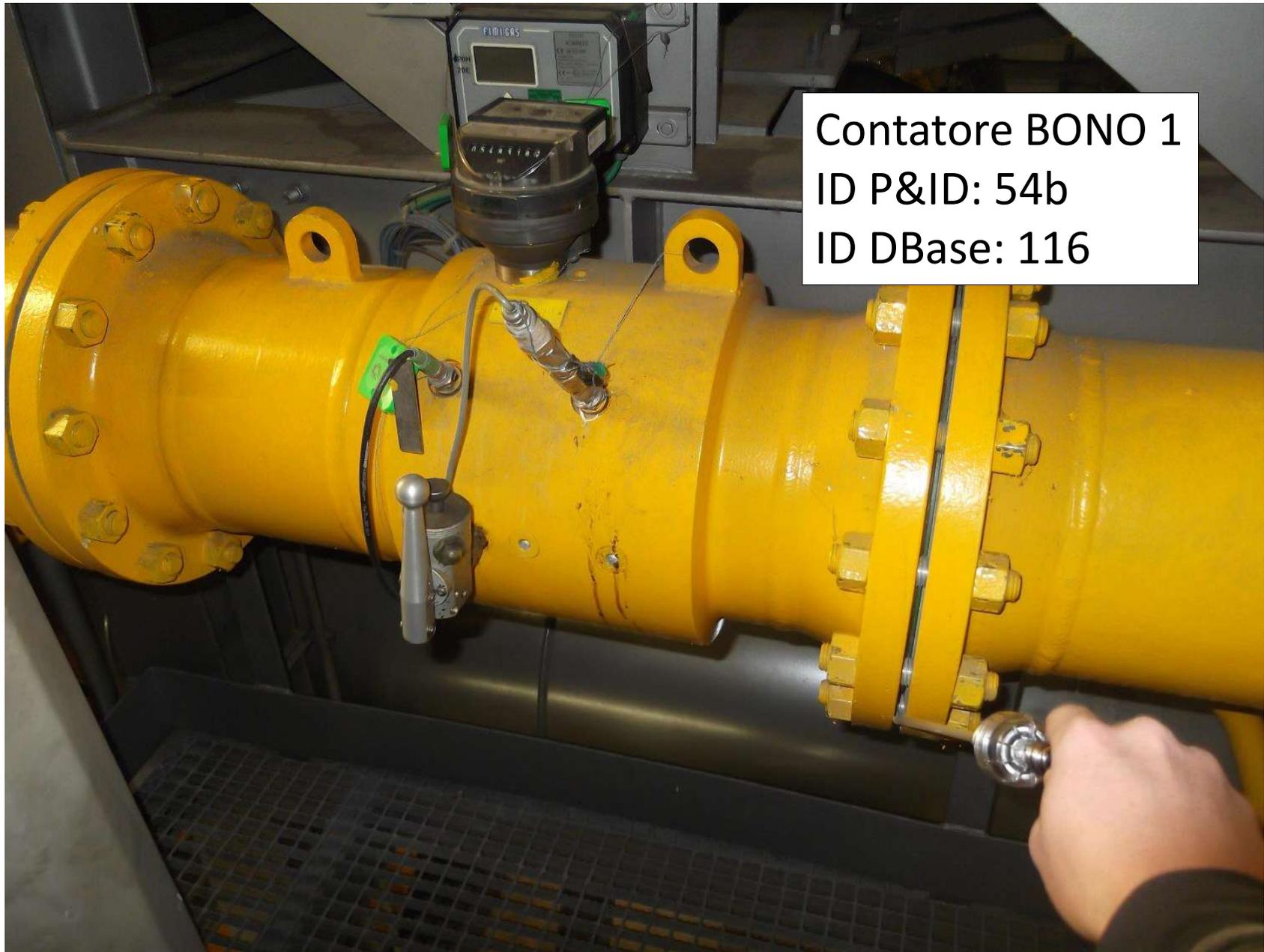
Valvola  
ID P&ID: 49  
ID DBase: 104



Connessione  
ID P&ID: 23  
ID DBase: 64

**Perdite riscontrate nel tratto**

**Linea Metano Bono 1**



Contatore BONO 1  
ID P&ID: 54b  
ID DBase: 116



VF1581  
ID P&ID: 70a  
ID DBase: 134



FE106

ID P&ID: 118

ID DBase: 207



VF1580

ID P&ID: 117b

ID DBase: 206



XV1022  
ID P&ID: 87a  
ID DBase: 153



FCV1030  
ID P&ID: 99a  
ID DBase: 171



XV1025

ID P&ID: 134b

ID DBase: 225



XV1026

ID P&ID: 145b

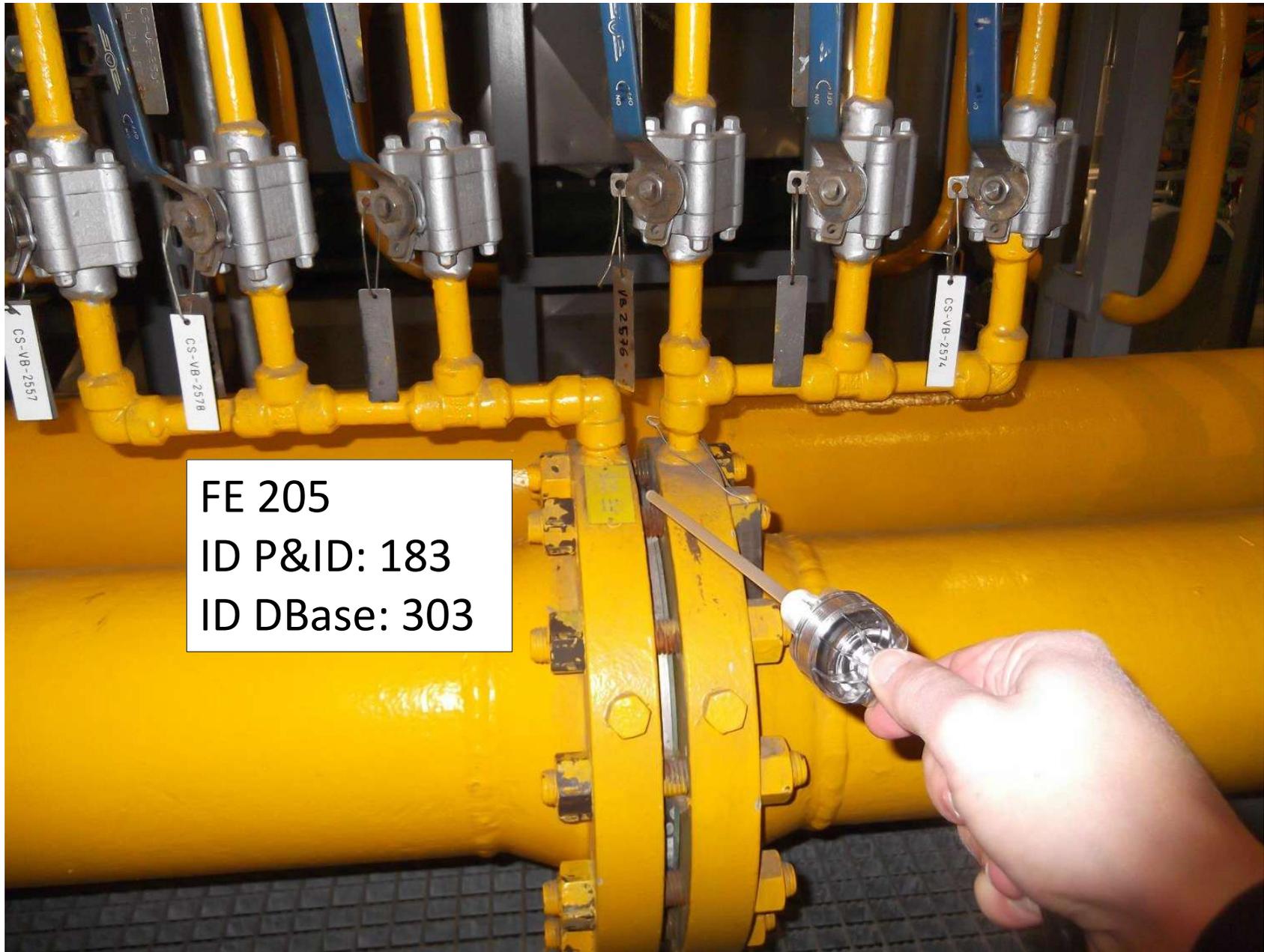
ID DBase: 240



XV1026  
ID P&ID: 146b  
ID DBase: 243

**Perdite riscontrate nel tratto**

**Linea Metano Bono 2**



FE 205

ID P&ID: 183

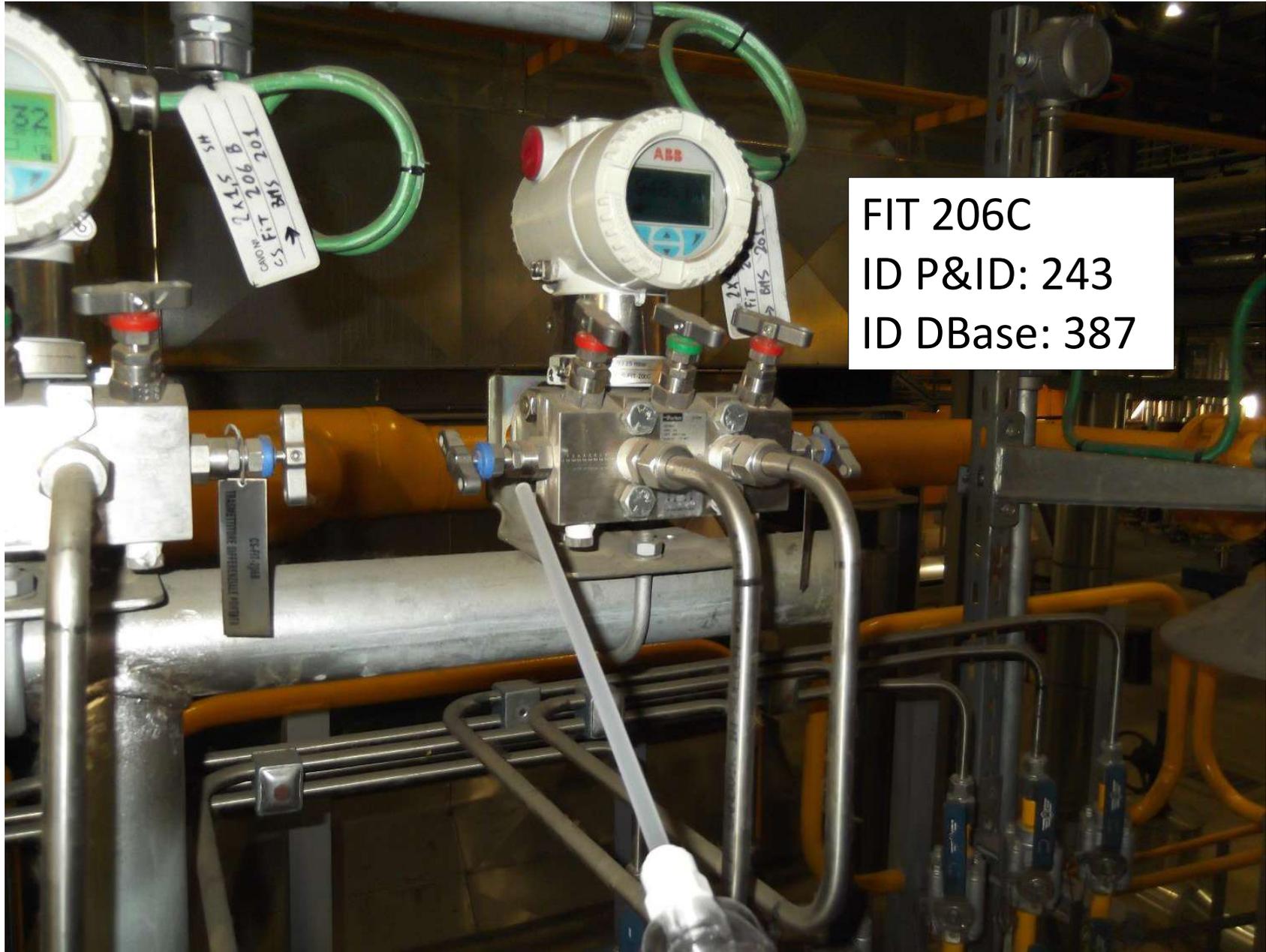
ID DBase: 303



VF2580

ID P&ID: 229b

ID DBase: 373



FIT 206C  
ID P&ID: 243  
ID DBase: 387



XV2025

ID P&ID: 246a

ID DBase: 391



XV2026  
ID P&ID: 257a  
ID DBase: 406

**Perdite riscontrate nel tratto**

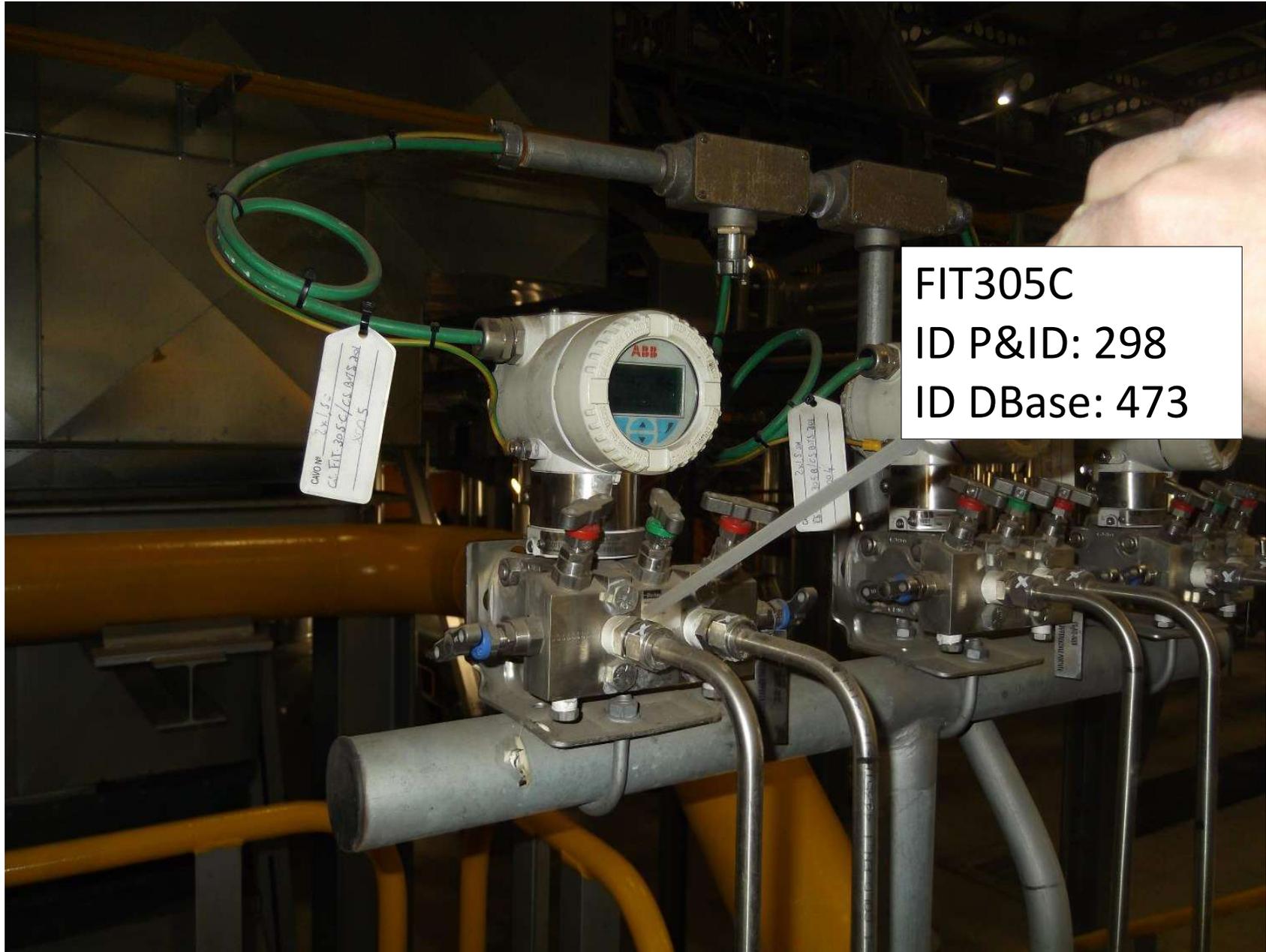
**Linea Metano Bono 3**



FE305

ID P&ID: 295

ID DBase: 470

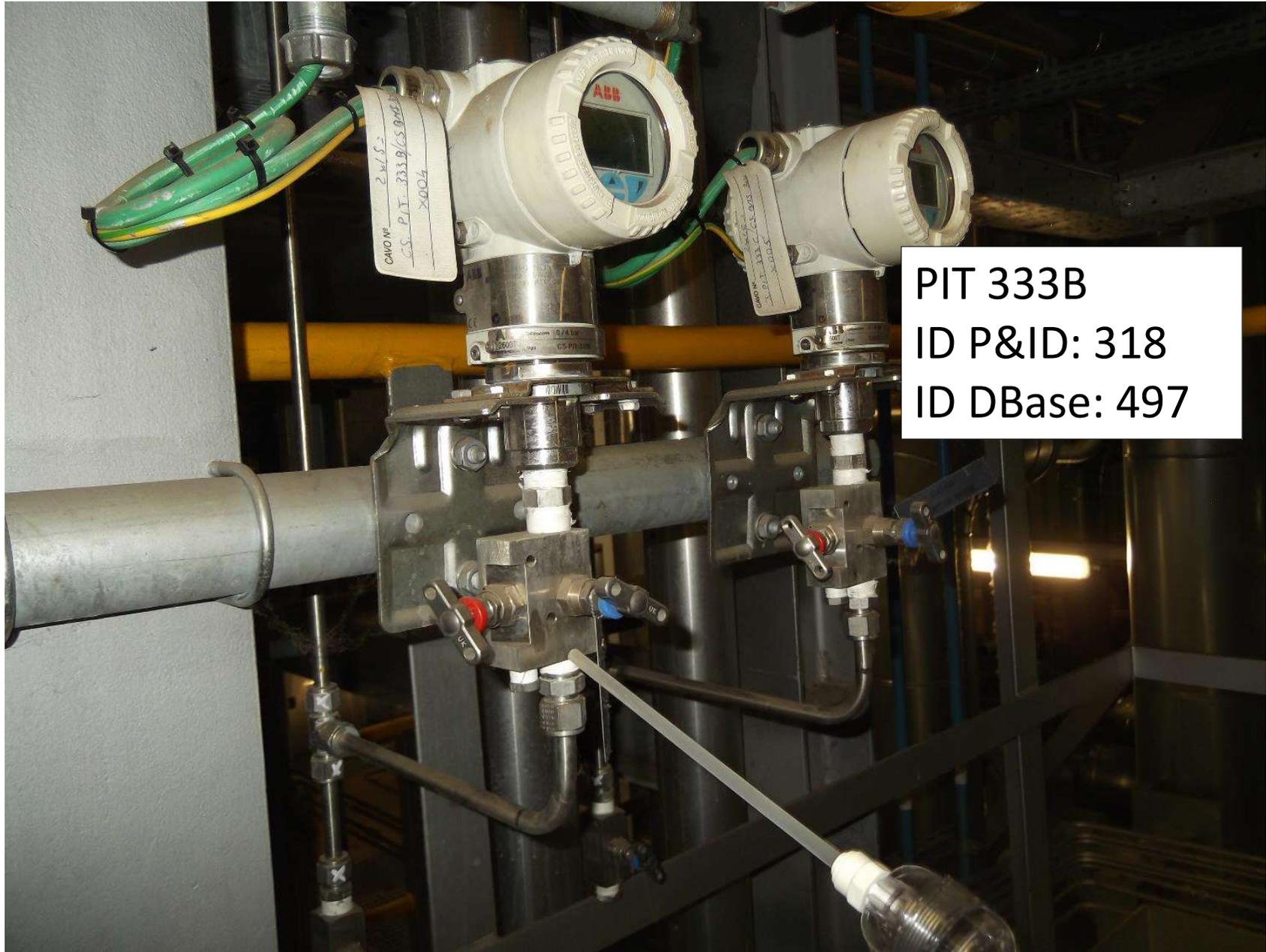


FIT305C  
ID P&ID: 298  
ID DBase: 473

CHOW 2/2/05  
CO. FIT-305C/CC.0178.204  
K005

2/2/05  
205.015.005.304  
204

ABB  
FIT305C  
205.015.005.304



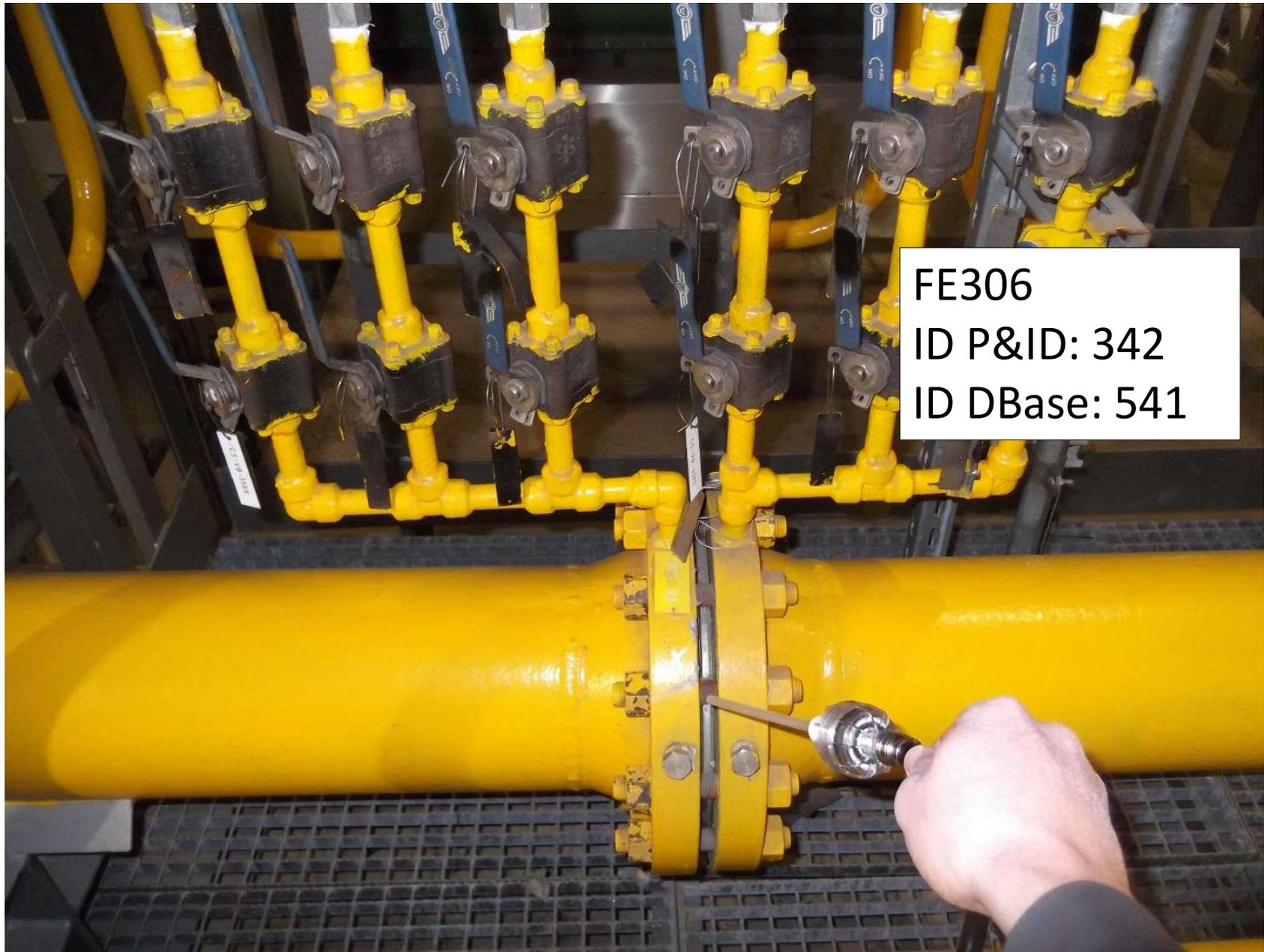
PIT 333B  
ID P&ID: 318  
ID DBase: 497



VF3580

ID P&ID: 341a

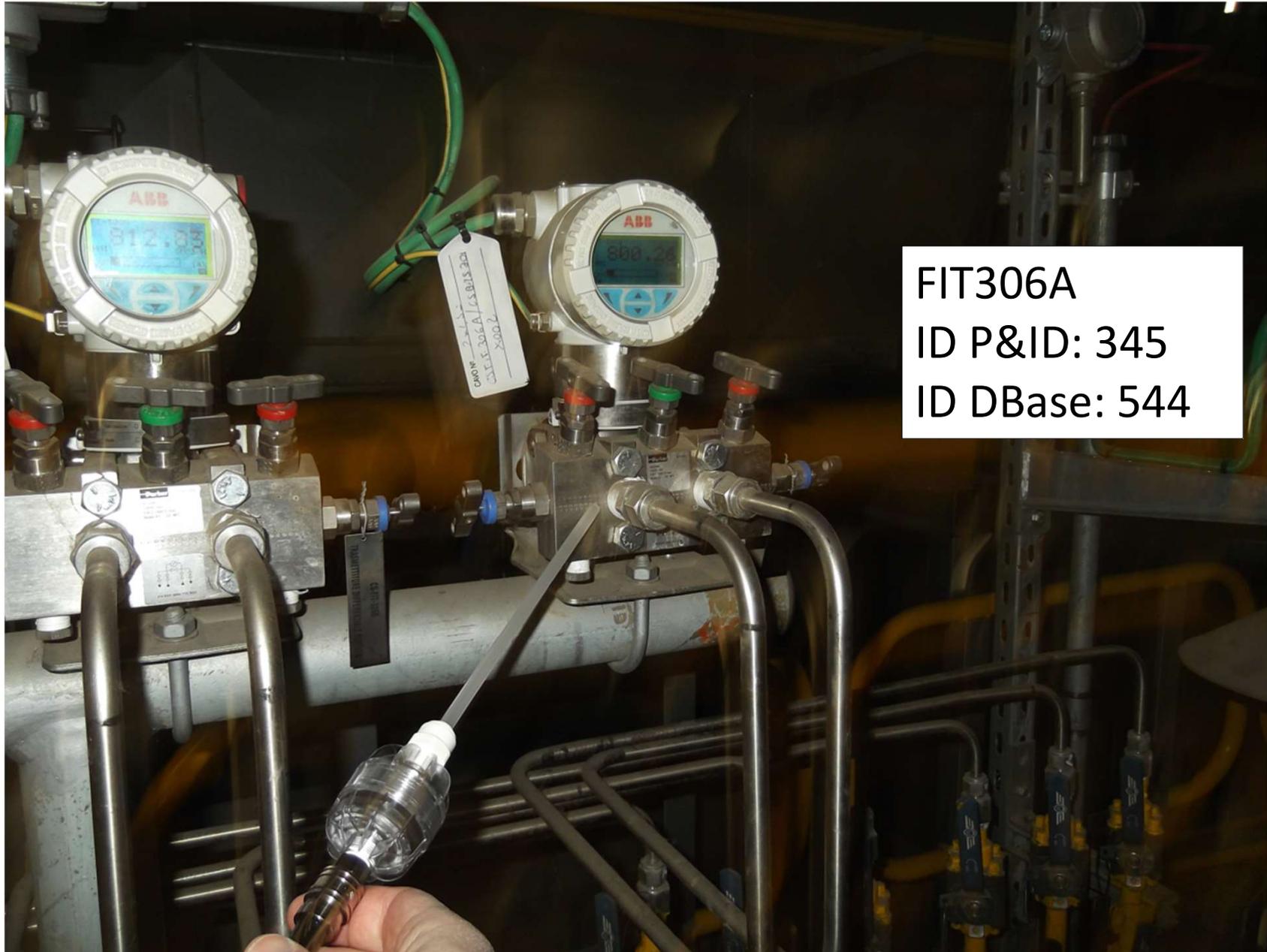
ID DBase: 539



FE306

ID P&ID: 342

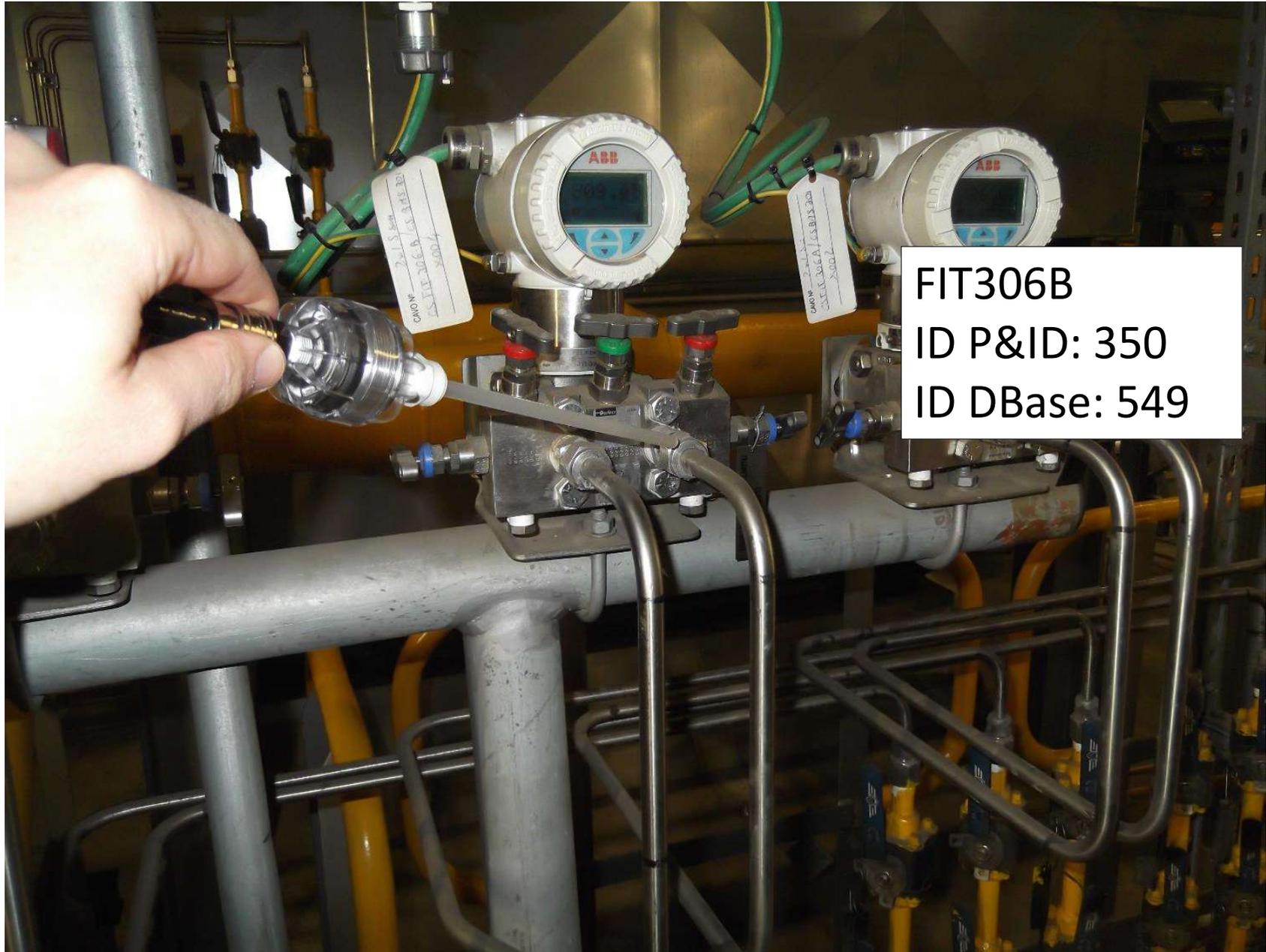
ID DBase: 541



FIT306A

ID P&ID: 345

ID DBase: 544



FIT306B  
ID P&ID: 350  
ID DBase: 549



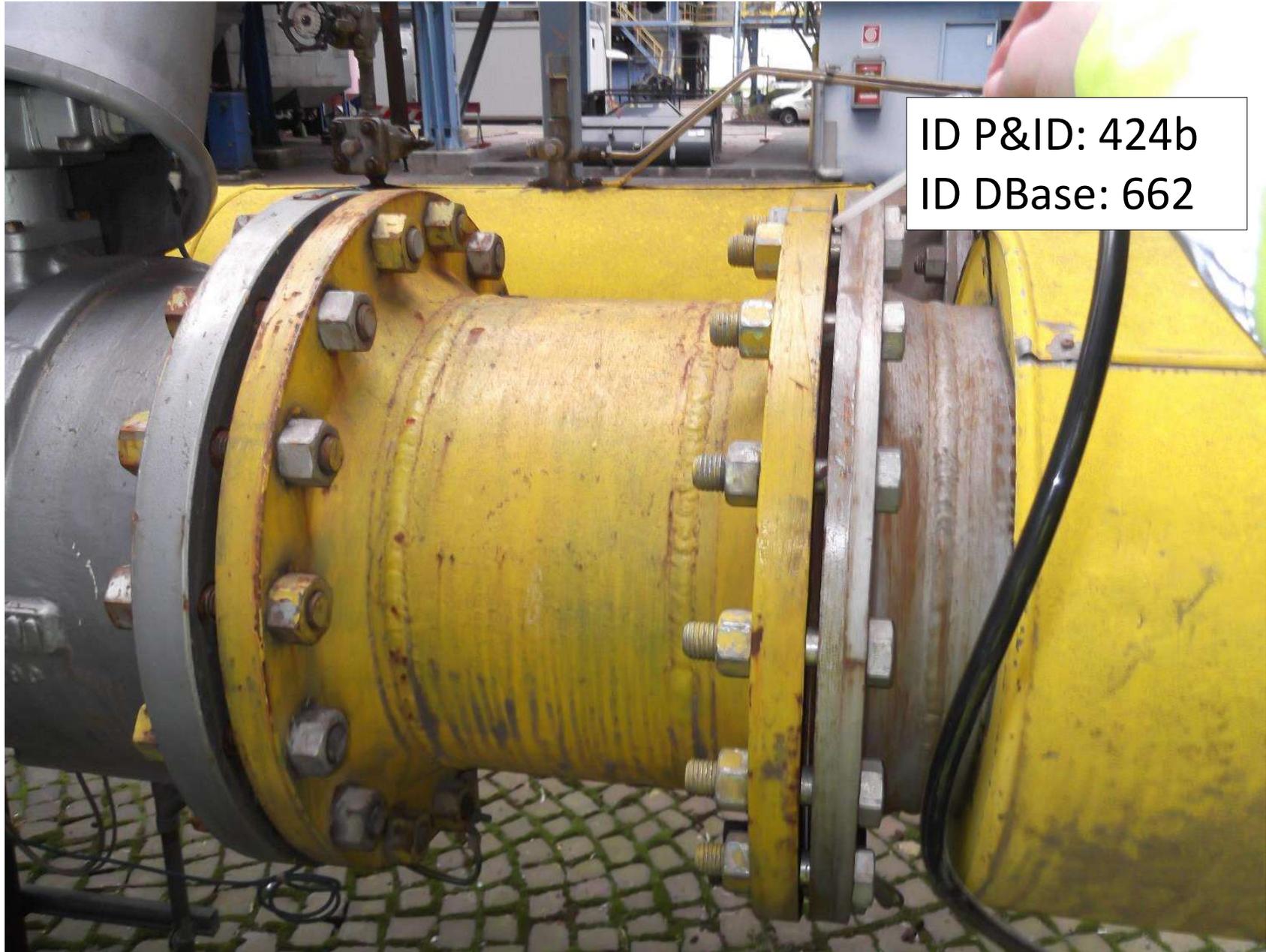
XV3025

ID P&ID: 358a

ID DBase: 558

**Perdite riscontrate nel tratto**

**Filtrazione/Riduzione  
Metano TGR3**



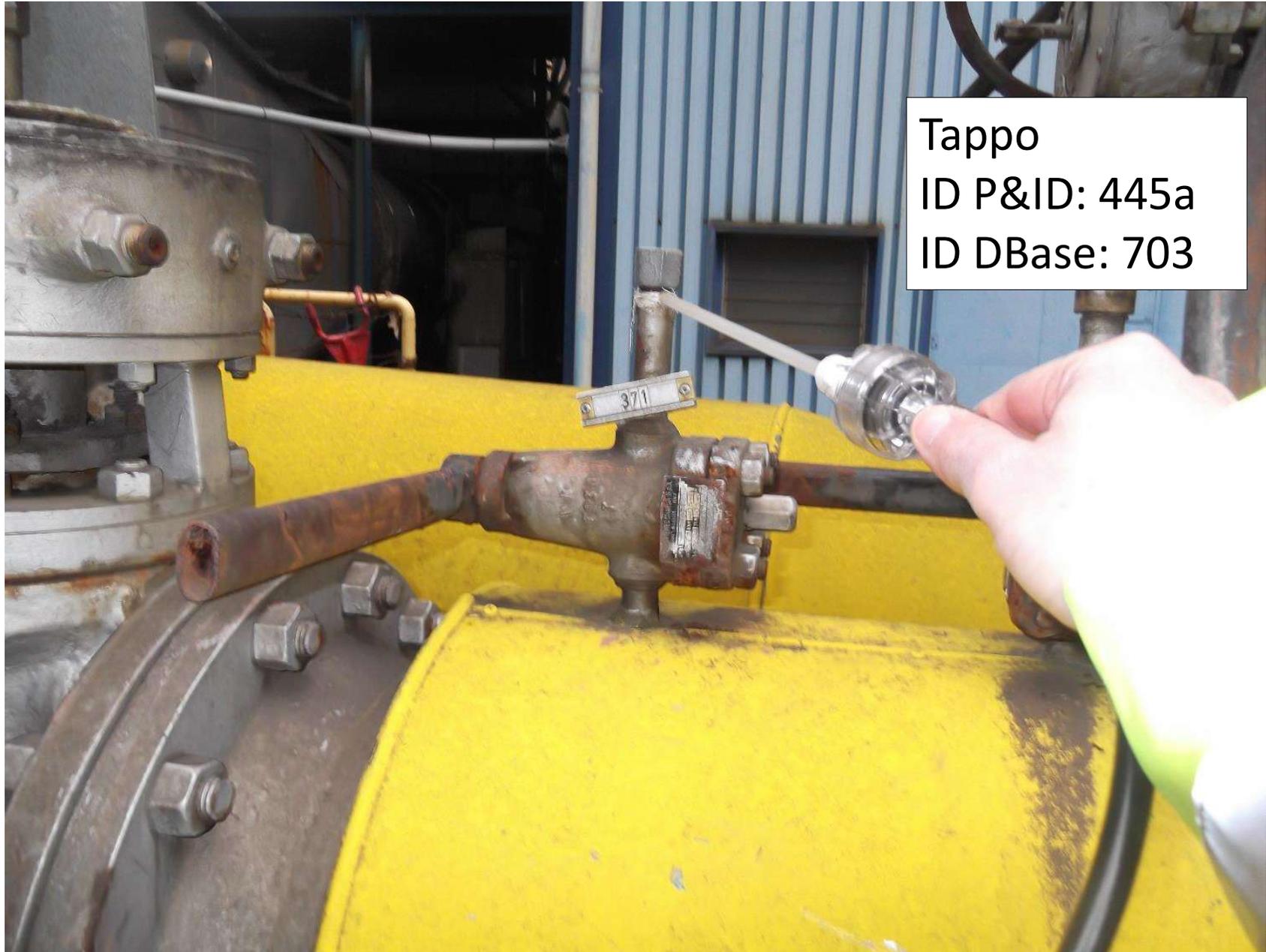
ID P&ID: 424b  
ID DBase: 662



PTZ GR3

ID P&ID: 425a

ID DBase: 664



Tappo

ID P&ID: 445a

ID DBase: 703

**Perdite riscontrate nel tratto**

**Linea Metano TGR3**

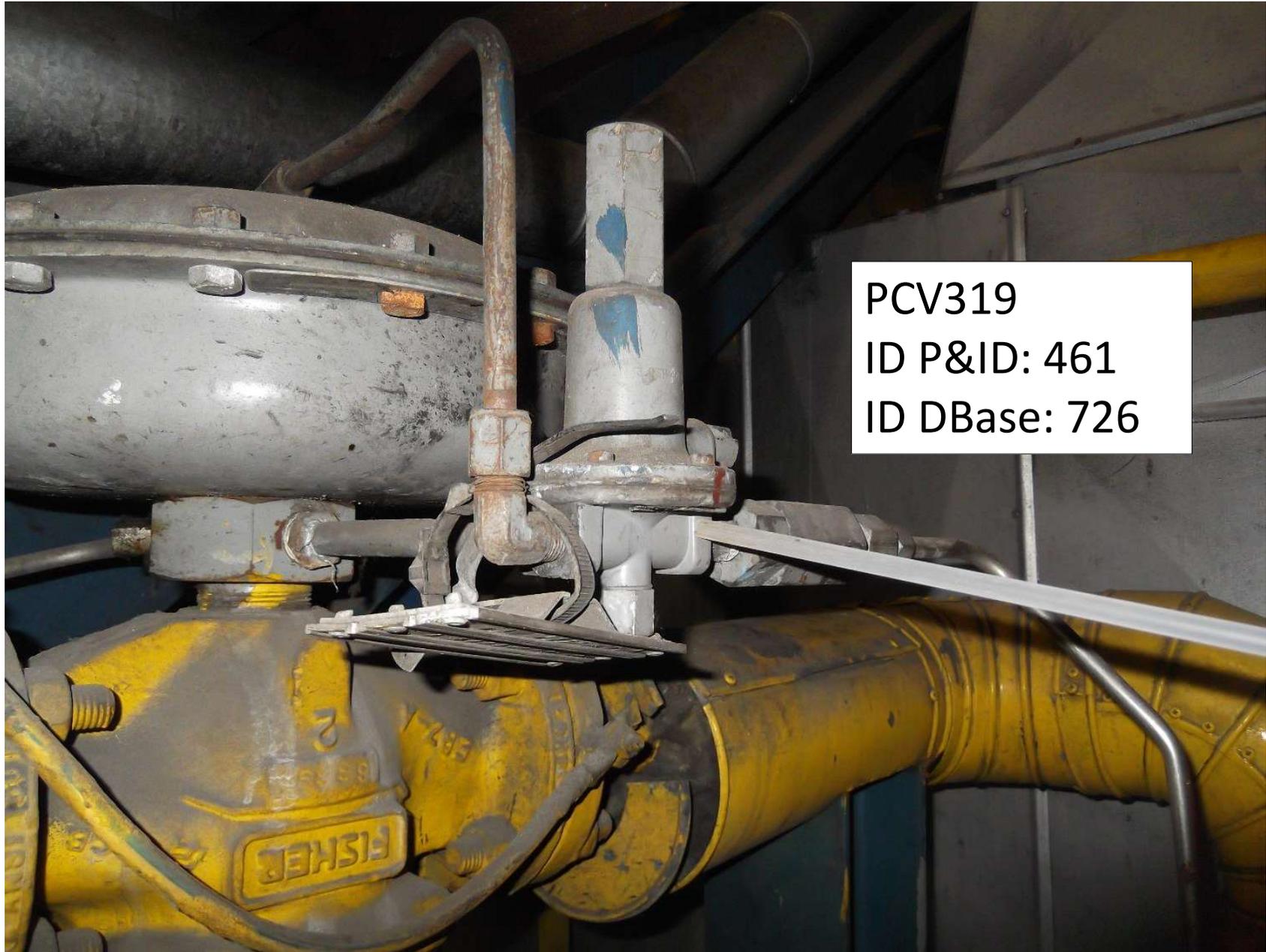
**Bruciatori/Torce**



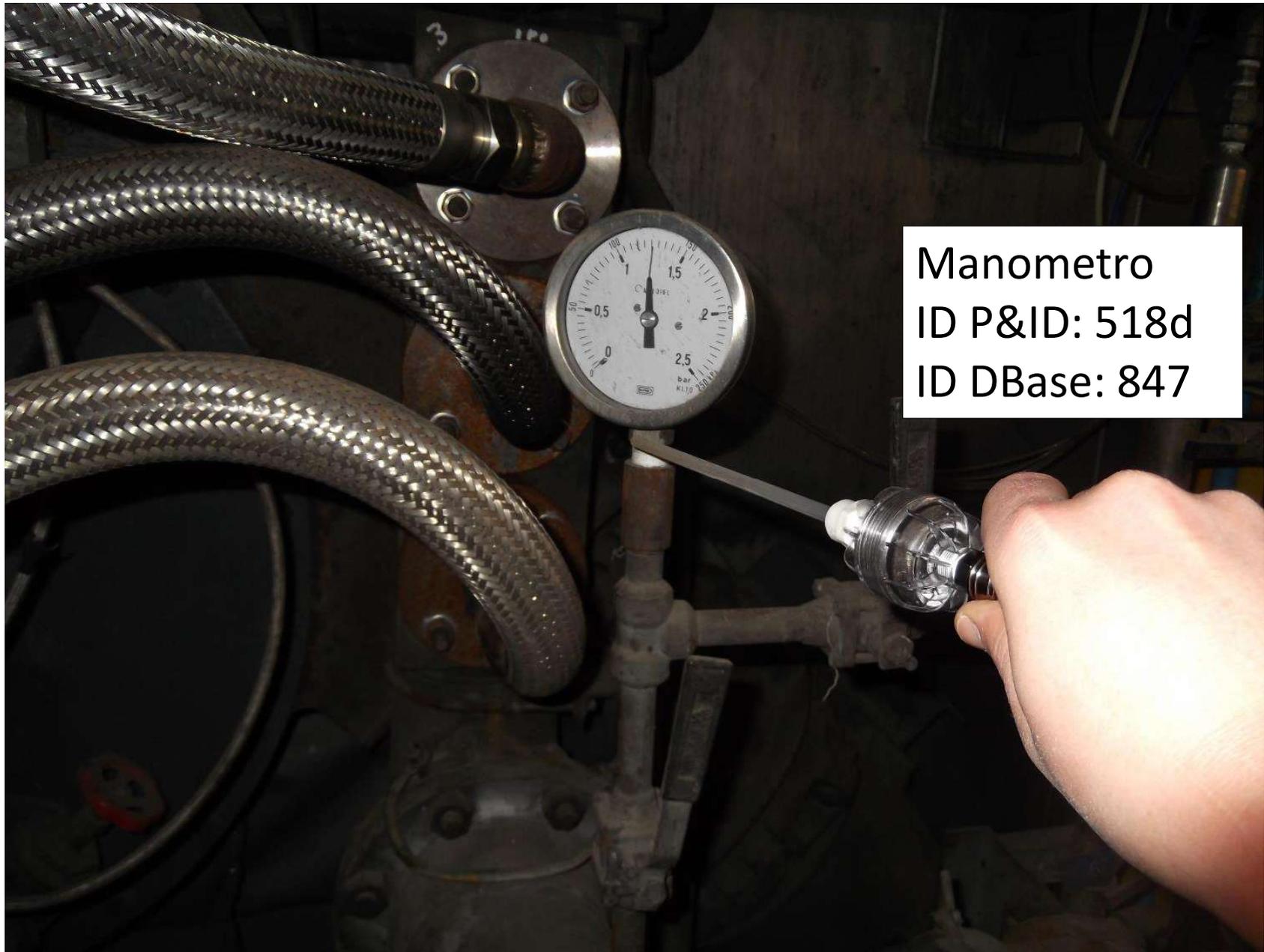
FE274

ID P&ID: 451

ID DBase: 709



PCV319  
ID P&ID: 461  
ID DBase: 726



Manometro  
ID P&ID: 518d  
ID DBase: 847

## Appendice B

### Gestione Protocollo LDAR

Doc. No. P0027621-1-H2 Rev. 0 – Gennaio 2022



**CENTRALE DI TELERISCALDAMENTO DI LAMARMORA – BRESCIA  
AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE N° 267 DEL 18/12/2020  
GESTIONE PROTOCOLLO LDAR**

Nota tecnica

**OGGETTO REVISIONE**

EMISSIONE PER ENTI

<b>REDATTORE</b>	ACS/PAD/TLR/EIT/IBS	A. SIGALINI	data
	ACS/PAD/TLR/EIT/IBS/MMB	P. TRIA	07/03/2022
<b>VERIFICATORE</b>	ACS/PAD/TLR/EIT/IBS/MMB	P. TRIA	data
			07/03/2022
<b>APPROVATORE</b>	ACS/PAD/TLR/EIT/IBS	A. TREVISANI	data
			07/03/2022

SPAZIO PER EVENTUALI INFORMAZIONI RELATIVE AL DOCUMENTO



## INDICE

<b>1</b>	<b>PREMESSA.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>SCOPO .....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>CAMPO DI APPLICAZIONE.....</b>	<b>4</b>
<b>4</b>	<b>RESPONSABILITA' .....</b>	<b>4</b>
<b>5</b>	<b>RIFERIMENTI.....</b>	<b>4</b>
<b>6</b>	<b>MODALITA' OPERATIVE .....</b>	<b>5</b>

## 1 PREMESSA

La centrale di teleriscaldamento Lamarmora, autorizzata con decreto AIA n. 267 del 18/12/2020, è costituita dai seguenti impianti di produzione termica ed elettrica:

- Gruppo TGR3: caldaia policombustibile autorizzata a gas naturale e carbone di potenza elettrica pari a 72 MWe, potenza termica al teleriscaldamento pari a 110 MWt e potenza termica nominale al focolare pari a 200 MW. Dal 2020, coerentemente agli obiettivi di decarbonizzazione della Società e in anticipo rispetto alla strategia energetica nazionale (2025) è cessato l'uso del carbone ed il Gruppo TGR3 è alimentato esclusivamente a gas naturale;
- Caldaie di integrazione: n. 3 caldaie semplici alimentate a gas naturale di potenza termica complessiva al teleriscaldamento pari a 255 MWt e potenza nominale di focolare complessiva pari a 285 MW.

La centrale di teleriscaldamento Lamarmora è inserita nel sistema di teleriscaldamento della città di Brescia nel quale diversi impianti di produzione calore concorrono al soddisfacimento della richiesta di energia termica da parte dell'utenza secondo priorità di funzionamento basate su criteri di efficienza energetica-ambientale tesi a massimizzare il recupero di calore dal ciclo di smaltimento dei rifiuti, dal recupero di calore di scarto da cicli industriali e dalla cogenerazione: tali impianti costituiscono gli impianti di base del sistema. Le caldaie di integrazione alimentate a gas naturale, caratterizzate da elevata flessibilità di esercizio, sono invece utilizzate per la copertura dei picchi di richiesta termica o in caso di indisponibilità degli impianti di produzione principali.

Oggetto del presente documento è il processo di Gestione del protocollo denominato LDAR finalizzato alla verifica e al contenimento delle emissioni fuggitive da gas naturale.

## 2 SCOPO

Scopo del documento è la definizione delle modalità di gestione della ricerca e successiva riparazione delle Emissioni Fuggitive così come prescritto dal decreto AIA e individuare responsabilità, tempi e modalità operative.

## 3 CAMPO DI APPLICAZIONE

La presente istruzione si applica ai processi che regolano la gestione delle emissioni fuggitive mediante programma LDAR.

## 4 RESPONSABILITA'

Il responsabile del piano di controllo è il responsabile di Esercizio Impianti Brescia e la responsabilità della sua attuazione è di Manutenzione Meccanica Impianti Brescia.

## 5 RIFERIMENTI

I riferimenti normativi sono:

- DM 267 DEL 20/12/2020
- Metodo US EPA 21

## 6 MODALITA' OPERATIVE

Dall'analisi dei fluidi di processo impiegati presso la Centrale Lamarmora è stato individuato come fonte potenziale di perdite il gas naturale.

A seguito di censimento degli impianti e dei vari componenti critici che possono dare luogo a emissioni fuggitive, è stato costruito un database che verrà utilizzato in seguito per i controlli periodici.

Il database contiene l'inventario dei componenti censiti riportante le seguenti informazioni per ogni potenziale fonte emissiva:

- **IdComponente:** identificativo unico della sorgente all'interno dell'inventario della Centrale;
- **Data inserimento Componente:** data di inserimento del componente nel database delle sorgenti in ottemperanza alla voce a) del punto 4 del protocollo;
- **Metodo Inserimento TAG:** precisazione della metodologia di inserimento dei TAG ;
- **Impianto:** Nome dell'impianto a cui appartiene la sorgente;
- **Unità/Sezione:** Nome della Sezione dell'impianto a cui appartiene la sorgente;
- **codice P&ID:** codice identificativo del diagramma a cui appartiene la sorgente;
- **titolo P&ID:** titolo del diagramma a cui appartiene la sorgente;
- **Linea / Apparecchio:** apparecchiatura o tratto di linea gas a cui l'elemento appartiene;
- **Tipologia Sorgente EPA:** valvola, flangia, ecc. secondo la metodologia US-EPA Protocol 435:1995
- **IDProgressivo P&ID:** tag presente nel PID;
- **Tipologia di Sorgente:** caratterizzazione più dettagliata dell'elemento, tipo di valvola (a sfera, a farfalla...), tipo di strumento (manometro, di flusso...);
- **Etichetta di Impianto:** taggatura dell'elemento riportata nel PID, verificata poi durante la campagna di monitoraggio;
- **DN (inch):** ove presente, la dimensione della sorgente;
- **Pressione:** ove presente tale informazione;
- **Codice Fluido:** codice del fluido secondo il PID;
- **Tipologia Fluido EPA:** poiché si tratta esclusivamente di metano la tipologia è Gas/Vapor secondo la metodologia US-EPA Protocol 435:1995;
- **Note:** eventuali annotazioni non ascrivibili ai precedenti campi.

Per ogni componente censito viene effettuata annualmente una campagna di misura per individuare eventuali perdite.

Il metodo US EPA 21 individua una emissione fuggitiva stabilendo le soglie di concentrazione di VOC (espressi in ppmv come CH<sub>4</sub>) superiore ai valori espressi nella tabella seguente.

Componente	Valore Soglia	U.d.M
Pompe	10.000	ppm <sub>v</sub> di CH <sub>4</sub>
Compressori		
Valvole		
Flange		

A seguito della campagna viene compilato il database relativo ai risultati misurati e costituito dalle seguenti voci:

- **IdComponente:** identificativo unico della sorgente all'interno dell'inventario della Centrale;
- **Campagna:** nome della campagna;
- **Data Campagna:** data della campagna;
- **Temperatura Esterna:** temperatura rilevata il giorno della misurazione;
- **Condizioni Meteorologiche:** temperatura rilevata il giorno della misurazione;
- **Concentrazione di Fondo [ppm]:** concentrazione del sito rilevata il giorno della misurazione;
- **Operatore:** operatore che ha effettuato la misurazione;
- **Accessibilità:** accessibilità della sorgente (essa risulta NO se incamiciata, in un punto elevato.);
- **Strumento:** strumento utilizzato per la misurazione;
- **Concentrazione Rilevata [ppm]:** valore misurato dallo strumento;
- **"Sopra Soglia PMC [10.000 ppm]":** se il valore sopra la soglia della prescrizione;
- **Causa:** possibile causa di rilascio (usura, malfunzionamento, rottura..);
- **Azioni Necessarie:** azioni da intraprendere a seguito della eventuale perdita;
- **Da Pianificare:** grado di priorità nella programmazione manutenzione
- **Note:** eventuali annotazioni non ascrivibili ai precedenti campi.

Una volta eseguita la campagna di misura si passa alla fase di pianificazione e programmazione degli interventi di manutenzione e ripristino secondo la tabella di pianificazione avente la seguente struttura dati:

- **IdComponente:** identificativo unico della sorgente all'interno dell'inventario della Centrale;
- **Campagna:** nome della campagna;
- **Azioni Necessarie:** azioni da intraprendere a seguito della eventuale perdita;
- **Data di previsto intervento:** giorno in cui è previsto l'intervento sulla perdita;
- **Data di inizio intervento:** giorno in cui è previsto l'inizio dell'intervento sulla perdita;
- **Data di fine intervento:** giorno in cui è il termine dell'intervento sulla perdita;
- **Periodi di slittamento [giorni]:** numero di giorni dell'eventuale slittamento dell'intervento sulla perdita rispetto a quanto previsto;
- **Motivo slittamento:** motivazione del ritardo nell'esecuzione dell'intervento sulla perdita;
- **Soggetto Manutentore:** soggetto che effettua l'intervento di manutenzione;
- **Note:** eventuali annotazioni non ascrivibili ai precedenti campi.

L'attuazione del programma LDAR è affidata ad Esercizio Impianti Brescia per quanto riguarda la riparazione e la manutenzione dei componenti, mentre per il monitoraggio ci si potrà avvalere anche di società esterne.

Annualmente verrà redatta una relazione in cui verranno riportati gli esiti del monitoraggio, l'indicazione degli emettitori sopra soglia e le quantità emesse nel periodo di riferimento.

Nel caso in cui fossero installati in impianto nuovi componenti o nel caso di sostituzione degli esistenti con altri aventi caratteristiche diverse si provvederà ad aggiornare il database di censimento.

La sostituzione dei componenti avverrà a cura del Reparto di Manutenzione Meccanica Brescia, che provvederà al montaggio di elementi di pari qualità o superiore.

A seguito di riparazione di emettitore fuori soglia (componente la cui perdita è pari o superiore a 10.000 ppmv, come CH<sub>4</sub>), qualora venisse riscontrata nella campagna successiva alla riparazione una perdita di entità significativa, si provvederà alla sostituzione dello stesso con elementi di caratteristiche superiori.

Il personale di Esercizio Impianti Brescia sarà formato e informato sui contenuti del programma LDAR e sulle modalità di conduzione dei monitoraggi, nonché sull'utilizzo e compilazione dei database.



**RINA Consulting S.p.A.** | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.  
Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA | P. +39 010 31961 | [rinaconsulting@rina.org](mailto:rinaconsulting@rina.org) | [www.rina.org](http://www.rina.org)  
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.