



Gruppo di lavoro sulle emissioni di metano

L'impegno dell'industria italiana per la riduzione delle emissioni di metano

Roma, 20 settembre 2022

Questo documento è confidenziale. Tutti i diritti, traduzione inclusa, sono riservati.
Nessuna parte di questo documento può essere divulgata a terzi senza il permesso scritto di Assorisorse.

INDICE

	Pag.
LISTA DELLE TABELLE	3
LISTA DELLE FIGURE	4
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	6
1 INTRODUCTION & EXECUTIVE SUMMARY	9
1.1 VERSIONE IN ITALIANO	9
1.2 ENGLISH VERSION	11
2 L'INIZIATIVA DI ASSORISORSE	14
2.1 ASSORISORSE	14
2.2 IL GRUPPO DI LAVORO SULLE EMISSIONI DI METANO	14
2.3 LE FINALITÀ	15
3 IL CONTESTO DI RIFERIMENTO INDUSTRIALE	16
3.1 IL RUOLO DEL GAS NATURALE IN ITALIA E NEL MONDO	16
3.1.1 Andamento domanda/consumi gas Italia	16
3.1.2 Scenario domanda di gas (<i>Global Ambition</i>)	18
3.2 LE EMISSIONI DI METANO	20
3.2.1 Il metano come gas climalterante	20
3.2.2 Ambiti di emissione (scope 1, 2 & 3)	21
3.2.3 Tipologie di emissione	22
3.3 LE ALTRE EMISSIONI CLIMALTERANTI	23
4 POLITICHE E REGOLAMENTAZIONI	24
4.1 LE POLITICHE, LE ATTIVITÀ E I GRUPPI DI LAVORO INTERNAZIONALI	24
4.2 IL QUADRO NORMATIVO ITALIANO	27
4.3 LA REGOLAZIONE E LE PROPOSTE DELLE IMPRESE	28
4.3.1 Il riscontro fornito sulla proposta di regolamentazione	29
5 MIGLIORI PRATICHE DI PROGETTAZIONE	32
5.1 INTRODUZIONE	32
5.1.1 Scopo	32
5.1.2 Contesto	32
5.1.3 Tipologie di intervento	32
5.2 PROCESSO	35
5.2.1 Recupero gas di torcia	35
5.2.2 Separazione a più stadi con recupero e ricomprensione gas	38
5.2.3 Disidratazione gas	39
5.2.4 Trattamento acque di reiniezione	43
5.2.5 Sistemi HIPPS	45
5.2.6 Scelta della pressione di progetto	46
5.2.7 Filosofia di <i>shutdown</i>	46
5.3 MACCHINE / EQUIPMENT	46
5.3.1 Integrated Compression line (ICL)	46
5.3.2 Considerazioni sul sistema di <i>warm-up</i> dei turbocompressori	48
5.3.3 Ingegneria piping	49
5.3.4 Accorgimenti da adottare nel corso delle installazioni	49
5.4 ULTERIORI ACCORGIMENTI IN FASE DI PROGETTAZIONE	49

5.5	PRECOMMISSIONING E COMMISSIONING	50
5.6	START-UP – MODELLO DINAMICO	51
6	TECNOLOGIE SVILUPPATE DAGLI ASSOCIATI	52
6.1	SOLUZIONI PER IL BROWNFIELD DI BAKER HUGHES	52
6.2	NEXMETER, IL CONTATORE GAS INNOVATIVO DEL GRUPPO HERA	54
6.3	SM AIRSET: QUADRO ELETTRICO SENZA SF6 DI SCHNEIDER ELECTRIC SYSTEMS ITALIA	54
6.4	MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI FUGGITIVE DELLE VALVOLE DI SCHNEIDER ELECTRIC SYSTEMS ITALIA	55
6.5	SOLUZIONE SCHNEIDER ELECTRIC PER LA LEAK DETECTION DELLE CONDOTTE	56
7	MIGLIORI PRATICHE OPERATIVE	58
7.1	PANORAMICA	58
7.2	MISURE MITIGATIVE	58
7.3	EMISSIONI FUGGITIVE ED ATTIVITÀ DI LDAR	65
7.4	DATA STRATEGY E STRUMENTI ANALYTICS PER ISPEZIONE RETI GAS	69
8	STIMARE LE EMISSIONI	71
8.1	STANDARD E METODOLOGIE PER LA STIMA DELLE EMISSIONI	71
8.1.1	API - Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry (2021 edition)	71
8.1.2	EPA-453/R-95-017 Protocol for Equipment Leak Emission Estimates	72
8.1.3	EN 15446 (UNI 15446)	73
8.1.4	Marcogaz (mid-down stream)	73
8.1.5	Climate and Clean Air Coalition (CCAC) & (OGMP) 2.0 Framework	74
8.1.6	Methane Guiding Principles	74
8.1.7	Sviluppi futuri	74
8.2	SORGENTI EMISSIVE	75
8.3	MISURE IN CAMPO	76
8.3.1	Metodologie per lo <i>sniffing</i>	80
9	RISULTATI OTTENUTI E OBIETTIVI	87
9.1	CASE HISTORY DI SUCCESSO	87
9.1.1	L'esperienza di SNAM	87
9.1.2	L'esperienza di Energean	92
9.1.3	L'esperienza di Eni	93
9.2	KPI E OBIETTIVI DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI	95
9.3	COMUNICAZIONE DEI DATI	98
9.3.1	SNAM	98

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 1:	Comparazione dell'efficienza di rigenerazione del Glicole tra differenti tecnologie	40
Tabella 2:	Tecnologie per la disidratazione del gas naturale per quanto riguarda le emissioni	43
Tabella 3:	Misure mitigative per emissioni in trasporto, stoccaggio, distribuzione e rigassificazione	62
Tabella 4:	Misure mitigative per centrali settore upstream	65
Tabella 5:	<i>Screening dei bad actors</i>	67
Tabella 6:	Esempi di metodi per la quantificazione delle emissioni (da Tab. 10 CEN/TC-234/WG14)	77
Tabella 7:	Esempi di metodi per l'individuazione delle emissioni (da Tab. 11 CEN/TC-234/WG14)	78
Tabella 8:	Metodi per l'individuazione delle emissioni di metano [<i>Methane Guiding Principles</i>]	80

LISTA DELLE FIGURE

Figura 3.1:	Consumo interno lordo di energia (fonte: Eurostat)	16
Figura 3.2:	Bilancio del gas naturale (fonte: Eurostat)	16
Figura 3.3:	Produzione interna e importazioni di gas naturale (fonte: MiTE)	17
Figura 3.4:	Rete italiana e punti di ingresso (fonte: Snam)	17
Figura 3.5:	Impieghi e consumi finali del gas naturale in Italia (fonte: Eurostat)	18
Figura 3.6:	Evoluzione della domanda complessiva di gas (GA)	19
Figura 3.7:	Evoluzione dell'offerta di gas dal 2020 al 2040 per lo scenario Global Ambition	20
Figura 3.8:	Emissioni di gas serra in EU (2019)	20
Figura 3.9:	Emissioni di metano antropogeniche in EU (2019)	21
Figura 3.10:	Classificazione in ambiti (<i>scope</i>) delle emissioni di metano	21
Figura 4.1:	Riscontro fornito alla Commissione sulla proposta di regolamentazione	31
Figura 5.1:	Stima CAPEX tipici per tipologia di intervento	34
Figura 5.2:	Stima tempi tipici per tipologia di intervento	34
Figura 5.3:	Stima a blocchi tipico GOSP	35
Figura 5.4:	Architettura Sistema raccolta gas di torcia	36
Figura 5.5:	Esempio di configurazione raccolta gas di torcia da progetto esecutivo	37
Figura 5.6:	Classico schema di separazione a stadi con recupero gas a compressione	38
Figura 5.7:	Schema alternativo	39
Figura 5.8:	Schema di base con colonna e gas di <i>stripping</i>	41
Figura 5.9:	Processo disidratazione ECOTEG	42
Figura 5.10:	Processo di disidratazione DRIZO	43
Figura 5.11:	Schema di trattamento acque di iniezione	44
Figura 5.12:	High Integrity Pressure Protection System (HIPPS)	45
Figura 5.13:	Compressore ICL	47
Figura 5.14:	Architettura compressore ICL	48
Figura 5.15:	Identificazione dei punti di controllo tramite modello 3D	50
Figura 5.16:	Schermata di un simulatore dinamico	51
Figura 6.1:	Schermata di un simulatore dinamico	53
Figura 6.2:	Valve positioner per monitoraggio delle emissioni fuggitive	55
Figura 6.3:	soluzione per il monitoraggio continuo delle perdite delle valvole	56
Figura 6.4:	Hybrid and integrated solution	57
Figura 6.5:	Caratteristiche delle soluzioni	57
Figura 7.1:	Filiera del metano	58
Figura 7.2:	Percorso dell'attività di LDAR	66
Figura 7.3:	Differenze tra solo re-monitoring e re-monitoring simultanei con intervento	67
Figura 7.4:	Iceberg della data strategy	69
Figura 7.5:	Conteggio di ODL per anno e per tipo di dispersione	70
Figura 7.6:	Andamento delle dispersioni di metano (2018-2021)	70
Figura 8.1:	Valori tipici delle emissioni di metano lungo la filiera	71
Figura 8.2:	Esempio di curva per l'EPA Correlation Approach	73
Figura 8.3:	Tipica distribuzione delle sorgenti per tipologia di apparecchiature	75
Figura 8.4:	Sniffing con FID	80
Figura 8.5:	Rilevazione di un'emissione con telecamera OGI	81
Figura 8.6:	Ricerca di perdite con il drone	82
Figura 8.7:	Rivelazione di emissioni di metano con il satellite	85

Figura 8.8:	Accuratezza della misurazione raggiungibile con i satelliti	85
Figura 9.1:	Le emissioni di gas naturale di SNAM nel periodo 2013 - 2020	87
Figura 9.2:	Rilievo mediante strumentazione Hi-Flow™ Sampler	88
Figura 9.3:	Rilievo mediante termocamera dei <i>vent</i> in un impianto di riduzione della pressione	88
Figura 9.4:	Effettuazione campagna LDAR mediante FID	90
Figura 9.5:	Intervento di ricompressione con compressori mobili sulla rete di trasporto	91
Figura 9.6:	Realizzazione di stacco da condotta in esercizio mediante tapping-machine	91
Figura 9.7:	Emissioni puntali evitate tramite interventi di mitigazione sulla rete di trasporto	92
Figura 9.8:	Piattaforma Vega-A	93
Figura 9.9:	Rendering dalla FPSO Karish	93
Figura 9.10:	Target di riduzione dichiarati dalle aziende partecipanti a OGMP	97

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AIA	Autorizzazione Integrata Ambientale
AIV	Acoustic Induced Vibrations
AMB	Active Magnetic Bearing
API	American Petroleum Institute
ATEX	Atmosphere Explosive
BAT	Best Available Technology
BH	Baker Hughes
BH	Integrated Compression Line
BREF	BAT Reference Document
BTEX	Benzene, Toluene, Etilbenzene e Xilene
BU	Bottom Up
BVLOS	Beyond Visual Line Of Site
CAPEX	Capital Expenditure
CCAC	Climate and Clean Air Coalition
CCUS	Carbon Capture, Utilization, and Storage
CEN	Comitato Europeo di Normazione
cfm	cubic feet per minute
CIG	Comitato Italiano Gas
CNG	Compressed Natural Gas
COP26	Conference of the parties (UN Climate Change Conference)
DCS	Distributed Control System
DEG	Dietilenglicole
DNF	Dichiarazione di carattere Non Finanziario
EDF	Environment Defense Fund
ENTSO	European Network of Transmission System Operators
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EPA	Environmental Protection Agency
EPC	Engineering, Procurement & Construction
ESA	European Space Agency
ESD	Emergency Shut Down
ESG	Environmental, Social and corporate Governance
FEED	Front End Engineering Design
FID	Flame Ionization Detector
FIV	Fluid Induced Vibrations
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit
GA	Global Ambition
GEME	Group of Expert on Methane Emissions
GHG	Greenhouse gas
GIS	Geographical Information System
GMP	Global Methane Pledge
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GOSAT	Greenhouse gases Observing Satellite
GOSP	Gas Oil Separation Plant

GPS	Global Positioning System
GRI	Gas Research Institute
GRU	Gas Recovery Unit
GWP	Global Warming Potential
HIPPS	High Integrity Pressure Protection System
HP	High Pressure
ICL	Integrated Compression Line
IIRC	International Integrated Reporting Council
ILI	In Line Inspection
IR	Infra Rosso
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
JB	Junction Box
JT	Joule Thompson
KPI	Key Performance Indicator
LDAR	Leak Detection And Repair
LP	Low Pressure
LTS	Low Temperature Separation
MEF	Major Economies Forum
MGP	Methane Guiding Principles
MITE	Ministero della Transizione Ecologica
mmscf/d	milioni di piedi cubi standard al giorno
MRV	Monitoring, Reporting and Verification
Mtep	Milioni di Tonnellate Equivalenti di Petrolio
NIR	National Inventory Report
NT	National Trend
NTA	Netherlands Technical Agreement
OEL	Open Ended Line
OGCI	Oil & Gas Climate Initiative
OGI	Optical Gas Imaging
OGMP	Oil & Gas Methane Partnership
ONG	Organizzazioni Non Governative
OPEX	Operative Expenditure
OR	Over Range
P&ID	Piping & Instrumentation Diagram
PID	Photo Ionization Detector
PID controller	Proportional Integral Derivative controller
ppb	parti per miliardo
ppmv	parti per milione di volume
PSV	Pressure Safety Valve
PVC	Polivinilcloruro
QOGI	Quantitative Optical Gas Imaging
RBI	Risk Based Inspection
RSU	Rifiuti Solidi Urbani
RTTM	Real Time Transient Model
SLPM	Standard Liters Per Minute
SOCMI	Synthetic Organic Chemical Manufacturers Industries
SVI	Shunt Vacuum Interruption

TC	Technical Committee
TCFD	Task force on Climate-related Financial Disclosures
TD	Top Down
TEG	Trietilenglicole
TGD	Technical Guidance Document
TRFL	Technische Regel für Fernleitungen
TROPOMI	Tropospheric Monitoring Instrument
TSO	Tight Shut Off
TYNDP	Ten-Year Network Development Plans
UAS	Unmanned Aerial Vehicle
UCP	Unit Control Panel
UNEP	United Nations Environment Programme
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
US-EPA	United States Environmental Protection Agency
UV	Ultra Violetto
VLOS	Visual Line Of Site
VOC	Volatile Oil Compounds
VRU	Vapor Recovery Unit

1 INTRODUCTION & EXECUTIVE SUMMARY

1.1 VERSIONE IN ITALIANO

Il gruppo di lavoro di Assorisorse sulle emissioni di metano è stato costituito nel 2021, in relazione all'esigenza sempre più urgente di ridurre in maniera significativa le emissioni di metano in atmosfera, a prescindere dall'origine e dalla causa: emissioni incidentali causate da eventi imprevisti, combustione incompleta, emissioni fuggitive, permeazione, emissioni pneumatiche e *venting*. Il bisogno di ridurre le emissioni viaggia insieme al bisogno di rendicontare in maniera corretta e dichiarare in maniera trasparente i quantitativi di metano emessi agli *stakeholder* e alla comunità. Il gruppo di lavoro è partecipato da rappresentanti dell'intera filiera industriale: fornitori di tecnologie, società di ingegneria, EPC contractor, operatori, organismi di ispezione, testing e certificazione e società di consulenza.

Il tema delle emissioni di metano è un tema caldo a livello europeo e mondiale; il 15 dicembre 2021 è stato pubblicato dalla Commissione Europea una bozza di Regolamento Europeo sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia. Il Regolamento proposto mira, tra le varie proposte, a supportare un'ampia diffusione di un robusto standard MRV (*monitoring, report and verification*) sulle emissioni di metano nel settore dell'energia, di inserire un obbligo legislativo a livello europeo per l'adozione di tecniche LDAR (*leak detection and repair*) e limitare fortemente le emissioni per *venting* e *flaring*. L'impatto della regolamentazione sarà sostanziale e la proposta è stata analizzata da vari operatori e parti interessate sia a livello europeo sia nazionale, che hanno fornito il proprio riscontro sulla formulazione. La proposta è attualmente in discussione nel Parlamento Europeo e nel Consiglio dell'Unione Europea.

L'utilizzo di idrocarburi deve essere accompagnato da una significativa riduzione delle emissioni di metano, nell'ambito di una strategia che punta alla *carbon neutrality*: tale riduzione, da applicare alle diverse tipologie di emissioni, coinvolge l'intera filiera industriale (operatori, progettisti e fornitori di tecnologie), nonché gli *stakeholder* istituzionali e gli enti di controllo.

Il "sistema Italia" ha preso un impegno importante sulla riduzione delle emissioni di metano e si registrano già importanti risultati, con obiettivi che sono stati raggiunti da alcuni dei principali operatori con anni di anticipo, grazie all'impegno di tutta la filiera industriale italiana, rappresentata da Assorisorse.

Assorisorse è impegnata a supportare i legislatori e gli stakeholder chiave e svolge un'attività di monitoraggio e proposizione sull'attività legislativa e sullo sviluppo di regolamenti a livello europeo, nazionale e locale; e collabora con diversi organismi nazionali e internazionali, creando sinergie che favoriscano le attività industriali e lo sviluppo di strategie comuni sugli argomenti fondamentali. In particolare, l'Associazione ha deciso di impegnarsi, anche tramite la costituzione di un gruppo di lavoro *ad hoc*.

Il gruppo di lavoro si è posto l'obiettivo di dare la giusta informazione su cosa è stato fatto e su quali siano i progetti e le iniziative di sviluppo attualmente in essere e in programma, con il fine ultimo di fornire un contributo e indicazioni per le varie istituzioni, associazioni e parti coinvolte, a livello locale, nazionale ed europeo.

Partendo dal tema delle emissioni fuggitive, il gruppo di lavoro ha analizzato la tematica complessiva della riduzione delle emissioni di metano, obiettivo che va perseguito attraverso azioni su tutta la filiera, quali ad esempio:

- l'ottimizzazione e l'affinamento dei metodi e delle tecnologie impiegate per la stima delle emissioni (dalla identificazione delle sorgenti, all'impiego di adeguate tecnologie per la misura in campo, dall'utilizzo di fattori di emissione sufficientemente dettagliati, alla corretta applicazione dei metodi di correlazione), incluse le *best available technologies* (BAT) o i sistemi di *monitoring reporting and verification* (MRV), con possibile riferimento a sistemi di reporting riconosciuti, quali OGMP 2.0 (*Oil and Gas Methane Partnership*);
- la definizione di obiettivi raggiungibili, misurabili e rendicontabili per il contenimento delle emissioni in un orizzonte temporale definito, con riferimento a obiettivi di riferimento, quali ad esempio il *Global Methane Pledge* o quelli raccomandati da OGMP 2.0;
- la definizione preventiva dei metodi di intervento e delle *best practices* per il contenimento delle emissioni rilevate, nell'immediato, nel breve e nel lungo termine;

- la valutazione complessiva degli impatti e delle secondarietà e la definizione di modalità condivise per la riconciliazione tra i dati stimati e misurati a livello di sorgente emissiva con quelli relativi all'emissione dell'intero impianto.

Per il raggiungimento degli obiettivi, gli *stakeholder* istituzionali e gli enti di controllo si occupano:

- della definizione di un quadro regolatorio (sia in termini di limiti/obiettivi, sia in termini di metodiche di stima e monitoraggio, sia in termini di riconoscimento dei costi / incentivi per i soggetti regolati) coerente con le indicazioni comunitarie (in particolare l'attesa regolamentazione europea sulle emissioni di metano in fase di pubblicazione da parte della Commissione Europea);
- dell'implementazione di un registro delle emissioni (fuggitive, puntuali, incombusti) periodicamente aggiornato per monitorare l'evolversi dello scenario emissivo;
- della definizione e l'adozione di norme tecniche aggiornate per le attività di *monitoring reporting and verification* (MRV) e *leak detection and repair* (LDAR);
- dell'implementazione di una procedura di verifica.

Agli Operatori compete:

- la valutazione dell'applicabilità delle migliori tecnologie disponibili nella realizzazione dei nuovi impianti e l'adozione delle *best practices per operation & maintenance*;
- l'applicazione delle metodologie più avanzate e raffinate per l'individuazione e la successiva stima delle emissioni, basate per quanto possibile su misure in campo;
- l'applicazione delle attività di MRV e LDAR, finalizzate alla riduzione delle emissioni di metano coerentemente con le migliori tecnologie disponibili;
- l'implementazione di un sistema di reportistica adeguato e coerente con il sistema di registro degli enti competenti.

I membri di Assorisorse sono impegnati nella riduzione delle emissioni di metano e supportano l'implementazione di una *roadmap* equilibrata ed efficace.

Il gruppo di lavoro ha analizzato le modifiche chiave introdotte dalla proposta di regolamentazione europea, identificando alcune tematiche fondamentali su cui discutere ulteriormente per arrivare a una versione finale della regolamentazione, quali ad esempio la natura prescrittiva di alcuni requisiti, la mancanza di requisiti specifici per i vari segmenti della catena del valore (*up-mid-downstream*), la carenza di un'analisi costi-benefici per prioritizzare gli interventi e massimizzare il ritorno degli investimenti, la tempistica di attuazione degli obblighi previsti, e la consistenza tra gli standard tecnici di oggi e quelli che verranno. Il 17 aprile 2022, a conclusione dell'analisi effettuata, il gruppo di lavoro ha fornito un riscontro ufficiale sulla proposta di regolamentazione tramite il sito della Commissione Europea. Il riscontro fornito è risultato allineato a quello fornito da altri organismi nazionali e internazionali, quali ENTSG, Eurogas, GERG, GIE e MARCOGAZ, con cui Assorisorse collabora per creare sinergie che favoriscano l'adozione di soluzioni operative e lo sviluppo di strategie comuni.

Il presente documento è organizzato come segue:

- il capitolo 2 introduce l'iniziativa di Assorisorse (2.1), i membri del Gruppo di lavoro sulle emissioni di metano (2.2) e l'obiettivo del lavoro (2.3);
- il capitolo 3 fornisce un inquadramento del ruolo del gas naturale in Italia e nel mondo (3.1), fornisce una serie di definizioni utili sulle diverse tipologie di emissioni di metano (3.2) e degli altri gas climalteranti (3.3);
- il capitolo 4 fornisce una panoramica dei principali riferimenti tecnici e normativi a livello internazionale (4.1) e italiano (4.2) per poi concludere con il riscontro che l'industria italiana, rappresentata dall'Associazione, ha fornito sulla proposta di regolamentazione europea (4.3);

- il capitolo 5 è relativo alle migliori pratiche di progettazione che si possono adottare per minimizzare le emissioni di metano, grazie all'opportuna scelta di processi (5.2), macchinari ed equipment (5.3) e procedure di commissioning, pre-commissioning (5.5) e start-up (5.6);
- il capitolo 6 illustra una serie di tecnologie che possono essere adottate per ridurre le emissioni di metano e che sono state sviluppate da alcuni dei nostri Associati, quali Baker Hughes (6.1), HERA (6.2) e Schneider Electric Systems Italia (6.3, 6.4, 6.5);
- il capitolo 7 è relativo alle migliori pratiche operative per la riduzione delle emissioni in impianti *upstream*, *midstream* e *downstream* (7.2), l'adozione di sistemi LDAR (7.3) e il ruolo della *data strategy* degli strumenti per la *data analytics* applicata alle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale (7.4);
- il capitolo 8 parla delle migliori pratiche per la stima delle emissioni di metano, facendo riferimento ai principali standard e metodologie (8.1), alle diverse tipologie di emissione (8.2) e alle tecniche in uso e in sviluppo per le misure in campo e la riconciliazione dei dati (8.3);
- il capitolo 9 mostra alcuni dei risultati ottenuti dai nostri Associati impegnati nella riduzione delle emissioni di metano, quali Snam (9.1.1), Engean (9.1.2) e Eni (9.1.3). Il paragrafo, inoltre, affronta il tema della definizione dei KPI operativi (9.2) e della comunicazione dei risultati ottenuti (9.3).

1.2 ENGLISH VERSION

The Assorisorse working group on methane emissions has been established in 2021 to intercept the more and more urgent need to significantly reduce emissions into the atmosphere, whatever the origin and the reason: incident emissions from unplanned events, incomplete combustion, fugitive emissions, permeation, pneumatic, and vented emissions. The need for reduction goes together with the need to correctly and transparently report methane emissions to the stakeholders and the community. The whole methane value chain is represented in the working group: technology providers, engineering and EPC contractors, operators, testing, inspection and certification bodies, and consultants.

The topic of methane emission is a hot topic at a global and eEuropean level; the European Commission published a proposal for a regulation on methane emissions reduction in the energy sector on December 16th, 2021. The proposal is meant, among several proposals, to support the widespread development of a robust MRV (Monitoring, Report and Verification) standard for methane emission in the energy sector, to put into EU law an obligation on leak detection and repair (LDAR) and ban venting and flaring. The impact of the regulation will be huge and therefore the proposal has been analyzed by most operators and key stakeholders, both at/ European and national levels. The proposal is currently being discussed both by the European Parliament and the Council of the European Union.

The use of hydrocarbons must be accompanied by a significant reduction in methane emissions, as part of a strategy that aims at carbon neutrality: this reduction, to be applied to any type of emissions, involves the entire industrial chain (operators, engineers and technology suppliers), as well as institutional stakeholders and regulators.

The Italian industry made an important commitment to reduce methane emissions and important results are already being recorded, with objectives that have been achieved by some of the main operators years in advance, thanks to the commitment of the entire Italian industrial chain, represented by the Association.

Assorisorse is committed to support public decision makers and key stakeholders and engaged in constant monitoring and proposal action – at European, national, and local level – relating to legislative and regulatory activity, and collaborate with various national and international bodies, creating synergies that favor business operations and developing common strategies on core topics. Specifically, the Association has decided to commit itself, also through the establishment of an ad hoc working group.

The work has the objective of giving the right information on what has been done and on what development projects and initiatives are currently in place and planned, with the ultimate aim of providing a contribution and indications for the various institutions, associations and parties involved, at local, national and European level.

Starting from the issue of fugitive emissions, the working group has analyzed the overall issue of methane emissions, an objective that must be pursued through actions on the entire supply chain, such as for example:

- the optimization and refinement of the methods and technologies used for the estimation of emissions (starting from the identification of the sources, to the use of adequate technologies for the measurement in the field, from the use of sufficiently detailed emission factors, to the correct application of correlation

methods), including best available technologies (BAT) or monitoring reporting and verification (MRV) systems, with possible reference to recognized reporting systems, such as OGMP 2.0 Oil and Gas Methane Partnership;

- the definition of achievable, measurable and accountable objectives for the containment of emissions within a defined time horizon, with reference to industry objectives, such as the Global Methane Pledge or those recommended by OGMP 2.0;
- the preventive definition of intervention methods and best practices for the containment of emissions detected, in the immediate, short and long term;
- the overall assessment of the impacts and secondary aspects and the definition of a shared method for reconciling the estimated and measured data at the emission level with those relating to the emission of the entire plant.

Institutional stakeholders and control bodies are responsible for:

- the definition of a regulatory framework (both in terms of limits / objectives, both in terms of estimation and monitoring methods, and in terms of recognition of costs / incentives for regulated subjects) consistent with Community guidelines (in particular the expected European regulation on methane emissions being published by the European Commission);
- the implementation of a register of emissions (fugitive, punctual, unburned) periodically updated to monitor the evolution of the emission scenario;
- the definition and adoption of updated technical standards for Monitoring Reporting and Verification (MRV) and Leak Detection and Repair (LDAR) activities;
- the implementation of a verification procedure.

Operators are responsible for:

- the assessment of the applicability of the best available technologies in the construction of new plants and the adoption of best practices for operation & maintenance;
- the application of the most advanced and refined methodologies for the identification and subsequent estimation of emissions, based as far as possible on field measurements;
- the application of MRV and LDAR activities, aimed at reducing methane emissions consistently with the best available technologies;
- the implementation of an adequate reporting system consistent with the register system of the competent bodies.

Assorisorse's members are committed to reducing methane emission and support the implementation of a sound and effective roadmap.

The working group also addressed the key changes introduced by the proposal and highlights some of the "hot topics" under discussion to contribute to the final version of the regulation, such as the prescriptive nature of some of the requirements, the lack of specific requirements for the different segments of the gas value chain (up-mid-downstream), the lack of cost-to-benefit analysis to prioritize interventions and maximize the positive return of the investments, the timing for the implementation, and the consistency between current technical standards and future ones. On April 17th, 2022, the working group officially provided feedback on the proposed regulation through EU website. Our feedback is very much aligned with those provided by national and international bodies Assorisorse collaborates with to create synergies that favor business operations and the development of common strategies, such as with ENTSG, Eurogas, GERG, GIE, and MARCOGAZ.

Assorisorse members are committed to reduce methane emissions and support the deployment of a sound and effective roadmap.

The document is structured as follows:

- chapter 2 introduces the initiative of Assorisorse (2.1), the members of the working group on methane emissions (2.2) and the work group objectives (2.3);
- chapter 3 provides a background on the role of natural gas in Italy and worldwide (3.1), provides useful definitions on the various typologies of emissions of natural gas (3.2) and other greenhouse gases (3.3);
- chapter 4 provides a background on applicable rules and regulations, internationally (4.1) and in Italy (4.2), as well as the Italian industry (represented by Assorisorse) view on the proposed EU regulations (4.3);
- chapter 5 addresses best design practices to minimize methane emissions, by selecting the proper processes (5.2), machineries and equipment (5.3), commissioning and pre-commissioning (5.5), and start-up (5.6);
- chapter 6 showcases a number of technologies that can be applied to minimize emissions, which have been developed by some of the associates, namely Baker Hughes (6.1), HERA (6.2), and Schneider Electric Systems Italia (6.3, 6.4, 6.5);
- chapter 7 addresses the best O&M practices to be used to reduce emissions both at upstream, midstream and downstream (7.2), adoption of LDAR systems (7.3), as well as the role of data strategy and tools for analytics applied to gas transmission and distribution systems (7.4);
- chapter 8 is focused on the best practices for the estimate of the emissions, referring to the main standards and methodologies (8.1), the various typologies of emissions (8.2), and the consolidated and novel technologies for field measures and data reconciliation (8.3);
- chapter 9 shows the results obtained by some of our associated that have been working to the reduction of their methane emissions, such as Snam (9.1.1), Energean (9.1.2), and Eni (9.1.3). The paragraph also addresses the issues of KPI definition (9.2) and result communication (9.3).

2 L'INIZIATIVA DI ASSORISORSE

2.1 ASSORISORSE

Assorisorse è l'Associazione Italiana per l'Industria dell'Energia e delle Risorse Sostenibili che riunisce le imprese della filiera Energia impegnate a valorizzare le risorse naturali disponibili attraverso l'innovazione tecnologica e la fertilizzazione intellettuale finalizzata alla carbon neutrality e all'economia circolare. La sua missione è quella di decarbonizzare i processi industriali hard to abate e di promuovere la sostenibilità ambientale, economica e sociale.

L'Associazione fa parte di Confindustria ed è membro del Global Compact delle Nazioni Unite. Comprende aziende italiane e internazionali focalizzate su temi quali: Risorse Domestiche, Emissioni di Metano, Economia Circolare e Rifiuti Zero, Filiera Idrogeno, CCUS, Minerali Critici, Sostenibilità della filiera energetica.

2.2 IL GRUPPO DI LAVORO SULLE EMISSIONI DI METANO

Il gruppo di lavoro sulle emissioni fuggitive è stato costituito a fine 2021, con l'obiettivo di esprimere rappresentanti di tutta la filiera industriale di riferimento:

- operatori di impianti per la produzione, lo stoccaggio, la rigassificazione, il trasporto e la distribuzione di gas naturale;
- *EPC contractor*, impegnati nella costruzione e avviamento di nuovi impianti e nella realizzazione di modifiche, espansioni e ammodernamenti degli impianti esistenti;
- fornitori di macchinari, impianti e tecnologia, coinvolti nella definizione di strategie per ridurre le emissioni;
- società che forniscono strumentazione e soluzioni *hardware* e *software* a supporto degli operatori;
- società di ingegneria impegnate in definizione e progettazione degli impianti e degli interventi di modifica ed espansione, e negli ambiti dell'ingegneria di fermata, ispezione, manutenzione e *asset integrity management*;
- società di consulenza attive negli ambiti di ambiente e sicurezza, fornendo servizi relativi alla stima e misura delle emissioni e valutazioni degli impatti conseguenti;
- società che effettuano ispezioni e rilievi in campo;
- società che si occupano di verifiche indipendenti, sviluppo di standard e best practices e che partecipano attivamente a progetti di ricerca e sviluppo.

I componenti del gruppo di lavoro sono:

- Fabio Brogini, Baker Hughes
- Paolo Noccioni, Baker Hughes
- Dario Camozzi, Bonatti
- Gabriele Ruffini, Bonatti
- Matteo Fraccastoro, DG Impianti Industriali
- William Palozzo, DG Impianti Industriali
- Andrea Roccatò, Energean Italy
- Luigi Colella, Eni
- Alberto Di Lullo, Eni
- Giammarco Gioco, Eni
- Pierpaolo Rocca, Gas Plus Italiana
- Marcello Bondesan, Gruppo Hera
- Alessandro Morgagni, Gruppo Hera
- Paola Pantaleone, Maurel et Prom Italia
- Antonio Spadaccini, Pansoinco
- Marco Compagnino, RINA
- Angelo Lo Nigro, RINA (coordinatore del gruppo di lavoro)
- Tiziana Paolicelli, Schneider Electric Systems Italia
- Matteo Mistri, Shell Italia E&P
- Davide Scrocchi, Snam

2.3 LE FINALITÀ

Il gruppo di lavoro si è posto una serie di obiettivi relativamente al tema delle emissioni di metano:

- la predisposizione di un quadro di sintesi relativo alle migliori tecnologie disponibili e pratiche operative per la riduzione, monitoraggio e rendicontazione delle emissioni di metano;
- l'analisi delle problematiche relative alla stima delle emissioni, ai monitoraggi e alle misure in campo e alla riconciliazione e rendicontazione dei dati;
- la promozione di KPI e obiettivi di riduzione univocamente definiti, con dati confrontabili e misure ripetibili;
- la formulazione di proposte per il superamento dei limiti attuali, in collaborazione con altre Associazioni e istituzioni interessate all'argomento;
- la predisposizione di un *white paper* (questo documento);
- la disseminazione del lavoro fatto tramite l'organizzazione di eventi e seminari e la partecipazione a conferenze internazionali di settore, quali OMC e Gastech.

3 IL CONTESTO DI RIFERIMENTO INDUSTRIALE

3.1 IL RUOLO DEL GAS NATURALE IN ITALIA E NEL MONDO

3.1.1 Andamento domanda/consumi gas Italia

Il consumo di energia in Italia è passato dai 150 Mtep nel 1990 al valore massimo di quasi 190 Mtep nel 2005, per poi diminuire fino a circa 142 Mtep nel 2020 (Figura 3.1). Il peso del gas nel *mix* energetico è cresciuto nel tempo e, a partire dal 2016, il gas si è affermato come prima fonte energetica, superando il petrolio. Il gas copriva infatti il 26% della domanda di energia nel 1990 e nel 2020 ne copre il 41%; nello stesso periodo è aumentato notevolmente anche il peso delle rinnovabili, passato dal 3% al 21%, mentre quello di petrolio e prodotti petroliferi si è ridotto dal 58% al 32% e quello del carbone e dei combustibili solidi dal 10% al 3%; relativamente stabili le importazioni elettriche che rappresentano circa il 2% del fabbisogno energetico.

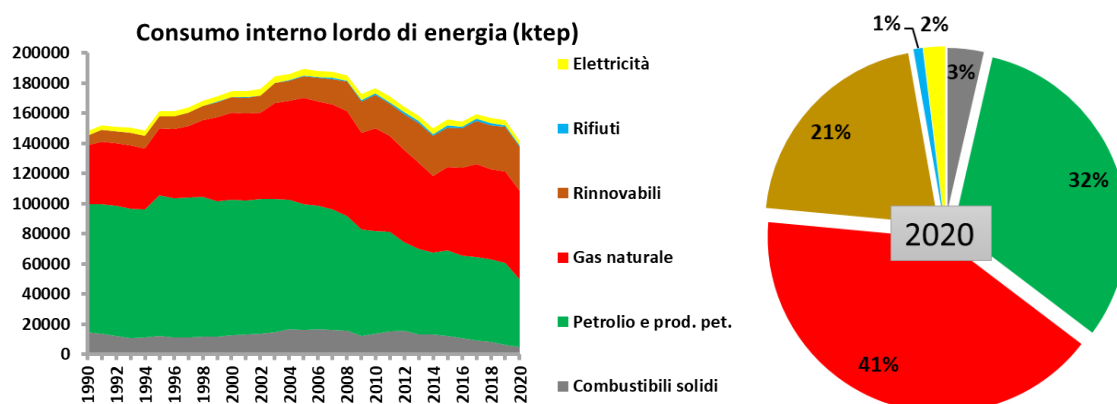


Figura 3.1: Consumo interno lordo di energia (fonte: Eurostat)

In Italia, il consumo di gas è costituito da una quota crescente di importazioni e da una produzione interna diminuita costantemente nel corso degli anni per l'effetto combinato di esaurimento dei giacimenti in produzione e di politiche restrittive che hanno limitato gli interventi necessari per il corretto e completo sfruttamento delle riserve nazionali, fino a raggiungere il livello minimo di appena 3.34 miliardi di metri cubi nel 2021 (Figura 3.2).

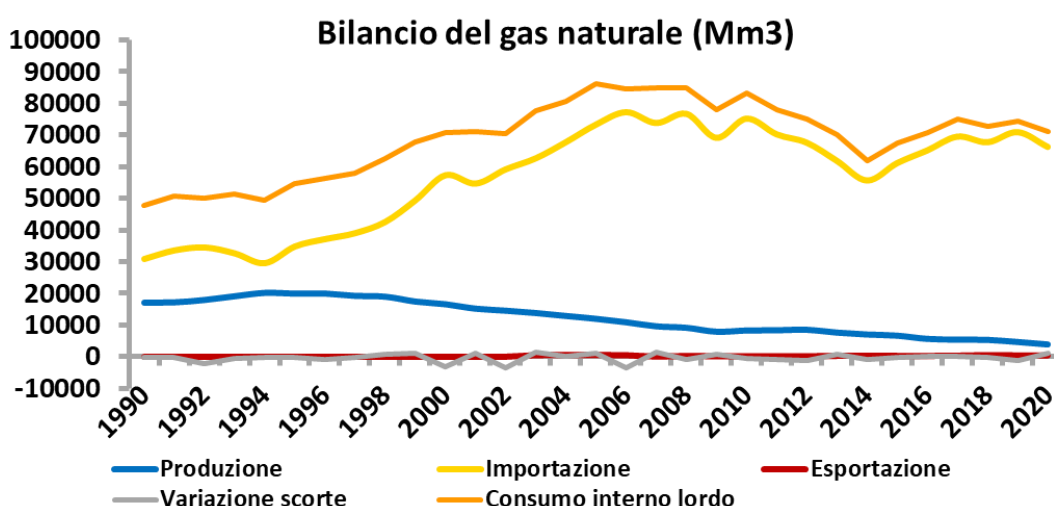


Figura 3.2: Bilancio del gas naturale (fonte: Eurostat)

La dipendenza dall'estero è passata dal 66% del 1990 al 94% del 2020 (Figura 3.3). I flussi via tubo rappresentano ancora oltre l'80% del totale delle importazioni. Il ruolo del GNL, che negli anni '90 è stato molto limitato, è cresciuto ed oggi rappresenta quasi il 20%, consentendo una maggiore diversificazione delle fonti (e.g., importazioni da Qatar e Stati Uniti). Nel 2020, tuttavia, Russia e Algeria rappresentano ancora i 2/3 dell'approvvigionamento nazionale di gas.

In seguito alla situazione di crisi tra Russia e Ucraina, è emersa una grossa spinta politica alla diversificazione degli approvvigionamenti di gas, sia tramite gasdotti che GNL e la situazione attuale è in rapida evoluzione.

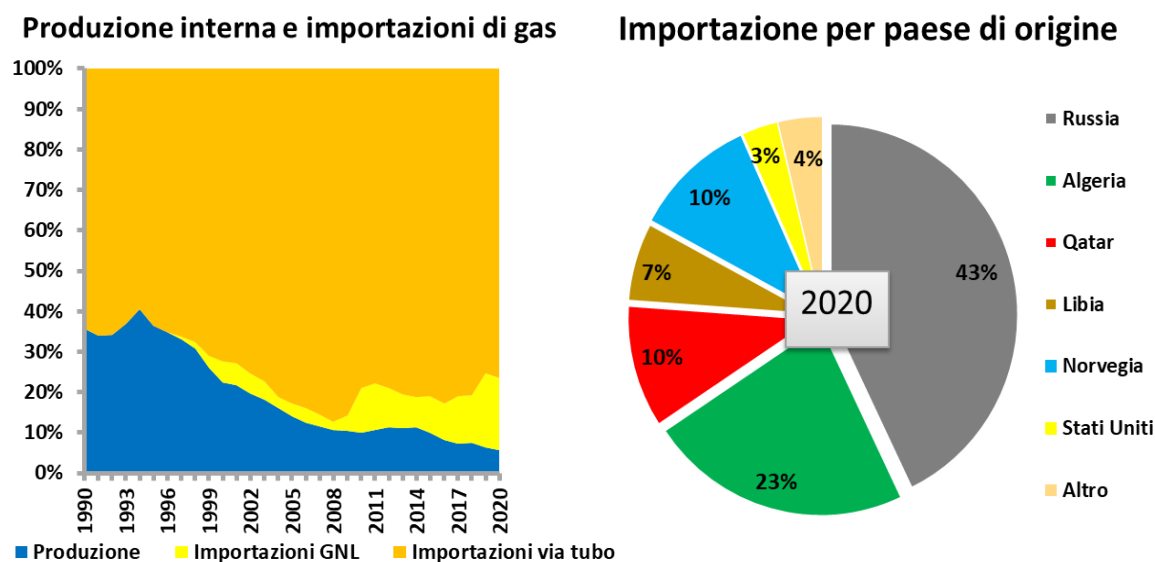


Figura 3.3: Produzione interna e importazioni di gas naturale (fonte: MiTE)

I punti di ingresso del gas in Italia sono i sei gasdotti internazionali e i tre terminali di rigassificazione attualmente in servizio. Due gasdotti raggiungono la Sicilia, a Mazara del Vallo e a Gela, altri tre punti di ingresso sono sulla frontiera alpina, a Tarvisio, a Gorizia e a Passo Gries, e il sesto - entrato in esercizio nel 2021 - è in prossimità di Melendugno, in Puglia. Il primo terminale di rigassificazione italiano è stato GNL Italia a Panigaglia, vicino alla Spezia, già operativo dagli anni '70; successivamente sono entrati in funzione altri due impianti: Adriatic LNG di fronte a Rovigo (nel 2009) e la FSRU Toscana, *floating storage and regasification unit che opera* di fronte a Livorno dal 2013 (Figura 3.4)



Figura 3.4: Rete italiana e punti di ingresso (fonte: Snam)

La domanda nazionale di gas, dopo aver toccato il massimo di 86 miliardi di metri cubi nel 2005, ammontava a circa 71 miliardi nel 2020 (domanda risalita poi a 76,1 miliardi nel 2021), come raffigurato in Figura 3.5. I consumi finali rappresentano il 55% della domanda. Il civile, come somma di residenziale e servizi, è stato relativamente stabile nell'ultimo decennio e conta quasi 28 miliardi, mentre l'industria in costante flessione dall'inizio del secolo è scesa sotto i 10 miliardi. Nonostante la crescita delle rinnovabili, il 42% della domanda gas è destinata alla generazione elettrica per un totale di oltre 29 miliardi, livello raggiunto anche grazie al ridotto utilizzo degli impianti a carbone.

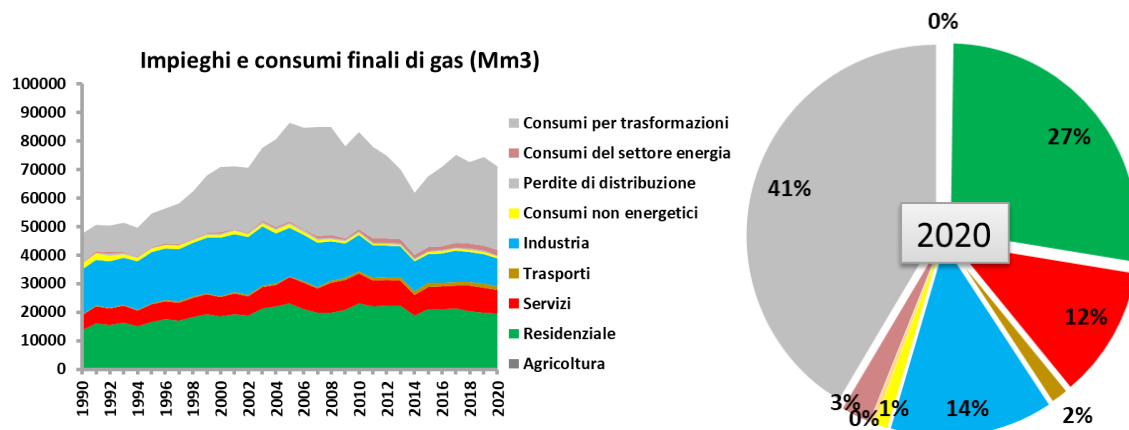


Figura 3.5: Impieghi e consumi finali del gas naturale in Italia (fonte: Eurostat)

L'evoluzione futura del fabbisogno di gas naturale dipenderà dalla velocità con cui il paese attuerà il processo di decarbonizzazione. Le politiche comunitarie di transizione energetica propongono obiettivi molto sfidanti, che richiedono un grande impegno da parte dell'intera filiera per poter supportare la crescita e lo sviluppo dell'economia. In ogni caso, essendo la prima fonte energetica per utilizzo nonché quella a minori emissioni di CO₂ tra le fossili, il gas giocherà un ruolo chiave nel *mix* energetico nazionale ancora per lungo tempo prima di lasciare spazio alle rinnovabili. La sostituzione del gas con il vettore elettrico negli usi finali non sempre risulta attuabile e presenta criticità sia dal punto di vista dell'elevatissimo numero di interventi necessari sia da quello dei costi, ancora molto elevati. Anche nel settore della generazione elettrica, dove le tecnologie verdi sono più mature, in assenza di innovazioni molto significative riguardo alle batterie, il gas continuerà a compensare l'intermittenza delle rinnovabili garantendo la sicurezza del sistema. Oltre alla disponibilità di una rete infrastrutturale già presente e diffusa, come quella italiana, il gas sarà inoltre in grado di sostenere il percorso verso una *low carbon economy*, e allo stesso tempo favorire la decarbonizzazione dello stesso vettore gas, attraverso lo sviluppo di gas rinnovabili quali biometano, idrogeno e gas sintetico.

3.1.2 Scenario domanda di gas (*Global Ambition*)

Lo scenario *Global Ambition*¹ è stato sviluppato fino agli anni 2030 e 2040. La domanda annua di gas prevista da tale scenario presenta un andamento abbastanza costante, mantenendosi sopra i 70 miliardi di metri cubi anche nel lungo termine. Al 2025, la domanda di gas, pari a 72,2 miliardi di metri cubi, è sostenuta dal *phase out* del carbone. Al 2030, la domanda complessiva di gas raggiunge i 74,9 miliardi di metri cubi, grazie alla crescita di biometano (3,4 miliardi di metri cubi) e idrogeno (2,6 miliardi di metri cubi metano equivalente) che contribuiscono alla decarbonizzazione degli usi finali. A differenza dello scenario *Natural Trend (NT) Italia*², i quantitativi di idrogeno

¹ Global Ambition: scenario elaborato da ENTSOs (nell'ambito del TYNDP 2020) nel rispetto degli obiettivi di contenimento della temperatura entro 1,5 °C previsti dall'accordo di Parigi, con una visione più centralizzata del sistema energetico, dove oltre allo sviluppo delle rinnovabili assume rilevanza il contributo dei gas decarbonizzati, in particolare idrogeno e biometano. Lo scenario "Global Ambition" è stato pubblicato a luglio 2020 nel documento ENTSOs "TYNDP 2020 Scenario Report" ed è consultabile al link <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>. L'ultima versione è disponibile al link <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

² National Trend Italia (NT Italia): scenario sviluppato da Snam e Terna coerentemente allo scenario National Trends (NT ENTSOs), unitamente ad alcuni necessari affinamenti e aggiornamenti, in particolare sulla reference grid e sul settore della generazione elettrica

previsti al 2030 nello scenario *Global Ambition* sono coerenti con gli sviluppi previsti dalle "Linee guida per la strategia nazionale sull'idrogeno". Al 2040, biometano e idrogeno valgono rispettivamente 9,3 e 7,3 miliardi di metri cubi all'anno (Figura 3.6).

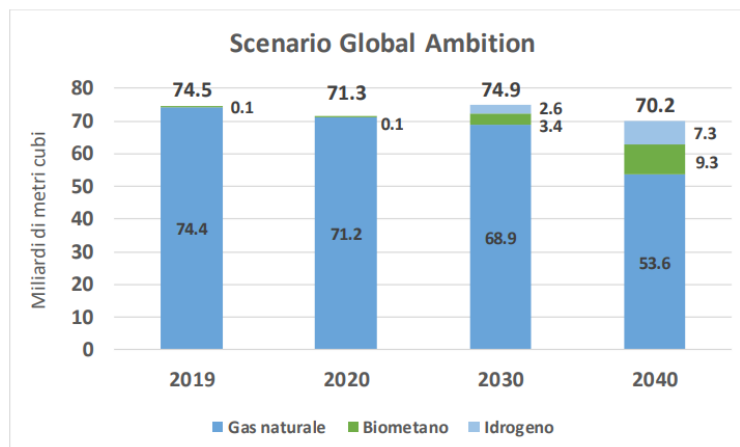


Figura 3.6: Evoluzione della domanda complessiva di gas (GA)

Di seguito l'analisi dei principali settori di consumo:

- **Civile:** viene considerato un ritardo nelle misure di efficienza energetica rispetto allo scenario NT Italia. La domanda di gas nel settore civile rimane sostanzialmente stabile sui valori attuali fino al 2030 per poi scendere nel decennio successivo fino a raggiungere circa 21,6 miliardi di metri cubi al 2040. La penetrazione del biometano nel settore favorisce comunque la decarbonizzazione: al 2030 circa un terzo del biometano disponibile è consumato nel settore civile mentre al 2040 il settore ne assorbe circa 3,5 miliardi di metri cubi.
- **Trasporti e bunkeraggi:** nello scenario *Global Ambition* i consumi del settore crescono per raggiungere al 2030 circa 8 miliardi di metri cubi (di cui 1 di biometano). La crescita è guidata da un raddoppio circa dei consumi di CNG e soprattutto dalla crescita del GNL per il trasporto pesante e per il trasporto marittimo. Nel periodo 2030-2040 prosegue la crescita della mobilità a GNL cui si affianca la mobilità a idrogeno che nel decennio si afferma per raggiungere 2 miliardi di metri cubi. Al 2040 i volumi di gas naturale nei trasporti terrestri e marittimi saranno circa 14 miliardi di cui circa 2 miliardi di metri cubi di biometano.
- **Termoelettrico e calore derivato:** i consumi del settore termoelettrico rimangono a circa 30,3 miliardi di metri cubi al 2025, sostenuti dal *phase out* di gran parte della generazione a carbone in Italia. Al 2030 la domanda termoelettrica scende a circa 21 miliardi di metri cubi per l'effetto concomitante di incremento delle importazioni elettriche e di maggiore disponibilità di generazione rinnovabile ed al 2040 la domanda di gas termoelettrica è attesa scendere a circa 15,5 miliardi di metri cubi.
- **Altri settori:** gli altri settori del consumo del gas naturale sono rappresentati dai consumi del settore agricolo, dagli usi non energetici del gas, dai consumi del settore energetico (consumi di estrazione, autoconsumi di impianti di GNL e consumi delle raffinerie) e dai consumi delle reti di trasporto e distribuzione. Nello scenario *Global Ambition* si assume che complessivamente il consumo si riduca a circa 1,9 miliardi di metri cubi per la riduzione di circa 1,2 miliardi di metri cubi dei consumi del settore energetico.

Nello scenario GA la maggior parte della domanda di gas continua ad essere soddisfatta dalle importazioni dall'estero (Figura 3.7). Il declino della produzione nazionale di gas naturale è più che compensato dalla crescita dei gas a bassa emissione di carbonio.

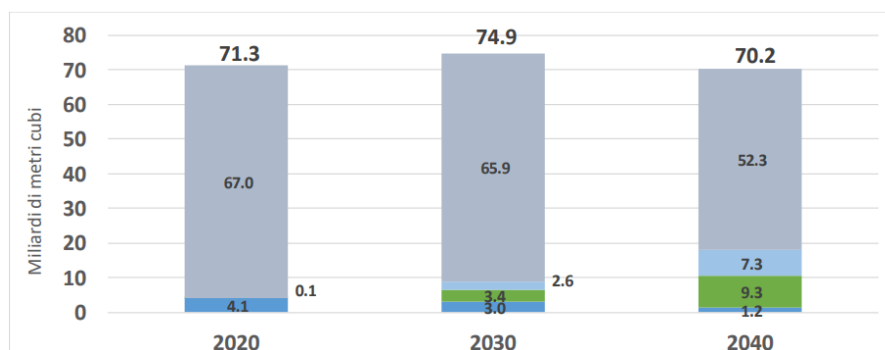


Figura 3.7: Evoluzione dell'offerta di gas dal 2020 al 2040 per lo scenario Global Ambition

3.2 LE EMISSIONI DI METANO

3.2.1 Il metano come gas climalterante

Il metano è il secondo gas serra per importanza dopo la CO₂, caratterizzato da un potere climalterante estremamente elevato: si stima possa avere un impatto di 25-80 volte superiore alla CO₂, in funzione dell'orizzonte temporale considerato (100 o 20 anni rispettivamente).

L'utilizzo di idrocarburi che possono originare emissioni di CH₄ all'interno di una strategia che punta alla *carbon neutrality* deve essere accompagnato da una significativa stretta sulle loro emissioni, in ciascuna delle forme dettagliate nel successivo paragrafo 3.2.3, stretta che deve vedere protagonisti gli operatori e gli stakeholder istituzionali e gli enti di controllo.

La Figura 3.8 mostra l'incidenza percentuale dei principali contributori alle emissioni climalteranti complessive in Europa (dati del 2019⁴).

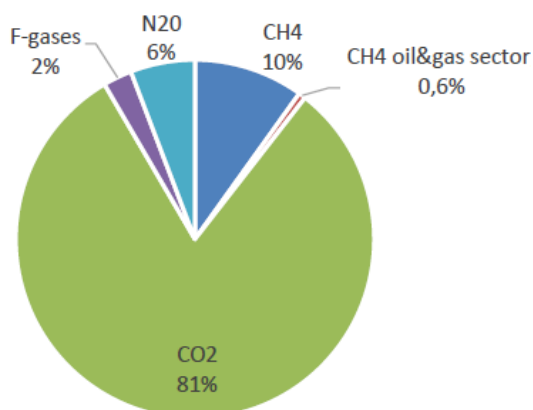


Figura 3.8: Emissioni di gas serra in EU (2019)

La Figura 3.9 mostra l'incidenza percentuale dei vari settori dell'attività umana sulle emissioni di metano (il 10% delle emissioni totali di gas serra, come indicato nella figura precedente). Il grafico mostra come l'impatto del settore energetico abbia un'incidenza complessiva del 18%, di cui circa 6% riconducibile a impianti oil & gas.

Il settore energetico, seppure incida con una percentuale limitata sul totale delle emissioni, è caratterizzato dal maggior potenziale di riduzione per una riduzione rapida, efficace ed efficiente delle emissioni. Ne consegue che la riduzione delle emissioni di metano è un elemento essenziale per il raggiungimento degli obiettivi comunitari di

⁴ Fonte: European Environment Agency: Annual European Union greenhouse gas inventory 1990-2019 and inventory report 2021 <https://www.eea.europa.eu/publications/annual-european-union-greenhouse-gas-inventory-2021>

riduzione delle emissioni GHG (riduzione del 55% entro il 2030 e neutralità carbonica entro il 2050) e soddisfare gli accordi di Parigi.

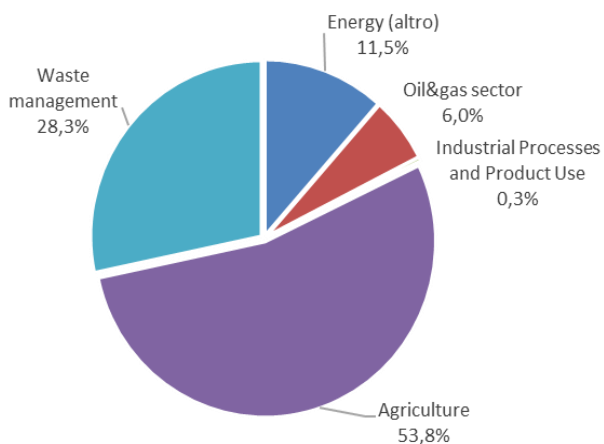


Figura 3.9: Emissioni di metano antropogeniche in EU (2019)

3.2.2 Ambiti di emissione (scope 1, 2 & 3)

La guida *GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard* (emessa nel 2004 e aggiornata nel 2015) fornisce una metodologia standardizzata per quantificare le emissioni di gas serra aziendali. Il Corporate Standard classifica le emissioni dirette ed indirette dell'azienda in tre scope (ambiti):

- *Scope 1*, emissioni dirette generate dall'azienda, la cui fonte è di proprietà o controllata dall'azienda.
- *Scope 2*, emissioni indirette generate dall'energia acquistata e consumata dalla società.
- *Scope 3*, tutte le altre emissioni indirette che vengono generate dalla catena del valore dell'azienda.

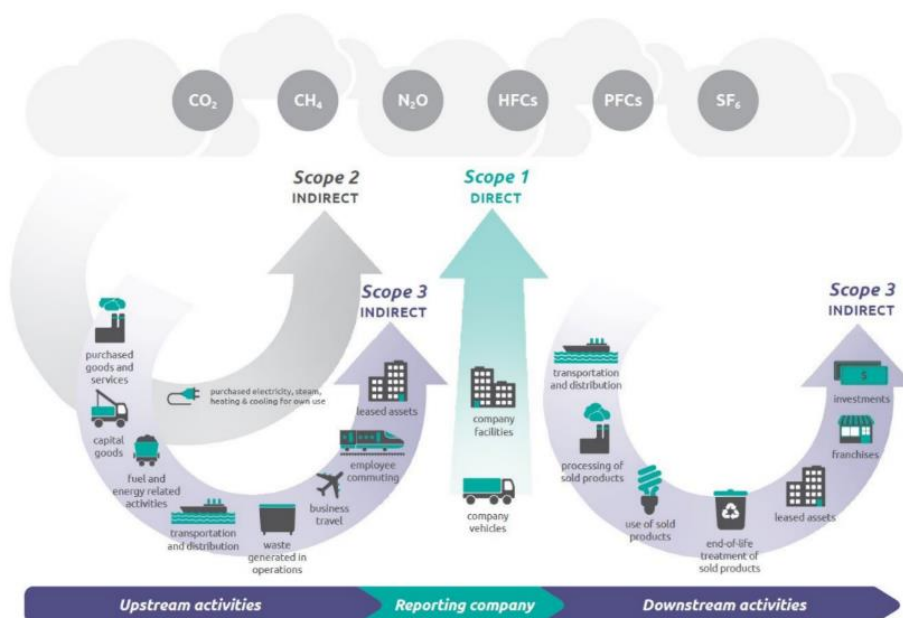


Figura 3.10: Classificazione in ambiti (scope) delle emissioni di metano

3.2.3 Tipologie di emissione

Le emissioni di metano sono tipicamente classificate in quattro categorie:

- **emissioni puntuali** - riconducibili a scarichi in atmosfera dovuti a
 - rilasci intenzionali per operazioni di manutenzione meccanica programmata o straordinaria di componenti o parti di impianto;
 - rilasci intenzionali per interventi sulla rete in esercizio quali nuovi allacciamenti, potenziamenti, sostituzione di tratti di condotta, passaggi *pig*, ecc.);
 - rilasci intenzionali per dismissione di tratti di condotta;
 - rilasci non intenzionali, tipicamente causati da rotture accidentali di condotte.
- **emissioni fuggitive** - dovute a perdite dalle tenute (ad es. steli di valvole, flange, connessioni, corpi di valvole di sicurezza) e a perdite dalle *open-ended line*, ovvero le sedi delle valvole di cui un lato è a contatto con l'atmosfera;
- **emissioni pneumatiche** - derivanti da apparecchiature di regolazione (ad es. valvole attuate mediante scarico di gas compresso) e da impianti di analisi gas (ad es. gascromatografi, densimetri, analizzatori);
- **emissioni dovute a combustione incompleta** - dovute a combustione incompleta del gas bruciato (ad es. nelle turbine a gas, negli impianti di preriscaldamento del gas).

Tali definizioni non sono completamente univoche e non vi è ancora una tassonomia unica che sia adottata in tutti i settori; si trovano classificazioni diverse adottate da diverse associazioni o gruppi di lavoro che si occupano di emissioni di metano.

Il Comitato Tecnico Europeo CEN/TC 234 "Infrastrutture del gas", ad esempio, ha attivato a fine 2020 un gruppo di lavoro per definire a livello europeo un documento tecnico per l'Fpr CEN/TS "Gas infrastructure — Methodology for methane emissions quantification for gas transmission, and distribution systems, underground gas storage and LNG terminals". Le definizioni relative a emissioni fuggitive e *venting* significative in esso contenute sono:

- **methane emission**: release of methane to the atmosphere, whatever the origin, reason and duration;
- **fugitive emission**: leakages due to tightness failure and permeation ;
- **incident emission**: Emission: methane emissions from unplanned events (NOTE 1 to entry: This will be from failures of the system due to third party activity, external factors, corrosion, etc.);
- **incomplete combustion emissions**: unburned methane in the exhaust gases from natural gas combustion devices, such as turbines, engines, boilers or flares;
- **operational emission**: methane emissions from normal or planned operating activities (NOTE 1 to entry: This includes release through stacks; blow off valves, pressure release and purging of turbines and emissions due to normal maintenance inspection and control. Operational vents comprise planned venting and purging of pipelines, which is usually done during commissioning, decommissioning, renewal and maintenance of pipelines for safety reasons to prevent the risk of explosions. Pneumatic emissions are also operational emissions);
- **permeation**: penetration of a permeate (such as a liquid, gas, or vapour) through a solid (NOTE 1 to entry: In case of natural gas through pipelines made of polymer materials, it is directly related to the pressure of the gas, intrinsic permeability of polymer materials and wall thickness. Polymers can be polyethylene, polyamide or PVC);
- **pneumatic emission**: emissions caused by gas operated valves, continuous as well as intermittent emissions;
- **vented emissions**: gas released into the atmosphere intentionally from processes or activities that are designed to do it, or unintentionally when
- **equipment malfunctions or operations are not normal** (NOTE 1 to entry: In the case of transmission and distribution grids, unintentional vented emissions during not normal operation cover also vents due to external interference (third-party damage), ground movements, over pressure, etc.).

L'OGMP 2.0 (vedi paragrafo 8.1.5) definisce cinque diverse categorie di emissioni per l'*Upstream* e tre categorie per *Midstream* e *Downstream*:

- categorie di emissione per up-stream

- Venting (i.e. planned releases of gas to the atmosphere as a result of process design)
- Fugitive losses (i.e. unintentional releases to the atmosphere resulting from leaking equipment)
- Flaring (i.e. the unburned fraction)
- Energy / Combustion (i.e. the unburned fraction)
- Other / Unspecified (i.e. for emission events or sources which do not align with one of the other 4 categories)
- categorie di emissione per mid- e down-stream
 - Fugitive losses
 - Leaks from connections
 - Tightness failure
 - Permeation
 - Venting
 - Operational emissions
 - Purging/venting for works, commissioning and decommissioning,
 - Regular emissions of technical devices
 - Starts & stops
 - Incidents
 - Incomplete combustion

3.3 LE ALTRE EMISSIONI CLIMALTERANTI

I gas serra non sono tutti uguali quando si tratta del potenziale di riscaldamento globale (GWP, dall'inglese Global Warming Potential), che esprime il contributo all'effetto serra di un gas in rapporto all'effetto della CO₂, il cui potenziale di riferimento è pari a 1.

Il CH₄, uno degli altri più importanti GHG atmosferici, ha un GWP di circa 30 a cento anni.

Tra i GHG, l'esafluoruro di zolfo (SF₆) sebbene relativamente raro nell'atmosfera, ha un GWP di 23.500 ed è il più potente GHG. È un gas inodore, non tossico e altamente stabile utilizzato in una varietà di applicazioni industriali e scientifiche, incluso come propellente e isolante.

La maggior parte di SF₆ è utilizzato nell'industria elettrica come mezzo dielettrico che fornisce un'elevata soluzione performante, sicura ed economicamente conveniente per l'isolamento elettrico e interruzione di corrente.

Fornire alternative sostenibili a SF₆ e altri gas serra nell'uso e nella produzione industriale costituisce un approccio importante alla gestione complessiva dei gas a effetto serra. In tutto il mondo, le normative prendono sempre più di mira le emissioni di SF₆ a causa del loro impatto sul GWP. Ad esempio, SF₆ è già stato vietato nell'UE, fatta eccezione per il settore elettrico, dove sono disponibili poche alternative idonee.

I produttori di apparecchiature elettriche stanno lavorando per trovare *SF₆-solution free* per accelerare l'adozione di tecnologie più ecologiche.

Ad esempio, oggi ci sono *SF₆-alternative free* per i quadri di media tensione, che rappresentano un contributo significativo nella giusta direzione nella lotta al riscaldamento globale (vedi i paragrafi 6.3 e 6.4).

4 POLITICHE E REGOLAMENTAZIONI

4.1 LE POLITICHE, LE ATTIVITÀ E I GRUPPI DI LAVORO INTERNAZIONALI

Negli ultimi anni, sia a livello europeo che internazionale, si sono moltiplicate le politiche e gli obiettivi di medio e lungo termine, volti alla riduzione delle emissioni e al raggiungimento della neutralità carbonica al 2050, assegnando al mondo dell'energia un ruolo centrale.

In particolare, nel 2019, l'Unione europea ha approvato il "Green Deal europeo" che racchiude le iniziative in linea con gli obiettivi presentati nei due pacchetti del 2018: il "Clean Energy for all Europeans" al 2030 e la "EU 2050 Climate Long-Term Strategy", al fine di rendere l'Europa il primo continente a raggiungere la neutralità climatica al 2050 e con l'obiettivo di limitare l'aumento del riscaldamento globale per mantenerlo entro i limiti stabiliti dagli Accordi di Parigi del 2015. Nel 2021, nell'ambito del Green Deal, è stato aggiunto un nuovo pacchetto, il "Fit for 55", che rafforza il target di riduzione delle emissioni di anidride carbonica al 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, a dimostrazione del crescente impegno istituzionale nell'affrontare i problemi legati al clima e nel limitare il riscaldamento globale.

Per supportare gli obiettivi al 2030 e al 2050, la Commissione Europea ha presentato, il 16 dicembre 2021, una bozza di regolamento europeo sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia, molto prescrittiva, con norme molto vincolanti in materia di monitoraggio, comunicazione, verifica, rilevamento e mitigazione delle emissioni.

Nel corso della 26esima Conferenza delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (COP26), tenutasi a Glasgow nel novembre 2021, gli Stati Uniti e l'Unione Europea hanno inoltre deciso di lanciare ufficialmente il Global Methane Pledge, anticipato da USA e UE alla riunione del Major Economies Forum (MEF) del settembre 2021. I partecipanti che aderiscono al Pledge accettano di intraprendere azioni volontarie per contribuire a uno sforzo collettivo per ridurre le emissioni globali di metano di almeno il 30% dai livelli del 2020 entro il 2030, il che potrebbe ridurre il riscaldamento di oltre 0,2°C entro il 2050. Attualmente oltre 100 Paesi che rappresentano il 70% dell'economia globale e quasi la metà delle emissioni di metano di origine antropica, tra i quali anche l'Italia, hanno deciso di impegnarsi in tal senso.

L'industria Oil & Gas da diversi anni è particolarmente attiva nella definizione e diffusione di politiche, documenti tecnici e linee guida sul tema della riduzione e rendicontazione delle emissioni di metano, attraverso Associazioni di categoria, organismi tecnici di normazione, *partnership* volontarie tra gli operatori della filiera ed altri *stakeholder*, in Italia e a livello europeo ed internazionale. Queste attività, oltre alla predisposizione di politiche e strategie comuni e di documenti tecnici di riferimento, sono essenziali anche per promuovere lo scambio di *best practices* e la diffusione di conoscenze tra gli operatori per costruire una cultura orientata alla minimizzazione delle emissioni, e per relazionarsi in maniera coordinata e organica verso le istituzioni e gli altri *stakeholder*.

Vengono di seguito richiamate alcune delle principali attività in questo settore, alle quali partecipano attivamente gli operatori del settore:

L'Associazione tecnica Europea dell'industria del gas **Marcogaz**⁵ e il *Gas Infrastructure Europe – GIE Europe*⁶ sono due associazioni particolarmente attive sulle tematiche relative al cambiamento climatico ed emissioni di metano. In particolare, Marcogaz si occupa di tutti gli aspetti tecnici dell'intera catena del valore del sistema del gas, promuovendo l'innovazione e monitorando le soluzioni tecnologiche per rilevare, quantificare, rendicontare e mitigare le emissioni di metano dovute alle attività di Trasmissione, Stoccaggio, GNL e Distribuzione. Marcogaz ha sviluppato una metodologia per la quantificazione e rendicontazione delle emissioni di metano, che da anni rappresenta un riferimento importante per l'industria del gas. Queste sono le principali pubblicazioni di MARCOGAZ e/o GIE sul tema:

- *MARCOGAZ methane emissions reporting template*
- *guidance for the MARCOGAZ methane emissions reporting template – TSO-UGS-LNG receiving terminals-DSO;*
- *potential ways the Gas Industry can contribute to the reduction of CH₄;*
- *recommendations on Venting and Flaring;*

⁵ www.marcogaz.org

⁶ <https://www.gie.eu/>

- *recommendation on LDAR campaign;*
- *methane Emissions Glossary;*
- *guidelines – Methane Emissions target setting ;*
- *assessment of methane emissions for Gas Transmission & Distribution System Operators;*
- *methane Emissions in the European Natural Gas midstream sectors;*
- *survey Methane Emissions for Underground Gas Storage (UGS) facilities in Europe;*
- *survey Methane Emissions for LNG Terminals in Europe;*
- *survey Methane Emissions for Gas Distribution in Europe.*

Tutti i documenti pubblicati da MARCOGAZ possono essere scaricati dal sito dell'Associazione.⁷

Attraverso MARCOGAZ, le aziende di trasporto e distribuzione europee hanno inoltre partecipato nel 2021 al processo di consultazione relativo alla *Methane Strategy* annunciata dalla Commissione Europea a fine 2020, in vista della proposta legislativa sulle emissioni di metano, poi pubblicata a fine 2021.

La **Oil & Gas Methane Partnership** (OGMP⁸) è un'iniziativa volontaria dell'industria *Oil & Gas* per ridurre le emissioni di metano, insieme ad alcune istituzioni, guidata dall'*Environmental Program* delle Nazioni Unite (UNEP – *United Nations Environment Programme*). 76 società con asset nei cinque continenti, rappresentanti il 30% della produzione di gas e petrolio nel mondo, hanno attualmente aderito alla partnership. OGMP fornisce un protocollo per aiutare le aziende a gestire sistematicamente e in modo trasparente le loro emissioni di metano; tale protocollo è stato aggiornato per incoraggiare le migliori performance sia a livello di reporting che a livello di riduzione delle emissioni di metano attraverso trasparenza, flessibilità, collaborazione e condivisione delle *best practices*. Alle aziende più virtuose, che raggiungeranno i più elevati livelli di accuratezza richiesti e gli obiettivi di riduzione dichiarati, verrà riconosciuto il cosiddetto *Gold Standard*. Sulla base di tale protocollo è stata elaborata la proposta di Regolamento Europeo sulle emissioni di metano, che la Commissione Europea ha pubblicato a fine 2021⁹. Attualmente sono in corso di predisposizione da parte di OGMP, tramite apposite *task force*, una serie di documenti tecnici e linee guida di dettaglio, per il *reporting* e la quantificazione delle varie tipologie di emissioni. Il *report* relativo all'applicazione per il primo anno del protocollo nella versione 2.0 (An Eye on Methane: International Methane Emissions Observatory 2021 Report) è disponibile sul sito di UNEP¹⁰ e mostra il livello di accuratezza dei dati dei partecipanti, i loro target di riduzione e il piano di azione da loro dichiarato per il raggiungimento del *Gold Standard*.

Sulla base della metodologia elaborata da MARCOGAZ, il **CEN** - Comitato Europeo di Normazione, tramite il gruppo di lavoro WG 14 "*Methane Emissions*" del comitato tecnico TC 234 "*Gas Infrastructures*", dalla fine del 2020 ha attivato i lavori per definire una norma per una "Metodologia per la quantificazione delle emissioni di metano delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e terminali GNL". La norma, attualmente in bozza molto avanzata, è stata redatta con il contributo fondamentale degli operatori della filiera e potrà essere utilizzata per rispettare gli standard di reporting previsti al Framework OGMP 2.0.

Il **GERG** - *European Gas Research Group*, Gruppo Europeo di ricerca sul gas, collabora con la comunità energetica europea per sviluppare soluzioni innovative che pongano l'infrastruttura del gas al centro del sistema energetico. In questo contesto, il GERG, con la partecipazione dei principali operatori europei di infrastrutture del gas e Associazioni di settore, ha avviato un progetto di ricerca mirato a migliorare la conoscenza e l'uso di tecnologie *top-down* (mediante strumentazione montata su satelliti, droni, aerei o altri mezzi per misurare le emissioni a livello di sito), per quantificare le emissioni di metano nell'infrastruttura *midstream*. L'iniziativa intende supportare la strategia delle aziende energetiche europee finalizzata all'ottenimento del *Gold Standard* del protocollo OGMP 2.0, ed è in linea con la proposta di legislazione della Commissione Europea, che intende rendere obbligatorie queste tecniche nei prossimi anni. Questo lavoro dimostrerà gli sforzi che il settore *midstream* del gas sta facendo per migliorare la quantificazione delle proprie emissioni di metano.

⁷ <https://www.marco gaz.org/knowledge-hub/#publications>

⁸ www.ogmpartnership.com

⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A805%3AFIN&qid=1639665806476>

¹⁰ <https://www.unep.org/resources/report/eye-methane-international-methane-emissions-observatory-2021-report>

Il gruppo **MGP** – *Methane Guiding Principles*¹¹ è una partnership tra operatori del settore Oil & Gas, lungo tutta la catena del valore, e organizzazioni non industriali / enti di ricerca / ONG, i cui partecipanti si impegnano a rispettare i seguenti principi-guida:

- ridurre continuamente le emissioni di metano;
- promuovere prestazioni elevate lungo la catena del valore;
- migliorare l'accuratezza dei dati di emissione di metano;
- promuovere adeguate politiche e regolazioni sulle emissioni di metano;
- aumentare la trasparenza.

Tra le varie attività del gruppo, si segnala la pubblicazione di linee guida sulle best practices per la quantificazione e la riduzione delle emissioni di metano, che possono essere scaricate dal sito di MGP¹².

L'*International Gas Union* – **IGU**¹³ ha istituito un *Group of Expert on Methane Emissions* (GEME), che si occupa di aggiornare i diversi attori del *gas chain* sulle novità che emergono a livello mondiale.

Gas Naturally¹⁴ è una partnership tra otto Associazioni che rappresentano l'*EU gas chain*: Eurogas, GERG, GIE, IOGP, IGU, Liquid Gas Europe, Marcogaz e NGVA. Nel corso del 2020 sono stati pubblicati alcuni documenti rilevanti quali "*Reducing the GHG footprint of the gas value chain: progress in methane emissions management and reduction*" in collaborazione con Euractiv, il feedback sulla EU Methane Emissions Strategy Roadmap, la "*Gas industry Declaration on the EU strategy to reduce methane emissions*" come co-signatory tra diverse Associazioni europee.

L'**Environmental Partnership**¹⁵ Oil & Gas impegnate su base volontaria a migliorare la propria prestazione ambientale.

L'obiettivo dell'*Environmental Partnership* è migliorare continuamente la prestazione ambientale dell'industria intraprendendo iniziative concrete, adottando le migliori pratiche operative le migliori tecnologie e favorendo la collaborazione per sviluppare responsabilmente le risorse naturali degli USA.

La *partnership* è nata nel 2017,. Il numero di Società che ha aderito al programma è salito dai 23 iniziali a quasi cento ad aprile 2022¹⁶.

L'*Environmental Partnership* ha un focus su soluzioni che siano tecnicamente fattibili, commercialmente provate e che possano fornire un contributo sensibile alla riduzione delle emissioni, costituendo una piattaforma per la condivisione di informazioni e per l'analisi delle best practices e delle innovazioni tecnologiche, con l'obiettivo finale di migliorare la consapevolezza sul tema delle emissioni e su come esse possano essere ridotte.

La partnership ha sviluppato sei separati programmi, relativamente a:

- *Leak Detection and Repair*;
- *Flare Management*;
- *Pipeline Blowdown*;

¹¹ <https://methaneguidingprinciples.org/>

¹² <https://methaneguidingprinciples.org/best-practice-guides/#core-guides>

¹³ <https://www.igu.org/>

¹⁴ <https://gasnaturally.eu/>

¹⁵ <https://theenvironmentalpartnership.org>

¹⁶ [Aera Energy](#), [Aethon Energy](#), [Antero Midstream](#), [Antero Resources](#), [Apache](#), [Ascent Resources](#), [Blue Racer Midstream](#), [BP](#), [BTA Oil Producers](#), [Caerus Operating LLC](#), [California Resources Corporation](#), [Callon Petroleum](#), [Centennial Resource Development](#), [Chesapeake Energy](#), [Chevron](#), [Comstock Resources](#), [ConocoPhillips](#), [Continental Resources](#), [Coterra Energy](#), [Crestwood](#), [CrownQuest](#), [DCP Midstream](#), [Denbury](#), [Devon Energy](#), [Diamondback Energy](#), [Diversified Energy](#), [Earthstone Energy](#), [Enbridge](#), [Energy Transfer](#), [Enerplus](#), [EnerVest](#), [Enlink Midstream](#), [EOG Resources](#), [EQT](#), [Equinor](#), [Equitrans Midstream](#), [ExxonMobil](#), [Flywheel Energy](#), [Gulfport Energy](#), [Hess](#), [Hess Midstream](#), [HighPeak Energy](#), [Hunt Oil Company](#), [INPEX](#), [Intensity Midstream](#), [JKLM Energy](#), [Kinetik](#), [Lime Rock Resources](#), [Mach Resources](#), [Marathon Oil](#), [Merit Energy Company](#), [Moda Midstream](#), [Murphy](#), [Northeast Natural Energy](#), [Oasis Petroleum](#), [Occidental](#), [Olympus Energy](#), [Ovintiv](#), [PDC Energy](#), [PennEnergy](#), [Pennsylvania General Energy](#), [Pinnacle Midstream](#), [Pioneer](#), [PRI Operation](#), [PureWest Energy](#), [Range Resources](#), [Red Bluff Resources](#), [Repsol](#), [Rio Oil & Gas II, LLC](#), [Rockcliff Energy Operating LLC](#), [Sendero Midstream](#), [Seneca Resources](#), [Sequitur Energy](#), [Shell](#), [Sheridan](#), [SilverBow Resources](#), [SM Energy](#), [Southcross Energy](#), [Steward Energy](#), [Surge Energy](#), [SWN](#), [Tall City Exploration](#), [Tallgrass Energy](#), [Targa](#), [TC Energy](#), [Trinity Operating](#), [TRP Energy](#), [Tug Hill Operating](#), [UpCurve Energy](#), [Warwick Energy](#)

- Compressor;
- Pneumatic Controller;
- Manual liquids unloading.

L'Environmental Partnership pubblica un rapporto annuale¹⁷ che sintetizza i risultati ottenuti.

L'Environmental Partnership è anche collegata al **Climate Action Framework dell'API (American Petroleum Institute)** che ha definito un action plan industriale su:

- Accelerazione dello sviluppo tecnologico e dell'innovazione;
- Ulteriore riduzione delle emissioni operative;
- Adozione di una policy di Carbon Price;
- Sviluppo di combustibili avanzati puliti;
- Comunicazione trasparente delle emissioni climalteranti.

Relativamente al secondo punto, l'API supporta politiche economicamente vantaggiose e una regolamentazione diretta che consente di ottenere riduzioni delle emissioni di metano da fonti nuove ed esistenti lungo la catena di approvvigionamento e sostiene lo sviluppo e la diffusione di nuove tecnologie e pratiche attraverso iniziative di settore come l'*Environmental Partnership* per comprendere, rilevare e mitigare meglio le emissioni.

La *International Association of Oil & Gas Producers*¹⁸ (**IOGP**) è un'autorevole voce dell'industria oil & gas, partecipata da 83 membri che producono collettivamente il 40% delle risorse globali oil and gas. Figurano tra i membri Eni e Shell. L'associazione porta avanti una serie di iniziative su varie tematiche relative all'industria, incluse quelle relative alla sostenibilità, quale ad esempio la già citata Gas Naturally.

La Oil and Gas Climate Initiative¹⁹ (**OGCI**) ha lanciato l'iniziativa *Aiming for zero methane emissions Initiative*²⁰, con l'ambizione di azzerare le emissioni di metano entro il 2030 e prosegue l'impegno nell'ottimizzazione dei propri processi di monitoraggio e reporting per la riduzione delle emissioni di metano negli asset operati. A livello di OGCI, sono in corso numerosi progetti di studio, sviluppo e testing di nuove tecnologie, con particolare riferimento alla rilevazione e la mitigazione delle emissioni di metano.

4.2 IL QUADRO NORMATIVO ITALIANO

In Italia non esiste una specifica legislazione che limita le emissioni di metano; in particolare esse non sono soggette ai limiti del D. Lgs. n. 155/2010, relativamente alla qualità dell'aria ambiente. A livello nazionale si possono citare i seguenti principali riferimenti normativi:

- il **CIG** – Comitato Italiano Gas²¹, Ente federato all'UNI, partecipa ai lavori di MARCOGAZ e del CEN/TC 234 ed ha già attivato una serie di gruppi di lavoro per l'adeguamento delle norme tecniche in base alle normative e regolamentazioni nazionali ed europee;
- **ISPRA** – Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, in accordo a quanto previsto nell'ambito della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite (UNFCCC), del protocollo di Kyoto e del Meccanismo di Monitoraggio dei Gas Serra dell'Unione Europea, raccoglie ed elabora i dati dell'inventario nazionale delle emissioni di gas serra (National Inventory Report – NIR), comprese quindi le emissioni di metano;
- l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (**ARERA**), competente per la regolazione delle infrastrutture del sistema del gas naturale, ha emanato da alcuni anni disposizioni volte alla riduzione delle emissioni di metano negli ambiti di sua competenza. Per quanto riguarda il settore della trasmissione di gas, ARERA ha adottato, all'interno della regolazione per la determinazione delle tariffe del servizio di trasporto, un meccanismo di riconoscimento dei costi per le perdite di rete basato su criteri standard, al fine di creare un

¹⁷ Il rapporto relativo al 2021 è disponibile al link <https://www.api.org/~media/Files/Policy/Environment/TEP/2021/The-Environmental-Partnership-2021-Annual-Report.pdf>

¹⁸ <https://www.iogp.org/>

¹⁹ <https://www.ogci.com/>

²⁰ <https://aimingforzero.ogci.com/>

²¹ www.cig.it

incentivo per il contenimento di tali emissioni. Inoltre, all'interno della regolazione per la qualità del servizio di trasporto e di distribuzione, ARERA ha introdotto un requisito di ispezione delle reti per la ricerca dispersioni.

Sempre a livello nazionale, nel 2021 alcuni operatori Oil & Gas, insieme ad Istituzioni, Associazioni e fornitori rilevanti, coinvolti sul tema, hanno contribuito alla predisposizione e sottoscritto un documento di "Indirizzi per una strategia italiana sulle emissioni di metano della filiera del gas naturale", scritto dall'Associazione ambientalista **Amici della Terra**, in collaborazione con **EDF – Environmental Defense Fund**, con lo scopo di favorire una partecipazione attiva dell'Italia nelle tappe del processo legislativo dell'*European Green Deal*, a partire dalla definizione della regolazione europea sulle emissioni di metano.

4.3 LA REGOLAZIONE E LE PROPOSTE DELLE IMPRESE

Il settore energetico considera la minimizzazione delle emissioni di metano come un'opportunità per contribuire attivamente alla mitigazione del cambiamento climatico nel breve termine, accelerare gli impegni ambientali e migliorare ulteriormente il valore ambientale del gas naturale e delle sue infrastrutture, tenendo conto che il gas naturale sarà una risorsa fondamentale per gestire la transizione energetica. In tale fase, infatti, il gas è in grado, da un lato, di fornire i servizi di flessibilità, sicurezza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetiche e dall'altro di sostenere un percorso verso una *low carbon economy* al minor costo complessivo per il sistema, grazie anche alla disponibilità di una rete infrastrutturale già presente e diffusa, come quella italiana, e allo stesso tempo favorire la decarbonizzazione dello stesso vettore gas attraverso lo sviluppo di gas rinnovabili quali biometano, idrogeno e gas sintetico.

L'industria del gas accoglie quindi con favore una possibile legislazione europea per ridurre le emissioni di metano, che copra non solo il settore energetico, ma anche agricoltura e rifiuti con l'obiettivo di avere un approccio inclusivo al metano e al meglio sfruttare le sinergie tra i settori (es. iniezione di biometano – prodotto da letame e rifiuti - nelle reti del gas europee) contribuendo così ad evitare emissioni in altri settori. L'industria del gas ha lavorato con successo per molti anni per ridurre le emissioni di metano con programmi principalmente volontari, e rimane fermamente impegnata ad intraprendere azioni ancora più forti per ridurre ulteriormente le emissioni di metano lungo l'intera catena del valore del gas.

L'industria supporta dunque l'implementazione di strumenti di mitigazione del metano appropriati ed economici che tengano conto, tra l'altro, dei seguenti principi ed elementi per raggiungere effettivi obiettivi di riduzione:

- la flessibilità è fondamentale per l'industria per implementare gli strumenti e le tecnologie già attualmente disponibili che consentano la massima riduzione delle emissioni al minor costo e nel minor tempo possibile. Ad esempio, è necessario che la normativa tecnica riconosca le specificità dei vari segmenti della filiera; il settore upstream è infatti caratterizzato da un numero relativamente limitato di grossi impianti concentrati, mentre nel settore del trasporto e della distribuzione sono presenti migliaia di piccoli impianti sparsi sul territorio: è quindi opportuno che l'implementazione delle normative tecniche, quale ad esempio la LDAR, tenga conto di tali specificità;
- un sistema MRV (Monitoring, Reporting and Verification) ben strutturato e condiviso tra tutti gli operatori sarà fondamentale per una quantificazione più accurata delle emissioni di metano lungo la filiera del gas e consentirà un migliore confronto e una migliore valutazione dei risultati delle misure di mitigazione in atto. A tale riguardo, il Framework OGMP 2.0 appare oggi il più adeguato riferimento per gli operatori. Ciò consentirà anche un miglioramento della qualità dei dati dell'inventario nazionale delle emissioni di gas serra (National Inventory Report – NIR²²), elaborato dall'ISPRA. Va infatti segnalato che, per alcuni parti dell'infrastruttura gas, vi è un significativo margine di miglioramento della qualità dei dati;
- è necessario che i costi e gli investimenti intrapresi dagli operatori delle infrastrutture per la riduzione delle emissioni di metano vengano riconosciuti dalle Autorità di Regolazione nell'ambito di attività regolate, tramite il sistema tariffario, posto che gli operatori infrastrutturali non possiedono il gas. Nel caso di operatori non regolati, i costi e gli investimenti dovrebbero essere supportati attraverso incentivi europei e nazionali;

²² <https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/italian-greenhouse-gas-inventory-1990-2019-national-inventory-report-2021>

- l'industria è disponibile a supportare il legislatore nell'esplorazione della fattibilità e del valore aggiunto di possibili obiettivi di performance;
- l'innovazione, lo sviluppo, il miglioramento e l'implementazione di tecnologie e pratiche opportunamente mirate per migliorare il reporting e mitigare le emissioni sono alla base di un'efficace riduzione delle emissioni di metano. Pertanto, queste tecnologie e pratiche dovrebbero essere ulteriormente sostenute;
- la cooperazione con i paesi non-UE dovrebbe essere incoraggiata in quanto fondamentale per affrontare la riduzione delle emissioni di metano lungo la filiera del gas importato nell'UE.

4.3.1 Il riscontro fornito sulla proposta di regolamentazione

Il 17 aprile 2022, il gruppo di lavoro ha fornito il proprio riscontro sulla proposta di regolamentazione europea sulle emissioni di metano riportato nella seguente figura. Il riscontro fornito è allineato a quello fornito da altri organismi nazionali e internazionali, quali ENTSG, Eurogas, GERG, GIE e MARCOGAZ, con cui Assorisorse collabora per creare sinergie che favoriscono l'adozione di soluzioni operative e lo sviluppo di strategie comuni.



Feedback to the Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942

Assorisorse represents about 100 companies that employ over 120.000 employees in Italy and abroad, covering most industrial sectors. We are committed to supporting public decision makers and key stakeholders and we are engaged in constant monitoring and proposal action relating to legislative and regulatory activity.

The working group on methane emissions has been established in 2021 to intercept the need to significantly reduce emissions into the atmosphere, whatever the origin, reason, and duration. The whole methane value chain is represented: technology providers, engineering and EPC contractors, operators, testing, inspection and certification bodies, and consultants.

Assorisorse collaborates with national and international bodies to create synergies that favor business operations and the development of common strategies: our comments, reported below, are aligned with those of ENTSG, Eurogas, GERG, GIE, and MARCOGAZ.

Assorisorse members are committed to reduce methane emissions and support the deployment of a sound and effective roadmap.

Here are our recommendations for the Regulation:

- To make costs and investments efficient, industrial companies, not limited to gas companies, in close dialogue with the Competent Authorities, should define a methane emissions mitigation plan, which will allow prioritisation of the most cost-effective mitigation measures
- We welcome the proposal about the recognition of investments and operating costs incurred by regulated operators. The compensation of investments and efforts of non-regulated operators should also be promoted and guaranteed through incentives
- New requirements for verifiers and on inspections should be aligned with current obligations and practices to avoid unnecessary costs and administrative burden
- One type of solution does not fit all cases. The principle of proportionality should be considered, avoiding obligating high-cost measures for end-users and society with little or no mitigation effect. Also, flexibility is needed to prioritise actions to ensure that the optimal cost-effective approach is applied
- **Monitoring, Reporting and Verification (MRV):** We recommend aligning the MRV system with the ambitious OGMP 2.0 reporting standard, considering the reporting framework and template and the technical guidance documents as well as key concepts and requirements (such as materiality, representative sampling)

However, due to the low maturity of site-level methodologies and technologies, we recommend postponing the inclusion of obligations on quantification with them to when the relevant technologies will be mature

We recommend that the EC launches a mandate to CEN to standardise quantification, reporting, potential comparison methods and uncertainty calculation based on OGMP 2.0

The Regulation should refer to "quantification" instead of to "measurements", as engineering calculations and emission factors should be considered for reporting

Double reporting should be avoided; hence we propose:

- To align the new reporting obligations with the current ones (e.g., NIR)
- Reporting of non-operated assets to be done only by the asset operator
- New reporting responsibilities on LDAR and venting and flaring to be done on an annual basis as part of the emissions reporting
- **Leak Detection and Repair (LDAR)** should allow for the different practices successfully used by the operators, as they are adapted to the different parts across the value chain

To optimise efforts, we recommend not to define intervals for LDAR surveys but rather define them in the LDAR programme submitted to the Competent Authorities

Immediate repairs shall be carried out whenever possible, but the regulation must allow adequate repair times that respect the technical, safety, environmental and administrative constraints

We recommend developing a CEN standard on LDAR methodologies, including scope of the survey depending on operators, programme and repair or replacement criteria

- It is important to ensure a lead time for implementing the venting and flaring provisions and grant an exemption when venting is leading to non-material emissions
- The definition of inactive wells lacks accuracy and needs to be improved such that permanently plugged wells are excluded from the definition to avoid incurring unnecessary and significant cost
- EU importers cannot be held liable for elements outside their control or outside the EU's jurisdiction. The responsibility for the data quality of the methane emissions occurring outside the Union should remain with the exporter

Rome, April 17th, 2022

Figura 4.1: Riscontro fornito alla Commissione sulla proposta di regolamentazione

5 MIGLIORI PRATICHE DI PROGETTAZIONE

5.1 INTRODUZIONE

5.1.1 Scopo

Scopo della presente sezione è fornire informazioni su cosa sia stato fatto e su cosa sia possibile fare nell'ambito della progettazione Oil&Gas condividendo linee guida, progetti e iniziative di sviluppo attualmente in essere e in programma.

Il tema della riduzione delle emissioni di metano negli impianti può essere affrontato attraverso varie modalità e in maniera assai significativa durante diverse fasi dell'attività di progettazione, che coinvolgono varie discipline, dall'elaborazione del FEED (*Front End Engineering Design*), all'ingegneria di dettaglio (*Detail Engineering*) alla preparazione dei manuali operativi e di manutenzione dell'impianto fino all'elaborazione delle procedure di *Commissioning* e *Start Up*. Nel presente capitolo verrà inoltre dato particolare rilievo alla distinzione delle attività che riguardano la progettazione di impianti su *Greenfield* o su *Brownfield*.

5.1.2 Contesto

Opportune scelte di progettazione permettono di ottenere significative riduzioni delle emissioni di metano se non addirittura di perseguire l'obiettivo di emissioni zero.

È da sottolineare che le scelte che permettono di andare verso una riduzione significativa delle emissioni hanno spesso differenti impatti di tempi e di costi.

Alcune soluzioni, a basso impatto, richiedono solamente di essere individuate in tempo utile nelle fasi iniziali del progetto e di essere poste tra gli obiettivi da perseguire, altre soluzioni comportano invece sensibili impatti sui costi e sui tempi rispetto alle soluzioni tecniche *low cost* comunemente adottate e spesso consolidate dall'esperienza. Queste ultime soluzioni talvolta tra le più efficaci non possono dipendere unicamente dall'iniziativa del *Contractor* ma devono necessariamente essere fatta proprie dall'*Owner* ed essere scritte nelle specifiche di progetto.

Spesso questo avviene in ottemperanza agli sviluppi del quadro normativo che pone degli obblighi o che rende remunerative alcune scelte tecniche "virtuose"

Si veda ad esempio la recente [Proposta di Regolamento Europeo del 15 dicembre 2021](#) ed il quadro normativo preesistente per i quali si rimanda al capitolo 4) del presente documento.

Da molteplici esperienze, un fattore che talvolta frena possibili interessanti sviluppi tecnologici è l'inerzia al cambiamento che favorisce la scelta di soluzioni conosciute, o già utilizzate nello stesso impianto, ma obsolete, in luogo di soluzioni più evolute e meglio performanti.

Le ragioni di tale atteggiamento sono:

- La conoscenza approfondita da parte del Cliente di caratteristiche, pro e contro delle tecnologie utilizzate da lungo tempo;
- La lentezza nell'implementazione delle migliori pratiche da parte di alcuni operatori;
- La gestione più semplice delle *spare parts* e della gestione del magazzino nel caso vi siano in impianto altri sistemi identici.

Il Contrattore può giocare un ruolo importante come consulente proponendo le tecnologie più avanzate e presentando analisi tecniche o promuovendo incontri con i fornitori al fine di aggiornare il cliente sullo stato dell'arte della tecnologia, specialmente in paesi extra-europei o in via di sviluppo.

5.1.3 Tipologie di intervento

È da sottolineare come vi siano diversi approcci a seconda che gli interventi interessino impianti *Greenfield* ossia realizzati nell'ambito di un nuovo progetto, oppure su impianti *Brownfield* nel cui ambito ricadono interventi di *Bottlenecking*, *Revamping* o Ampliamento.

Nel primo caso (*Greenfield*) è permessa una maggiore flessibilità e una maggior libertà nella scelta delle soluzioni ma che al contempo, spesso, pone vincoli più stringenti dal punto di vista legislativo nel caso di impianti di nuova realizzazione.

Le attività di *Debottlenecking* o *Retrofitting* o espansione di impianti esistenti (*Brownfield*) sono generalmente più impegnative sia dal punto di vista progettuale che organizzativo, in quanto le soluzioni proposte devono essere armonizzate con l'impianto preesistente e pongono precisi vincoli tecnici e di spazio.

I lavori di costruzione pongono problemi di sicurezza particolarmente sfidanti in quanto le attività di scavo, movimentazione mezzi, trasporto materiale devono essere realizzati all'interno di impianti in marcia.

Le attività di *tie-in* e messa in servizio in molti casi sono realizzate all'interno di ristrette finestre di *shutdown* dell'intero impianto e pertanto richiedono un elevato sforzo organizzativo nel coordinamento delle differenti squadre che necessariamente devono lavorare in parallelo in modo efficiente ma soprattutto in condizioni di sicurezza.

Nelle due tipologie di attività l'obiettivo di ridurre o eliminare le emissioni viene perseguito secondo approcci diversi che verranno analizzati nelle sezioni seguenti.

Tali interventi presentano un'estrema variabilità sia riguardo la tecnologia, la tipologia e conseguentemente la complessità dell'intervento, sia in base alla differente potenzialità degli impianti su cui si interviene. Tutto questo ha importanti riflessi sui costi e sui tempi di realizzazione.

La Figura 5.1 e la Figura 5.2 forniscono una valutazione qualitativa dei range di costi (CAPEX) e di tempi per l'effettuazione di una serie di interventi su impianti Oil & Gas.

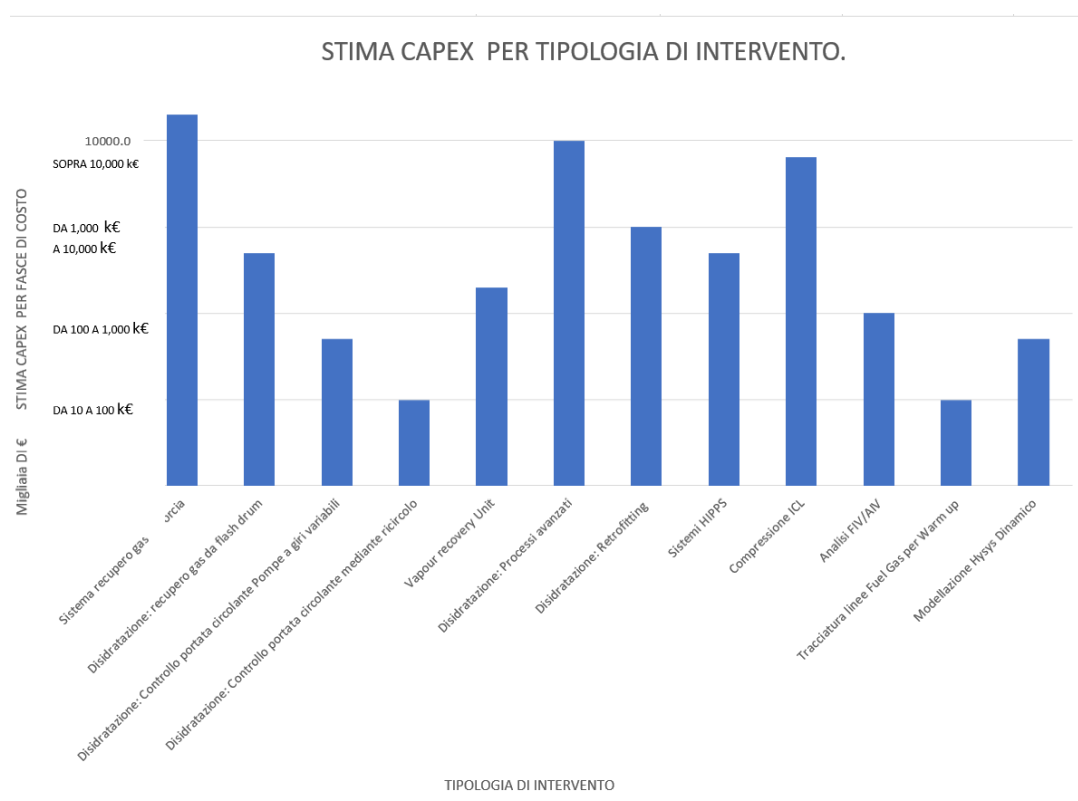


Figura 5.1: Stima CAPEX tipici per tipologia di intervento

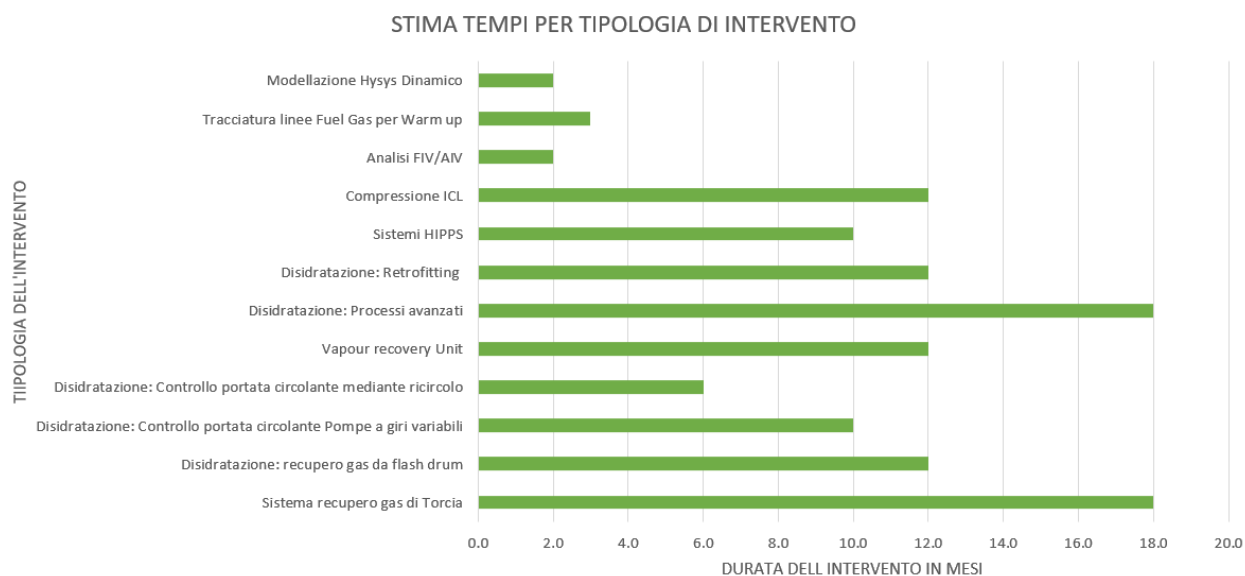


Figura 5.2: Stima tempi tipici per tipologia di intervento

5.2 PROCESSO

In considerazione della complessità e del grande numero dei processi utilizzati nell'industria risulta pressoché impossibile fornire un quadro completo e dettagliato di tutte le strategie di processo che è possibile mettere in atto per la minimizzazione delle emissioni di metano.

Ciò premesso, nelle seguenti sezioni ci si limiterà ad indicare, limitatamente al settore Oil&Gas e alle principali operazioni unitarie, alcuni dei principali accorgimenti che è possibile mettere in atto per conseguire risultati significativi.

Nella Figura 5.3 viene presentato lo schema a blocchi di un tipico impianto GOSP (Gas Oil Separation Plant), impianto del settore *Midstream* che riceve grezzo dalle *Trunkline* e dalla *Flowlines* di pozzi limitrofi e che separa il grezzo nelle tre fasi (olio, gas, acqua). La funzione del GOSP è separare e trattare olio, gas ed acqua e processare le differenti correnti provenienti dai pozzi in prodotti sicuri da trattare e commerciabili.

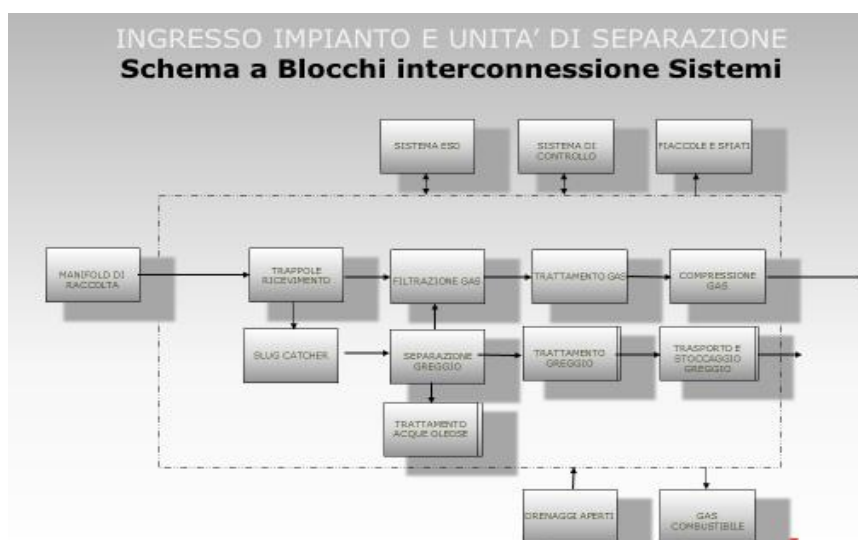


Figura 5.3: Stima a blocchi tipico GOSP

A valle del *manifold* di raccolta e di *facilities* quali trappole e *Slug Catcher* si evidenziano i separatori trifase da cui hanno origine le tre linee di trattamento olio, gas, acqua di produzione, il sistema di raccolta sfiati a torcia, *utilities* quali sistema fuel gas e dreni aperti e chiusi.

Ciascuno di questi elementi può essere opportunamente analizzato per individuare soluzioni alternative che permettano di minimizzare gli scarichi in atmosfera.

5.2.1 Recupero gas di torcia

Nelle sezioni seguenti sono descritti alcuni metodi per evitare le emissioni di metano in atmosfera:

- interventi volti a recuperare il gas inviato alla rete di torcia;
- processi tali da evitare lo scarico continuo a torcia di gas di processo continuo;
- filosofie di progettazione tali da minimizzare o (laddove possibile) eliminare gli scenari di emergenza che portano ingenti quantità.

È da notare, infatti, che mentre a livello internazionale è sempre più rara la pratica del flaring del gas naturale in atmosfera, non è ancora prassi consolidata, specie nei paesi in via di sviluppo, inviare gli sfiati continui di processo a un termodistruttore per garantire l'assenza di idrocarburi nei fumi, ma viene generalmente tollerato l'invio di tali sfiati verso le reti di raccolta sfiati e convogliate in torcia.

Questo comporta emissioni sensibili di idrocarburi incombusti in quanto le torce sono dimensionate e ottimizzate per garantire la massima efficienza alle portate di progetto che sono molto maggiori e corrispondono agli scarichi di emergenza.

Ovviamente come anche recepito dalla recente normativa europea nell'ottica di una riduzione globale delle emissioni occorre, non solo agire sulle prassi di progettazione e di conduzione degli impianti dei paesi più avanzati, ma anche prendere in considerazione le emissioni di idrocarburi dei Paesi dai quali ci riforniamo.

APPROFONDIMENTO: Sistema di raccolta gas di torcia

Un sistema di raccolta dei gas di torcia può essere realizzato secondo più varianti e ha come scopo il recupero dal collettore di torcia a bassa pressione di tutti gli sfiati di processo. Tali sfiati costituiscono una portata piccola, ma continua, di gas rispetto alle capacità della torcia (dimensionata per gli scenari di emergenza) e che danno origine alla caratteristica fiamma presente sul *tip* della *flare*.

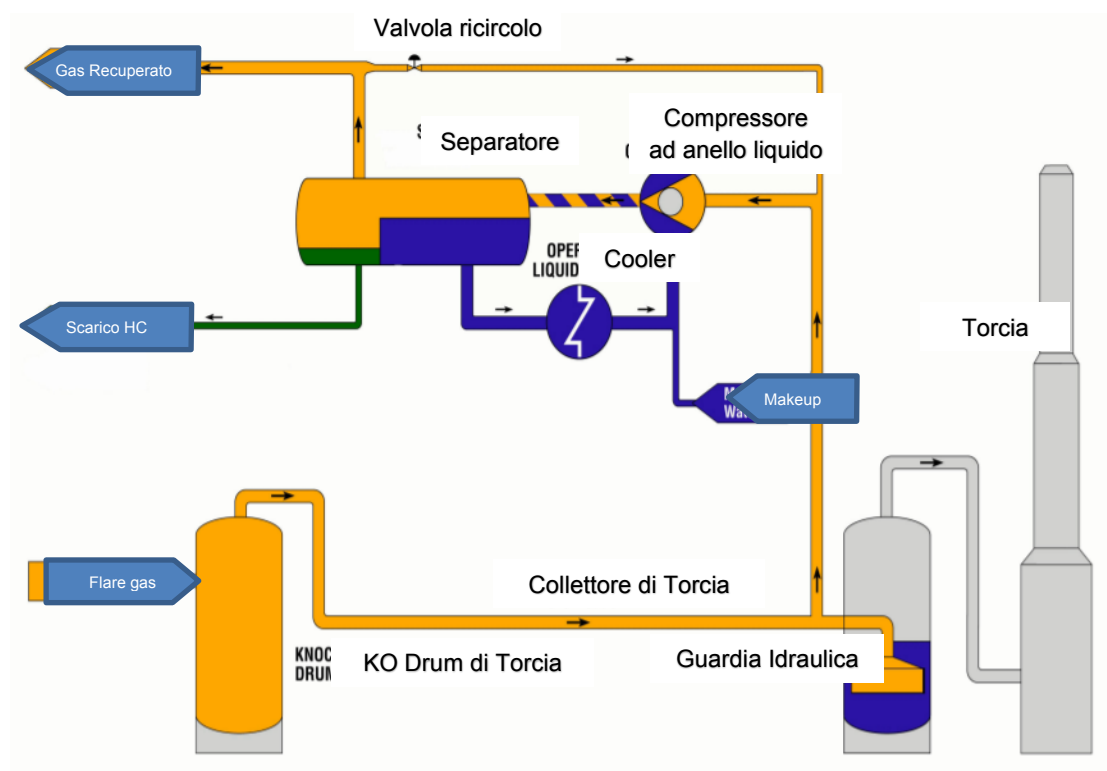


Figura 5.4: Architettura Sistema raccolta gas di torcia

L'utilizzo di una guardia idraulica a monte dello stack di torcia (Figura 5.4) permette di mantenere il collettore di torcia pressurizzato fino ad un valore di pressione compatibile con il processo e corrispondente al battente della guardia idraulica (e.g. 5 m di battente pari a circa 0.5 barg).

Solo in caso di emergenza o di *upset* di processo, la pressione del gas supera l'altezza del battente e sfonda la guardia idraulica trovando sfogo in torcia. Nelle normali condizioni operative invece un compressore – spesso, come nello schema precedente, viene selezionato un compressore ad anello liquido o altrimenti può essere utilizzata una soffiante – recupera il gas contenuto all'interno del collettore convogliandolo al processo.

Tali interventi possono essere effettuati sia su nuovi impianti (*Greenfield*) ma anche su impianti esistenti (*Brownfield*).

Nella Figura 5.5 è illustrato l'esempio di un impianto con capacità di recuperare 4 mmscf/d di gas di *flaring*.

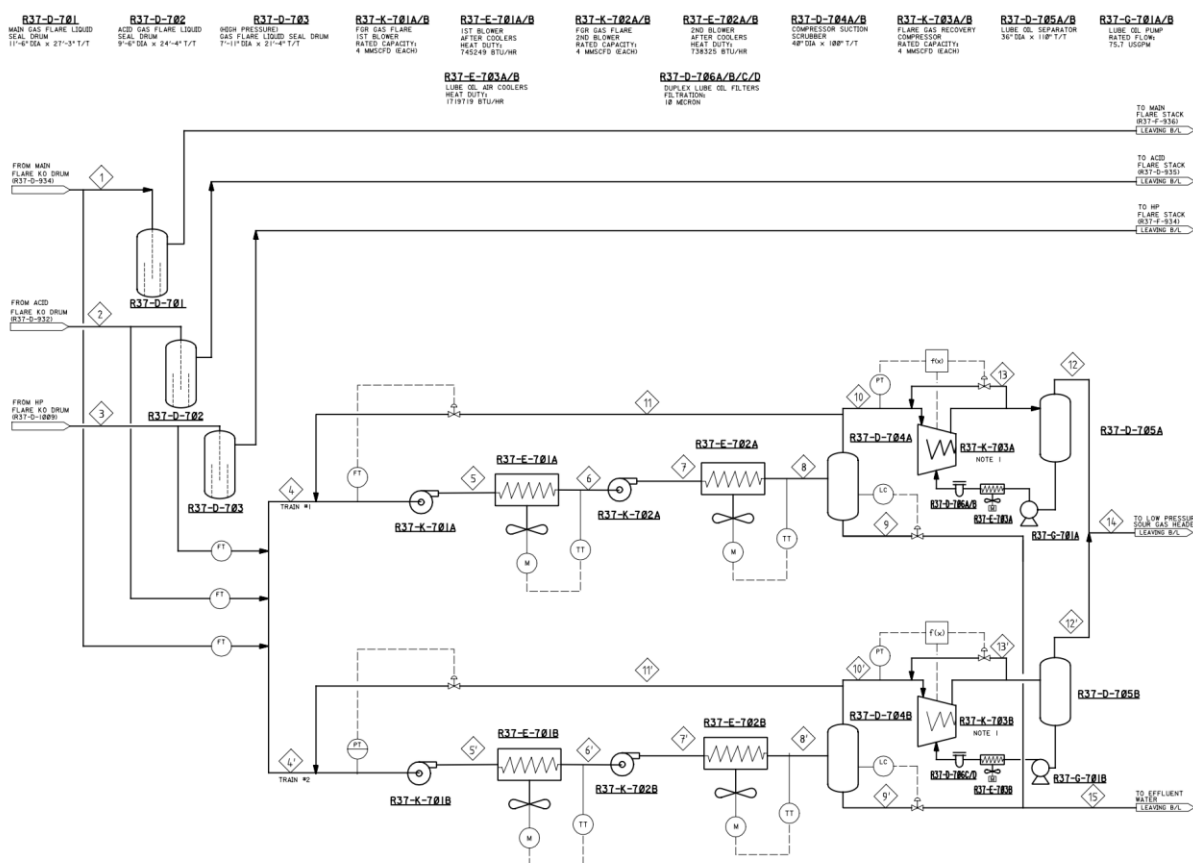


Figura 5.5: Esempio di configurazione raccolta gas di torcia da progetto esecutivo

Scarico di gas o di idrocarburi in ambiente confinato

Una soluzione utilizzabile per minimizzare la quantità di gas inviata alla *flare* è quella di scaricare parte del gas di *relief* in un ambiente confinato che può essere costituito da uno o più tubi in parallelo (*fingers*) di grosse dimensioni collegati tra loro. In una fase successiva il gas può essere recuperato grazie ad un piccolo compressore.

5.2.2 Separazione a più stadi con recupero e ricomprensione gas

Il paragrafo è relativo al recupero gas da un classico sistema di separazione a doppio stadio con colonna stabilizzatrice.

Lo schema sotto riportato (Figura 5.6) si riferisce ai primi stadi di separazione di un GOSP ed alla linea di trattamento oli costituita nello specifico da un *Desalter* (che non produce emissioni continue) e da una colonna stabilizzatrice che elimina i composti più volatili dell'olio rendendolo idoneo allo stoccaggio ed al trasporto.

La separazione a più stadi migliora l'efficienza e permette di minimizzare la quantità di liquido trascinato:

il gas proveniente dallo stadio ad alta pressione è convogliato direttamente all'aspirazione dei compressori;

il gas proveniente sia dal separatore a bassa pressione che dalla testa della colonna stabilizzatrice è convogliato all'aspirazione di differenti stadi di un'unità di compressione multistadio e riunito ai gas provenienti dal separatore HP

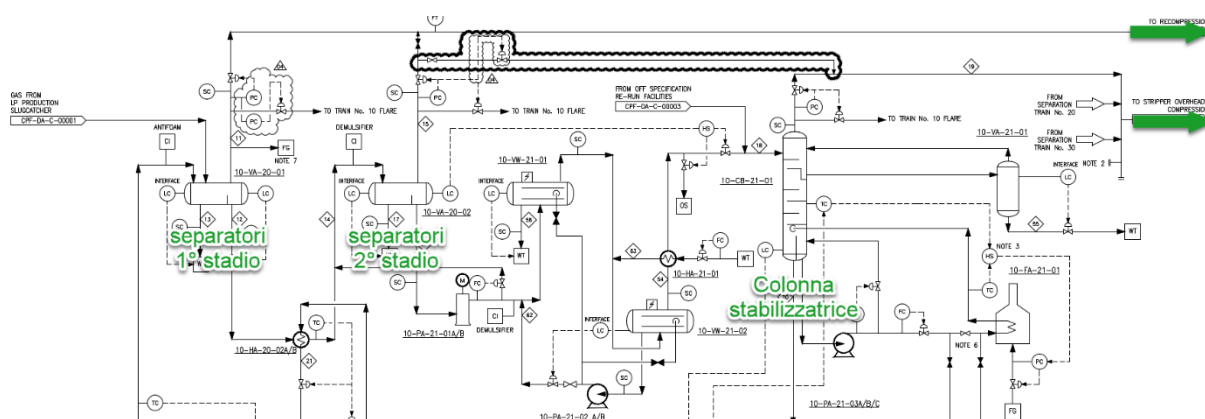


Figura 5.6: Classico schema di separazione a stadi con recupero gas a compressione

Le emissioni in questo processo sono limitate ad eventuali *leak* dalle flange o dagli steli delle valvole oltre che dai fumi provenienti dal forno della stabilizzatrice (CO₂ + VOC).

La produzione di incombusti dal forno può essere minimizzata grazie ad una corretta manutenzione e messa a punto dei bruciatori, al rispetto delle condizioni operative, al periodico aggiornamento della tecnologia dei bruciatori stessi.

APPROFONDIMENTO: Separazione a più stadi con serbatoio atmosferico e recupero gas tramite eiettore

La Figura 5.7 è relativa a uno schema alternativo di separazione a stadi senza stabilizzatrice con colonna di degasaggio e tank atmosferico + eiettore. Il primo e secondo stadio di separazione operano a livelli di pressione decrescenti, 18.25 bar e 4.1 bar rispettivamente. I vapori uscenti dal secondo stadio sono recuperati, inviati all'aspirazione di una stazione di compressione e riciclati al processo.

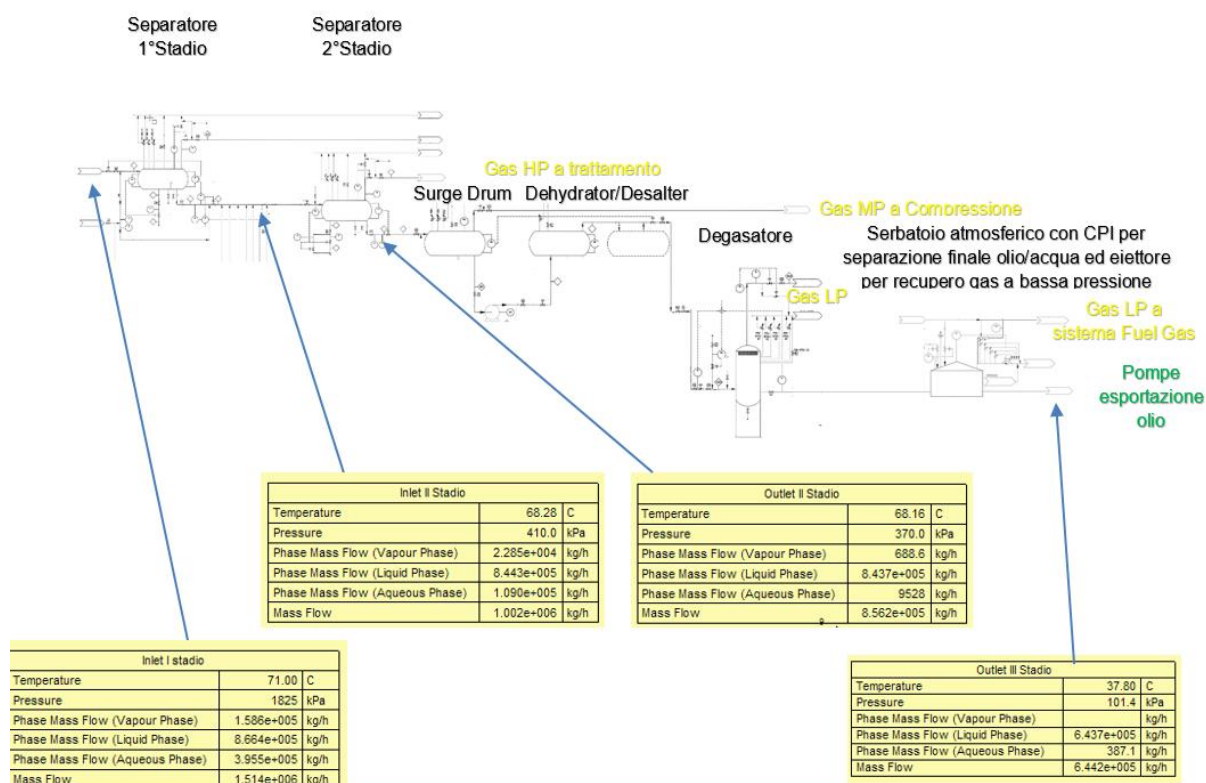


Figura 5.7: Schema alternativo

Il terzo stadio di separazione è costituito da un torri degasatore e da un serbatoio atmosferico a pressione poco più che atmosferica. I vapori sono recuperati mediante eiettore ad alta efficienza e riutilizzati come *fuel gas*.

In questo caso l'utilizzo di *degassing boot* + eiettore consente di recuperare un'importante frazione di gas e di portare l'olio a condizioni idonee per il trasferimento mediante stazione di pompaggio.

5.2.3 Disidratazione gas

La disidratazione del gas proveniente dai pozzi che tipicamente è saturo sia in acqua che in idrocarburi dev'essere necessariamente disidratato per tre ragioni principali:

- **Formazione degli idrati** (sia ad alta pressione, sia a temperature superiori che inferiori a 0°C. Strutture cristalline formate da una molecola di idrocarburo circondata da molecole di acqua che, crescendo, possono provocare occlusioni all'interno delle linee).
- **Rischio di corrosione nelle linee** (Diminuendo la percentuale di acqua contenuta nel gas, si mitiga l'azione aggressiva di composti potenzialmente corrosivi: solfuro di idrogeno, cloruri, anidride carbonica).

- **Formazione di *slug* nelle *pipeline*** (Il gas, fluendo attraverso la *pipeline* subisce una perdita di carico, la pressione diminuisce e il gas si espande. In un certo campo di condizioni operative si può avere condensazione all'interno delle pipeline, l'accumulo di una fase liquida, e creazione di *slug*).

Il metodo più diffuso, per la tecnologia consolidata e per la relativa semplicità è il sistema a glicole (DEG o TEG) che sfrutta l'altissima affinità per l'acqua e prevede tipicamente una colonna di assorbimento e un sistema di rigenerazione.

Tipo di impianto	TEG Percentuale in peso
Rigenerazione DEG, impianto base senza stripping (T= 160°C):	96.0
Rigenerazione DEG, impianto sottovuoto (T= 160°C):	99.7
Rigenerazione TEG, impianto base senza stripping (T= 204°C):	98.6
Rigenerazione TEG con gas di stripping ma senza colonna dedicata:	99.5
Rigenerazione TEG con gas e Colonna Di Stripping :	99.9
Rigenerazione TEG con Sistema COLDFINGER :	99.96
Rigenerazione TEG con Sistema DRIZO :	99.999

Tabella 1: Comparazione dell'efficienza di rigenerazione del Glicole tra differenti tecnologie

Il classico sistema di rigenerazione, illustrato in Figura 5.8, prevede un ribollitore che vaporizza l'acqua contenuta nel glicole la cui corrente però contiene anche quantità significative di idrocarburi che vengono convogliate dalla *still column* alla torcia atmosferica (o a bassa pressione) e che risultano difficili da recuperare in quanto a pressione sostanzialmente atmosferica (*Stream A*).

La situazione peggiora nel caso si utilizzi lo *stripping gas* (*Stream B*) allo scopo di aumentare l'efficienza della rigenerazione.

Tale corrente di *stripping gas* è inviata alla rete raccolta sfiati a bassa pressione sommandosi alla corrente di idrocarburi uscenti dalla *still column* assieme al vapore d'acqua separatosi dal glicole nella sezione di rigenerazione e anch'essa inviata alla torcia LP.

SCHEMA DI BASE CON COLONNA E GAS DI STRIPPING

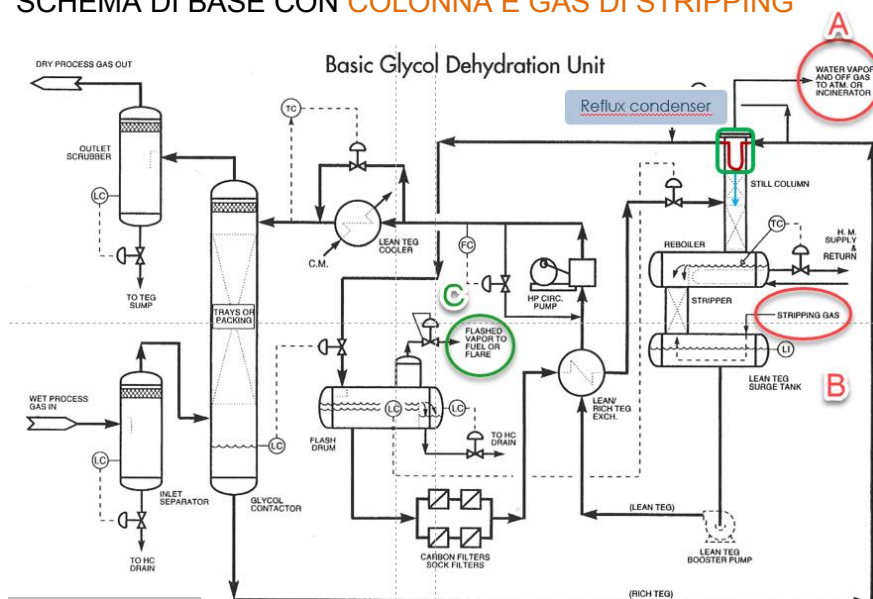


Figura 5.8: Schema di base con colonna e gas di *stripping*

In fase di progettazione a livello *greenfield* è possibile operare delle scelte efficaci volte a minimizzare i quantitativi di gas inviati allo sfato.

Sono possibili interventi migliorativi sia sullo schema base sopra descritto oppure si può optare per l'adozione di schemi differenti e più evoluti.

Interventi sullo schema base sono i seguenti:

- Adozione di un *Flash Drum* (C) nel quale far degassare il TEG ad un livello di pressione compatibile con il recupero del gas separato tramite compressore, tramite eiettore oppure inviandolo alla rete *Fuel Gas LP*
- Evitare di utilizzare quantitativi di glicole circolante eccessivi o comunque superiori a quanto richiesto dal processo, controllando la portata delle pompe di ricircolo in funzione della portata di gas trattato. E pratica comune, invece, settare una portata fissa delle pompe di ricircolo corrispondente alla massima portata di gas prevista. Questo richiede l'adozione di un motore a giri variabili o di un loop di controllo mediante ricircolo. Quest'ultimo punto è realizzabile anche a livello di retrofitting su impianti esistenti (brownfield)
- Adottare un sistema di sistema di raffreddamento per il recupero della fase liquida accoppiato ad un sistema di sistema di recupero a bassa pressione (VRU – Vapor Recovery Unit)²³.

²³ Norwegian Offshore Oil and Gas Activities - Module 3A - Best Available Techniques (BAT)

APPROFONDIMENTO: i processi ECOTEG e DRIZO

L'utilizzo di processi più evoluti per la rigenerazione del glicole quali il processo ECOTEG o il DRIZO oltre a raggiungere un'efficienza più elevata permette di minimizzare le emissioni di metano in atmosfera.

Il processo Ecoteg (Figura 5.9) è un processo che si basa sull'adozione di una speciale colonna di *stripping*. Le emissioni, che rappresentano il principale svantaggio dell'uso di una colonna di *stripping*, vengono in questo caso limitate grazie all'adozione di una soffiante che permette il recupero ed il ricircolo del gas. La purezza raggiungibile dal TEG è dell'ordine del 99.98%.

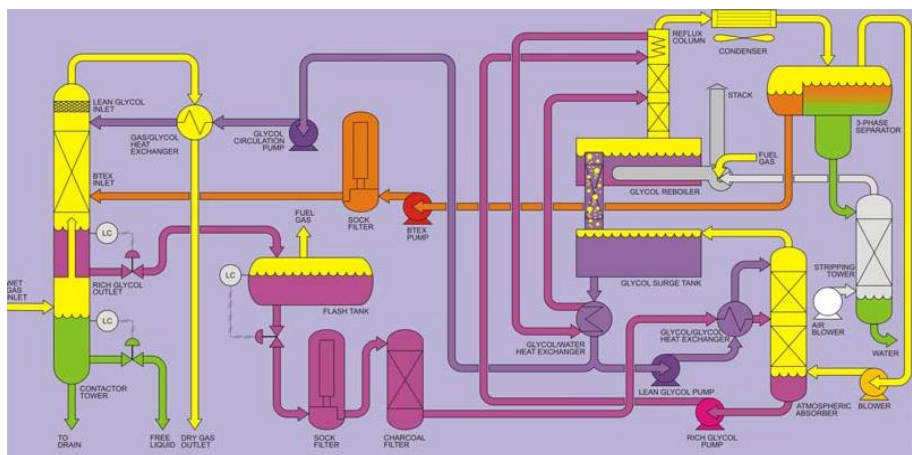


Figura 5.9: Processo disitratazione ECOTEG

Il processo Drizo (Figura 5.10) utilizza una colonna di *stripping*, entro la quale viene utilizzato un solvente proprietario che viene vaporizzato ed immesso nel processo. I vapori uscenti dalla colonna di stripping vengono poi collettati assieme ai vapori uscenti dalla *still column* del rigeneratore, raffreddati, condensati, separati, prima di arrivare all'atmosfera.

Il grosso pregio di questo processo consiste nel fatto che la dispersione di inquinanti in atmosfera è pressoché nulla, compresi i BTEX (idrocarburi aromatici) eventualmente presenti nel gas.

Garantisce un'elevatissima efficienza: consente di ottenere un grado di purezza del glicole che può arrivare anche fino al 99.999%.

Il processo Drizo è utilizzato anche in interventi di *retrofitting* su impianti esistenti sostituendo la colonna di *stripping* dell'impianto tradizionale TEG + *stripping gas*.

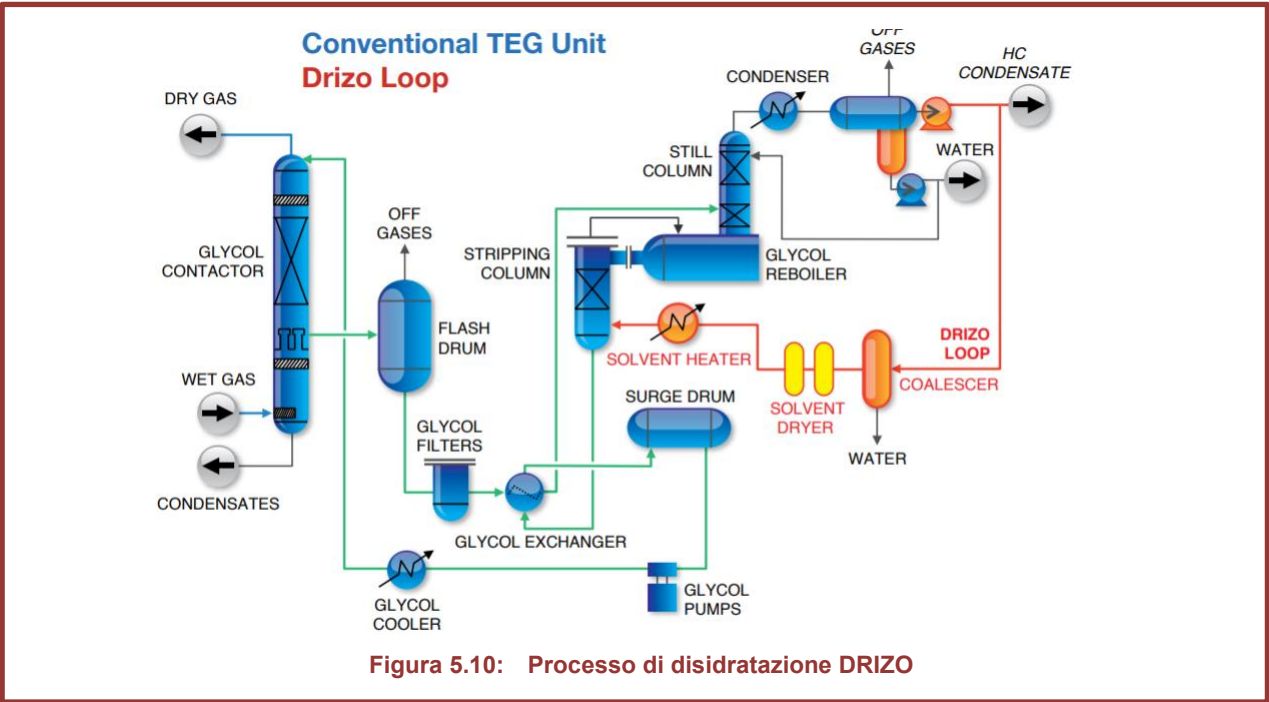


Figura 5.10: Processo di disidratazione DRIZO

Altri processi di disidratazione differenti dall'assorbimento a glicole che permettono di minimizzare le emissioni sono:

- Adsorbente a letto solido
- LTS (Joule Thompson o Ciclo Frigo)

L'adozione di una differente tipologia di impianto deve chiaramente essere presa in esame durante la fase progettazione, soprattutto per il sistema LTS-JT che richiede un salto adeguato di pressione.

Interventi su impianti *brownfield* possono tuttavia essere considerati nel caso di ampliamento o di aggiunta di treni di trattamento gas paralleli a quelli esistenti, in genere però considerazioni di operabilità fanno propendere le *Company* per l'adozione di sistemi simili a quelli esistenti per minimizzare la curva di apprendimento nell'utilizzo delle nuove facilities da parte degli operatori.

	COLONNA A Glicole	LTS	CICLO FRIGO	COLONNA AD ADSORBIMENTO
Emissioni	Le principali emissioni sono i fumi del rigeneratore ed i vapori che devono essere inviati al termodistruttore.	L'impianto può operare ad emissione zero se si adotta la scelta di stoccare la miscela acqua inibitore e di farla trattare da un ditta specializzata	Basse	Le principali emissioni sono i fumi del rigeneratore

Tabella 2: Tecnologie per la disidratazione del gas naturale per quanto riguarda le emissioni

5.2.4 Trattamento acque di reiniezione

Lo schema seguente rappresenta uno schema tra i più utilizzati per il trattamento delle acque di formazione separate dai separatori trifase allo scopo di renderle idonee alla reiniezione in giacimento con il doppio vantaggio di favorire la produzione d'olio e di smaltire nel miglior modo possibile (reiniettandole nel giacimento da cui sono state estratte) acque dalle caratteristiche particolarmente critiche per salinità, contaminazione di idrocarburi e spesso di altri inquinanti.

Lo schema prevede nell'ordine:

- Ciclone desabbiatore
- Idrociclone
- Degasatore
- Serbatoio principale di stoccaggio
- Pompe dei *Fine Filters*
- *Media Filters*
- Serbatoio acque trattate
- Pompe di esportazione
- Pompe e serbatoio contro-lavaggio, trattamento acque contro-lavaggio

Nello schema in Figura 5.11 si evidenziano i punti di emissione di metano in atmosfera (o in torcia), il punto principale di emissione relativo a questo particolare processo è costituito dallo *scour gas* utilizzato insieme all'acqua per il contro-lavaggio dei *media filter*.

Tale tecnologia permette di minimizzare i costi di installazione non prevedendo parti meccaniche in movimento o complicati sistemi per l'estrazione e lavaggio dei *media* all'esterno del sistema. Presenta però il problema di causare importanti emissioni di metano ad ogni contro-lavaggio.

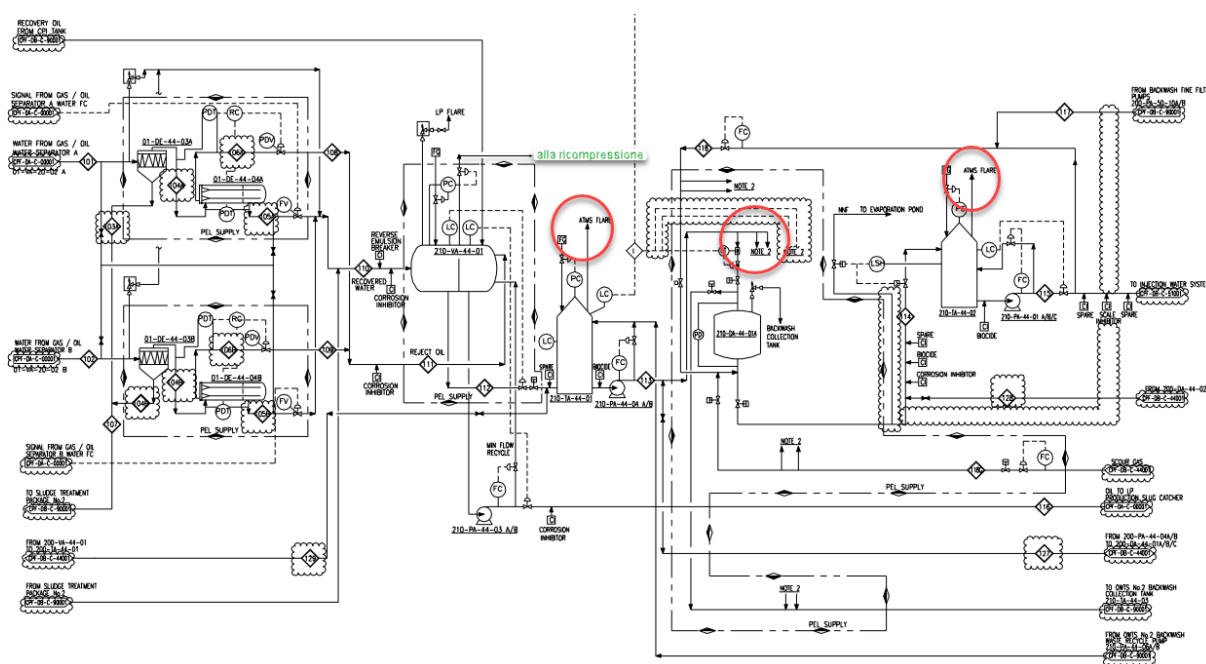


Figura 5.11: Schema di trattamento acque di iniezione

Un'eventuale sistema di compressione per recuperare il gas toglierebbe a questo sistema il principale vantaggio ossia la semplicità impiantistica.

Questo è un esempio in cui una scelta opportuna in fase di ingegneria guidata da indicazioni e limiti da parte del cliente sulle emissioni può favorire la scelta di una soluzione tecnica più virtuosa dal punto di vista delle emissioni anche se più complessa e più costosa.

Gli effluenti provenienti dal *degasser* possono essere recuperati ed inviati alla compressione assieme ai gas uscenti dalla testa della colonna stabilizzatrice che opera a pressione simile.

Tutti i serbatoi sono blankettati ma un adeguato sistema di guardie idrauliche minimizza le emissioni di gas verso l'atmosfera.

5.2.5 Sistemi HIPPS

I metodi tradizionali di scarico della pressione impiegano un dispositivo meccanico come una *pressure safety valve* (PSV) per evitare scenari di sovrappressione di recipienti e sistemi di tubazioni. In caso di sovrappressione l'apertura di una o più PSV che sfiata in torcia il fluido proveniente dalle sezioni ad alta pressione, permette di mantenere le sezioni a bassa pressione di progetto entro i limiti consentiti.

Un approccio diverso alla protezione da sovrappressione è l'uso di un sistema strumentato. L'HIPPS (*High Integrity Pressure Protection System*) prevede una disposizione di strumenti, elementi di controllo finali e risolutori logici configurati in modo da evitare incidenti di sovrappressione rimuovendo la fonte di sovrappressione, isolando il sistema in tempi sufficientemente rapidi da proteggere le sezioni a bassa pressione (Figura 5.12).

Seguendo l'approccio HIPPS si elimina la necessità di scaricare fluidi in torcia durante taluni scenari di emergenza

Con adeguati livelli di ridondanza, HIPPS può raggiungere un livello di disponibilità uguale o superiore rispetto a un dispositivo di protezione meccanico. Tuttavia, l'installazione e la certificazione di un sistema HIPPS richiede una progettazione in accordo a procedure ben definite e tali da garantire un grado di sicurezza adeguato, è inoltre richiesta particolare attenzione anche durante la sua vita operativa per quanto riguarda frequenza di manutenzione, esecuzione periodica di test e ispezione.

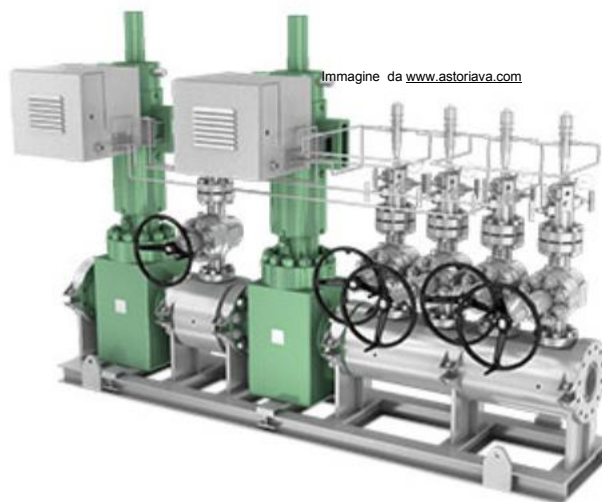


Figura 5.12: High Integrity Pressure Protection System (HIPPS)

Nelle fasi di progettazione, varie sono motivazioni che possono portare all'utilizzo di un sistema HIPPS:

- eliminare un particolare scenario di sovrappressione dalla base progettuale (es *blocked outlet* tale da richiedere di sfiatare l'intera produzione;
- eliminare la necessità di installare un particolare sistema di PSV;
- fornire una protezione da sovrappressione del sistema quando un dispositivo di sfiato (torcia) preesistente risulta inadeguato alla portata di *relief* in questione o perché installato in posizione eccessivamente distante o perché non disponibile;
- ridurre la probabilità che più dispositivi di soccorso debbano operare contemporaneamente, consentendo in tal modo la riduzione delle dimensioni del sistema di raccolta sfiati.

A queste ragioni si può aggiungere anche l'indubbio beneficio che si avrebbe dal punto di vista della riduzione delle emissioni dal momento che per taluni scenari di emergenza l'utilizzo di un sistema HIPPS mette in sicurezza una sezione di linea o di impianto senza la necessità di scaricare gas in torcia.

5.2.6 Scelta della pressione di progetto

La pressione di progetto di una sezione di impianto può essere fatta secondo differenti criteri per ognuno dei quali occorre valutare costi e benefici.

In termini generali la pressione di progetto (ossia la pressione utilizzata per calcolare lo spessore delle pareti di linee e apparecchiature) di una sezione a valle può essere uguale od inferiore rispetto alla pressione della sezione a monte a cui è connessa, in quest'ultimo caso però occorre installare adeguati sistemi di sicurezza a protezione da scenari di sovrappressione che possono essere costituiti da una o più valvole di sicurezza capaci inviare a torcia l'intera portata.

In fase di progetto si valuta caso per caso il risparmio sicuramente conseguito dall'installazione di linee ed apparecchiature aventi spessori inferiori, controbilanciato dalla necessità di prevedere dispositivi di sicurezza di capacità maggiore in grado di scaricare l'intera portata ricevuta dalle sezioni a monte mantenendo la pressione nei limiti consentiti. Questo comporta anche maggiori sezioni della rete di raccolta degli sfiati, del diametro e dell'altezza dello *stack* di torcia (a causa del maggior irraggiamento).

Evitare scenari di *blocked outlet* che richiedono di scaricare a torcia l'intera portata significa ridurre in modo estremamente significativo la quantità di gas inviato a torcia che in parte viene bruciato e convertito in CO₂ (peraltro un gas serra) e in parte rimane incombusto.

Questo aspetto relativo alle emissioni nel corso dell'intera vita di un impianto è altamente significativo e come tale dev'essere sicuramente preso in considerazione in fase di progettazione assieme agli argomenti economici, impiantistici e operativi.

5.2.7 Filosofia di *shutdown*

Nella definizione della filosofia di *shutdown* è opportuno massimizzare gli eventi di *process shutdown* (arresto e isolamento senza depressurizzazione di emergenza) rispetto agli eventi di *shutdown* di emergenza (arresto e isolamento con depressurizzazione) principalmente per due ragioni: permettere una più rapida ripartenza una volta eliminato l'*upset*, minimizzando al contempo il rischio di emissione. Un'analisi dei differenti scenari consentirà di individuare gli scenari più critici che realmente necessitano di depressurizzazione di emergenza.

5.3 MACCHINE / EQUIPMENT

Nel panorama dei prodotti legati alla riduzione ed al contenimento delle emissioni di metano nei servizi Oil&Gas e non solo, si annoverano nuove tecnologie di sicuro interesse. Qui di seguito viene presentata l'*integrated compression line* (ICL), uno dei prodotti del portfolio Baker Hughes che meglio risponde alle esigenze di riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera, garantendo ottime performance di compressione con zero impatto sull'ambiente.

5.3.1 Integrated Compression line (ICL)

L'ICL è una soluzione ideale per spazi limitati in tutto il settore, comprese le piattaforme offshore e di tutte i servizi di compressione a seguire nella filiera dell'O&G.

I principali punti di forza nell'utilizzo di un ICL sono:

- Aumento della produttività
- Elevata affidabilità e disponibilità
- Bassi costi operativi
- Configurazione compatta e leggera
- Elevata flessibilità e ampio range operativo
- Facile installazione e bassa manutenzione Emissioni di metano in atmosfera pari a zero e bassa rumorosità
- Versatilità e affidabilità comprovate

Tele progetto si basa su oltre cento anni di esperienza e innovazione per fornire prestazioni di compressione comprovate in applicazioni di gas naturale, e non solo, nelle diverse fasi della filiera dell'Oil&Gas, dal momento dell'estrazione fino a quello delle applicazioni legate alla raffinaria.

Contrariamente all'utilizzo di un motore a combustione, che si tratti di una turbina o di un motore a gas, l'ICL ha un motore elettrico ad alta velocità completamente integrato con la cassa del compressore in un unico involucro sigillato (Figura 5.13).

È un motore a induzione ad alta efficienza, che oramai ha accumulato nelle varie installazioni più di 4 milioni di ore di funzionamento in un arco di 15 anni. Il sostentamento del rotore è realizzato con cuscinetti magnetici attivi (AMB) e un sistema di controllo estremamente preciso. Ciò elimina il contatto e l'usura delle parti, i sistemi dell'olio lubrificante e le guarnizioni del gas sono di tipo *dry* senza alcun fluido intermedio, quindi non ci sono fluidi da perdere o smaltire e nessuna depressurizzazione richiesta allo spegnimento.

Queste unità hanno una gamma di funzionamento molto più ampia rispetto ai compressori convenzionali: si può arrivare ad un 35-105% della velocità nominale contro il tipico 70-105% e l'efficienza degli ICL rimane elevata e stabile su tutta la gamma.



Figura 5.13: Compressore ICL

Con una richiesta di manutenzione inferiore del 40% rispetto ai compressori convenzionali, l'ICL offre affidabilità e disponibilità eccezionali, indipendentemente da dove è installato, il tutto senza emissioni.

Gamma di prodotti:

- Potenza fino a 15 MW (20.000 hp)
- Pressione nominale compatibile con il rating 1.500 #
- Portata fino a 30.000 act m³/h (17.500 act cfm)

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera il progettista (BH) ha posto l'attenzione, durante le fasi di progettazione alle seguenti tre aree:

- L'ICL può rimanere pressurizzato in caso di *shutdown* e conseguentemente nessuna necessità di ventare in atmosfera il gas intrappolato e quindi produzione di CO₂ associata
- Nessun utilizzo di olio lubrificante
- Nessuna perdita dalle tenute

APPROFONDIMENTO: Architettura del compressore ICL

La seguente Figura 5.14 rappresenta l'architettura tipica di un compressore ICL.

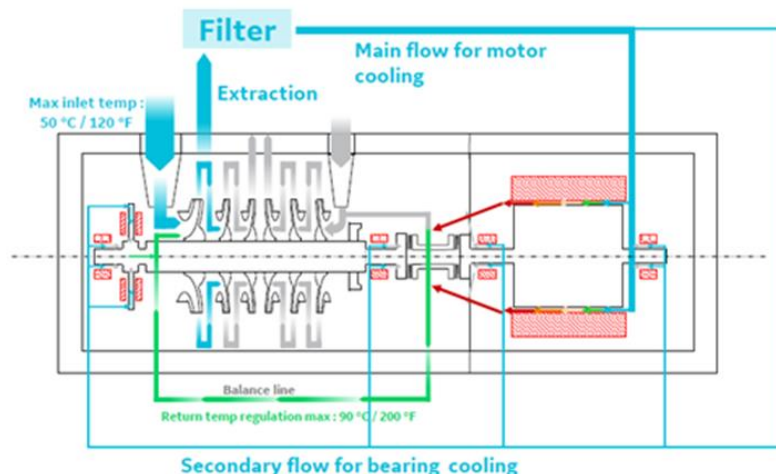


Figura 5.14: Architettura compressore ICL

Le parti fondamentali dell'ICL possono essere di seguito descritte:

Compressore centrifugo

L'ICL unisce la tecnologia associata e sviluppata da Baker Hughes nel design dei compressori centrifughi con la selezione di motori elettrici al fine di ottimizzarne il design e trarre un'architettura estremamente compatta e racchiusa in una singola cassa. Un design che permette la riduzione dell'ingombro a terra anche del 40% rispetto ad un'architettura classica.

Motore elettrico

Grazie all'utilizzo di partner per la fornitura del motore elettrico, si è scelto l'utilizzo di motori del tipo *high-speed* associati a controllori ad alta frequenza. L'affidabilità garantita è notevole grazie anche all'esperienza accumulata da più di 400 installazioni nel mondo di questo tipo di motore.

Cuscini magnetici

Queste performance sono state poi possibili attraverso l'utilizzo della tecnologia AMB per quanto riguarda il supporto dell'albero, che di fatto evita grazie ai cuscinetti magnetici. Questo ha permesso di eliminare del tutto qualsiasi tipologia di lubrificante garantendo zero emissioni sulle tenute. In ogni caso, per evitare danneggiamenti alla macchina sono stati predisposti anche dei supporti come cuscinetti a rulli per fermare la macchina in caso di *major failure* ma che non necessitano anch'essi di lubrificazione.

5.3.2 Considerazioni sul sistema di *warm-up* dei turbocompressori

L'avviamento di una turbina prevede una fase di *warm-up* che richiede di far fluire il circuito del *fuel gas* con gas caldo per un tempo prefissato in modo da scaldare il metallo di linee, valvole, filtri etc.

Scopo del *warm-up* è garantire che la temperatura del *fuel gas* in ingresso alla turbina sia in accordo con la specifica del costruttore che richiede che il *fuel gas* arrivi alla flangia di ingresso con un grado di surriscaldamento prefissato (rispetto al punto di rugiada).

Il gas, infatti, anche se in uscita dallo skid di trattamento del *fuel gas* (all'interno del quale sono installati gli elementi riscaldanti) si trovasse alla temperatura corretta, al primo *start-up* (se la temperatura ambiente è bassa) potrebbe

raffreddarsi anche sensibilmente a causa dell'inerzia termica delle linee fredde nel percorso tra skid e ingresso turbina.

Questo fenomeno si verifica in maggior misura nei climi freddi o nella stagione invernale e tanto più quando la distanza tra *skid fuel gas* (dove sono installati gli *heater*) e turbina è elevata.

Il gas flussato per il *warm-up* viene generalmente inviato in torcia, e in casi fortunatamente sempre più rari, direttamente in atmosfera.

Per minimizzare il periodo necessario per il *warm-up* è possibile adottare alcuni accorgimenti:

- Installare lo *skid* del *fuel gas* a minima distanza dalle turbine (cosa che può essere realizzata solo a livello di attività *greenfield*);
- Predisporre una tracciatura delle linee del *fuel gas* in modo da preriscaldarle (applicabile sia a *greenfield* che a *brownfield*).

5.3.3 Ingegneria piping

In fase di ingegneria, vi sono diversi accorgimenti che possono essere adottati durante la progettazione del piping al fine di minimizzare le emissioni:

- Valutare la necessità di connessioni flangiate, minimizzandone il numero e limitandole ai casi necessari per la manutenzione;
- Dotare i bypass delle PSV (scarichi diretti alla torcia) di una valvola di isolamento TSO oltre alla valvola di regolazione per minimizzare possibili perdite incontrollate;
- Installare valvole di isolamento sulle PSV in accordo alle API 520 ed effettuare regolari test di tenuta sulle PSV;
- Laddove il modello lo consenta, considerare l'installazione di una valvola di *vent* connessa al corpo delle valvole di *blow down* comunicante con l'interno della sfera. Quando la sfera è in posizione chiusa, l'eventuale passaggio di gas attraverso il *vent* indica un trafilamento attraverso le tenute;
- Eseguire Analisi AIV e FIV per minimizzare la probabilità che si instaurino vibrazioni che possono allentare i tiranti e generare perdite.

5.3.4 Accorgimenti da adottare nel corso delle installazioni

- Assicurarsi che le operazioni di *preservation* dei materiali stoccati in magazzino nell'attesa di essere installati siano effettuate in accordo alla documentazione dei *vendor*. Questo è importante in particolare modo per le valvole. In alcuni casi di cui si ha esperienza uno stoccaggio non corretto ha comportato danni ad accoppiamenti e tenute del corpo valvola che hanno provocato perdite;
- Gestione Flange tramite *flange management*;
- Laddove si utilizzino gli *hub* ad alta pressione al posto delle flange, verificare con particolare cura gli allineamenti delle linee che sono fondamentali per garantire una buona tenuta. Le tolleranze devono essere nei limiti indicati dal *vendor*, così come i serraggi eseguiti con chiavi dinamometriche devono essere nei *range* raccomandati. La mancata osservanza di tali prescrizioni comporta molto spesso perdite non facili da eliminare;
- Serraggi effettuati con chiavi dinamometriche (o con *torque machine*) previa lubrificazione dei tiranti per garantire l'esattezza delle tensioni applicate;
- Verificare il corretto serraggio dei premistoppa delle valvole che andranno allentati solamente quando sia necessario operare le valvole (manuali) per poi serrarli nuovamente;
- Scegliere i prodotti più avanzati disponibili sul mercato come sigillanti delle connessioni filettate.

5.4 ULTERIORI ACCORGIMENTI IN FASE DI PROGETTAZIONE

- Prediligere la polmonazione dei serbatoi con gas inerte e doppia tenuta dei serbatoi per ridurre le emissioni in atmosfera;

- Collegare le valvole di spurgo o (bleed valve) ai sistemi di flaring in quanto il loro recupero mediante sistemi di compressione a bassa pressione risulta tecnicamente non realizzabile;
- Per l'upstream verificare la possibilità di utilizzare per i sistemi di piggaggio gas inerti al posto di gas che successivamente verrebbe emesso in atmosfera, oppure ove possibile prevedere il collegamento ad una fiaccola.

5.5 PRECOMMISSIONING E COMMISSIONING

Scopo principale dell'attività di *commissioning* è l'esecuzione dei test funzionali prima dello start up di un nuovo impianto. L'esecuzione accurata di tali test (supportati da adeguate procedure) da attuarsi prima dell'autorizzazione all'ingresso degli idrocarburi in impianto (*cold commissioning*) è garanzia di un avviamento in cui si minimizza la possibilità di blocchi spuri, imprevisti e quando può essere causa di rilasci di gas.

Tra le operazioni di *commissioning* spesso si distingue tra operazioni di *cold commissioning* (ossia test senza la presenza di idrocarburi, o prove in bianco con fluidi inerti) e *hot commissioning* ossia quei test funzionali che richiedono la presenza del fluido di processo (es: test funzionali delle valvole *antisurge*)

Specialmente nel caso delle prove di *hot commissioning* è opportuno sviluppare le relative procedure di *commissioning* indicando un target per il consumo di gas durante le fasi di *hot commissioning* e *start up*.

È opportuno che le procedure di *commissioning* siano sviluppate in anticipo col supporto integrato del team di *commissioning* e dell'ingegneria in modo da poter inserire, già nella fase di progettazione accorgimenti tali da permettere la miglior esecuzione dei test (es strumentazione di campo o stacchi dedicati), ponendosi tra gli obiettivi da conseguire quello di minimizzare le emissioni.

È particolarmente importante sviluppare procedure di *leak detection* accurate e di facile comprensione ed esecuzione con l'ausilio, ove possibile di *screenshot* dal modello 3D che illustrino le posizioni delle valvole, i punti da controllare, le flange a cui connettersi etc, come illustrato nella seguente Figura 5.15. La corretta esecuzione dei *leak test* minimizza la possibilità di fughe di gas in fase di avviamento.

1.4 Battery Limit Isolation check list

Blind No.	P&ID No.	Line No.	Isolation	Date Installed	Name	Signature	Date Removed	Name	Signature
1	P4D-2-CPF-M-PID-72310 sh.05	%-G-NOV-04461-D01L-1-P	%- CB60RP Close						
2	P4D-2-CPF-M-PID-72310 sh.05	%-G-NOV-04460-D01L-1-P	%- CB60RP Close						
3	P4D-2-CPF-M-PID-72310 sh.05	1.1/2"-G-NOV-04428-D01L-1-P	2"- CB10FT Close						
4	P4D-2-CPF-M-PID-72310 sh.05	F-478, N5 nozzle	%- CB60RP Close						
5	P4D-2-CPF-M-PID-72310 sh.05	2"-G-NOV-04414-D01L-1-P	2"- CB60FPH Close						
6	P4D-2-CPF-M-PID-72310 sh.05	2"-G-NOV-04413-D01L-1-P	2"- CB60FPH Close						
7	P4D-2-CPF-M-PID-72310 sh.05	2"-G-NOV-04416-D01L-1-P	1" - CD6010N PDI-476 N2 Injection Point						
		2"-G-NOV-04415-D01L-1-P	1" - CD6010N						

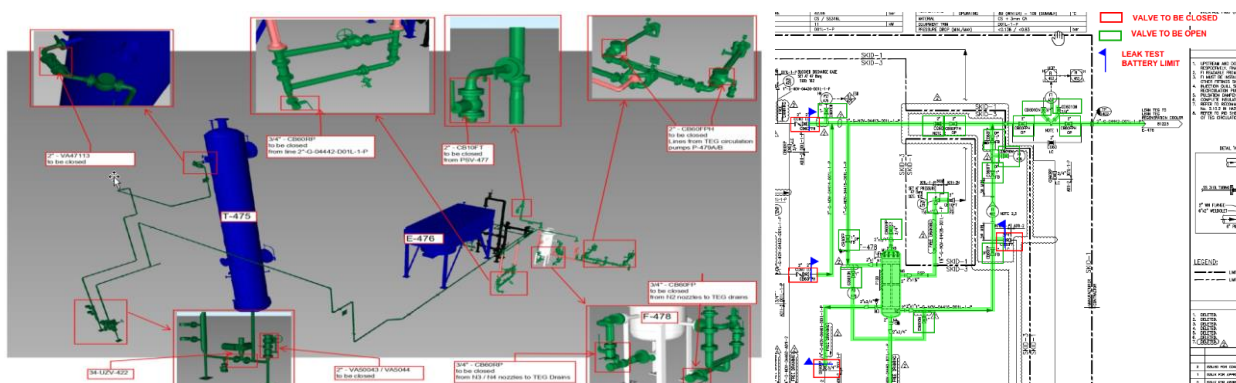


Figura 5.15: identificazione dei punti di controllo tramite modello 3D

5.6 START-UP – MODELLO DINAMICO

Uno strumento particolarmente utile ed efficace per prevenire o quantomeno per minimizzare gli *upset* nel corso degli avviamenti è la modellazione dinamica di processo (es: Hysys dinamico).

Lo scopo è quello di poter prevedere condizioni anomale tali da causare uno scarico di emergenza in torcia o in atmosfera dovuto all'intervento degli organi di sicurezza e trovare le opportune strategie per evitare tali condizioni.

Con la modellazione dinamica è possibile creare un modello realistico e dettagliato sia del processo, sia della parte impiantistica sia controllo. È possibile cioè nella simulazione introdurre i principali parametri responsabili del comportamento dinamico del sistema, quali

- Curve di performance di pompe e compressori;
- Masse inerziali delle giranti;
- Curve caratteristiche delle valvole e tempi di azionamento degli attuatori;
- Volumi di *equipment* e linee;
- Controllori PID con parametri caratteristici.

Inoltre, è possibile definire un grande numero di scenari ed eventi temporizzati in modo da descrivere in modo realistico il comportamento dell'impianto nel corso dei transitori.

Da un modello dinamico (Figura 5.16) è possibile ottenere informazioni non disponibili con la sola simulazione dello stato stazionario (fondamentale per il dimensionamento di linee, apparecchiature e per i bilanci di materia), che vanno dalla verifica dei *loop* di controllo all'analisi dei transitori di processo.

Per fare un esempio pratico, la disponibilità di un modello dinamico rende possibile prevedere, nel caso di un impianto *brownfield*, quali possano essere gli impatti che i transitori del nuovo impianto potranno avere sulle unità esistenti.

Nel caso che, in date condizioni, lo *shutdown* di una nuova unità possa causare un effetto domino di *shutdown* su unità dell'impianto esistente, con conseguente probabile impatto sui livelli di emissione di gas, potendolo prevedere in anticipo si potranno prendere i dovuti accorgimenti valutando in quali condizioni (di portata, pressione, temperatura, numero di unità in servizio etc) sia possibile testare le nuove unità minimizzando i rischi ed il conseguente rilascio di gas in atmosfera.

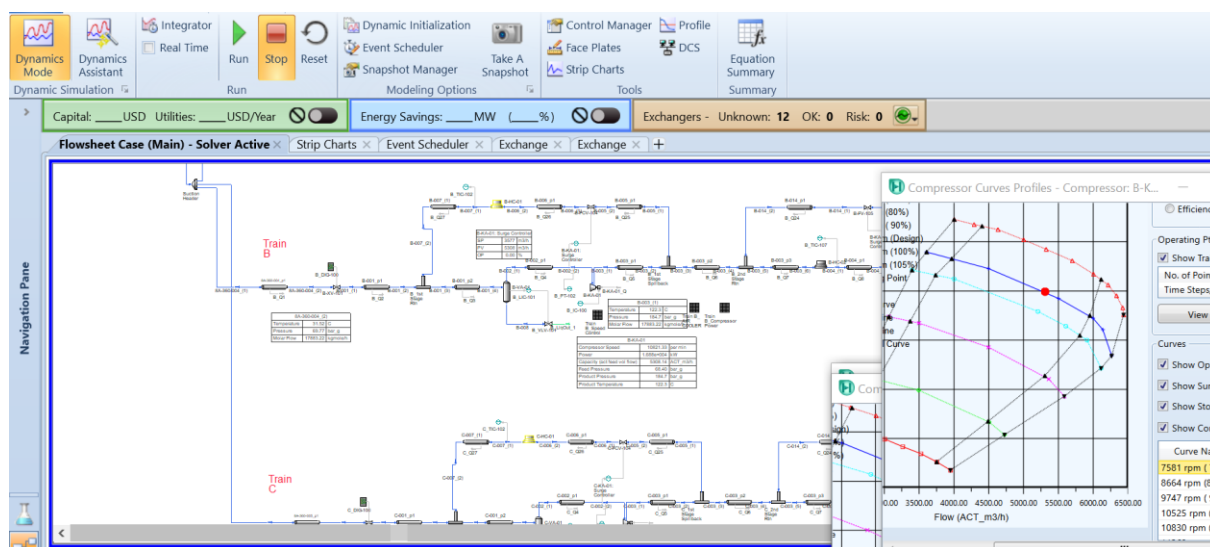


Figura 5.16: Schermata di un simulatore dinamico

6 TECNOLOGIE SVILUPPATE DAGLI ASSOCIATI

6.1 SOLUZIONI PER IL BROWNFIELD DI BAKER HUGHES

Baker Hughes all'interno del portfolio prodotti ha soluzioni utili anche per le applicazioni in *brownfield*. In aggiunta a soluzioni innovative da utilizzare durante la progettazione di nuovi impianti (i.e. Compressore tecnologia ICL – la cui descrizione al paragrafo 5.3.1 precedente) sono state sviluppate soluzioni applicative su impianti esistenti.

Tra i vari prodotti disponibili, in particolare, poniamo l'attenzione sul *methane leakage recovery package*, un sistema di compressione progettato e studiato per il recupero di *vent* di metano con lo scopo di reiniettarli all'interno di un flusso pressurizzato.

Le emissioni di metano sono frequenti durante la produzione e il trasporto di carbone, gas naturale e petrolio. Le emissioni derivano anche dal decadimento della materia organica nelle discariche di rifiuti solidi urbani (RSU), in alcuni sistemi di stoccaggio del letame e in alcuni sistemi di trattamento delle acque reflue agroindustriali e municipali.

Sebbene ci siano processi naturali nel suolo e reazioni chimiche nell'atmosfera che aiutano a rimuovere il metano dall'aria, è importante che tutte le attività umane che rilasciano metano nell'atmosfera siano condotte in modo da ridurre le loro emissioni di metano. Ciò include lo sviluppo di processi per catturare il metano che altrimenti verrebbe rilasciato nell'atmosfera e utilizzarlo come combustibile o riciclarlo nel processo.

Per quanto riguarda l'argomento in oggetto applicabile a realtà che utilizzano compressori centrifughi nell'O&G e non solo, possiamo identificare tre fonti principali di emissioni di metano:

1. L'utilizzo di *dry gas seal* come *vent* primario
2. Il *wet seal trap vent*, che rappresenta una fonte di emissione superiore a quella delle *dry gas seals*
3. Il gas di processo intrappolato nel compressore durante fermate prolungate e che richiede di essere ventato

Il *methane leakage recovery package* (*Gas Recovery Unit – GRU*) è uno *skid* compatto, *plug and play*, completamente assemblato, progettato e realizzato per un sollevamento singolo e un facile trasporto.

Lo *skid* è composto da:

- Struttura in metallo
- Compressore alternativo verticale API618
- Ausiliari del compressore (sistema olio lubrificante e acqua di raffreddamento)
- Serbatoio di ingresso del compressore
- Raffreddatore d'aria *multi-bundle*
- Azionamento motore elettrico compressore
- Giunto a trasmissione diretta completo di *carter*
- Portastrumenti
- Tubazioni e valvole
- JB e collegamenti elettrici

Il pannello di controllo dell'unità GRU (GRU UCP) e le unità di distribuzione dell'alimentazione sono solitamente installati in un'area sicura (sala di controllo), ma nel caso possono essere forniti su *skid*, adatto per l'area pericolosa. Lo *skid* dell'unità del compressore può adattarsi a container standard da 20 o 40 piedi.

Sebbene il livello di pressione sonora complessivo sia inferiore a 85 dbA @ 1 mt, lo *skid* può essere completato con un involucro adeguato in caso di requisiti più severi da parte della *company* o dell'autorità locale.

L'unità può essere progettata in base ai requisiti e alle specifiche dei regolamenti locali e della *company*, per qualsiasi condizione ambientale e per applicazioni sia offshore che onshore. È inoltre disponibile una versione trasportabile sempre di tipo *plug and play* del *package* da utilizzare in diverse posizioni dell'impianto, principalmente per il trasferimento del gas dalla sezione di spegnimento a un'altra sezione attiva. Il pacco in qualsiasi versione può essere facilmente trasportato con un camion.

Il sistema GRU è progettato per eseguire il recupero del gas normalmente rilasciato in atmosfera o inviato in torcia, eliminando quindi il suo impatto sull'ambiente.

Il *vent* delle *dry gas seals* del compressore centrifugo (uno per ciascuna estremità del compressore) scarica un flusso minimo di gas naturale direttamente nell'atmosfera o in torcia. Inoltre, durante lo spegnimento del

compressore centrifugo per qualsiasi motivo, le relative valvole di isolamento di aspirazione e scarico si chiuderanno e la pressione all'interno del sistema bloccato si stabilizzerà e si equalizzerà.

Il GRU è pensato per gestire i seguenti due scenari:

- Recuperare il gas all'interno del sistema di compressione in arresto (compressore, tubazioni e apparecchiature associate fino alle valvole di isolamento) e trasferirlo in un'altra sezione dell'impianto evitando il rilascio in atmosfera.
- Recuperare il flusso di sfiato primario DGS raccolto e trasferirlo in una sezione dell'impianto evitando il rilascio in atmosfera.

A causa della necessità di recuperare lo sfiato primario del DGS, la pressione di aspirazione deve essere a un valore basso (1,2- 2,0 bara) mentre per lo svuotamento del circuito una pressione maggiore sarebbe vantaggiosa per ridurre i tempi di svuotamento. Per far funzionare il compressore alternativo entro un range ottimale di pressioni di aspirazione e per limitare la potenza assorbita, la pressione massima di aspirazione è normalmente fissata a 4-5 bar. La pressione di scarico può variare da 60 bar a 120 bar.

La scelta del compressore standard per l'applicazione sopra menzionata è un compressore alternativo di tipo verticale 2BVTN/3, costruito da GI&E su licenza con Baker Hughes. Il compressore è normalmente dotato di due cilindri e tre fasi di compressione. La 1° fase è svolta dal cilindro di bassa pressione sia nella corsa di andata che in quella posteriore. La 2° fase è svolta dal cilindro ad alta pressione in avanzamento, mentre la 3° in quella di ritorno. Il compressore può essere configurato anche a quattro fasi in caso di pressione di mandata più elevata.

Il package è progettato per servizio continuo o intermittente. I cilindri sono della tipologia non lubrificati per evitare qualsiasi contaminazione di gas da parte dell'olio lubrificante. Il compressore è azionato da motore elettrico con potenza da 50 a 75 KW. L'impianto dell'olio lubrificante è racchiuso all'interno del *package* ed è composto da serbatoio olio, pompa azionata da motore elettrico con propria valvola di regolazione della pressione, riscaldatore e regolatore di temperatura, valvola di controllo, filtro, refrigeratore e un set di strumenti per il monitoraggio e la sicurezza.

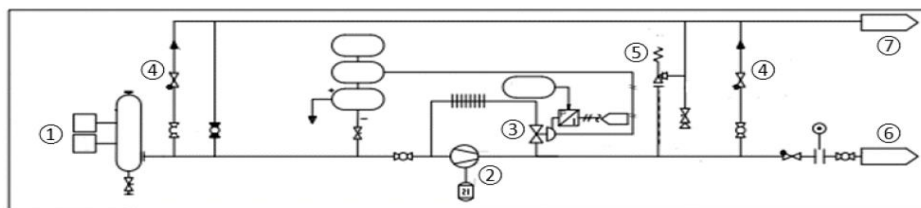
La sicurezza meccanica dell'impianto è assicurata da *pressure safety valves* installate su ciascuna linea di mandata del compressore e sul serbatoio di accumulo. Inoltre, considerando che l'impianto sta operando tra due sistemi ad alta pressione e che l'apertura di PSV deve essere evitata quando possibile, le valvole di tipo *slam shut* possono essere installate come ulteriore dispositivo di sicurezza.

L'UCP ha poi le sue logiche di sicurezza.

Il package è controllato da UCP installato in sala controllo o sullo *skid*, che potrà gestire le seguenti sequenze:

- Sequenza di avvio/arresto
- Monitoraggio e controlli dei parametri di funzionamento
- Gestione allarmi e viaggi
- Arresto di emergenza (ESD)

Un tipico esempio schematico di questo sistema è quello indicato in Figura 6.1.



- | | |
|--------------------------|--------------------------|
| ① From packing boxes | ⑤ Pressure safety valve |
| ② Membrane compressor | ⑥ To inlet buffer vessel |
| ③ Pressure control valve | ⑦ To vent |
| ④ Pressure limiters | |

Figura 6.1: Schermata di un simulatore dinamico

Basandoci sull'attuale focus sulle emissioni di gas serra di origine antropica, considerando anche le azioni che i governi di tutto il mondo stanno intraprendendo per combattere i rischi del riscaldamento globale, il "sistema di

recupero delle perdite di metano" può aiutare efficacemente gli operatori del settore della distribuzione del gas a conformarsi alle sempre più normative più stringenti.

Questo sistema in una tipica applicazione, come quella presentata per il recupero dei *vent*, può impedire il rilascio in atmosfera di oltre 200 T/a di gas naturale, con un beneficio di riduzione dell'effetto serra equivalente a circa 5000 tonnellate di CO₂ equivalente.

Considerando le attuali iniziative di determinazione del prezzo del carbonio e le loro tendenze, l'investimento complessivo per l'approvvigionamento, l'installazione e il funzionamento di un tipico sistema di recupero delle perdite di metano può avere un ritorno entro due o quattro anni.

6.2 NEXMETER, IL CONTATORE GAS INNOVATIVO DEL GRUPPO HERA

Il contatore gas innovativo del Gruppo Hera aumenta la sicurezza e riduce le emissioni di metano in atmosfera. Il dispositivo è corredato da due sensori, uno sismico e uno di pressione, che consentono di mettere al sicuro l'impianto gas in caso di dispersioni, anche di lieve entità. È in corso l'installazione di 300.000 nuovi contatori sul territorio servito da Inrete e A2A, prevalentemente nelle zone ad alto rischio sismico.

Il Gruppo Hera ha sviluppato NexMeter, un contatore gas per clienti domestici di nuova generazione. Si tratta di un dispositivo all'avanguardia, che alla dotazione standard di ogni *smart meter gas* integra due sensori ulteriori: uno sismico ed uno di pressione. Il risultato è una soluzione compatibile con i sistemi *smart meter* "standard" che protegge l'impianto del cliente finale ed è in grado di intercettare immediatamente la fornitura in caso di rotture dell'impianto gas di utenza anche dovute a terremoto.

NexMeter è anche in grado di individuare sull'impianto gas del cliente dispersioni di gas latenti.

In questo modo è possibile individuare e mettere in sicurezza dispersioni di gas dovute a rotture, danneggiamenti e malfunzionamenti dall'impianto del cliente finale e degli apparecchi a gas collegati contribuendo quindi a ridurre le emissioni di metano in atmosfera dagli impianti gas domestici (post contatore).

Quale ulteriore elemento di sicurezza, NexMeter, oltre a chiudere l'elettrovalvola, mettendo in sicurezza l'impianto del cliente, comunica la condizione di allarme in *near real time* ai sistemi centrali del Gruppo Hera consentendo quindi la gestione tempestiva dell'anomalia.

L'esperienza di NexMeter è unica in Italia ed in Europa nel portare ai clienti servizi aggiuntivi attraverso lo strumento di misura del gas. Lo sviluppo è stato possibile grazie a partnership con operatori industriali di primo livello su scala mondiale.

6.3 SM AIRSET: QUADRO ELETTRICO SENZA SF₆ DI SCHNEIDER ELECTRIC SYSTEMS ITALIA

L'attenzione e l'impegno di Schneider Electric sono rivolti alla mitigazione degli effetti industriali e civili sul clima, attraverso soluzioni adottate non solo nel proprio sistema produttivo, ma anche da parte dei propri clienti ed ecosistema.

Uno studio di dettaglio sulle emissioni dei gas serra (GHG) porta a considerare che, oltre al CO₂ ed alle emissioni di gas naturale, una miriade di altri gas serra coesistono nelle emissioni generate dalle attività industriali e civili, tra cui esafluoruro di zolfo (SF₆), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e trifluoruro di azoto (NF₃), noti collettivamente come gas F.

Questi GHG non hanno uguale impatto in termini di potenziale di riscaldamento globale (GWP), che è una misura della potenza di ciascun GHG. Per riferimento, la CO₂ ha un GWP di 1.0. Il GWP di altri GHG è una misura di quanto calore intrappolano nell'atmosfera fino a un orizzonte temporale specifico, rispetto alla CO₂. Per esempio, il metano (CH₄) ha un GWP di circa 30.

L'SF₆, sebbene relativamente raro nell'atmosfera, ha un GWP di 23.500 ed è il gas serra più potente. È un gas inodore, non tossico e altamente stabile utilizzato in una varietà di applicazioni industriali e scientifiche, tra cui come propellente, mordenzante e isolante. La maggior parte dell'SF₆ viene utilizzata nell'industria elettrica come mezzo dielettrico che fornisce una soluzione ad alte prestazioni, sicura ed economicamente conveniente per l'isolamento elettrico e l'interruzione di corrente.

A livello mondiale, le normative prevedono restrizioni sempre maggiori per l'SF₆ a causa del suo altissimo impatto sul clima. Ad esempio, l'SF₆ è già stato vietato nell'UE ai sensi del regolamento sui gas fluorurati, tranne che nel settore dell'elettricità, dove erano disponibili poche alternative adeguate.

Schneider Electric ha recentemente lanciato sul mercato soluzioni prive di SF6 e con connettività digitale, a partire dalla nuova tecnologia per i quadri di media tensione. Nel 2020 ha ricevuto vari riconoscimenti, tra cui il premio *Energy Efficiency Award* alla Fiera di Hannover per i quadri di media tensione privi di SF6.

Il quadro di media tensione di Schneider Electric SM AirSeT utilizza un isolamento in aria pura combinato con la nuova tecnologia di interruzione del vuoto (SVI) di Schneider Electric. Consente l'adozione della tecnologia verde pur mantenendo i vantaggi dell'ingombro fisico compatto, dell'economicità e della modalità operativa affidabile delle tradizionali apparecchiature a base di SF6.

Tale tecnologia è stata già implementata dalla società di servizi elettrici EEC ENGIE in Nuova Caledonia, per la decarbonizzazione della rete elettrica e la gestione ecologica dal punto di vista delle emissioni GHG dei sistemi elettrici installati in varie isole e territori distanti.

Altri casi di implementazione sono stati realizzati in E.ON in Svezia e GreenAlp in Francia e in svariate utilities in reti elettriche private per applicazioni commerciali e industriali.

In Europa è obbligatorio riciclare, recuperare o distruggere il gas SF6 contenuto nelle apparecchiature elettriche (regolamento (UE) N°517/2014). A tal proposito Schneider Electric offre ai propri clienti un servizio di ritiro e smaltimento a fine vita riciclando tutte le apparecchiature di media tensione, incluso il gas SF6.

6.4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI FUGGITIVE DELLE VALVOLE DI SCHNEIDER ELECTRIC SYSTEMS ITALIA

Schneider Electric ha sviluppato una soluzione unica per il monitoraggio continuo delle perdite delle valvole basata sul controllo della pressione del *bonnet*, utilizzando un sistema di misura della pressione basato su un manometro-pressostato e su dei contattori di movimento dello stelo della valvola.

Il manometro-pressostato è collegato elettricamente al posizionatore fornisce un segnale binario di allarme non appena la pressione nel *bonnet* aumenta a causa di un guasto nel soffietto di tenuta (Figura 6.2).



Figura 6.2: Valve positioner per monitoraggio delle emissioni fuggitive

Il posizionatore intelligente invia quindi un avviso al sistema di controllo centralizzato (normalmente un DCS / *instrument asset management system*) in Sala Operatore tramite comunicazione Hart, Profibus PA o Fieldbus H1, utilizzando il canale di comunicazione esistente per la diagnostica del posizionatore.

Tale soluzione può essere utilizzata, opportunamente configurata, anche per comandare la posizione della valvola, portandola in posizione di sicurezza.

Questa soluzione (Figura 6.3) non richiede alimentazione o cablaggio aggiuntivi oltre la comunicazione prevista per la connessione Hart o equivalente, utile alla gestione del manometro-pressostato, e pertanto può essere facilmente implementata in impianti sia nuovi che *brownfield*.

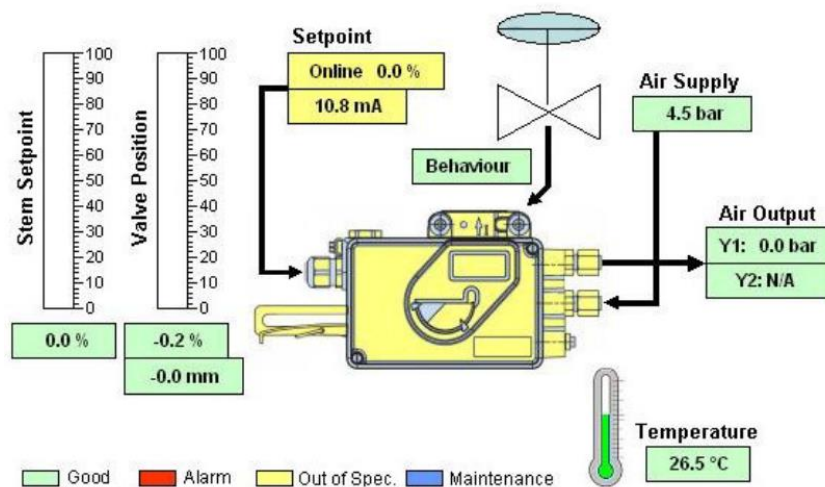


Figura 6.3: soluzione per il monitoraggio continuo delle perdite delle valvole

I benefici si possono riassumere in:

- Veloce identificazione e gestione delle perdite al fine di ridurre le emissioni gassose
- Facile implementazione e gestione da Sala Controllo
- Nessuna aggiunta di cablaggi in impianti *brownfield*

6.5 SOLUZIONE SCHNEIDER ELECTRIC PER LA LEAK DETECTION DELLE CONDOTTE

Le soluzioni di rilevamento delle perdite nelle condutture utilizzano diversi metodi e tecnologie ben noti. Tuttavia, ogni metodo e la relativa tecnologia sottostante hanno i loro vantaggi e svantaggi.

Il nuovo approccio per il monitoraggio delle condutture utilizza una soluzione combinata con i punti di forza della tecnologia del modello transitorio in tempo reale (RTTM) e la potenza del rilevamento della fibra di nuova generazione orientato al rilevamento delle perdite, per garantire una probabilità di rilevamento superiore, tempi di rilevamento brevi, localizzazione accurata dei guasti e tassi di falsi allarmi minimi. Inoltre, questa soluzione offre anche capacità preventive, evidenziando le aree problematiche in una pipeline che potrebbero richiedere maggiore attenzione.

L'integrazione della soluzione AVEVA *Pipeline Integrity Monitor* RTTM con la nuova tecnologia PrismaFlow™ di Prisma Photonics offre all'utente finale i seguenti vantaggi significativi:

- Due metodi indipendenti di rilevamento delle perdite basati su diverse origini dati fisiche della pipeline
- Rilevamento delle perdite estremamente accurato con un'eccellente capacità di localizzazione
- Alta affidabilità grazie ai sottosistemi integrati di allarme di entrambe le tecnologie
- Integrazione delle informazioni per l'operatore per ridurre al minimo i tempi di identificazione e gestione delle perdite
- Ottimizzazione dell'investimento sfruttando l'infrastruttura di comunicazione in fibra ottica esistente e la strumentazione dei dati di processo della pipeline
- Adesione alle normative emergenti, che richiedono due soluzioni indipendenti e funzionanti in modo continuo basate su metodi fisici diversi per garantire il rilevamento delle perdite e la prevenzione della fuoriuscita di prodotti. Un esempio di tale regolamento è il nuovo TRFL tedesco 2017.

Uno dei due metodi è una soluzione di Prisma Photonics, chiamata PrismaFlow™, che si basa su un fenomeno fisico chiamato Rayleigh-back scattering. Una frazione della luce che viaggia attraverso una fibra ottica viene riflessa a causa delle microscopiche imperfezioni del materiale della fibra (silice) lungo la sua lunghezza. Un'unità di interrogazione sensibile trasmette impulsi laser nella fibra ottica e quindi traduce la luce riflessa all'indietro in dati

per determinare la deformazione, la temperatura e le variazioni acustiche in tutti i punti della fibra. Le informazioni vengono successivamente identificate e classificate in eventi reali che interessano la fibra e l'infrastruttura vicina. L'elevata sensibilità di PrismaFlow™ consente l'uso di cavi in fibra ottica preesistenti, come i cavi in fibra per telecomunicazioni monomodali commerciali, che sono comunemente posizionati lungo le tubazioni per scopi di comunicazione. Pertanto, è una soluzione di rilevamento facile che non richiede amplificazione o fonti di alimentazione esterne lungo la pipeline monitorata.

PrismaFlow™ utilizza il rilevamento della fibra Hyper-Scan™ di nuova generazione, che raggiunge una sensibilità record che consente il rilevamento di perdite fino a 2000 SLPM per il gas (circa lo 0,02% del flusso di gas tipico sebbene in determinate condizioni siano stati rilevati 200 SLPM) e 20 SLPM per liquidi che è circa lo 0,02% di una variazione del flusso tipico. I test sul campo hanno mostrato una precisione di localizzazione inferiore a 10 m rispetto alla posizione della perdita.

L'altro metodo è il rilevamento delle perdite basato su AVEVA Pipeline Integrity Monitor (Real-time Transient Model) che utilizza la misurazione di portata, pressione e temperatura nella pipeline per creare una mappatura idraulica della condotta. Il modello AVEVA RTTM scompone la pipeline in sezioni nodali molto piccole e calcola la portata in entrata e in uscita da ogni piccola sezione della pipeline dinamicamente e la confronta con i dati reali in real time. La rapida velocità di calcolo del modello tiene conto di ogni condizione operativa transitorie dei gasdotti, come modifiche alla ricezione/consegna online, avviamenti e arresti di pompe/compressori, etc.

La combinazione delle due tecniche consente di ottenere la migliore identificazione e precisione di localizzazione, riducendo i falsi allarmi all'operatore.

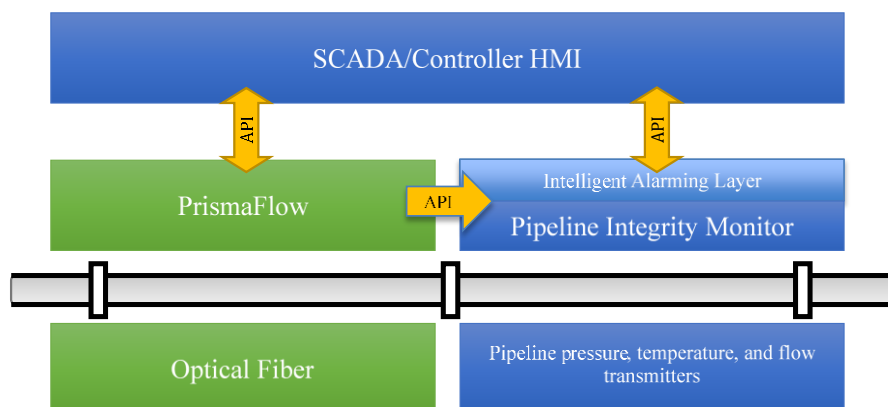


Figura 6.4: Hybrid and integrated solution

Attributes of the Solution	Pipeline Integrity Monitor	PrismaFlow™	Integrated PIM & PrismaFlow™
Leak Detection Sensitivity – 1.0%			
Leak Detection Sensitivity - 0.025%			
General Leak Location			
Leak Location within 10m			
Higher Reliability in Leak Confirmation			
Operational Applications			
Pipeline Security			
Utilizes existing pipeline instrumentation			
Utilizes existing fiber optic infrastructure			

Figura 6.5: Caratteristiche delle soluzioni

7 MIGLIORI PRATICHE OPERATIVE

7.1 PANORAMICA

Le emissioni di metano nella filiera si mostrano sotto diverse forme, come indicato nel paragrafo 3.2.3.

L'obiettivo di ridurre le emissioni di metano ha come tappa obbligata anche il miglioramento delle pratiche operative, attraverso l'adozione delle cosiddette Best Available Technology (BAT) in campo O&M delle infrastrutture esistenti, capaci di affiancare o anche superare i consueti approcci MRV (Monitoring Reporting and Verification) e LDAR (Leak Detection and Repair), ormai consolidati.

Le BAT si applicano a tutti i punti della filiera del metano, dall'estrazione e trattamento al trasporto, dallo stoccaggio alla distribuzione, oltre ad includere i sistemi di rigassificazione (Figura 7.1).

Transmission, Storage and Distribution Supply Chain

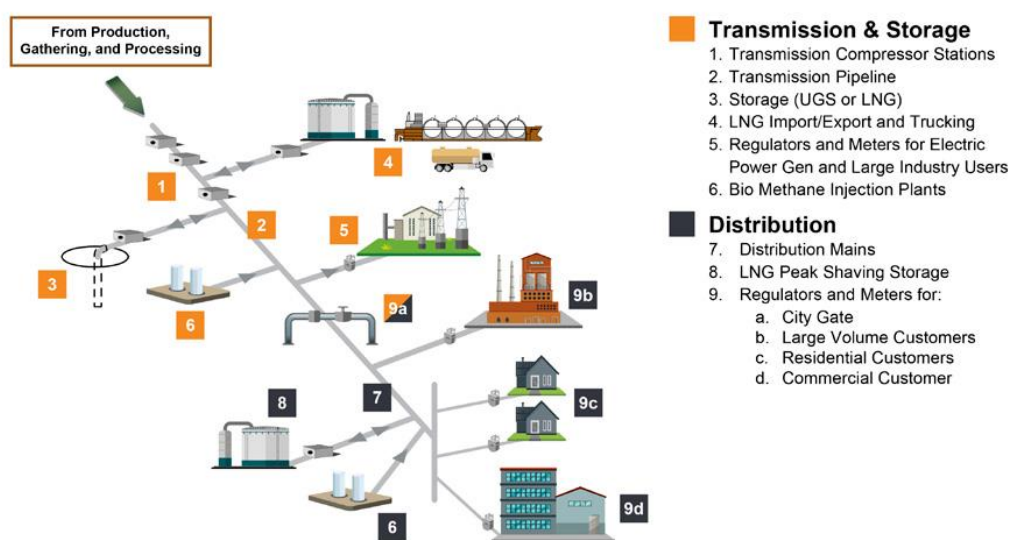


Figura 7.1: Filiera del metano

7.2 MISURE MITIGATIVE

Si mostrano nella seguente Tabella 3 alcune delle principali misure di mitigazione per le attività di trasporto, stoccaggio, terminali GNL e distribuzione secondo le BAT in base alla tipologia di emissione, alla struttura e alla sorgente. Tali tecniche sono adattate a partire dall'edizione di settembre 2020 delle *Methane Guiding Principles* avente a tema *Reducing Methane Emissions: Best Practice Guide Transmission, Storage, LNG Terminals and Distribution*.

L'impegno dell'industria italiana per la riduzione delle emissioni di metano

Fonte di emissione di metano	Struttura	Apparecchiature emettenti o eventi di emissioni	Misura di mitigazione
Venting dai compressori	Trasmissione (centrali di compressione) Stoccaggio (centrali di compressione) Terminali di rigassificazione (compressori) GNL	Tenute per compressori centrifughi	Sostituire tenute ad olio con tenute a secco
			Ridurre al minimo le emissioni o reindirizzare il gas a pressione più bassa verso un'unità di recupero, una torcia o un ingresso a bassa pressione
		Guarnizioni per aste di compressori alternativi	Sostituzione regolare della guarnizione dello stelo (idealmente in base ai tassi di emissione misurati)
			Reindirizzare gli sfiati verso unità di recupero o utilizzarli come carburante
			Reindirizzare gli sfiati in torcia
		Avviatori a gas del compressore	Passare ad avviatori per motori elettrici ed evitare se possibile gli avviatori a gas in fase di progettazione
			Ridurre al minimo gli avviamenti se possibile
	Propendere verso il recupero del gas (preferito) o per l'invio in torcia (se consentito)		
Venting	Trasmissione Stoccaggio Terminali di rigassificazione GNL	Pompe (ad esempio, iniezione di odorizzante)	Utilizzare pompe chimiche azionate elettricamente
		Controllori pneumatici a gas di	Da evitare in fase di progettazione
			Eliminare i dispositivi ad elevata emissione
			Passare all'aria compressa, a dispositivi elettrici o meccanici o a dispositivi a bassissime emissioni

L'impegno dell'industria italiana per la riduzione delle emissioni di metano

Fonte di emissione di metano	Struttura	Apparecchiature emettenti o eventi di emissioni	Misura di mitigazione
Venting	Stoccaggio	Disidratatori	Passare alla disidratazione ad emissioni basse o nulle (come la separazione a bassa temperatura)
			Ottimizzare la circolazione del glicole e i serbatoi di flash
			Convogliare il gas di flash del disidratatore alle unità di recupero del vapore o utilizzarlo come carburante
			Se possibile, dirigere gli scarichi e gli sfiati del rigeneratore verso la torcia
Venting	Terminali rigassificazione GNL	di Stazioni di carico GNL su mezzi	Installare giunti di disconnessione a secco
			Uso di azoto per spurgare i tubi e le manichette del GNL
			Installare un sistema per lo scambio di vapori tra cisterne e autocisterne
Venting	Trasmissione Distribuzione Strutture per lo stoccaggio	Riparazioni di tubazioni	Ridurre la pressione nella tubazione consentendo il prelievo del consumatore
		Lavori e manutenzioni	Reindirizzare il gas a una rete esistente a pressione inferiore o utilizzarlo come combustibile
		Depressurizzazione e spurgo	
		Spurgo e messa in servizio	Ri-compressione
			Stazioni di compressione mobili

L'impegno dell'industria italiana per la riduzione delle emissioni di metano

Fonte di emissione di metano	Struttura	Apparecchiature emettenti o eventi di emissioni	Misura di mitigazione
			<p>Flaring, se consentito e pianificato. (ma non sempre possibile in caso di emergenza)</p> <p>Installazione di apparecchiature di otturazione per accorciare il segmento di gasdotto interessato; utilizzo di valvole di isolamento per ridurre al minimo l'impatto</p> <p>Creazioni di nuove connessioni o riparazioni mediante hot-tapping</p> <p>Reindirizzare il gas naturale verso un duct burner, un thermal oxidizer o torce, se possibile</p> <p>Utilizzare le tecnologie di <i>in-line inspection</i> (ILI) o <i>smart pig</i> invece di test idraulici</p>
Venting	Distribuzione	Messa in servizio	Messa in servizio di nuove tubazioni con sistemi a vuoto nella distribuzione
	Distribuzione	Danni a terzi e conseguente rilascio di gas	Programmi e politiche per evitare danni a terzi, installando valvole di flusso in eccesso nelle linee di servizio
Emissioni fuggitive e sfiati (operazioni di pozzi di stoccaggio)	Stoccaggio (sotterraneo)	Pozzetti di testa e componenti situati a fondo pozzo	Monitorare l'integrità del pozzo Programmi di rilevamento e riparazione delle perdite (LDAR) e programmi di ispezione e manutenzione diretta (DI&M).

L'impegno dell'industria italiana per la riduzione delle emissioni di metano

Fonte di emissione di metano	Struttura	Apparecchiature emettenti o eventi di emissioni	Misura di mitigazione
<i>Venting e Flaring</i>	Terminali di rigassificazione GNL	<i>Boil-off gas</i> (BOG)	Recupero del <i>boil-off gas</i> (ad esempio, installando compressori BOG ad alta pressione per iniettare il <i>boil-off gas</i> non recuperabile in rete)
Emissioni fuggitive	Trasmissione	Attrezzature e tubazioni per la distribuzione	Programmi di rilevamento e riparazione delle perdite (LDAR) e programmi di ispezione e manutenzione diretta (DI&M).
	Stoccaggio Terminali di rigassificazione GNL Distribuzione		Sostituzione di apparecchiature o tubi facilmente soggetti a perdite

Tabella 3: Misure mitigative per emissioni in trasporto, stoccaggio, distribuzione e rigassificazione

Inoltre, sono riportate alcune raccomandazioni presenti nelle seguenti BREF Europee e BAT nazionali:

- BREF "Emissions from Storage - "5.2.2. Considerations on transfer and handling techniques
- Refining of Mineral Oil and Gas – "4.12.1 Fugitive emissions reduction" e "4.23.6 VOC abatement techniques"
- Cold venting and Fugitive Emissions from Norwegian Offshore Oil and Gas Activities – "Module 3A report
- Best available technique (BAT) assessments" (M-665|2016)
- Linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili – Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e gas
- Best Available Techniques (BAT) - Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas
- Best Available Techniques (BAT) - Reference Document for Waste Water and Waste Gas
- Treatment/Management Systems in the Chemical Sector
- Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage

Fonte di emissione di metano	Misure di abbattimento	Stima della riduzione emissiva di metano
1. Hydraulic fracturing & well completion	Utilizzo di sistemi di <i>well completion</i> ad emissione nulla	95 %
2. Sfiato delle teste pozzo	Installazione di compressori / VRU in grado di catturare tali sfiati oppure di dirigerli ad appositi serbatoi equipaggiati con VRU	
	Collettare alla fiaccola eventuali (piccole) perdite di gas dall'anulus, evitando la loro emissioni in atmosfera	Variabile
3. Liquidi estratti dai pozzi di gas	Installare sistemi di estrazione a stantuffo nel pozzo del gas	Variabile
	Reindirizzare manualmente il pozzo al sistema di produzione non appena avviene l'estrazione è completata	
	Ottimizzazione dei sistemi di estrazione a stantuffo	
	Aggiungere agenti schiumogeni, fili di sapone, tensioattivi	
	utilizzare sistemi di pigaggio con gas inerti al posto di gas che successivamente verrebbe emesso in atmosfera, oppure ove possibile prevedere il collegamento ad una fiaccola	
	Installazione di sistemi di <i>velocity tubing</i>	
4. Disidratatori di Glicole	Installazione di un separatore di flash ed ottimizzazione della circolazione del glicole	Fino al 90%
	Indirizzare lo scarico del serbatoio di flash (se presente) e gli sfiati del rigeneratore del disidratatore al VRU	Fino al 98%
	Indirizzare lo scarico del serbatoio di flash (se presente) e gli sfiati del rigeneratore del disidratatore a torcia (con incremento di emissioni di CO ₂)	
	Sostituzione dei disidratatori con sistemi a emissione zero (es. essiccatori)	100%
	Sostituire le pompe con supporto a gas per la movimentazione del glicole povero con pompe ad azione elettrica	
	Convogliamento dello skimmer gas verso sistemi a gas per suo utilizzo diretto	Fino al 95%
5. Regolatori pneumatici e pompe a gas naturale	Sostituzione o retrofit da dispositivi <i>high bleed</i> a dispositivi a <i>low bleed</i>	Fino al 97%
	Indirizzamento delle emissioni verso dispositivi di combustione esistenti o unità VRU	Fino al 95%
	Assicurarsi che il controller dello spurgo intermittente funzioni correttamente, ovvero sfiati/emetta solo durante la fase di disattivazione di un ciclo di controllo senza emissioni quando la valvola è in posizione stazionaria	Fino al 90%
	Sostituzione con sistemi ad emissione zero (elettrici o ad aria compressa)	100%
	Indirizzare il gas a bassa pressione verso sistemi VRU, torcia oppure ingressi a minori pressioni	Fino al 95%

Fonte di emissione di metano	Misure di abbattimento	Stima della riduzione emissiva di metano
6. Tenuta dei compressori centrifughi	Convertire i compressori da sistemi wet-seal a dry seal	Variabile
7. Guarnizione dello stelo dei compressori reciproci	Sostituzione regolare della guarnizione dello stelo (idealmente in base al tasso di emissione misurato)	Tipicamente, 50-60%
	Indirizzare i punti di sfiato al VRU o sistemi a gas naturale	Fino al 95%
	Indirizzare i punti di sfiato in torcia (con incremento emissioni CO ₂)	Fino al 95%
8. Gas di venting negli impianti upstream	Se il recupero di gas non è fattibile, favorire l'invio in torcia anche senza recupero di energia rispetto al venting (nonostante aumento di emissioni CO ₂)	Fino al 98%
	Cattura del gas sfatato per futuro utilizzo	Fino al 100%
	Installare specifici sistemi di accensione della torcia	Variabile
9. Serbatoi di stoccaggio di idrocarburi liquidi, carico e trasporto, scarico dell'acqua prodotta	Ridurre la pressione operativa upstream (da combinare con altri sistemi mitigativi)	Fino al 30%
	Incrementare la pressione operativa dei serbatoi	10 – 20%
	Cambiare la geometria delle tubazioni di carico	-
	Installare una unità VRU finalizzata a sfruttare il gas per fini produttivi come fuel gas, aspirazione dei compressori o gas lift	Fino al 98%
	Blanketing di serbatoi e vessels con idrocarburi, con gas inerti	Variabile
	Installare sistemi separati per controllare le perdite di carico dai veicoli cisterna e le perdite di stoccaggio dai serbatoi.	
	Implementare un sistema per bilanciare o scambiare i vapori tra i serbatoi e le autocisterne e aggiungere un comune dispositivo di controllo del vapore, se necessario	
	Implementare sistemi di trattamento delle acque reflue/di scarto nei processi produttivi (acque che possono contenere VOC) in modo da ridurre la frazione volatile che potrebbe dar luogo ad emissioni fuggitive	
	Optare per sistemi di verniciatura che riflettono la radiazione solare	
	Prevedere sistemi di assorbimento mediante carbone attivo o sistemi a zeolite, oppure sistemi con catalizzatori ad ossidi di zirconio per l'abbattimento dei VOC	
10. Attrezzatura per la depressurizzazione e sistemi di <i>blowdown</i> da tubi e impianti	Installare torri di stabilizzazione prima dei serbatoi per ottenere una bassa pressione del vapore d'olio adatta al carico su navi o chiatte.	
	Maggior utilizzo di valvole di isolamento per ridurre l'impatto emissivo	Variabile
	Indirizzare il gas a serbatoi di stoccaggio in campo, torcia o collettori a bassa pressione	
	Ridurre il numero di accensioni	
	Abbastare la pressione operativa nelle tubazioni prima della depressurizzazione e <i>blowdown</i> attraverso i compressori di linea principali e stazioni di compressione mobili	
	Installare apparecchiature di otturazione per accorciare il segmento della tubazione coinvolto nell'interruzione in concomitanza all'utilizzo di valvole di isolamento per ridurre al minimo l'impatto	
11. Perdite da oggetti e attrezzature	Reindirizzamento del gas naturale a un bruciatore a condotto, ossidatori termici o torce ove possibile (a monte) per recuperare una parte di tutto il gas di scarico.	
	Prevedere attività LDAR	In base alla frequenza dei controlli

Fonte di emissione di metano	Misure di abbattimento	Stima della riduzione emissiva di metano
	Implementare un programma efficace di sostituzione dei tubi soggetti a perdite (come risultato di analisi RBI) Ridurre il numero di accoppiamenti flangiati sostituendole con connessioni saldate Implementare sistemi a doppia tenuta meccanica ad esempio sulle pompe Ridurre la possibile corrosione (interna ed esterna) mediante sistemi come la verniciatura esterna o l'uso di inibitori della corrosione Utilizzare un compressore per il recupero delle eventuali emissioni dovute allo scarico delle acque nel <i>sump-caisson</i> o <i>casing</i> "morto" Per i sistemi di caricamento di idrocarburi o prodotti volatili prevedere un sistema di ricircolo vapori (bilanciamento vapori) o di captazione/aspirazione ed invio a fiaccola/termodistruttore. Effettuare le operazioni di carico/scarico dal fondo del serbatoio in modo da evitare turbolenze del fluido che potrebbero favorire il flash del prodotto Ove possibile utilizzare valvole di controllo a doppia parete (<i>double walled</i>) Prediligere, ove possibile, connessioni <i>ring joint</i> / a spirale / kammprofile Attività di scavo da pianificare ed eseguire con cura Sigillare i pozzi dismessi o sospesi	Variabile
12. Combustione incompleta del gas	Installare sistemi automatici per il controllo del rapporto aria/combustibile Ridurre il numero di accensioni Utilizzare una <i>enclosed flare</i> che ha una frequenza di accensione maggiore e riduce le perdite di gas incombusto Installazione di convertitori catalitici su motori e turbine a gas Aumenta l'efficienza della combustione passando a motori/turbine più efficienti Migliorare l'efficienza della combustione cambiando la punta della torcia / installando sistemi di accensione della torcia	Variabile Fino al 98% in base all'efficienza di combustione

Tabella 4: Misure mitigative per centrali settore upstream

7.3 EMISSIONI FUGGITIVE ED ATTIVITÀ DI LDAR

Le emissioni fuggitive da apparecchiature e sistemi pressurizzati utilizzate nella filiera del metano sono rappresentate da perdite di prodotto, solitamente causate da imperfezioni di montaggio o normale usura dei giunti come guarnizioni flangiate, connessioni filettate, tenute valvola-stelo o dalla mancanza di tenuta interna di valvole un cui lato è a contatto con l'atmosfera, ossia le cosiddette *open-ended lines*. Tra queste si includono anche le perdite provenienti dalle pareti di navi metaniere o, nel settore della distribuzione del gas, da tubazioni pressurizzate per effetto di corrosione o danneggiamenti del materiale.

Il primo passo verso la riduzione delle emissioni fuggitive di metano è quello di sviluppare l'attività LDAR – *Leak Detection And Repair* – che consegna una fotografia delle performance della popolazione delle sorgenti emissive. Si articola nei seguenti punti (Figura 7.2):

- Anagrafica delle sorgenti;
- Monitoraggio delle sorgenti;
- Manutenzione delle sorgenti fuori soglia volte alla riduzione del valore di emissioni riscontrato;

- Remonitoring delle sorgenti di perdita;
- Registrazione degli esiti con eventuale caricamento dati su apposite piattaforme web o sistemi informativi;
- Calcolo delle emissioni a monte e valle dell'intervento di manutenzione.

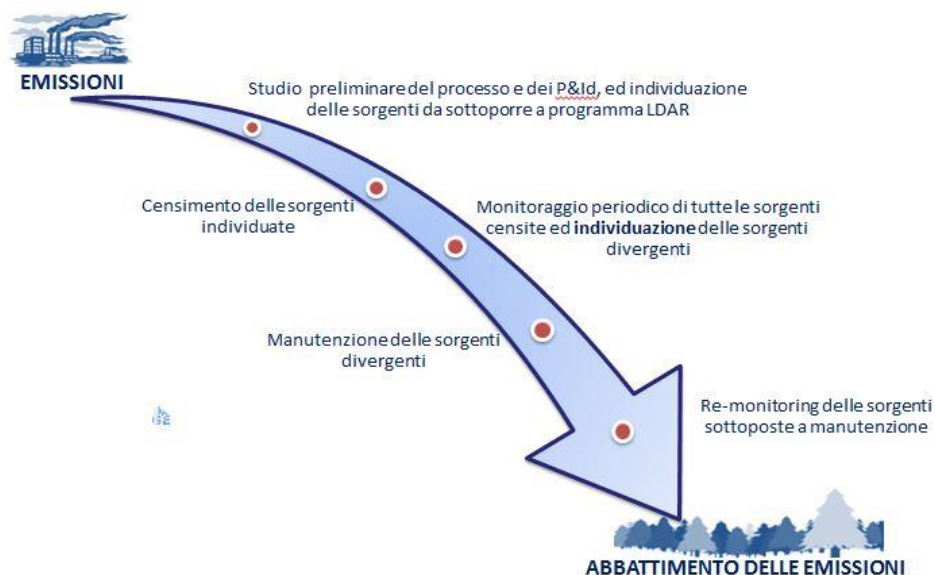


Figura 7.2: Percorso dell'attività di LDAR

Per una migliore definizione della attività LDAR si può fare riferimento, ad esempio, per il settore *midstream* e *downstream*, alle Linee Guida elaborate da Marcogaz *Leak Detection and Repair – Technical recommendations based on best practices applied by european gas system operators*²⁴

La gestione delle sorgenti “fuori soglia” dal punto di vista ingegneristico interviene quando la manutenzione non riesce a riportare la sorgente nella tollerabilità.

²⁴ <https://www.marcogaz.org/knowledge-hub/#publications>

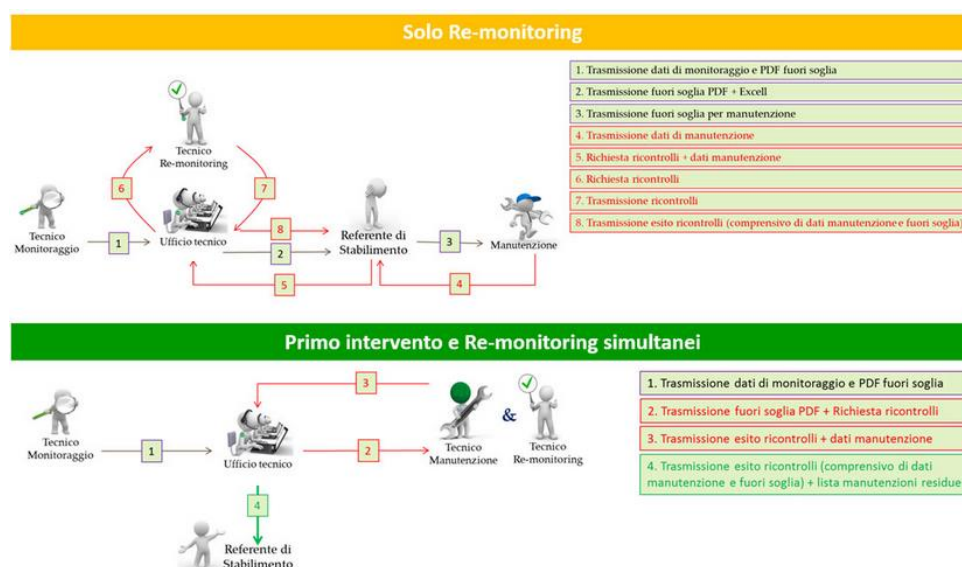


Figura 7.3: Differenze tra solo re-monitoring e re-monitoring simultanei con intervento

La manutenzione delle sorgenti emissive con intervento e re-monitoring (Figura 7.3) riduce drasticamente le sorgenti anomale per effetto delle proprie emissioni fuggitive e consegna all'intervento migliorativo ambientale degli impianti i cosiddetti *bad actors*.

I *bad actors* individuati dalla tecnica LDAR sono gli oggetti di impianto che, nonostante l'esecuzione della corretta manutenzione, non riducono il proprio contributo emissivo, comportando quindi la necessità di procedere ad interventi di miglioramento tecnologico, in particolare per le sorgenti più critiche (contributo maggiore al totale delle emissioni).

I *bad actors* devono essere dapprima individuati nell'ambito della popolazione delle sorgenti e analizzati in termini di miglioramento della propria capacità di contenimento del fluido di processo.

In questo caso entrano in gioco le BAT e i sistemi innovativi che consentono agli asset "recidivi" di tornare ad essere oggetti di manutenzione paragonabili ai loro omologhi.

In questi casi è procedura consolidata da sviluppare è lo *screening* indicato nella successiva Tabella 5:

	BAD ACTOR CRITICI Sorgenti da migliorare tecnologicamente nel breve termine
	BAD ACTOR SUBCRITICI Sorgenti da migliorare tecnologicamente nel medio termine
	BAD ACTOR PROGRAMMABILI Sorgenti da migliorare tecnologicamente nel lungo termine

Tabella 5: Screening dei bad actors

Lo *screening* dei *bad actors* deriva dall'incrocio di tre variabili:

- Impatto emissivo
- Costo del miglioramento tecnologico
- Fattibilità dell'intervento

In sintesi, su un diagramma 3D per effetto del confronto fra la capacità di abbattimento delle emissioni commisurata alla fattibilità di intervento in senso lato si ottiene un piano di azione "regolabile" da mettere in pratica da parte del gestore dell'impianto o del sistema di distribuzione e stoccaggio.

In altri termini in funzione del budget a disposizione e della possibilità di effettuare l'intervento migliorativo con impianto in marcia o in fermata, il gestore è in grado di "modulare" il piano di azioni garantendo agli enti di controllo un'efficace piano di miglioramento delle emissioni di stabilimento.

Lo *screening* nasce dall'individuazione della migliore soluzione tecnologica possibile della sorgente emissiva, tenendo conto dei criteri progettuali che hanno ispirato la realizzazione dell'impianto, delle normative vigenti e delle procedure e specifiche tecniche della *company*.

A titolo di esempio, gli interventi e le misure mitigative principali che possono essere adottate per ridurre la quota di emissioni fuggitive, qualora LDAR non sia più sufficiente, sono le seguenti:

- Tenuta del premistoppa delle valvole: adattamento di valvole con sistemi di tenuta certificate secondo l'API 622. Nel mercato si evidenziano soprattutto sistemi in grafite a bassa frizione rinforzata con una calza metallica.
- Guarnizioni per flange: utilizzo di guarnizioni specifiche in base alle specifiche di linea. Si menzionano a titolo di esempio guarnizioni piane in grafite rinforzata con lamina a grattugia assiemate ad anelli di contenimento interno ed esterno per applicazioni più severe, alte pressioni, sollecitazioni meccaniche e alte temperature.
- Tipologia valvole: installazione di valvole sia manuali sia attuate che rispettino le seguenti principali norme:
 - API 641 – *Type Testing of Quarter-Turn Valves for Fugitive Emissions*
 - ISO 158481-1:2015 – *Valvole industriali – Misure, prove e procedure di qualifica per le fugitive emissions*.
- Viti e bulloni: applicazione di appositi carichi a molla su viti prigioniere per migliorare significativamente le prestazioni in quanto garantiscono la corretta coppia per un periodo maggiore.
- Guarnitura dei fine linea: uso di guarniture della filettatura del nipplo con teflon o pasta sigillante a base di grafite in base alla temperatura di esercizio.

La soluzione tecnica individuata nel mercato è in seconda battuta "pesata" dal punto di vista dei costi e dei benefici e della fattibilità con impianto in marcia.

In definitiva il miglioramento tecnologico delle fasi post LDAR può essere sintetizzato in tre fasi:

- Individuazione della migliore soluzione tecnica
- Caratterizzazione della soluzione tecnica in base ai costi e alla possibilità di intervento
- Previsione della riduzione delle emissioni una volta eseguita la modifica (benefici ottenibili)

L'intervento per il miglioramento tecnologico è associato al budget per la riduzione del bilancio emissivo e si conosce sin dall'inizio quanto vengono ridotte le emissioni a fronte della messa in pratica delle migliori soluzioni tecnologiche di contenimento del processo, da attuare nell'ambito della fermata degli impianti.

In tal mondo il gestore dell'impianto potrebbe beneficiare in una certificazione ambientale che metta nero su bianco l'orientamento della società in termini di contenimento delle emissioni gassose, materializzato nella messa in pratica del concetto di miglioramento delle pratiche operative.

Una possibile soluzione per implementare un sistema di monitoraggio delle perdite potrebbe essere quello di installare una rete sensoristica costituita da nasi elettronici, posizionati in prossimità delle sorgenti di emissioni già individuate nella campagna LDAR, posizionare 3 nasi elettronici (a 120° ognuno) ognuno dei quali è collegato ad una centralina *wireless* (ATEX) per l'invio del segnale ad un database centralizzato. Tutti i nasi elettronici vanno geolocalizzati su rete GPS e su un sistema 3D. Ad ogni naso elettronico viene associata una microscheda (a batteria) per la rilevazione di temperatura del fluido / vibrazioni per le aperture / chiusure delle SDV per facilitare e prevenire anche azioni manutentive e incrociare i dati vibrazionali o di servizio della linea con i dati eventualmente catturati dai nasi per capire se esistano "coincidenze o malfunzionamenti di servizio" legate alle emissioni fuggitive.

L'obiettivo inoltre è, non solo di capire se fosse presente un'emissione o una perdita costante, ma anche capire la ripetitività dell'evento e la concatenazione con eventi di impianto. Il sistema verrebbe visualizzato su un portale GIS aziendale per l'identificazione immediata delle perdite.

7.4 DATA STRATEGY E STRUMENTI ANALYTICS PER ISPEZIONE RETI GAS

L'utilizzo dei dati derivanti dalla digitalizzazione dei processi operativi e degli asset fisici della rete di distribuzione del gas comporta la nascita di un nuovo asset tecnologico rappresentato dal dominio dei dati (Figura 7.4).

Lo sviluppo e la gestione dell'asset dati comporta un cambiamento culturale secondo la *vision*: "Dalla gestione del budget, al controllo dei costi, alla previsione di criticità legate ad infrastrutture, alla piena operatività sul campo, l'obiettivo è supportare il decisore con una *data platform* che tenga in considerazione le esigenze informative di ciascun utente".

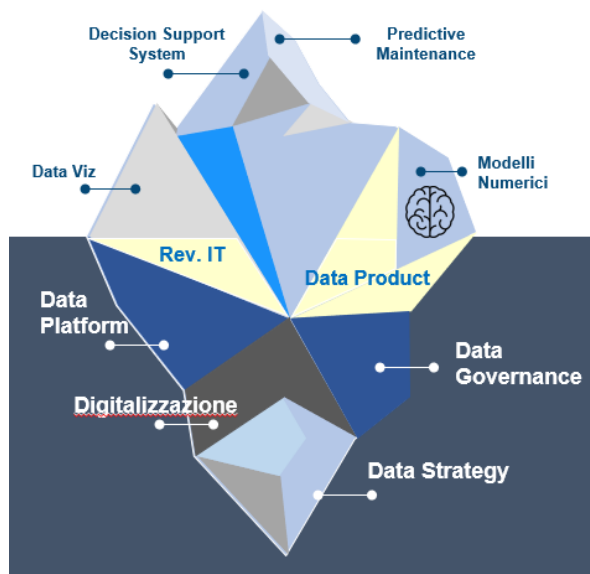


Figura 7.4: Iceberg della data strategy

L'applicazione di questi principi e metodologie all'ispezione programmata della rete di distribuzione gas, la cosiddetta ricerca fughe programmata, ha consentito, ad esempio, a Inrete di ottenere risultati importanti in termini di aumento della sicurezza per i cittadini e di riduzione complessiva delle emissioni di metano in atmosfera.

Al riguardo va ricordato che il distributore è tenuto all'effettuazione dell'ispezione programmata delle reti gas nel rispetto dei vincoli di regolazione dell'Articolo 14 della Del.569/2019/R/gas. Negli obblighi di servizio relativi alla sicurezza sono riportate le frequenze d'ispezione minime da rispettare in funzione delle pressioni di esercizio e dei materiali.

Peraltro, la gestione del processo di ispezione programmata e le attività operative che ne conseguono hanno un rilevante impatto sul più ampio processo di gestione e manutenzione della rete di distribuzione gas con particolari risvolti in ambito qualità e sicurezza del servizio, impatti ambientali (*methane emissions*), carico di lavoro e budget. Inrete, considerando la particolare rilevanza del processo di ispezione programmata e i possibili benefici ha investito in una iniziativa di revisione ed ottimizzazione dell'attività applicando al contesto "ricerca dispersioni" il modello derivante dalla *Data Strategy Hera* e sfruttando le potenzialità offerte dai modelli e dalle soluzioni *data analytics*. I passi fondamentali per la revisione e trasformazione digitale del processo hanno portato a sviluppare una *data platform* dedicata alle ispezioni di rete.

La soluzione oggi in produzione prevede l'utilizzo di differenti modelli matematici che convergono sino alla generazione del programma delle ispezioni di rete.

Considerando un contesto con estensione rete/territorio e capacità operativa invariante, la messa in produzione della piattaforma di ottimizzazione ha generato un aumento delle performance di processo.

In particolare, è stato ottenuto un netto miglioramento delle prestazioni di *leak detection* (Figura 7.5):

Migliore ripartizione dispersioni individuate durante le ispezioni programmate rispetto al numero di dispersioni segnalate da utenti terzi (+ 10%)

Ispezione più efficace per intercettare le dispersioni latenti (caratterizzate da bassa concentrazione di gas)
Benefici per la diminuzione del numero di dispersioni da gestire in "Pronto Intervento"

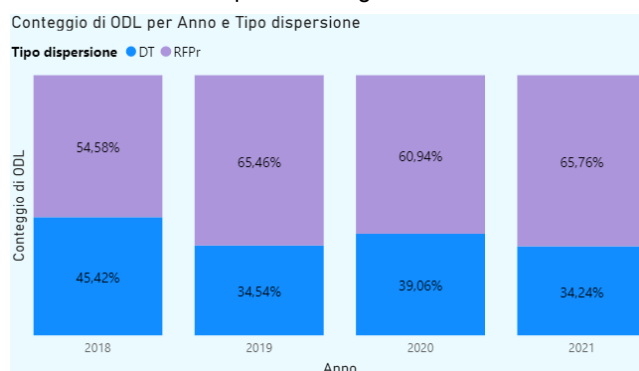


Figura 7.5: Conteggio di ODL per anno e per tipo di dispersione

Per la quantificazione dei benefici in termini di riduzione delle emissioni di metano in atmosfera dalla rete è stato sviluppato uno specifico modello matematico che stima l'emissione a partire dai dati caratteristici misurati durante le attività operative di localizzazione delle dispersioni.

Nella Figura 7.6 sono riportati i risultati: si osserva una riduzione delle emissioni di metano grazie all'ottimizzazione delle attività di ispezione programmata sull'intera rete di distribuzione gestita, comprese anche le dispersioni riscontrate in pronto intervento, per il quadriennio 2018-2021.

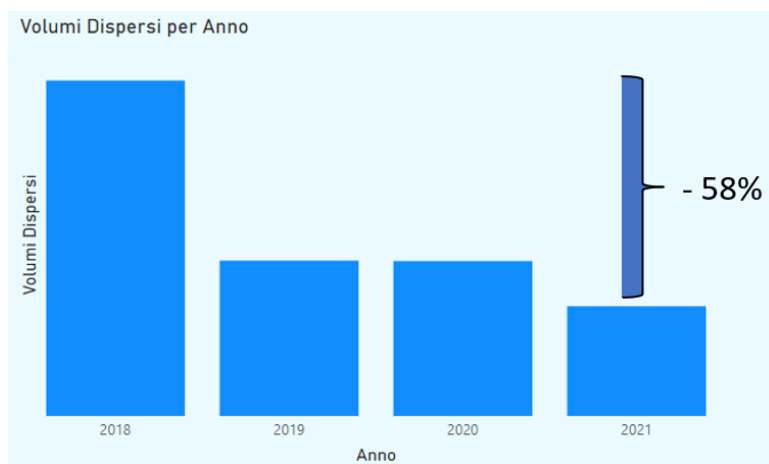


Figura 7.6: Andamento delle dispersioni di metano (2018-2021)

8 STIMARE LE EMISSIONI

Con il maggiore interesse verso le tematiche legate alla riduzione del *carbon footprint* e degli impegni intrapresi a livello mondiale per il contenimento delle emissioni legate alle attività antropiche si è avuta anche una maggiore attenzione per il controllo e conseguente riduzione delle emissioni di metano, considerando il considerevole impatto del metano come gas serra. La Figura 8.1 riporta i valori tipici delle emissioni di metano nei vari segmenti dall'estrazione fino alla distribuzione agli utenti finali. Con il continuo mutare degli interessi geopolitici legati al mondo delle fonti fossili si è inoltre capita l'importanza strategica di recuperare parte del gas naturale disperso sottoforma di emissioni fuggitive e da altre di sorgenti, come ad esempio il *venting* di processo.

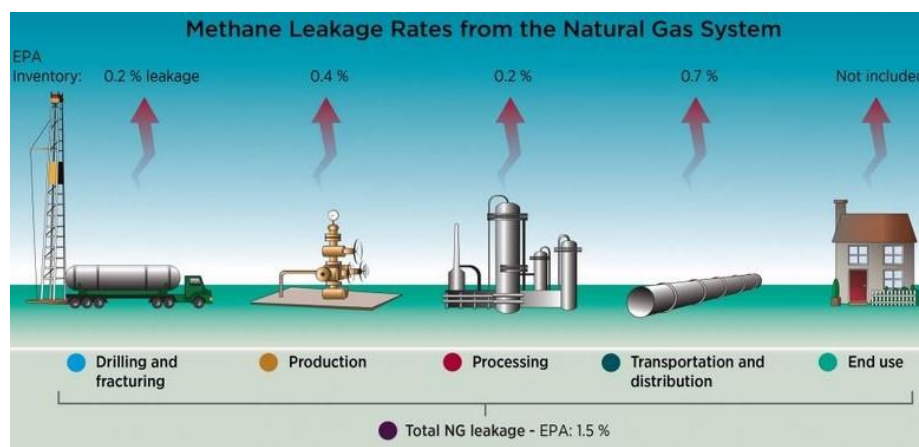


Figura 8.1: Valori tipici delle emissioni di metano lungo la filiera²⁵

8.1 STANDARD E METODOLOGIE PER LA STIMA DELLE EMISSIONI

Nel tempo, le tecniche e le metodologie si sono affinate consentendoci di misurare le reali emissioni ambientali, attuando piani di monitoraggio e di manutenzione efficaci in termini di riduzione delle immissioni di gas metano in atmosfera.

Le principali metodologie per la stima delle emissioni fuggitive sono riportate a seguire.

8.1.1 API - Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry (2021 edition)

L'*API compendium*, fornisce fattori di emissione per la stima dei GHG relativi agli impianti di gas naturale (compresi i sistemi di distribuzione) e dell'industria petrolifera. Il Compendium è stato aggiornato nel 2021 per ricomprendere anche le metodologie per gli impianti LNG e CCUS.

Il *Compendium* riporta anche i fattori per la stima delle emissioni per il *venting* di processo e attraverso un report dedicato riconduce le percentuali di incertezza assegnati ai vari fattori di emissione (rif. "*Addressing Uncertainty in Oil & Natural Gas Industry Greenhouse Gas Inventories: Technical Considerations and Calculation Methods*"²⁶).

²⁵ <https://pangea.stanford.edu/news/americas-natural-gas-system-leaky-and-need-fix-new-study-finds-0>

²⁶ https://www.api.org/~media/Files/EHS/climate-change/Addressing_Uncertainty.pdf

8.1.2 EPA-453/R-95-017 Protocol for Equipment Leak Emission Estimates²⁷

La linea guida di US-EPA per la stima delle emissioni fuggitive è ad oggi il principale riferimento per l'attuazione dei programmi LDAR (Leak Detection And Repair) per l'identificazione e riduzione delle emissioni fuggitive.

La linea guida riporta quattro metodologie di approccio alla stima delle emissioni, tre delle quali prevedono l'utilizzo di strumentazione per la misurazione in campo delle emissioni, in modo da avere un riscontro oggettivo delle effettive emissioni dell'impianto. La metodologia EPA prevede la creazione di un database popolato dai vari *equipment* presenti in impianto, in modo da suddividerle per tipologia.

- *Average Emission Factor Approach*

Con questo approccio le emissioni vengono stimate attraverso l'impiego di fattori di emissione di EPA, con conseguente probabile sovrastima delle reali emissioni, diversamente da quanto si otterrebbe con una campagna di monitoraggio, per via della necessità di effettuare assunzioni conservative a fronte della mancanza di misure. Per poter utilizzare l'approccio *average emission factor* è necessario conoscere la tipologia di fluido al fine di poterne associare al rispettivo fattore di emissione per ogni lista di *equipment* che sono state precedentemente catalogate nel database. I fattori di emissione di EPA sono disponibili per le seguenti categorie di impianti: SOCM (Synthetic Organic Chemical Manufacturers Industries), *oil and gas production*, *refinery* e *petroleum marketing terminals*.

- *Screening Ranges Approach*

Rispetto all'approccio *average emission factor*, questa metodologia (conosciuta anche come *leak / no leak*) prevede l'esecuzione delle misure in campo, al fine di definire la rispettiva soglia emissiva per i diversi componenti precedentemente individuati e raggruppati per tipologia. Le soglie emissive sono *maggiore o minore di 10.000 ppv*.

- *EPA Correlation Approach*

Questo approccio EPA è consigliato quando sono disponibili i monitoraggi in campo, in quanto fornisce le curve di correlazione per allineare i valori misurati con i *rate* emissivi per le diverse categorie di sorgenti individuate, di cui si riporta un esempio in Figura 8.2. L'approccio *Correlation* suddivide le misure (in termini di concentrazione di ppm) in:

- Valori superiori a una soglia definita solitamente dal fondo scala dello strumento (detti anche "Over Range", OR) o definitiva sulla base di precedenti campagne di misurazione
- Valori di concentrazione pari a zero (assenza di emissioni)
- Valori compresi tra i due precedenti.

Nei tre casi, EPA fornisce delle tabelle di correlazione per l'associazione del fattore di emissione anche in caso di valori di concentrazione pari a zero.

Unit-Specific Correlation Approach

- Questa ultima metodologia prevede dapprima la misurazione in campo delle specifiche sorgenti emissive da utilizzarle per le proprie unità di impianto, attraverso lo sviluppo di specifici fattori di correzione per la riduzione gli errori nell'assegnazione del valore di emissione.

²⁷ <https://www3.epa.gov/ttnchie1/efdocs/equiplks.pdf>

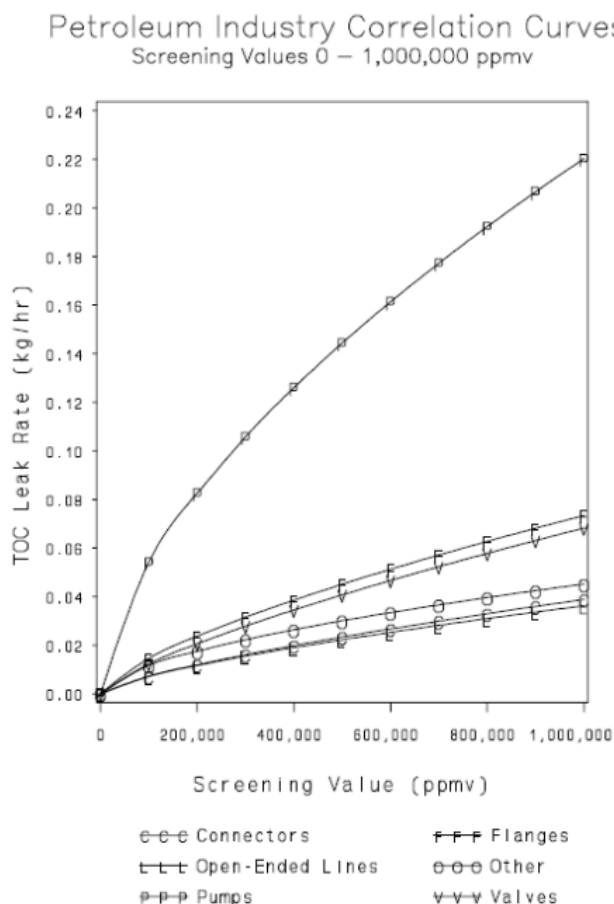


Figura 8.2: Esempio di curva per l'EPA Correlation Approach²⁸

8.1.3 EN 15446 (UNI 15446)

La norma UNI 15446 è la versione ufficiale in lingua inglese della EN 15446 (edizione gennaio 2008) che adotta il *Method 21* di EPA con l'utilizzo della strumentazione FID. La norma si applica alle misurazioni di emissioni fugitive di composti organici volatili (VOC) provenienti da *equipment* di processo. Le sorgenti di emissioni includono, ma non sono limitate a, valvole, flange e altre connessioni, limitatori di pressione, sistemi di drenaggio, valvole di carico, guarnizioni e sistemi di tenuta di pompe e compressori, agitatori e passi d'uomo. La norma non si applica ai raccordi delle tubazioni strumentali. Difatti nella UNI 15446 si fa riferimento all'utilizzo dei fattori di correlazione dell'*EPA Correlation Approach*.

8.1.4 Marcogaz (mid-down stream)

MARCOGAZ è il riferimento tecnico dell'industria del gas europea nei settori *midstream* e *downstream* e contribuisce attivamente a identificare e classificare tutti i tipi di emissioni di CH₄ per i sistemi di trasporto e stoccaggio di gas naturale.

²⁸ <https://www.epa.gov/emc/method-21-volatile-organic-compound-leaks>

MARCOGAZ ha sviluppato la metodologia *bottom-up* (specifica per la tipologia di sorgente emissiva) per quantificare le emissioni di CH₄ e questa metodologia è attualmente in fase di implementazione dal CEN/TC234/WG14, nel successivo paragrafo 8.3 se ne riportano alcuni stralci.

8.1.5 Climate and Clean Air Coalition (CCAC) & (OGMP) 2.0 Framework

La *Oil and Gas Methane Partnership* (OGMP) nasce dal *Climate and Clean Air Coalition* nel 2014 come iniziativa volontaria per aiutare le aziende a ridurre le emissioni di metano nel settore petrolifero e del gas.

La OGMP 2.0 identifica 5 livelli di accuratezza per il reporting delle emissioni di metano e ha reso disponibile diversi documenti tecnici (*Technical Guidance Documents*, TGDs) per quantificare le emissioni di metano, in funzione dei diversi livelli di accuratezza²⁹. Il protocollo richiede inoltre di associare alla stima delle emissioni anche il calcolo dell'incertezza.

8.1.6 Methane Guiding Principles

Methane Guiding Principles (MGP) è una partnership tra operatori del settore oil & gas, e organizzazioni non industriali / enti di ricerca / ONG, i cui partecipanti si impegnano a ridurre e migliorare l'accuratezza delle emissioni di metano.

Tra le varie attività del gruppo, si segnala la pubblicazione di linee guida sulle *best practices* per la quantificazione e la riduzione delle emissioni di metano³⁰.

8.1.7 Sviluppi futuri

È in corso di definizione la norma CEN da parte del gruppo di lavoro TC/234 per la standardizzazione europea per la progettazione e conduzione / gestione delle infrastrutture per il trasporto e stoccaggio di gas tra cui nel "CEN/TC 234 / WG 14" verrà predisposto uno standard per la stima delle emissioni di metano per stoccaggio / trasporto / compressione / Terminali LNG.

Altre tipologie di emissioni di metano possono derivare anche da specifiche caratteristiche impiantistiche e/o legate al processo come quelle legate alle emissioni da *venting*, che possono essere tra le principali fonti emissive di metano. Per le emissioni da *venting* sono disponibili diverse best practices proposte da Margogaz³¹ o *Climate and Clean Air Coalition* (CCAC)³² per la loro riduzione.

Inoltre, sono in fase di studio metodologie per la riconciliazione tra le metodologie *bottom-up* (BU: misurazioni di dettaglio sui singoli *equipment* a livello della singola sorgente emissiva o attraverso l'impiego di fattori di emissione) e *top-down* (TD: misurazioni su larga scala o comunque a livello di sito come ad esempio con l'utilizzo di satelliti, aerei o droni), benché ad oggi siano stati riscontrati diverse problematiche³³ legate sia alla contemporaneità delle misure BU/TD e alla principale problematica delle misure TD legate all'elevata incertezza di queste misurazioni dovute alle tecnologie ancora in fase di sviluppo, e alle condizioni meteo, oltre che con le metodologie TD si hanno stime emissive dell'intero complesso che devono essere raffrontate con le misurazioni o stime BU eseguite sui singoli *equipment*, a volte non raggiungibili per essere misurati, ma che danno luogo ugualmente ad emissioni di metano. Ulteriori sviluppi riguarderanno proprio l'adozione di specifici sistemi MRV (*Monitoring Reporting and Verification*³⁴), come ad esempio l'adozione di fattori di emissione che siano specifici per l'impianto, al posto dell'impiego di fattori bibliografici. Tali fattori potranno essere disposti partendo da una prima campagna LDAR, per poter individuare un fattore di emissione che sia specifico per la tipologia di impianto, in questo modo si potranno ridurre gli oneri economici per la misurazione delle emissioni e successivamente si potranno eseguire delle campagne spot sia attraverso le camere OGI, per individuare qualitativamente la sorgente da cui avviene la perdita,

²⁹ <https://www.ogmpartnership.com/templates-guidance>

³⁰ <https://methaneguidingprinciples.org/best-practice-guides/#core-guides>

³¹ <https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2021/04/Recommendations-on-Venting-and-Flaring.pdf>

³² <https://methaneguidingprinciples.org/wp-content/uploads/2019/11/Reducing-Methane-Emissions-Venting-Guide.pdf>

³³ <https://www.pnas.org/doi/full/10.1073/pnas.1805687115> e <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/30110140/>

³⁴

https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/images/CMM/CMM_CE/Best_Practice_Guidance_for_Effective_Methane_Management_in_the_Oil_and_Gas_Sector_Monitoring_Reporting_and_Verification_MRV_and_Mitigation-_FINAL__with_covers_.pdf

o programmare delle ispezioni periodiche la fine di verificare o eventualmente modificare il fattore di emissione specificamente adottato.

8.2 SORGENTI EMISSIVE

La contabilizzazione e riduzione delle emissioni fugitive è una delle priorità per la riduzione delle emissioni di metano, considerando che le sorgenti emmissive sono legate anche ad altre tipologie di sorgenti come *venting* ed emissioni di processo, e passa attraverso l'attuazione di una campagna LDAR dove vengono dapprima misurate le emissioni dalle sorgenti individuate in impianto, per poi attuare una campagna di manutenzione come ad esempio di serraggio degli organi di tenuta nel caso di accoppiamenti flangiati o filettati a cui far seguito con una successiva campagna di controllo dell'effettiva riduzione dell'emissione.

Il primo passo di una campagna LDAR può partire con la identificazione delle potenziali fonti di emissioni fugitive. Al tal fine, partendo dalla analisi dei P&ID, del *3D layout* e di altra documentazione di impianto utile allo scopo, dovrà essere creato un database per la classificazione e quantificate le diverse tipologie di *equipment*, presenti in impianto, le quali possono dar luogo ad una emissione fugitiva. La Figura 8.3 riporta, a titolo di esempio, quella che potrebbe essere la distribuzione delle sorgenti per le principali categorie di apparecchiature che danno luogo a emissioni di metano (tali percentuali variano a seconda del segmento industriale considerato).

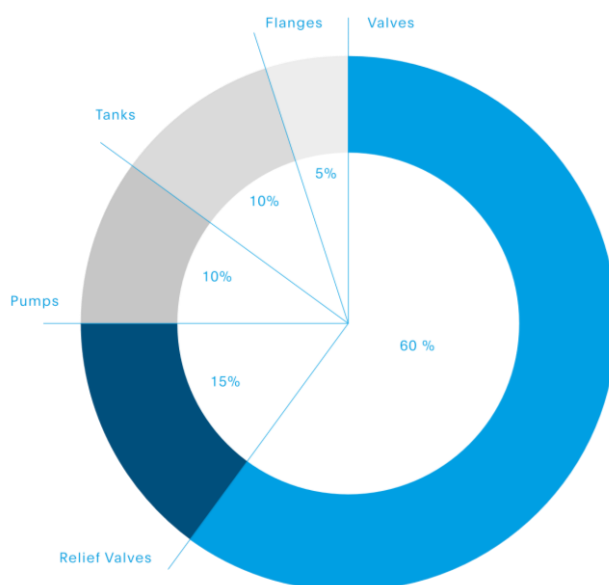


Figura 8.3: Tipica distribuzione delle sorgenti per tipologia di apparecchiature³⁵

Il passaggio successivo alla catalogazione è quello di indentificare attraverso un *tag* componente, sia associandolo nel database, sia applicandolo in campo in modo da rendere identificabile la sorgente da monitorare.

Un esempio di lista, non esaustiva, degli *equipment* individuabili in fase di *screening*, è la seguente:

- Valvole
- Accoppiamenti flangiati
- Accoppiamenti filettati
- Valvole di sicurezza
- Compressori
- Pompe
- Sfiati OEL

³⁵ <https://www.burgmannpackings.com/story/163/fugitive-emission-management>

La principale difficoltà, una volta eseguito il censimento desktop, è l'accessibilità ad alcune delle sorgenti individuate per l'applicazione del *tag*. Tale impossibilità renderà inapplicabile la successiva fase del monitoraggio delle emissioni fuggitive. Nel caso in cui la sorgente fosse inaccessibile, si potrà ovviare utilizzando la tecnologia che permette, allo stato attuale, una analisi qualitativa dell'emissione e che impiega la fotocamera OGI.

Va fatto presente che per le fotocamere OGI sono in corso avanzati studi dove attraverso l'interpolazione dell'area spettrografica rilevata dalla camera si potrà riuscire a determinare la concentrazione di metano.

Altra difficoltà è legata all'elevato numero di *equipment* censiti, i quali dovranno essere muniti di *tag* al fine di eseguirne l'inventario.

A meno di modifiche impiantistiche, il censimento delle sorgenti emissive può perdurare nel tempo e, a tale fine, è fondamentale riversare tale rilevazione statistica su un database a cui poter associare la rispettiva codifica di impianto, il P&ID associato e se possibile la geolocalizzazione, in modo da poter successivamente far confluire tutto su un portale aziendale, ad esempio un portale GIS, dove poter risalire alla specifica emissione, individuandone le caratteristiche, i rispettivi disegni costruttivi, le manutenzioni in corso semplicemente legando il *tag* predisposto per la campagna LDAR con il *tag* impianto.

Nuovi strumenti digitali sono in corso di sviluppo per essere di ausilio alle campagne LDAR e potranno essere sviluppate anche per la creazione di database a cui associare specifici fattori di emissione per specifiche unità di impianto o *equipment* di processo, in modo da poter calcolare le emissioni con l'utilizzo di fattori bibliografici che siano allineati alle caratteristiche impiantistiche, riducendo i costi di successive campagne di monitoraggio.

Oltre al censimento delle perdite fuggitive, per la riduzione delle emissioni di metano dovranno essere incluse le perdite da *venting* di processo (incluse quelle da strumentazione pneumatica) o perdite accidentali, per le quali sono riportate alcune *best practice* per la fase di progettazione e conduzione nei rispettivi paragrafi del presente report (rispettivamente paragrafi 5 e 7).

Nuove modalità per la diretta identificazione delle sorgenti di emissione passano attraverso l'impiego di camere IR (o optical gas imaging - OGI) o dei droni, i quali sono dotati di GPS per la diretta georeferenziazione della sorgente. Come ogni tecnologia anche l'utilizzo di camere IR o droni possono risultare di difficile impiego in caso di congestionamento delle sorgenti, ad esempio in caso siano posizionate su un *rack*, dove anche l'associazione del *tag* GPS diventa di difficile attuazione.

Una proposta metodologica per la rilevazione in continuo delle fughe di metano è descritta al termine del paragrafo 7.3, relativamente all'installazione di una rete di nasi elettronici geolocalizzati collegati a una centralina wireless e al portale GIS aziendale, con l'obiettivo non solo di individuare le emissioni, ma anche capirne la concatenazione con eventi di impianto e le eventuali implicazioni sulla sicurezza.

8.3 MISURE IN CAMPO

Le misurazioni in campo per il monitoraggio delle emissioni fuggitive o delle emissioni di metano avvengono attraverso l'impiego di diverse metodologie, alcune delle quali sono in corso di sviluppo o in fase di diffusione come l'impiego di satelliti e dei droni, mentre altre sono consolidate da anni come l'impiego dei rilevatori portatili FID secondo il metodo EPA 21 tramite la norma EN 15446. L'impiego di telecamere IR si è ampiamente sviluppato e si sta affinando per poter quantificare le emissioni (QOGI³⁶).

Le metodologie consolidate utilizzano per la misurazione delle emissioni i rilevatori FID o PID, e sono ad oggi la migliore metodologia per la determinazione delle emissioni visti anche i ridotti ingombri strumentali e l'ampia disponibilità strumentale oltre che progresso tecnologico avutosi negli anni, trattandosi di metodologie strumentali ampiamente utilizzate anche per la rilevazione analitica di altri composti chimici.

e La linea guida CEN/TC-234/WG14 in approvazione riepiloga sia le principali metodologie da impiegare per la quantificazione (Rif. Table 10 – Capitolo 7) e rilevazione (Rif. Table 11 – Capitolo 7) delle emissioni, di cui si riporta una selezione nelle seguenti Tabella 6 e Tabella 7.

³⁶ <https://www.concawe.eu/publication/results-of-a-comparative-pilot-field-test-study-of-a-first-generation-quantitative-optical-gas-imaging-qogi-system/>

Method	Description of technology /operation	Advantages	Disadvantages	Measurement quantification method	Accuracy of quantification	Sectors where the method is used
Bagging	A leak rate is measured by enclosing an equipment piece in a bag to determine the actual mass emission rate of the leak to determine a fugitive or vented flow rate.	Accurately measures emissions from individual or small groups of leaks in a controlled environment. Inexpensive materials, accurate	Labor intensive, time consuming Not everywhere feasible (non-accessible leak sources/enough space/safe access)	Direct	High	All sectors if leak size is appropriate
Quantification by optical gas imaging	Infrared camera imaging, combined real-time image processing, to derive an emission rate based on images characteristics	Real-time emission rate estimate	This is an emerging technology for quantification low confidence level highly dependent on environmental conditions • poor for extremely large leaks • requires specific training	Indirect	Low so far (emerging technology)	All sectors

Tabella 6: Esempi di metodi per la quantificazione delle emissioni (da Tab. 10 CEN/TC-234/WG14)

.....

Method	Description	Level of confidence detection	Possibility of quantifying rates	Advantages	Disadvantages
Flame ionisation detection	The operation is based on the ionization of the detected gas in the hydrogen flame that is generated inside the FID. It enables to detect the methane concentrations from very low levels,	High The sensitivity of an FID is around 0,1 ppm and a maximum range of about 100k ppm.	Possible (example: EN 15446)	Fast in use EN standard available	reacts not only to methane, but to other hydrocarbons as well.
Optical gas imaging	OGI infrared cameras are equipped with sensors to detect hydrocarbons. The equipment may be hand-held or remotely operated from ground - mounted installations or through mobile deployment (vehicular & aerial). Hand-held units are a recommended solution for a broad range of components. An operator can scan the leak area in real time by viewing a live image of visible gas plumes on a screen. No calibration required, some cameras not ATEX compliant.	High Min. detectable leak rate (methane) – 0,35 g/h	Possible with additional processing Low accuracy (emerging technique)	The camera is simpler to use thanks to point and detect function.	High minimum detectable leak rate

Tabella 7: Esempi di metodi per l'individuazione delle emissioni (da Tab. 11 CEN/TC-234/WG14)

Altra linea guida rilevante è quella *Methane Guiding Principles* su *Identification, Detection, Measurement and Quantification*³⁷ che riporta per le diverse metodologie, applicabili alla rilevazione delle perdite di metano, le principali caratteristiche ed i livelli di confidenza associati, come si evince dalla tabella seguente:

³⁷ https://methaneguidingprinciples.org/wp-content/uploads/2020/09/Reducing-Methane-Emissions_Identification-Detection-Measurement-and-Quantification_Guide.pdf

Table 1: Methods for detecting methane emissions

Type of survey (and means of deployment)	Sensing method	Main use	Possibility of quantifying rates	Level of confidence in detection	Sectors where the method is used
Survey by a person on foot, used for individual sources	Open path	Detecting leaks and emissions from venting	Possible	High	All sectors
	Point sensor		Possible	High	All sectors
	Plume imaging (Optical Gas Imaging) (passive)		Possible with additional processing	High	All sectors
	Soap screening		No	High if the approximate location of the leak is known	All sectors
	Ultrasound imaging		Possible	Medium	All sectors
	Point sensor		Possible		
Survey by drone or UAV (unmanned aerial vehicle, a small aircraft piloted by remote control or onboard computers)	Open path	Substitute for on-foot survey	Possible	Medium	All sectors (This an emerging technology for midstream and upstream sectors)
	Point sensor	Substitute for on-foot survey	Yes	Medium to high	Upstream and midstream (This an emerging technology for midstream sectors)
	Plume Imaging	Identifying sources of emissions	Possible with additional processing	High	All sectors (This an emerging technology for midstream and downstream sectors)
Survey by aircraft	Open path	Identifying sources of emissions	Possible	High	Upstream
	Point sensor	Identifying sources of emissions	Possible depending on technology	High (Different technologies have different minimum	All sectors (This an emerging technology for midstream and

Type of survey (and means of deployment)	Sensing method	Main use	Possibility of quantifying rates	Level of confidence in detection	Sectors where the method is used
				detection limits)	downstream sectors)
	Plume Imaging	Identifying sources of emissions	Possible with additional processing	High	All sectors (This an emerging technology for midstream and downstream sectors)
Survey by satellite	Plume Imaging	Detecting total emissions of a region	Possible with additional processing	To be determined. Large minimum detection threshold	All sectors (This an emerging technology for all sectors)

Tabella 8: Metodi per l'individuazione delle emissioni di metano [Methane Guiding Principles]

8.3.1 Metodologie per lo *sniffing*

Flame Ionization detection

Come già anticipato ad inizio paragrafo, la tecnica più utilizzata è quella dello *sniffing* che utilizza la strumentazione FID (Flame Ionization detection) raccomandata e da sviluppata da EPA e conosciuta come "Method 21", ampiamente adottata per la quantificazione delle emissioni, e conosciuta in Europa con la EN 15446:2008.

Il FID è uno strumento portatile (Figura 8.4) che può viene utilizzato direttamente in campo per la misurazione delle emissioni dalla sorgente precedentemente classificata e provvista di TAG, nell'ambito del programma LDAR.



Figura 8.4: Sniffing con FID

Photo Ionization detection (PID)

Una metodica simile a quella del FID è quella basata sul *photo-ionization detector* o PID, entrambe legate all'assorbimento nel range di assorbimento dell'UV delle molecole di idrocarburi.

L'elaborazione dei dati a valle delle misurazioni in campo e la catalogazione in base dalla specifica sorgente emissiva avviene mediante la metodologia EPA *Correlations Approach* che tiene conto delle misurazioni effettuate.

Pregi:

- Range di detection è tra of 10 ppmv to 100.000 ppmv
- Il metodo è consolidato e maggiormente usato per ottenere un censimento dettagliato delle emissioni fuggitive
- Ad oggi risulta la migliore applicazione per realizzare un reale censimento delle emissioni fuggitive e/o di idrocarburi/metano

Difetti:

- Per concentrazioni di idrocarburi > 100.000 ppmv è necessario utilizzare una sonda di diluizione
- La misurazione deve essere eseguita da un operatore, per singola fonte emissiva, con aggravio economico dovuto alle attività di campo
- Non è possibile eseguire la misurazione a distanza, quindi nei luoghi non accessibili non sarà possibile eseguire la misurazione della perdita emissiva

IR camera (OGI)

La telecamera OGI *Optical gas imaging* utilizza lo spettro IR, tra 3.2-3.4 μm , per identificare gli idrocarburi.

Una termocamera IR è in grado di trovare usualmente solo i componenti grandi emettitori di VOC mentre il metodo EPA 21 (FID) è in grado di intercettare sia i piccoli che i grandi emettitori (0-100.000 ppmv).

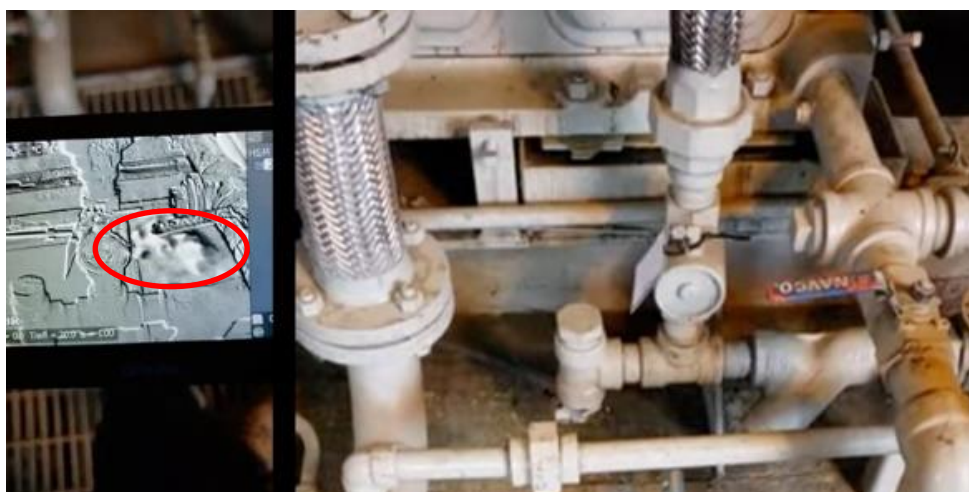


Figura 8.5: Rilevazione di un'emissione con telecamera OGI

I limiti della telecamera sono legati alle condizioni meteo che possono ostacolare l'implementazione di ispezione con IR OGI, come la distanza di monitoraggio ed il vento riducono la probabilità di rilevare l'emissione (la rilevabilità è inversamente proporzionale alla distanza e alla velocità del vento). La Figura 8.5 mostra l'impiego della OGI camera per la rilevazione di una perdita.

Altre condizioni meteorologiche che interferiscono sulla rilevabilità di COV con IR OGI sono la temperatura dell'aria, l'umidità, la copertura nuvolosa e la radiazione solare.

Inoltre, un dato gas è rilevabile se il suo spettro di assorbimento nell'infrarosso si sovrappone con la banda di assorbimento della termocamera, che pertanto va tarata per lo spettro IR della sostanza da rilevare.

La NTA 8399:2015 (*Guidelines for detection of diffuse VOC emissions with optical gas imaging*) è un documento europeo di riferimento che affronta le diverse problematiche per l'impiego della tecnologia OGI, fornendo indicazioni utili per la pianificazione di un programma smart LDAR.

Pregi:

- Fonti non raggiungibili o difficilmente raggiungibili;
- Perdite provenienti da serbatoi a tetto fisso o galleggiante e da navi;
- Emissioni provenienti da apparecchiature e linee isolate;
- Perdite durante la messa in servizio dell'impianto.

Difetti:

- Tecnologia non ancora in grado di quantificare le perdite con precisione
- Con una buona dispersione del gas questo potrebbe non essere rilevato
- La rilevabilità strumentale è legata alla risoluzione del sensore IR
- Il limite di rivelabilità varia in funzione della temperatura ambientale e della distanza dalla sorgente

È stata sviluppata una metodologia che associa dei fattori di emissione specifici per le diverse tipologie di *equipment* censiti, sulla base della rilevazione o meno della perdita. Difatti la metodologia viene chiamata *OGI leak / no-leak* che riconduce all'impiego di fattori di emissione solo in caso di rilevazione o non della perdita.

Ci sono applicazioni per quantificare (QOGI) le emissioni identificate tramite telecamera IR interfacciando la telecamera ad un dispositivo che interpreta le immagini IR delle perdite sono analizzate in relazione all'intensità sulla base dei pixel.³⁸

DRONE

Con la continua evoluzione nello sviluppo di veicoli UAS (*Unmanned Aerial Vehicle*) conosciuti come "droni", sono stati appositamente equipaggiati con telecamere idonee all'uso, per il monitoraggio delle emissioni di metano e altri idrocarburi (Figura 8.6).



Figura 8.6: Ricerca di perdite con il drone

Attraverso l'impiego di questi veicoli di ridotte dimensioni è possibile monitorare aree di difficile accessibilità ed avere una adeguata risposta in termini di affidabilità del dato rilevato.

La possibilità di utilizzare tale tecnologia potrebbe anche avviare all'esecuzione del censimento preliminare delle sorgenti di emissione, con la possibilità di identificare la sorgente che emette, catalogarla per inserirla nel programma di riparazione, in quanto con il drone è possibile eseguire direttamente la georeferenziazione del punto di emissione.

³⁸ https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/2017/01/rpt_17-2.pdf e <https://www.concawe.eu/publication/results-of-a-comparative-pilot-field-test-study-of-a-first-generation-quantitative-optical-gas-imaging-qogi-system/>

Il drone può essere equipaggiato con una camera IR con limiti di rivelabilità di 5 ppm e con range di misura fino a 50.000 ppm e consente di effettuare misurazioni anche con distanze dalla sorgente di 100 metri.

Pregi:

- Possibilità di operare da remoto, in caso di aree non accessibili
- Possibilità di monitorare un intero sito in relativamente poco tempo

Difetti:

- Necessità di specifiche autorizzazioni di volo
- In caso di sorgenti ravvicinate potrebbero esserci delle interferenze

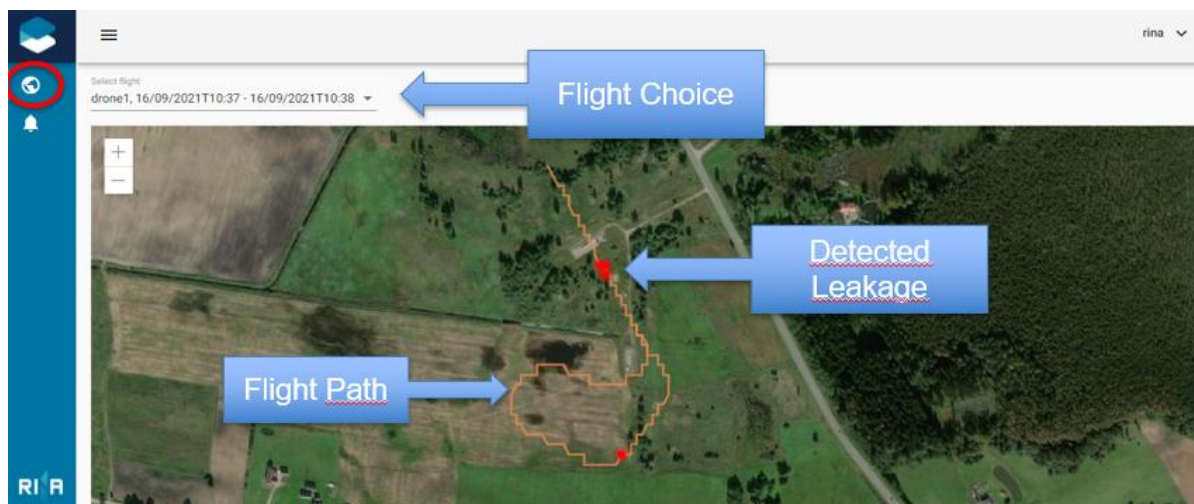
APPROFONDIMENTO: il progetto SECUREGAS

RINA Consulting, in qualità di coordinatore di progetto, ha contribuito alla realizzazione di SecureGas, un progetto all'interno del programma Europeo di ricerca e innovazione H2020 che si concentra sui 140.000 km della rete europea del gas, coprendo l'intera catena del valore, dalla produzione alla distribuzione fino agli utenti, fornendo metodologie, strumenti e linee guida per mettere in sicurezza gli impianti esistenti e in costruzione rendendoli resilienti alle minacce cyber-fisiche. All'interno del progetto sono stati identificati tre casi studio, che affrontano questioni rilevanti per il settore del gas e non solo, in modo da garantire la fornitura di soluzioni e servizi in linea con esigenze e requisiti chiari, incentrati su: gestione degli asset di sicurezza basati sul rischio delle reti di trasmissione e distribuzione del gas; impatti (economici, ambientali e sociali) ed effetti a cascata degli attacchi cyber-fisici sulle reti europee del gas interdipendenti e interconnesse; integrità e sicurezza, attraverso l'operatività delle linee guida sulla resilienza, delle installazioni strategiche nella rete del gas dell'UE. Uno dei casi studio si è basato sullo sviluppo di una tecnologia che fosse in grado di identificare le fughe di gas lungo le linee di trasmissione.



Per raggiungere tale scopo è stato utilizzato un drone ibrido, ovvero un mezzo *unmanned* in grado sia di decollare e atterrare verticalmente (volo multi-rotore) sia di muoversi con moto orizzontale (volo alare). Queste due caratteristiche combinate insieme hanno permesso di avere una piattaforma di volo estremamente flessibile, in grado di decollare ed atterrare praticamente ovunque, mantenendo al contempo un'ottima autonomia di volo e una significativa distanza raggiungibile dal punto di decollo (circa 60 km). Per l'identificazione delle fughe di metano il drone è stato equipaggiato con un sensore laser in grado di rilevare concentrazioni di metano fino a 5 ppm. I dati raccolti dal drone (telemetria di volo, GPS, immagini nel visibile e rilevamento presenza di gas) vengono trasmessi a terra per mezzo di una connessione 4G/5G. L'integrità del dato trasmesso dal drone a terra è garantita dalla tecnologia *blockchain*. Il progetto ha prodotto anche una piattaforma web attraverso la quale è possibile visualizzare le diverse missioni di volo effettuate dal drone identificando gli eventuali punti dove è stata rilevata presenza di metano, fornendo informazioni circa la concentrazione di metano rilevata, le coordinate GPS e le informazioni temporali relative al momento in cui i dati sono stati rilevati. La tecnologia è in grado di operare in modalità di volo oltre la linea di vista visiva (BVLOS), tuttavia i test che sono stati svolti a Ottobre 2021 con il TSO Lituano sono stati eseguiti in modalità di volo a vista (VLOS) per ragioni autorizzative.

CH4 Laser
Sensor



Satellite

Le nuove frontiere per le misurazioni *top-down* delle emissioni utilizzano l'avanzamento tecnologico che si è avuto per l'utilizzo dei satelliti e l'elevata risoluzione delle immagini (esempio in Figura 8.7) che possono dare un riscontro quantitativo attraverso la misurazione delle emissioni, come si può vedere nella Figura 8.8, dove sono riportate l'accuratezza della misurazione raggiungibile con i satelliti.

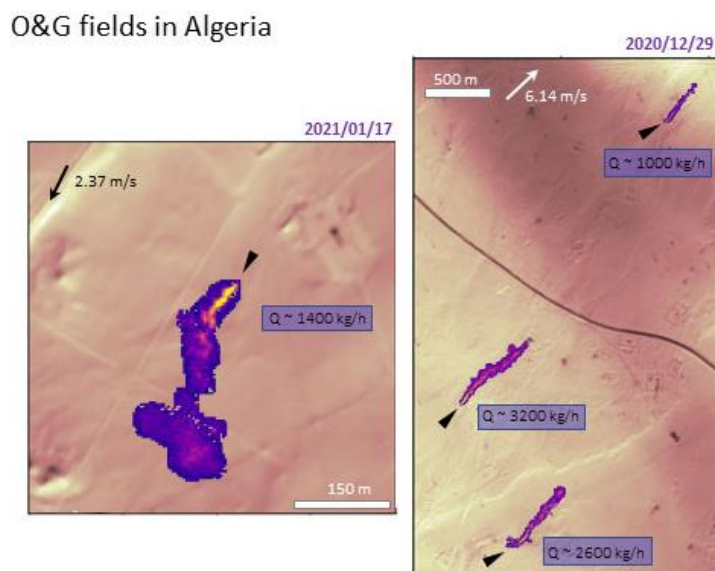


Figura 8.7: Rivelazione di emissioni di metano con il satellite

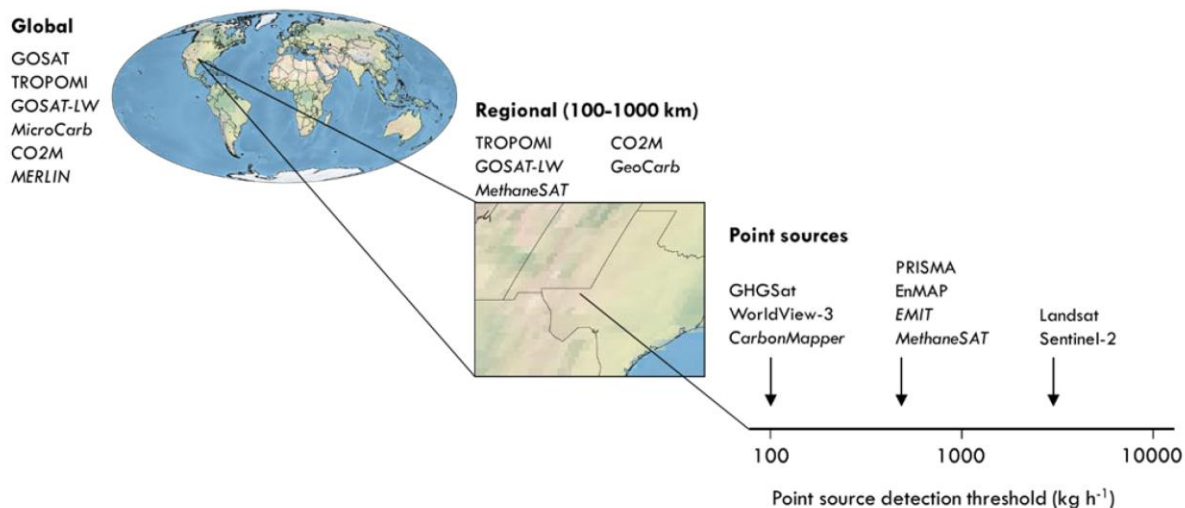


Figura 8.8: Accuratezza della misurazione raggiungibile con i satelliti ³⁹

³⁹ <https://acp.copernicus.org/preprints/acp-2022-246/acp-2022-246.pdf> e <https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/acs.est.0c01213>

Un esempio applicativo sono i satelliti GOSAT-2 (Greenhouse gases Observing SATellite) e Copernicus Sentinel-5 equipaggiato con il TROPOspheric Monitoring Instrument (TROPOMI), entrambi di ESA.

Ad esempio, il satellite GOSAT-2 utilizza la strumentazione TANSO-FTS e TANSO-FTS-2 con sensori che spaziano dalla banda UV fino alla banda dell'infrarosso termico in modo da poter rilevare CO₂, CH₄, O₃, H₂O, CO e può arrivare ad una risoluzione di 5ppb di CH₄ su una maglia di 500 km .⁴⁰

Le attuali tecnologie consentono anche il rilevamento di relativamente piccole sorgenti di emissioni come per il satellite GHGSat C1/C2 che può arrivare fino a 100kg/h con condizioni favorevoli⁴¹.

Pregi:

- Possibilità di operare da remoto,
- Possibilità di monitorare grandi aree o lunghi percorsi come nel caso delle condotte per il trasporto di gas

Difetti:

- Costi elevati della tecnologia
- L'attuale tecnologia consente di rilevare emissioni anche dell'ordine di 1000-3000kg/h ed in determinate condizioni anche fino a 100kg/h
- L'attuale tecnologia non consente di rilevare sorgenti congestionate e potrebbero esserci interferenze con altri asset

Inrete Distribuzione Energia (Società di distribuzione gas ed energia elettrica del Gruppo Hera) ha avviato una serie di esperienze per l'utilizzo delle tecnologie, tuttora in fase di sviluppo, per individuare le emissioni di metano utilizzando la spettrometria per immagini satellitari e aeree e per verificare / sviluppare le possibilità di monitoraggio delle dispersioni di gas e l'individuazione e controllo di guasti e pericoli su vaste aree.

Il fenomeno fisico alla base di queste tecnologie è l'assorbimento della luce ad una specifica lunghezza d'onda da parte dei gas.

Le esperienze sono state effettuate con la fondamentale collaborazione di società specializzate, trattandosi di attività altamente specialistiche.

È stata in primo luogo avviata una sperimentazione di monitoraggio delle reti di distribuzione urbana al fine di rilevare perdite diffuse di gas metano dalle condutture interrate/aeree tramite immagini satellitari.

Dalle prime esperienze, le misure satellitari risultano penalizzate dall'alto valore di concentrazione di metano e vapor d'acqua in *background* nelle immagini.

Al fine di consolidare tali osservazioni verificandone l'approccio e identificandone la tecnologia e le tecniche più adatte a rilevare concentrazioni di metano compatibili con quelle delle dispersioni e/o delle attività manutentive lungo le condotte di distribuzione del gas naturale, sono stati previsti ulteriori studi e test sensoristica iper-spettrale aviotrasportata, per ridurre l'interferenza dell'atmosfera e per conseguire un dettaglio spaziale molto più elevato.

⁴⁰ <https://global.jaxa.jp/activity/pr/brochure/files/sat38.pdf>

⁴¹ <https://amt.copernicus.org/articles/11/5673/2018/amt-11-5673-2018.pdf>

9 RISULTATI OTTENUTI E OBIETTIVI

9.1 CASE HISTORY DI SUCCESSO

9.1.1 L'esperienza di SNAM

Snam è impegnata nella riduzione delle emissioni di metano in termini assoluti per tutti i propri business che si concentrano essenzialmente nel trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas.

Le emissioni di gas naturale derivano dal rilascio del gas naturale generato dal normale esercizio e funzionamento degli impianti, da interventi di allacciamento / potenziamento di nuovi gasdotti e di manutenzione degli stessi, da eventi accidentali occorsi alle infrastrutture e dalla non completa combustione di gas bruciato e possono essere classificate in puntuali, fuggitive, pneumatiche e da incombusti, come descritto al paragrafo 3.2.3.

Snam ha avviato un piano pluriennale con diverse iniziative di contenimento per ciascuna di queste tipologie, ad eccezione delle emissioni per incombusti che sono assolutamente trascurabili (0,8%). Tale piano prevede l'applicazione di *best practice* per contabilizzare e ridurre le emissioni. Per effetto di tali iniziative, le emissioni di gas naturale nel 2020 si sono già ridotte del 30% rispetto al 2015, come riportato in Figura 9.1, e rappresentano unicamente lo 0,04% del gas trasportato.

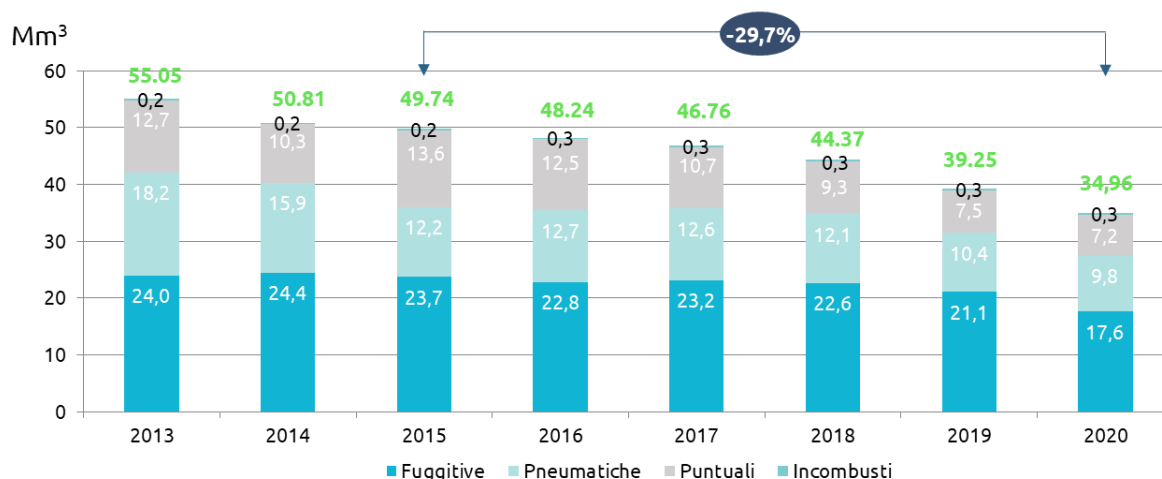


Figura 9.1: Le emissioni di gas naturale di SNAM nel periodo 2013 - 2020

Di seguito sono descritte alcune di queste iniziative.

Campagne di misure emissioni fuggitive 2018-2021

Per contabilizzare le emissioni di metano, Snam, già da oltre 20 anni, utilizza una metodologia internazionale sviluppata in collaborazione con un qualificato ente esterno, il GRI - US EPA (Gas Research Institute – US Environmental Protection Agency), integrata con una serie di fattori di emissione personalizzati a seguito di misure puntuali in campo svolte su impianti e porzioni di rete rappresentative, in maniera da disporre di informazioni affidabili e accurate sulle cause e sull'entità delle emissioni. Tali informazioni consentono inoltre di implementare le azioni operative più adeguate a ridurre le emissioni stesse.

A partire dal 2018, Snam ha svolto una massiva campagna di misurazione *on site* delle emissioni fuggitive. In particolare, l'attività è stata eseguita da una qualificata società esterna in accordo alla norma UNI EN 15446, mediante strumentazione FID (*flame ionization detector*) e, per i componenti maggiormente emissivi, mediante strumentazione *Hi-Flow™ Sampler*, fornendo un elevato valore aggiunto in quanto, con l'unione delle due metodologie, si determina l'effettiva emissione globale.

Nell'ambito di tale iniziativa sono stati misurati oltre 180.000 componenti, su oltre 120 punti e impianti di rete, 13 centrali di compressione, 9 siti di stoccaggio e l'impianto GNL, seguendo un approccio «sito specifico».

Contemporaneamente sono stati censiti e verificati i dati tecnici e i modelli dei fabbricanti delle apparecchiature di tipo pneumatico.

Sulla base di tali dati e analisi sono stati aggiornati i relativi fattori di emissione, che vengono già applicati dal 1° gennaio 2020. Questa iniziativa ha inoltre consentito di individuare alcuni componenti critici, quali le valvole di *blow down* dei vent di impianto e dei vent del serbatoio dei filtri negli impianti di riduzione della pressione, consentendo di avviare specifiche azioni di mitigazione.

La Figura 9.2 e la Figura 9.3 sono relative alle campagne di rilievi effettuate da Snam.



Figura 9.2: Rilievo mediante strumentazione Hi-Flow™ Sampler



Figura 9.3: Rilievo mediante termocamera dei vent in un impianto di riduzione della pressione

Iniziative per ridurre le emissioni fuggitive

Le emissioni fuggitive rappresentano la maggiore tipologia emissiva per SNAM (50% nel 2020) e per esse sono state avviate queste specifiche iniziative:

- avvio di un programma Leak Detection and Repair (LDAR) sui principali impianti della rete di trasporto, sulle centrali di spinta e di stoccaggio e sul terminale GNL, per il monitoraggio ed il controllo delle emissioni fuggitive. Il programma LDAR consente di individuare le sorgenti critiche (e.g. valvole, flange, fine linea, tenute compressori) che a causa del deterioramento dei materiali costituenti possono determinare maggiori perdite, effettuando interventi di manutenzione mirati. Tale tecnica consente inoltre di poter contabilizzare le emissioni di metano ed i coefficienti di emissione per singola categoria emissiva con approccio sito specifico, ossia per ogni singolo impianto, mediante valori rilevati direttamente in campo, aumentando il grado di affidabilità dei dati. Essa viene condotta con personale interno che utilizza strumenti portati a ionizzazione di fiamma (FID), in accordo alla norma EN 15446 (Figura 9.4). Le attività sono basate su dettagliati censimenti impiantistici presenti nei sistemi informativi aziendali, ed i relativi esiti vengono anch'essi puntualmente archiviati tramite funzionalità appositamente sviluppate, che consentono il calcolo sempre più accurato delle emissioni per ogni singolo impianto, in tempo reale, a seguito di ogni singola attività di monitoraggio o di riparazione. Si stima che questa iniziativa, una volta giunta a regime, potrà evitare l'emissione di circa 7 Mmc di gas naturale ogni anno;
- progressiva sostituzione presso gli impianti di riduzione della pressione e presso le centrali di spinta e di stoccaggio di valvole di *blow-down*, ossia di valvole normalmente chiuse che vengono aperte per scaricare il gas contenuto nell'impianto o nella centrale o in una porzione di essi, tramite *vent* di scarico, in occasione di lavori di manutenzione o in situazioni di emergenza. In alcuni casi, queste valvole possono non garantire più nel tempo la perfetta tenuta interna, per usura, determinando una perdita di gas anch'essa convogliata nei *vent*. In alcuni casi è possibile installare una seconda valvola in serie alla valvola già presente. In particolare:
 - è stata quasi ultimata una campagna di sostituzione di valvole sul circuito di *vent* del serbatoio dei filtri in circa 350 impianti di riduzione della pressione;
 - è in corso la sostituzione della valvola di *vent* in circa 190 impianti di riduzione della pressione;
 - è in corso la sostituzione di valvole a maschio con valvole a sfera nelle centrali di spinta e di stoccaggio (*vent* di macchina e di centrale).

Nelle centrali di spinta e di stoccaggio, sono inoltre state attuate particolari configurazioni operative nell'esercizio degli impianti e nell'assetto delle macchine, con intercettazioni di parti di impianto o ottimizzazioni dello stato di pressurizzazione / depressurizzazione delle unità di compressione, per minimizzare le perdite dalle valvole di *blow-down*.

Si stima che queste iniziative, nel complesso, potranno evitare l'emissione di circa 10 Mmc di gas naturale ogni anno.



Figura 9.4: Effettuazione campagna LDAR mediante FID

Iniziative per ridurre le emissioni pneumatiche

L'utilizzo di strumentazione pneumatica azionata a gas è una pratica molto comune nell'industria Oil&Gas e SNAM ha storicamente sempre utilizzato il gas come vettore per la propria strumentazione, in quanto il gas assicura una più elevata continuità di fornitura rispetto ad altri sistemi di attuazione, alimentati ad aria o energia elettrica.

Per ridurre questa tipologia di emissione, sono state progressivamente avviate, negli anni, campagne di sostituzione di strumentazione attuata a gas con analoga strumentazione attuata ad aria e/o elettroidraulica o la sostituzione di dispositivi di controllo di valvole di regolazione con apparecchiature tecnologicamente più avanzate a basse emissioni (*low-bleed*). Queste iniziative sono particolarmente impegnative, in quanto comportano la sostituzione di migliaia di componenti, in impianti sparsi in tutto il territorio nazionale.

In particolare:

negli anni 2014-15 è stata completata una campagna di sostituzione di circa 450 posizionatori (dispositivi di controllo e comando di valvole di regolazione) di tipo *high-bleed*, con modelli *low-bleed*. Da sola, questa iniziativa ha consentito di evitare l'emissione in atmosfera di circa 4 Mmc di gas ogni anno;

è stata recentemente completata l'installazione, in tutte le centrali di stoccaggio, di sistemi di attuazione alimentati ad aria in sostituzione dei precedenti alimentati a gas;

è in fase di ultimazione la sostituzione / eliminazione di circa 460 (posizionatori) di valvole di regolazione a globo con funzione di monitor negli impianti di riduzione della pressione di rete, avviata nel 2018;

è in corso una ulteriore campagna di sostituzione di oltre 400 posizionatori di valvole di regolazione con funzione di regolante, anch'essi installati negli impianti di riduzione della pressione di rete, avviata nel 2020;

è in corso l'installazione di nuove centrali termiche montate su *skid*, ad alto rendimento, in luogo degli esistenti riscaldatori (circa 300); oltre ad una migliore efficienza energetica, ciò consentirà di eliminare la strumentazione pneumatica esistente, in quanto la strumentazione delle nuove centrali termiche è elettrica.

Si prevede che per effetto di tali iniziative, a regime, nel 2025, le emissioni pneumatiche di SNAM si ridurranno del 54% rispetto al 2015, evitando l'emissione di circa 6,6 Mmc di gas naturale ogni anno.

Iniziative per ridurre le emissioni puntuali

Per la riduzione di questa tipologia di emissione vengono messe in atto le seguenti tecniche:

adozione di sistemi di ricompressione del gas mediante compressori mobili (Figura 9.5), che consentono, in occasione di importanti lavori sulla rete di trasporto, di reimmettere il gas nella rete evitando l'immissione in atmosfera. Questa tecnica è molto efficace, e nel caso di tubazioni in alta pressione e grande diametro, consente di recuperare ingenti quantitativi di gas (anche più di 1 Mmc) con un solo intervento. L'intervento, che può durare anche qualche giorno, deve essere pianificato con attenzione, tenendo conto dell'assetto della rete e della necessità di interruzione di clienti finali / imprese di distribuzione;

installazione, in alcune centrali di compressione, di un analogo sistema di recupero del gas con l'utilizzo di compressori fissi;

abbassamento della pressione di esercizio, mediante i prelievi dei clienti finali / imprese di distribuzione, in occasione di lavori sulla rete in esercizio che comportano la depressurizzazione di porzioni di gasdotto mediante lo scarico del gas in atmosfera. Questa pratica operativa, attuata laddove tecnicamente fattibile, consente di scaricare gas ad una pressione inferiore a quella inizialmente presente in rete, e quindi di ridurre le emissioni;

realizzazione di allacciamenti con *tapping machine* (Figura 9.6), tecnica che consente lo stacco da metanodotti in esercizio per nuovi allacciamenti senza interruzione del servizio e quindi svuotamento della linea.



Figura 9.5: Intervento di ricompressione con compressori mobili sulla rete di trasporto



Figura 9.6: Realizzazione di stacco da condotta in esercizio mediante tapping-machine

Nel 2020, l'adozione di queste tecniche ha consentito di evitare l'emissione in atmosfera di circa 5,6 Mmc di gas, corrispondenti al 58% delle emissioni potenziali che si sarebbero verificate senza azioni di mitigazione, come riportato nella Figura 9.7. In essa sono indicati anche i quantitativi di gas evitati negli anni 2018 e 2019, con analoghi risultati.

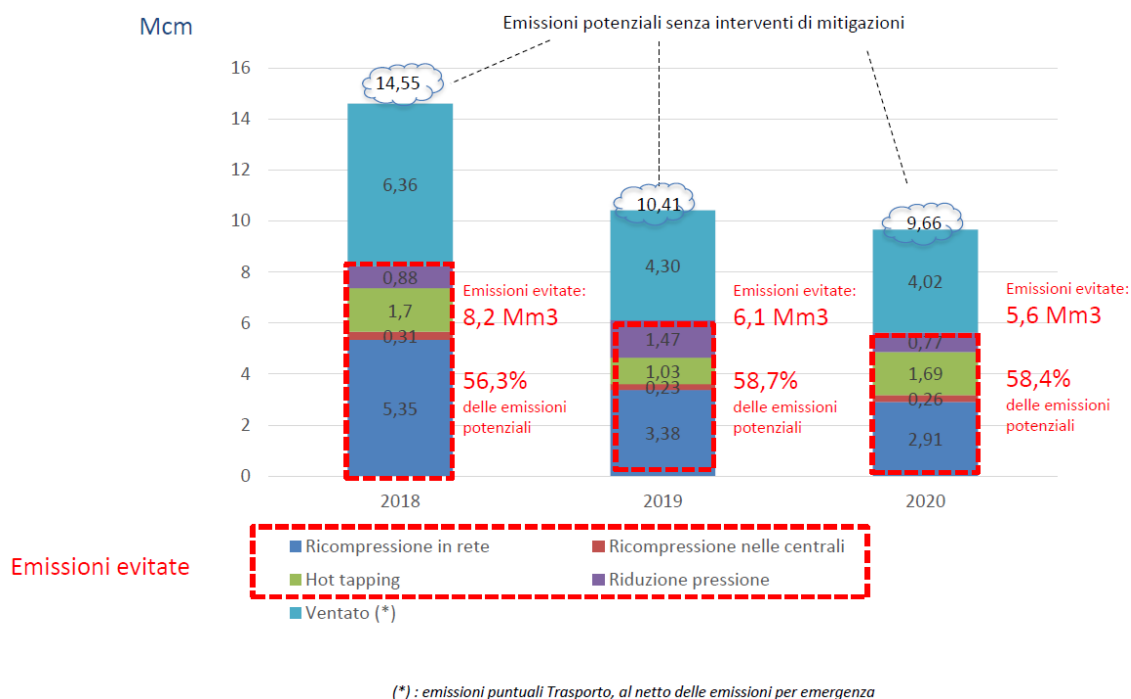


Figura 9.7: Emissioni puntuali evitate tramite interventi di mitigazione sulla rete di trasporto

9.1.2 L'esperienza di Energean

Energean è attiva nella riduzione delle emissioni di metano e altri gas termini assoluti per tutti i propri siti produttivi in Italia e all'estero che si concentrano essenzialmente in piattaforme offshore, impianti di trattamento onshore e sistemi di trasporto fluidi (olio/gas). Tali attività che vanno dalla mappatura delle sorgenti, calcolo e monitoraggio emissioni, sono svolte in maniera periodica sui vari siti produttivi nel rispetto delle normative vigenti e prescrizioni previste dalle leggi (es. ottemperanza prescrizioni AIA). Gli impianti upstream Oil&Gas potenzialmente potrebbero emettere grandi quantità di metano (CH₄) e composti organici volatili (VOC) da componenti di impianto che potrebbero rilasciare fluidi come valvole, connettori, pompe, connessioni di campionamento, compressori, etc.

Le emissioni fuggitive da un'unica sorgente sono caratterizzati da una piccola entità, ma dovuta all'elevato numero di componenti presenti negli impianti Oil&Gas l'emissione complessiva si trasforma in un problema rilevante, determinando non solo un costo economico dovuto alla perdita di *commodity* ma anche contribuendo all'inquinamento atmosferico e al cambiamento climatico.

Esempi di monitoraggio emissioni fuggitive: piattaforma VEGA

Energean per la piattaforma offshore VEGA-A nel canale di Sicilia svolge con cadenza biennale il monitoraggio estensivo di tutte le sorgenti accessibili, mediante analizzatori di tipo FID e secondo tecnica EPA Method 21 e il monitoraggio delle sorgenti non accessibili, mediante sistema OGI (optical gas imaging).

Viene svolto inoltre l'aggiornamento del database elettronico con inserimento dei dati di monitoraggio della campagna 2020; vengono individuate delle sorgenti divergenti i limiti e loro segnalazione tramite apposizione di targhetta in campo, lista con dettagli e foto delle sorgenti; vengono calcolate le stime delle portate emissive in Ton/anno e Kg/h per sorgenti accessibili e non accessibili in servizio facendo riferimento al protocollo EPA 453/R-95-017, utilizzando le equazioni e i fattori di emissione previsti dal metodo US EPA PETROLEUM Correlation.

Il programma LDAR 2020, svolto presso la piattaforma VEGA-A (Figura 9.8) ha interessato il monitoraggio delle 1.939 sorgenti accessibili in servizio, che corrispondono al 89,9% delle sorgenti totali e il monitoraggio con sistema OGI delle 215 sorgenti non accessibili (in servizio) che rappresentano il 10,00%. Sia i dati puntuali che quelli ottici (OGI) non hanno evidenziato sorgenti fuori soglia, ossia con perdita maggiore della *leak definition* di 5.000 ppmv, o visibile al sistema OGI.



Figura 9.8: Piattaforma Vega-A

Esempi di monitoraggio emissioni fuggitive: FPSO Karish

Nell'ambito degli studi di ingegneria e permessi sviluppati da Energean per il campo di Karish in Israele attualmente in sviluppo e prossimo all'avvio della produzione entro il 2022, il team di ingegneri Energean ha preparato una stima delle emissioni fuggitive dall'unità FPSO per ottemperare alla richiesta delle autorità competenti, Energean necessita di una verifica di terza parte. Sono state svolte le seguenti attività:

identificazione e stima del numero di componenti che possono originare emissioni fuggitive;

corretta applicazione dei parametri EPA per il calcolo della quantità di emissioni fuggitive.

La Figura 9.9 raffigura l'unità una volta che sarà installata in sito.



Figura 9.9: Rendering dalla FPSO Karish

9.1.3 L'esperienza di Eni

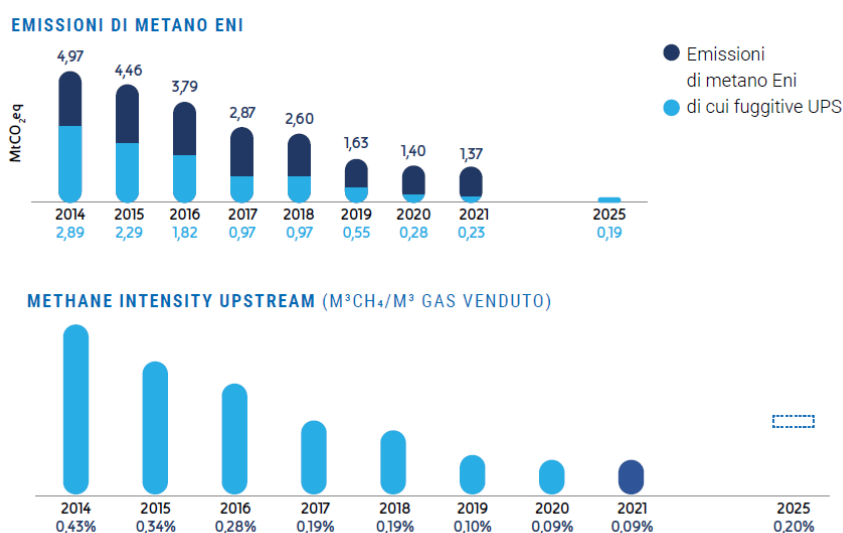
Eni concorre al target collettivo OGCI di riduzione dell'intensità di metano upstream da 0,32% nel 2017 a ben al di sotto di 0,20% nel 2025. Eni è stata inoltre una delle compagnie promotrici, sempre in ambito OGCI, del lancio della "*Aiming for zero methane emissions Initiative*", con l'ambizione di azzerare le emissioni di metano entro il 2030 e prosegue l'impegno nell'ottimizzazione dei propri processi di monitoraggio e reporting per la riduzione delle emissioni di metano negli asset operati.

Congiuntamente all'impegno nella riduzione delle emissioni dalle proprie operazioni, Eni ricopre un ruolo proattivo nelle principali iniziative e partnership internazionali che sono attive sul tema come:

- la Oil & Gas Climate Initiative (OGCI), nella quale oltre al target già menzionato ed al recente lancio della *Aiming for zero methane emissions Initiative*, sono in corso numerosi progetti di studio, sviluppo e testing di nuove tecnologie, nonché l'investimento in start-up, per la rilevazione e la mitigazione delle emissioni di metano.
- la Oil & Gas Methane Partnership (OGMP), iniziativa promossa dalle Nazioni Unite (UNEP) che vede anche la partecipazione della Commissione Europea, nella quale le compagnie si impegnano a raggiungere un livello gold standard nel monitoraggio e nel reporting delle emissioni di metano, secondo quanto definito in un accreditato framework dedicato.
- l'iniziativa pubblico privata Methane Guiding Principles, nella quale le compagnie firmatarie si impegnano al rispetto di 5 principi chiave nella gestione delle emissioni di metano (riduzione, miglioramento delle performance, accuratezza, policy e disclosure).

Fonti delle emissioni Eni

Le emissioni di metano Eni si concentrano essenzialmente nella filiera upstream, con una quota di circa il 95% del totale Eni nel 2021, e sono dovute a perdite fuggitive, metano incombusto da flaring e combustione stazionaria e venting di processo. L'indice di intensità di emissioni di metano upstream, calcolato rispetto alla produzione venduta, è stato pari a 0,09% nel 2021, sostanzialmente stabile rispetto al 2020.



Evoluzione delle emissioni di Metano Eni

Azioni di mitigazione

Al fine di raggiungere tali risultati, Eni si è da tempo dotata di un'ampia strategia di mitigazione delle emissioni di metano, prioritizzando in prima battuta le emissioni fuggitive associate alle proprie operazioni Upstream, che hanno portato negli anni ad una significativa riduzione di questa componente.

A partire dal 2015, Eni ha avviato un monitoraggio progressivo degli impianti con lo scopo di identificare, quantificare e ridurre al minimo le emissioni fuggitive, implementando programmi di "Leak Detection And Repair" (LDAR). Le campagne LDAR consistono nella rilevazione in campo di eventuali perdite di metano e programmazione di opportuni interventi di manutenzione. Laddove possibile, le perdite vengono immediatamente riparate dai team di manutenzione di sito, contribuendo così alla minimizzazione delle emissioni fuggitive.

Un corretto e frequente programma LDAR è in grado di ridurre drasticamente le emissioni fuggitive quantificate con approcci standard, basati solamente sull'analisi della documentazione tecnica. Lo strumento maggiormente utilizzato nei siti produttivi per i programmi LDAR è la termocamera OGI (Optical Gas Imaging), una versione altamente specializzata di una termocamera a infrarossi in grado di rilevare un composto gassoso sulla base della sua lunghezza d'onda. Per migliorare ulteriormente i programmi LDAR nei siti Upstream, dal 2020, sono state acquistate le termocamere direttamente da parte dei siti produttivi ed è iniziato un programma di training del personale operativo sul corretto utilizzo di questi strumenti e sulla metodologia di monitoraggio, in accordo con i migliori standard internazionali quali OGMP-CCAC ed EPA, incorporati nelle istruzioni operative aziendali. La

disponibilità della termocamera in sito garantisce la possibilità di monitoraggi più frequenti, con target di cadenza annuale per ciascun sito e in concomitanza con le attività di manutenzione.

Per quanto riguarda le altre sorgenti emissive, di seguito si riportano le principali azioni di riduzione implementate:

FLARING

Facendo riferimento alle categorie di flaring utilizzate nell'iniziativa "Global Gas Flaring Reduction (GGFR)", della World Bank, Eni ha l'obiettivo al 2025 di azzerare le emissioni di routine flaring attraverso il target "Zero Routine Flaring".

Le emissioni di metano associate al flaring derivano dal gas incombusto, e vengono stimate (per tutte le categorie) come percentuale dei volumi complessivi di gas bruciato.

In particolare, la quantità di metano incombusto viene quantificata sulla base della composizione del gas e di un coefficiente di efficienza di combustione del 98% come indicato negli standards internazionali di riferimento. Conservativamente l'industria O&G assume che il rimanente 2% sia tutto metano incombusto.

Il raggiungimento dell'obiettivo "Zero Routine Flaring" previsto per il 2025, (che si realizzerà attraverso l'esecuzione di progetti specifici prevalentemente in Nigeria e Libia), contribuirà ad una significativa riduzione delle emissioni totali di metano. Eni sta inoltre progressivamente completando il piano di installazione dei misuratori di gas inviato a torcia, al fine di garantire la massima tracciabilità ed accuratezza dei volumi di gas flaring rendicontato.

VENTING

Al fine di ridurre le emissioni da venting:

- tutti i **nuovi progetti Eni** sono sviluppati adottando soluzioni tecniche **per evitare il venting di metano**, in accordo con gli HSE Minimum Requirements, recentemente aggiornati;
- sono in fase affinamento la mappatura **del venting da cold flare (prevalentemente Emergency venting)** e/o da operazioni **in well venting**.
- Per quanto riguarda l'**operational venting**:
i serbatoi di stoccaggio di idrocarburi a tetto fisso e i compressori centrifughi rappresentano le fonti emissive più materiali e con maggiore priorità di intervento per la loro eliminazione e/o mitigazione. Per questi equipment le azioni previste riguardano:
 - l'eliminazione attraverso l'installazione di Vapour Recovery Unit (VRU)
 - la mitigazione attraverso il convogliamento di questi flussi di gas naturale alle torce.

COMBUSTIONE STAZIONARIA

Rispetto alle attività Eni, le emissioni dovute alla combustione stazionaria contribuiscono in maniera limitata alla quota totale di emissioni di metano; le principali attività in ambito di combustione stazionaria sono volte principalmente ad una riduzione dei volumi di idrocarburo combusto, agendo sia sulla limitazione, ove possibile, del processo di combustione, sia sul miglioramento dell'efficienza di combustione per abbassare la percentuale di incombusti.

In particolare, per quanto riguarda l'efficienza di combustione:

- nel caso in cui la qualità del gas sia compatibile con le attuali tecnologie sviluppate, sia poco variabile in termini di composizione e di portata (carico sulle facilities costante e superiore al 50% per l'intera vita dell'asset) (es. Power Generation o compressione su impianti LNG) si applicano combustori ad alta efficienza Dry Low NOx che operano a temperature più basse sfruttano il controllo dell'eccesso di aria, una combustione a stadi e il ricircolo dei gas di combustione.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica, il miglioramento delle performance energetiche degli impianti viene perseguito attraverso:

- l'esecuzione di Energy Assessment e gap analisi rispetto allo standard ISO 50001 di riferimento internazionale del sistema di gestione dell'energia
- la continua ottimizzazione della gestione operativa e manutentiva, l'applicazione di Best Available Technologies e di soluzioni Digitali, l'elettrificazione e l'integrazione di energie rinnovabili.

9.2 KPI E OBIETTIVI DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI

In Italia, le emissioni di metano della filiera del gas naturale rappresentano circa l'1% delle emissioni totali di gas serra del Paese ed hanno avuto una riduzione del 53% dal 1990 al 2019, nonostante lo sviluppo delle infrastrutture

di trasporto e di distribuzione dal 1990 ad oggi e l'incremento del gas trasportato e distribuito, immesso nelle reti⁴³. Tali riduzioni sono anche il frutto di azioni volontarie da parte degli operatori del settore.

Tuttavia, è necessario che gli operatori si pongano degli obiettivi di riduzione per i prossimi anni, in linea con quelli fissati dalla comunità internazionale. A tale riguardo, il Framework OGMP 2.0 raccomanda i seguenti target di riduzione:

- riduzione del 45% al 2025 rispetto ai livelli del 2015 e del 60 / 75% al 2030, in termini assoluti; o in alternativa
- un'intensità emissiva "near zero", quale ad esempio l'obiettivo medio definito dall'Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) per le attività upstream pari allo 0,25%, inteso come la percentuale di metano emesso rispetto al volume di gas naturale prodotto, entro il 2025.

A titolo informativo e di riferimento, si riportano in Figura 9.10 i target che sono stati dichiarati da alcuni operatori internazionali partecipanti ad OGMP, in termini di intensità emissiva, o in valore assoluto⁴⁴.

Sempre come riferimento, si segnala che nel documento di "Indirizzi per una strategia italiana sulle emissioni di metano della filiera del gas naturale", predisposto dall'Associazione ambientalista Amici della Terra in collaborazione con EDF – Environmental Defense Fund, e sottoscritto da alcuni operatori del settore (Eni, Snam, Inrete, Italgas, Snam, Unareti) e da Anigas, sono stati definiti i seguenti target di riduzione:

- un obiettivo globale di riduzione al 2030, rispetto al 1990, del 72% delle emissioni di metano della filiera in Italia rispetto al 1990, che (come detto) nel 2019 hanno già fatto registrare una riduzione del 53%. Tale obiettivo corrisponde ad una riduzione del 48% rispetto al 2015;
- un obiettivo di riduzione delle emissioni al 2030, rispetto al 1990, del 65% per le attività di trasporto, che nel 2019 hanno già fatto registrare una riduzione del 34%. Tale obiettivo corrisponde ad una riduzione del 58% rispetto al 2015;
- un obiettivo di riduzione delle emissioni al 2030, rispetto al 1990, del 70% per le attività di distribuzione, che nel 2019 hanno già fatto registrare una riduzione del 51%. Tale obiettivo corrisponde ad una riduzione del 47% rispetto al 2015;
- un obiettivo standard di intensità emissiva pari allo 0,2% nella fase di upstream in Italia.

⁴³ fonte: National Inventory Report 2021 - inventario nazionale delle emissioni di gas serra elaborato dall'ISPRA, <https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/italian-greenhouse-gas-inventory-1990-2019-national-inventory-report-2021>

⁴⁴ fonte: An Eye on Methane – International Methane Emissions Observatory, 2021 Report, <https://www.unep.org/resources/report/eye-methane-international-methane-emissions-observatory-2021-report>

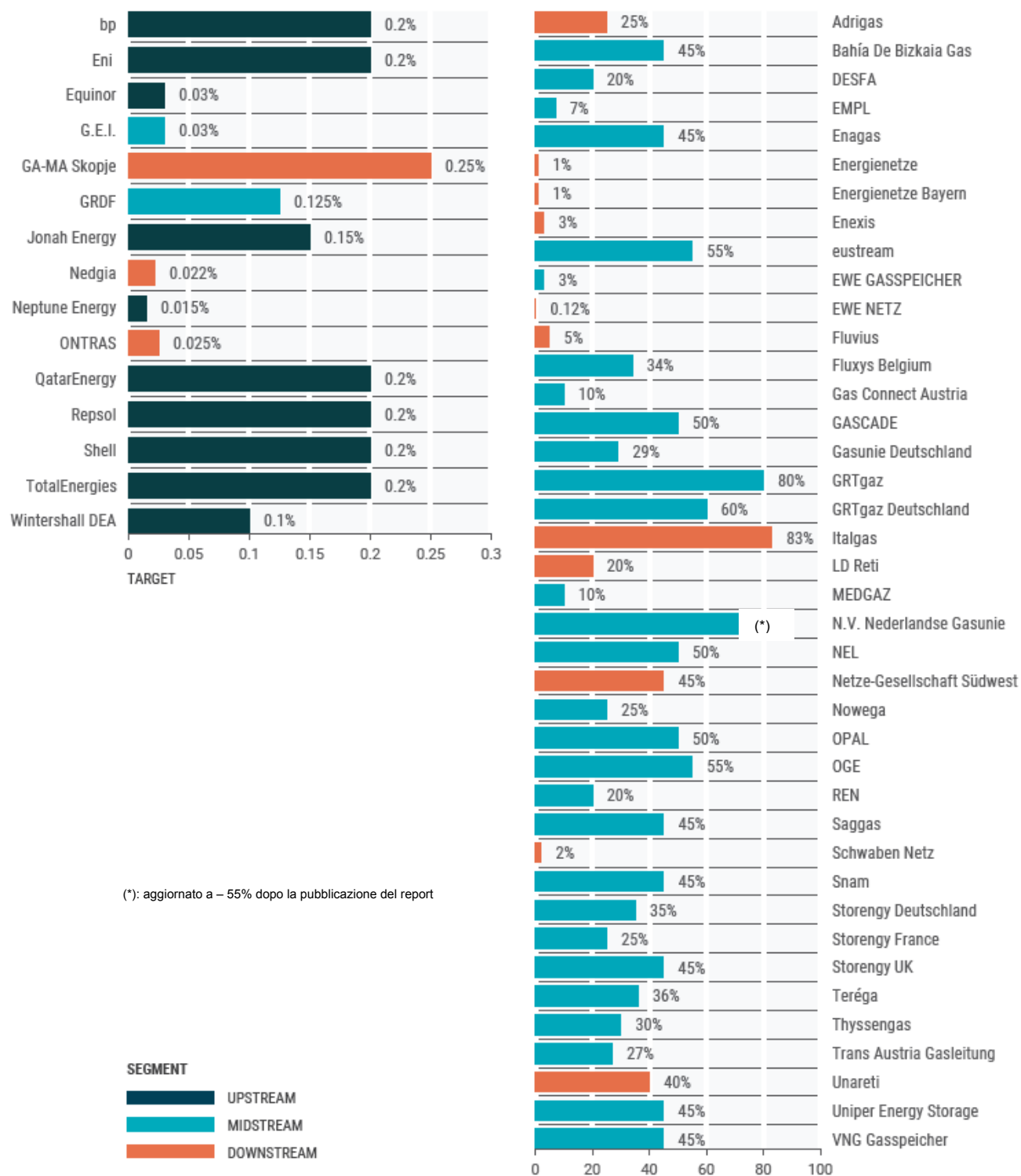


Figura 9.10: Target di riduzione dichiarati dalle aziende partecipanti a OGMP

9.3 COMUNICAZIONE DEI DATI

Per dimostrare il proprio impegno su questo tema, è opportuno che gli operatori dichiarino i propri dati di emissione attraverso un sistema di reporting chiaro, completo e trasparente, oltre che comunicarli all'ISPRA (l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) per la rendicontazione nei *National Inventory Report* nell'ambito della Convenzione delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC).

Di seguito sono riportati alcuni esempi di buone pratiche.

9.3.1 SNAM

Le emissioni di metano di Snam sono misurate e rendicontate da oltre 20 anni nei bilanci di sostenibilità e nei report dedicati sul *Climate Change*; in particolare Snam ogni anno pubblica:

- un report di sostenibilità: principale strumento di rendicontazione sui temi della sostenibilità. Pubblicato dal 2006, raccogliendo l'eredità del 'Rapporto Salute, Sicurezza e Ambiente' che l'azienda ha pubblicato dal 1994. Redatto secondo lo standard GRI ai massimi livelli di conformità;
- una relazione finanziaria integrata: la relazione sulla gestione integra dati e informazioni di sostenibilità. Pubblicata fin dal 2015 seguendo le indicazioni dell'*International Integrated Reporting Council* (IIRC). Dal 2017 contiene anche la Dichiarazione di carattere Non Finanziario (DNF);
- un report su *financial disclosure on climate change* (TCFD): documento che illustra la strategia, la governance, la gestione dei rischi e i risultati ottenuti rispetto al tema del Cambiamento Climatico. Redatto secondo le raccomandazioni della *Task Force on Climate-Related Financial Disclosure*.

Questi report sono scaricabili dal sito:

- https://www.Snam.it/it/investor-relations/Bilanci_Relazioni/Bilanci_Annuali/index.html.

Gli obiettivi di riduzione delle emissioni di metano sono inoltre dichiarati all'interno di una *scorecard* ESG⁴⁵, uno strumento pensato per fornire massima *disclosure* sui principali aspetti ambientali, sociali e di governance e per valutare la performance del gruppo rispetto ad alcuni target definiti per i prossimi anni. La *scorecard* viene aggiornata ogni anno, in un'ottica di miglioramento continuo e dialogo costante con gli *stakeholder* e il mercato.

⁴⁵ https://www.Snam.it/it/sostenibilita/strategia_per_futuro/esg_scorecard.html