



Ente Federato all'UNI

20122 – Milano – Piazza Velasca, 4 – Tel 02 724906 – Fax 02 72001646

www.cig.it

LINEE GUIDA CIG N. 22

QUANTIFICAZIONE DEI CONSUMI NEI CASI DI PERDITE LOCALIZZATE

EDIZIONE:/2024

BOZZA BOZZA BOZZA BOZZA BOZZA

Autore:

Comitato Italiano Gas – CIG

Piazza Velasca, 4

20122 Milano

Tel. 02 724906

Fax 02 72001646

www.cig.it

PUBBLICATA IL: gg mmm aaaa

**Questa pubblicazione non è un documento normativo.
La responsabilità dei concetti espressi è unicamente dell'autore.**

TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI

Il documento è sottoposto alla tutela del diritto d'autore secondo la legislazione vigente:
CIG intende avvalersi di tutti gli strumenti per tutelare il diritto d'autore.

BOZZA BOZZA BOZZA BOZZA BOZZA

NOTA PER GLI UTILIZZATORI DELLE PRESENTI LINEE GUIDA

Le presenti Linee Guida costituiscono un documento tecnico d'indirizzo e consultazione, propedeutico ad una corretta attuazione della deliberazione 386/2022/R/gas dell'Autorità per Energia Reti Ambiente, incluse le successive modifiche ed integrazioni alla medesima; come tali, le raccomandazioni in esse contenute non possono sopravanzare disposizioni legislative e regolamentari di specie né prescrizioni di norme tecniche afferenti a medesimi argomenti.

In caso di contrasto fra una delle raccomandazioni delle presenti linee guida e una prescrizione contenuta in disposizioni legislative e/o regolamentari di specie e/o una prescrizione di norma tecnica, la prescrizione prevale sulla raccomandazione.

Il Comitato Italiano Gas (CIG) diffida dagli utilizzi impropri delle presenti linee guida, quali inserimenti di stralci delle medesime in forma non contestuale in altri documenti che potrebbero condurre ad ambiguità interpretative, citazioni non corrette, variazioni di termini e definizioni, correzioni non autorizzate, etc.

È consentita la diffusione delle presenti linee guida anche in siti web diversi da quello CIG (www.cig.it) preferibilmente con link diretto al sito CIG o con pubblicazione del presente documento in versione pdf, senza apportarvi variazioni.

Il CIG dovrà essere informato via fax (02 72001646) dell'avvenuta diffusione, nel fax dovranno essere riportati i dati identificativi del sito web, ove è avvenuta la pubblicazione.

Il CIG consentirà la riproduzione del presente documento, per scopi non commerciali, previa comunicazione degli interessati alla Segreteria del Comitato, da effettuarsi via fax (02 72001646) e nella quale i richiedenti dovranno riportare i seguenti dati:

1. Nominativo del richiedente;
2. Azienda di appartenenza;
3. Motivo della richiesta;
4. E-mail del richiedente o dell'azienda del richiedente / n° di fax/indirizzo postale.

Il Comitato Italiano Gas – CIG, si riserva di adire le vie legali nei confronti di chi non rispetterà le precedenti condizioni.

SOMMARIO

	Premessa	pag. 5
1.	Scopo e campo di applicazione	pag. 6
2	Riferimenti normativi e legislativi	pag. 6
3.	Termini e definizioni	pag. 7
4.	Perdite localizzate	pag. 10
	Allegato A (Esempio per la determinazione delle perdite dirette in atmosfera)	pag. 15
	Bibliografia	pag. 18

BOZZA BOZZA BOZZA BOZZA BOZZA

PREMESSA

La deliberazione 2 agosto 2022 386/2022/R/GAS introduce un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del *delta in-out*.

Il comma 8.5 della già menzionata deliberazione prevede che nell'ambito del Protocollo vigente con ARERA, il CIG definisca una o più linee guida in materia di ricostruzione dei consumi nei casi di prelievi fraudolenti e di perdite localizzate, tenendo anche conto delle *best practice* ad oggi applicate dalle imprese di distribuzione attive in Italia, nonché degli esiti dei documenti in corso di elaborazione in ambito dei gruppi di lavoro europei sulla tematica delle emissioni.

Le presenti linee guida riportano elementi informativi per l'effettuazione delle attività previste nello "Scopo e campo di applicazione", per aspetti ancora non sufficientemente regolamentati da regole tecniche o da norme tecniche nazionali o europee.

In particolare, è in fase molto avanzata l'iter di approvazione del "Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulle riduzioni delle emissioni di metano."

Inoltre, sono in corso in ambito CEN i lavori di elaborazione della Specifica Tecnica CEN/TS 17874, della quale è attualmente disponibile il documento final draft FprCEN/TS 17874:2022.

Il Regolamento Europeo stabilirà regole e strumenti per misurare, quantificare e verificare con accuratezza le emissioni di metano nel settore dell'energia dell'Unione, nonché per ridurle, anche attraverso indagini di rilevamento e riparazione delle dispersioni, obblighi di riparazione e restrizioni al rilascio ed alla combustione in torcia.

Inoltre il Regolamento stabilirà le norme sugli strumenti che garantiscono la trasparenza per quanto riguarda le emissioni di metano.

Il Regolamento sarà applicabile: al settore up-stream (coltivazione dei pozzi di petrolio e gas naturale, alla raccolta e trattamento del gas naturale; ai pozzi inattivi, tappati temporaneamente o permanentemente e abbandonati; al trasporto e distribuzione del gas naturale, allo stoccaggio sotterraneo e alle operazioni ai terminali e negli impianti di gas naturale liquefatto (GNL) che funzionano con gas metano fossile e/o rinnovabile (biometano o metano sintetico).

Il documento final draft FprCEN/TS 17874:2022 riporta una metodologia per identificare tutte le differenti tipologie di emissioni di metano dalle infrastrutture del gas e spiega, passo dopo passo, come quantificare ciascun tipo di emissione in un sistema di trasporto, distribuzione e/o stoccaggio di gas e in un terminale di GNL.

All'atto della pubblicazione dei succitati Regolamento Europeo, specifica tecnica CEN/TS 17874 o di altri dispositivi legislativi/regolamentari e/o norme tecniche pertinenti tali documenti prevarranno sulle disposizioni delle presenti Linee Guida.

Le presenti linee guida saranno periodicamente riviste e aggiornate per tenere conto dell'evoluzione legislativa, regolamentare, tecnica e normativa nel loro campo di applicazione.

1. SCOPO E CAMPO DI APPLICAZIONE

Le presenti Linee Guida per la "Quantificazione dei consumi nei casi di perdite localizzate" si applicano alle condotte o impianti della rete di distribuzione. Sono escluse le derivazioni d'utenza e i gruppi di misura. Esse riportano elementi informativi desunti da *best practice* applicate da imprese di distribuzione operanti sul territorio nazionale.

Nota 1: Anche la letteratura pertinente e rilevante è stata consultata.

Nota 2: L' Allegato A "Esempio per la determinazione delle perdite dirette in atmosfera e per il calcolo della durata della perdita stessa", anch'esso a carattere informativo riporta una procedura tratta dal final draft di specifica tecnica "FprCEN/TS 17874:2022 Methodology for methane emissions quantification for gas transmission, distribution and storage systems and LNG terminals".

Ai fini dello scopo e dell'obiettivo delle presenti linee guida possono risultare applicabili altre metodologie riportate in documenti a carattere pubblico emessi da organizzazioni riconosciute a livello internazionale o metodologie operative formalmente approvate a livello aziendale, contenute all'interno di documenti in ambito dei sistemi qualità sicurezza ambiente.

L'obiettivo delle presenti Linee Guida è di costituire un modello unico di riferimento che sia di supporto alle aziende di distribuzione del gas per ottemperare alle disposizioni di cui alla deliberazione 2 agosto 2022, 386/2022/R/GAS come integrate dalla Delibera 31 ottobre 2023 494/2023/R/gas "Modifiche e integrazioni alle disposizioni in tema di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del delta in-out."

Dal campo di applicazione delle presenti Linee Guida sono esclusi gli argomenti riferibili all'aspetto giuridico ed amministrativo della materia.

2. RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI¹

Le presenti linee guida rimandano a disposizioni contenute in altre pubblicazioni.

Tali riferimenti sono citati (direttamente o indirettamente) nei punti appropriati del testo e sono di seguito elencati.

Delibera 138/04 e s.m.i. Adozione di garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete

Delibera ARG/gas 99/11 (TIMG) e s.m.i. Disposizioni per il mercato della vendita al dettaglio del gas naturale: servizio di default, acquisto e perdita della responsabilità dei prelievi e approvazione del Testo Integrato Morosità Gas (TIMG). Modifiche e integrazioni alla disciplina vigente in materia di contenimento del rischio creditizio per il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica

¹ Alla data di pubblicazione delle presenti Linee Guida sono in vigore:

a) la Legge N° 1083/1971 "Norme per la sicurezza dell'impiego del gas combustibile" così come modificata dal D.lgs. n. 23 del 21 febbraio 2019 "Attuazione della delega di cui all'articolo 7, commi 1 e 3, della legge 25 ottobre 2017, n. 163, per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2016/426 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 9 marzo 2016, sugli apparecchi che bruciano carburanti gassosi e che abroga la direttiva 2009/142/CE".

b) Decreto Ministero Sviluppo Economico 16 aprile 2008 "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e dei sistemi di distribuzione e di linee dirette del gas naturale con densità non superiore a 0,8"

c) Decreto Ministero Sviluppo Economico 17 aprile 2008 "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8"

Delibera 148/2019/R/GAS e s.m.i. “Nuove disposizioni in materia di predisposizione dei bilanci provvisori e pubblicazione del nuovo Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TSIG)

Delibera 572/2013/R/GAS Approvazione delle disposizioni in tema di ricostruzione dei consumi di gas naturale a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura

Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.- Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 - Parte I del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025

Delibera 386/2022/R/GAS Introduzione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del Delta in-out

UNI 9167-1 Infrastrutture del gas. Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto - Parte 1: Termini e definizioni

UNI 9860 Infrastrutture del gas - Condotte con pressione massima operativa non maggiore di 0,5 MPa (5 bar) - Impianti di derivazione di utenza del gas - Progettazione, costruzione, collaudo, conduzione, manutenzione e risanamento

UNI EN ISO 5167 (serie) Misurazione della portata dei fluidi mediante dispositivi a pressione differenziale inseriti in condotti a sezione circolare piena - Parte 1: Principi e requisiti generali

FprCEN/TS 17874:2022 Methodology for methane emissions quantification for gas transmission, distribution and storage systems and LNG terminals (final draft)

3. TERMINI E DEFINIZIONI

Ai fini delle presenti Linee Guida valgono i seguenti termini e definizioni:

Alta pressione (AP): è la pressione relativa del gas superiore a 5 bar (1a , 2a e 3a specie, definite dal Decreto 16 aprile 2008, pubblicato l'8 maggio 2008 sul Supplemento Ordinario n. 115 alla Gazzetta Ufficiale n. 107, dei Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Interno [Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.]

Bassa pressione (BP): è la pressione relativa del gas, definita per il gas naturale dal decreto ministeriale 16 aprile 2008 e per i gas di petrolio liquefatti dalla norma UNI 9860 edizione febbraio 2006: (i) non superiore a 0,04 bar (7a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato; (ii) non superiore a 0,07 bar (7a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatto; [Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.]

Condotta: è l'insieme di tubazioni, curve, raccordi ed accessori uniti tra di loro per la distribuzione del gas. [Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.]

Fattore di attività: valore numerico che descrive la dimensione della popolazione degli elementi emissivi come la lunghezza delle condotte, numero delle valvole (per tipo), numero dei dispositivi pneumatici (per tipo) o il numero di eventi emissivi come il numero di **sfiati, moltiplicati** ove pertinente per la durata dell'emissione

Fattore di emissione: Fattore che descrive la tipica emissione di metano di un componente o parte del sistema gas (per esempio valvola, sezione di condotta) o associato ad un evento. Può essere misurato in [kg/km] oppure [kg/evento]

Gruppo di misura (misuratore): è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale; è comprensivo di un eventuale correttore dei volumi misurati; [Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.]

Nota: Il gruppo di misura (misuratore) è costituito da una o più unità e sottounità che, indipendentemente dalla tecnologia utilizzata, sono in grado di misurare, convertire i volumi misurati alle condizioni di riferimento, comunicare e gestire la fornitura di gas.

Gruppo di riduzione: è il complesso (assiemato) costituito da regolatori di pressione, da apparecchi ausiliari, da tubazioni, da raccordi e pezzi speciali, aventi la funzione di ridurre la pressione del gas canalizzato da un valore di pressione in entrata variabile a un valore di pressione in uscita predeterminato, fisso o variabile; [Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.]

Impianto di derivazione di utenza o allacciamento: è il complesso di tubazioni con dispositivi ed elementi accessori che costituiscono le installazioni necessarie a fornire il gas al cliente finale; l'impianto di derivazione di utenza o allacciamento ha inizio dall'organo di presa (compreso) e si estende fino al gruppo di misura (escluso) e comprende l'eventuale gruppo di riduzione; in assenza del gruppo di misura, l'impianto di derivazione di utenza o allacciamento si estende fino all'organo di intercettazione terminale (incluso) della derivazione stessa; [Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.]

Impianto di distribuzione: è una rete di gasdotti locali, integrati funzionalmente, per mezzo dei quali è esercitata l'attività di distribuzione; l'impianto di distribuzione è costituito dall'insieme dei punti di consegna e/o dei punti di interconnessione, dalla stessa rete, dai gruppi di riduzione e/o dai gruppi di riduzione finale, dagli impianti di derivazione di utenza fino ai punti di riconsegna e dai gruppi di misura; l'impianto di distribuzione è gestito da un'unica impresa distributrice; [Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.]

Impianto di ricezione e prima riduzione del gas naturale (REMI): Impianto allacciato alla rete di trasporto predisposto per ricevere, ridurre di pressione e misurare il gas. [UNI 9167-1]

Media pressione (MP): è la pressione relativa del gas, definita per il gas naturale dal decreto ministeriale 16 aprile 2008 e per i gas di petrolio liquefatti dalla norma UNI 9860:

(i) superiore a 0,04 bar e non superiore a 5 bar (4a, 5a e 6a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;

(ii) superiore a 0,07 bar e non superiore a 5 bar (4a, 5a e 6a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatto;

[Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.]

Punto di consegna dell'impianto di distribuzione o punto di consegna:

(i) per il gas naturale, il punto coincidente con il punto di riconsegna della rete di trasporto, dove viene reso disponibile all'impresa distributrice il gas naturale;

(ii) per i gas diversi dal gas naturale, è il punto di alimentazione dell'impianto di distribuzione;

[Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.]

Punto di interconnessione: punto di interconnessione tra due impianti di distribuzione gestiti da imprese distributrici diverse; [Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.]

Punto di riconsegna dell'impianto di distribuzione o punto di riconsegna (p.d.r.): è il punto di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa distributtrice riconsegna il gas per la fornitura al cliente finale; [Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.]

Rete: sistema di condotte in generale interrate, posate su suolo pubblico o privato che, partendo dai punti di consegna e/o dai punti di interconnessione, consente la distribuzione del gas ai clienti finali; la rete non comprende gli impianti di derivazione di utenza;

[Delibera 569/2019/R/gas e s.m.i.]

ΔIO : è la differenza tra i quantitativi immessi al punto di riconsegna della rete di trasporto o city gate e quelli prelevati dalla rete di distribuzione, che coincide con il termine di cui al comma 33.2 del TISG; [delibera ARERA 386/2022/R/GAS]

$\Delta Eff IO$: è la media aritmetica calcolata, nel triennio di riferimento, dei valori di ΔIO di ciascun anno derivanti dalle sessioni di aggiustamento che partecipano al computo, al netto delle perdite localizzate e dei prelievi fraudolenti rilevati in ciascun anno; [delibera ARERA 386/2022/R/GAS]

Incidente da gas²: Evento che coinvolga il gas distribuito a mezzo di reti, che interessi una qualsiasi parte dell'impianto di distribuzione e/o di impianti dei clienti finali, compresi gli apparecchi di utilizzazione, e che provochi il decesso o lesioni gravi di persone o danni a cose per un valore non inferiore a:

- 1) 5.000 euro in caso di accadimento nella rete di distribuzione;
 - 2) 1.000 euro in caso di accadimento negli impianti dei clienti finali,
- e che sia provocato da una delle seguenti cause:
- a) una dispersione di gas (volontaria o non);
 - b) una combustione incontrollata in un apparecchio di utilizzo del gas;
 - c) una cattiva combustione in un apparecchio di utilizzo del gas, compresa quella dovuta ad insufficiente ventilazione;
 - d) una non adeguata aerazione dei locali;
 - e) una inadeguata evacuazione dei prodotti della combustione da un apparecchio di utilizzo del gas.

Inoltre, si definiscono come lesioni gravi le ferite, l'intossicazione, le ustioni o comunque i traumi alla persona che comportino il ricovero in ospedale (il trattamento in camera iperbarica è da considerarsi come un ricovero ospedaliero) o il rilascio di certificazione medica con prognosi di almeno 24 h;

Emergenza di servizio³: Si definisce come emergenza un evento in grado di produrre effetti gravi e/o di vaste proporzioni per la sicurezza e per la continuità del servizio di distribuzione e che provochi una o più delle seguenti condizioni:

- a) fuori servizio non programmato di punti di consegna o di punti di interconnessione;

² Linee guida CIG n. 15 "La gestione degli incidenti da gas combustibile distribuito a mezzo di reti e comunicazione delle emissioni di gas in atmosfera" (gennaio 2020)

³ Linee guida CIG n. 4 "La gestione delle emergenze da gas combustibile sull'impianto di distribuzione (gennaio 2020)"

- b) fuori servizio non programmato di reti AP o MP o BP che provochi l'interruzione senza preavviso dell'erogazione del gas ad uno o più clienti finali;
- c) dispersione di gas con interruzione senza preavviso dell'erogazione del gas ad uno o più clienti finali;
- d) disservizio provocato da eccesso o difetto di pressione in rete rispetto ai valori previsti dalle norme tecniche vigenti.

Si definisce inoltre emergenza qualunque evento che provochi l'interruzione senza preavviso dell'erogazione del gas ad almeno 250 clienti finali e per il quale l'erogazione del gas non venga riattivata a tutti i clienti finali coinvolti presenti entro 24 ore dall'inizio dell'interruzione, con esclusione dei clienti finali che non vengano riattivati all'atto del primo tentativo di riattivazione.

Qualora a seguito dell'emergenza l'interruzione della fornitura abbia una durata superiore ai 365 giorni il ripristino della fornitura gas all'impianto del singolo cliente finale rimasto interrotto oltre i 365 giorni, deve avvenire nel rispetto di quanto previsto dalle Linee Guida CIG n. 12⁴ per le attivazioni della fornitura;

perdite localizzate: sono i quantitativi di gas disperso nei casi di emergenza di servizio e/o incidente o nei casi di danneggiamento di condotte o impianti della rete di distribuzione, nonché quelli individuati a seguito di ricerca programmata delle fughe o segnalazione di dispersioni per i quali l'impresa di distribuzione abbia effettuato una ricostruzione; sono escluse tutte le altre tipologie di perdite; [delibera ARERA 386/2022/R/GAS]

NOTA - Nel merito si possono individuare due macro-sottoinsiemi di perdite:

- dispersioni sulle condotte interrate;
- dispersioni sulle parti aeree della rete, da gruppi di riduzione intermedi e/o finali, REMI, gruppi valvole. Sono escluse le derivazioni di utenza. (vedere Scopo e campo d'applicazione)

4 PERDITE LOCALIZZATE

4.1 Generalità

Le perdite localizzate da quantificare secondo le presenti Linee Guida, in ottemperanza alle disposizioni di merito della delibera ARERA 386/2022/R/GAS, rappresentano uno dei tipi di emissione di metano dalle infrastrutture del gas.

Il metodo riportato dalla FprCEN/TS 17874:2022 per quantificare le perdite derivanti da tutte le differenti tipologie di emissioni di metano dalle infrastrutture del gas consiste in generale nel suddividere gli impianti in gruppi omogenei di asset, dispositivi e componenti e nell'indicare le categorie di emissione attese per ogni gruppo al fine di determinare i fattori di emissione e i fattori di attività come definiti nel medesimo final draft FprCEN/TS 17874:2022. Comprende la quantificazione di metano emesso di diversa origine, stima delle emissioni da gruppi di asset o calcolo basato sui dati disponibili.

In caso di misurazioni o calcoli singoli, le emissioni (perdite) totali si ottengono sommando le emissioni di metano quantificate e quelle misurate/calcolate.

La quantificazione delle perdite localizzate, come sotto definite, sono trattate al punto 6.6 ed in particolare al punto 6.6.1 del progetto di Specifica Tecnica Europea succitata.

A tal fine possono risultare applicabili altre metodologie riportate in documenti a carattere pubblico emessi da organizzazioni riconosciute a livello internazionale o metodologie operative formalmente approvate a livello aziendale, contenute all'interno di documenti in ambito dei sistemi qualità sicurezza ambiente.

⁴ Linee Guida CIG n. 12 "Attivazione o riattivazione dell'impianto del cliente finale (2020)"

Di seguito sono quindi illustrate le metodologie per il calcolo “individuale” cioè a dire per singola perdita, con l’applicazione delle espressioni fisico/matematiche riportate dal final draft FprCEN/TS 17874:2022, dove applicabili.

Nel merito si possono individuare due macro-sottoinsiemi di perdite:

- dispersioni sulle condotte interrate;
- dispersioni sulle parti aeree della rete, da gruppi di riduzione intermedi e/o finali, REMI, gruppi valvole, sono escluse le derivazioni di utenza.

Le dispersioni sono rilevate a seguito di:

- a) ricerca programmata;
- b) segnalazioni di terzi.

La quantificazione della perdita potrà essere determinata per ciascun evento o per gruppi di dispersioni simili così come previsto dal final draft FprCEN/TS 17874:2022, punti 6.4, 6.5 e 6.6.

Posto quanto sopra, per alcuni casi specifici, può essere determinata applicando quanto di seguito previsto al punto 4.2.

L’Appendice A fornisce a titolo informativo le pertinenti equazioni di conservazione di massa ed energia per l’effettuazione dei calcoli.

4.1.1 Ricerca programmata

Per ricerca programmata delle dispersioni si intende l’attività prevista dalla Delibera ARERA 569/2019/R/gas.

4.1.2 Segnalazione di terzi

Le segnalazioni di terzi sono generalmente ascrivibili a:

- a) Interferenze esterne (ovvero danni da terzi);
- b) corrosione;
- c) difetto di costruzione/difetto del materiale;
- d) intervento di tamponatura in gas (*hot tap*) fatto per errore;
- e) movimenti del suolo.

4.2 Metodologia di calcolo del volume di gas disperso - Casi specifici

4.2.1 Metodologia di calcolo del volume di gas disperso: quantificazione delle emissioni

La quantificazione delle emissioni puntuali può essere determinata applicando fattori emissivi appropriati e determinati su base statistica o acquisiti da letteratura specifica in funzione del campo di applicazione e delle caratteristiche della rete.

In alternativa al fine della quantificazione del volume di gas disperso possono essere adottate in casi specifici le metodologie descritte nei punti successivi.

4.2.2. Metodologia di calcolo del volume di gas disperso - Casi specifici

Quanto di seguito riportato è desunto da esperienze di uso comune (best practice) adottate dalle imprese di distribuzione in merito alle prassi operative per la quantificazione delle dispersioni di gas dalla rete di distribuzione a seguito di perdite localizzate.

Per il calcolo del volume di gas bisogna distinguere fra i differenti casi di dispersione.

Eventuale danneggiamento della rete di distribuzione

Il contatore funziona regolarmente e non viene influenzato dal danneggiamento, il volume transitato misurato è dunque coerente e può essere considerato per la stima del volume di gas disperso;

- a.1 Il contatore non funziona regolarmente, il volume transitato misurato non può essere considerato per la stima del volume di gas disperso.

Tipo di rottura

- b.1 rottura parziale della tubazione gas;
b.2 rottura totale della tubazione gas (c.d. "troncamento").

Posizione della rottura nella rete di distribuzione

- c.1 impianti secondari di riduzione "GR" e rete di distribuzione in alta e media pressione diversa da quanto incluso nel punto c.2;
c.2 impianti REMI oppure dorsale principale nella quale circola l'intera quantità di gas transitata nella cabina REMI.

Eventuale interconnessione di impianti REMI nell'impianto in questione

- d.1 impianto servito da un unico impianto REMI;
d.2 impianto servito da più impianti REMI in interconnessione.

Nel punto 4.2.4 viene definita la metodologia di calcolo del volume di gas disperso per i differenti casi di dispersione.

Nota: I casi riportati non sono esaustivi e ogni caso potrebbe avere specificità che non rendono applicabile il metodo di calcolo riportato di seguito nel testo e che potrebbero richiedere l'utilizzo di simulazioni fluidodinamiche della rete e metodologie di calcolo equivalenti a quelle di seguito indicate quale riferimento.

4.2.3 Elenco casi di dispersione

Nella tabella seguente vengono riportati i casi per cui viene definita la metodologia di calcolo nel punto 4.2.4. Per il dettaglio dei casi (es. a.1, a.2) si faccia riferimento al punto precedente.

Tabella 1 Casi di dispersione

Caso	Contatore	Tipo di rottura	Posizione	Re.Mi.
1	Funzionante (a.1)	Parziale (b.1)	Rete AP/MP/BP	Unica (d.1)
2	Funzionante (a.1)	Parziale (b.1)	Rete AP/MP/BP	Interconnessa (d.2)
3	Funzionante (a.1)	Troncamento (b.2)	REMI. (c.2)	Unica (d.1)
4	Funzionante (a.1) Non funzionante (a.2)	Troncamento (b.2)	AP/MP (c.1)	Unica (d.1)
5	Non funzionante (a.2)	Parziale (b.1) Troncamento (b.2)	Rete AP/MP/BP	Unica (d.1)
6	Non funzionante (a.2)	Parziale (b.1)	Rete AP/MP/BP	Interconnessa (d.2)

4.2.4 Calcolo del volume di gas disperso

Viene di seguito riportata la metodologia di calcolo del volume di gas disperso per le casistiche individuate.

Caso n.1

In questo caso il volume disperso V_{DISP} viene stimato come differenza tra il volume transitato nell'impianto REMI durante le ore dell'incidente V_{REMI} (dato presente nei sistemi aziendali) e il volume riconsegnato durante le ore dell'incidente V_{RIC} (dato stimato).

$$V_{DISP} = V_{REMI} - V_{RIC} \quad (1)$$

Il volume riconsegnato viene calcolato utilizzando i dati storici del volume transitato in cabina. Tale volume può essere calcolato come media dei volumi transitati la settimana precedente $V_{REMI, W(-1)}$ e successiva $V_{REMI, W(+1)}$ negli stessi giorni e orari dell'evento incidentale, in modo da cogliere eventuali comportamenti specifici delle utenze serviti dall'impianto REMI:

$$V_{RIC} = \frac{V_{REMI, W(-1)} + V_{REMI, W(+1)}}{2} \quad (2)$$

Es. se la dispersione di gas è avvenuta il giorno 10/01/2023 dalle 15:00 alle 19:00: il volume riconsegnato sarà dato dalla media dei volumi transitati in cabina il 03/01/2023 dalle 15:00 alle 19:00 e il 17/01/2023 dalle 15:00 alle 19:00.

Nel caso in cui la curva dei volumi transitati non abbia una forte dipendenza dal giorno della settimana, per il calcolo dei volumi riconsegnati è possibile utilizzare la media dei volumi transitati il giorno precedente $V_{REMI, D(-1)}$ e successivo $V_{REMI, D(+1)}$ negli stessi orari dell'evento incidentale

$$V_{RIC} = \frac{V_{REMI, D(-1)} + V_{REMI, D(+1)}}{2} \quad (3)$$

Es. Se la dispersione di gas è avvenuta il giorno 10/01/2023 dalle 15:00 alle 19:00: il volume riconsegnato sarà dato dalla media dei volumi transitati in cabina il 09/01/2023 dalle 15:00 alle 19:00 e il 11/01/2023 dalle 15:00 alle 19:00.

Caso n.2

In questo caso il volume transitato è calcolato come la somma dei volumi transitati nelle singole cabine Re.Mi. interconnesse.

$$V_{REMI} = V_{REMI,1} + V_{REMI,2} + \dots + V_{REMI,n} \quad (4)$$

$$V_{RIC} = V_{RIC,1} + V_{RIC,2} + \dots + V_{RIC,n} \quad (5)$$

Caso n.3

Il caso n.3 considera una rottura totale della tubazione del gas in uscita dall'impianto REMI, prima di una derivazione della dorsale. In questo caso tutto il volume transitato dal contatore V_{REMI} fuoriesce dalla rottura.

$$V_{DISP} = V_{REMI} \quad (6)$$

Casi n.4, 5, 6 Applicabili a reti in media e bassa pressione

Nell'evenienza di rottura della tubazione ricadente nei casi 4, 5 e 6, non è più possibile stimare il volume disperso partendo dai volumi misurati in cabina. Bisognerà pertanto applicare le equazioni di conservazione di massa ed energia come riportato in Allegato A nel caso di perdita diretta in atmosfera.

Nel caso di perdita da condotte interrato il volume della perdita potrà essere determinato con l'applicazione dei criteri riportati nell'annex C del final draft FprCEN/TS 17874:2022; altre metodologie di calcolo potranno essere utilizzate purché previste in documenti a carattere pubblico emessi da organizzazioni riconosciute a livello internazionale.

4.3 Durata della dispersione di gas

La durata della dispersione di gas deve essere determinata per stimare le perdite localizzate. Si possono distinguere tre diversi periodi di tempo, vedere formula (7)]

$$t = t_1 + t_2 + t_3 \quad (7)$$

dove:

- t** Durata dall'inizio della dispersione di gas fino alla sua eliminazione (anche mediante interventi non conclusivi), in [h];
- t₁** Durata dall'inizio della dispersione di gas fino alla segnalazione dell'incidente all'operatore, in [h];
- t₂** Durata dalla chiamata fino all'arrivo in loco, in [h];
- t₃** Durata dell'attività in loco fino all'eliminazione della dispersione (anche mediante interventi non conclusivi), in [h].

Dal punto di vista operativo è possibile procedere come segue a seconda delle situazioni sottoelencate.

4.3.1 Danneggiamenti da terzi:

Si applica la formula (7).

Nota 1 - In generale t_1 è posto pari a zero salvo evidenze documentabili che consentano di determinarne il valore

Nota 2 - t_2 e t_3 dovrebbero essere noti.

4.3.2 A seguito di ricerca programmata:

Si applica la seguente formula:

$$t = \frac{t_4}{2} \quad (8)$$

Dove t_4 è il tempo in ore intercorso tra la data della precedente ricerca programmata della dispersione sul punto in cui questa è stata rilevata e la sua eliminazione.

L'inizio della dispersione non può essere, in qualsiasi caso, antecedente al primo giorno dell'anno in corso della ricerca programmata al fine del rispetto dei vincoli di bilancio e dei principi di rendicontazione annuale.

4.3.3 Segnalazione di terzi:

Il tempo t_5 è il periodo in ore determinato dalla differenza di tempo fra il momento della segnalazione e il momento dell'eliminazione della dispersione⁵.

⁵ Vedere Linee Guida CIG n. 16 Esecuzione delle ispezioni programmate e localizzazione delle dispersioni sulla rete di distribuzione per gas con densità $\leq 0,8$ e gas con densità $> 0,8$

ALLEGATO A (informativo)

Esempio per la determinazione delle perdite dirette in atmosfera

Nel seguito si riporta una procedura tratta dal final draft di specifica tecnica FprCEN/TS 17874:2022 “*Methodology for methane emissions quantification for gas transmission, distribution and storage systems and LNG terminals*” per la determinazione della portata volumetrica per dispersioni in riferimento a differenti tipi di condizioni di flusso.

A.1 Dispersioni dirette in atmosfera e assimilabili

Il primo passo è determinare se il flusso di gas da una dispersione è supersonico o subsonico. Per questa valutazione viene utilizzato il rapporto di pressione critica. Il rapporto di pressione critica è determinato dalla formula (a.1). Per il gas naturale (k circa 1,3), è valido un rapporto di pressione critica di circa 0,54.

$$\left(\frac{p_{atm}}{p_{abs}}\right)_{crit} = \left(\frac{2}{\kappa + 1}\right)^{\frac{\kappa}{\kappa - 1}} \quad \text{a.1}$$

Dove:

p_{atm} Pressione atmosferica, [bar]:

p_{abs} Pressione assoluta, [bar]:

k Indice adiabatico del gas naturale.

Se il rapporto di pressione è uguale o maggiore del rapporto di pressione critico, il flusso è subsonico (formula (a.2)). Se è minore, il flusso è supersonico (formula (a.3))

$$\frac{p_{atm}}{p_{abs}} \geq \left(\frac{p_{atm}}{p_{abs}}\right)_{crit} \rightarrow \text{subsonic flow} \quad \text{a.2}$$

$$\frac{p_{atm}}{p_{abs}} < \left(\frac{p_{atm}}{p_{abs}}\right)_{crit} \rightarrow \text{supersonic flow} \quad \text{a.3}$$

Per determinare un tasso di emissione (subsonico e supersonico), è necessario determinare l'area del danno. Le rispettive formule sono valide per i fori circolari. Per applicarle anche per fori di forma non circolare, occorre considerare il diametro idraulico (formula (a.4)).

$$d_h = \frac{4A}{P}$$

a.4

Dove:

d_h diametro idraulico in [m]

A area del danno (descritta di seguito), in [m²];

P perimetro del danno, in [m].

L'area e il perimetro utilizzati nella formula (a.4) dipendono dalla forma del danno e dalle dimensioni.

A.2 Formule per il flusso subsonico

Le emissioni relative a incidenti con un rapporto di pressione maggiore o uguale al rapporto di pressione critica sono calcolate con la formula (a.5).

Nota: Questa formula è ampiamente applicata dai partner che hanno contribuito alla redazione di questo rapporto e può essere considerata come il miglior approccio disponibile. I simboli nella formula sono stati scelti in conformità con UNI EN ISO 5167.

$$q_v(T, p) = 3\,600 \cdot \frac{C_D}{\rho(T, p)} \cdot \frac{\pi}{4} d_h^2 \cdot \left(\frac{p_{atm}}{p_{abs}}\right)^{\frac{1}{\kappa}} \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot p_{abs} \cdot \rho_{int} \cdot \left(1 - \left(\frac{p_{atm}}{p_{abs}}\right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}}\right)} \quad \text{a.5}$$

dove:

q_v	Portata volumetrica di un incidente, in [m ³ /h] alle condizioni di riferimento
C_D	Coefficiente di efflusso [-];
ρ	Densità del gas in [kg/mc]
d_h	Diametro idraulico in [m]
p_{atm}	Pressione atmosferica in [Pa]
p_{abs}	Pressione assoluta della condotta, in [Pa];
κ	Indice adiabatico del gas naturale, in [-]
ρ_{int}	Densità del gas naturale nella condotta, in [kg/mc]

La densità del gas in condotta può essere espressa con la Formula (a.6).

$$\rho_{int} = \frac{p_{int}}{R_i \cdot T_{int}}$$

a.6

dove:

R_i Costante di gas specifica del gas naturale, in $\left[\frac{J}{kg \cdot K}\right]$, del gas naturale in uscita al riferimento condizioni;

T_{int} Temperatura del gas nella condotta in [K].

La portata massica è calcolata moltiplicando la portata volumetrica per la densità del gas naturale fuoriuscente alle condizioni di riferimento (formula a.6).

A.3 Formule per il flusso supersonico

Le emissioni con un rapporto di pressione inferiore al rapporto di pressione critico sono calcolate con la formula (a.7).

$$q_v(T, p) = 3\,600 \cdot \frac{C_D}{\rho(T, p)} \cdot \frac{\pi}{4} d_h^2 \cdot \left(\frac{2}{\kappa + 1}\right)^{\frac{1}{\kappa - 1}} \cdot \sqrt{\frac{2\kappa}{\kappa + 1} \cdot p_{abs} \cdot \rho_{atm}} \quad \boxed{\text{a.7}}$$

La portata massica è calcolata moltiplicando la portata volumetrica per la densità del gas naturale fuoriuscente alle condizioni di riferimento (formula a.6).

Al di sotto di 8 MPa (80 bar), il valore di 1,3 può essere utilizzato per κ . Al di sopra di 8 MPa, il valore è calcolato o tratto da letteratura.

A.4 Quantificazione complessiva della perdita localizzata

Ciascuna dispersione localizzata è quantificata con la seguente formula:

$$Q = q_{ist} \cdot t$$

dove:

Q Quantità di gas disperso in metri cubi.

q_{ist} Portata calcolata nell'unità di tempo di una perdita, in m^3/h .

t Durata media della dispersione di gas da una dispersione, in [h] valutata, a seconda delle casistiche, come indicato al Punto 4.3

BIBLIOGRAFIA

Legge 6 dicembre 1971, n. 1083 - “Norme per la sicurezza dell’impiego del gas combustibile” e s.m.i.

Delibera 148/2019/R/GAS Approvazione del Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (settlement) (TISG)

Delibera 02 agosto 2022 386/2022/R/gas Introduzione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del delta in-out

Delibera 31 ottobre 2023 494/2023/R/gas Modifiche e integrazioni alle disposizioni in tema di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del delta in-out

Delibera 138/04 e s.m.i. Adozione di garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete

Delibera ARG/gas 99/11 (TIMG) e s.m.i. Disposizioni per il mercato della vendita al dettaglio del gas naturale: servizio di default, acquisto e perdita della responsabilità dei prelievi e approvazione del Testo Integrato Morosità Gas (TIMG). Modifiche e integrazioni alla disciplina vigente in materia di contenimento del rischio creditizio per il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica

European Parliament legislative resolution of 10 April 2024 on 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 (COM(2021)0805 – C9-0467/2021 – 2021/0423(COD))

UNI EN 15446- Emissioni da fughe e diffuse relative ai settori industriali - Misurazione delle emissioni da fughe di composti gassosi provenienti da perdite da attrezzature e tubazioni

UNI 8827-1 - Sistemi di controllo della pressione del gas funzionanti con pressione a monte compresa fra 0,04 bar e 5 bar - Progettazione, costruzione e collaudo Parte 1: Generalità

UNI 9165 - Reti di distribuzione del gas - Condotte con pressione massima di esercizio minore o uguale a 5 bar - Progettazione, costruzione, collaudo, conduzione, manutenzione e risanamento

Marcogaz - Assessment of methane emissions for gas Transmission and Distribution system operators