



Ente Federato all'UNI
20122 – Milano – Via Larga, 2
www.cig.it

**“RICOGNIZIONE TECNICA E NORMATIVA IN MATERIA DI
ISPEZIONABILITÀ DELLE RETI DI TRASPORTO DI GAS NATURALE”**

Elaborato ai sensi del mandato previsto dalla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas
ed il Sistema Idrico, 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas

(1ª EDIZIONE MAGGIO 2015)

Autore:

CIG – Comitato Italiano Gas

Via Larga, 2 – 20122 Milano

Tel. 02 724906 - Telefax 02 72001646

www.cig.it

Edizione maggio 2015

Questa pubblicazione non è un documento normativo. La responsabilità dei concetti espressi è unicamente degli autori.

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 copyright.

“RICOGNIZIONE TECNICA E NORMATIVA IN MATERIA DI ISPEZIONABILITÀ DELLE RETI DI TRASPORTO DI GAS NATURALE”

PREFAZIONE

Il presente documento è stato elaborato nell’ambito del mandato conferito al Comitato Italiano Gas (CIG) dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas (AEEGSI) di cui alla deliberazione 602/2013/R/GAS:

“Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 – parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe per i servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017”

Le indicazioni riportate nel presente documento hanno carattere informativo e descrittivo. Come tali esse possono essere di indirizzo per gli argomenti trattati.

Per necessità di ulteriori approfondimenti si deve far riferimento ai documenti riportati al punto 2. (Riferimenti legislativi, regolatori e normativi) e al punto 10. (Bibliografia). Tuttavia considerata l’ampiezza della materia trattata i precitati documenti non possono essere ritenuti esaustivi.

Il presente documento è stato elaborato in ambito del Comitato Italiano Gas – CIG, con la partecipazione di esperti designati da:

- 1. APCE;**
- 2. BAKER HUGHES;**
- 3. CMVTG;**
- 4. GAS PLUS TRASPORTO S.r.l.;**
- 5. INFRASTRUTTURE TRASPORTO GAS;**
- 6. ITALCOGIM TRASPORTO;**
- 7. METANODOTTO ALPINO s.r.l.;**
- 8. SB OIL TOOL SUPPLY S.r.l (ROSEN EUROPE B.V.);**
- 9. SNAM RETE GAS;**
- 10. SOCIETA’ GASDOTTI ITALIA S.p.A.;**
- 11. TD WILLIAMSON.**
- 12. TECMA.**

INDICE

INTRODUZIONE

1. SCOPO E CAMPO DI APPLICAZIONE
2. RIFERIMENTI LEGISLATIVI, REGOLATORI E NORMATIVI
3. DEFINIZIONI
4. STATO DI CONSISTENZA DELLE RETI DI TRASPORTO NAZIONALI E REGIONALI (SCENARIO)
5. SISTEMI DI PROTEZIONE DALLA CORROSIONE DELLE CONDOTTE
6. METODI DI ISPEZIONE E SORVEGLIANZA DELLE CONDOTTE
7. ISPEZIONABILITÀ DELLE CONDOTTE CON PIG
8. CONCLUSIONI
9. BIBLIOGRAFIA

APPENDICE 1 – DETTAGLI SULLA ISPEZIONE PIG MFL

INTRODUZIONE

Il presente documento è stato elaborato in ambito del Comitato Italiano Gas - CIG in attuazione del mandato conferito da AEEGSI, per l'effettuazione di una ricognizione tecnica e normativa in materia di ispezionabilità delle reti di trasporto di gas naturale tramite dispositivi di tipo "pig" o di altra tecnologia," ai sensi della Deliberazione 602/2013/R/Gas e s.m.i

L'affidamento di mandati da AEEGSI al CIG, trova riscontro nel Protocollo d'intesa stipulato tra le parti.

Nell'elaborazione del presente documento sono stati considerati oltre che gli aspetti legislativi, regolamentari e tecnici, nazionali ed internazionali, anche le cosiddette "best practices" e nella stesura dei capitoli che lo formano è stato fatto riferimento alle comuni pratiche operative.

1. SCOPO E CAMPO DI APPLICAZIONE

Il presente documento fornisce informazioni in merito a:

- Riferimenti legislativi e normativi applicabili;
- Termini e definizioni;
- Sistemi di protezione delle condotte;
- Ispezioni delle condotte.

Si riferisce per quanto di pertinenza alle Reti Nazionale e alle reti Regionali di trasporto che convogliano gas combustibili della II^a famiglia, così come definiti nella UNI EN 437.

Per le caratteristiche chimico-fisiche del gas trasportato si faccia riferimento al D.M. 19 febbraio 2007

2. RIFERIMENTI LEGISLATIVI, REGOLATORI E NORMATIVI

Il presente documento rimanda, mediante riferimenti datati e non, a disposizioni contenute in altre pubblicazioni. Sono di seguito elencati riferimenti legislativi, regolatori e normativi.

Alcuni di tali riferimenti sono citati nei punti appropriati del testo, altri, non citati, sono stati riportati per fornire ulteriori indicazioni al lettore.

Per quanto riguarda i riferimenti datati, successive modifiche o revisioni apportate a dette pubblicazioni valgono unicamente se introdotte nel presente documento come aggiornamento o revisione. Per i riferimenti non datati vale l'ultima edizione della pubblicazione alla quale si fa riferimento.

2.1 Riferimenti legislativi

Direttiva 94/9/CE del consiglio, del 23 marzo 1994, concernente il ravvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative agli apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva

Direttiva 1999/92/CE del parlamento europeo e del consiglio del 16 dicembre 1999, relativa alle prescrizioni minime per il miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori che possono essere esposti al rischio di atmosfere esplosive

Regolamento (CE) n. 765/2008 del parlamento europeo e del consiglio che pone norme in materia di accreditamento e vigilanza del mercato per quanto riguarda la commercializzazione dei prodotti e che abroga il regolamento (CEE) n. 339/93.

D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 Testo coordinato con il D.lgs. 3 agosto 2009, n. 106 - Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro - Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 agosto 2007, n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

DM 17/4/2008 "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"

2.2 Riferimenti regolatori

Deliberazione 602/2013/R/gas "Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 – Parte I del testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe per i servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017" e s.m.i.

2.3 Riferimenti normativi

NOTA: Sono di seguito riportati i riferimenti normativi nazionali ed internazionali di Organismi di normazione riconosciuti in Italia. Inoltre sono stati riportati i titoli di documenti ASME (AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS) e NACE (WORLDWIDE CORROSION AUTHORITY)

UNI EN ISO 8044 Corrosione di metalli e leghe - Termini fondamentali e definizioni

UNI EN 437 Gas di prova - Pressioni di prova - Categorie di apparecchi

UNI EN 1594 Trasporto e distribuzione di gas - Condotte per pressione massima di esercizio maggiore di 16 bar - Requisiti funzionali

UNI EN 12007-1 Trasporto e distribuzione di gas - Condotte con pressione massima di esercizio non maggiore di 16 bar - Raccomandazioni funzionali generali

UNI EN 12007-3 Trasporto e distribuzione di gas - Condotte con pressione massima di esercizio non maggiore di 16 bar - Raccomandazioni funzionali specifiche per condotte in acciaio

UNI EN 12954 Protezione catodica di strutture metalliche interrate o immerse - Principi generali e applicazione per condotte.

UNI EN 16348:2013 Infrastrutture del gas – Sistema di gestione della sicurezza (SMS) per le infrastrutture di trasporto del gas e sistema di gestione dell'integrità delle condotte (PIMS) per le condotte di trasporto del gas – Requisiti funzionali

UNI 10265 Protezione Catodica di strutture metalliche. Segni grafici.

UNI 10950 Protezione catodica di strutture metalliche interrate - Telecontrollo dei sistemi di protezione catodica.

UNI 11094 Protezione catodica di strutture metalliche interrate. Criteri generali per l'attuazione, le verifiche e i controlli ad integrazione di UNI EN 12954 anche in presenza di correnti disperse

UNI TS 11297 Metodologia di valutazione rischi di dispersione gas

ASME B31G Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines

NACE RP0 502 "Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology"

3. DEFINIZIONI

NOTA: Sono di seguito elencate le definizioni. La maggior parte di esse sono citate nei punti appropriati del testo, altre, non citate nel testo sono state inserite per fornire ulteriori indicazioni al lettore.

3.1 Definizioni generali:

- **Appaltatore:** Ditta o Impresa o Società con organizzazione dei mezzi necessari e con gestione a proprio rischio che assume l'obbligazione di compiere in favore di un'altra figura (Committente) un'opera o un servizio (per es. servizio d'ispezione) verso un corrispettivo in denaro.
- **Committente:** Figura (persona fisica o persona giuridica o ente pubblico) che commissiona mediante un contratto un lavoro o un servizio (per es. servizio d'ispezione) ad altra Ditta o Impresa o Società, detta Appaltatore.
- **Fabbricante:** Persona fisica o giuridica che fabbrica un prodotto oppure lo fa progettare o fabbricare e lo commercializza apponendovi il suo nome o marchio; [Regolamento (CE) n. 765/2008 del parlamento europeo e del consiglio].
- **Operatore:** figura (persona fisica o persona giuridica o ente pubblico) che gestisce operativamente un impianto.
- **Condotta:** Insieme di tubazioni, curve, raccordi ed accessori uniti tra di loro per il trasporto del gas; [rif. DM 17/4/2008].
- **Rete Nazionale:** Rete Nazionale dei gasdotti, così come definita con Decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 22 dicembre 2000, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale n°18 del 23 gennaio 2001; [Rif. Deliberazione 602/2013/R/gas].
- **Rete Regionale:** Rete di trasporto gestita dall'impresa di trasporto classificata sulla base dei criteri di cui al decreto del Ministero delle Attività Produttive 29 settembre 2005 e successivi aggiornamenti; [Rif. Deliberazione 602/2013/R/gas].

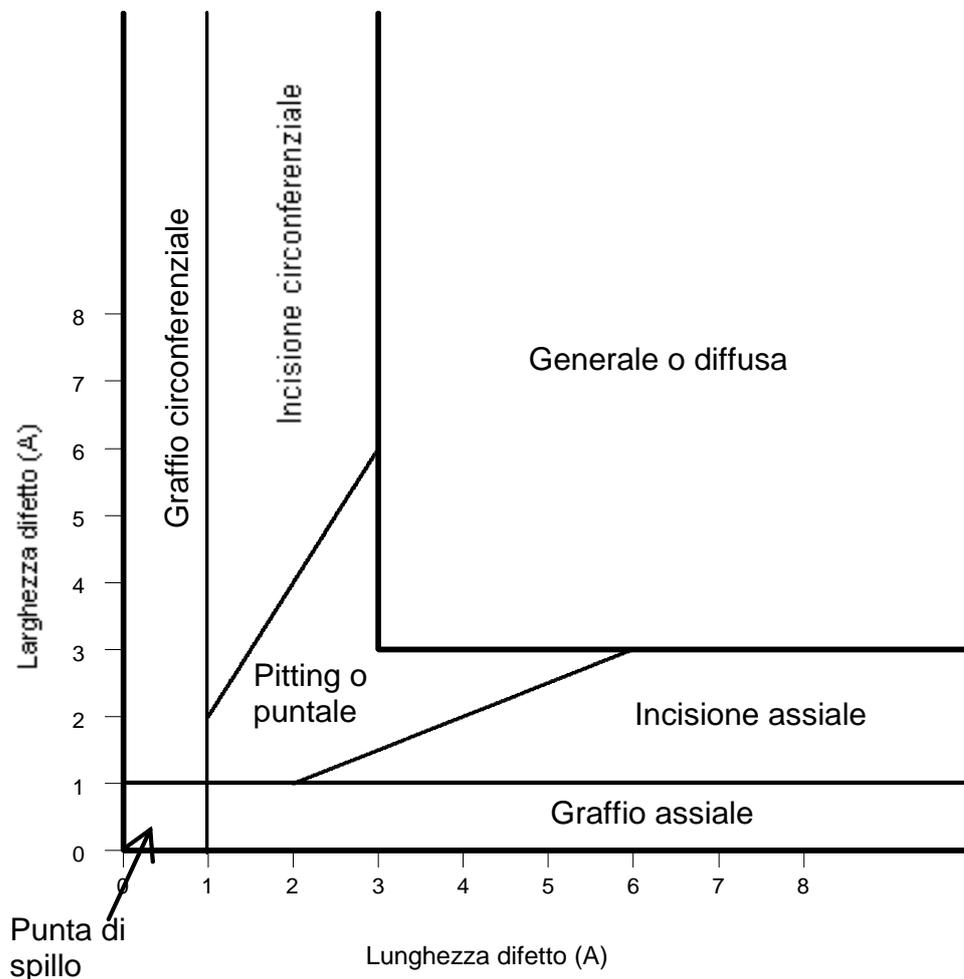
3.2 Definizioni relative alle Condotte:

- **Ammaccatura:** Difetto riconducibile a deformazione plastica della parete del tubo con variazione irregolare del diametro interno, ma che non necessariamente presenta riduzione locale di spessore.
- **Anomalia:** irregolarità o deviazione dello stato di perfetta integrità del materiale base o della saldatura, la quale può anche essere non pregiudizievole ai fini dell'esercizio della condotta. Sono considerate anomalie, ad esempio, le mancanze di metallo, i difetti di fabbricazione, le cricche, le ammaccature, i difetti di saldatura circonferenziale.
- **Anomalia di fabbricazione:** Difetto generato durante la fabbricazione della barra di tubo che non comporta necessariamente una riduzione di spessore. In questa accezione si includono ad esempio le anomalie di saldatura longitudinale, le inclusioni di materiale, laminazioni, ecc. Trattasi di difetti presenti nella condotta sin dalla costruzione e tollerati in quanto di entità rientrante nei criteri di accettazione durante la fase di ispezione e collaudo in fabbrica delle barre di tubo.

- **Anomalia di saldatura:** Imperfezione della saldatura circonferenziale o longitudinale o nella zona termicamente alterata (ZTA).
- **Anomalia in mezzo alla parete:** Difetto che non interessa né la superficie interna né esterna del tubo. Tipicamente difetto di fabbricazione del tubo.
- **Colpo d'arco (Ark strike):** Punto localizzato di fusione o alterazione metallurgica della superficie del tubo causata da un arco elettrico (anche riferito come "hot spot").
- **Barra di tubo:** Singolo elemento di tubo che è normalmente collegato ad altri mediante saldatura per la costruzione di una condotta.
- **Box di mancanza di metallo:** Singola area di mancanza di metallo individuata dal pig; due o più box possono essere raggruppati tra loro (cluster") secondo regole di interazione.
- **Caratteristica:** Indicazione rilevata dallo strumento d'ispezione in linea, generata da: anomalia, saldatura circonferenziale, cambio di spessore, pezzo a T, tubo di protezione, valvola, stacco, curva, anodo, connessione di protezione catodica, supporto esterno, ancoraggio, marker sopra terra, corazza di riparazione, vicinanza di oggetto metallico.
- **Cluster:** Due o più anomalie di mancanza di metallo adiacenti (box), sulla barra di tubo o in area di saldatura, che interagiscono tra di loro indebolendo la condotta più di quanto potrebbe ogni singola anomalia. Anomalie adiacenti sono raggruppate tra loro in "cluster secondo regole di interazione.
[Si veda in proposito anche A.1.2 : Interazione tra mancanze di metallo.]
- **Grado di utilizzazione del materiale:** coefficiente che definisce il livello di sollecitazione ammissibile quale percentuale del carico unitario di snervamento. È il reciproco del coefficiente di sicurezza [rif. DM 17/4/2008].
- **Corrosione:** Difetto riconducibile a mancanza di metallo che interessa un'area più o meno estesa della superficie della condotta dovuta ad azioni elettrochimiche tra il metallo e l'ambiente circostante.
- **Cricca:** Difetto riconducibile a discontinuità di natura meccanica o metallurgica con aspetto di frattura, caratterizzata da un apice acuto e da un elevato rapporto lunghezza/larghezza.
- **Detrito:** Materiale estraneo all'interno della condotta che potrebbe interferire con lo strumento d'ispezione in linea.
- **Grinza:** Difetto geometrico causato da un eccessivo stato di sollecitazione a flessione e caratterizzato da una larghezza circonferenziale preponderante rispetto alla lunghezza assiale.
- **Incisione o graffio:** Difetto di dimensioni sottili e allungate, assiale o circonferenziale, riconducibile a mancanza di metallo dovuta a cause meccaniche esterne quali l'azione di escavatori, di aratri, impatto o sfregamento con pietre, ecc.

- **Ispezione con pig:** Operazione di controllo non distruttivo consistente nella verifica dell'integrità della tubazione mediante passaggio nella condotta in esercizio di strumenti idonei spinti dal fluido trasportato nella condotta.
 - **Laminazione:** Imperfezione o discontinuità stratiforme presente nella parete del tubo, con andamento parallelo o angolato rispetto alla superficie del tubo.
 - **Mancanza di metallo:** Area della parete della condotta con una riduzione misurabile dello spessore; sono considerate mancanze di metallo, ad esempio, le corrosioni e le incisioni o i graffi.
- Il grafico seguente definisce il tipo di mancanza di metallo in funzione delle dimensioni del difetto.

- Fig. 1 - Rappresentazione grafica del tipo di mancanza di metallo in funzione delle dimensioni del difetto



Nota : (A) = spessore tubo oppure 10 mm, a seconda quale valore sia il maggiore.

- **Marker magnetico:** Magnete permanente di riferimento da posare a contatto della condotta, previo scavo se condotta interrata, avente la funzione di favorire la precisione della misurazione della distanza assoluta del pig intelligente.
- **Marker sopra terra:** Strumento costituito da componenti elettronici da posare lungo il tracciato della condotta, sopra il terreno, avente la funzione di favorire la precisione della misurazione della distanza assoluta del pig intelligente e coadiuvare la precisione del rilevamento geo-referenziato, quando applicabile. Eventualmente oggetto di commenti.
- **Molatura:** Difetto riconducibile a mancanza di metallo e riduzione dello spessore causata da attrezzo manuale o motorizzato per asportazione di materiale.
- **Orientamento:** Posizione angolare che un'anomalia e particolari di alcuni pezzi speciali (per es. stacchi o "T") occupano sulla circonferenza della condotta osservata nella direzione del senso di flusso del gas.
- **Pezzo speciale:** Sono considerati pezzi speciali di una condotta i componenti diversi dal tubo, ad esempio pezzi a T, le curve, i giunti isolanti.
- **PIG (Pipeline Inspection Gauge):** Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte che percorre l'interno delle tubazioni spinto dalla differenza di pressione che si crea a monte ed a valle del suo passaggio (Rif. Deliberazione 602/2013/R/gas).
- **Pigaggio:** Qualsiasi operazione (pulizia, calibrazione, ispezione) che utilizzi un pig di qualsiasi natura.
- **Pig di pulizia:** Dispositivo utilizzato per l'operazione di pulizia, costituito da affusto metallico, dischi o coppelle di poliuretano, dotato di: spazzole, aventi la funzione di rimuovere dall'interno della condotta particelle solide quali polvere e liquidi, e/o magneti permanenti con la funzione di raccogliere detriti ferromagnetici (quali elettrodi o pezzi di ferro).
- **Pig geometrico o caliper:** Strumento per l'ispezione geometrica interna delle condotte costituito da un recipiente metallico resistente alla pressione, coppelle o dischi di poliuretano, eventuali ruote di supporto, ruote odometriche, dotato di batterie di alimentazione, di sensori a contatto e/o non, di unità elettronica di comando, avente la funzione di rilevare, localizzare e dimensionare le caratteristiche e le anomalie geometriche della condotta (quali: ammaccature, grinze, ovalizzazioni, raggi e angoli di curvatura, ecc.) mediante controllo non distruttivo eseguito con passaggio in linea.
- **Pig Inerziale:** Strumento i cui principali componenti sono l'unità di misura inerziale (giroscopio) ed il sistema di ruote odometriche; ha la funzione di registrare il tracciato reale dell'asse della condotta in termini di coordinate tridimensionali eventualmente riferibili ad un sistema geografico.
- **Pig MFL (Magnetic Flux Leakage = a dispersione di flusso magnetico):** Strumento per l'ispezione in linea della condotta costituito da uno o più recipienti in metallo resistenti alla pressione, supportati da coppelle e/o dischi di poliuretano, eventuali ruote di supporto, ruote odometriche, dotato di batterie di

alimentazione, di magneti permanenti per generare un campo magnetico attraverso lo spessore del tubo, di sensori, di unità elettronica di comando, avente la funzione di rilevare, localizzare e dimensionare le caratteristiche e le anomalie spessimetriche della condotta (quali: mancanze di metallo) mediante controllo non distruttivo eseguito con passaggio in linea.

- **Pig profilatore:** Dispositivo utilizzato per l'operazione di calibrazione meccanica della condotta, costituito da affusto metallico, dischi o coppelle di poliuretano, dotato di disco calibrato in alluminio, avente la funzione di fornire informazioni, comunque non localizzabili, sulla geometria della condotta.
- **Pulizia:** Operazione consistente nella rimozione di detriti e residui solidi e/o liquidi presenti nella condotta mediante pig di pulizia.
- **Punto di riferimento:** Pezzo speciale o "marker sopra terra" o "marker magnetico" la cui posizione agevoli l'individuazione di una saldatura circonferenziale di riferimento.
- **Saldatura circonferenziale:** Saldatura circonferenziale di unione di una barra di tubo con quella adiacente o con un pezzo speciale.
- **Saldatura circonferenziale di riferimento:** Saldatura circonferenziale di monte (secondo il senso di flusso) del tubo o pezzo speciale contenente un'anomalia.
- **Saldatura elicoidale:** Saldatura con andamento a spirale eseguita in fabbrica per la realizzazione di una barra di tubo mediante calandratura elicoidale.
- **Saldatura longitudinale:** Saldatura in senso assiale eseguita in fabbrica per la realizzazione di una barra di tubo mediante calandratura cilindrica.
- **Scheggiatura:** Difetto riconducibile ad una abrasione poco profonda della superficie del tubo, con possibile indurimento del materiale sottostante.
- **Segnalatore di passaggio pig:** Dispositivo installato sulla condotta che consente di segnalare all'esterno il passaggio di pig all'interno della condotta.
- **Spessore di linea:** Spessore di progetto della condotta.
- **Spessore reale della tubazione:** Spessore effettivo del tubo rilevato dal pig magnetico nel tratto di tubo integro in prossimità dell'anomalia.
- **Stazione di lancio e/o ricevimento pig:** Area d'impianto contenente un complesso di dispositivi idonei al lancio e/o ricevimento dei pig.
- **Trappola:** Parte di impianto, sito nella stazione di lancio e/o ricevimento pig, che consente l'inserimento ed il lancio, oppure il ricevimento e l'estrazione dei pig dalla condotta in esercizio.
- **Tubo di protezione:** Tubo di diametro maggiore rispetto al tubo della condotta, concentrico rispetto a quest'ultimo, normalmente posizionato in aree soggette ad alte sollecitazioni come attraversamenti stradali o ferroviari.

- **Valvola di linea:** Dispositivo di intercettazione e blocco installato sulla condotta, a manovra manuale con volantino o servoassistita a mezzo attuatore.
- **Zona termicamente alterata (ZTA o HAZ= Heat Affected Zone):** Materiale base adiacente ad una saldatura la cui metallurgia può essere stata alterata dall'apporto termico proveniente dal processo di saldatura.

3.3 Definizioni relative alla pressione:

- **Pressione massima di esercizio (MOP = Maximum Operating Pressure):** massima pressione relativa alla quale un sistema può essere fatto funzionare in modo continuo nelle condizioni di normale esercizio [rif. DM 17/4/2008].
- **Pressione di sicurezza:** Massima pressione cui può essere esercita la condotta in presenza di un difetto, rispettando un opportuno margine di sicurezza.
- **Pressione massima ammissibile d'esercizio (MAOP = Maximum Allowable Operating Pressure):** Pressione massima ammissibile d'esercizio della condotta.

3.4 Definizioni relative alla protezione catodica:

- **Protezione catodica:** Protezione elettrochimica ottenuta tramite decremento del potenziale di corrosione fino a un livello in cui la velocità di corrosione del metallo si riduce in modo significativo (UNI EN ISO 8044).
- **Protezione catodica efficace:** E' la condizione di efficace applicazione della protezione catodica ai sensi delle linee guida dell'APCE; (Rif. Deliberazione 602/2013/R/gas)
- **Sistema tele sorvegliato:** Sistema di protezione catodica dotato di dispositivi di telesorveglianza in conformità alla norma UNI 10950, installati nei seguenti posti di misura:
 - tutti gli alimentatori di Protezione Catodica presenti nel sistema;
 - tutti i drenaggi unidirezionali presenti nel sistema;
 - tutti gli attraversamenti presenti nel sistema;
 - tutti i punti caratteristici identificati nel sistema;
 - tutti i collegamenti con terzi presenti nel sistema;
 (Rif. Deliberazione 602/2013/R/gas)
- **Stato elettrico:** Insieme dei parametri elettrici che caratterizzano le condizioni di una struttura riferite, in particolare, al rischio di sua corrosione e/o alla sua difesa dalla corrosione (UNI 11094).

- **Stato elettrico di riferimento:** Rappresentazione esauriente della situazione elettrica, relativa a un assetto e a condizioni impiantistiche ben definite del sistema di protezione, da utilizzare come quadro di riferimento nei successivi controlli dello stato elettrico della struttura (UNI 11094).
- **Schema elettrico circuitale:** Disegno che rappresenta, in forma essenziale e schematica, la struttura protetta, i vari elementi degli impianti relativi alla protezione catodica, e nel quale può non venire rispettata la posizione reciproca dei componenti (UNI 10265).
- **Sistema di protezione catodica:** Complesso delle installazioni, comprendente gli elementi attivi e passivi, che permette di attuare la protezione catodica (UNI EN 12954).
- **Verifica e controllo di un sistema di protezione catodica:** Insieme delle azioni volte a mantenere la funzionalità di un sistema di protezione catodica, mediante verifiche e controlli periodici (UNI 11094).

3.5 Definizioni relative alle Ispezioni

- **Precisione di dimensionamento:** Precisione data dall'intervallo entro il quale una percentuale fissa di anomalie viene dimensionata. Questa percentuale fissa è definita come livello di certezza.
- **Probabilità di rilevamento (POD = Probability of Detection):** Probabilità che una anomalia o una caratteristica sia rilevata dal pig intelligente.
- **Probabilità di identificazione (POI = Probability of Identification):** Probabilità che una anomalia o una caratteristica, una volta rilevata, sia correttamente classificata.
- **Livello di Confidenza:** Espressione statistica usata per esprimere matematicamente la certezza con la quale viene fatta una dichiarazione.
- **Certezza:** Probabilità che le caratteristiche di una anomalia inserita nel rapporto rientrino nei valori di tolleranza stabiliti.
- **Soglia di Rilevamento:** Minima dimensione rilevabile di una anomalia.
- **Soglia di Rapporto:** Parametro che definisce se una anomalia verrà o meno inserita nel rapporto d'ispezione.
- **Soglia di Misurazione:** Minima(e) dimensione(i) di una anomalia per renderne possibile il dimensionamento.

4. STATO DI CONSISTENZA DELLE RETI DI TRASPORTO NAZIONALI E REGIONALI (SCENARIO)

“Stato di consistenza dei gasdotti” è l'insieme di documenti comprendente la cartografia, anche in formato elettronico, e la descrizione delle reti (comprehensive degli allacciamenti) e degli impianti afferenti il servizio di trasporto del gas naturale, con evidenza delle loro caratteristiche costruttive, funzionali e conservative; in particolare per ogni tratta di gasdotti dovrà essere registrato almeno:

- (i) l'anno di posa;
- (ii) il materiale;

(iii) il diametro;

(iv) l'appartenenza alla rete maggiormente esposta a condizioni di rischio; [Rif. Deliberazione 602/2013/R/gas].

Nota: i seguenti dati, relativi alla rete nazionale (tab. 1) e rete regionale (tab. 2), forniti dagli operatori, sono aggiornati alla data del 31 dicembre 2014

SCENARIO

Tab. 1 RETE NAZIONALE

Rete nazionale	Lunghezza [km]	Pes	DN fino 8'' compreso	DN maggiore di 8 a 20	DN maggiore di 20 a 36	DN maggiore di 36
SRG	81,1	12bar<P _{es} <=24bar	0	25,7	55,3	0
SRG	9478,3	Pes > 24bar	5794	1012,3	2898,7	5561,6
SGI	310,9		25,9	285,0	0	0
ITG	83,3		0	0	83,3	0

Tab. 2 RETE REGIONALE

Rete regionale	Lunghezza [km]	Pes	DN fino 8'' compreso	DN maggiore di 8 a 20	DN maggiore di 20 a 36	DN maggiore di 36
SRG	541,5	P _{es} ≤ 5 bar	461,9	79,6	0,036	0
SRG	3113,8	5 bar < P _{es} ≤ 12 bar	1804,8	1234,3	74,6	0
SRG	5525,7	12 bar < P _{es} ≤ 24 bar	2035,2	3112,3	378,2	0
SRG	13163,5	P _{es} > 24 bar	5696,9	6000,4	1465,6	0,5
Conc. SRG	4,6	P _{es} ≤ 5 bar	1,0	3,6	0	0
Conc. SRG	43,7	5 bar < P _{es} ≤ 12 bar	30,7	13,0	0	0
Conc. SRG	273,5	12 bar < P _{es} ≤ 24 bar	71,5	182,5	19,5	0
Conc. SRG	33,7	P _{es} > 24 bar	12,2	21,5	0	0

SRG e terzi	76,5	$P_{es} \leq 5$ bar	71,5	5,0	0	0
SRG e terzi	1,4	$5 \text{ bar} < P_{es} \leq 12$ bar	1,4	0	0	0
SGI	1073,5		740,5	333	0	0
Met. Alpino	76,0		24,3	51,7	0	0
Energie S.r.l.	61,6		42,8	18,8	0	0
Italcogim T.	15,1		0	15,1	0	0

5. SISTEMI DI PROTEZIONE DALLA CORROSIONE DELLE CONDOTTE

Ai sensi del D.M. 17/4/2008, le strutture metalliche interrato destinate al trasporto del gas naturale devono essere protette catodicamente per limitare i fenomeni di corrosione elettrolitica; la disposizione si applica indistintamente alle condotte ispezionabili con pig e non.

In termini del tutto generali, la velocità di corrosione elettrolitica di una struttura metallica interrata dipende sostanzialmente dall'ambiente di posa ed in particolare risultano essere variabili fondamentali l'apporto di ossigeno e la resistività del terreno in ogni punto.

Per contenere la velocità di corrosione entro i 10 micron anno, limite ritenuto ingegneristicamente accettabile, le condotte di trasporto gas devono essere protette in conformità alle prescrizioni della norma UNI EN 12954.

Tale norma prevede l'applicazione di un rivestimento protettivo (protezione passiva) per limitare l'apporto di ossigeno sulla superficie del metallo e l'impiego di impianti a corrente impressa o anodi galvanici idonei ad assicurare la protezione catodica della superficie metallica. Tale principio è valido in presenza o meno di interferenze elettriche con altri utenti del sottosuolo e in presenza o meno di ambienti predisposti allo sviluppo di corrosione batterica.

La protezione passiva consiste nella realizzazione di una barriera isolante che si estenda su tutta la superficie metallica della struttura. Un rivestimento ideale, che si mantenga perfetto per tutta la durata prevista della vita della struttura, impedisce l'instaurarsi del processo di corrosione e lo scambio di eventuali correnti presenti nell'ambiente di posa. I rivestimenti oggi maggiormente diffusi per la protezione di condotte di trasporto gas interrato sono a base di poliolefine a tre strati (primer, adesivo e polietilene bassa o alta densità) applicati per estrusione in stabilimento sui tubi e prodotti termorestringenti per il rivestimento dei giunti di saldatura realizzati in linea.

Falle, distacchi o deterioramenti dei rivestimenti possono far sì che l'ambiente potenzialmente corrosivo arrivi in contatto con l'acciaio della condotta.

Il monitoraggio dei parametri di protezione catodica deve essere effettuato sempre in conformità alle prescrizioni della norma UNI EN 12954, che prevede la programmazione di misure elettriche a frequenza prefissata piuttosto che l'ausilio di sistemi di telesorveglianza che permettono la verifica in continuo dello stato di protezione catodica delle condotte; in particolare questi ultimi sistemi risultano più appropriati in presenza di interferenze elettriche tra condotte e linee ferroviarie esercite in corrente continua. In entrambi i casi, il monitoraggio dei parametri elettrici ha come obiettivo la verifica che gli impianti a corrente impressa o gli anodi galvanici assicurino in tutte le circostanze un rateo di corrosione non superiore a quello prefissato.

APCE [Associazione protezione dalle corrosioni elettrolitiche] è stata incaricata dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) di definire le linee guida nel campo della protezione catodica di condotte metalliche adibite alla distribuzione (rif. Deliberazione 574/2013/R/gas), al trasporto del gas naturale (Deliberazione 602/2013/R/gas), e alle flow line di collegamento degli impianti di stoccaggio del gas naturale (Deliberazione 596/2014/R/GAS).

Le linee guida riassumono i criteri di progettazione dei sistemi di protezione catodica, la reportistica periodica da predisporre e un indicatore di efficacia della protezione catodica denominato K_t .

Il modello di calcolo, che restituisce "l'indicatore di protezione catodica K_t " è un indice di risultato, che rappresenta gli effetti che i processi interni o esterni, relativi alla progettazione, alla gestione e conduzione della protezione catodica, producono sull'azione di difesa dei fenomeni corrosivi delle reti di acciaio di trasporto e distribuzione del gas naturale.

L'indicatore di protezione catodica K_t da calcolare per ogni sistema di protezione catodica è misurato sulla base di 100 punti.

Sono assegnati un totale di 30 punti alla progettazione di cui 10 sono associati alla suddivisione della rete in sistemi di protezione catodica (sezionamento elettrico per il controllo delle interferenze elettriche) e 20 punti sono associati al numero di posti di misura previsti sul sistema di protezione catodica (criterio di progettazione e distribuzione previsto nelle norme tecniche vigenti in materia).

I restanti 70 punti sono assegnati ai criteri di gestione e conduzione (rispetto dei requisiti minimi di manutenzione e verifiche periodiche che le normative vigenti in materia prescrivono e alle stesse linee guida di protezione Catodica APCE).

In funzione dell'inserimento dei parametri tecnici che alimentano il calcolo K_t , si ottengono valori finali variabili che dipendono principalmente dalla conduzione ovvero dal numero di misurazioni e verifiche effettuate in campo ritenute, dal gestore della struttura "responsabile della protezione catodica", conformi rispetto ai requisiti

prescritti dalla linee guida APCE e che vengono confrontate con il criterio minimo di manutenzione prescritto dalle normative vigenti in materia.

Ovviamente l'indicatore K_t è applicabile ai sistemi di protezione catodica sia che essi vengano monitorati con operatori attraverso misurazioni eseguite in campo che con l'ausilio della telesorveglianza.

La letteratura in ambito protezione catodica e gli studi scientifici condotti a livello nazionale ed europeo dimostrano che la protezione catodica può tollerare periodi di mancato funzionamento o scarsa efficacia preservando comunque il criterio sul rateo di corrosione previsto dalle normative vigenti.

In riferimento a ciò la valutazione dei coefficienti K_t unito al trend annuale di continuità di servizio permette di stabilire se il sistema di protezione catodica è efficace o non efficace di anno in anno.

La condizione di non efficace protezione catodica di un tratto di rete, per due anni consecutivi, comporta la sua classificazione come "rete non protetta catodicamente".

5.1 Alternativa all'ispezione pig per strutture con temporanea protezione catodica non efficace

La protezione catodica è una tecnica di mitigazione del fenomeno di corrosione elettrolitica che può tollerare periodi ben definiti di "non continuità del servizio / condizione di non efficace applicazione" senza compromettere l'integrità della strutture.

APCE su richiesta AEEGSI ha introdotto un coefficiente di valutazione dell'efficacia della protezione catodica denominato "KT"; il coefficiente è utilizzato dai distributori e trasportatori del gas per stabilire se la rete in gestione è protetta efficacemente o non efficacemente.

Il "coefficiente KT" che valuta l'efficacia dei sistemi di protezione catodica, è stato progettato sui criteri tecnici normativi europei e nazionali, tenendo in considerazione anche le reali condizioni operative di gestione delle strutture, tra le quali: ampliamenti di rete, rifacimento impianti, guasti, danni da terzi; condizioni tecniche che possono impedire al gestore l'esecuzione della manutenzione ordinaria per periodi limitati.

Dato il basso rateo di perdita di metallo dovuto alla corrosione elettrolitica, la presenza di un sistema con $KT < 60$ ovvero in condizione di "protezione catodica non efficace", non giustifica tecnicamente il rifacimento di un passaggio "PIG" tanto meno l'ispezione a piedi delle condotte, viceversa l'esecuzione di rilievi elettrici mirati permette la valutazione dello stato elettrico, quindi di intervenire sulle strutture per ristabilire le condizioni di "protezione catodica efficace".

I rilievi elettrici mirati permettono di identificare le seguenti situazioni che possono generare la condizione di $KT < 60$:

- guasto irreversibile di un dispersore di protezione catodica

- guasto elettrico ad un giunto isolante che delimita elettricamente il sistema di protezione catodica
- variazioni delle interferenze elettriche generate da sistemi elettrici eserciti in corrente continua

Tali malfunzionamenti possono venire risolti nella maggior parte dei casi in tempi consoni, ma in alcuni casi la soluzione tecnica da adottare necessita di tempistiche realizzative più lunghe incorrendo nella condizione di struttura protette catodicamente con limitazioni tecniche temporanee ($KT < 60$). Per rilievi elettrici mirati si intende il “collaudo di stato elettrico del sistema di protezione catodica”, eseguito in conformità ai requisiti della norma UNI EN 12954 “Protezione catodica di strutture metalliche interrate – Principi generali”.

Un sistema di PC è definito nella norma UNI EN12954 come: complesso delle installazioni, comprendente gli elementi attivi e passivi, che permette di attuare la PC, deve essere adeguatamente progettato, sottoposto a collaudo elettrico e successivamente a manutenzione con verifiche periodiche.

Il collaudo elettrico di un sistema di PC ha lo scopo di ricavare lo “stato elettrico di riferimento” definito come: rappresentazione esauriente della situazione elettrica, relativa ad un assetto e a condizioni impiantistiche ben definite del sistema di protezione, da utilizzare come quadro di riferimento nei successivi controlli dello stato elettrico della struttura.

Lo stato elettrico di riferimento deve contenere il riepilogo delle informazioni tecniche relative a:

- l’analisi delle interferenze
- il calcolo della resistenza d’isolamento della struttura quindi la valutazione della qualità del rivestimento a posa avvenuta
- presenza e risoluzione di eventuali contatti accidentali con strutture metalliche estranee (es. tubi di protezione metallici)
- l’impostazione dei parametri elettrici di funzionamento degli impianti di PC
- l’attivazione e l’impostazione dei parametri di funzionamento di dispositivi per il controllo delle correnti vaganti (drenaggi unidirezionali, collegamenti unidirezionali con strutture terzi)
- la selezione dei punti caratteristici definiti dalla norma UNI EN 12954 come i punti critici o quelli che risultano essere rappresentativi del sistema di PC
- la verifica dell’efficacia della PC in tutti i punti di misura appartenenti al sistema di PC in esame, comprensiva del periodo soggetto a maggiore disturbo da correnti vaganti

L’esecuzione del collaudo di stato elettrico di un sistema di protezione catodica comporta un’analisi importante dei dati ricavati dai dispositivi di monitoraggio ed è l’unico strumento utilizzabile per correggere, in tempi accettabili, l’impostazione elettrica degli impianti di protezione catodica; il passaggio PIG o l’ispezione a piedi

delle condotte forniscono informazioni tecniche sulla struttura non mirate alla correzione delle condizioni di “protezione catodica non efficace”.

6. METODI DI ISPEZIONE E SORVEGLIANZA DELLE CONDOTTE

L'obiettivo delle ispezioni è di monitorare lo stato delle condotte per valutarne l'integrità e valutare eventuali azioni correttive.

Di seguito si riportano le tecniche attualmente in uso consolidato, descrivendole.

Tecniche di ispezione e sorveglianza

1. Ispezione mediante PIG
2. ECDA (External Corrosion Direct Assessment)
3. Verifiche con ultrasuoni (UT)
4. Verifiche con EMAT (Electro-Magnetic Acoustic Transducer)

ISPEZIONE MEDIANTE PIG

I sistemi di protezione attiva (protezione catodica dei gasdotti interrati) e di protezione passiva (applicazione di rivestimenti sul gasdotto) già descritti (capitolo 5) costituiscono i metodi per la prevenzione dalla corrosione di una condotta interrata. Se questi sono correttamente scelti ed applicati (rivestimenti), progettati e monitorati (protezione catodica) non consentono l'instaurarsi del fenomeno corrosivo o lo contengono entro quei limiti di accettabilità tecnica per la vita della condotta già evidenziati (10 micron/anno).

Come già mostrato, eventuali anomalie o distacchi del rivestimento associati a difficoltà od impedimenti alla protezione catodica possono far sì che in casi particolari si instauri comunque un fenomeno corrosivo con velocità superiore a quella appena menzionata.

L'entità di una corrosione deve essere valutata in relazione a quanto la sua presenza possa influenzare il fattore di sicurezza della condotta in esercizio. In particolare un'anomalia di corrosione costituisce un difetto accettabile se tale fattore rimane superiore o uguale a quello nominale di progetto, costituisce invece un difetto non accettabile in tutti gli altri casi. In questi ultimi casi è necessario attuare interventi che ripristinino le condizioni di accettabilità. L'influenza sul fattore di sicurezza dato dalla presenza di una corrosione è stimabile attraverso le equazioni proposte dalla ASME B31G “Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines” che richiedono come parametri in ingresso le caratteristiche del tubo (diametro, spessore, grado dell'acciaio), le condizioni di esercizio (massima pressione di esercizio, grado di utilizzazione o fattore di sicurezza da CPI) e la morfologia della corrosione (estensione e profondità).

L'unica tecnica oggi disponibile sul mercato per la misura diretta e puntuale su tutta la superficie di eventuali variazioni di spessore in una condotta interrata è l'ispezione pig con modulo a dispersione di flusso magnetico (Magnetic Flux Leakage - MFL). L'ispezione pig è in grado di fornire puntualmente la misura della morfologia dell'eventuale corrosione che, associata agli altri dati della condotta appena citati, permette pertanto di valutare ingegneristicamente l'entità delle corrosioni tramite opportuni modelli (ASME B31G). Il pig magnetico è normalmente in grado di rilevare con una probabilità di identificazione superiore all'80% mancanze di metallo a partire dal valore del 10% dello spessore della condotta.

Fig. 2 – es. PIG MFL



A seguito dell'attività ispettiva e dell'interpretazione dei suoi esiti con i modelli proposti, è quindi possibile pianificare, laddove necessari, eventuali interventi per garantire il rispetto delle corrette condizioni di esercizio.

La frequenza con cui ripetere l'ispezione pig su una stessa condotta sarà di volta in volta data da opportune valutazioni fatte anche in funzione degli esiti dell'ispezione stessa o di un suo confronto con le precedenti o di altre informazioni specifiche che l'esercente possiede sulla condotta in esame.

La ripetizione dell'ispezione su tempi troppo brevi (es. 2-3 anni), non avrebbe comunque alcun significato tecnico dal momento che, anche nel peggior caso, il fenomeno corrosivo ha solitamente tassi di crescita della diminuzione nello spessore molto contenuti. Una variazione di spessore tra due ispezioni, per poter essere correttamente stimata, richiede infatti che sia trascorso il tempo necessario affinché la grandezza sia variata di un valore almeno superiore ai livelli di rilevabilità ed incertezza dello strumento d'ispezione usato.

L'ispezione pig è resa possibile se il tratto di condotta risulta essere "piggabile", cioè ispezionabile mediante pig (vedi capitolo 6) per opportune caratteristiche fisiche della rete (raggi di curvatura idonei, valvole a passaggio pieno, aree impiantistiche per il lancio e la ricezione dello strumento) e per opportune condizioni di trasporto.

Il pig è infatti spinto nel gasdotto per effetto della differenza di pressione del gas trasportato tra monte e valle dello strumento stesso inserito nella tubazione: velocità di avanzamento eccessive compromettono la misurazione dello spessore rendendo vano il passaggio dello strumento; velocità di avanzamento troppo ridotte non consentono la registrazione dei dati misurati o l'avanzamento stesso del pig.

Rispetto ad altre attività ispettive fatte sulla condotta interrata (camminamento sulla linea, sorvolo aereo) ed ad altre attività di monitoraggio (controllo dei parametri di protezione catodica), l'ispezione pig è pertanto l'unica che fornisce un valore numerico, diretto e puntuale circa l'eventuale presenza di mancanze di spessore per fenomeni corrosivi.

Questo non toglie che anche le altre attività di monitoraggio ed ispezione, svolte sia sui tratti piggabili di rete, sia su quelli non piggabili, per quanto meno "dirette", non siano comunque utili ed efficaci per la prevenzione di danneggiamenti della condotta.

Alcuni decenni di utilizzo dell'ispezione pig su reti di trasporto gas per la misura delle mancanze di metallo da corrosione nel mondo ed anche in Italia testimoniano la riconosciuta validità tecnica dello strumento.

Il Decreto del 17 aprile 2008 "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto gas naturale con densità non superiore a 0,8" [rif. Legislativi, ecc.] al capitolo 1.5 "Gestione della sicurezza del sistema di trasporto" riporta:

[...] Di norma, tutti i metanodotti di prima specie aventi diametro nominale maggiore o uguale a 400 mm e una lunghezza superiore a 35 km, devono essere realizzati in modo da consentire le ispezioni con apparati di ispezione interna delle condotte. [...]

Risorse per l'ispezione pig

L'ispezione di un gasdotto mediante pig impiega risorse dell'operatore e dell'appaltatore del servizio di ispezione.

Posto che il gasdotto deve avere tutte le caratteristiche che lo rendono ispezionabile mediante pig, l'attività necessita di una attenta programmazione (normalmente coordinata con il servizio di dispacciamento del gas dell'operatore) che tenga conto, anche con largo anticipo, delle condizioni di assetto di rete compatibili con l'attività ispettiva.

È necessario che l'operatore fornisca all'appaltatore tutti i dati utili (sia caratteristici della rete e del suo assetto, sia provenienti da eventuali attività ispettive precedenti) per la progettazione di dettaglio della singola ispezione.

Il pig da utilizzare può richiedere opportuni settaggi dedicati in funzione di tali dati.

L'attività ispettiva deve essere preceduta da uno o più passaggi nello stesso gasdotto di idonei pig di pulizia, al fine di non compromettere la qualità del dato del successivo pig strumentato.

Tale attività deve precedere di alcuni giorni l'ispezione della linea e richiede, dal punto di vista operativo, il medesimo impegno del passaggio con pig strumentato.

Il singolo passaggio pig (di pulizia o strumentato) può richiedere un tempo variabile da alcune ore a qualche giorno, in funzione della lunghezza del gasdotto e del suo assetto (pressioni e portata).

Le fasi di inserimento ed estrazione del pig richiedono l'impiego di squadre addestrate dell'operatore, del supporto delle imprese di manutenzione dell'operatore e dell'appaltatore del servizio di ispezione sia per le manovre di impianto, sia per la movimentazione del pig.

Le squadre impiegate in campo devono comprendere operatori e tecnici.

Durante il passaggio del pig, il gasdotto deve essere presidiato in punti prestabiliti o da personale in sito o da strumenti preventivamente opportunamente posizionati per rilevare il passaggio del pig.

Deve inoltre esserci continuo coordinamento tra il personale operativo e quello dedicato al servizio di dispacciamento.

Il recupero del pig all'estrazione prevede anche la raccolta e la gestione degli eventuali rifiuti trasportati dallo strumento sino alla trappola.

Il giorno del passaggio pig può essere stimato l'impiego mediamente di 12 persone tra personale dell'operatore, della sua impresa di manutenzione e dell'appaltatore che effettua l'ispezione pig.

A valle della restituzione della documentazione inerente l'operazione (c.d. reportistica del pig), è necessario che personale tecnico dell'operatore opportunamente formato, analizzi, interpreti e valuti gli esiti dell'ispezione pig e stabilisca gli eventuali punti del gasdotto nei quali effettuare interventi di valutazione in campo e successiva riparazione dei difetti eventualmente riscontrati.

ECDA (EXTERNAL CORROSION DIRECT ASSESSMENT)

Esistono dei metodi per la ricerca e localizzazione di falle nella protezione passiva mediante il rilievo di parametri elettrici. Tale metodi sono anche descritti nella raccomandazione NACE RP0 502, consistono nell'esecuzione di rilievi elettrici lungo il tracciato della condotta:

- attenuazione elettromagnetica;

- gradiente longitudinale;
- gradiente trasversale.

La raccomandazione NACE è stata valutata tecnicamente dalle principali compagnie europee di trasporto del gas naturale con le seguenti conclusioni:

- ECDA può essere uno strumento valido per analizzare casi in cui la protezione catodica non è stata applicata per lunghi periodi;
- ECDA non può essere utilizzato per riscontrare corrosioni sotto rivestimento e si dimostra inutile nel momento in cui la struttura in esame è protetta catodicamente in quanto il metallo esposto presenta un rateo di corrosione tollerabile dal punto di vista ingegneristico.

La ricerca di falle nel rivestimento mediante ECDA permette l'individuazione di falle nel rivestimento, ma (come anche confermato da una campagna svolta su buona parte della rete Snam Rete Gas, sia piggiabile che non) non conduce all'individuazione di punti di condotta in corrosione se la protezione catodica è efficace.

In altri termini, in condizioni di protezione catodica la ricerca dei difetti nell'isolamento non restituisce elementi di analisi sensibile nella ricerca dei fenomeni di corrosione. Se la protezione catodica è pertanto mantenuta efficace, l'ECDA non può essere usata per la ricerca di corrosioni.

Di seguito è riportato un caso in cui la struttura è stata scavata a seguito di un lavoro di ampliamento rete; in modo puramente casuale sono stati individuati difetti importanti nella protezione passiva, ma l'acciaio risulta essere privo di fenomeni di corrosione sensibili. (Fig. 2)

Fig. 3 Difetti nella protezione passiva

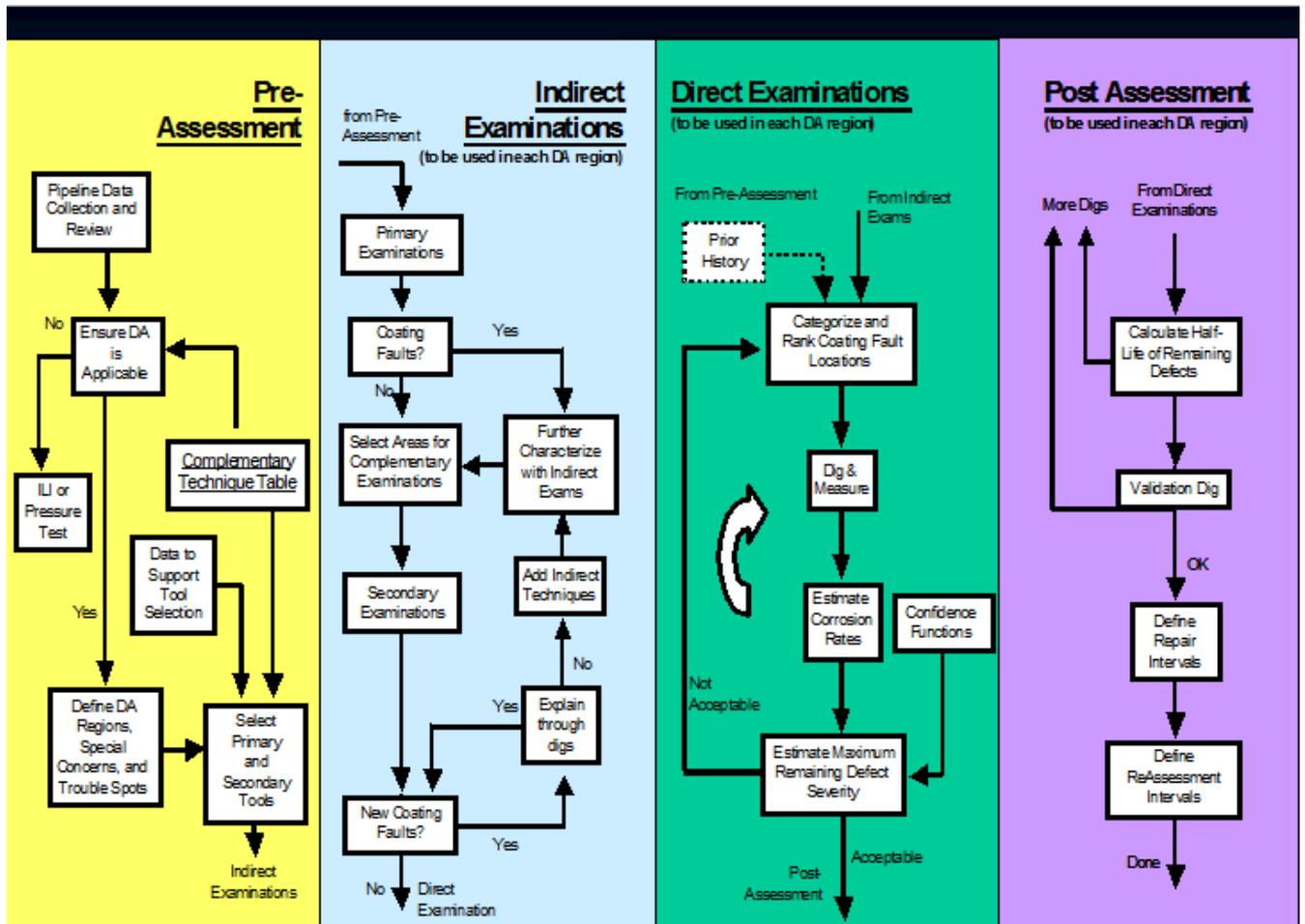


Sulle strutture metalliche interrate i maggiori rischi di corrosione sono localizzati sotto il rivestimento che nel tempo tende a scollarsi dal supporto metallico.

L'ingresso di acqua e umidità tra rivestimento e superficie esterna della condotta crea un ambiente anaerobico con sviluppo di corrosione batterica, tale ambiente risulta elettricamente schermato quindi non identificabile come difetto passante nel rivestimento e allo stesso modo ostacolo per la protezione catodica.

La procedura ECDA conforme alle prescrizioni della raccomandazione NACE RP0 502, è schematizzata nella seguente figura 3.

Fig. 4 ECDA – Schema di flusso della procedura



VERIFICHE CON ULTRASUONI (UT)

L'esame ad ultrasuoni si basa sulla propagazione di onde elastiche attraverso l'oggetto da esaminare e sul monitoraggio del segnale trasmesso (Tecnica per Trasmissione) o del segnale riflesso o diffratto da qualsiasi superficie o discontinuità (Tecnica per Riflessione).

Si applica solitamente ai singoli componenti (ad esempio le saldature);

La tecnologia delle onde guidate ultrasonore a bassa frequenza (low-frequency guided ultrasonic waves) offre notevoli vantaggi rispetto a metodi convenzionali per indagini su tubazioni che presentano oggettive difficoltà di accesso, come tratti di tubo in sottopassi stradali e ferroviari, o inseriti all'interno di strutture murarie, o con percorsi in elevazione e aerei.

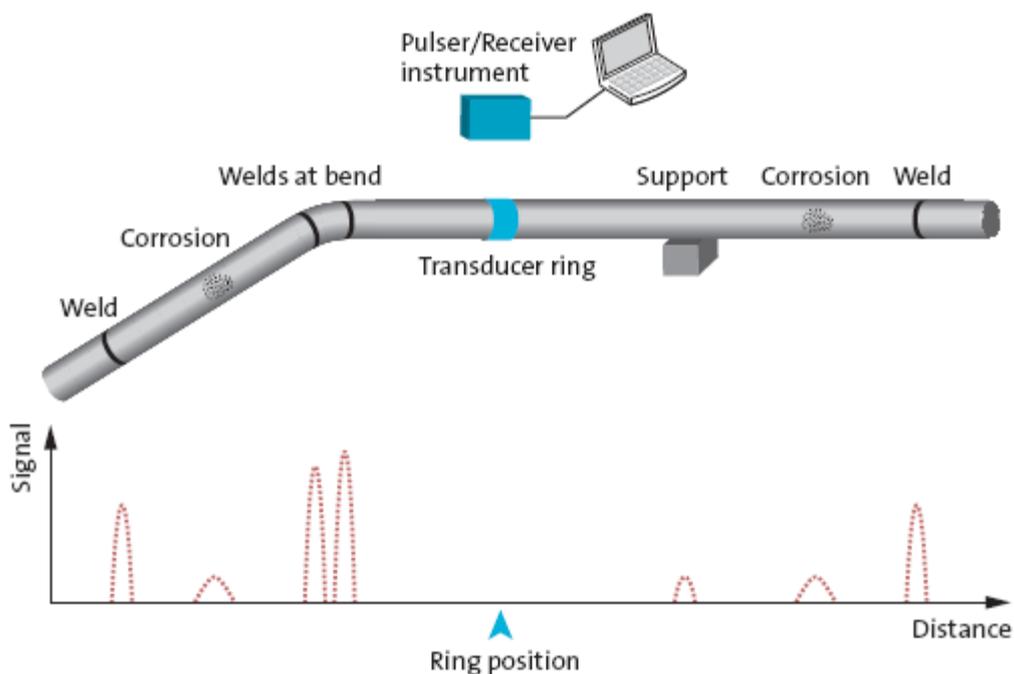
Il metodo delle onde guidate ultrasonore è applicato dall'esterno sulla superficie della tubazione, funziona in modo efficiente con la condotta in esercizio, con temperature fino a 80°C, comprese tubazioni rivestite e/o interrato. Il raggio tipico di azione è di circa 30 m. da una singola postazione, fino ad un massimo di 150 m. in condizioni ideali. E' necessario l'accesso alla tubazione soltanto nel punto di posizionamento dell'anello dei trasduttori.

Il metodo consente di rilevare la presenza di mancanze di metallo sia esterne che interne sul 100% della circonferenza del tubo, purché di profondità e ampiezza rilevanti. Sono disponibili strumenti per ispezionare tubi di diametro da 3" fino a 48".

Il limite del sistema è la breve distanza di copertura nel caso di lunghe condotte.

Il sistema di ispezione è costituito da tre componenti principali: l'anello dei trasduttori, lo strumento di pulsazione / ricevimento e il computer di controllo.

Fig. 5 Sistema di ispezione UT



VERIFICHE CON EMAT (Electro-Magnetic Acoustic Transducer)

La tecnologia di indagine basata su onde guidate acustiche elettro-magnetiche (EMAT) ha il sostanziale vantaggio rispetto alle tecnologie ultrasonore di indurre un'onda sonora direttamente all'interno dell'oggetto da ispezionare senza la necessità di un mezzo di accoppiamento. Ulteriore vantaggio è costituito dal fatto che il metodo EMAT offre diverse modalità d'onda per rilevamenti ottimali.

Il sistema d'indagine è utile per verificare tratti di tubazione che presentano impedimenti all'accesso, come tratti di tubo sotto clampe di supporto, o inseriti in passa-parete, o in fasci di tubi, o con percorsi in elevazione e aerei.

Sono disponibili strumenti per la verifica di eventuali anomalie in direzione assiale e strumenti per la verifica di eventuali anomalie in direzione circonferenziale, comunque sono rilevabili sia anomalie esterne che interne alla parete del tubo. L'indagine fornisce un'immagine del singolo difetto e un'indicazione di posizione e dimensioni.

Il sistema consente di ispezionare tubi di qualsiasi diametro, applicabile dall'esterno su superficie non rivestita.

Raggio d'azione per lo strumento EMAT assiale fino a 1-2 mt di distanza, mentre per lo strumento EMAT circonferenziale sino a 0,5 mt.

Fig. 6 Strumento EMAT assiale

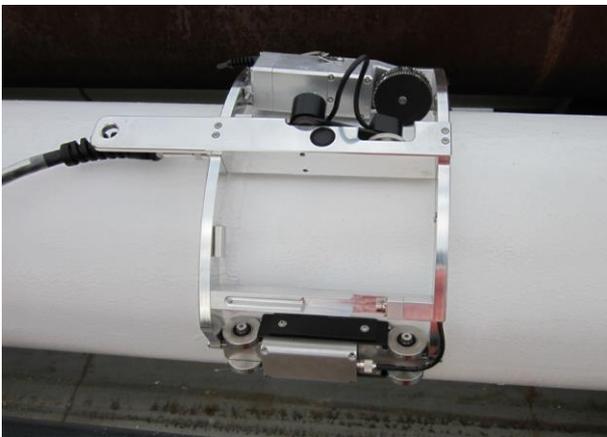


FIG. 7 Strumento EMAT circonferenziale



7. ISPEZIONABILITA' DELLE CONDOTTE CON PIG

7.1 Caratteristiche impiantistiche

Un gasdotto, inteso come sistema integrato di condotte e impianti, per consentire l'effettuazione di una ispezione PIG, deve avere caratteristiche minime tali da permettere il passaggio dello strumento; quali:

- uniformità di sezione interna lungo tutto il suo sviluppo; particolare attenzione deve essere posta nei cambi di spessore dovuti a:
 - maggiorazioni richieste da prescrizioni riportate in dispositivi legislativi (es. attraversamenti ferroviari)
 - installazioni di pezzi speciali (es. Tee, curve, valvole);
 - Tali cambi di spessore devono essere realizzati con accoppiamento opportunamente raccordato, per evitare repentine discontinuità geometriche.

Nota: Attenzione deve essere altresì posta se sono presenti valvole di non ritorno che rendono unidirezionale il flusso di gas nella tubazione.

- La tubazione deve avere un diametro nominale compatibile con gli strumenti idonei oggi disponibili sul mercato.
- Le variazioni plano altimetriche devono essere tali da mantenere i minimi livelli fluidodinamici (condizioni di portata e pressione).
- Devono essere presenti apposite aree per l'installazione di impianti di lancio e ricezione del PIG, (cd. "trappole"). Tali aree impiantistiche possono raggiungere dimensioni importanti.
- Lungo la tratta deve essere garantita la presenza di valvole a "passaggio pieno", ossia valvole che in posizione di apertura non creino riduzioni di diametro superiori a quelle consentite.

- Lungo la tratta devono essere presenti curve con opportuni raggi di curvatura. Inoltre dovranno essere verificate curve con controcurva con cambio di direzione, per le quali sarà necessaria la presenza di un tronchetto rettilineo intermedio di idonea lunghezza.
- Le derivazioni a TEE presenti lungo la tratta, qualora il diametro della derivazione sia simile a quello della condotta di linea devono essere dotate di apposite barre guida.

Avvertenze

- 1) Nella definizione della lunghezza minima di una tratta da ispezionare, si deve tenere in conto la necessità di limitare sul territorio la presenza di punti impiantistici quali quelli delle aree trappole, in considerazione del loro impatto.
- 2) Per la lunghezza massima di una tratta da ispezionare, si deve considerare che i dati rilevati dal pig sono registrati a bordo dello strumento che deve essere alimentato da batterie con un determinato tempo d'uso e che il tempo di ispezione è funzione della lunghezza del tratto e della sua pressione e portata.

7.2 Caratteristiche fluidodinamiche

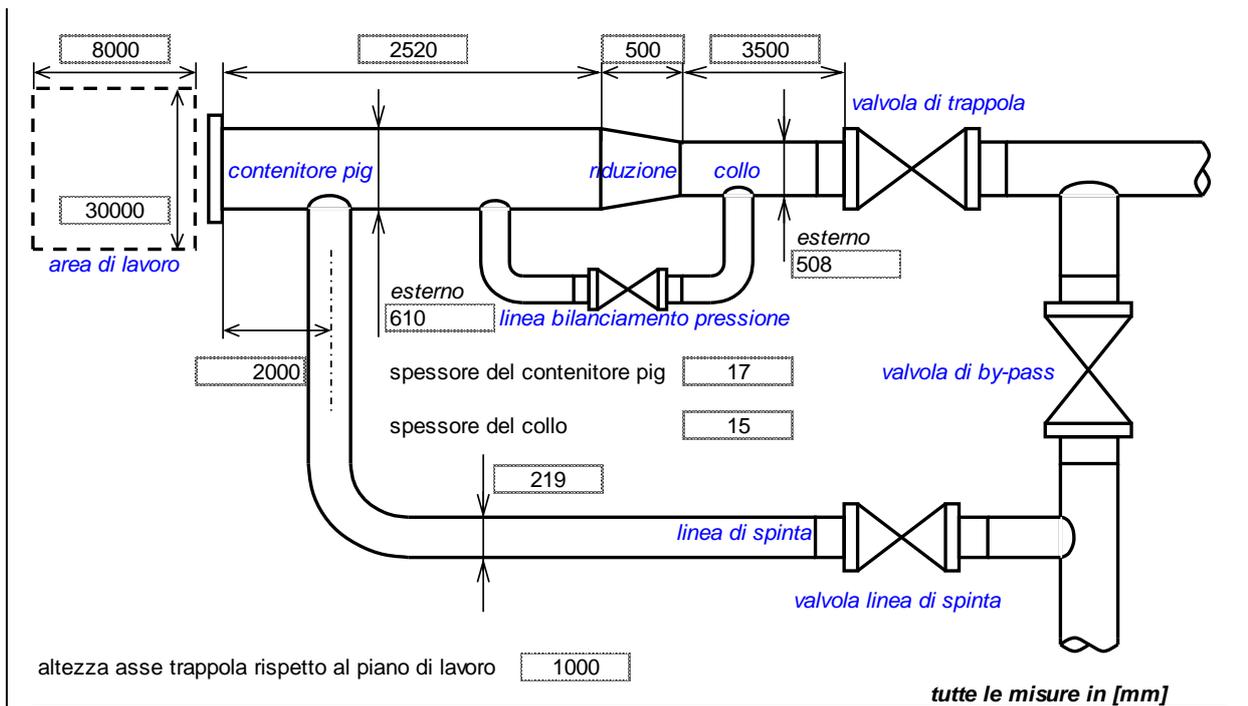
Lungo la tratta è necessario che siano garantite condizioni di pressione e portata, tali da consentire l'ispezione ad una velocità ottimale, indicativamente non inferiore a 1 – 1,5 m/s e non superiore 4-5 m/s.

7.3 Dati tecnici da verificare

La valutazione finale dell'effettiva ispezionabilità con pig di una tratta, ancorchè dotata delle caratteristiche minime, e dei risultati ottenibili dall'indagine, deve essere effettuata prendendo in considerazione i seguenti ulteriori dati tecnici :

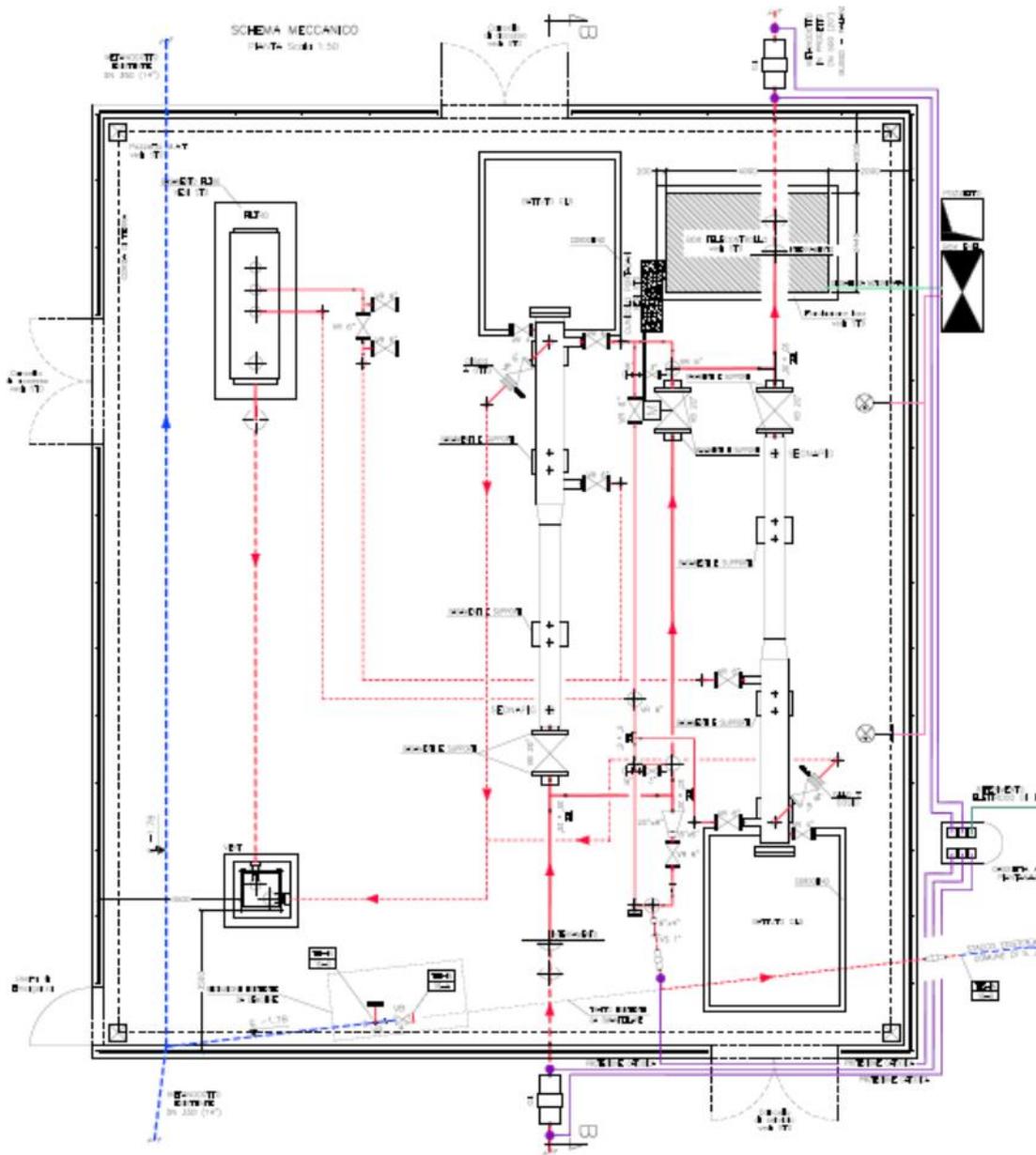
- Spessore effettivo del tubo (minimo, medio, massimo);
- Tipo di rivestimento interno ed esterno;
- Elementi contenuti nel gas (es. H₂S);
- Eventuali sostanze critiche che potrebbero essere contenute nella condotta;
 - Portata, prevista, minima e massima possibile;
 - Pressione alla trappola di lancio ,prevista, minima e massima possibile;
 - Pressione alla trappola di ricevimento, prevista, minima e massima possibile;
 - Pressione nel punto più alto della tratta, prevista, minima e massima possibile;
- Specifiche di progetto della tubazione (pressione di progetto e max di esercizio, grado acciaio, tipo tubo.)
- Dimensioni effettive delle trappole di lancio e ricevimento (Es. secondo lo schema riportato in fig. 7)

Fig. 8 – Elementi dimensionali trappola di lancio (esempio indicativo per condotta DN 500)



Nota: Nella fase di progettazione di un' ispezione pig è inoltre importante la disponibilità del libro tubi, dei disegni as built e la storia (danni precedenti, risultati di precedenti ispezioni, ecc.).

Fig. 9 - Esempio di schema di impianto di tipica area di lancio e ricevimento PIG



8. CONCLUSIONI

Il Decreto Ministeriale del 17 aprile 2008, per le parti di pertinenza di questo documento così recita:

... omissis ... 2. Le disposizioni di cui al comma 1 si applicano agli impianti o sistemi di trasporto di nuova realizzazione, nonché a quelli esistenti all'atto dell'entrata in vigore del presente decreto, solo nel caso di modifiche sostanziali come definite in allegato A. ... omissis ...

... omissis ... 3. Nel caso di modifiche sostanziali le disposizioni di cui al comma 1 si applicano solo alle parti oggetto di modifica, fermo restando il rispetto delle preesistenti condizioni di sicurezza per le parti non oggetto di modifica. al punto ... omissis ...

... omissis ... 1.5 Gestione della sicurezza del sistema di trasporto. Di norma, tutti i metanodotti di prima specie aventi diametro nominale maggiore o uguale a 400 mm e una lunghezza superiore a 35 km, devono essere realizzati in modo da consentire le ispezioni con apparati di ispezione interna delle condotte. ...omissis...

In buona sostanza per i nuovi gasdotti o interventi che determinino modifiche sostanziali a gasdotti esistenti, compresi nell'ambito di applicazione del predetto decreto, è definito un preciso obbligo costruttivo relativo alla loro ispezionabilità che attualmente trova riscontro nell'utilizzo dei "pig".

Da tale affermazione si riconosce che secondo il decreto:

1. l'ispezione pig ("ispezioni con apparati di ispezione interna delle condotte") rientra come uno degli strumenti per la gestione della sicurezza del trasporto gas, assieme ad altri di differente natura;
2. l'ispezione pig delle condotte viene presa in considerazione a partire da una pressione minima (gasdotti di prima specie);
3. l'ispezione pig delle condotte è riferita a partire da un diametro minimo (400mm);
4. l'ispezione pig delle condotte viene presa in considerazione a partire da una lunghezza minima (35km);
5. l'ispezione pig della condotta è riferita a gasdotti di nuova realizzazione.
6. l'ispezione pig della condotta deve essere prevista nel caso di modifiche sostanziali

Il punto 1) concorda con quanto fin qui descritto: l'ispezione pig aumenta la conoscenza sullo stato reale della condotta, altre attività e misure operano invece a scopo di monitoraggio e in ottica di prevenzione. L'esercizio combinato e regolare di tutte queste attività contribuisce a mantenere le condotte in condizioni di sicurezza, determinando la sicura gestione del gasdotto.

In questa concezione, l'ispezione pig si aggiunge e non si sostituisce a tutte le altre normali attività che devono garantire l'esercizio in sicurezza delle reti.

Per quanto riguarda i gasdotti con condotte di piccolo diametro, (rif. punto 3), si deve tener conto che tali gasdotti hanno per caratteristiche costruttive (spessori minimi e processo di fabbricazione) un rapporto diametro-spessore inferiore rispetto ai gasdotti con condotte di maggior diametro.

Deve essere inoltre considerato che i gasdotti eserciti a pressioni inferiori, (rif. punto 2), debbono avere, per imposizione dello stesso decreto, fattori di sicurezza più elevati. Da qui la priorità tecnica all'ispezione pig per i gasdotti eserciti a pressione elevata (prima specie) e con condotte di diametro maggiore.

Non porre un limite per l'ispezione di una condotta su una lunghezza minima, (rif. punto 4), sarebbe tecnicamente impossibile. Bisogna infatti tenere presente che la rete nel suo complesso è costituita da più tratti, comprensivi anche di derivazioni ed allacciamenti che possono essere anche di lunghezza limitata.

Per quanto già riportato sulla piggabilità di una rete di trasporto gas (capitolo 7), tali tratti per le loro caratteristiche costruttive, non possono essere sottoposti ad ispezione pig.

La scelta di indicare comunque il limite dei 35 km, del resto suggerisce l'ispezionabilità di tratti che contengano, sempre secondo decreto, per condotte di prima specie almeno 2 punti di sezionamento.

Per quanto già riportato al capitolo "Stato di consistenza delle reti di trasporto nazionali e regionali (scenario)", (vedere Tab. 1 e Tab. 2) , parte della rete esistente può essere non piggabile e per essere resa tecnicamente piggabile richiederebbe sforzi anche molto elevati in termini di sostituzione di componenti o interi tratti, realizzazione di nuove aree impiantistiche, interruzione del servizio per consistenti periodi, ecc.

Poiché l'utilizzo di questa tecnologia ispettiva implica una progettazione del gasdotto che tenga in conto tutte le necessità tecniche ed operative connesse, è evidente che una prescrizione alla pratica ispettiva con pig non può che essere applicata, (rif. punto 5), a gasdotti ancora da realizzare.

Fermo restando che su tutta la rete nazionale e regionale (a prescindere da diametro, pressione e lunghezza dei gasdotti), l'integrità delle condotte rispetto al rischio corrosione è garantita dalla corretta applicazione di sistemi di protezione passiva e dal corretto esercizio e monitoraggio dei sistemi di protezione attiva, in aggiunta a ciò, su una parte di rete (caratterizzata da elevata pressione e da maggior diametro delle condotte) risulta opportuno a favore della sicurezza l'uso dell'ispezione interna di linea con pig, poiché tale attività permette di verificare gli effetti della protezione catodica ed è in grado quindi di fornire ulteriori informazioni puntuali che assumono particolarmente significato proprio per questa tipologia di rete.

In conclusione, si deve affermare che l'integrità delle condotte rispetto al rischio corrosione deve essere garantita dalla corretta applicazione di sistemi di protezione passiva e dal corretto esercizio e monitoraggio dei sistemi di protezione attiva.

In particolare il corretto monitoraggio e il vaglio dei dati di esercizio della protezione catodica permettono il controllo e la valutazione della portata dei fenomeni corrosivi su tutta la rete (a prescindere da diametro, pressione e lunghezza della stessa).

Per quanto riguarda la tecnologia pig e il confronto con altre tecnologie applicabili, riferendosi a quanto sinora descritto e tenendo anche conto dell'obbligo di dare puntuale attuazione alle pertinenti prescrizioni del D.M. 17 aprile 2008, la predetta tecnologia, dove applicabile, risulta indubbiamente, allo stato attuale dell'arte, essere la più idonea e completa.

Deve essere anche evidenziato che la tecnologia pig è diffusamente utilizzata dall'industria oil & gas a livello internazionale per il monitoraggio dello stato d'integrità delle reti.

Le altre tecnologie, alle quali è stata data evidenza nel presente documento, sono infatti parzialmente sostitutive della tecnologia pig, per tratti di tubazione limitati e parzialmente accessibili, dati i loro limiti applicativi indicati nel testo precedente.

9. BIBLIOGRAFIA

UNI EN 14161:2011 (ISO 13623:2009 modified) Industrie del petrolio e del gas naturale - Sistemi di tubazioni per il trasporto

EN 14161 outlines that internal inspection tools should be considered if monitoring corrosion throughout the full length of a pipeline.

Consecutive metal loss inspections using ILI tools can be used to monitor and estimate approximate rates or trends of corrosion degradation.

Outlines that the requirements for corrosion monitoring should be established on the basis of corrosion mechanisms, the corrosion rates, the selected corrosion mitigation methods and safety and environmental factors.

La norma è la versione ufficiale in lingua inglese della norma europea EN 14161 (edizione luglio 2011).

La norma specifica i requisiti e fornisce le raccomandazioni riguardanti la progettazione, i materiali, la fabbricazione, le prove, la conduzione, la manutenzione e la dismissione di sistemi di tubazioni utilizzati per il trasporto nelle industrie del petrolio e del gas naturale. Si applica a sistemi di tubazioni terrestri e marine che connettono pozzi, impianti di produzione, impianti di processo, raffinerie e impianti di immagazzinamento, inclusa qualsiasi sezione della tubazione all'interno di tali impianti allo scopo di connetterla.

APCE Linee guida protezione catodica della rete in acciaio di trasporto del gas naturale (ed. 2010)

Le linee guida forniscono regole comuni e criteri univoci e comparabili relativi all'attuazione, alle misurazioni, alle verifiche e ai controlli della protezione catodica delle reti in acciaio di trasporto del gas naturale.

API 1160 2013 Managing System Integrity For Hazardous Liquid Pipelines

With respect to in-line inspection, the recommended practice discusses appropriate ILI techniques (depending on the integrity threats to the pipeline) and schedules for dealing with defects found by an ILI. In many respects the guidance is similar to that contained within ASME B31.8S.

Reassessment intervals are also covered in significant detail, based on the process outlined in ASME B31.8S 2012.

Contains a table outlining various threats to pipeline integrity and ILI tool capabilities.

[IT]

Per quanto riguarda l'ispezione in linea, la procedura raccomandata, tratta le appropriate tecniche ILI (a seconda delle minacce di integrità alla condotta). Sotto molti aspetti l'impostazione è simile a quella riportata nella ASME B31.8S del 2012.

Contiene una tabella che definisce le varie minacce all'integrità delle condotte e funzionalità degli strumenti ILI.

API 1163: 2013 In-line Inspection Systems Qualification

Is a document which provides requirements for qualification of in-line inspection systems in both gas and hazardous liquid pipelines. The document covers the life cycle of the inspection process from the selection of an appropriate ILI technology to the issue of a final inspection report. Covers in detail how in-field verification measurements can be used to assess the performance of an inspection.

[IT]

E' un documento che fornisce i requisiti per qualificazione dei sistemi di ispezione in linea di condotte per gas e fluidi pericolosi. Il documento copre il ciclo di vita del processo di ispezione dalla scelta di un'appropriata tecnologia ILI al rilascio di un rapporto finale di controllo. Definisce in dettaglio come le misure di verifica in campo possono essere utilizzate per valutare le prestazioni di un'ispezione.

ASME B31.8S 2012 Gas Transmission and Distribution Piping Systems - ASME Code for Pressure Piping

Lists in-line inspection as an 'integrity assessment' method. Discusses the use of ILI tools for certain threats and says that when selecting an appropriate tool, consideration should be given to location accuracies, sizing accuracies etc.

Outlines the responses and action required following the identification of a defect.

Also provides prescriptive guidance on integrity assessment intervals based on time dependent threats (e.g. corrosion). These assessment intervals are based on the operating pressure/stress and the relationship between the predicted failure pressure and the MAOP.

[IT]

Cataloga l'ispezione in linea come un metodo di valutazione di integrità. Tratta l'uso di strumenti ILI per alcune minacce e dice che quando si seleziona uno strumento appropriato, deve essere tenuto in conto l'idoneo percorso, il dimensionamento ecc.

Delinea le azioni necessarie a seguito dell'identificazione di un difetto.

Fornisce anche indicazioni sugli intervalli di valutazione dell'integrità basati sulle minacce dipendenti dall'invecchiamento delle condotte (per esempio corrosione). Queste valutazioni degli intervalli sono basate sulla pressione operativa/stress e il rapporto tra la pressione di guasto e il MAOP.

Department of Transportation (DOT) regulations USA (Parts 192 and 195)

Outlines the steps that an operator should take to conduct an integrity assessment/ reassessment (inspection/ re-inspection). Several methods are discussed, including internal inspection tools.

Other primary assessment methods discussed include pressure tests, direct assessment and other methods that provide an equivalent understanding of the pipeline's condition.

Both parts specify maximum reassessment (re-inspection) intervals, however also say that assessment intervals must be based on the results of the last integrity assessment and all risk factors that reflect the risk conditions on the pipeline segment.

[IT]

Delinea la procedura per condurre una valutazione di integrità / rivalutazione (ispezione / nuova ispezione). Sono presentati diversi metodi, tra cui strumenti di ispezione interna.

Altri metodi di valutazione primaria presentati includono prove di pressione, valutazione diretta e altri metodi che forniscono un'equivalente comprensione dello stato della condotta.

Entrambe le parti specificano intervalli massimi per la nuova ispezione, basati sui risultati dell'ultima valutazione di integrità e su tutti i fattori di rischio che riflettono le condizioni di rischio sulla condotta considerata.

IGEM TD/1 (Edition 5) Steel pipelines for high pressure gas transmission

Contains guidance on condition monitoring in the UK for high pressure gas transmission pipelines.

Outlines that the condition of a pipeline can be established by internal inspection devices, external inspection techniques (in areas where ILI is not possible) and hydrotesting.

The states that a risk based approach should be used to set inspection frequencies, however if this is not practicable a maximum interval between internal monitoring of 10 years is proposed.

[IT]

Contiene linee guida sulle condizioni del monitoraggio nel Regno Unito per le condotte di trasporto ad alta pressione. Definisce che la condizione di una condotta può essere stabilita da dispositivi di ispezione interna, tecniche di controllo esterno (in zone dove ILI non è possibile) e hydrotesting.

L'approccio basato sulla valutazione dei rischi dovrebbe essere utilizzato per impostare l'ispezione delle frequenze, tuttavia se ciò non fosse realizzabile, viene proposto un intervallo massimo tra i monitoraggi interni di 10 anni.

Arrêté Ministériel Du 4 Août 2006 (France) portant règlement de la sécurité des canalisations de transport de gaz combustibles, d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés et de produits chimiques. Outlines that a periodic monitoring and maintenance programme shall be defined to ensure a thorough review of the pipeline over a period not exceeding ten years. This can be reduced to 6 years under certain circumstances.

[IT]

Dispone che devono essere definiti un monitoraggio periodico e la manutenzione programmata per garantire un monitoraggio approfondito delle condotte, per un periodo non superiore a dieci anni. Questo può essere ridotto a 6 anni in determinate circostanze.

AS 2885.1 2005 and AS2885.3 2001 (Australia)

AS 2885.1 2005 outlines that when corrosion is detected or anticipated, systems capable of determining the corrosion rate or loss of wall thickness shall be employed. This can be monitored by physical inspection, coupons, proprietary instrumentation, and internal inspection devices and equipment. Corrosion growth rates should be taken into account in establishing reinspection intervals.

AS 2885.3 contains guidance to say that periodic inspections should be carried out to identify problems that could affect the integrity of the pipeline. This includes intelligent pigging.

It is noted that more recent versions of AS 2885.1 and AS 2885.3 have since been released.

[IT]

Contiene indicazioni che definiscono quando i controlli periodici devono essere effettuati per identificare i problemi che potrebbero compromettere l'integrità delle condotte, incluse le ispezioni con i "pig intelligenti".

CSA Z662-11 (Canada) Oil and gas pipeline systems

Provides guidance for planning and performing in-line inspections to detect corrosion and determining the acceptability of the corrosion imperfections found.

Also discusses that an assessment of reported accuracy of the ILI tool should be performed.

[IT]

Fornisce indicazioni per la pianificazione e l'esecuzione di ispezioni in linea per rilevare corrosioni e determinare l'accettabilità delle imperfezioni corrosione dovute alla corrosione trovate.

Dispone anche che deve essere eseguita una valutazione di accertata accuratezza degli strumenti utilizzati.

POF_specs_2009 Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines

This document specifies the advised operational and reporting requirements for tools to be used for geometric measurement, pipeline mapping, metal loss, crack or other anomaly detection during their passage through steel pipelines. The tools may pass through the pipeline driven by the flow of a medium or may be towed by a vehicle or cable. The tools may be automatic and self-contained or may be operated from outside the pipeline via a data and power link.

[IT]

Questo documento specifica i requisiti operativi consigliati per gli strumenti da utilizzare per la misurazione geometrica, mappatura della pipeline, perdita di metallo, crack o altre rilevazioni di anomalia durante il loro passaggio attraverso condotte di acciaio. Gli strumenti possono passare attraverso la condotta guidati dal flusso o possono essere trainati da un veicolo o un cavo. Gli strumenti possono essere automatici e self-contained o possono essere azionati dall'esterno della condotta tramite collegamento informatico.

NACE – SP0169 – “Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems”

This standard practice presents procedures and practices for achieving effective control of external corrosion on buried or submerged metallic piping systems. These recommendations are also applicable to many other buried or submerged metallic structures. It is intended for use by corrosion control personnel concerned with the corrosion of buried or submerged piping systems, including oil, gas, water, and similar structures. This standard describes the use of electrically insulating coatings, electrical isolation, and cathodic protection (CP) as external corrosion control methods. It contains specific provisions for the application of CP to existing bare, existing coated, and new piping systems. Also included are procedures for control of interference currents on pipelines.

[IT]

Questa pratica definisce le procedure e le pratiche per il raggiungimento di un efficace controllo della corrosione esterna su tubazioni metalliche interrate o sommerse. Queste raccomandazioni sono inoltre applicabili a molte altre strutture metalliche interrate o sommerse. La pratica è destinata all'uso del personale di controllo della corrosione dei sistemi di tubazioni interrate o sommerse, tra cui quelle di greggio, gas, acqua e strutture simili. Il documento descrive l'uso di rivestimenti elettricamente isolanti, isolamento elettrico e protezione catodica (CP) come metodi di controllo di corrosione esterna. Esso contiene disposizioni specifiche per l'applicazione della CP ai sistemi esistenti di tubazioni rivestiti e nuove condotte. Inoltre sono incluse le procedure per il controllo delle correnti di interferenza sulle tubazioni

ALLEGATO 1

DETTAGLI SULLE ISPEZIONI PIG MFL Magnetic Flux Leakage = a dispersione di flusso magnetico)

Si definiscono in questo allegato alcuni dettagli dell'attività di ispezione interna delle condotte con pig MFL.

A.1.1 PARAMETRI GEOMETRICI

I parametri geometrici per identificare le mancanze di metallo sono la lunghezza "L", la larghezza "Lc", la profondità "a", lo spessore reale della tubazione "tr", l'orientamento "hs".

La lunghezza "L" di una singola mancanza di metallo è data dalla sua proiezione in direzione longitudinale.

La larghezza "Lc" di una singola mancanza di metallo è data dalla sua proiezione in direzione circonferenziale.

Le proiezioni in direzione longitudinale e circonferenziale del difetto determinano il cosiddetto rettangolo del difetto.

La profondità di una mancanza di metallo è determinata dall'espressione percentuale (%) del rapporto tra la profondità "a" del punto più profondo dP ed il corrispondente spessore reale "tr".

L'orientamento di una singola mancanza di metallo è dato dalla posizione oraria "hs" del primo vertice S del rettangolo del difetto che si incontra guardando la sezione trasversale del tubo in senso orario e verso valle considerando la direzione di flusso gas (= senso di marcia del pig).

Fig. A.1

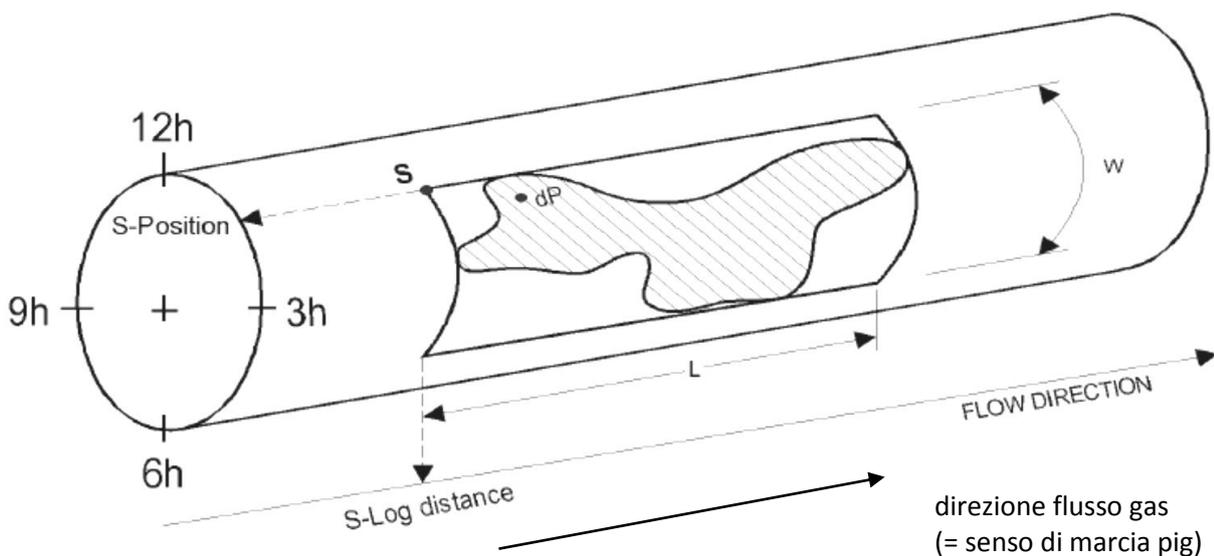
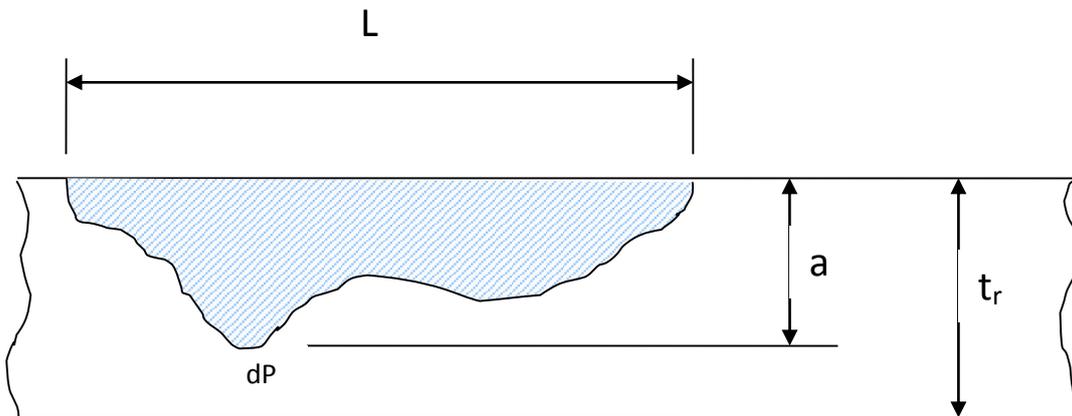


Fig. A.2

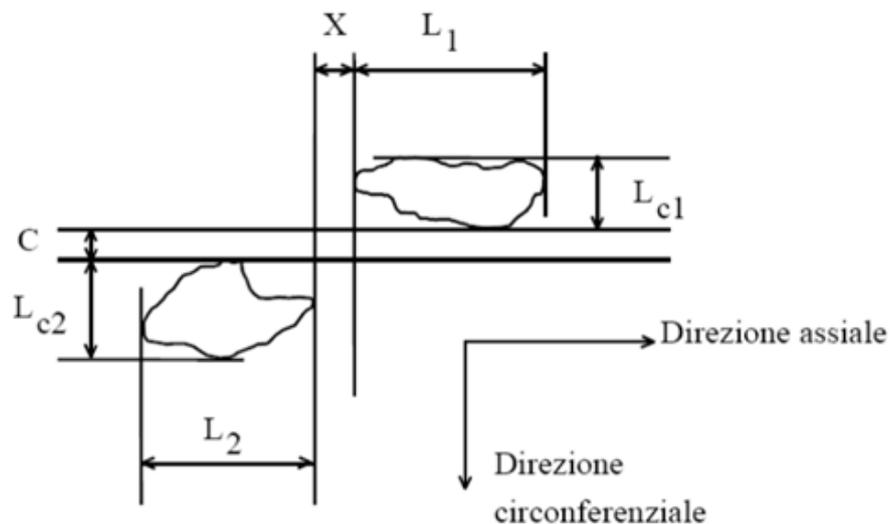


A.1.2 INTERAZIONE TRA MANCANZE DI METALLO

L'interazione tra due o più mancanze di metallo si verifica

valutando secondo opportune regole le relative distanze in direzione longitudinale e circonferenziale. Affinché sussista interazione entrambe le condizioni, longitudinale e circonferenziale, devono essere verificate.

Fig. A.3 Rappresentazione grafica di interazione tra due caratteristiche di mancanza di metallo



Il valore risultante della lunghezza è il risultato della sommatoria delle singole lunghezze "L" dei difetti interagenti e delle rispettive distanze longitudinali "X". Il valore risultante della larghezza è il risultato della sommatoria delle singole larghezze "Lc" e delle rispettive distanze circonferenziali "C". Il valore risultante della profondità coincide con il valore della profondità massima delle mancanze di metallo interagenti.

A.1.3 FATTORE STIMATO DI RIPARAZIONE

Il fattore stimato di riparazione “ERF” (= Estimated Repair Factor) è un numero che indica il grado di severità della mancanza di metallo. Esso viene calcolato per mancanze di metallo aventi profondità 10% dello spessore reale tr della tubazione, nel seguente modo:

Il fattore stimato di riparazione “**ERF**” verrà calcolato nel modo seguente per ciascun Difetto di Mancanza di Metallo:

$$\text{ERF} = \text{MAOP/P}$$

In cui:

$$\text{ERF} = \text{Fattore Stimato di Riparazione}$$

MAOP = Massima Pressione di Esercizio Permissibile, oppure Pressione di Esercizio selezionata dall'Operatore, definita per ciascun Segmento principale della Linea

$$P = \text{Pressione Calcolata}$$

La Pressione Calcolata, P, viene calcolata per ciascun Difetto di Mancanza di Metallo secondo opportuni modelli, quale quelli offerti dal codice ASME B31G.

A.1.4 REQUISITI MINIMI DI ISPEZIONE

Le caratteristiche devono essere rilevate dal pig e classificate (includendo anche la corretta discriminazione esterna/interna delle mancanze di metallo e dei difetti di fabbricazione) nel rispetto di requisiti minimi prestabiliti.

In particolare mediante i requisiti minimi devono essere garantite opportune probabilità di identificazione di:

- Mancanza di metallo a partire da un certo valore minimo
- Difetto di fabbricazione
- Ammaccatura
- Tubi di protezione eccentrici
- Valvole
- Pezzi Speciali
- Giunti dielettrici
- Sistemi di riparazione
- Cambi di spessore
- Saldature circonferenziali
- Oggetti metallici

- Supporti esterni

Opportuni riferimenti in merito sono disponibili nel documento “Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines” (POF_specs_2009).

Anomalie della saldatura circonferenziale

Le anomalie della saldatura circonferenziale devono poter essere rilevate, localizzate e riportate.

Ammaccature

Con l’ausilio dell’impianto ispettivo magnetoscopico e di misurazione geometrica (se integrato) devono essere rilevate e localizzate tutte le ammaccature. Inoltre deve essere rilevata, localizzata e dimensionata la eventuale presenza di mancanze di metallo in corrispondenza dell’area ammaccata.

Oggetti metallici

Gli oggetti metallici a contatto o nelle vicinanze della condotta e che non fanno parte del condotta, devono essere rilevati, localizzati e classificati (come “in vicinanza” o “a contatto”); deve anche essere rilevata, localizzata e dimensionata la eventuale presenza di mancanze di metallo in corrispondenza del punto di vicinanza o di contatto.

Tubi di protezione

I tubi di protezione devono essere rilevati e localizzati; devono anche essere rilevate e localizzate eventuali eccentricità, fornendo la posizione circonferenziale, l’indicazione della vicinanza o del contatto, ed eventuali mancanze di metallo all’interno o in prossimità del tubo di protezione.

Riparazioni

Devono essere rilevati e localizzati le corazze, cravatte o altri sistemi di riparazione metallici identificabili presenti sulla condotta.

Cambi di spessore

I cambi di spessore rispetto allo spessore di linea presenti nella condotta devono essere rilevati, localizzati e dimensionati.

Difetti di fabbricazione

I difetti di fabbricazione devono essere rilevati e localizzati-

Componenti della condotta

Gli stacchi, valvole, curve, giunti, selle di appoggio e quanto altro presente e componente la condotta devono essere rilevati, localizzati e classificati in funzione della loro tipologia.

Precisione della localizzazione

Tutte le caratteristiche di cui ai punti precedenti devono poter essere localizzate con precisioni prestabilite in termini di:

- Distanza tra punto di riferimento e saldatura circonferenziale di riferimento;
- Distanza tra la saldatura circonferenziale di riferimento e la caratteristica;
- Orientamento orario nella sezione.

Le specifiche minime di individuazione e dimensionamento difetti devono essere garantite anche per le curve piegate a freddo e le curve stampate aventi angolo di 90° e raggio minimo pari a 1,5 D.

A.1.5 RAPPORTO DI ISPEZIONE CON PIG (esempio descrittivo)

Al termine delle operazioni di ispezione in campo, deve essere redatto un rapporto di ispezione.

Il rapporto deve contenere almeno le seguenti informazioni:

- descrizione dell'ispezione;
- procedure di elaborazione dati seguite;
- risultati dell'ispezione;
- elenco delle anomalie riscontrate

Descrizione dell'ispezione

Questa parte del rapporto deve riportare:

- i dati identificativi necessari;
- la data d'ispezione;
- una sintesi delle operazioni di ispezione;
- un resoconto sui dati raccolti nel corso dell'ispezione, con valutazioni di qualità e quantità;
- il diagramma della velocità sostenuta dal pig durante l'ispezione;
- una valutazione d'insieme relativa alle anomalie riscontrate in riferimento alla situazione del gasdotto in termini di integrità.

Elaborazione dati

In questa sezione del rapporto si devono specificare i metodi utilizzati per elaborare i dati (inerziali ed odometrici.) Le procedure di calcolo devono essere sempre specificate.

Le procedure di calcolo devono tenere conto degli effetti di sollecitazione, disturbo, ecc. cui sono sottoposti gli strumenti.

Risultati dell'ispezione

Questa sezione del deve contenere:

- rapporto sulle saldature circonferenziali;
- rapporto sui punti di riferimento;
- rapporto sulle curvature;
- rapporto sulle deformazioni.

A.1.6. GEOREFERENZIAZIONE E MAPPATURA

Il servizio di mappatura consiste nell'acquisizione delle coordinate X,Y,Z ad alta risoluzione per ciascuna saldatura, incluso il servizio di georeferenziazione esterna ad alta risoluzione dei punti fissi e dei marker della condotta con la precisione migliore ottenibile, comprendente la creazione di monografie e l'installazione nel terreno delle borchie per l'individuazione dei punti geo-referenziati dei quali l'intervallo non dovrebbe superare i 3 km.

Tutte le coordinate riportate sono riferite all'asse della condotta, ed i risultati di altitudine sono riferiti al centro verticale della condotta.

E' possibile ottenere i dati ottimizzati per la navigazione assistita e l'identificazione "in campagna" di qualunque saldatura della condotta per facilitare l'individuazione dei punti di intervento.

I dati acquisiti potranno essere utilizzati per un'analisi mirata a individuare e classificare la deformazione associata a qualunque curvatura individuata lungo la condotta.

A.1.7 VALUTAZIONE DELL'INTEGRITA'

E' possibile eseguire una analisi di re-ispezione per i gasdotti già ispezionati in passato che consiste nell' eseguire un'analisi comparata relativa alla crescita della corrosione. Tale analisi deve riportare tutte le variazioni avvenute nella condotta durante il periodo intercorso tra la precedente ispezione e quella attuale.

Il confronto tra difetti deve essere effettuato mediante la comparazione qualitativa e quantitativa (preferibilmente) di tutti i singoli siti (box) di mancanza di metallo individuati nella condotta, sia per i difetti esistenti sia per quelli identificati come nuovi.

Il Comitato Italiano Gas (in forma abbreviata CIG) è una associazione di diritto privato dotata di Personalità Giuridica, senza fine di lucro, con sede in Milano, i cui scopi sono lo studio dei problemi scientifici e tecnici e la redazione di documenti normativi tecnici per il settore dei gas combustibili, così come definiti nella norma tecnica EN 437 (Ia famiglia: gas manifatturati; IIa famiglia: gas naturali; IIIa famiglia: gas di petrolio liquefatto) ed inerenti la produzione e la commercializzazione, la rigassificazione, il trasporto, il trattamento e lo stoccaggio, la distribuzione, l'odorizzazione e la telemisura e telegestione del gas naturale; la produzione, l'odorizzazione e la distribuzione del GPL e delle sue miscele, a mezzo di reti, bombole e serbatoi; la misura e la qualità del gas; il biometano/biogas ottenuto a partire da fonti rinnovabili aventi caratteristiche e condizioni di utilizzo idonee per il trasporto e la distribuzione; l'utilizzazione dei gas combustibili per autotrazione; l'utilizzazione del GNL quale combustibile e carburante, la fabbricazione e l'installazione di apparecchi e attrezzature (inclusi gruppi di misura e loro accessori, riduzione, regolazione, controllo, manutenzione e sicurezza) e la realizzazione di impianti destinati allo stoccaggio, al trasporto, alla distribuzione e all'utilizzazione dei gas combustibili per usi industriali e civili; la valutazione della conformità degli impianti, degli apparecchi e delle attrezzature di cui sopra alle norme tecniche; il tutto nell'osservanza delle specifiche disposizioni di legge e regolamentari, anche per quanto relativo agli aspetti di carattere ambientale e di efficienza energetica.

Per il raggiungimento dei suoi scopi il CIG provvede a:

Elaborare progetti di norme tecniche, specifiche tecniche, rapporti tecnici e documenti para normativi similari, proponendo all'UNI, in qualità di Ente Federato e sulla base del patto federativo sottoscritto con l'UNI medesimo, i progetti sopraccitati per la loro pubblicazione. Partecipare, su delega dell'UNI, ai lavori di sua competenza che si svolgono presso gli Enti normativi europeo (CEN) e internazionale (ISO), nell'ambito dei quali l'UNI rappresenta l'Italia; segnalare all'UNI i nominativi degli esperti e dei soggetti delegati per le varie commissioni e per i gruppi di lavoro dei suddetti Organismi; riferire all'UNI sull'andamento dei relativi lavori; esprimere il proprio parere sui progetti di documenti normativi tecnici e su altri quesiti sottoposti all'UNI dagli Organismi di cui sopra.

Collaborare con le Amministrazioni dello Stato nonché con Enti e Associazioni nazionali, europei e internazionali.

Gestire le relazioni e collaborare con l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico.

Promuovere studi, riunioni, discussioni, iniziative, ricerche e la consulenza tecnica.

Studiare e promuovere forme di diffusione della cultura normativa anche mediante la commercializzazione di prodotti e servizi.

Promuovere, ai fini della sicurezza e della qualità dei servizi, la valutazione di conformità di impianti, apparecchiature, dispositivi e componenti alle norme tecniche.

Effettuare attività propedeutiche per la qualificazione degli operatori del settore (quali ad esempio formazione, informazione e pubblicistica), in conformità a leggi e regolamenti vigenti, promuovendo l'adozione di schemi per la conseguente certificazione.

Effettuare l'attività di formazione e informazione mediante l'organizzazione di incontri tematici, semi-nari e corsi di aggiornamento tecnico, inclusi quelli destinati alla qualificazione di figure professionali.

Gestire direttamente, anche in convenzione con Enti/istituti pubblici e privati riconosciuti, le attività connesse o accessorie ai precedenti scopi, in quanto integrative e/o a supporto degli stessi.

Attuare ogni altra iniziativa che il CIG ritenga utile al raggiungimento dei suoi scopi.