

# Programmazione delle ispezioni in funzione del rischio. Esempi applicativi relativi ad attrezzature a pressione

C. Delle Site, *ISPESL – DOM*

A. Faragnoli, *ISPESL – DTS*

## SOMMARIO

Facendo riferimento alla metodologia API 581 sul “Risk Based Inspection” vengono analizzati, in questo lavoro, alcuni casi pratici relativi ad attrezzature a pressione. In particolare si è proceduto alla valutazione del livello di rischio di due reattori a letto fisso di un impianto petrolchimico.

Dopo aver analizzato la storia di esercizio dell’attrezzatura, i dati progettuali e quelli operativi sono stati individuati i fattori di danno prevedibili. Successivamente sono stati applicati i moduli corrispondenti della normativa di riferimento per arrivare alla definizione della categoria di probabilità e di conseguenza. La metodologia adottata è quella semi-quantitativa che garantisce un livello di accuratezza elevata pur avendo a disposizione un limitato numero di informazioni.

I risultati ottenuti vengono analizzati all’interno della matrice di rischio confrontando, relativamente al medesimo apparecchio, i casi corrispondenti alla situazione standard (componente verificato alle scadenze di legge) ed alla situazione reale (componente verificato secondo le esigenze dell’utente).

Se, in tale caso *reale*, i livelli di rischio sopra calcolati si mantengono costantemente non superiori a quelli della situazione *standard*, si è sufficientemente confidenti sulla possibilità di esercire in sicurezza per l’ulteriore intervallo temporale prospettato dall’utente.

Dagli esempi illustrati ne scaturisce una possibile procedura per la pianificazione delle verifiche d’integrità secondo periodicità diverse da quelle previste dal DM 329/04 del 1 dicembre 2004, ma tali da garantire un livello di sicurezza equivalente, nel rispetto delle prescrizioni indicate al comma 5 dell’art. 10 del Decreto stesso.

*Ing. Corrado Delle Site*

*Dipartimento di Omologazione e Certificazione (DOM)*

*Via Alessandria, 220*

*00198 Roma*

*Tel.: 06 44280341*

*Fax: 06 44251008*

*E-mail: corrado.dellesite@ispesl.it*

*Ing. Angelo Faragnoli*

*Dipartimento Tecnologie di Sicurezza (DTS)*

*Via Fontana Candida, 1*

*00040 Monte Porzio Catone (RM)*

*Tel.: 06 94181228*

*Fax: 06 94181230*

*E-mail: angelo.faragnoli@ispesl.it*

## 1. Introduzione

Dal punto di vista strettamente normativo, ed in particolare per quanto attiene all' art. 10 comma 5 del DM329/04, le metodologie di tipo RBI risultano un utile strumento per poter determinare la periodicità delle ispezioni di apparecchi in servizio.

Attualmente, però, il DM 329 non definisce le modalità applicative delle procedure RBI lasciando all'ISPESL, in collaborazione con l' UNI, il compito di approntare delle specifiche tecniche applicative.

Gli esempi trattati, puramente indicativi, vengono presi come spunto "didattico" per ipotizzare una possibile applicazione dell'analisi RBI, allo scopo di individuare i punti di interesse e gli elementi di criticità.

In questo lavoro si è applicata la procedura RBI dell'API 581 a due reattori a letto fisso di un impianto petrolchimico. La metodologia, di tipo semi-quantitativo, è finalizzata a definire un fattore numerico (Technical Module Subfactor – TMSF) indice della probabilità di un evento di perdita di contenuto o rottura della membratura di contenimento. Tale fattore, combinato con un indice corrispondente alla conseguenza di rottura, permette di individuare con immediatezza l'entità del rischio (si parla quindi di "categoria di rischio") dell'unità in considerazione.

## 2. Esempi Applicativi

Le valutazioni condotte, di tipo semi-quantitativo, sono riferite a due reattori a letto fisso di una unità di desolfurazione gasolio.

Il primo apparecchio, dotato di placcatura interna, è costruito in acciaio al molibdeno ed è in servizio da otto anni. Nel corso della sua vita il reattore è stato sottoposto a due ispezioni specifiche per HTHA a 4 e 8 anni e ad una ispezione interna per verificare l'integrità del lining.

Come spesso accade nell'industria petrolchimica si è ipotizzata una richiesta di proroga di due anni per l'esecuzione della verifica decennale da parte dell'Utente (da 10 a 12 anni). Infatti tenuto conto che l'intervallo medio tra due fermate successive per esigenze di manutenzione si attesta intorno a 4-5 anni, potrebbe facilmente verificarsi la non contemporaneità tra la fermata per manutenzione e la fermata per verifica decennale.

Al fine di valutare l'opportunità di concedere tale proroga si è proceduto ad analizzare le conseguenze della mancata esecuzione del controllo decennale sul livello di rischio dell'apparecchio. In altre parole si è ritenuto necessario valutare la stabilità del nuovo livello di rischio (a  $t=12$  anni), anche nel caso di mancata esecuzione della verifica decennale.

Il secondo reattore, in servizio da 18 anni, ha un rivestimento interno in TP 304 L e mantello in acciaio legato al cromo-molibdeno. Anche in questo caso l'utente chiede una proroga di due anni per la 2<sup>a</sup> verifica d'integrità (da eseguirsi per legge dopo venti anni) pur non essendo stato sottoposto a controlli specifici per il danneggiamento da idrogeno nel corso della sua vita.

In maniera analoga a quanto fatto nel primo caso si è proceduto a confrontare il livello di rischio alla proiezione temporale (22 anni) sia in assenza che in presenza di verifica d'integrità ventennale.

I dati fondamentali dell'analisi sono riportati in Tabella 1.

Fase	Reattore R1	Reattore R2		
<b>Analisi della storia di esercizio dell'attrezzatura</b>	<b>Dati</b>	<b>Dati</b>		
	Materiale	16 Mo 5 UNI 5869	Materiale	A 387 Gr11 Cl2
	Materiale Placcatura	A240 Tp321	Materiale Placcatura	A240 Tp304L
	Temperatura massima di Esercizio	Top = 330 °C	Temperatura massima di Esercizio	Top = 327 °C
	Pressione di Esercizio	Pop = 33 ate	Pressione di Esercizio	Pop = 29,5 ate
	Pressione parziale di H <sub>2</sub>	P <sub>H2</sub> = 20 ate	Pressione parziale di H <sub>2</sub>	P <sub>H2</sub> = 20 ate
	Tempo di esercizio	t = 8 anni	Tempo di esercizio	t = 18 anni
	PND ispezione specifica per H2	2 Ispezioni con AUBT	PND ispezione specifica per H2	Nessuna
	Ispezione per lining	Visiva e spessimetrica dopo 8 anni	Ispezione per lining	Visiva e spessimetrica dopo 10 anni
<b>Individuazione dei fattori di danno prevedibile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Attacco da idrogeno ad alta temperatura (HTHA)</li> <li>Danneggiamento del rivestimento interno (LINING)</li> <li>Corrosione da H<sub>2</sub>S e H<sub>2</sub> ad alta temperatura (THINNING)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Attacco da idrogeno ad alta temperatura (HTHA)</li> <li>Danneggiamento del rivestimento interno (LINING)</li> <li>Corrosione da H<sub>2</sub>S e H<sub>2</sub> ad alta temperatura (THINNING)</li> </ul>		

Tabella 1 – Dati di partenza per l'analisi

Siamo in presenza di un meccanismo di danneggiamento per attacco da idrogeno ad alta temperatura (HTHA) essendo la temperatura stessa superiore a 400 °F.

Questo fenomeno è il risultato della diffusione atomica dell'idrogeno nell'acciaio e della reazione dei carburi all'interno della microstruttura.

La suscettibilità a tale danneggiamento, stante le condizioni di esercizio, è relazionata ad un coefficiente P<sub>v</sub> così definito:

$$P_v = \log(P_{H_2}) + 3,09 * 10^{-4}(T)(\log(t)+14)$$

dove

P<sub>H2</sub> = pressione parziale dell'idrogeno

T = temperatura in °K

t = tempo in ore

In aggiunta alla valutazione del danneggiamento per attacco da idrogeno (HTHA) è stata condotta la valutazione del danneggiamento del rivestimento interno (LINING), la

valutazione del danneggiamento da corrosione da H<sub>2</sub>S/H<sub>2</sub> ad alta temperatura (THINNING) e la valutazione del danneggiamento da tensocorrosione (SCC).

Il contributo del danneggiamento da SCC risulta trascurabile. Inoltre, la valutazione del danneggiamento da corrosione da H<sub>2</sub>S/H<sub>2</sub> ad alta temperatura è subordinato al danneggiamento del LINING, pertanto per considerazioni di tipo probabilistiche, può essere anch'esso trascurato.

### 3. RISULTATI

#### 3.1 Danneggiamento da idrogeno ad alta temperatura

L'applicazione del Modulo I della API 581 ha permesso di valutare, a partire dai dati a disposizione, che la suscettibilità al danneggiamento da idrogeno ad alta temperatura per il reattore R1 riferita ai 3 orizzonti temporali di riferimento (t=10 anni, t=11 anni e t=12 anni), è bassa (Tabella 2).

t	10 anni	11 anni	12 anni
T	330 °C	330 °C	330 °C
P <sub>H2</sub>	20 ate	20 ate	20 ate
<b>P<sub>v</sub></b>	<b>4,830</b>	<b>4,838</b>	<b>4,845</b>
<b>Suscettibilità</b>	<b>Bassa</b>	<b>Bassa</b>	<b>Bassa</b>

Tabella 2 – Reattore R1: suscettibilità all'HTHA in funzione del tempo

La dipendenza del TMSF (Technical Module Sub Factor) dal numero e dal tipo di ispezioni è chiaramente rappresentata in Tabella 3, dove le espressioni *poorly*, *fairly* e *usually* fanno riferimento alla efficacia delle ispezioni stesse (scarsamente, mediamente e generalmente efficaci) come indicato nella tabella I-4 della Appendice I della norma in considerazione.

		<b>TMSF<sub>HTHA</sub></b>
<b>Nessuna Ispezione</b>		<b>20</b>
<b>First Inspection</b>	<b>Poorly</b>	<b>18</b>
	<b>Fairly</b>	<b>12</b>
	<b>Usually</b>	<b>8</b>
<b>Second Inspection</b>	<b>Poorly</b>	<b>16</b>
	<b>Fairly</b>	<b>8</b>
	<b>Usually</b>	<b>4</b>

Tabella 3 – Reattore R1: valori del TMSF<sub>HTHA</sub>

Al contrario, per il reattore R2 la suscettibilità all'attacco da idrogeno aumenta all'aumentare del tempo secondo quanto illustrato in Tabella 4.

t	20 anni	21 anni	22 anni
T	327 °C	327 °C	327 °C
P <sub>H2</sub>	20 ate	20 ate	20 ate
P <sub>v</sub>	<b>4,87</b>	<b>4,87</b>	<b>4,88</b>
<b>Suscettibilità</b>	<b>Bassa</b>	<b>Bassa</b>	<b>Media</b>

Tabella 4 – Reattore R2: suscettibilità all’HTHA in funzione del tempo

A differenza del reattore R1 per il reattore R2 nessuna ispezione specifica per il HTHA è stata condotta nel corso della vita d’esercizio. Il valore del TMSF dovuto a danneggiamento da idrogeno ad alta temperatura per il caso in esame, cioè in assenza di ispezioni specifiche, è pari a 200 in corrispondenza di una suscettibilità media e a 20 per una suscettibilità bassa (Tabella 5).

<b>TMSF<sub>HTHA</sub></b>	Bassa Suscett.	Media Suscett.	Alta Suscett.
No Ispection	<b>20</b>	<b>200</b>	<b>2000</b>

Tabella 5 – Reattore R2: valori del TMSF dovuto a danneggiamento da idrogeno

### 3.2 Danneggiamento del rivestimento interno

L’applicazione dell’Appendice M della citata norma API permette di valutare il TMSF relativo al danneggiamento del rivestimento.

Si ipotizza, *per il caso R1*, che sia stata eseguita una ispezione del lining all’ottavo anno di esercizio dell’apparecchio.

In funzione dello stato del rivestimento rilevato nell’ultima ispezione si può calcolare il TMSF dovuto a questo meccanismo di danneggiamento ai tre orizzonti temporali di riferimento (t=10 anni, t=11 anni e t=12 anni), sia in assenza che in presenza di verifica decennale. I risultati di tale analisi sono riassunti in Tabella 6.

	<b>10 anni</b>			<b>11 anni senza ISP a 10 anni</b>			<b>11 anni con ISP a 10 anni</b>			<b>12 anni senza ISP a 10 anni</b>			<b>12 anni con ISP a 10 anni</b>		
Ultima ispezione dopo 8 anni di vita	2 anni dall’ultima ISP			3 anni dall’ultima ISP			1 anno dall’ultima ISP			4 anni dall’ultima ISP			2 anni dall’ultima ISP		
<b>Materiale : Alloy Cladding or weld overlay - Possible attack</b>															
Stato del rivestimento riferito all’ultima ispezione Legenda : P = Poor ; A = Average ; G = Good															
Coefficiente riferito al tempo trascorso dall’ultima ispezione	<b>4</b>			<b>6</b>			<b>3</b>			<b>7</b>			<b>4</b>		
	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>
Moltiplicatore	10	2	1	10	2	1	10	2	1	10	2	1	10	2	1
<b>TMSF<sub>LINING</sub></b>	<b>40</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>60</b>	<b>12</b>	<b>6</b>	<b>30</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>70</b>	<b>14</b>	<b>7</b>	<b>40</b>	<b>8</b>	<b>4</b>

Tabella 6 – Reattore R1: valori del TMSF<sub>LINING</sub>

La dipendenza del TMSF del lining dagli anni di esercizio, nel caso del reattore R2, è rappresentata in Tabella 7.

TMSF <sub>LINING</sub>	Materiale: Alloy Cladding or weld overlay - Possible Attack															
		20 anni			21 anni SENZA ispez a 20 anni			21 anni CON ispez a 20 anni			22 anni SENZA ispez a 20 anni			22 anni CON ispez a 20 anni		
	Distanza dall'ultima Ispezione	10			11			1			12			2		
	Coeff.	25			30			3			36			4		
		<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>
	Moltiplicatore	10	2	1	10	2	1	10	2	1	10	2	1	10	2	1
	TMSF <sub>LINING</sub>	<b>250</b>	<b>50</b>	<b>25</b>	<b>300</b>	<b>60</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>360</b>	<b>72</b>	<b>36</b>	<b>40</b>	<b>8</b>	<b>4</b>

Tabella 7 – Reattore R2: valori del TMSF<sub>LINING</sub>

### 3.3 Determinazione del TMSF globale

Sommando i contributi dei due meccanismi di danno sopra individuati (TMSF<sub>HHTHA</sub> e TMSF<sub>LINING</sub>) si ottiene, tenendo conto delle variabili individuate nella analisi e già descritte nelle tabelle precedenti, il risultato complessivo di Tabella 8 (reattore R1) che fa riferimento ai tre orizzonti temporali di riferimento, sia in presenza che in assenza di ispezione decennale.

TMSF <sub>TOT</sub>			TMSF <sub>LINING</sub>															
			10 anni			11 anni senza ISP a 10 anni			11 anni con ISP a 10 anni			12 anni senza ISP a 10 anni			12 anni con ISP a 10 anni			
			<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	<b>P</b>	<b>A</b>	<b>G</b>	
			<b>40</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>60</b>	<b>12</b>	<b>6</b>	<b>30</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>70</b>	<b>14</b>	<b>7</b>	<b>40</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	
TMSF <sub>HHTHA</sub>	No Inspection		<b>20</b>	60	28	24	80	32	26	50	26	23	90	34	27	60	28	<b>24</b>
	First Inspection	<b>P</b>	<b>18</b>	58	26	22	78	30	24	48	24	21	88	32	25	58	26	22
		<b>F</b>	<b>12</b>	52	20	16	72	24	18	42	18	15	82	26	19	52	20	16
		<b>U</b>	<b>8</b>	48	16	12	68	20	14	38	14	11	78	22	15	48	16	12
	Second Inspection	<b>P</b>	<b>16</b>	56	24	20	76	28	32	48	22	19	86	30	23	56	24	20
		<b>F</b>	<b>8</b>	48	16	12	68	20	14	38	14	11	78	22	15	48	16	12
<b>U</b>		<b>4</b>	44	12	8	64	16	10	34	10	7	74	18	<b>11</b>	44	12	8	

Tabella 8– Reattore R1: TMSF<sub>TOT</sub>

Come risulta dalla tabella di cui sopra solamente in 5 casi il TMSF risulta inferiore o uguale a 10 mentre nella rimanenza dei casi risulta compreso fra 10 e 100.

Inoltre, nella condizione prevista dalla normativa vigente, nella quale si esegue solamente la verifica decennale e nessuna ispezione preliminare (No Inspection), il TMSF proiettato a 12 anni assume il valore 24 (ipotizzando che lo stato del rivestimento sia buono).

Nel caso in esame, invece, per il quale si è ipotizzata l'esecuzione di 2 ispezioni intermedie di efficacia alta (usually effective) la proiezione a 12 anni fornisce un TMSF pari a 11.

Pertanto il livello della categoria di probabilità (LOF) a 12 anni in caso di mancata esecuzione della verifica decennale non subisce incrementi permanendo cioè nel livello 3

per il quale risulta  $10 < TMSF_{TOT} \leq 100$ . Combinando la probabilità di rottura con una probabilità di conseguenza pari ad E derivante dalla parallela analisi RBI si ottiene il risultato mostrato in figura 1 (indicando con  $RC_{12}$  ed  $RS_{12}$  rispettivamente i livelli di rischio a 12 anni con e senza ispezione).

Passando ora al caso del reattore R2, il TMSF totale nei due casi prospettati per l'analisi sono indicati in tabella 9. Ricordiamo per semplicità di lettura le ipotesi di partenza:

- Nessuna ispezione specifica per HTHA,
- Stato del Rivestimento Buono,
- Categoria di conseguenza D

	<b>TMSF tot</b>
<b>Con ispezione decennale</b>	204
<b>Senza ispezione decennale</b>	236

Tabella 9 – Reattore R2:  $TMSF_{TOT}$  a  $t=22$  anni

Combinando la probabilità di rottura con una probabilità di conseguenza pari a D si ottiene il risultato mostrato in figura 1.

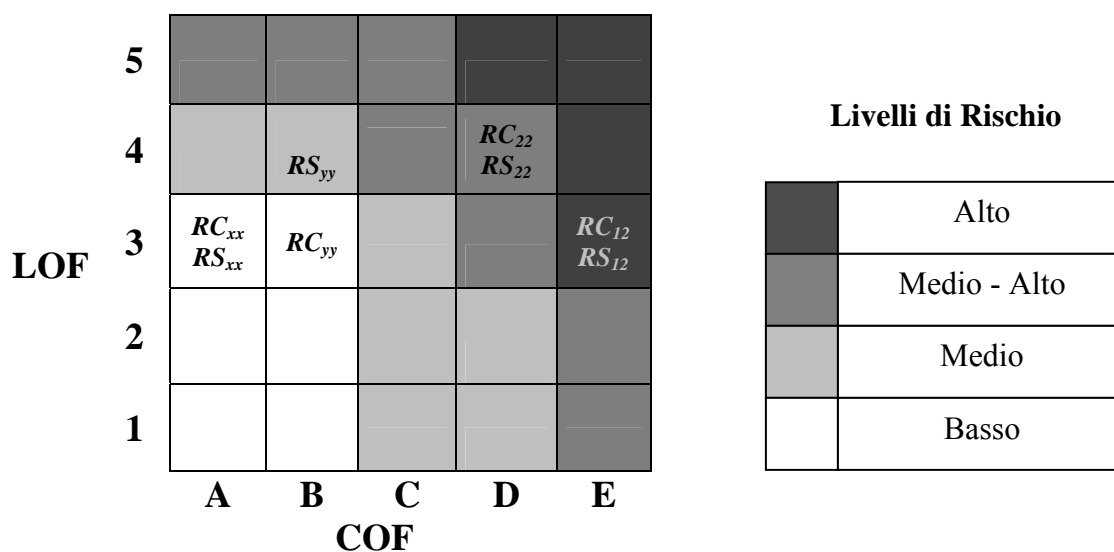


Figura 1 – Matrice di rischio

In particolare si nota che per il Reattore R1, essendo la probabilità di rottura (LOF) pari a 3 e la conseguenza di rottura (COF) pari ad E, il rischio alle proiezioni temporali permane nel livello Alto ( $RC_{12}$  ed  $RS_{12}$ ).

Al contrario nel caso del Reattore R2 si nota che i livelli di rischio alle proiezioni temporali (indicando con  $RC_{22}$  e  $RS_{22}$  rispettivamente i livelli di rischio a 22 anni con e senza ispezione), pur rientrando nella stessa categoria di rischio (Medio-Alto), sono caratterizzati da un diverso valore del TMSF.

## 5. PROPOSTA DI LINEA GUIDA

Al fine di definire delle linee guida per l'applicazione delle metodiche RBI ai sensi dell'art. 10 comma 5 del DM 329 si è cercato, nel caso si vogliano individuare delle periodicità diverse per l'esecuzione della verifica d'integrità, di sintetizzare i criteri generali che devono essere rispettati.

In primo luogo si propone l'utilizzo di metodologie RBI di tipo semi-quantitativo che risultano maggiormente applicabili di quelle quantitative in relazione ai dati disponibili dall'utilizzatore e maggiormente affidabili di quelle puramente qualitative.

Il rischio (così come la probabilità di rottura e la probabilità di conseguenza) nella valutazione semi-quantitativa è suddiviso in categorie crescenti comprendenti un range di valori.

Il flow chart di seguito riportato (Figura 2) mostra una possibile linea da seguire per analizzare le varie richieste di proroga.

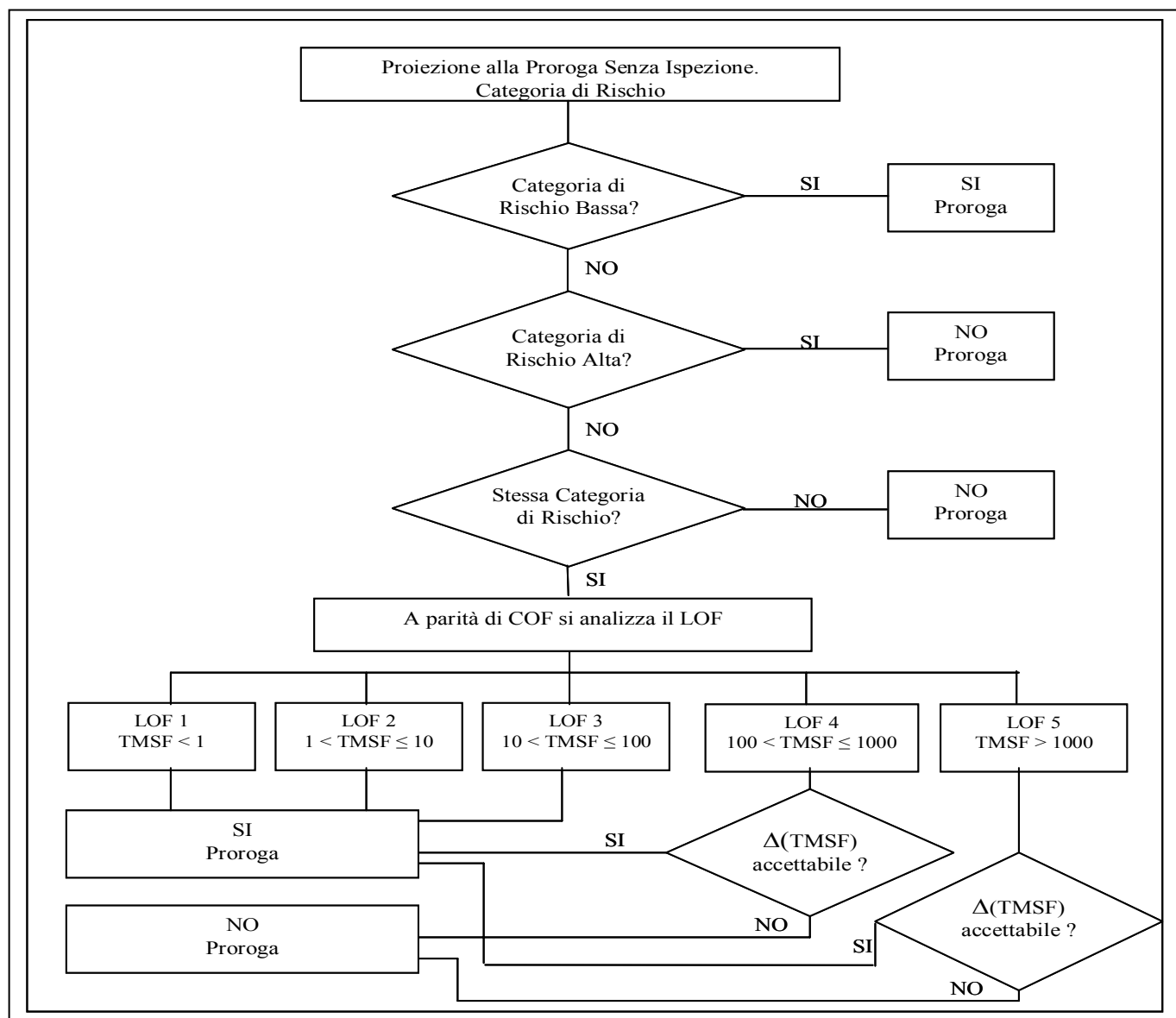


Figura 2 – Flow Chart: confronto tra categorie di rischio con e senza ispezione decennale



In primo luogo, sembra lecito accettare sempre la richiesta di proroga quando la categoria di rischio alla proiezione temporale, in caso di mancata verifica di legge, ricade nella categoria di rischio Bassa.

Per evidenti motivazioni di sicurezza, invece, la richiesta di proroga non potrà essere mai accettata per categorie di rischio Alto.

Per tutti gli altri casi (rischio Medio e Medio-Alto) si confronta il livello di rischio alla *proiezione* temporale ipotizzata per la proroga sia in assenza che in presenza di verifica d'integrità: condizione necessaria per l'approvazione della proroga è il non aumento della categoria di rischio del primo rispetto al secondo caso.

In tali casi si prospetta inoltre di verificare, nel caso di probabilità di rottura (LOF) pari a 4 o 5, che l'incremento assoluto dell'indice di rischio (esempio il cosiddetto  $TMSF_{TOT}$  della normativa API) non superi una determinata soglia di accettabilità.

In ogni caso va verificata l'assenza di riscontri negativi di precedenti verifiche ispettive, indagini varie o prove non distruttive che evidenzino una qualche criticità per l'integrità delle membrane.

Va inoltre garantito che, alla proiezione temporale, l'effettivo spessore residuo delle membrane correlato ad eventuali meccanismi di corrosione, sia ancora sufficiente per garantire la stabilità del componente.

Infine quale elemento terminale della verifica si propone di determinare l'intervallo di proroga quale il minimo tra un valore derivante dalla predetta analisi RBI ed un altro (Z anni) derivante da considerazioni legate all'esperienza, quindi:

**Intervallo di Proroga = min [Z anni; valutazione RBI]**

Applicando la proposta di linea guida ai casi in esame si ottiene che nel caso del reattore R1, per il quale i livelli di rischio alla proiezione temporale (12 anni) ricadono nel livello Alto, la richiesta di proroga non può essere presa in considerazione, per evidenti motivi di sicurezza.

Nel caso, invece, del reattore R2, per il quale i livelli di rischio alla proiezione temporale (22 anni) ricadono nel livello Medio-Alto, la richiesta di proroga può essere presa in esame ma essendo il LOF pari a 4 è necessario verificare che il  $TMSF_{TOT}$  (che passa da  $RC_{22}$  pari a 204 a  $RS_{22}$  pari a 236) non superi la prefissata soglia di accettabilità (da definire).

Per completezza di esposizione si sono ipotizzati altri due casi corrispondenti ad altri due reattori indicati rispettivamente come reattore X e reattore Y (figura 2). Nel primo caso i livelli di rischio alla proiezione temporale ricadono nel livello Basso e quindi è sempre possibile accettare la richiesta di proroga, seguendo le indicazioni della linea guida sopra descritta. Al contrario per il reattore Y il livello di rischio  $RS_{yy}$  (senza ispezione – caso reale) corrisponde ad una categoria di rischio più alta (rischio medio) rispetto al caso standard ( $RC_{yy}$  - rischio basso). Pertanto, sempre in accordo alla linea guida proposta, la richiesta di proroga, comportando un passaggio di categoria di rischio, non può essere concessa.

## 6. CONCLUSIONI

L'applicazione della metodologia RBI effettuata nel presente lavoro dimostra come sia possibile, nella logica del decreto 329 del 2004 art. 10 comma 5, definire delle periodicità differenti da quelle elencate dalle tabelle di cui agli allegati A e B del decreto stesso tali da definire un livello di rischio equivalente. D'altro canto la specifica tipologia di apparecchio in considerazione, utilizzato solo come esempio applicativo, richiede una particolare cautela e pertanto l'applicazione della procedura RBI potrebbe richiedere un ulteriore approfondimento anche in relazione alle categorie di conseguenza.

La proposta di linea guida costituisce un primo approccio per l'applicazione della metodologia RBI ma è suscettibile di ulteriori implementazioni ed approfondimenti soprattutto in relazione alla definizione dei valori numerici di riferimento.

L'applicazione della metodologia RBI ci suggerisce inoltre di integrare, in occasione della verifica decennale, i controlli visivi e spessimetrici con controlli specifici per il danneggiamento da idrogeno ad alta temperatura quali esami ultrasonori del tipo AUBT e repliche metallografiche.

## 7. BIBLIOGRAFIA

1. C. Delle Site *“Moderne tecniche di analisi per la valutazione dello stato di integrità delle attrezzature a pressione”* Convegno ISPESL, Vibo Valentia, 2003
2. Risk Based Inspection - Base resource Document , API Publication 581, may 2000
3. Ricerca ISPESL: *“Incidenti ed avarie. Linee guida per la valutazione attraverso criteri di meccanica della frattura”* –5 aprile 2001, Firenze
4. A. Bleuze, M. Cence, D. Schwartz, G. Chelminiak *“On stream Inspection for High Temperature Hydrogen Attack”*, ECNDT Conference, Berlin, September 25-29, 2006
5. A. Lauro, S. Pinca *“Ispezione Basata sul Rischio”* Convegno SAFAP 2004, Roma 10-11 giugno 2004
6. G. Augugliaro, C. Delle Site, C. Mennuti, A. Faragnoli *“Valutazione dei meccanismi di danno in un reattore di un impianto petrolchimico”*, Giornate Nazionali sulla Corrosione e Protezione, 20-22 Giugno 2007, Messina.