

*Committente*



## **RAFFINERIA DI TARANTO**

### **PROGETTO**

**Adeguamento delle strutture della raffineria di Taranto per la  
movimentazione del Greggio Tempa Rossa**

# **OTTEMPERANZA ALLA CONDIZIONE AMBIENTALE DI CUI ALL'ARTICOLO 1 PUNTO B.2.A.6 DEL DECRETO VIA/AIA N. 573 DEL 27 OTT 2011 E SS.MM.II.**

*ELABORATO CON RIFERIMENTO AL DECRETO VIA/AIA N. 573 DEL 27/10/2011 COSÌ COME  
PROROGATO CON DECRETO N. 373 DEL 27/12/2017 E DECRETO N. 481 DEL 25/11/2021*

**Sito:**

Raffineria di Taranto  
S.S. 106 Jonica, 74123 Taranto (TA)

<b>DATA:</b>	febbraio 2023
<b>RAPPORTO N°:</b>	D202214897

## SOMMARIO

<b>1</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>SPEDIZIONE DEI GREGGI .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1</b>	<b>Sistema di stoccaggio e spedizione dei greggi .....</b>	<b>3</b>
<b>2.2</b>	<b>Normativa applicabile .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>INTERVENTI DI MITIGAZIONE DEL RISCHIO DI PERDITE DALLE TUBAZIONI .....</b>	<b>4</b>
<b>3.1</b>	<b>Controlli sulla rete pipe-way .....</b>	<b>4</b>
3.1.1	Tipologia e programmazione dei controlli .....	4
3.1.2	Ispezione visiva esterna.....	5
3.1.3	Rilievi spessimetrici .....	5
3.1.4	Valutazione dei dati raccolti dai controlli.....	7
3.1.5	Risultati delle verifiche .....	7
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONI.....</b>	<b>8</b>

- Appendice A** Decreto VIA/AIA n. 573 del 27 OTT 2011 e ss.mm.ii.
- Appendice B** Check list per ispezione visiva esterna
- Appendice C** Planimetrie Progetto Tempa Rossa allegate all’istanza presentata per il rilascio del Decreto VIA/AIA 573/2011 e ss.mm.ii.
- Appendice D** Parere Istruttorio Conclusivo relativo al riesame dell’Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata a ENI S.p.A. Raffineria di Taranto con Decreto n. 92 del 14 MAR 2018 dal Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (prot. n. 0000273 del 18 FEB 2019)

## 1 PREMESSA

Il presente documento descrive le attività effettuate dal Proponente, Eni S.p.A. (di seguito Eni), per ottemperare alla condizione ambientale di cui all'articolo 1 punto B.2.a.6 del Decreto VIA/AIA n. 573 del 27 OTT 2011 (cfr. Appendice A), così come prorogato nella validità fino al 23 NOV 2020 con Decreto n. 373 del 27 DIC 2017, e successivamente fino al 23 NOV 2024 con Decreto n. 481 del 25 NOV 2021.

Nello specifico, tale condizione ambientale recita quanto segue:

*"... Al fine di evitare eventuali sversamenti, il Proponente dovrà garantire la pavimentazione e l'impermeabilizzazione dell'intero tragitto delle 2 nuove condotte. ..."*

A tal proposito, per quanto attiene la Raffineria di Taranto, analoga tematica è stata già oggetto di Riesame AIA nell'ambito della prescrizione n. [13] (rif. procedimento ID42/9678) del Parere Istruttorio Conclusivo prot. n. CIPPC-7306\_2018-0025 del 20 FEB 2018. Il suddetto riesame AIA si è concluso – a seguito di documentazione tecnica fornita dal Gestore – con l'emissione (da parte del Gruppo Istruttore IPPC-AIA) del Parere Istruttorio Conclusivo prot. n. 0000273 del 18 FEB 2019 (cfr. Appendice D).

In particolare, la proposta del Gestore – accolta dal Gruppo Istruttore nell'ambito del suddetto riesame AIA – è consistita nella installazione presso le pipe-way che trasportano idrocarburi liquidi volatili a temperatura ambiente (Benzine e MTBE/ETBE), di un sistema di pre-contenimento/confinamento da posizionare in corrispondenza degli accoppiamenti flangiati. Pertanto, sulla base di quanto sopra descritto, sono state formulate, nel Parere Istruttorio Conclusivo n. 0000273/2019 (cfr. Appendice D), n. 4 prescrizioni (rif. prescrizioni let.: a, b, c, d) alle quali il Gestore ha fornito i puntuali riscontri.

La proposta a suo tempo elaborata dal Gestore, scaturisce da una specifica Analisi di Rischio eseguita, per ciascuno dei prodotti convogliati attraverso le pipe-way di Stabilimento, sulla base delle caratteristiche chimico-fisiche che ne determinano la mobilità nel suolo/sottosuolo (ad es. viscosità e densità) e individuando, pertanto, quelli che sono da ritenersi maggiormente soggetti a percolare attraverso il terreno in caso di un'eventuale perdita.

In tal senso, di seguito si riportano le considerazioni di merito (effettuate dal Gestore) per le diverse tipologie di prodotto trasportate dalle pipe-way, nel caso di uno sversamento:

- ETBE/MTBE: rientrano nella definizione di idrocarburi liquidi volatili; nel caso di uno sversamento, essi penetrano velocemente nel sottosuolo percolando verso la falda;
- Benzina (e suoi semilavorati): rientra nella definizione di idrocarburi liquidi volatili; la parte di prodotto costituita dalla frazione liquida meno volatile (non evaporata) penetra velocemente nel terreno percolando verso la falda;
- Grezzo: la sua elevata tensione di vapore è determinata dai composti che costituiscono le frazioni più leggere (C1-C4, presenti allo stato gassoso a temperatura ambiente); le altre frazioni del greggio comprendono una serie di prodotti liquidi con valori di densità e viscosità via via crescenti e tensione di vapore decrescenti con l'aumentare del peso molecolare; nel caso di uno sversamento di greggio, l'alta viscosità del prodotto limita il rischio di penetrazione nel sottosuolo ed il possibile raggiungimento della falda;
- Kerosene, gasolio e loro semilavorati: sulla base della loro tensione di vapore sono prodotti che non rientrano nella definizione di idrocarburi liquidi volatili;
- Jet fuel: ha una tensione di vapore corrispondente quella degli idrocarburi liquidi volatili e valori di densità e viscosità analoghi a quella del kerosene;

- **Olio combustibile:** non rientra nella definizione di idrocarburi liquidi volatili; inoltre, nel caso di uno sversamento di olio combustibile, la viscosità del prodotto è tale da non consentire una sua penetrazione nel sottosuolo ed il possibile raggiungimento della falda.

Pertanto, sulla base delle considerazioni sopra riportate ed in linea con quanto riportato nella BAT n. 51 delle BAT Conclusion, l'intervento proposto è consistito nella installazione, presso le pipe-way che trasportano idrocarburi liquidi volatili a temperatura ambiente (Benzine e MTBE/ETBE), di un sistema di pre-contenimento da posizionare in corrispondenza degli accoppiamenti flangiati.

Per quanto sopra argomentato, ed in relazione alle risultanze dell'Analisi di Rischio riferibile anche al caso in esame, la soluzione tecnica di cui sopra (rif. sistemi di pre-contenimento), non si ritiene applicabile poiché le pipe-way di cui al Progetto Tempa Rossa dovranno movimentare esclusivamente prodotto greggio, e saranno caratterizzate, altresì, da tubazioni continue saldate e prive di accoppiamenti flangiati (cfr. Appendice C).

In ogni caso, al fine di ottemperare alla prescrizione di cui all'articolo 1 punto B.2.a.6 del Decreto VIA/AIA n. 573 del 27 OTT 2011 e ss.mm.ii., il Gestore intende comunque attuare un piano di monitoraggio/miglioramento descritto puntualmente nel successivo Capitolo 3.

## 2 SPEDIZIONE DEI GREGGI

Nel presente capitolo si riassumono sinteticamente gli stoccaggi e le linee di spedizione (pipe-way) dei greggi provenienti dai giacimenti Val d'Agri e Tempa Rossa.

### 2.1 SISTEMA DI STOCCAGGIO E SPEDIZIONE DEI GREGGI

Nella figure riportate nell'Appendice C, presentate con l'istanza per il rilascio del Decreto VIA/AIA n. 573 del 27 OTT 2011 ss.mm.ii. sono rappresentati i serbatoi di stoccaggio e le linee di spedizione dei greggi.

Il grezzo proveniente da Tempa Rossa sarà stoccato all'interno di due (2) nuovi serbatoi fuori terra, identificati dalle sigle T-3009 e T-3012, del tipo a tetto galleggiante di costruzione cilindrica metallica, da realizzarsi presso il parco stoccaggio già esistente, a cui si aggiunge il serbatoio T-3008 esistente.

Il grezzo proveniente dalla Val d'Agri è invece stoccato nei serbatoi già esistenti T-3001, T-3002 e T-3003.

L'impianto di trasferimento permette la movimentazione del greggio Tempa Rossa e del greggio Val d'Agri dai serbatoi di stoccaggio sopra menzionati al pontile petroli per il caricamento su navi.

I due (2) gruppi di serbatoi di stoccaggio rispettivamente collegati a due (2) aree di pompaggio, una dedicata al greggio Tempa Rossa e una dedicata al greggio Val d'Agri, per il rilancio dei greggi verso l'area Pontile Petroli. Sono inoltre previste pompe per il trasferimento delle due (2) tipologie di greggi tra i serbatoi di stoccaggio.

Tutte le operazioni di movimentazione dei greggi saranno eseguite in controllo di portata.

La spedizione delle due (2) tipologie di greggi avverrà attraverso due (2) linee dedicate che si sviluppano dalle rispettive aree di pompaggio fino al pontile. In particolare la linea di spedizione del greggio Tempa Rossa sarà tracciata elettricamente per mantenere il greggio ad una temperatura adeguata alla movimentazione.

Lungo le linee di spedizione del greggio sarà realizzato un attraversamento stradale e ferroviario in cui le nuove linee saranno contenute in tubi di protezione, per tutta la lunghezza dell'attraversamento. Inoltre, a monte e valle dell'attraversamento saranno installate valvole di intercettazione servocomandate.

Le tubazioni sono state dimensionate sulla base delle caratteristiche chimico fisiche del fluido trasportato e prevedendo un sovra-spessore di corrosione atto a garantire una vita utile di almeno dieci anni.

Va altresì ricordato che le pipe-way di trasferimento del greggio sono tubazioni continue saldate e prive di accoppiamenti flangiati.

### 2.2 NORMATIVA APPLICABILE

Il documento "*Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage – July 2006*" prevede le seguenti Migliori Tecniche Disponibili (MTD) per la prevenzione della corrosione delle tubazioni di trasferimento dei prodotti:

- Corrosione interna:
  - Selezionare materiali di costruzione resistenti al prodotto;
  - Applicare appropriati metodi di costruzione;
  - Applicare tecniche di manutenzione preventiva;
  - Ove applicabile, applicare una coibentazione interna o aggiungere al prodotto inibitori di corrosione.

- Corrosione esterna: applicare uno, due o tre strati di materiale isolante a seconda delle condizioni sito-specifiche (es. vicinanza al mare).

### 3 INTERVENTI DI MITIGAZIONE DEL RISCHIO DI PERDITE DALLE TUBAZIONI

La Raffineria di Taranto nel corso degli anni ha promosso numerose iniziative mirate alla mitigazione del rischio di perdite da apparecchiature e macchine.

Allo scopo di mantenere efficienti le attrezzature di Raffineria si eseguono controlli, ispezioni e manutenzioni secondo determinate procedure e frequenze. L'attività di ispezione, controllo e manutenzione preventiva è rivolta a varie tipologie di apparecchiature e macchine. Per ognuna di queste, sono state elaborate, a vari livelli, opportune specifiche e linee guida operative.

In particolare, per le pipe-way la Raffineria ha definito un programma di controllo ispettivo secondo le Best-Practice Eni; le ispezioni visive sono, invece, condotte dal personale operativo e di manutenzione.

Attualmente le linee delle pipe-way (Benzine ed MTBE/ETBE) sono controllate – così come prescritto nel PIC prot. 0000273/2019 – ogni tre (3) anni; in particolare, viene effettuato un controllo spessimetrico nelle zone di maggiore criticità (curve, cambi di direzione, zone di eventuale ristagno di prodotto) ed un'ispezione visiva per individuare eventuali anomalie.

Nel successivo paragrafo sono descritte le modalità di monitoraggio delle pipe-way che si propone di estendere alle nuove pipe-way di greggio del Progetto Tempa Rossa.

In accordo alle linee guida di sito, le tubazioni sono protette dagli agenti atmosferici esterni mediante opportune vernici adatte per ambienti marini ed industriali. Inoltre, durante le ispezioni si eseguono eventuali ripristini delle zone ove si dovessero riscontrare deterioramento delle vernici. Le Linee coibentate sono verniciate con primer per la protezione della corrosione sotto-coibente.

#### 3.1 CONTROLLI SULLA RETE PIPE-WAY

##### 3.1.1 Tipologia e programmazione dei controlli

La Raffineria prevede un piano di controlli delle tubazioni di trasferimento prodotti mediante ispezioni non distruttive periodiche (ad eccezione delle pipe-way di Benzine ed MTBE/ETBE) con un intervallo temporale non superiore a cinque (5) anni.

Il piano ispettivo tiene conto dei possibili fenomeni di corrosione, del layout e delle condizioni di processo delle linee e si articola nelle seguenti fasi:

- ricerca documentale e analisi storica dei dati di sito (P&ID, piante tubazioni, sketch, elenchi linee e specifiche di linea);
- sopralluoghi in campo lungo le linee (svolti da personale ENI qualificato eventualmente coadiuvato da soggetti terzi specializzati) al fine di individuare le tubazioni, gli accoppiamenti flangiati e i supporti oggetto di controllo, definire i punti di controllo ed eseguire rilievi fotografici;
- definizione del programma di controlli da eseguire sulla base delle risultanze delle precedenti fasi;
- esecuzione delle ispezioni secondo il programma stabilito. Le indagini vengono effettuate secondo la l'istruzione operativa NT1012 IO ISP REVO - "ISPEZIONE DI TUBAZIONI D'IMPIANTO E OFF-SITES", la quale recepisce gli standard internazionali in materia di ispezioni di tubazioni di processo:

- UN/TS 11325-1 - Valutazione dello stato di conservazione ed efficienza delle tubazioni in esercizio ai fini della riqualificazione periodica d'integrità;
- API Std 570 - Piping Inspection Code;
- API RP 574 - Inspection Practices for Piping System Components;
- API RP 579 - Fitness-For-Service.

Il piano ispettivo delle tubazioni di Raffineria, che sarà integrato per ricomprendere le tubazioni del greggio Tempa Rossa, riporta, per ciascuna tubazione:

- i meccanismi di danno più probabili e i relativi punti/tratti di linea in corrispondenza dei quali tali danni sono attesi;
- le tecnologie di ispezione applicate ai punti/tratti potenzialmente soggetti a danno;
- la frequenza e l'estensione dei controlli.

Le ispezioni sono volte alla definizione di un programma manutentivo che definisce la frequenza dei controlli e che comprende gli eventuali interventi di riparazione/sostituzione per tratti di linea specifici, individuati in funzione degli esiti delle verifiche effettuate.

Il piano di ispezione comprende le seguenti differenti tipologie di verifica, descritte in dettaglio nei successivi paragrafi:

- ispezione visiva esterna;
- rilievi spessimetrici.

### **3.1.2 Ispezione visiva esterna**

L'ispezione visiva esterna delle tubazioni viene condotta per:

- verificare lo stato di coibentazioni (lamierini mancanti/danneggiati o sigillature deteriorate), verniciature e rivestimenti protettivi delle tubazioni;
- controllare eventuali segni di perdite o trasudamenti delle linee;
- controllare eventuali vibrazioni, disallineamenti delle tubazioni o dilatazioni impedita;
- verifica dello stato di conservazione degli "accoppiamenti flangiati" (costituiti dall'insieme di flange, tiranti, dadi e guarnizioni).

Con specifico riferimento agli "accoppiamenti flangiati" l'ispezione prevede la verifica dei seguenti aspetti:

- la completa fuoriuscita dei tiranti dal loro dado e il loro stato di conservazione;
- l'eventuale presenza di segni di corrosione in corrispondenza della sede di tenuta degli accoppiamenti;
- lo stato di conservazione della guarnizione, per quanto accessibile.

Nel corso dell'ispezione viene controllato inoltre lo stato di supporti, ancoraggi, sostegni e, in particolare, vengono ricercati eventuali segni di corrosione/erosione in corrispondenza dei tratti di appoggio della linea.

L'ispezione visiva esterna viene condotta sulla base di una apposita check-list (cfr. Appendice B) e gli esiti delle ispezioni visive esterne vengono documentati in appositi "record ispettivi".

### **3.1.3 Rilievi spessimetrici**

Il rilievo spessimetrico viene eseguito su punti della linea scelti secondo specifici criteri e consente di valutare la presenza di eventuali fenomeni corrosivi in atto.

Gli esiti del rilievo vengono confrontati con i valori nominali e il sovrappessore di corrosione previsto dalla specifica di linea e con i dati storici, al fine di determinare i ratei di corrosione, la vita residua e, conseguentemente, gli eventuali tratti della linea che necessitano di attività di manutenzione (riparazioni o sostituzioni parziali o integrali).

### **3.1.3.1 Punti di misura dello spessore (TML)**

#### **3.1.3.1.1 Posizionamento dei TML**

I punti di misura dello spessore (TML - *Thickness Measurement Locations*) rappresentano posizioni specifiche lungo il circuito delle tubazioni dove condurre i controlli.

Il posizionamento dei TML tiene conto sia delle potenziali corrosioni localizzate sia della corrosione specifica derivante dal tipo di servizio.

Nel seguito si descrivono le posizioni lungo le tubazioni considerate in Raffineria per la scelta dei TML, evidenziando quelle che coinvolgono le flange (oggetto della presente relazione).

- Punti di iniezione.
- Tratti “morti” (con ristagno di fluido).
- Zone di corrosione relative a servizi specifici.
- Zone soggette a erosione e corrosione/erosione.
- Tratti soggetti a cricche per tensocorrosione (SCC).
- Tratti soggetti a corrosione sotto rivestimento interno e depositi.
- Tratti potenzialmente soggetti a rottura per fatica.
- Tratti potenzialmente soggetti a scorrimento viscoso (Creep).
- Tratti potenzialmente soggetti a rottura fragile.

#### **3.1.3.1.2 Monitoraggio dei TML**

Dopo aver stabilito la posizione e il numero dei TML da sottoporre a verifica, ogni sistema di tubazioni viene monitorato con misure dello spessore nei TML prescelti.

I TML vengono identificati sia sui disegni ispettivi che direttamente in sito sulla tubazione al fine di consentire l'esatta ripetizione della misura negli stessi punti.

Lo spessore di ogni TML può essere valutato mediante differenti tecniche, descritte al successivo paragrafo 3.1.3.2.

#### **3.1.3.2 Tecniche di verifica spessimetrica**

Le procedure in atto per la verifica dello stato delle tubazioni fanno capo a specifiche linee guida/istruzioni operative, quali:

- NT0905\_LG\_ISP\_REV1 – Manuale di Ispezioni e Collaudi;
- NT1012\_IO\_ISP\_REV0 – Ispezione di tubazioni d'impianto e off-sites;
- NT0708\_LG\_ISP\_REV0 – Controllo spessimetrico.

Nel seguito si fornisce una descrizione delle tecniche di verifica spessimetrica in uso presso la Raffineria.

##### **3.1.3.2.1 Ultrasuoni**

La tecnologia ad ultrasuoni (UT) è quella più versatile per le misure spessimetriche e maggiormente accurata specialmente su tubazioni con DN>1”.



Queste misure sono usualmente condotte secondo uno schema a griglia che copre la superficie in esame o l'area localizzata danneggiata.

Il principale vantaggio della tecnologia consiste nell'accuratezza della misura.

La mappatura del componente, tramite comparazione tra successive immagini, può fornire indicazioni sulla velocità di degrado.

Successivamente alle misure dello spessore con UT, si procede mediante una adeguata riparazione della coibentazione e del rivestimento di lamiera per ridurre la potenziale CUI.

#### **3.1.3.2.2 Ispezione visiva**

L'ispezione visiva viene effettuata sulla totalità dei percorsi di ciascuna linea. Lo scopo della stessa è di verificare lo stato di coibentazione, gli accoppiamenti flangiati e l'integrità delle linee non coibentate.

#### **3.1.4 Valutazione dei dati raccolti dai controlli**

Gli esiti delle verifiche ispettive eseguite sulle tubazioni e, in particolare, i risultati delle misure spessimetriche sui TML, vengono utilizzati per valutare l'idoneità all'esercizio dei componenti soggetti a controllo.

Sulla base dei calcoli del rateo di corrosione e della conseguente vita residua del componente della linea in esame vengono quindi stabiliti, a seconda delle condizioni generali riscontrate e dell'entità degli eventuali danni rilevati:

- la frequenza e l'estensione dei successivi controlli;
- l'esecuzione di specifici interventi di manutenzione/sostituzione.

#### **3.1.5 Risultati delle verifiche**

Gli esiti delle verifiche sulle pipe-way di Raffineria sono riportati in specifici rapporti ispettivi che delineano lo stato delle tubazioni di Raffineria ed individuano e programmano l'eventuale necessità di interventi manutentivi su specifici tratti di linea.

#### 4 CONCLUSIONI

La proposta di Eni per ottemperare la condizione ambientale di cui all'articolo 1 punto B.2.a.6 del Decreto VIA/AIA n. 573 del 27 OTT 2011 (cfr. Appendice A), è di estendere alle pipe-way previste dal Progetto Tempa Rossa le medesime attività di ispezione e controllo descritte al Capitolo 3 del presente documento e già applicate alle pipe-way esistenti di Stabilimento.

A tal proposito, saranno effettuate – presso le pipeline Tempa Rossa – ispezioni non distruttive PnD con frequenze di monitoraggio modulate in funzione della vetustà e delle condizioni di esercizio e, in ogni caso, non superiori ai cinque (5) anni.