

Incremento della Capacità di Lavorazione della Raffineria di Taranto

Chiarimenti allo Studio di Impatto Ambientale

Agosto 2007

www.erm.com

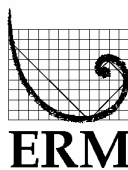
Eni R&M

**Incremento della Capacità
di Lavorazione della
Raffineria di Taranto:**
*Chiarimenti allo Studio di
Impatto Ambientale*

ERM sede di Milano

Via San Gregorio, 38
I-20124 Milano
T: +39 0267440.1
F: +39 0267078382

www.erm.com/italy



**Incremento della Capacità di
Lavorazione della Raffineria di
Taranto:**

*Chiarimenti allo Studio di Impatto
Ambientale*

Agosto 2007

Rif. 0048336

Questo documento è stato preparato da Environmental Resources Management, il nome commerciale di ERM Italia S.r.l., con la necessaria competenza, attenzione e diligenza secondo i termini del contratto stipulato con il Cliente e le nostre condizioni generali di fornitura, utilizzando le risorse concordate.

ERM Italia declina ogni responsabilità verso il Cliente o verso terzi per ogni questione non attinente a quanto sopra esposto.

Questo documento è riservato al Cliente. ERM Italia non si assume alcuna responsabilità nei confronti di terzi che vengano a conoscenza di questo documento o di parte di esso.



ing. Riccardo Corsi
Project Director



ing. Lorenzo Bertolè
Project Manager

INDICE

1	INTRODUZIONE	1
2	COERENZA DEL PROGETTO CON LE SPECIFICHE EUROPEE PER I CARBURANTI PER AUTOTRAZIONE	2
2.1	NORMATIVA RELATIVA ALLA QUALITÀ DEI COMBUSTIBILI	2
2.1.2	<i>Coerenza del Progetto Taranto Plus con le Specifiche Europee per Carburanti per Autotrazione</i>	3
3	PIANO ENERGETICO REGIONALE	5
4	PIANO DI RISANAMENTO DELLA QUALITÀ DELL'ARIA	8
5	DISTRIBUZIONE DEI PRODOTTI FINITI DI RAFFINERIA	9
6	RESIDUI DI TRATTAMENTO DELL'IMPIANTO WATER REUSE	11
7	PROGETTO DI REALIZZAZIONE DEL GASDOTTO DI COLLEGAMENTO ALLA RETE SNAM	12
8	EMISSIONI DIFFUSE DI RAFFINERIA	13
8.1	PREMESSA	13
8.2	PIANO DI MONITORAGGIO - PROGRAMMA LEAK DETECTION	14
8.3	STIMA DELLE EMISSIONI DIFFUSE	15
8.3.1	<i>Metodologia di Calcolo</i>	16
8.3.2	<i>Risultati</i>	22
9	MISURE ALTERNATIVE ALL'UTILIZZO DI GAS NATURALE PER LA RIDUZIONE DEGLI EVENTI DI PICCO EMISSIVO	24
10	STIMA DELLA RICADUTA AL SUOLO DI INQUINANTI DOVUTA ALLE EMISSIONI DELLE TORCE DI RAFFINERIA	26
10.1	SCENARIO EMISSIVO SIMULATO	26
10.1.1	<i>Risultati</i>	27

10.2	CONCLUSIONI	27
11	IMPATTI PAESAGGISTICI DEL PROGETTO E VALUTAZIONE DI ALTERNATIVE ALLE MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE	28

ELENCO ALLEGATI

ALLEGATO 1 *Progetto Esecutivo del Gasdotto di Collegamento della
Raffineria di Taranto alla Rete Snam*

Il presente documento riporta i chiarimenti richiesti dalla Commissione VIA nel corso della Conferenza dei Servizi del 30/05/2007 e del Sopralluogo in Sito del 20/06/2007, relativi alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale del Progetto "Incremento della Capacità di Lavorazione della Raffineria di Taranto".

Nei seguenti *Capitoli 2-11* si riportano quindi, nell'ordine, risposte alle seguenti richieste di informazioni:

- approfondimenti sulla coerenza del progetto con le specifiche europee per i carburanti per autotrazione (Direttive *Auto Oil*);
- analisi del Piano Energetico Regionale adottato il 6 giugno 07 PER e rapporti con il Progetto;
- verifica della presenza di documenti preliminari al Piano di Risanamento della Qualità dell'Aria.
- approfondimenti relativi al raggio di azione della distribuzione dei prodotti finiti di Raffineria;
- approfondimenti relativi ai residui di trattamento dell'impianto *Water Reuse*;
- approfondimenti relativi al progetto di realizzazione del gasdotto di collegamento alla Rete Snam;
- approfondimenti relativi alla valutazione delle emissioni diffuse di Raffineria;
- misure alternative all'utilizzo di gas naturale come combustibile per la riduzione degli eventi di picco emissivo della Raffineria;
- stima della ricaduta al suolo di inquinanti dovuta alle emissioni delle torce di Raffineria.
- approfondimento relativo agli impatti paesaggistici del progetto e valutazione di alternative alle misure di mitigazione e compensazione proposte.

2.1**NORMATIVA RELATIVA ALLA QUALITÀ DEI COMBUSTIBILI**

Direttiva 98/70/CE e DPCM n. 434 del 23/11/2000

Le caratteristiche dei combustibili per autotrazione sono state definite dalla *Direttiva 98/70/CE – Auto-Oil* relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel. La direttiva impone modifiche sostanziali al tenore di aromatici e al contenuto dello zolfo sia per la benzina che per il combustibile diesel utilizzati per autotrazione. La prima serie di limiti è entrata in vigore nel 2000, mentre la seconda dal 1 gennaio 2005, imponendo un tenore di zolfo limitato a 50 mg/kg sia per il gasolio che per la benzina e, per quest'ultima, una soglia massima ammissibile di composti aromatici del 35% in volume.

La *Direttiva 98/70/CE* di cui sopra è stata recepita nell'ordinamento nazionale dal *Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri n.434 del 23/11/2000* il quale stabilisce, al fine della tutela della salute e dell'ambiente, le specifiche tecniche relative ai combustibili da utilizzare nei veicoli azionati da un motore ad accensione comandata o da un motore ad accensione per compressione.

In particolare, l'art. 4 fornisce specifiche prescrizioni in merito alla qualità del combustibile diesel. A decorrere dal 1° gennaio 2005 è vietata l'immissione sul mercato di combustibile diesel non conforme alle specifiche riportate in *Allegato IV*, che riportano per il tenore di zolfo un contenuto massimo pari a 50 mg/kg.

Direttiva 2003/17/CE e Legge n. 306 del 31 Ottobre 2003

La *Direttiva 2003/17/CE*, adottata dal Parlamento Europeo e dal Consiglio il 3 marzo 2003, modifica la precedente *Direttiva 98/70/CE*.

La direttiva, introdotta nell'ordinamento nazionale dalla *Legge n. 306 del 31 ottobre 2003*, è mirata principalmente alla riduzione del tenore di zolfo, quale misura di primaria importanza per soddisfare i requisiti delle norme comunitarie in materia di qualità dell'aria. Con la riduzione del tenore di zolfo nei combustibili si intende contenere gli effetti negativi dello zolfo stesso sull'efficienza dei dispositivi di post-trattamento dei gas di scarico di più avanzata tecnologia, cui i costruttori automobilistici si affidano per conformarsi ai limiti delle emissioni imposti dalle Direttive Comunitarie.

La direttiva stabilisce che a partire dal 1° gennaio 2009 vengano resi disponibili carburanti con un tenore massimo di zolfo pari a 10 mg/kg.

Il progetto “*Taranto Plus*” prevede il potenziamento della Raffineria di Taranto, che permetterà di accogliere oltre al petrolio nazionale proveniente dai giacimenti della Val D’Agri anche i greggi caspici, e una profonda ristrutturazione della logistica meridionale.

Il progetto vuole adeguare le strutture impiantistiche di raffinazione e distribuzione prodotti di consumo (benzina e gasoli) per l’Italia meridionale, dove le previsioni indicano una lieve flessione per la benzina e un significativo incremento per il gasolio, adeguando tra l’altro detti prodotti alle caratteristiche di qualità previste dalla *Direttiva 2003/17/CE* per il 1° gennaio 2009.

La capacità di raffinazione della Raffineria di Taranto dovrà incrementare da 6,5 a circa 11 Mton/a in modo da coprire il fabbisogno dell’intera area meridionale per benzine e gasoli.

Considerando le quantità di prodotti finiti in uscita dalla Raffineria negli anni 2001 – 2005, riportata nella seguente *Tabella 2.1.2a* estratta dallo Studio di Impatto Ambientale, si può osservare il costante incremento della produzione di gasolio e di benzine a basso tenore di zolfo ($S < 10$ ppm).

Come si può notare dalla *Tabella*, nell’anno 2005 è stato prodotto l’1% di benzina e il 28% di gasolio per autotrazione con una percentuale di zolfo inferiore a 10 ppm.

Nel 2009, in accordo alle direttive sopra riportate e con la realizzazione del progetto Taranto plus, il 100% della benzina e del gasolio per autotrazione prodotto dalla Raffineria di Taranto avrà un tenore di zolfo inferiore a 10 ppm.

Tabella 2.1.2a

Prodotti Finiti in Uscita dalla Raffineria (Periodo 2001-2005)

Prodotti Finiti	2001	2002	2003	2004	2005
GPL	118	117	121	148	108
Virgin Nafta	83	132	206	208	298
Benzine	1.072	1.095	934	1.185	938
<i>di cui: Benzina 10 ppm S</i>	0,0	0,0	0,0	16,41	9
Petroli e Jet fuel	53	56	56	48	66
Gasoli	1.813	1.625	1.668	1.974	2.167
<i>di cui: Gasolio 10 ppm S</i>	0	27	232	389	451
Gasolio Autotrazione	1.568	1.422	1.316	1.481	1.594
Gasolio Bunker	103	109	26	33	33
Gasolio Riscaldamento	143	67	93	71	89
Olio combustibile	916	931	1.039	1.288	1.572
di cui: Olio combustibile ATZ	1	197	375	664	762
Olio combustibile MTZ	399	274	55	42	0
Olio combustibile BTZ	348	302	405	387	524
Olio combustibile Bunker	106	100	148	149	230
Fuel Oil a CTE	62	57	55	46	56
Fuel Gas a CTE	90	94	78	72	84
Bitumi	199	178	218	336	313
Gasolio pesante da Vacuum e altri	187	257	335	208	237
Zolfo	56	56	59	68	80
TOTALE PRODOTTI	4.587	4.542	4.713	5.535	5.864
<i>dati espressi in kton</i>					
<i>fonte: PERF - Bilancio di Raffineria</i>					

Con DGR n. 827 del 8 giugno 2007, la Regione Puglia ha adottato il *Piano Energetico Ambientale Regionale* (PEAR), che delinea le linee di indirizzo che la Regione intende porre, in un orizzonte temporale di dieci anni, per definire una politica di governo sul tema dell'energia.

Il *Piano* è strutturato in tre parti:

- *Prima Parte*, in cui è stato analizzato il contesto energetico regionale e la sua evoluzione. Tale sezione riporta l'analisi del sistema energetico della Regione Puglia, basata sulla ricostruzione, per il periodo 1990-2004, dei bilanci energetici regionali, i cui dati derivano da elaborazioni su valori di diversa fonte, tra cui il Ministero delle Attività Produttive, SNAM Rete Gas, Terna, GRTN, ENEA, ENEL, EniPower, Edipower, Edison, oltre ad altri operatori e istituzioni. Tale ricostruzione è avvenuta considerando sia il lato dell'offerta di energia, sulla base delle risorse locali di fonti primarie sfruttate nel corso degli anni e sulla produzione di energia elettrica, sia quello della domanda, disaggregando i consumi per settori di attività e per vettori energetici utilizzati. La scelta di ricostruire l'offerta e la domanda dei consumi energetici durante un certo numero di anni consente di individuare gli andamenti tendenziali per i diversi vettori energetici o settori;
- *Seconda Parte*, in cui sono delineate le linee di indirizzo che la Regione intende porre per definire la politica di governo sul tema dell'energia, sia per quanto riguarda la domanda, sia per quanto riguarda l'offerta. Vengono definiti, in questo modo, obiettivi generali e, per ogni settore, obiettivi specifici, sia a livello strategico, sia a livello quantitativo, ove possibile. In base a tali obiettivi sono stati ricostruiti gli scenari che rappresentano la situazione energetica regionale, seguendo gli indirizzi del *Piano*. Per ogni settore gli obiettivi di *Piano* sono stati accompagnati dalla descrizione di strumenti adeguati per il loro raggiungimento. Infine i consumi di energia degli scenari obiettivo sono stati tradotti in emissioni di anidride carbonica, al fine di valutare gli eventuali benefici in termine di riduzione di gas clima alterante;
- *Terza Parte*, in cui è riportata la *Valutazione Ambientale Strategica* (VAS) del *Piano*, con l'obiettivo di verificare il livello di protezione dell'ambiente a questo associato. Lo sviluppo della VAS è avvenuto secondo diverse fasi. La prima fase individua e valuta criticamente le informazioni sullo stato dell'ambiente regionale mediante indicatori, descrittori delle situazioni, anche settoriali, di partenza, al fine di poter definire un quadro conoscitivo degli assetti e poterne valutare le eccellenze e le criticità fondamentali. La seconda fase illustra gli obiettivi di tutela ambientale definiti nell'ambito di accordi e politiche internazionali e comunitarie, delle leggi e degli indirizzi nazionali e delle varie forme pianificatorie o legislative, anche settoriali, regionali e locali; illustra gli obiettivi e le linee

d'azione definite nell'ambito della pianificazione energetica; individua la coerenza interna fra gli obiettivi definiti aprioristicamente (come momento di partenza della pianificazione), le linee d'azione, gli interventi proposti e gli obiettivi di sostenibilità ambientale. La terza fase definisce gli scenari significativi delineati illustrando lo sviluppo degli assetti a seguito degli effetti di *Piano*. La quarta fase valuta le implicazioni dal punto di vista ambientale e il grado di integrazione delle problematiche ambientali nell'ambito degli obiettivi, finalità e strategie del *Piano*, definendo le eccellenze e le problematichità. La quinta fase descrive le misure e gli strumenti atti al controllo e al monitoraggio degli effetti significativi sugli assetti ambientali derivanti dall'attuazione del *Piano*.

Per quanto concerne la produzione locale di energia ed in particolare la produzione di fonti primarie regionali, l'analisi del trend annuale evidenzia quanto segue:

- la produzione di combustibili gassosi è caratterizzata da un sensibile incremento tra il 1990 e il 1996, per poi ridiscendere costantemente. Il dato del 2004 corrisponde a circa 520 Mm³ e le stime del 2005 indicano un ulteriore calo di produzione ad un livello di poco superiore ai 400 Mm³. Tale calo è in linea con l'andamento complessivo nazionale;
- la produzione di combustibili liquidi è attualmente assente, mentre ha avuto un picco nel triennio 1998 – 2000, arrivando ad un valore di 700.000 tonnellate all'anno;
- la produzione di combustibili solidi, da intendersi come fonti derivanti essenzialmente da fonti industriali, si è mantenuta ad un livello di circa 100 ktep fino al 2000, per poi scomparire;
- il ruolo delle fonti rinnovabili è in continua crescita e, a partire dal 2005, queste costituiscono la principale fonte di produzione primaria della regione.

Il Piano evidenzia la necessità di incrementare gli approvvigionamenti di gas naturale promuovendo la realizzazione di strutture per la rigassificazione del metano e linee di collegamento via gasdotto.

A seguito di tale analisi le linee di pianificazione energetica regionale evidenziano le seguenti priorità:

- mantenimento e rafforzamento di una capacità produttiva idonea a soddisfare il fabbisogno della Regione e di altre aree del Paese;
- riduzione dell'impatto ambientale, sia a livello globale, sia a livello locale, mediante l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili nel comparto industriale;

- necessità di intervenire, anche in ambito regionale, sulle politiche di riduzione delle emissioni climalteranti;
- sviluppo di un apparato produttivo diffuso ed ad alta efficienza energetica;
- rafforzamento dell'impiego, per la produzione di energia, delle fonti con potenziale energetico derivanti da processi industriali aventi altre finalità (in particolare gestione rifiuti – CDR e gas di processo industriale);
- lo sviluppo di un sistema energetico locale efficiente e sostenibile che dia priorità al risparmio energetico ed alle fonti rinnovabili, come mezzi di riduzione di consumi di fonti fossili e dell'emissione di CO₂ e come mezzi per una maggiore tutela ambientale.

Per il settore produttivo, il *Piano* prevede, tra i suoi obiettivi prioritari, l'impiego di tecnologie in grado di incrementare l'efficienza del ciclo energetico e l'implementazione di sistemi di cogenerazione.

Per quanto riguarda le emissioni di anidride carbonica il *Piano* prevede, con l'attuazione delle misure stabilite per l'aumento dell'efficienza energetica, una riduzione delle emissioni di CO₂ per l'ambito industriale, rispetto allo scenario attuale. In particolare le emissioni annuali passeranno dalle attuali 18.574 kton (anno 2004) alle future 18.433 kton (anno 2016), con una riduzione pari allo 0,8%.

Rapporto con il Progetto

Il progetto rispondendo alle necessità di soddisfare le esigenze del mercato dell'Italia centro-meridionale dei carburanti, integrando strutture già esistenti di produzione con una rete logistica (oleodotti) che riduce gli impatti razionalizzando e riducendo il movimentato complessivo dei trasporti via mare risponde agli obiettivi di salvaguardia ambientale posti dal Piano.

Inoltre il progetto "Taranto Plus", che comprende anche la ristrutturazione della Centrale Enipower, risulta coerente con le prescrizioni e gli indirizzi contenuti nel *Piano*, in quanto esso prevede la realizzazione di un impianto di cogenerazione a ciclo combinato ad alta efficienza alimentato a gas naturale in sostituzione di caldaie obsolete a bassa efficienza alimentate ad olio combustibile.

La Raffineria, infine, si è dotata di efficaci strumenti gestionali, quali un complesso Sistema di Gestione della Sicurezza e un Sistema di Gestione Ambientale (certificato, nel giugno 2001, conforme alla norma ISO 14001), ottenendo nel marzo 2005 la registrazione EMAS (n°I-000290), al fine di rispondere alle esigenze una migliore gestione ambientale dell'apparato produttivo.

La Regione Puglia non è ancora dotata di un *Piano di Risanamento della Qualità dell'Aria (PRQA)* e attualmente non risultano disponibili documenti preliminari a tale *Piano*.

La Regione Puglia ha incaricato l'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale (ARPA) di redigere il *PRQA*.

Inoltre, da recenti verifiche effettuate presso il *Settore Ecologia – Ufficio Inquinamento Atmosferico, Acustico e del Suolo* della Regione, è atteso dall'ARPA un documento preliminare del *PRQA* nei prossimi mesi.

Con tale documento sarà quindi avviato l'iter approvativo della Regione del *Piano di Risanamento della Qualità dell'Aria*.

Nella seguente *Tabella 5a* si riportano i quantitativi di prodotti finiti esitati dalla Raffineria di Taranto nell'anno 2006, suddivisi per tipologia di trasporto.

Tabella 5a *Quantitativi di Prodotti Finiti Esitati dalla Raffineria nell'Anno 2006*

Prodotto	Quantità (t/a)		
	Terra	Oleodotto	Mare
GPL	74.192	17.181	0
Benzine	759.704	0	286.146
Virgin Nafta	0	0	417.657
JP1	62.656	0	0
Gasoli	1.765.935	4.292	525.084
VGO	0	0	238.529
OCF	0	0	0
Olio Combustibile Denso ATZ	0	0	924.960
Olio Combustibile BK	165.086	24.661	83.451
Olio Combustibile MTZ	0	0	0
Olio Combustibile BTZ	125.141	157.155	154.015
Olio Combustibile STZ/CSZ	0	0	41.051
Zolfo	77.783	0	0
Bitume	177.926	0	100.825
Totale	3.208.423	203.289	1.846.758

La distribuzione geografica dei prodotti trasportati via terra e via oleodotto, a livello indicativo, è riportata nella seguente *Tabella 5b*.

Tabella 5b *Distribuzione Territoriale dei Prodotti di Raffineria. Valori Espressi in Percentuale(ton/ton totali)*

Regione	Trasporti	
	Terra	Oleodotto
Puglia e Basilicata	70%	100%*
Calabria	20%	-
Campania	10%	-
Altro	< 1%	-

* Attualmente i prodotti finiti di Raffineria trasferiti via oleodotto rimangono all'interno dell'area industriale di Taranto

Come si può osservare, gli attuali trasporti via terra dei prodotti finiti sono diretti per il 70% in Puglia e Basilicata. La restante parte è diretta invece verso Calabria (20%) e Campania (10%). Via oleodotto, invece, sono trasportati prodotti finiti solamente all'interno dell'area industriale di Taranto.

Per quanto riguarda la distribuzione via mare, nelle seguenti *Figure 5a - 5b* e nella seguente *Tabella 5c* si riporta la destinazione delle navi che trasportano i prodotti finiti della Raffineria di Taranto.

Come si può osservare la maggior parte dei trasporti internazionali sono diretti verso gli altri porti europei e verso il nord Africa. Una parte più ridotta è invece diretta verso gli Stati Uniti e verso il Medio Oriente.

Per quanto riguarda i trasporti nazionali, il maggior numero di navi è diretto in Abruzzo (Ortona), Sicilia (Milazzo), Puglia (Brindisi) e Sardegna (Oristano).

Figura 53a

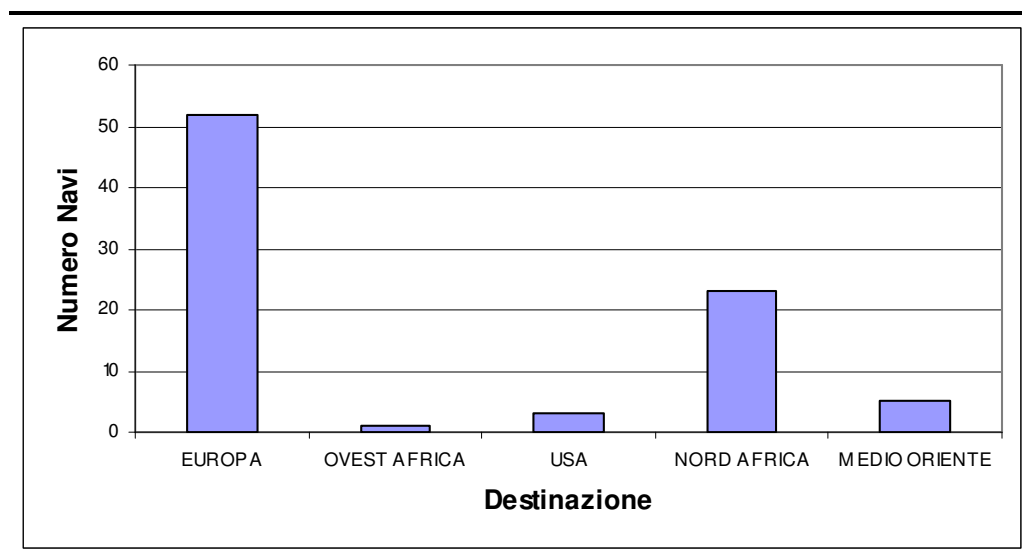
Esportazioni Via Mare. Anno 2006

Figura 5b

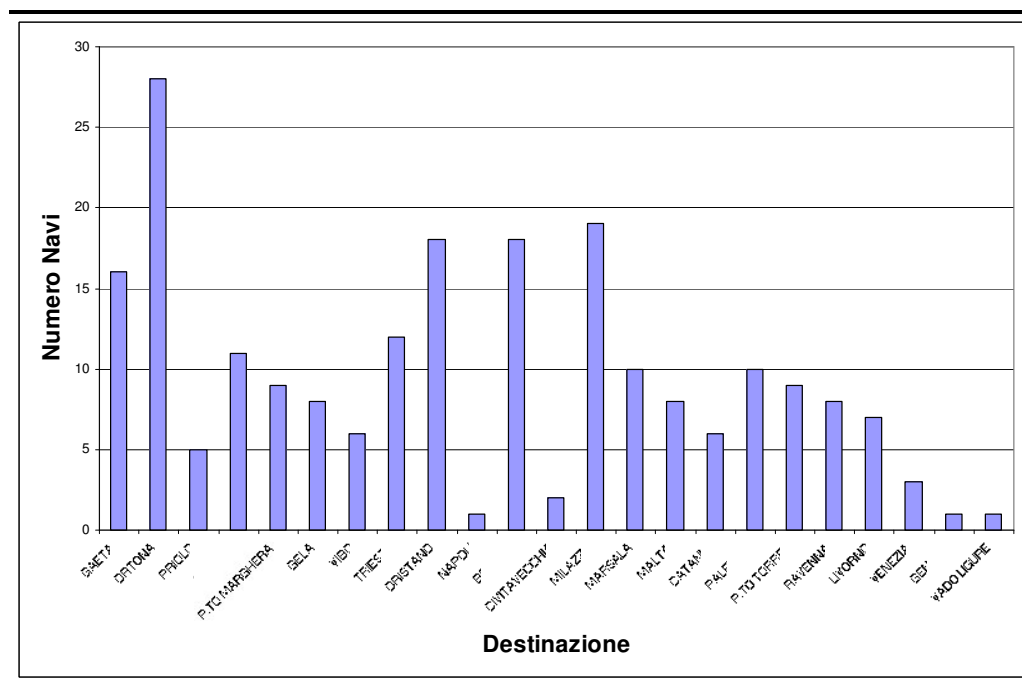
Trasporti Nazionali Via Mare. Anno 2006

Tabella 5c

Distribuzione Percentuale (ton/ton totali) dei Trasporti Via Mare di Benzine, Gasoli e Olio Combustibile. Anno 2006

Destinazione	Benzine	Gasoli	OC BTZ	OCD ATZ
Ortona	35%	30%	-	-
Palermo	10%	12%	-	-
Civitavecchia	5%	-	-	-
Gaeta	-	30%	-	-
Ravenna	-	12%	-	-
Trieste	-	16%	-	-
Livorno	-	-	36%	-
Milazzo	-	-	19%	-
Estero	50%	-	45%	100%

L'esercizio dell'impianto *Water Reuse* di Raffineria produce i seguenti residui di trattamento:

- Rigetto della sezione di osmosi inversa. Tale refluo costituisce circa il 30% della portata in ingresso impianto. In uscita dal *Water Reuse* è inviato ad una fase di affinamento con filtrazione su carboni attivi e successivamente scaricato in mare conformemente ai limiti normativi e secondo quanto previsto dal *Decreto* del 27/10/2004 del *Ministero Ambiente* di concerto con il *Ministero della Salute* e con il *Ministero delle Attività Produttive*, relativo al "progetto di bonifica della falda acquifera sottostante la Raffineria ENI R&M di Taranto";
- Rigetto della sezione di Ultrafiltrazione. L'Ultrafiltrazione consente l'abbattimento dei solidi sospesi/dispersi nell'acqua da trattare. Il rigetto è costituito da fanghi che sono inviati all'unità ispessimento e disidratazione fanghi del TAE A per poi essere inviati a smaltimento presso centri autorizzati esterni alla Raffineria secondo le disposizioni di legge.

Si sottolinea inoltre che nell'impianto *Water Reuse* non sono presenti processi di scambio ionico. Esso quindi non produce residui derivanti da tali processi.

In *Allegato 1* al presente documento si riporta copia del Progetto Esecutivo del Gasdotto di collegamento della Raffineria di Taranto alla Rete Snam, attualmente in corso di autorizzazione (le tavole del Progetto sono fornite sul supporto informatico allegato alla presente relazione).

Nella seguente *Tabella* si riporta inoltre una sintesi dello stato di ottenimento delle autorizzazioni per la sua realizzazione.

Tabella 7a *Sintesi dello Stato di Ottenimento dei Permessi per la Realizzazione del Metanodotto di Collegamento alla Rete Snam*

N.	Ente Competente	Denominazione	Domande	
			Inoltrate	Autorizzate
1	Prefettura di Taranto	Accesso ai fondi	24.04.06	05.05.06
2	Ministero delle Comunicazioni	Consenso alla costruzione	13.10.06	13.12.06
3	Regione Puglia	PUTT	31.01.07	
4	Ispettorato Dipartimentale delle Foreste	Autorizzazione sotto vincolo forestale	13.10.06	06.03.07
5	Comune di Taranto – Ufficio SUAP	Autorizzazione Unica	30.11.06	
6	Comune di Taranto	D.lgs 42/04	31.01.07	
7	Soprintendenza Archeologica	Autorizzazione zona archeologica	18.10.06	22.02.07
8	R.F.I.	Att.ti ferroviari	13.10.06	
9	ILVA	Attraversamenti ferroviari (proprietà Consorzio)	18.10.06	24.01.07
10	ANAS	Attraversamenti S.S	13.10.06	14.05.07
11	Comune di Taranto	Attraversamenti S.C	18.10.06	05.02.07
12	Acquedotto pugliese	Fognatura DN600	29.03.07	
13	Ente per l'irrigazione	Att.to acquedotto del Tara	13.10.06	10.11.06
14	Autorità Portuale di Taranto	Attraversamenti interferenze	29.03.07	
15	ILVA	Att.to interferenze	02.05.07	
16	Consorzio ASI	Att.to interferenze	02.05.07	
17	Raffineria AGIP di Taranto	Attraversamenti interferenze	29.03.07	19.04.07
18	Consorzio di Bonifica Stornara e Tara	Attraversamento fosso Bellavista	29.03.07	
19	Peschiere Tarantine	Attr.to acque reflue calde	18.10.06	
20	ENEL Distribuzione S.p.A	Coordinamento servizi	18.10.06	
21	Telecom Italia S.p.A	Coordinamento servizi	18.10.06	
Totale			21	9

8.1 PREMESSA

Le emissioni diffuse derivano da un contatto diretto di sostanze volatili con l'ambiente, in condizioni operative normali di funzionamento. Queste possono essere causate:

- dalle caratteristiche intrinseche delle apparecchiature (es. filtri);
- dalle condizioni operative e dal tipo di operazione (es. durante il trasferimento di materiale da autocisterne, attività di manutenzione).

Le fonti di emissioni diffuse possono avere origine puntuale, lineare, di superficie o di volume.

Esempi di emissioni diffuse sono quelle generate dallo sfiato conseguente alle operazioni di carico e scarico da aree di stoccaggio, da bacini di separazione, ecc.

Le emissioni fuggitive sono una sottocategoria delle emissioni diffuse e sono dovute a una perdita graduale di tenuta di una parte delle apparecchiature designate a contenere un fluido (gassoso o liquido). Esempi di emissioni fuggitive sono le perdite da una flangia, da una pompa.

Le emissioni fuggitive e diffuse in una raffineria sono costituite principalmente da Composti Organici Volatili (VOC).

In linea generale le emissioni di VOC in raffineria sono originate dalle seguenti apparecchiature:

- forni, caldaie, turbine a gas, torce ;
- serbatoi e sistemi di stoccaggio;
- vasche di trattamento reflui e condotti fognari;
- torri di raffreddamento;
- sistemi di caricamento e scaricamento prodotti e materie prime;
- componenti (valvole, flange, pompe, compressori, valvole di sicurezza, dreni, prese campione, etc).

ENI R&M ha indetto una gara per l'affidamento dell'incarico per la valutazione delle emissioni diffuse di composti organici volatili (VOC) nella Raffineria di Taranto ai fini di una loro stima di dettaglio e del loro contenimento. La Raffineria prevede l'affidamento dell'incarico indicativamente entro l'anno 2007.

Nel seguente *Paragrafo 8.2* si riporta una sintesi delle attività e delle finalità di tale valutazione (*Programma Leak Detection*).

Nel successivo *Paragrafo 8.3*, invece, si riporta una stima dettagliata dell'incremento di emissioni diffuse nello scenario post operam mediante l'applicazione dei fattori di emissione indicati nel *Protocollo AP-42 dell'EPA Statunitense*.

La stima eseguita deve essere considerata molto "conservativa" in quanto utilizza dei fattori di emissioni basati su misure eseguite su raffinerie in esercizio da alcuni anni e su tecnologia adottata alla fine degli anni 80.

In realtà attualmente si utilizzano sistemi di tenuta, anche su elementi rotanti, (compressori e pompe) che minimizzano le emissioni tanto da renderle quasi del tutto trascurabili.

Questo tipo di verifica potrà essere effettuato nel corso del programma di Leak Detection di cui al successivo *paragrafo 8.2*. Per i fini del presente lavoro si è quindi proceduto ad una stima delle massime emissioni di VOC aggiuntive a quelle attuali per la cui stima di massima si rimanda al SIA.

8.2

PIANO DI MONITORAGGIO - PROGRAMMA LEAK DETECTION

Come sopra indicato, ENI R&M ha indetto una gara per l'affidamento dell'incarico per la valutazione delle emissioni diffuse di composti organici volatili (VOC) nella Raffineria di Taranto. La Raffineria prevede l'affidamento dell'incarico indicativamente entro l'anno 2007.

Scopo dell'attività è quello di implementare un piano organico di monitoraggio e riduzione delle emissioni di VOC dalle apparecchiature e dai componenti di processo mediante il controllo delle sorgenti.

Tale piano di monitoraggio sarà realizzato dopo l'esecuzione delle seguenti attività ad esso propedeutiche:

- ricerca di metodi di stima e misurazione delle emissioni di VOC del sito differenti rispetto alle attuali procedure del sito;
- monitoraggio strumentale sulle apparecchiature caratterizzate dalle emissioni più significative in maniera da determinare l'emissione associata e poter individuare delle eventuali azioni di manutenzione necessarie a ridurre l'emissione di VOC da tali apparecchiature. Il fine di questa attività consiste anche nel quantificare l'entità delle emissioni diffuse in Raffineria confrontandola con la stima effettuata dalle procedure Eni R&M o da altre scientificamente riconosciute;
- realizzazione di uno studio di fattibilità tecnica-economica inerente metodologia, procedure, raccomandazioni per il monitoraggio/controllo emissioni diffuse VOC, al fine di implementare un sistema LDAR per la Raffineria.

La stima delle emissioni diffuse di Raffineria è stata effettuata sulla base della metodologia basata sul protocollo *US EPA AP-42* e indicata nel documento *Guidance for estimating fugitive emissions from equipment*, gennaio 1989, della *Chemical Manufacturers Association*. Per la stima eseguita, in particolare, è stato fatto riferimento alle seguenti sezioni di tale documento:

- *Liquid Storage Tank*;
- *Waste Water Collection and Storage*;
- *Petroleum Refining*.

Tale metodologia risulta al momento uno dei punti di riferimento più accreditati a livello internazionale per la stima delle emissioni diffuse da un impianto industriale, in assenza di un dettagliato piano di monitoraggio e controllo.

Essa infatti è alla base, tra gli altri, anche del recente documento *Guideline for Quantifying emissions from chemical facilities*, gennaio 2006, dei *Canada's Chemical Producers*.

La stima è stata effettuata con lo scopo di valutare nel dettaglio la variazione di emissioni diffuse dovuta alla realizzazione del progetto Taranto Plus. Tale risultato è stato raggiunto mediante la valutazione di:

- Differenza tra le emissioni diffuse da tutti i serbatoi di Raffineria esistenti e futuri nello scenario post operam e tra quelle dei serbatoi esistenti nello scenario ante operam. Per mantenere la cautelatività della stima nel calcolo delle emissioni future non si tenuto conto dei miglioramenti al sistema di tenute e alle verniciature riflettenti che saranno effettuate nel corso del progetto sui serbatoi esistenti;
- Emissioni fugitive dai nuovi impianti stimate da tutte le apparecchiature e dotate di tenute di tutti i nuovi impianti previsti dal progetto Taranto Plus.

In sostanza la stima dell'incremento delle emissioni diffuse tra lo scenario ante operam e lo scenario post operam è stata calcolata come somma delle emissioni relative all'area dei nuovi impianti e della variazione delle emissioni diffuse nell'area serbatoi, secondo la seguente formula:

$$\Delta E = E_i + \Delta E_s$$

dove:

ΔE = incremento totale emissioni diffuse nello scenario post operam

E_i = emissioni diffuse dell'area dei nuovi impianti

ΔE_s = incremento emissioni diffuse dell'area serbatoi nello scenario post operam senza considerare gli interventi migliorativi eseguiti sui serbatoi esistenti

Nei seguenti *Paragrafi* si riporta la descrizione nel dettaglio della metodologia utilizzata e i risultati ottenuti.

8.3.1 *Metodologia di Calcolo*

Il programma utilizzato, elaborato in accordo con il protocollo *US EPA AP-42* valuta separatamente le emissioni dalla componentistica di impianto, dalle vasche di trattamento e dai serbatoi.

8.3.1.1 *Serbatoi*

Per lo stoccaggio di sostanze organiche liquide in Raffineria sono utilizzate varie tipologie di serbatoi quali i serbatoi a tetto fisso (verticali od orizzontali) e a tetto flottante (esterno o interno) che possono operare a differenti condizioni di temperatura e pressione. Per ogni tipologia di serbatoio sono state elaborate differenti metodologie di calcolo che tengono conto delle differenze costruttive.

Serbatoi a Tetto Fisso

Le emissioni significative provenienti da questa tipologia di serbatoi derivano principalmente dalle perdite di stoccaggio e da quelle di lavorazione.

Le perdite di stoccaggio (L_S) sono riconducibili all'espulsione dei vapori dai serbatoi dovute alla loro espansione e contrazione a causa dei cambi di temperatura e pressione barometrica. Queste perdite avvengono senza che ci siano cambiamenti di livello nel serbatoio e sono quindi funzione delle sole condizioni meteorologiche.

Le perdite da lavorazione (L_W) o di "respirazione" sono invece quelle dovute al riempimento ed allo svuotamento dei serbatoi. L'aumento del livello del liquido porta ad aumento della pressione all'interno del serbatoio, quando questa supera quella di sicurezza parte dei vapori sono espulsi dal serbatoio fino al raggiungimento della pressione corretta.

Si riportano brevemente le formule utilizzate per il calcolo delle perdite totali

Secondo il protocollo *US EPA AP-42* le perdite totali (L_T) possono quindi essere calcolate come:

$$L_T = L_S + L_W$$

Le perdite di stoccaggio L_S per un periodo di riferimento di un anno (365 giorni) sono calcolate utilizzando la seguente relazione:

$$L_S = 365 \cdot V_v \cdot W_v \cdot K_E \cdot K_S$$

dove:

V_v = volume del vapore, che dipende dalle dimensioni e dalla tipologia del serbatoio

W_v = densità del vapore

K_e = fattore di espansione

K_s = fattore di saturazione

Le perdite da lavorazione L_w possono essere stimate dalla seguente formula:

$$L_w = k_1 \cdot M_v \cdot P_{va} \cdot Q \cdot K_N \cdot K_P$$

dove:

k_1 = costante che dipende dalle unità di misura utilizzate

M_v = peso molecolare della fase vapore in equilibrio alla temperatura del vapore

P_{va} = tensione di vapore alla temperatura media della superficie del liquido stoccato

Q = quantità di sostanza movimentata in un anno

K_N = fattore di movimentazione

K_P = fattore di prodotto, dipende dalla tipologia della sostanza stoccata

Le emissioni dai serbatoi a tetto fisso quindi variano in funzione delle capacità dello stesso, della pressione del fluido stoccato, del grado di utilizzo e delle condizioni atmosferiche della zona in cui è situato il serbatoio.

Serbatoi a Tetto Flottante Esterno

Le emissioni da serbatoi a tetto flottante esterno sono dovute principalmente alla movimentazione del prodotto, alle perdite dalle tenute tra tetto e guscio del serbatoio e a quelle causate dagli accessori montati sul tetto e sul serbatoio (pozzetti di ispezione, rompi-vuoto, scale ecc).

Le perdite dovute alla movimentazione del prodotto (L_{WD}) sono causate dalla diminuzione del livello dei serbatoi, il liquido rimane attaccato alla superficie del serbatoio e, esposto all'atmosfera, evapora.

Le perdite di tenuta (L_R) sono funzione del tipo di tenute utilizzate mentre le perdite dal tetto (L_F) dipendono dalle diverse attrezzature disposte sul tetto mobile. Si riportano sinteticamente qui in seguito anche le equazioni per il calcolo delle emissioni da serbatoio a tetto flottante esterno.

Secondo il protocollo *US EPA AP-42* le perdite totali (L_T) possono quindi essere calcolate come:

$$L_T = L_R + L_{WD} + L_F$$

Le perdite di tenuta possono essere stimate tramite la relazione seguente equazione:

$$L_R = K_R \cdot v^n \cdot P^{\#} \cdot D \cdot M_v \cdot K_C$$

dove:

K_R = coefficiente di perdita dalle tenute tetto flottante-guscio del serbatoio

v = velocità media del vento

n = esponente della velocità del vento e dipende dalla tenuta

$P^\#$ = parametro funzione della tensione di vapore

D = diametro del serbatoio

M_v = peso molecolare della fase vapore in equilibrio alla temperatura del vapore

K_C = fattore che dipende dal prodotto

Le perdite dalla movimentazione, L_{WD} , si calcolano con la seguente formula:

$$L_{WD} = (k_2 \cdot C \cdot W_L) / D$$

dove:

k_2 = costante che dipende dalle unità di misura utilizzate

Q = quantità di sostanza movimentata in un anno

C = fattore di adesione, che dipende dalla condizione della superficie interna del guscio del serbatoio

W_L = densità del liquido

D = diametro del serbatoio

Infine le perdite dal tetto L_F sono calcolate tramite la seguente relazione:

$$L_F = F_F \cdot P^\# \cdot M_v \cdot K_C$$

dove:

F_F = coefficiente di perdita dalle attrezzature del tetto mobile che dipende dal tipo di attrezzatura montata e dal numero

$P^\#$, M_v e K_C = stessi parametri dell'equazione per il calcolo di L_{WD}

Anche in questo caso i vari parametri nelle equazioni mostrate dipendono dalle caratteristiche del serbatoio, dalla movimentazione e dalle condizioni atmosferiche della zona in cui è situato. Inoltre sono importanti sia le tenute sia l'attrezzatura montata sui tetti mobili.

Serbatoi a Tetto Flottante Interno

Analogamente ai serbatoi a tetto flottante esterno le perdite dei serbatoi con tetto flottante interno sono dovute principalmente alla movimentazione del prodotto e alle perdite dovute alle tenute tra tetto flottante e guscio del serbatoio, a quelle causate dagli accessori montati sul serbatoio (pozzetti di ispezione, rompi-vuoto, scale ecc.). Inoltre, tipiche di questi serbatoi sono le perdite dovute alle connessioni delle piastre che formano il tetto. Nel caso di tetti saldati tale contributo è nullo. In questo caso la velocità del vento non ha nessun effetto.

Si riportano sinteticamente qui in seguito le equazioni per il calcolo delle emissioni da serbatoio a tetto flottante interno.

Secondo il protocollo *US EPA AP-42* le perdite totali (L_T) possono essere calcolate come:

$$L_T = L_R + L_{WD} + L_F + L_D$$

Le perdite di tenuta possono essere stimate tramite la relazione seguente equazione:

$$L_R = K_R \cdot P^{\#} \cdot D \cdot M_V \cdot K_C$$

dove:

K_R = coefficiente di perdita dalle tenute tetto flottante-guscio del serbatoio

$P^{\#}$ = funzione della tensione di vapore

D = diametro del serbatoio

M_V = peso molecolare della fase vapore in equilibrio alla temperatura del vapore

K_C = fattore che dipende dal prodotto

Le perdite dalla movimentazione, L_{WD} , si calcolano dalle seguente formula:

$$L_{WD} = (k_2 \cdot C \cdot W_L) / D \cdot [(N_c \cdot F_c) / D]$$

dove:

k_2 = costante che dipende dalle unità di misura utilizzate

Q = quantità di sostanza movimentata in un anno

C = fattore di adesione, che dipende dalla condizione della superficie interna del guscio del serbatoio

W_L = densità del liquido

D = diametro del serbatoio

N_c = numero di colonne presenti nel serbatoio

F_c = il diametro effettivo della colonna

Le perdite dal tetto L_F sono calcolate tramite la seguente relazione:

$$L_F = F_F \cdot P^{\#} \cdot M_V \cdot K_C$$

dove:

F_F = coefficiente di perdita dalle attrezzature del tetto mobile che dipende dal tipo di attrezzatura montata e dal numero

$P^{\#}$, M_V e K_C = stessi parametri dell'equazione per il calcolo di L_{WD}

Le perdite dalle connessioni delle lastre che formano il tetto, L_D si calcolano con la seguente espressione:

$$L_D = K_D \cdot S_D \cdot D^2 \cdot P^{\#} \cdot M_V \cdot K_C$$

dove:

K_D = fattore di perdita dalle giunture per unità di lunghezza della giuntura

S_D = fattore di lunghezza delle giunture

D , $P^\#$, M_v e K_C = stessi parametri dell'equazione per il calcolo di L_{WD}

Anche in questo caso i vari parametri nelle equazioni mostrate dipendono dalle caratteristiche del serbatoio, dalla movimentazione e dalle condizioni atmosferiche della zona in cui è situato il serbatoio inoltre sono importanti sia le tenute sia l'attrezzatura montata sui tetti mobili.

8.3.1.2 *Impianti*

Le fonti di emissione fuggitive comprendono valvole di tutti tipi, flange, tenute di pompe e compressori, torri di raffreddamento, separatori acqua-olio, ecc. Le emissioni fuggitive sono attribuibili all'evaporazione di perdite di idrocarburi liquidi o in fase vapore.

Valvole, Flange e Guarnizioni

Valvole, flange, guarnizioni di pompe ecc., soprattutto con l'uso, iniziano a perdere materiale (gas e liquido). EPA ha messo a punto diverse tecniche per la valutazione di tali perdite. In particolare nel documento "*Improving Air Quality: Guidance for Estimating Emissions from Equipment*", preparato da *Chemical Manufacturers Association* nel 1989 sono illustrati i metodi per la stima e la misura delle emissioni.

In tale documento è presente il metodo basato sui fattori di emissione EPA e metodi più accurati che tuttavia richiedono misure di emissioni direttamente sull'impianto. Il software utilizzato nella stima qui descritta utilizza il metodo dei fattori medi di emissione indicato dal protocollo EPA AP-42.

Il metodo dei fattori medi si basa sul censimento delle diverse apparecchiature presenti nell'impianto, per la stima sono considerate valvole, flange, valvole di sicurezza, scambiatori di calore, pompe, ecc.

Le apparecchiature sono classificate in base alla tipologia, alle loro dimensioni ed al tipo di fluido che le attraversa; per le pompe sono considerate anche il tipo tenute adottate.

A seconda del fluido di processo le apparecchiature sono classificate come:

- in servizio gas/vapore: apparecchiature in uso che contengono fluidi di processo che sono gassosi alle condizioni operative. Apparecchiature attraversate da flussi ricchi di idrogeno sono considerate in servizio gas/vapore;
- in servizio liquido leggero: apparecchiature in uso che contengono fluidi di processo di idrocarburi leggeri con una pressione di vapore superiore a 1.023 kPa alla temperatura di 20 °C;

- in servizio liquido pesante: apparecchiature in uso che contengono fluidi di processo di idrocarburi leggeri con una pressione di vapore inferiore a 1.023 kPa alla temperatura di 20 °C.

Il censimento deve includere tutte le unità nelle quali passano flussi contenenti almeno il 10% in volume di VOC.

Effettuata la classificazione delle apparecchiature viene quindi eseguita la somma di tutte le quelle con le medesime caratteristiche e sono successivamente effettuate le moltiplicazioni tra i vari consuntivi ed i relativi fattori di emissione suggeriti da AP-42. La somma di tutti i contributi rappresenta quindi la stima delle emissioni fuggitive causate dalle apparecchiature di impianto.

Impianti di Trattamento

Le emissioni fuggitive dagli impianti di trattamento delle acque reflue sono dovute ai VOC ed ai gas disciolti che evaporano dalla superficie delle vasche presenti. Tale emissione può avvenire sia per diffusione che per convezione o con entrambi i meccanismi.

Il calcolo di queste emissioni dipende dalla tipologia e dai dati dimensionali delle vasche.

8.3.1.3 Sintesi delle Apparecchiature Considerate nella Stima delle Emissioni Diffuse

Nelle seguenti *Tabelle* sono riportati degli elenchi dei serbatoi e delle principali apparecchiature considerate nella stima delle emissioni fuggitive.

Tabella 8.3.1.3a Parco Serbatoio Esistente

Tipologia di Serbatoio	Numero	Tenute
Serbatoi a tetto fisso	83	Non applicabili
Serbatoi a tetto flottante interno	1	Non applicabili
Serbatoi a tetto flottante esterno	49	Meccanica a pattino con tenuta secondaria a corona
	4	Meccanica a pattino
	1	Elastica con tenuta secondaria a corona

Tabella 8.3.1.3b Nuovi Serbatoi

Tipologia di Serbatoio	Numero	Tenute
Serbatoi a tetto fisso	2	Non applicabili
Serbatoi a tetto flottante esterno	12	Meccanica a pattino con tenuta secondaria con tenuta secondaria a corona

Tabella 8.3.1.3c **Impianti**

Componenti	Numero	Note
Topping/Vacuum e Utilities		
Valvole	2970	Di dimensioni variabili
Valvole di sicurezza	88	Di dimensioni variabili
Accoppiamenti Flangiati	3190	Distinti saluti dimensioni variabili
Scambiatori	60	
Pompe	84	Comprese le pompe di riserva. Tutte le pompe a contatto con organico avranno tenute triple
Forni	2	Forni di Topping e Vacuum
Vasche	2	Una vasca di trattamento ed una vasca di raccolta per le acque potenzialmente inquinate.
Gasoil HDS-3		
Valvole	1620	Di dimensioni variabili
Valvole di sicurezza	31	Di dimensioni variabili
Accoppiamenti Flangiati	1720	Di dimensioni variabili
Scambiatori	17	Di dimensioni variabili
Pompe	18	Comprese le pompe di riserva. Tutte le pompe a contatto con organico avranno tenute triple
Forni	1	Forno per il riscaldamento della carica del reattore

8.3.2 **Risultati**

Tramite il software di calcolo implementato, sulla base della metodologia precedentemente descritta, è stato valutato l'incremento totale di emissioni diffuse dovuto alla realizzazione del Progetto Taranto Plus. In particolare sono state valutate le emissioni provenienti dalle apparecchiature dei nuovi impianti e dei nuovi serbatoi, inoltre si è valutato anche l'aumento delle emissioni provenienti dai serbatoi esistenti dovuto all'incremento del loro utilizzo conseguenza, della maggiore capacità di lavorazione della raffineria.

Per gli impianti la stima è stata basata sulle caratteristiche di tutte le nuove sorgenti (valvole, flange, pompe, scambiatori di calore, vasche, ecc.) e la tipologia di fluido di passaggio.

Per i serbatoi, esistenti e futuri, la stima considera le caratteristiche costruttive (dimensioni, colore del rivestimento, stato del rivestimento, tipologia di tetti e tenute) e informazioni sul loro uso (movimentazione attuale e futura, sostanze stoccate e loro proprietà chimico-fisiche). Si sottolinea che nel parco serbatoi della Raffineria é presente solo un serbatoio con tetto flottante interno, il T3310, mentre gli altri sono serbatoi a tetto fisso o a tetto flottante esterno. I nuovi serbatoi saranno principalmente a tetto flottate interno e solamente due saranno a tetto fisso.

Per la valutazione delle emissioni dai serbatoi sono inoltre stati utilizzati i dati meteorologici di velocità del vento, irraggiamento, temperatura e pressione per i quali si è fatto riferimento ai dati storici per l'anno 2005.

I dati utilizzati sono stati quelli della stazione di monitoraggio della rete comunale di Taranto di via Dante, la centralina più vicina alla raffineria.

Dai calcoli effettuati è stato possibile calcolare l'incremento delle emissioni diffuse derivate alla realizzazione del progetto Taranto Plus. I risultati sono mostrati in *Tabella 8.3.2a*.

Tabella 8.3.2a *Emissioni Stimate dalla Raffineria di Taranto nell'assetto futuro*

Tipologia di Impianto	Emissioni (t/anno)
Variazione emissioni da stoccaggi esistenti con aumento della movimentazione	18,49
Stoccaggi futuri	5,26
Impianto di processo e trattamento effluenti liquidi	291,43
Totale emissioni	315,18
Note: Dati espressi in tonnellate	

L'incremento complessivo delle emissioni fuggitive della Raffineria di Taranto con la realizzazione del progetto sarà quindi indicativamente pari a 315,18 t/anno.

Come si può notare, in accordo a questa metodologia di calcolo, risulta che i serbatoi contribuiscono in piccola misura alle emissioni complessive.

Si sottolinea inoltre che il valore stimato mediante il metodo di calcolo sopra descritto risulta significativamente minore rispetto a quello ancora più cautelativo indicato nello Studio di Impatto Ambientale, pari a 456 t/a.

Nello Studio di Impatto Ambientale (*Paragrafo 5.3.1.3*) si indica che, nel caso di Anomalia di Impianto, una delle misure per la riduzione dei picchi emissivi sarà polmonazione di gas naturale nella rete gas di Raffineria.

Come indicato nel *Capitolo 7* del presente documento il gas naturale non é attualmente disponibile in Raffineria in quanto è attualmente in corso l'iter autorizzativo per la realizzazione del gasdotto di connessione con la rete Snam per il suo approvvigionamento. Si sottolinea tuttavia che, in attesa della sua realizzazione, la Raffineria utilizzerà GPL al posto di gas naturale per la polmonazione della rete gas interna, al fine della riduzione degli eventi di picco emissivo.

Il GPL di Raffineria è un combustibile gassoso, composto al 30% da gas propano e al 70% da gas butano, ed è caratterizzato da un basso tenore di zolfo (inferiore alle 50 ppm).

L'uso di GPL, analogamente a quanto indicato per il gas naturale, permetterà di ridurre rapidamente le emissioni dai camini di Raffineria.

Facendo riferimento alle procedure di riduzione degli eventi di picco emissivo indicate nel *Paragrafo 5.3.1.3* dello Studio di Impatto Ambientale, qui di seguito sono riportate le considerazioni per le possibili anomalie emissive analizzate, utilizzando GPL al posto del gas naturale.

Nel caso di Rischio di Avvicinamento ai Limiti di Emissione per SO₂, nella situazione in cui il combustibile bruciato dei forni fosse prevalentemente Fuel gas, si era evidenziato come l'uso di gas naturale, in virtù del suo basso contenuto di zolfo, avrebbe permesso una riduzione delle emissioni in attesa del riassetto e delle verifiche nell'impianto. Appare chiaro quindi come l'uso di GPL, combustibile gassoso anch'esso caratterizzato da basso tenore di zolfo (inferiore a 50 ppm anziché a 100 ppm come nel Fuel Gas), sia una soluzione efficace.

Nel caso di Rischio di Avvicinamento dei Limiti di Emissione per il Particolato/CO si era evidenziato come l'uso di gas naturale, combustibile gassoso e quindi privo di ceneri, avrebbe permesso una riduzione delle emissioni in attesa del riassetto e delle verifiche nell'impianto. Anche la combustione del GPL non porta alla produzione di polveri, essendo esso stesso un combustibile all'utilizzo di gas naturale.

Nel caso di Rischio di Avvicinamento dei Limiti di Emissione per gli NO_x si era evidenziato come l'utilizzo di un combustibile gassoso, quale Fuel Gas o gas naturale, e che non contenga azoto, fosse la soluzione per riportare le emissioni nei limiti previsti. Essendo il GPL un combustibile gassoso e privo di azoto anche in questo caso si può affermare che le due soluzioni sono equivalenti.

Concludendo risulta evidente che l'utilizzo di GPL per la polmonazione nella rete gas di Raffineria porti ai medesimi risultati dell'utilizzo di gas naturale per la riduzione degli eventi di picco emissivo di Raffineria.

Al fine di valutare la concentrazione al suolo dovuta alle emissioni delle torce di Raffineria, è stata effettuata una simulazione utilizzando i dati emissivi dell'impianto relativi all'anno 2004. Tale scenario emissivo risulta essere per il triennio 2004-2006 il più conservativo in termini di emissioni di inquinanti. Nella simulazione eseguita è stata valutata la dispersione in atmosfera di SO₂, che risulta in termini quantitativi l'inquinante più significativo emesso dalle torce.

Per le simulazioni è stato utilizzato il codice di calcolo gaussiano *ISC3* (Industrial Source Complex Dispersion Model).

ISC3 è un modello versatile, adatto alla descrizione degli impatti nel breve e nel lungo periodo, ovvero alla stima delle concentrazioni di picco e delle medie annuali. Tali parametri risultano adatti per essere confrontati con i limiti stabiliti dalla normativa vigente sulla qualità dell'aria ambiente. *ISC3*, tuttavia, risulta talvolta fortemente conservativo nella valutazione delle concentrazioni in aree geografiche caratterizzate da orografia (morfologia del terreno) complessa.

Il suddetto codice pur non essendo specificatamente ideato per simulare sorgenti particolari come le torce in oggetto, fornisce risultati dai quali è possibile trarre una valutazione qualitativa delle ricadute al suolo.

10.1 SCENARIO EMISSIVO SIMULATO

E' stata effettuata una simulazione in modalità *Short Term*, per stimare le concentrazioni massime al suolo all'interno del dominio di calcolo (30 x 30 km), che si verificano in corrispondenza del funzionamento contemporaneo delle torce idrocarburiche E5 ed E6.

Si evidenzia come lo scenario emissivo in *Tabella 10.1a* sia stato calcolato considerando la combustione completa delle emissioni di idrocarburi convogliate alle torce.

Nella *Tabella 10.1a* sono riportate le caratteristiche emissive delle torce utilizzate nella simulazione.

Tabella 10.1a Caratteristiche Emissive Torce Idrocarburiche E5 ed E6

Torcia	Altezza Camino [m]	Portata Fumi* [Nm ³ /h]	Temp. Fumi [K]	Portata SO ₂ [g/s]	Velocità Fumi [m/s]	Diametro Camino [m]
E5	132	16.613	1.200	0,024	6,1	1,01
E6	132	49.839	1.200	0,071	16,6	1,06

* Valori ottenuti considerando una combustione stechiometrica della portata di gas combustibile

La simulazione effettuata indica concentrazioni al suolo di SO₂ estremamente basse all'interno dell'intero dominio di calcolo.

Il valore più elevato di concentrazione al suolo calcolato dal modello (massima concentrazione oraria rilevata in un anno) è pari a 0,475 µg/m³ di SO₂ e si presenta a una distanza di circa 7 km in direzione nord rispetto all'impianto.

Tale valore si registra, come atteso, in prossimità dei rilievi presenti nel dominio di calcolo, presso i quali il modello ISC3 risulta particolarmente conservativo.

Inoltre, per una valutazione delle ricadute al suolo delle emissioni nello scenario post operam, si può ipotizzare a livello cautelativo un incremento della quantità di idrocarburi convogliata alle torce direttamente proporzionale alla quantità di greggio lavorato.

Con tale assunzione, quindi, a livello indicativo si può stimare mediante calcoli di tipo parametrico una concentrazione massima al suolo di SO₂ dovuta all'emissione delle torce pari a circa 0,8 µg/m³.

I risultati della simulazione forniscono una chiara indicazione qualitativa sull'entità degli impatti prodotti dall'esercizio delle torce, nelle condizioni sopra descritte.

Le concentrazioni di inquinanti al suolo dovute alle emissioni delle torce non risultano essere paragonabili, poiché inferiori di circa 2 ordini di grandezza, alle concentrazioni al suolo dovute alle emissioni dei camini di Raffineria, stimate nel *Paragrafo 5.3.1* dello Studio di impatto Ambientale. Si può ritenere quindi che il contributo delle torce alla qualità dell'aria, nello scenario ante operam e in quello post operam, sia trascurabile e decisamente inferiori ai limiti di qualità dell'aria imposti dalla normativa vigente relativamente alla concentrazioni di SO₂ (DM 60/2002).

In area adiacente al sito di Raffineria sono presenti la chiesa di S. Maria della Giustizia e la Masseria Montello verso le quali il progetto Taranto Plus potrà avere interferenze a causa dei potenziali impatti paesaggistici dovuti alla realizzazione degli impianti e dei serbatoi.

Per questo, la Raffineria di Taranto sta predisponendo un progetto di inserimento paesaggistico delle nuove opere, comprensivo di misure di mitigazione e compensazione degli impatti.

Tale progetto, nei tempi consentiti dall'iter autorizzativo in corso, sarà discusso con gli Enti competenti e in particolare con la *Soprintendenza per i beni architettonici per il paesaggio e per il patrimonio storico artistico ed etnoantropologico per le province di Lecce, Brindisi e Taranto*.

Sarà così possibile elaborare e condividere nel corso della procedura autorizzativa del progetto Taranto Plus le possibili alternative di mitigazione e compensazione degli impatti paesaggistici.

Allegato 1

Progetto Esecutivo del Gasdotto di
Collegamento della Raffineria di Taranto alla
Rete Snam

S	CLIENTE Snam Rete Gas S.p.A.	COMMESSA 666000	UNITA' 100
	LOCALITA' Regione Puglia	SPC. LA-E-80022	
	PROGETTO / IMPIANTO Allacciamento Impianto ENI R&M di Taranto	Fg. 1 di 30	Rev. 0

METANODOTTO ALLACCIAMENTO IMPIANTO ENI Div. R&M
DI TARANTO DN 400 (16") P 75 bar

REGIONE PUGLIA

PROGETTO ESECUTIVO DELL'OPERA

0	Emissione	Ricci	Sabbatini	Ricci	Giugno '06
Rev.	Descrizione	Elaborato	Verificato	Approvato	Data

5

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 2 di 30	Rev.
	0

INDICE

1 SCOPO DELL'OPERA	3
2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO	4
3 CRITERI DI SCELTA DEL TRACCIATO	9
3.1 Generalità	9
3.2 Criteri progettuali di base	9
3.3 Definizione del tracciato	10
3.4 Descrizione del tracciato	11
4 DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'OPERA	13
4.1 Linea	13
4.2 Impianti di linea	15
4.3 Manufatti (opere complementari)	16
5 FASI DI REALIZZAZIONE DELL'OPERA	17
5.1 Fasi di costruzione	17
6 ESERCIZIO DELL'OPERA	29
6.1 Controllo dello stato elettrico delle condotte	29
6.2 Controllo delle condotte	30

5

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 3 di 30	Rev.
	0

1 SCOPO DELL'OPERA

L'opera in questione consiste nella realizzazione del metanodotto di collegamento di un impianto ENI SpA Divisione Refining & Marketing ubicato nella zona industriale di Taranto, nei pressi della Raffineria, alla rete di metanodotti di Snam Rete Gas.

La realizzazione del suddetto allacciamento è stata richiesta da ENI Divisione Refining & Marketing in data 10/3/2005 ed è stata avviata a seguito della sottoscrizione di un contratto di allacciamento tra la stessa ENI Divisione Refining & Marketing di Taranto e Snam Rete Gas, secondo le modalità previste dal capitolo 6 del Codice di Rete.

Lo scopo dell'opera è quello di assicurare il trasporto dei quantitativi di gas naturale richiesti per alimentare il summenzionato impianto.

§

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 4 di 30	Rev.
	0

2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

La progettazione, la costruzione e l'esercizio del metanodotto, oltre che dagli strumenti di pianificazione territoriali ed urbanistici, sono disciplinate essenzialmente dalla seguente normativa:

DM 24.11.84 e successive modifiche del Ministero dell'Interno – Norme di Sicurezza per il Trasporto, la distribuzione, l'accumulo, l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8.

DPR 616/77 e DPR 383/94 – Trasferimento e deleghe delle funzioni amministrative dello Stato.

RD 1775/33 – Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici.

DM 23.02.71 del Ministero dei Trasporti – Norme tecniche per gli attraversamenti e per i parallelismi di condotte e canali convoglianti liquidi e gas con ferrovie ed altre linee di trasporto.

Circolare 09.05.72, n. 216/173 dell'Azienda Autonoma FFS – Norme tecniche per gli attraversamenti e per i parallelismi di condotte e canali convoglianti gas e liquidi con ferrovie.

DPR 753/80 – Nuove norme in materia di polizia, sicurezza e regolarità dell'esercizio delle ferrovie.

DM 03.08.91 del Ministero dei Trasporti – Distanza minima da osservarsi nelle costruzioni di edifici o manufatti nei confronti delle officine e degli impianti delle FF.S.

Circolare 04.07.90 n. 1282 dell'Ente FFS – Condizioni generali tecnico/amministrative regolanti i rapporti tra l'ente Ferrovie dello Stato e la SNAM in materia di attraversamenti e parallelismi di linee ferroviarie e relative pertinenze mediante oleodotti, gasdotti, metanodotti ed altre condutture ad essi assimilabili.

RD 1740/33 – Tutela delle strade.

DLgs 285/92 e 360/93 – Nuovo Codice della strada.

DPR 495/92 – Regolamento di esecuzione e di attuazione del Nuovo Codice della strada.

RD 368/04 – Testo unico delle leggi sulla bonifica

RD 523/04 – Polizia delle acque pubbliche.

L 64/74 – Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche.

Ordinanza PCM 3274/03 – Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica nel territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica

L 426/98 – Nuovi interventi in campo ambientale

DM 471/99 – Regolamento recante criteri, procedure e modalità per la messa in sicurezza, la bonifica e il ripristino ambientale dei siti inquinati ai sensi dell'articolo 17 del DLgs 5 febbraio 1997, n.22, e successive modificazione ed integrazioni

§

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 5 di 30	Rev.
	0

L 198/58 e DPR 128/59 – Cave e miniere

L 898/76 – Zone militari.

DPR 720/79 – Regolamento per l'esecuzione della L 898/76.

DLgs 626/94 – Attuazione delle Direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro.

Decreto Legislativo 14 agosto 1996, n. 494 – Attuazione della direttiva 92/57 CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili.

Decreto Legislativo 19 novembre 1999, n. 528 – Modifiche ed integrazioni al DLgs 14/08/1996 n.494 recante attuazione della direttiva 92/57 CEE in materia di prescrizioni minime di sicurezza e di salute da osservare nei cantieri temporanei o mobili.

L 186/68 – Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici.

L 46/90 – Norme per la sicurezza degli impianti.

DPR 447/91 – Regolamento di attuazione della L 46/90 in materia di sicurezza degli impianti.

L 1086/71 – Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio, normale e precompresso, ed a struttura metallica.

DM 09.01.96 del Ministero dei Lavori Pubblici – Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche.

DM 16.01.96 del Ministero dei Lavori Pubblici – Aggiornamento delle norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi.

DM 11.03.88 del Ministero dei Lavori Pubblici – Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, criteri generali e prescrizioni per progettazione, esecuzione e collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle fondazioni.

L'opera è stata, perciò, progettata e sarà realizzata in conformità alle suddette Leggi ed in conformità alla normalizzazione interna SNAM gasdotti, che recepisce i contenuti i contenuti delle seguenti specifiche tecniche nazionali ed internazionali:

Materiali

Strumentazione e sistemi di controllo

API RP-520 Part. 1/1993 Dimensionamento delle valvole di sicurezza

API RP-520 Part. 2/1988 Dimensionamento delle valvole di sicurezza

Sistemi elettrici

CEI 64-8/1992 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V

\$

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 6 di 30	Rev.
	0

CEI 64-2 (Fasc.1431)/1990	Impianti elettrici utilizzatori nei luoghi con pericolo di esplosione
CEI 81-1 (Fasc.1439)/1990	Protezione di strutture contro i fulmini
Impiantistica e Tubazioni	
ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems (solo per applicazioni specifiche es. fornitura trappole bidirezionali)
ASME B1.1/1989	Unified inch Screw Threads
ASME B1.20.1/1992	Pipe threads, general purpose (inch)
ASME B16.5/1988+ADD.92	Pipe flanges and flanged fittings
ASME B16.9/1993	Factory-made Wrought Steel Buttwelding Fittings
ASME B16.10/1986	Face-to-face and end-to-end dimensions valves
ASME B16.21/1992	Non metallic flat gaskets for pipe flanges
ASME B16.25/1968	Buttwelding ends
ASME B16.34/1988	Valves-flanged, and welding end..
ASME B16.47/1990+Add.91	Large Diameters Steel Flanges
ASME B18.21/1991+Add.91	Square and Hex Bolts and screws inch Series
ASME B18.22/1987	Square and Hex Nuts
MSS SP44/1990	Steel Pipeline Flanges
MSS SP75/1988	Specification for High Test Wrought Buttwelding Fittings
MSS SP6/1990	Standard finishes contact faces of pipe flanges
API Spc. 1104	Welding of pipeline and related facilities
API 5L/1992	Specification for line pipe
EN 10208-2/1996	Steel pipes for pipelines for combustible fluids
API 6D/1994	Specification for pipeline valves, and closures, connectors and swivels
ASTM A 193	Alloy steel and stainless steel-bolting materials
ASTM A 194	Carbon and alloy steel nuts for bolts for high pressure
ASTM A 105	Standard specification for "forging, carbon steel for piping components"
ASTM A 216	Standard specification for "carbon steel casting suitable for fusion welding for high temperature service"
ASTM A 234	Piping fitting of wrought carbon steel and alloy steel for moderate and elevate temperatures

§

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 7 di 30	Rev.
	0

ASTM A 370	Standard methods and definitions for “mechanical testing of steel products”
ASTM A 694	Standard specification for “forging, carbon and alloy steel, for pipe flanges, fitting, valves, and parts for high pressure transmission service”
ASTM E 3	Preparation of metallographic specimens
ASTM E 23	Standard methods for notched bar impact testing of metallic materials
ASTM E 92	Standard test method for vickers hardness of metallic materials
ASTM E 94	Standards practice for radiographic testing
ASTM E 112	Determining average grain size
ASTM E 138	Standards test method for Wet Magnetic Particle
ASTM E 384	Standards test method for microhardness of materials
ISO 898/1	Mechanical properties for fasteners – part 1 – bolts, screws and studs
ISO 2632/2	Roughness comparison specimens – part 2 : spark-eroded, shot blasted and grit blasted, polished
ISO 6892	Metallic materials – tensile testing
ASME Sect. V	Non-destructive examination
ASME Sect. VIII	Boiler and pressure vessel code
ASME Sect. IX	Boiler construction code-welding and brazing qualification
CEI 15-10	Norme per “Lastre di materiali isolanti stratificati a base di resine termoindurenti”
ASTM D 624	Standard method of tests for tear resistance of vulcanised rubber
ASTM E 165	Standard practice for liquid penetrant inspection method
ASTM E 446	Standard reference radiographs for steel castings up to 2” in thickness
ASTM E 709	Standard recommended practice for magnetic particle examination

Sistema di Protezione Anticorrosiva

ISO 8501-1/1988	Preparazione delle superfici di acciaio prima di applicare vernici e prodotti affini. Valutazione visiva del grado di pulizia della superficie – parte 1: gradi di arrugginimento e gradi di preparazione di superfici di acciaio non trattate e superfici di acciaio dalle quali è stato rimosso un rivestimento precedente
-----------------	---

5

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 8 di 30	Rev.
	0

UNI 5744-66/1986	Rivestimenti metallici protettivi applicati a caldo (rivestimenti di zinco ottenuti per immersione su oggetti diversi fabbricati in materiale ferroso)
UNI 9782/1990	Protezione catodica di strutture metalliche interrato – criteri generali per la misurazione, la progettazione e l’attuazione
UNI 9783/1990	Protezione catodica di strutture metalliche interrato – interferenze elettriche tra strutture metalliche interrato
UNI 10166/1993	Protezione catodica di strutture metalliche interrato – posti di misura
UNI 10167/1993	Protezione catodica di strutture metalliche interrato – dispositivi e posti di misura
UNI CEI 5/1992	Protezione catodica di strutture metalliche interrato – misure di corrente
UNI CEI 6/1992	Protezione catodica di strutture metalliche interrato – misure di potenziale
UNI CEI 7/1992	Protezione catodica di strutture metalliche interrato – misure di resistenza elettrica

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 9 di 30	Rev.
	0

3 CRITERI DI SCELTA DEL TRACCIATO

3.1 Generalità

L'opera in progetto è ubicata a nord-ovest della città di Taranto, in prossimità del suo polo industriale.

Il tracciato, lungo complessivamente 4,870 km , presenta un andamento nord-sud e collega l'impianto di riduzione di Taranto lungo il metanodotto Potenziamento derivazione per Taranto DN 500 (20"), ubicato in "località Zuccherò" in prossimità della Stazione ferroviaria di Bellavista, con il costruendo impianto ENI Divisione R&M.

La scelta del tracciato è stata fortemente condizionata dalla intensa urbanizzazione derivante dagli impianti industriali presenti nell'area, dai manufatti e dalle condotte ad essi collegati.

La nuova condotta è stata pertanto ubicata, per la gran parte del suo tracciato, in adiacenza a infrastrutture esistenti quali strade e ferrovie.

3.2 Criteri progettuali di base

Nell'ambito della direttrice di base individuata, l'intero tracciato di progetto è stato definito nel rispetto di quanto disposto dal DM del 24.11.84 "Norme di sicurezza per il trasporto del gas naturale" e successive modifiche, della legislazione vigente (norme di attuazione dei PRG e vincoli paesaggistici, ambientali, archeologici, ecc. - vedi cap. 8) e della normativa tecnica relativa alla progettazione di queste opere (vedi cap. 3), applicando i seguenti criteri di buona progettazione:

- individuare il tracciato in base alla possibilità di ripristinare le aree attraversate riportandole alle condizioni morfologiche e di uso del suolo preesistenti l'intervento, minimizzando l'impatto sull'ambiente;
- transitare il più possibile in zone a destinazione agricola, evitando l'attraversamento di aree comprese in piani di sviluppo urbanistico e/o industriale;
- evitare zone franose o suscettibili di dissesto idrogeologico;
- evitare, ove possibile, le aree di rispetto delle sorgenti e dei pozzi captati ad uso idropotabile;
- interessare il meno possibile zone boscate e zone di colture pregiate;
- evitare, ove possibile, zone paludose e terreni torbosi;
- minimizzare il numero di attraversamenti fluviali realizzandoli in subalveo ed in zone che offrano sicurezza per la stabilità della condotta, prevedendo le necessarie opere di ripristino e di regimazione idraulica;
- ridurre al minimo i vincoli alle proprietà private determinati dalla servitù di metanodotto, utilizzando, per quanto possibile, i corridoi di servitù già costituiti da altre infrastrutture esistenti (metanodotti, canali, strade ecc.);
- garantire al personale preposto all'esercizio ed alla manutenzione la possibilità di accedere ed operare sugli impianti in sicurezza.

§

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 10 di 30	Rev.
	0

Nella definizione di ogni tracciato vengono, così, analizzate e studiate tutte le situazioni particolari, siano esse di origine naturale oppure di natura antropica, che potrebbero rappresentare delle criticità sia per la realizzazione e la successiva gestione dell'opera, sia per l'ambiente in cui la stessa si inserisce.

3.3 Definizione del tracciato

In dettaglio, alla definizione del nuovo tracciato si è giunti dopo aver proceduto ad eseguire le seguenti operazioni:

- individuazione del tracciato di massima in planimetria 1:10.000;
- acquisizione delle carte geologiche per classificare, lungo il tracciato prescelto, i litotipi presenti ed individuare le eventuali zone sensibili;
- acquisizione della cartografia tematica e dei dati sulle caratteristiche ambientali (es. vegetazione, uso del suolo, ecc.);
- reperimento della documentazione inerente i vincoli (ambientali, archeologici, ecc.) per individuare le zone tutelate;
- acquisizione dei PRG dei comuni attraversati per delimitare le zone di espansione;
- reperimento di informazioni concernenti eventuali opere pubbliche future (strade, ferrovie, bacini idrici, ecc.);
- informazioni e verifiche preliminari presso Enti Locali (es.: Comuni, Consorzi);
- individuazione alla luce delle informazioni e delle documentazioni raccolte, del tracciato di dettaglio su una planimetria 1:5.000 che tenga conto dei vincoli presenti nel territorio;
- effettuazione di sopralluoghi lungo la linea e verifica del tracciato anche dal punto di vista dell'uso del suolo e delle problematiche locali (attraversamenti particolari, tratti difficoltosi, ecc.);
- picchettamento della linea sulla base delle osservazioni scaturite dai sopralluoghi; individuazione dei servizi (acquedotti, reti fognarie, cavi telefonici, ecc.) interessati dal tracciato e dei relativi enti di competenza.

In particolare, la ricognizione geologica lungo il tracciato ha dato modo di acquisire le necessarie conoscenze su:

- situazione geologica e geomorfologica del tracciato;
- stabilità delle aree attraversate;
- scavabilità dei terreni;
- presenza di falda;
- presenza di aree da investigare con indagini geognostiche;
- modalità tecnico-operative di esecuzione dell'opera.

In corrispondenza di zone particolari (corsi d'acqua, strade e linee ferroviarie, impianti agricoli) sono stati effettuati specifici sopralluoghi volti alla definizione dei principali parametri progettuali:

- la larghezza della pista di lavoro;
- la sezione dello scavo;
- la necessità di appesantimento della condotta;
- le modalità di montaggio;
- la tipologia dei ripristini.

§

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 11 di 30	Rev.
	0

3.4 Descrizione del tracciato

Il tracciato in progetto è rappresentato, in dettaglio, nelle allegate planimetrie in scala 1:5000 (Dis. LB-D-81003 "Planimetria Generale", l'elenco degli attraversamenti delle infrastrutture e dei corsi d'acqua è riportato nella Tabella 3.4/A.

L'opera, lunga complessivamente 4,870 km, ha origine dall'esistente impianto di riduzione di Taranto, in località Masseria Zuccherò, in prossimità della Stazione Bellavista e, sviluppandosi interamente nel territorio del Comune di Taranto, termina all'interno del polo industriale di Taranto, a est della raffineria, dove è prevista la realizzazione di un impianto PIDA.

Dal punto iniziale, la condotta si dirige inizialmente verso sud-est per poi attraversare il fascio di binari della linea Bari-Taranto in prossimità della Stazione Bellavista, deviando quindi verso sud-ovest.

Attraversata la ferrovia, il tracciato interseca una strada in costruzione su viadotto e, passando tra le pile, la supera per attraversare e porsi in stretto parallelismo con una stradina che costeggia lo stabilimento ILVA.

Raggiunto il "2° Canale di scarico ILVA", la condotta lo attraversa, tramite tecnologia trenchless, in corrispondenza dell'attraversamento dell'oleodotto "Montealpi-Taranto".

Proseguendo, il tracciato attraversa la ferrovia Taranto-Reggio Calabria e la SS n.106 quindi, deviando decisamente verso sud, si pone in parallelismo a quest'ultima attraversando una linea ferroviaria dell'ILVA e, dopo aver percorso un lungo tratto rettilineo, il "1° Canale di scarico ILVA" e successivamente la ferrovia Taranto-Reggio Calabria.

Superata la ferrovia, il tracciato devia decisamente verso est attraversando ancora la SS n.106 per porsi in parallelismo alla linea ferroviaria Bari-Taranto che attraversa subito prima di raggiungere il punto terminale previsto presso l'impianto in progetto.

5

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 12 di 30	Rev.
	0

Tab. 3.4/A: Tracciato di progetto – Attraversamenti infrastrutture e corsi d'acqua principali

Progr.km	Provincia	Comune	Rete viaria	Corsi d'acqua
0,000	Taranto	Taranto		
0,325			Fascio binari stazione Bellavista	
0,525			Strada ASI (in costruzione)	
1,335				2° Canale di scarico ILVA
1,450			Ferrovia ILVA (smantellata)	
1,710			Strada Autorità Portuale (in progetto)	
1,755			Ferrovia TA-RC 1° attraversamento	
1,800			1° attr. SS n.106	
2,030			Ferrovia ILVA	
3,105				1° Canale di scarico ILVA
3,130				1° Canale di scarico ILVA
3,885			Ferrovia TA-RC 2° attraversamento	
4,025			2° attr. SS n.106	
4,840			Ferrovia BA - TA	

§

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 13 di 30	Rev.
	0

4 DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'OPERA

L'opera in oggetto, progettata per il trasporto di gas naturale con densità $0,72 \text{ kg/m}^3$ in condizioni standard ad una pressione massima di progetto di 75 bar, sarà costituita da una condotta, formata da tubi in acciaio collegati mediante saldatura (linea), che rappresentano l'elemento principale del sistema di trasporto in progetto e da una serie di impianti che, oltre a garantire l'operatività della struttura, realizzano l'intercettazione della condotta in accordo alla normativa vigente.

- Linea:
 - condotta interrata della lunghezza complessiva di 4,870 km;
- Impianti di linea:
 - n. 4 punti di intercettazione di linea (PIL);
 - n. 2 punti di intercettazione di derivazione importante (PIDI);
 - n. 1 punto di intercettazione con discaggio di allacciamento (PIDA)

Gli standard costruttivi dell'opera in progetto sono allegati alla presente relazione (vedi Disegni tipologici di progetto).

4.1 Linea

4.1.1 Tubazioni

Le tubazioni impiegate saranno in acciaio di qualità e rispondenti a quanto prescritto al punto 2.1 del DM 24.11.84, con carico unitario al limite di allungamento totale pari a 358 N/mm^2 , corrispondente alle caratteristiche della classe EN L360 MB.

I tubi, collaudati singolarmente dalle industrie che li producono, avranno una lunghezza media di 12 m, saranno smussati e calibrati alle estremità per permettere la saldatura elettrica di testa ed avranno un diametro nominale pari a DN 400 (16").

Le curve saranno ricavate da tubi piegati a freddo con raggio di curvatura pari a 40 diametri nominali, oppure prefabbricate con raggio di curvatura pari a 7 diametri nominali.

§

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 14 di 30	Rev.
	0

In corrispondenza degli attraversamenti delle linee ferroviarie e delle strade principali (provinciali e comunali), il gasdotto sarà collocato in una tubazione di maggior diametro (tubo di protezione) avente le seguenti caratteristiche:

- Diametro nominale: DN 550 (22")
- Spessore: 8,7 mm
- Materiale: acciaio di qualità (EN L360 NB/MB)

Tutti gli attraversamenti saranno concordati con gli Enti interessati (Ferrovie, Genio Civile, ecc.).

La condotta verrà, di norma, interrata con una copertura pari 1,5 m . Quando prescritto dalla normativa vigente o ritenuto opportuno, saranno poste in opera, a protezione della condotta, cunicoli in cemento armato od altri manufatti equivalenti.

Appositi pilastrini e cartelli di segnalazione aerea individueranno il tracciato del gasdotto, allo scopo di facilitare i periodici controlli da parte del personale addetto alla sorveglianza e alla manutenzione.

4.1.2 Materiali

Per il calcolo degli spessori di linea della tubazione è stato adottato il coefficiente di sicurezza minimo rispetto al carico unitario al limite di allungamento totale (carico di snervamento) pari a $K = 1,75$.

4.1.3 Protezione anticorrosiva

La condotta sarà protetta da:

- una protezione passiva esterna costituita da un rivestimento di nastri adesivi in polietilene estruso ad alta densità, applicato in fabbrica, dello spessore di 2 mm ed un rivestimento interno in vernice epossidica. I giunti di saldatura saranno rivestiti in linea con fasce termorestringenti;
- una protezione attiva (catodica) attraverso un sistema di correnti impresse con apparecchiature poste lungo la linea che rende il metallo della condotta elettricamente più negativo rispetto all'elettrolito circostante (terreno, acqua, ecc.).

La protezione attiva viene realizzata contemporaneamente alla posa del metanodotto collegandolo ad uno o più impianti di protezione catodica costituiti da apparecchiature che, attraverso circuiti automatici, provvedono a mantenere il potenziale della condotta più negativo o uguale a -1 V rispetto all'elettrodo di riferimento Cu-CuSO₄ saturo.

4.1.4 Fascia di asservimento

La costruzione ed il mantenimento di un metanodotto sui fondi altrui sono legittimati da una servitù il cui esercizio, lasciate inalterate le possibilità di sfruttamento agricolo di questi fondi, limita l'edificazione nell'ambito di una fascia di asservimento a cavallo della condotta (servitù non aedificandi).

§

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 15 di 30	Rev.
	0

L'ampiezza di tale fascia (vedi Dis. LC-D-83300) varia in rapporto al diametro ed alla pressione di esercizio del metanodotto in accordo alle vigenti normative di legge: nel caso dell'opera in oggetto è prevista una fascia di asservimento di 40 m (20 m per parte).

4.2 Impianti di linea

In accordo alla normativa vigente (DM 24.11.84 e successive modifiche), la condotta sarà sezionabile in tronchi mediante apparecchiature di intercettazione (valvole) denominate:

- Punto di intercettazione di linea (PIL), che ha la funzione di sezionare la condotta, ossia di interrompere il flusso del gas.
- Punto di intercettazione di derivazione importante (PIDI), che, oltre a sezionare la condotta, ha la funzione di consentire sia l'interconnessione con altre condotte sia l'alimentazione di condotte derivate dalla linea principale;
- Punto di intercettazione con discaggio di allacciamento (PIDA), che oltre alla funzione di sezionare la condotta, consente l'allacciamento con l'utente.

Gli impianti di linea sono costituiti da tubazioni e da valvole di intercettazione sia interrate che aeree, e da apparecchiature per la protezione elettrica della condotta. In corrispondenza degli attraversamenti di linee ferroviarie, le valvole di intercettazione, in conformità alle vigenti norme (DM 10.08.04), devono comunque essere poste a cavallo di ogni attraversamento ad una distanza fra loro non superiore a 1000 m .

Gli impianti di linea, ubicati in prossimità della viabilità ordinaria, saranno collegati ad essa tramite accessi carrabili.

Tutti gli impianti sopra descritti sono recintati con pannelli in grigliato di ferro zincato alti 2 m dal piano impianto e fissati, tramite piantana in acciaio, su cordolo di calcestruzzo armato rilevato di circa 30 cm sul piano campagna.

L'ubicazione degli impianti (vedi tab. 4.2/A) è indicata sull'allegata planimetria in scala 1:5000 (vedi Dis. LB-D-81003 "Planimetria Generale"), i particolari di progetto sono riportati nei disegni tipologici allegati.

5

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 16 di 30	Rev.
	0

Tab. 4.2/A: Ubicazione degli impianti di linea

Prog.va km	Provincia	Comune	Impianto	Sup. m ²	Strade di accesso m
0,000	Taranto	Taranto			
0,000			PIDI n.1	19	-
0,915			PIL n.2	19	-
1,870			PIL n.3	19	-
2,110			PIL n.4	19	-
3,370			PIL n.5	19	40
3,935			PIDI n.6	47	70
4,870			PIDA n.7	25	-

4.3 Manufatti (opere complementari)

Lungo il tracciato del gasdotto, in genere, vengono realizzati, in corrispondenza di punti particolari quali: attraversamenti di corsi d'acqua, strade, ecc., interventi che, assicurando la stabilità dei terreni, garantiscano anche la sicurezza della tubazione. Nel caso in esame, in considerazione della situazione morfologica e della tipologia di attraversamento delle infrastrutture, non è previsto alcun tipo di intervento.

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 17 di 30	Rev.
	0

5 FASI DI REALIZZAZIONE DELL'OPERA

5.1 Fasi di costruzione

La realizzazione dell'opera prevede l'esecuzione di fasi sequenziali di lavoro che permettono di contenere le operazioni in un tratto limitato della linea di progetto, avanzando progressivamente nel territorio.

Le operazioni di montaggio della condotta in progetto si articolano nella seguente serie di fasi operative.

5.1.1 Realizzazione di infrastrutture provvisorie

Con il termine di "infrastrutture provvisorie" si intendono le piazzole di stoccaggio per l'accatastamento delle tubazioni, della raccorderia, ecc.

Dette piazzole verranno realizzate a ridosso di strade percorribili dai mezzi adibiti al trasporto dei materiali. La realizzazione delle stesse, previo scotico e accantonamento dell'humus superficiale, consiste nel livellamento del terreno.

Si eseguiranno, ove non già presenti, accessi provvisori dalla viabilità ordinaria per permettere l'ingresso degli autocarri alle piazzole stesse.

In fase di progetto è stata individuata una piazzola provvisoria di stoccaggio, ubicata in prossimità del km 4,300, con una superficie di 1500 m².

5.1.2 Apertura dell'area di passaggio

Le operazioni di scavo della trincea e di montaggio della condotta richiederanno l'apertura di una fascia di lavoro, denominata "area di passaggio". Questa fascia dovrà essere il più continua possibile ed avere una larghezza tale, da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio e di soccorso.

Nelle aree occupate da vegetazione arbustiva e colture arboree (vigneti, frutteti, ecc.), l'apertura della fascia di lavoro comporterà il taglio delle piante e la rimozione delle ceppaie.

Nelle aree agricole sarà garantita la continuità funzionale di eventuali opere di irrigazione e drenaggio ed in presenza di colture arboree si provvederà, ove necessario, all'ancoraggio provvisorio delle stesse.

In questa fase si opererà anche lo spostamento di pali di linee elettriche e/o telefoniche ricadenti nella fascia di lavoro.

L'*area di passaggio normale* avrà una larghezza complessiva pari a 19 m (vedi Dis. LC-D-83301) e dovrà soddisfare i seguenti requisiti:

- sul lato sinistro dell'asse picchettato, una fascia continua della larghezza di circa 8 m per il deposito del materiale di scavo della trincea;
- sul lato opposto, una fascia della larghezza di circa 11 m dall'asse picchettato per consentire:
 - l'assiemaggio della condotta;

§

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 18 di 30	Rev.
	0

- il passaggio dei mezzi occorrenti per l'assiemaggio, il sollevamento e la posa della condotta e per il transito dei mezzi adibiti al trasporto del personale, dei rifornimenti e dei materiali e per il soccorso.

In corrispondenza di attraversamenti di aree destinate a colture specializzate ed in zone boscate in genere, ove comunque non sussistano condizioni morfologiche tali da impedire lo svolgimento dei lavori nel rispetto del DLgs 494/96 (prescrizioni minime di sicurezza e di salute da osservare nei cantieri temporanei o mobili), si potrà ridurre la larghezza della fascia di lavoro, rinunciando alla parte di pista destinata al sorpasso dei mezzi operativi ed al transito dei mezzi di servizio e di soccorso. In tal caso la larghezza dell'*area di passaggio ristretta* potrà, per brevi tratti, essere ridotta, rispettivamente, ad un minimo di 16 m (vedi Dis. LC-D-83301).

In corrispondenza degli attraversamenti di infrastrutture (strade, metanodotti in esercizio, ecc.), di corsi d'acqua e di aree particolari (imbocchi trivellazioni, impianti di linea), l'ampiezza della fascia di lavoro sarà superiore ai valori sopra riportati per evidenti esigenze di carattere esecutivo ed operativo.

L'ubicazione dei tratti in cui si renderà necessario l'ampliamento della fascia di lavoro è riportata sull'allegata planimetria in scala 1:5000 (vedi Dis. LB-D-81003 "Planimetria Generale"), mentre la stima delle relative superfici interessate è riportata in tabella 5.1/A.

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 19 di 30	Rev.
	0

Tab. 5.1/A: Ubicazione dei tratti di allargamento della fascia di lavoro

Progr.va km	Comune	Sup.m ²	Motivazione
0,000	Brindisi		
0,000-0,035		900	Attraversamento condotte esistenti
0,240-0,260		200	Area lavoro per trivellazione ferrovia
0,365-0,380		200	Area lavoro per trivellazione ferrovia
0,895-0,930		400	Realizzazione PIL n.2
1,185-1,205		1000	Area di lavoro per TOC
1,495-1,510		1000	Area di lavoro per TOC
1,730-1,745		200	Area lavoro per trivellazione ferrovia
1,780-1,795		200	Area lavoro per trivellazione ferrovia e strada
1,850-1,890		400	Realizzazione PIL n.3
2,000-2,215		200	Area lavoro per trivellazione ferrovia
2,040-2,065		200	Area lavoro per trivellazione ferrovia
2,090-2,130		400	Realizzazione PIL n.4
3,030-3,040		1000	Area di lavoro per TOC
3,290-3,305		1000	Area di lavoro per TOC
3,360-3,385		400	Realizzazione PIL n.5
3,415-3,440		200	Attraversamento strada
3,485-3,515		200	Attraversamento strada
3,865-3,880		200	Area lavoro per trivellazione ferrovia
3,890-3,910		200	Area lavoro per trivellazione ferrovia
3,930-3,955		400	Realizzazione PIDI n.6
4,000-4,010		200	Area lavoro per trivellazione strada
4,070-4,085		200	Area lavoro per trivellazione strada
4,810-4,835		200	Area lavoro per trivellazione ferrovia
4,850-4,870		400	Realizzazione PIDA n.7

Prima dell'apertura dell'area di passaggio sarà eseguito, ove necessario, l'accantonamento dello strato unico superficiale a margine della fascia di lavoro per riutilizzarlo in fase di ripristino.

In questa fase verranno realizzate le opere provvisorie, come tombini, guadi o quanto altro serve per garantire il deflusso naturale delle acque.

I mezzi utilizzati saranno, in prevalenza, cingolati: ruspe, escavatori e pale caricatori. L'accessibilità alla fascia di lavoro sarà normalmente assicurata dalla viabilità ordinaria che, durante l'esecuzione dell'opera, subirà unicamente un aumento del traffico dovuto ai soli mezzi dei servizi logistici.

I mezzi adibiti alla costruzione invece utilizzeranno l'area di passaggio messa a disposizione per la realizzazione dell'opera.

§

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 20 di 30	Rev.
	0

5.1.2 Sfilamento dei tubi lungo l'area di passaggio

L'attività consiste nel trasporto dei tubi dalle piazzole di stoccaggio ed al loro posizionamento lungo la fascia di lavoro, predisponendoli testa a testa per la successiva fase di saldatura.

Per queste operazioni, verranno utilizzati trattori posatubi (sideboom) e mezzi cingolati adatti al trasporto delle tubazioni.

5.1.3 Saldatura di linea

I tubi saranno collegati mediante saldatura ad arco elettrico e l'accoppiamento sarà eseguito mediante accostamento di testa di due tubi, in modo da formare, ripetendo l'operazione più volte, un tratto di condotta.

I tratti di tubazioni saldati saranno temporaneamente disposti parallelamente alla traccia dello scavo, appoggiandoli su appositi sostegni in legno per evitare il danneggiamento del rivestimento esterno.

I mezzi utilizzati in questa fase saranno essenzialmente trattori posatubi, motosaldatrici e compressori ad aria.

5.1.4 Controlli non distruttivi delle saldature

Le saldature saranno tutte sottoposte a controlli non distruttivi.

5.1.5 Scavo della trincea

Lo scavo destinato ad accogliere la condotta sarà aperto con l'utilizzo di macchine escavatrici adatte alle caratteristiche morfologiche e litologiche del terreno attraversato (escavatori in terreni sciolti, martelloni in roccia).

Le dimensioni standard della trincea sono riportate nei Disegni tipologici di progetto.

Il materiale di risulta dello scavo verrà depositato lateralmente allo scavo stesso, lungo la fascia di lavoro, per essere riutilizzato in fase di rinterro della condotta. Tale operazione sarà eseguita in modo da evitare la miscelazione del materiale di risulta con lo strato humico, accantonato nella fase di apertura della fascia di lavoro.

5.1.6 Rivestimento dei giunti

Al fine di realizzare la continuità del rivestimento in polietilene, costituente la protezione passiva della condotta, si procederà a rivestire i giunti di saldatura con apposite fasce termorestringenti.

Il rivestimento della condotta sarà quindi interamente controllato con l'utilizzo di un'apposita apparecchiatura a scintillio (holiday detector) e, se necessario, saranno eseguite le riparazioni con l'applicazione di mastice e pezze protettive.

È previsto l'utilizzo di trattori posatubi per il sollevamento della colonna.

§

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 21 di 30	Rev.
	0

5.1.7 Posa della condotta

Ultimata la verifica della perfetta integrità del rivestimento, la colonna saldata sarà sollevata e posata nello scavo con l'impiego di trattori posatubi (sideboom).

Nel caso in cui il fondo dello scavo presenti asperità tali da poter compromettere l'integrità del rivestimento, sarà realizzato un letto di posa con materiale inerte (sabbia, ecc.).

5.1.8 Rinterro della condotta

La condotta posata sarà ricoperta utilizzando totalmente il materiale di risulta accantonato lungo la fascia di lavoro all'atto dello scavo della trincea.

A conclusione delle operazioni di rinterro si provvederà, altresì, a ridistribuire sulla superficie il terreno vegetale accantonato.

5.1.9 Realizzazione degli attraversamenti

Gli attraversamenti di corsi d'acqua e delle infrastrutture vengono realizzati con piccoli cantieri, che operano contestualmente all'avanzamento della linea.

Le metodologie realizzative previste sono diverse e, in sintesi, possono essere così suddivise:

- attraversamenti privi di tubo di protezione;
- attraversamenti con messa in opera di tubo di protezione;
- attraversamento tramite TOC.

Gli attraversamenti privi di tubo di protezione sono realizzati, di norma, per mezzo di scavo a cielo aperto.

La seconda tipologia di attraversamento può essere realizzata per mezzo di scavo a cielo aperto o con l'impiego di apposite attrezzature spingitubo (trivelle).

La scelta del sistema dipende da diversi fattori quali: profondità di posa, presenza di acqua o di roccia, intensità del traffico, eventuali prescrizioni dell'ente competente, ecc. I mezzi utilizzati sono scelti in relazione all'importanza dell'attraversamento stesso. Le macchine operatrici fondamentali (trattori posatubi ed escavatori) sono sempre presenti ed a volte coadiuvate da mezzi particolari, quali spingitubo, trivelle, ecc.

Attraversamenti privi di tubo di protezione

Sono realizzati, per mezzo di scavo a cielo aperto, in corrispondenza di piccoli corsi d'acqua, di strade comunali e campestri (vedi Dis. LC-D-83326 e LC-D-83323).

Per tali attraversamenti si procede normalmente alla preparazione fuori opera del cosiddetto "cavallotto", che consiste nel piegare e quindi saldare le barre secondo la configurazione geometrica di progetto. Il "cavallotto" viene poi posato nella trincea appositamente predisposta e quindi rinterrato.

Attraversamenti con tubo di protezione

Gli attraversamenti di ferrovie, strade provinciali e statali e di particolari servizi interrati (collettori fognari, ecc.) sono realizzati, in accordo alla normativa vigente, con tubo di protezione (vedi Diss. LC-D-83320 e LC-D-83322).

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 22 di 30	Rev.
	0

Qualora si operi con scavo a cielo aperto, la messa in opera del tubo di protezione avviene, analogamente ai normali tratti di linea, mediante le operazioni di scavo, posa e rinterro della tubazione.

Qualora si operi con trivella spingitubo, la messa in opera del tubo di protezione comporta le seguenti operazioni:

- scavo della postazione di spinta;
- impostazione dei macchinari e verifiche topografiche;
- esecuzione della trivellazione mediante l'avanzamento del tubo di protezione, spinto da martinetti idraulici, al cui interno agisce solidale la trivella dotata di coclee per lo smarino del materiale di scavo.

In entrambi i casi, contemporaneamente alla messa in opera del tubo di protezione, si procede, fuori opera, alla preparazione del cosiddetto "sigaro". Questo è costituito dal tubo di linea, a cui si applicano alcuni collari distanziatori che facilitano le operazioni di inserimento e garantiscono nel tempo un adeguato isolamento elettrico della condotta. Il "sigaro" viene poi inserito nel tubo di protezione e collegato alla linea.

Una volta completate le operazioni di inserimento, saranno applicati, alle estremità del tubo di protezione, i tappi di chiusura con fasce termorestringenti.

In corrispondenza di una o di entrambe le estremità del tubo di protezione, in relazione alla lunghezza dell'attraversamento ed al tipo di servizio attraversato, è collegato uno sfiato. Lo sfiato, munito di una presa per la verifica di eventuali fughe di gas e di un apparecchio tagliafiamma, è realizzato utilizzando un tubo di acciaio DN 80 (3") con spessore di 2,90 mm.

La presa è applicata a 1,50 m circa dal suolo, l'apparecchio tagliafiamma è posto all'estremità del tubo di sfiato, ad un'altezza non inferiore a 2,50 m.

In corrispondenza degli sfiati, sono posizionate piantane, alle cui estremità sono sistemate le cassette contenenti i punti di misura della protezione catodica.

Attraversamenti con TOC

Gli attraversamenti dei due canali di scarico dell'ILVA, della lunghezza rispettivamente di 290 e 250 metri, saranno eseguiti utilizzando la tecnologia della trivellazione orizzontale controllata (TOC), dopo aver verificato i risultati di una mirata campagna geognostica che ne garantisca la fattibilità.

Con tale tecnologia, la realizzazione della perforazione e l'installazione della tubazione si articolano come segue:

- esecuzione di un foro pilota di piccolo diametro con una trivella infissa (senza rotazione) da una batteria di aste di perforazione collegate alla apparecchiatura di spinta. In questa fase viene anche periodicamente fatto avanzare, con un'azione contemporanea di spinta e rotazione, concentricamente all'asta pilota un tubo guida di rivestimento (detto "wash pipe") che incrementa il diametro del foro, riduce l'attrito, facilita la guida ed evita il bloccaggio dell'asta pilota;
- collegamento, in corrispondenza del punto di uscita della trivella, del tubo di rivestimento con il "treno di alesaggio" e con la condotta già assemblata;
- alesaggio e tiro della condotta fino a posa ultimata; in relazione al diametro della condotta ed alle caratteristiche dei terreni interessati questa fase può essere preceduta da un alesaggio preliminare.

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 23 di 30	Rev.
	0

In dettaglio si possono individuare le seguenti fasi operative:

- 1 Preparazione e delimitazione dell'area di cantiere ed opere provvisorie**
delimitazione delle aree ed accantonamento dell'humus, scavi di sbancamento per la postazione del "rig", stoccaggio di materiali ed attrezzature.
- 2 Prefabbricazione della stringa di varo**
accoppiamento e saldatura dei tubi, controlli non distruttivi sulle saldature e rivestimento delle saldature, precolloido idraulico delle stringa di varo.
- 3 Installazione delle apparecchiature di scavo**
"rig" di perforazione, cabina di comando, sistema di controllo direzionale, generatore, approvvigionamento tubo pilota, tubo guida ecc.
- 4 Installazione dell'impianto per la preparazione ed il recupero dei fanghi bentonitici**
- 5 Esecuzione del foro pilota**
Installazione dell'asta pilota e del tubo-guida, verifiche sulla conformità geometrica con il profilo di progetto.
- 6 Esecuzione degli alesaggi**
Connessione del treno di alesaggio con l'estremità dell'asta pilota che ha raggiunto il foro di pilota.
- 7 Tiro-posa della condotta**
operazioni di alesaggio del foro pilota e tiro-posa della condotta lungo il profilo della perforazione.
- 8 Collegamenti alle estremità**
Saldature e controlli dei giunti di rivestimento con la "linea".
- 9 Ripristino dell'area di attraversamento**
smobilitazione cantiere, ripristino morfologico e ambientale delle aree in prossimità delle postazioni.

Fanghi di perforazione

Durante le fasi di esecuzione foro pilota, alesaggio e tiro-posa viene utilizzata una miscela bentonitica opportunamente dosata in funzione delle caratteristiche di addensamento del terreno da attraversare.

⌘

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 24 di 30	Rev.
	0

Tale miscela ha la funzione di:

- orientare la lancia a getti o il motore a fanghi;
- “spiazzare” il terreno di trivellazione;
- ridurre gli attriti durante le fasi di scavo;
- consentire il trasporto in superficie dei materiali di risulta in sospensione;
- mantenere le condizioni di stabilità del foro;
- ridurre gli attriti tra la condotta ed il terreno durante il tiro-posa.

La miscela bentonitica viene preparata in un'apposita unità di miscelazione ed immessa nel circuito tramite pompe sommerse. I fanghi di risulta, stoccati in vasche di sedimentazione, non vengono dispersi, ma possono essere riciclati e riutilizzati successivamente.

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 25 di 30	Rev.
	0

Trivellazioni orizzontale controllata

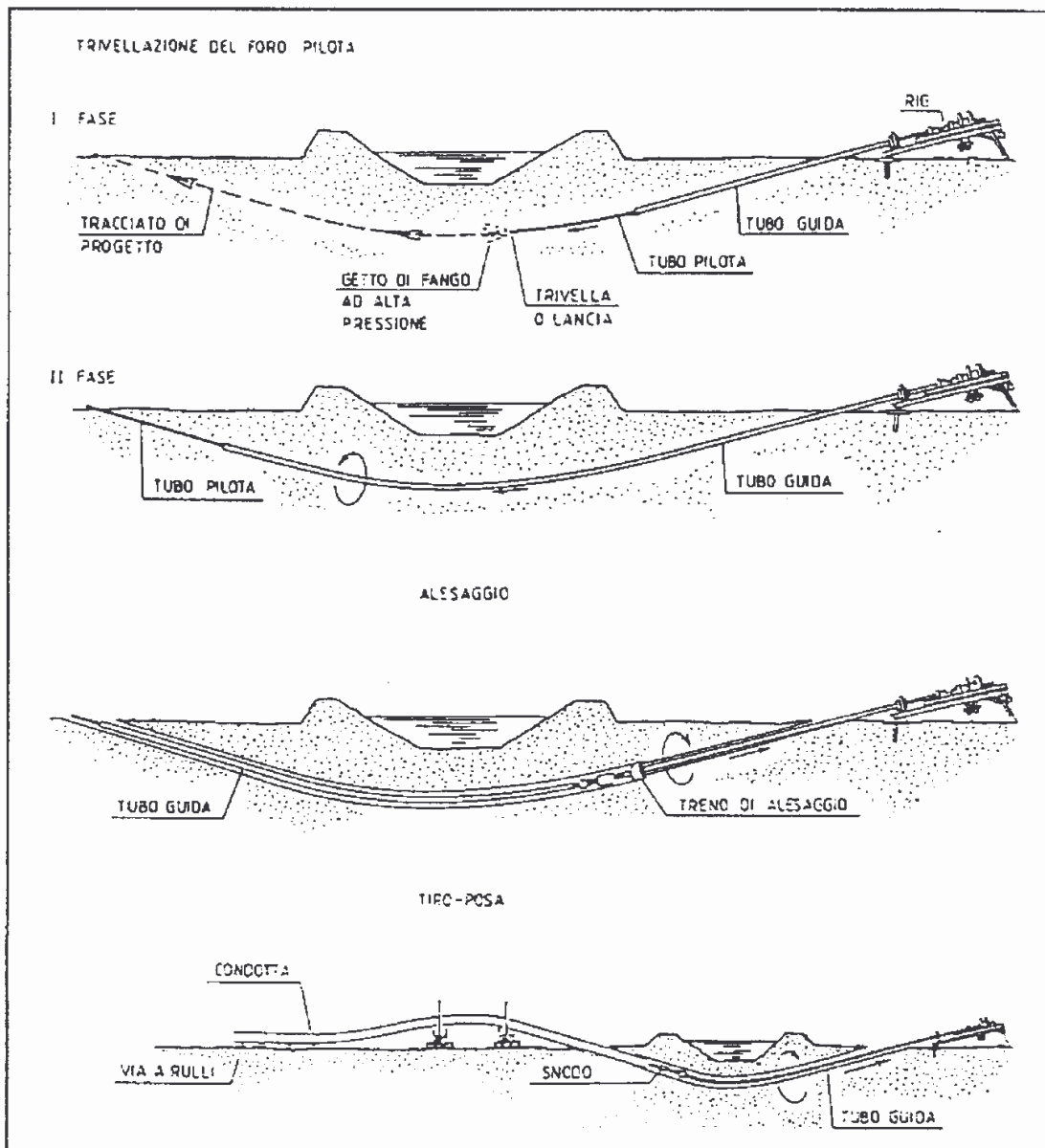


Figura 1 – Schema delle fasi operative della TOC

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 26 di 30	Rev.
	0

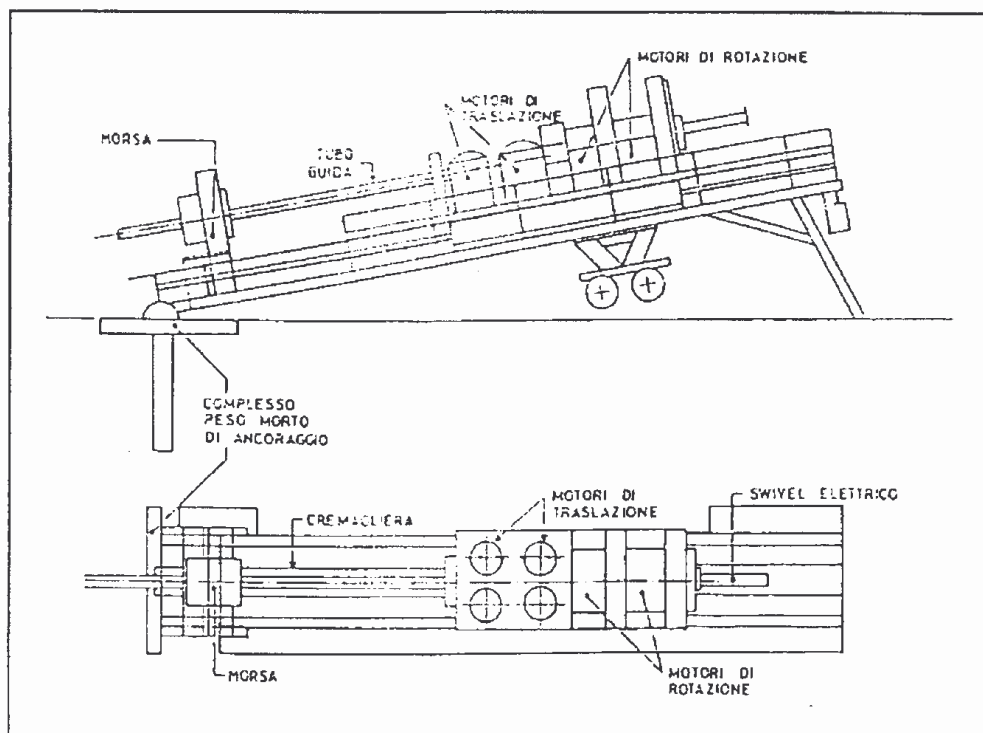


Figura 2 – Drill Rig

L'ubicazione delle principali infrastrutture e corsi d'acqua attraversati è riportata nell'allegata planimetria in scala 1:5000.

Le metodologie realizzative previste per l'attraversamento delle maggiori infrastrutture viarie e dei principali corsi d'acqua e lungo il tracciato del metanodotto in oggetto sono riassunte nella seguente tabella (vedi tab. 6.1/B).

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 27 di 30	Rev.
	0

Tab. 6.1/B: Modalità di attraversamento delle infrastrutture e dei corsi d'acqua principali

Progr. km	Comune	Rete viaria	Corsi d'acqua	Disegni tipologici	Modalità realizzativa
0,000	Taranto				
0,325		Fascio binari Stazione Bellavista		LC-16E-81111	In trivellazione con tubo di protezione
0,525		Strada ASI (in costruzione)		LC-8ED-81112	A cielo aperto con tubo di protezione
1,335			2° Canale di scarico ILVA	LC-13E-81113	TOC Senza tubo di protezione
1,450		Ferrovia ILVA (smantellata)		LC-13E-81113	TOC Senza tubo di protezione
1,710		Strada Autorità Portuale (in progetto)		LC-19E-81114	A cielo aperto con tubo di protezione
1,755		Ferrovia TA-RC		LC-19E-81114	In trivellazione con tubo di protezione
1,800		SS n.106		LC-19E-81114	In trivellazione con tubo di protezione
2,030		Ferrovia ILVA		LC-15E-81115	In trivellazione con tubo di protezione
3,105			Canale di scarico ILVA	LC-15E-81116	TOC Senza tubo di protezione
3,130			Canale di scarico ILVA	LC-15E-81116	TOC Senza tubo di protezione
3,885		Ferrovia TA-RC		LC-15E-81118	In trivellazione con tubo di protezione
4,025		SS n.106		LC-11E-81119	In trivellazione con tubo di protezione
4,840		Ferrovia BA-TA		LC-12E-81121	In trivellazione con tubo di protezione

5.1.10 Realizzazione degli impianti

La realizzazione degli impianti di linea consiste nel montaggio delle valvole sia interrate che aeree, dei relativi bypass e dei diversi apparati che li compongono. Le valvole interrate saranno messe in opera con lo stelo di manovra fuori terra per regolarne l'apertura e la chiusura della valvola.

Al termine dei lavori si procede al collaudo ed al collegamento degli impianti alla linea.

§

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 28 di 30	Rev.
	0

5.1.11 Collaudo idraulico, collegamento e controllo della condotta

A condotta completamente posata e collegata si procede al collaudo idraulico che è eseguito riempiendo la tubazione di acqua e pressurizzandola ad almeno 1,2 volte la pressione massima di esercizio, per una durata di 48 ore.

Le fasi di riempimento e svuotamento dell'acqua del collaudo idraulico sono eseguite utilizzando idonei dispositivi, comunemente denominati "pig", che vengono impiegati anche per operazioni di pulizia e messa in esercizio della condotta.

Queste attività sono svolte suddividendo la linea per tronchi di collaudo. Ad esito positivo dei collaudi idraulici e dopo aver svuotato l'acqua di riempimento, i vari tratti collaudati vengono collegati tra loro mediante saldatura controllata con sistemi non distruttivi.

Al termine delle operazioni di collaudo idraulico e dopo aver proceduto al rinterro della condotta, si esegue un ulteriore controllo della integrità del rivestimento della stessa. Tale controllo è eseguito utilizzando opportuni sistemi di misura del flusso di corrente dalla superficie topografica del suolo.

5.1.12 Esecuzione dei ripristini

La fase consiste in tutte le operazioni necessarie a riportare l'ambiente allo stato preesistente i lavori.

Al termine delle fasi di montaggio, collaudo e collegamento si procede a realizzare gli interventi di ripristino.

Le opere di ripristino previste possono essere raggruppate nelle seguenti due tipologie principali:

- ripristini geomorfologici: comprendono le opere e gli interventi mirati alla sistemazione dei tratti di maggiore acclività, alla sistemazione e protezione delle sponde dei corsi d'acqua attraversati, al ripristino di strade e servizi incontrati dal tracciato ecc..
- ripristini vegetazionali: sono gli interventi che tendono alla ricostituzione, nel più breve tempo possibile, del manto vegetale preesistente i lavori, nelle zone con vegetazione naturale, e al fine di restituire l'originaria fertilità, nelle aree agricole.

Le fasi di lavoro sequenziali, precedentemente descritte, saranno svolte in modo da contenere il più possibile sia le presenze antropiche nell'ambiente, sia i disagi alle attività agricole e produttive.

Per l'esecuzione delle opere in progetto non occorrono, infine, infrastrutture di cantiere da impiantare lungo il tracciato.

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 29 di 30	Rev.
	0

6 ESERCIZIO DELL'OPERA

Terminata la fase di realizzazione e di collaudo dell'opera, il metanodotto è messo in esercizio. La funzione di coordinare e controllare le attività riguardanti il trasporto del gas naturale tramite condotte è affidata a unità organizzative sia centralizzate che distribuite sul territorio.

Le unità centralizzate sono competenti per tutte le attività tecniche, di pianificazione e controllo finalizzate alla gestione della linea e degli impianti; alle unità territoriali sono demandate le attività di sorveglianza e manutenzione della rete.

Il "controllo linea" viene effettuato con automezzo o a piedi (nei tratti di montagna di difficile accesso). L'attività consiste nel percorrere il tracciato delle condotte o traguardare da posizioni idonee per rilevare:

- la regolarità delle condizioni di interrimento delle condotte;
- la funzionalità e la buona conservazione dei manufatti, della segnaletica, ecc.;
- eventuali azioni di terzi che possano interessare le condotte e le aree di rispetto.

Il controllo linea può essere eseguito anche con mezzo aereo (elicottero).

Di norma tale tipologia di controllo è prevista su gasdotti dorsali di primaria importanza, in zone sicuramente extraurbane e, particolarmente, su metanodotti posti in zone dove il controllo da terra risulti difficoltoso.

Un ulteriore compito delle unità periferiche consiste negli interventi di assistenza tecnica e di coordinamento finalizzati alla salvaguardia dell'integrità della condotta al verificarsi di situazioni particolari quali ad esempio lavori ed azioni di terzi dentro e fuori la fascia asservita che possono rappresentare pericolo per la condotta (attraversamenti con altri servizi, sbancamenti, posa tralicci per linee elettriche, uso di esplosivi, dragaggi a monte e valle degli attraversamenti subalveo, depositi di materiali, ecc.).

6.1 Controllo dello stato elettrico delle condotte

Per verificare, nel tempo, lo stato di protezione elettrica della condotta, viene rilevato e registrato il suo potenziale elettrico rispetto all'elettrodo di riferimento.

I piani di controllo e di manutenzione SNAM prevedono il rilievo e l'analisi dei parametri tipici (potenziale e corrente) degli impianti di protezione catodica, in corrispondenza di posti di misura significativi ubicati sulla rete.

La frequenza ed i tipi di controllo previsti dal piano di manutenzione vengono stabiliti in funzione della complessità della rete da proteggere e, soprattutto, dalla presenza o meno di correnti disperse da impianti terzi.

Le principali operazioni sono:

- controllo di funzionamento di tutti gli impianti di protezione catodica;
- misure istantanee dei potenziali;
- misure registrate di potenziale e di corrente per la durata di almeno 24 ore;

5

COMMESSA 663800	UNITA' 100
SPC. LA-E-80022	
Fg. 30 di 30	Rev.
	0

L'analisi e la valutazione delle misure effettuate, nonché l'eventuale adeguamento degli impianti, sono affidate a figure professionali specializzate che operano a livello di unità periferiche.

6.2 Controllo delle condotte

La sorveglianza dei tracciati sia da terra che con mezzo aereo, l'effettuazione di una metodica manutenzione, la conoscenza anche particolareggiata dello stato di protezione catodica o del rivestimento della condotta ed eventuali punti strumentati della linea costituiscono già di per sé idonee garanzie di sicurezza.