

PROGETTO

# STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE SVILUPPO PROGETTO NUOVO TERMINALE OFFSHORE TIPO CALM

UBICAZIONE

## TERMINALE PETROLIFERO DI MULTEDO *PORTO PETROLI GENOVA*

PROPONENTE



**Porto Petroli di Genova S.p.A.**

PORTO PETROLI GENOVA S.p.A.  
Radice Pontile Alfa Porto Petroli  
16155 - GENOVA

UNITA' FUNZIONALE

### STUDI AMBIENTALI PER ITER AUTORIZZATIVO

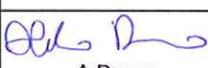
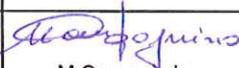
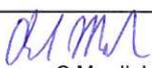
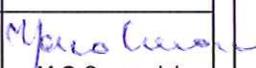
TITOLO DOCUMENTO

Studio di Impatto Ambientale – Quadro di Riferimento Progettuale

CONSULENZA

**D'APPOLONIA**

VIA SAN NAZARO, 19 - 16145 GENOVA, ITALIA  
TEL. +39 010 362 8148 FAX +39 010 362 1078 P. IVA 03476550102  
e-mail dappolonia@dappolonia.it www.dappolonia.it

DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	CONTROLL.	APPROVATO	SOTT.
29/03/2013	Emissione Finale	 A. Puppo	 M. Compagnino	 C. Mordini	 M.G. Cremonini

DATA	SCALA	ACCORDO QUADRO	DOC. N.				REV	FG
29/03/2013			12	469	ENV	S	002	0



**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE****INDICE**

	<u>Pagina</u>
<b>ELENCO DELLE TABELLE</b>	<b>III</b>
<b>ELENCO DELLE FIGURE</b>	<b>IV</b>
<b>ELENCO DELLE FIGURE IN ALLEGATO</b>	<b>IV</b>
<b>1 INTRODUZIONE</b>	<b>1</b>
<b>2 IL PORTO PETROLI DI GENOVA</b>	<b>2</b>
2.1 EVOLUZIONE STORICA DEL PORTO PETROLI DI MULTEDO	2
2.2 CONFIGURAZIONE ATTUALE DEL PORTO PETROLI	4
<b>3 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO</b>	<b>6</b>
3.1 L'ASSETTO DELLA ZONA DI GENOVA - MULTEDO	6
3.2 LE ASPETTATIVE DELLA COMUNITÀ LOCALE	6
<b>4 NORME TECNICHE DI PROGETTAZIONE</b>	<b>8</b>
<b>5 DESCRIZIONE DEL PROGETTO</b>	<b>15</b>
5.1 LA BOA	17
5.2 IL PLEM	22
5.3 SEALINE COLLEGAMENTO A TERRA	24
5.4 STAZIONE TRAPPOLE PIG DI SPIAZZAMENTO	26
5.5 SISTEMI AUSILIARI	26
5.5.1 Sistema Antincendio	26
5.5.2 Sistema Raccolta Drenaggi Oleosi e Sistema Trattamento Effluenti Liquidi	27
5.5.3 Sistema Elettrico	28
5.5.4 Sistemi di Protezione dalle Azioni Corrosive	28
<b>6 ANALISI DELL'OPZIONE ZERO E DELLE ALTERNATIVE</b>	<b>31</b>
6.1 ANALISI DELL'OPZIONE ZERO	31
6.1.1 Atmosfera	31
6.1.2 Ambiente Idrico e Marino	31
6.1.3 Suolo e Sottosuolo	31
6.1.4 Flora, Fauna ed Ecosistemi	32
6.1.5 Paesaggio	32
6.1.6 Rumore e Vibrazioni	32
6.1.7 Aspetti Socio-Economici e Salute Pubblica	32
6.2 ANALISI DELLE ALTERNATIVE	33
6.2.1 Localizzazione della Nuova Monoboa	33
6.2.2 Condotte Sottomarine	34
6.2.3 Tecnica di Posa delle Condotte Sottomarine	35
<b>7 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI CANTIERE</b>	<b>36</b>
7.1 AREE DI CANTIERE	36
7.1.1 Area Multedo - Porto Petroli	37
7.1.2 Area Voltri - VTE	37

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b> <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

**INDICE**  
**(Continuazione)**

	<u><b>Pagina</b></u>
7.1.3 Logistica di Cantiere	37
<b>7.2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI COSTRUZIONE</b>	<b>38</b>
7.2.1 Realizzazione della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)	39
7.2.2 Rimozione del Sistema Off-Shore Esistente	42
7.2.3 Lavori di Costruzione a Mare	45
<b>7.3 FASI REALIZZATIVE DEL PROGETTO</b>	<b>53</b>
<b>8 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE</b>	<b>59</b>
<b>8.1 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE IN FASE DI CANTIERE</b>	<b>59</b>
8.1.1 Emissioni in Atmosfera	59
8.1.2 Prelievi e Scarichi Idrici	61
8.1.3 Utilizzo di Materie Prime	62
8.1.4 Occupazione di Suolo, Fondale Marino e Specchio Acqueo	62
8.1.5 Occupazione Manodopera	63
8.1.6 Emissioni Sonore	63
8.1.7 Produzione e Movimentazione Terre e Rocce da Scavo e Produzione di Rifiuti	65
8.1.8 Traffico Mezzi	66
8.1.9 Inquinamento Luminoso	66
<b>8.2 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE IN FASE DI ESERCIZIO</b>	<b>67</b>
8.2.1 Scarichi Idrici	67
8.2.2 Utilizzo di Materie Prime	68
8.2.3 Emissioni Sonore	69
8.2.4 Produzione di Rifiuti	69
8.2.5 Occupazione di Suolo e Fondale	69
8.2.6 Traffico Mezzi	70
8.2.7 Inquinamento Luminoso	70
<b>9 FASE DI ESERCIZIO DELL'OPERA</b>	<b>71</b>
9.1 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ	71
9.2 MISURE DI GESTIONE E CONTROLLO IN FASE DI ESERCIZIO	71
9.3 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA	71
9.3.1 Analisi di Rischio	71
9.3.2 Piano di Emergenza	72
<b>10 DISMISSIONE DELL'OPERA</b>	<b>74</b>
<b>RIFERIMENTI</b>	

*Si noti che nel presente documento i valori numerici sono stati riportati utilizzando la seguente convenzione:*  
 separatore delle migliaia = virgola (,)  
 separatore decimale = punto (.)

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

## ELENCO DELLE TABELLE

<b><u>Tabella No.</u></b>	<b><u>Pagina</u></b>
Tabella 4.1: Standard e Normativa di Riferimento	8
Tabella 5.1: Boa CALM, Navi di Progetto	17
Tabella 5.2: Caratteristiche Tecniche delle Catene di Ancoraggio della Boa (tipo NV R3S)	20
Tabella 5.3: Caratteristiche Principali delle Condotte	25
Tabella 5.4: Sistema di Protezione Anti Corrosione delle Condotte Sottomarine	29
Tabella 7.1: Attività di Cantiere, Identificazione della Viabilità di Servizio	37
Tabella 8.1: Emissioni in Atmosfera, Mezzi di Cantiere	60
Tabella 8.2: Sintesi dei Prelievi Idrici	61
Tabella 8.3: Sintesi degli Scarichi Idrici	62
Tabella 8.4: Dimensione delle Aree di Cantiere	62
Tabella 8.5: Stima degli Addetti da Impiegare in Fase di Cantiere	63
Tabella 8.6: Emissioni Sonore, Mezzi di Cantiere	64
Tabella 8.7: Movimentazione di Sedimenti Marini durante le Attività di Costruzione	66
Tabella 8.8: Ingombri Planimetrici delle Opere (Fase di Esercizio)	69

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b> <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

## ELENCO DELLE FIGURE

<b><u>Figura No.</u></b>	<b><u>Pagina</u></b>
Figura 2.a: Vista Aerea del Porto Petroli	2
Figura 2.b: Porto Petroli Genova – Localizzazione Single Point Moorings Esistenti	4
Figura 3.a: Genova – Multedo, Confine Zona Industriale	7
Figura 5.a: Inquadramento Illustrativo del Terminale Offshore	16
Figura 5.b: Schema Generale Impianto	16
Figura 5.c: Pianta e Sezioni Tipiche Ormeaggio Offshore di Tipo CALM	19
Figura 5.d: Localizzazione dei Sistemi di Ormeaggio Monoboa	21
Figura 5.e: Schema Generale del PLEM	22
Figura 5.f: Configurazione del PLEM	22
Figura 5.g: Configurazione Loops di Espansione – PLEM	25
Figura 5.h: Layout degli Anodi Sacrificiali	30
Figura 6.a: Analisi delle Alternative – Rotta delle Condotte Sottomarine	34
Figura 7.a: Profilo del Tratto Iniziale della TOC	39
Figura 7.b: Layout del Sistema Offshore Esistente	43
Figura 7.c: Esempio di Nave Posatubi in Azione	46
Figura 7.d: Sistema di Varo ad “S”	47
Figura 7.e: Sequenza di Installazione Condotte – Fasi 1 - 5	49
Figura 7.f: Sequenza di Installazione Condotte - Fasi 6 - 10	50
Figura 8.a: Localizzazione del Punto di Scarico Reflui (Fase di Esercizio)	68

## ELENCO DELLE FIGURE IN ALLEGATO

<b><u>Figura No.</u></b>	<b><u>Titolo</u></b>
Figura 1.1	Inquadramento Territoriale
Figura 3.1	Configurazione del Porto Petroli di Multedo
Figura 5.1	Rotta delle Condotte Sottomarine
Figura 5.2a	Stazione Trappole - Layout
Figura 5.2b	Stazione Trappole - Sezioni
Figura 7.1	Localizzazione delle Aree di Cantiere
Figura 7.2	Layout dell'Area di Cantiere Multedo – Porto Petroli
Figura 7.3	Layout dell'Area di Cantiere Voltri – VTE
Figura 7.4	Cronoprogramma delle Attività di Cantiere

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b> <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

**RAPPORTO**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**  
**TERMINALE OFFSHORE TIPO CALM**

## 1 INTRODUZIONE

Porto Petroli di Genova S.p.A. ha previsto di installare, a largo della diga foranea antistante l'aeroporto di Genova, un nuovo terminale offshore del tipo CALM (Catenary Anchor Leg Mooring) per il trasferimento del greggio dalle petroliere verso terra, in sostituzione dell'attuale monormeggio esistente di tipo BALM (Buoy Anchor Leg Mooring) (Figura 1.1).

Nell'ambito del progetto è prevista anche la realizzazione di due sealine di collegamento, per il trasferimento dei greggi verso terra, e le attività di rimozione dell'attuale monoboa e relativo PLEM (Pipeline End Manifold).

Il nuovo terminale servirà per lo scarico greggi da navi fino a 280,000 DWT (Dead Weight Tonnage), e permetterà di razionalizzare l'insieme degli accosti di tutto il bacino di Multedo.

Per la realizzazione di tali interventi è stato sviluppato un progetto FEED (Front End Engineering Design) nel quale sono state individuate le soluzioni tecnicamente ed economicamente più vantaggiose.

In sintesi, il progetto del nuovo Terminale Offshore è costituito da (D'Appolonia, 2013a):

- una boa monormeggio di tipo CALM ancorata al fondo del mare, posta a circa 3 km di distanza dal Porto Petroli;
- un PLEM sottomarino per l'alloggiamento delle valvole di sezionamento del sistema;
- due condotte sottomarine di lunghezza pari a circa 3.3 km, di cui circa 1.8 km realizzati con tecnica TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata);
- il terminale a terra che comprende le trappole e il relativo impianto, localizzato all'interno del Porto Petroli di Multedo.

Con riferimento al progetto in esame come sopra definito, il presente documento costituisce il Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di *Impatto Ambientale* che è stato predisposto nell'ambito della procedura di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) e fornisce (ai sensi dell'Articolo 4 del DPCM 27 Dicembre 1988 e Art. 22 e Allegato VII del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.) la descrizione degli elementi progettuali e delle soluzioni adottate, nonché dei rilasci nell'ambiente e delle interazioni del progetto con l'ambiente e il territorio. Inoltre riporta una descrizione delle principali alternative considerate e le motivazioni che hanno condotto al loro abbandono ed un quadro degli aspetti relativi alla sicurezza.

## 2 IL PORTO PETROLI DI GENOVA

### 2.1 EVOLUZIONE STORICA DEL PORTO PETROLI DI MULTEDO

La conformazione della costa settentrionale del Mediterraneo centrale ha condizionato la localizzazione dei terminal portuali destinati a ricevere le importazioni europee di petrolio. L'esigenza di giungere per via di mare fino ai punti più vicini al cuore del continente, ha fatto necessariamente di Trieste, Genova e Marsiglia i principali punti di sbarco, collegati al retroterra da tutta un'estesa rete di oleodotti (Interprogetti, 2010).

La movimentazione di petrolio in questi porti ha avuto un'evoluzione caratterizzata da una continua crescita in tutto il periodo antecedente la prima crisi petrolifera, mentre successivamente i volumi di traffico hanno teso ad una sostanziale stabilizzazione, pur con le oscillazioni dovute all'andamento della congiuntura economica.

Nel caso specifico di Genova, la necessità di predisporre un terminal specifico per i traffici petroliferi si è manifestata fin dall'inizio degli anni '60, portando all'abbandono degli accosti inizialmente collocati al Ponte Nino Ronco a favore del nuovo Porto Petroli di Multedo, entrato in servizio nel 1963.

Il terminal di Multedo ha potuto utilizzare parte dello specchio acqueo protetto dal terrapieno dell'Aeroporto C. Colombo, arrivando a disporre di quattro pontili con otto accosti per la ricezione del greggio, oltre che di quattro accosti per prodotti speciali collocati sulla banchina occidentale.



**Figura 2.a: Vista Aerea del Porto Petroli**

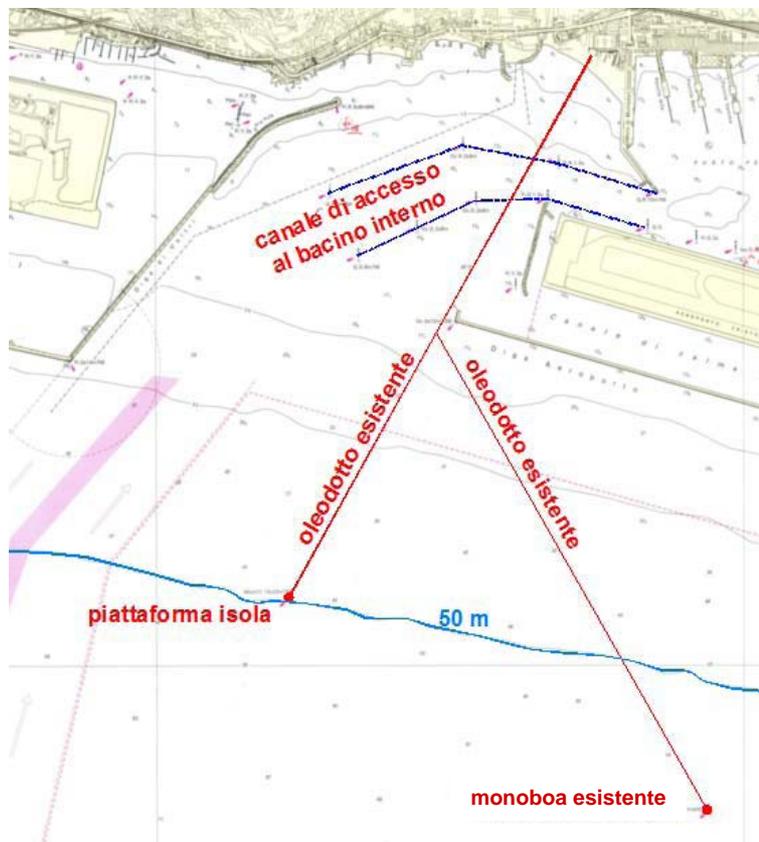
 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

Sui pontili più recenti si è arrivati a disporre di un fondale di circa 15 metri, sufficiente per ricevere navi fino a 120.000 tonnellate di portata. Ciò è risultato sufficiente fino a quando l'avvio della corsa verso i grandi tonnelli provocato dalla chiusura del Canale di Suez ha messo in evidenza i limiti ricettivi del bacino di Multedo. La chiusura del Canale infatti, costringendo a utilizzare la rotta del Capo di Buona Speranza per le importazioni di petrolio dal Medio Oriente, ha portato a un drastico aumento delle distanze da percorrere, con notevoli aggravii per i costi di trasporto.

Questa situazione, che sembrava destinata a durare nel tempo, ha innescato la corsa alla costruzioni di supercisterne da 300,000 tonnellate e più, per recuperare con le economie di scala quello che si stava perdendo per via dell'allungamento delle rotte di approvvigionamento.

L'esigenza di poter ricevere navi di grandissima dimensione ha portato il Porto di Genova a realizzare due ormeggi fuori costa (Single Point Moorings, o SPM), collegati a terra da condotte di grande diametro, localizzati come illustrato nella seguente figura:

- una struttura fissa a torre, collocata su un fondale di circa 50 metri (la cosiddetta "isola"), dimensionata in modo da consentire l'ormeggio e lo sbarco di navi fino a 500.000 tonnellate, entrata in servizio nel 1973;
- un secondo ormeggio del tipo BALM, capace di ricevere navi fino a 415.000 tonnellate, completato nel 1982 (per tale ormeggio è prevista la dismissione nell'ambito del progetto oggetto del presente studio).



**Figura 2.b: Porto Petroli Genova – Localizzazione Single Point Moorings Esistenti**

## 2.2 CONFIGURAZIONE ATTUALE DEL PORTO PETROLI

Il terminal portuale si estende su una superficie di 123,000 m<sup>2</sup> metri (esclusi gli specchi d'acqua) ed è composto principalmente da (si veda la Figura 3.1 allegata) (Porto Petroli di Genova S.p.A., 2013):

- una banchina all'estremo occidentale del bacino, la cui lunghezza operativa è di circa 400 metri;
- quattro pontili perpendicolari alla costa denominati Alfa, Beta, Gamma e Delta.

A questi accosti si aggiungono:

- un ormeggio del tipo BALM e relativo oleodotto di collegamento a terra, capace di ricevere navi fino a 415,000 tonnellate, completato nel 1982 ed attualmente fuori servizio;
- una struttura fissa a torre e relativo oleodotto di collegamento a terra, collocata su un fondale di circa 50 metri (la cosiddetta "isola"), dimensionata in modo da consentire l'ormeggio e lo sbarco di navi fino a 500,000 tonnellate, entrata in servizio nel 1973 ed attualmente nella disponibilità di Autorità Portuale.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

L'attività svolta all'interno del Porto Petroli è relativa alla sola movimentazione di greggio e prodotti petroliferi. Le fasi attraverso cui si svolge tale attività sono:

- ricezione della nave;
- controllo della conformità della nave ai requisiti di sicurezza, in collaborazione con la Capitaneria di Porto;
- connessione della nave ai bracci di carico e avvio delle operazioni di scarico/carico;
- monitoraggio della regolarità e della sicurezza delle operazioni;
- distacco della nave e messa in sicurezza delle linee dei prodotti finiti e dei prodotti petrolchimici (spiazzo e chiusura valvole).

Nel Porto Petroli di Genova vengono prevalentemente svolte le operazioni di scarico: il trend attuale si aggira su una movimentazione annua di circa 15 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi, trasportati in media da 500 navi di stazza diversa (si rimanda al Paragrafo 9.2.1 del Quadro di Riferimento Ambientale per ulteriori dettagli sull'entità dei traffici).

Il terminal, grazie ad una articolata rete di oleodotti, serve diverse raffinerie dell'Italia settentrionale e la raffineria di Aigle in Svizzera. All'interno del porto petroli non si effettuano né operazioni di trattamento dei prodotti petroliferi sbarcati né attività di stoccaggio degli stessi. I serbatoi collocati nell'area portuale sono adibiti esclusivamente al deposito di acqua, di residui oleosi da riciclare e dello schiumogeno per l'impianto antincendio.

Nell'area Porto Petroli sono inoltre disponibili i seguenti servizi:

- acqua potabile;
- bunkeraggi (tramite bettolina o tubo);
- trasporto personale - marittimo e non - (dalla nave al varco e viceversa);
- trasporto via battello da e per gli impianti off-shore e accosti interni;
- contatto in tempo reale con l'Istituto Idrologico della Regione Liguria (previsioni del tempo), con il Meteosat e con un apparato di rilevamento fulmini nel raggio di 50 miglia;
- ricezione acque di zavorra e di sentina (in preparazione).

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

### 3 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

#### 3.1 L'ASSETTO DELLA ZONA DI GENOVA - MULTEDO

Da tempo il Comune di Genova ha avviato un confronto con i portatori di interessi pubblici e privati per affrontare la problematica collegata all'assetto globale della zona portuale e urbana di Multedo, area su cui insistono in particolare il Porto Petroli e i cantieri navali Fincantieri, situati immediatamente a Levante del Porto Petroli.

In particolare, Fincantieri rappresenta oggi una delle principali fonti di occupazione per il ponente genovese, ma la Società ha fatto presente da tempo come la disponibilità di maggiori aree a filo di costa rappresenti una condizione indispensabile per la funzionalità e la sopravvivenza del cantiere stesso. Anche in considerazione di tale necessità, è stato sottoscritto nel Luglio 2011 l'Accordo di Programma per la razionalizzazione e l'ampliamento dell'area industriale del Porto di Genova – Sestri Ponente, sottoscritto da Porto Petroli Genova, Fincantieri e soggetti istituzionali nazionali e locali: nell'ambito di tale accordo sono stati individuati, tra gli altri, i seguenti interventi:

- dismissione dell'accosto petrolifero del pontile "Delta Levante" del Porto Petroli, destinato al banchinamento al fine di consentire l'espansione di Fincantieri verso Ponente;
- realizzazione di una nuova boa off-shore.

In tale ottica, l'intervento a progetto si rende necessario al fine dell'ottemperanza all'Accordo di Programma. Si noti peraltro come la dismissione dell'accosto di Levante del Pontile Delta implichi l'operatività della boa offshore per diversificare e mantenere l'attuale potenzialità di Porto Petroli relativa alla movimentazione greggio.

#### 3.2 LE ASPETTATIVE DELLA COMUNITÀ LOCALE

Lo sviluppo dell'urbanizzazione della zona di Multedo ha fatto sì che le aree operative del Porto Petroli siano state progressivamente circondate a breve distanza da quartieri residenziali, come si evidenzia nella foto riportata nel seguito.



**Figura 3.a: Genova – Multedo, Confine Zona Industriale**

Si può notare come i punti di sbarco del greggio si trovino in taluni casi a brevi distanze da zone a destinazione residenziale.

Tale fattore ha portato alla richiesta da parte della comunità locale e del Comune di ridurre al minimo il volume di traffico servito dagli ormeggi del bacino interno del Porto Petroli, costruendo nuovi ormeggi in mare aperto qualora quelli esistenti risultino non recuperabili: da questo punto di vista, si noti come la costruzione del nuovo sistema di scarico del greggio comporta una aspettativa di “delocalizzazione” degli sbarchi dal bacino interno alla monoboa stimata in oltre 20% del traffico navi annuo, equivalente all’80% della movimentazione greggio totale.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b> <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b> <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b> <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

## 4 NORME TECNICHE DI PROGETTAZIONE

Nella tabella seguente sono elencati i principali riferimenti normativi secondo i quali è stato sviluppato il progetto, suddivisi in standard di riferimento e normative di regolamentazione dei singoli aspetti progettuali (D'Appolonia, 2013a).

**Tabella 4.1: Standard e Normativa di Riferimento**

<b>Standard di Riferimento</b>	<i>Det Norske Veritas (DNV)</i>
	DNV OS-F101 - Submarine Pipeline Systems – Edition 2000
	DNV RP-B401 - Cathodic Protection Design – Recommended Practice
	DNV RP-E305 – D NV RP-E305 - On-bottom Stability Design of Submarine Pipelines – Recommended Practice – 1988
	DNV CN-30.5 - Environmental Condition and Environmental Loads, 2000
	DNV RP-F103 - Cathodic Protection of Submarine Pipelines by Galvanic Anodes - 2003
	DNV RP-F105 - Free Spanning Pipelines – Recommended Practice – 2002
	DNV RP-F111 - Interference Between Trawl Gear and Pipelines, 2006
	<i>American Petroleum Institute (API)</i>
	API RP 2A-WSD - Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms ” 21th edition
	API 5L/ISO 3183 - Line pipe specification 5 L e petroleum and natural gas industries – Steel pipe for pipeline transportation system,2007
	API RP 551 - Process Measurement Instrumentation
	API RP 552 - Transmission Systems
	API RP 554 - Process Control Systems - Process Control System Design
	API Spc.1104 - Welding of pipeline and related facilities
	API 6D/1994 - Specification for pipeline valves, and closures, connectors and Swivels
	<i>American Society of Mechanical Engineers (ASME)</i>
	ASME B31.4 - Pipeline Transportation Systems for liquid Hydrocarbon and Other Liquids
	ASME B16.5 - Pipe flanges and flanged fittings
	ASME B16.9 - Factory-made wrought steel buttwelded fittings
	ASME B16.10 - Face-to-face and end-to-end dimensions valves
	ASME B16.21 - Non metallic flat gaskets for pipe flanges
	ASME B16.25 - Buttwelding ends
	ASME B16.34 - Valves-flanged and welding end.

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

<b>Standard di Riferimento</b>	ASME B16.47 - Large diameters steel flanges
	ASME B18.21 - Square and Hex Bolts and screws inch Series
	ASME B18.22 - Square and Hex Nuts
	<i>International Standard Organization (ISO)</i>
	ISO 13628-5 - Petroleum and natural gas industry – Design and operation of subsea production systems – Subsea umbilicals
	<i>International Electrotechnical Commission (IEC)</i>
	IEC 60073 - Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification – Coding principles for indicators and actuators.
	IEC 60228 - Conductor of insulated cable.
	<i>Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI)</i>
	CEI 20-11 - Caratteristiche tecniche e specifiche e requisiti di prova delle mescole per isolanti e guaine per cavi energia e senalamento
	CEI 20-13 - Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 kV a 30 kV
	CEI 20-22 - Prove dei cavi non propaganti l'incendio
	CEI 20-37 - Prove sui gas emessi durante la combustione di cavi elettricie materiali dei cavi
	CEI 3 - Segni grafici per gli schemi
	CEI 3-32 - Raccomandazioni per la preparazione. degli schemi elettrici circuitali
	CEI EN 60079-1 (CEI 31-58) - Atmosfere esplosive Parte 1: Apparecchiature protette mediante custodie a prova d'esplosione "d"
	CEI EN 60079-10-1 (CEI 31-87) - Atmosfere esplosive Parte 10-1: Classificazione dei luoghi. Atmosfere esplosive per la presenza di gas
	CEI EN 60079-11 (CEI 31-78) - Atmosfere esplosive Parte 11: Apparecchiature con modo di protezione a sicurezza intrinseca ""i""
	CEI EN 60079-14 (CEI 31-33) - Costruzioni elettriche per atmosfere esplosive per la presenza di gas. Parte 14: Impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas (diversi dalle miniere)
	CEI EN 60079-17 (CEI 31-34) - Atmosfere esplosive Parte 17: Verifica e manutenzione degli impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di gas
CEI EN 50281-1-2(CEI 31-36) - Costruzioni elettriche destinate in ambienti con presenza di polvere combustibile Parte 1-2: Costruzioni elettriche protette per mezzo di un involucro Scelta, installazione e manutenzione.	
CEI EN 60947 - Apparecchiature a bassa tensione.	
CEI EN 60529 - Grado di protezione degli involucri (Codice IP)	

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

<b>Standard di Riferimento</b>	CEI EN 61293 - Marcatura delle apparecchiature elettriche – prescrizioni di sicurezza.
	CEI EN 61810-1 (CEI 94-4) - Relè elementari elettromeccanici Parte 1: Prescrizioni generali
	<u>Direttive</u>
	Direttiva 94/9/CE - per la regolamentazione di apparecchiature destinate all'impiego in zone a rischio di esplosione (ATEX)
	Direttiva 97/23/CE PED - Pressure Equipment Directive
<b>Normativa di riferimento</b>	<u>Strutture</u>
	DM 14/01/2008 - Norme Tecniche per le Costruzioni
	OPCM 20/03/2003 n° 3274 - Criteri generali e normative tecniche per costruzioni in zone sismiche and following modifications/integrations
	DPCM 21/10/2003 - Disposizioni attuative della OPCM 3274
	<u>Impianti Meccanici</u>
	<u>Caldaia e Contenitori in Pressione</u>
	D.M. 21/11/1972 - Norme per la costruzione degli apparecchi in pressione
	D.M. 21/5/1974 - Norme integrative del regolamento approvato con R.D. 15/5/1927, n° 824 e disposizioni per l'esonero da alcune verifiche e prove stabilite per gli apparecchi in pressione
	D.M. 1/12/1975 - Norme di sicurezza per apparecchi contenenti liquidi caldi sotto pressione
	D.Lgs. 25/2/2000, n° 93 - Attuazione della direttiva CEE 97/23 in materia di attrezzature in pressione
	ISPESL - Raccolta R
	ISPESL - Raccolta S
	ISPESL - Raccolta E
	ISPESL - Raccolta VSR
	ISPESL - Raccolta M
	ASME sect I - Power boilers
	ASME sect VIII - Pressure vessels »
	<u>Materiali</u>
	DIN - Deutsches Institut fur Normung
	ASTM - American Society for Testing and Materials
	UNI - Ente Nazionale Unificazioni
ISPESL - Raccolta M	

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

<b>Normativa di riferimento</b>	<u>Pompe</u>
	DIN - Deutsches Institut fur Normung
	ASME - American Society of Mechanical Engineers
	HI - Hydraulic Institute
	<u>Scambiatori di Calore</u>
	TEMA - Tubular Exchangers Manufacturers Association (class C)
	HEI - Heat Exchangers Institute
	<u>Serbatoi</u>
	AWWA D100 - Steel tanks for water Storage
	<u>Valvole</u>
	ANSI B 16.34 - Steel butt-welding end valves
	NSIB 16.10 - Face to face and end to end dimensions of ferrous valves
	MSS-SP 25 - Standard marking systems for valves, fittings, flanges and unions
	MSS-SP 45 - By-pass and drain connection standards
	MSS-SP 72 - Ball valves with flanged or buttwelding ends for general service
	MSS-SP 70 - Cast iron gate valves flanged and threaded ends
	MSS-SP 71 - Cast iron swing check valves, flanged and threaded ends
	MSS-SP 85 - Cast iron globe and angle valves flanged and threaded ends
	MSS-SP 80 - Bronze gate, globe, angle and check valves
	MSS- SP 84 - Steel valves- socket welding and threaded ends
	MSS-SP 88 - Diaphragm type valves
	AWWA C500 - Gate valves for ordinary water works service
	<u>Valvole di sicurezza</u>
	ISPESL - Raccolta E
	<u>Piping</u>
	ANSI B31.1 - Power piping
	ANSI B31.2 - Fuel gas piping
	ANSI B36.10 - Welded and seamless wrought steel pipe
	ANSI B36.19 - Stainless steel pipe
	ANSI B16.5 - Steel pipe flanges and flanged fittings
	AWWA C207 - Steel pipe flanges for waterworks service
	MSS-SP 44 - Steel pipe line flanges
	ANSI B16.20 - Ring-joint gaskets and grooves for steel pipe flanges

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

<b>Normativa di riferimento</b>	ANSI B18.2.1 - Square and ex bolts and screws
	ANSI B18.2.2 - Square and ex nuts
	ANSI B1.1 - Unified inch screw threads
	ANSI B2.1 - Pipe threads
	ANSI B16.9 - Factory-made wrought steel butt-welding fittings
	ANSI B16.11 - Forged steel fittings socket welding and threaded
	ANSI B16.25 - Butt-welding ends
	ANSI B16.28 - Wrought steel butt welding short radius elbows and returns
	<u>Saldature e Prove non distruttive</u>
	ASME IX - Welding and brazing qualification
	ANSI B31.1 - Power piping
	ISPESL - Raccolta S
	UNI 7278 - Gradi di difettosità nelle saldature di testa
	UNI 7704 - Modalità generali per il controllo magnetoscopico'
	UNI 7679 - Modalità generali per il controllo con liquidi penetranti
	UNI 8956 - Modalità generali per il controllo radiografico
	UNI 8387 - Controllo manuale mediante ultrasuoni
	<u>Verniciature</u>
	SIS 05 5900-1967 - Svensk standard
	SSPC-SP3 - Power tooling cleaning
	SSPC-SP6 - Commercial blast cleaning
	SSPC-SP10 - Near white blast cleaning
	UNI 5634-65P - Colori distintivi delle tubazioni convoglianti fluidi liquidi o gassosi
	<u>Vibrazioni e Bilanciamenti</u>
	VDI - Verein Deutsche Ingenieur
	<u>Sistemi Elettrici</u>
	<u>Progettazione di Sistemi</u>
	CEI 11-1 - Norme generali per gli impianti elettrici
	CEI 11-8 - Norme per gli impianti di messa a terra
	CEI 64-8 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V
	CEI EN 6007910/7914 - Impianti elettrici nei luoghi con pericolo di esplosione o di incendio

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

<b>Normativa di riferimento</b>	<u>Cavi</u>
	CEI 20-13 - Cavi isolati con gomma EPR con grado di isolamento 4
	CEI 20-20 - Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V
	CEI 20-22 - Prova dei cavi non propaganti l'incendio
	CEI 20-27 - Sistema di designazione cavi per energia e segnalamento
	CEI 20-33 - Giunzione e terminazioni per cavi di energia a tensione Uo/U non superiore a 600/1000 V in corrente alternata
	CEI 20-35 - Prove sui cavi elettrici sottoposti al fuoco
	CEI 20-36 - Prove di resistenza al fuoco dei cavi elettrici
	CEI 20-37 - Cavi elettrici: prove sui gas emessi durante la combustione
	CEI 20-38 - Cavi isolati in gomma G7 non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi a tensione nominale Uo/U non superiore a 600/1000 V (parte prima)
	<u>Compatibilità Elettromagnetica (EMC)</u>
	IEC 6100-4/255-6 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Testing and measurements technique
	EN 50081/50082 - Compatibilità elettromagnetica - Norma generica sull'emissione/Norma generica sull'immunità
	<u>Controllo &amp; Strumentazione</u>
	ISA - Standard and practices for instrumentation
	ISA 51.1 - Standard process instrumentation terminology'
	ISA - Handbook of control valves
	ANSI B16.104 - Control valves seat leakage
	ISO 5167 - Measurement of fluid flow by means of orifice'
	ASME 19.5 - Fluid meters
	IEC 144 - Degree of protection of enclosures
	ISA RP 55.1 - Hardware testing of digital process computer
	IEC-751 - Resistance Temperature Detectors
	EEC - 584 – Thermocouples
	<u>Prevenzione Incendi</u>
	NFPA 850 -Fire protection for fossil fuelled steam and combustion turbine electric generating plants

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

<b>Normativa di riferimento</b>	<u>Sicurezza</u>
	Legge 5/3/1990, n° 46 - Norme per la sicurezza e l'esecuzione a regola d'arte degli impianti
	DPR 6/12/1991, n° 447 - Regolamento di attuazione della legge 5/3/1990 n° 46
	DPR 24/7/1996, n° 459 - Regolamento per l'attuazione delle direttive CEE 89/392, 91/368, 93/44 e 93/68 concernenti il ravvicinamento delle Legislazioni degli Stati membri relative alle macchine
	D.Lgs. 9/12/1992, n° 475 - Attuazione della direttiva CEE 89/686 del Consiglio 21/12/1989 in materia di ravvicinamento delle Legislazioni degli Stati membri relative a dispositivi di protezione personale
	D.Lgs. 9/4/08 n°81 - 'Testo unico in materia di salute e sicurezza nei luoghi di lavoro
	<u>Emissioni in atmosfera</u>
	D.M. 25/08/2000 - Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del DPR 24/05/88
	Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n°152 – Norme in materia ambientale
	D.M. 21/12/1995 - Disciplina dei metodi di controllo delle emissioni in atmosfera degli impianti industriali.
	<u>Rumore</u>
	D.Lgs. 9/4/08 n° 81 - Testo unico in materia di salute e sicurezza nei luoghi di lavoro
	DM 24/7/06 n° 182' - Modifiche all'allegato I - Parte b, del DLGS 262 4 settembre 2002 relativo all'emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate al funzionamento all'esterno
	Legge 26/10/1995. n° 477 - Attuazione della direttiva 2000/14/CE concernente l'emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate a funzionare all'aperto.
	DPCM 14/11/1997 ISO - Attuazione della direttiva 2006/42/CE, relativa alle macchine e che modifica la direttiva 95/16/CE relativa agli ascensori
	D.Lgs 4/09/02 n° 262 - Attuazione delle direttive CEE n° 80/1107, 82/605, 83/477, 86/188 e 88/642, in materia di protezione dei lavoratori contro i rischi derivanti da esposizione a agenti chimici, fisici e biologici durante il lavoro
	D.Lgs 27/01/10 n° 17 - Legge quadro sull'inquinamento acustico
	D.Lgs 15/8/1991, n° 277 - Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore
	<u>Performance Tests</u>
	EN
DIN	
ASME PTC	

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

## 5 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il progetto del nuovo Terminale Offshore è costituito da (D'Appolonia, 2013a):

- una boa monormeggio di tipo Catenary Anchor Line Mooring (CALM) ancorata al fondo del mare da un sistema di 6 ancore e catene, posta a circa 3 km di distanza dal Porto Petroli. La boa è dotata di manichette galleggianti (Floating Hoses) di collegamento al sistema di pompaggio delle petroliere;
- un PLEM sottomarino collegato alla boa tramite due manichette da 24" (Subsea Hoses). Sul PLEM sono installate le valvole sottomarine di sezionamento delle manichette e delle due condotte sottomarine da 32";
- due condotte sottomarine da 32" per lo scarico del greggio, di lunghezza pari a circa 3.3 km di cui circa 1.8 km realizzati in Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC). Le due condotte connettono il PLEM alla stazione trappole di terra per il lancio e la ricezione di pig di pulizia e di ispezione delle condotte;
- il terminale a terra che comprende la stazione trappole PIG ed i sistemi di gestione delle procedure di smistamento greggi agli utenti finali (Deposito Pegli) o durante le procedure di spiazzamento.

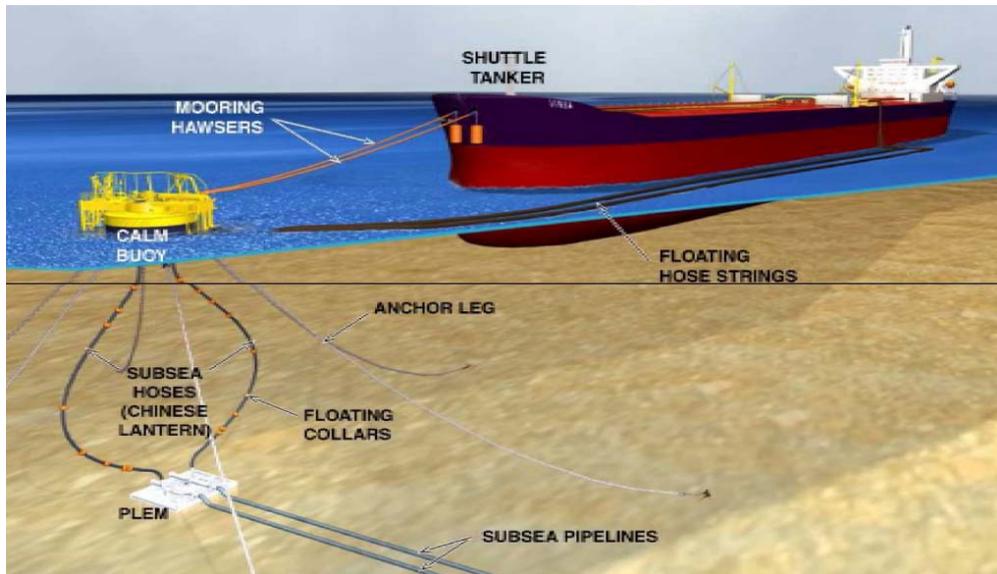
L'impianto è stato progettato con lo scopo di ottenere un sistema efficiente, in grado di soddisfare i più stretti requisiti d'impatto ambientale e garantire un esercizio che pone sempre in primo piano la qualità dell'ambiente di lavoro e la sicurezza del personale coinvolto.

La realizzazione delle opere sarà conforme alla normative, alle leggi vigenti ed alle indicazioni delle Autorità competenti per il rilascio delle autorizzazioni all'esercizio.

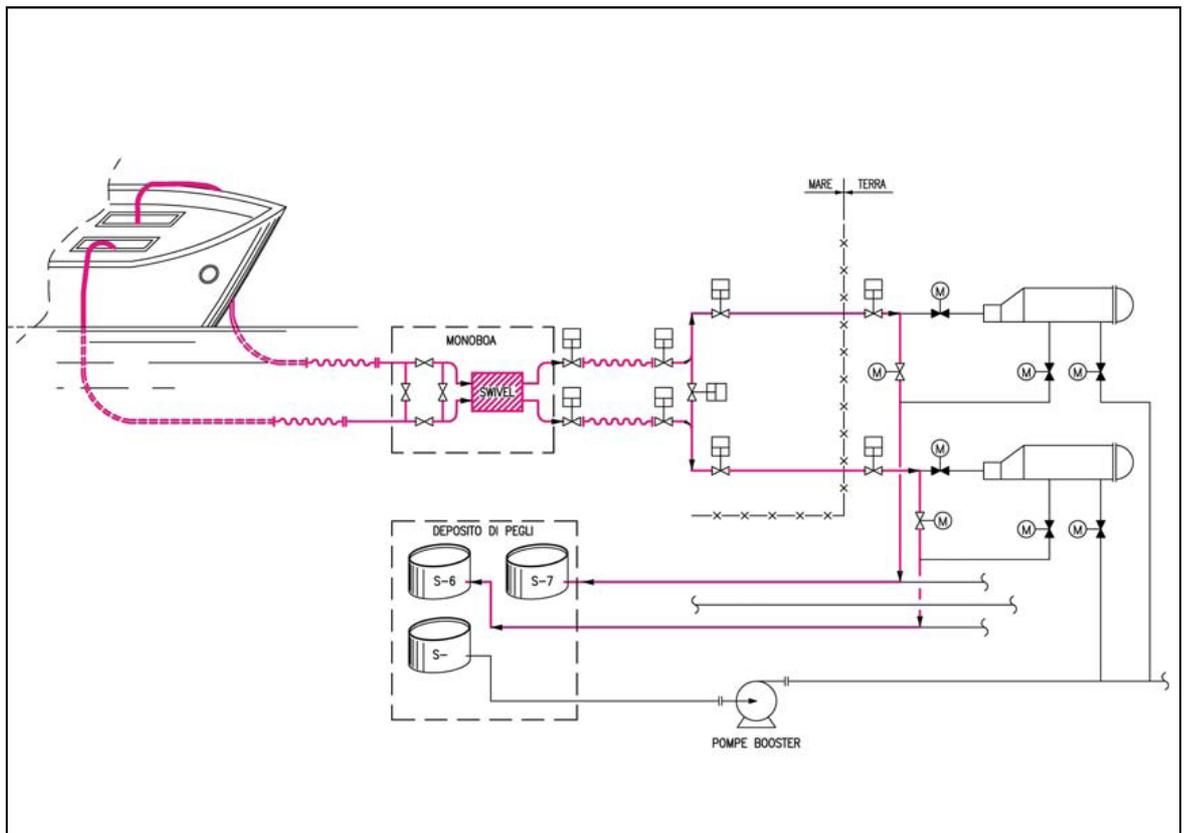
Il progetto è conforme alle tecnologie che costituiscono l'attuale stato dell'arte in materia. In particolare l'impianto, incluse tutte le componenti e le attrezzature ausiliarie, è stato concepito e progettato in base ad elevati standard di qualità e sarà progettato in via esecutiva, realizzato e gestito in accordo ai medesimi standard di qualità.

Nelle seguenti figure sono riportati l'inquadramento illustrativo della parte di impianto a mare e lo schema generale dell'impianto.

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**



**Figura 5.a: Inquadramento Illustrativo del Terminale Offshore**



**Figura 5.b: Schema Generale Impianto**

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b> <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b> <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b> <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

Il sistema sarà dotato di opportune valvole motorizzate ubicate sui rami principali e sui tratti di collegamento con i collettori di distribuzione agli utilizzatori finali, in modo da permettere la massima flessibilità dell'impianto e la possibilità di integrazione con i terminali di scarico on-shore esistente.

Le prestazioni attese nelle fasi di scarico greggio saranno funzione sia del tonnellaggio delle navi, sia della tipologia di fluido da movimentare. Si prevedono un range di portate operabili dalla monoboa compreso tra 5,500 m<sup>3</sup>/ora e 10,000 m<sup>3</sup>/ora ed un range di tempi di scarico tra 14.6 ore e 36.5 ore.

Nei successivi paragrafi è riportata la descrizione delle componenti dell'impianto a progetto sopra elencate e dei sistemi ausiliari. Si rimanda ai documenti del Progetto Definitivo per ulteriori dettagli tecnici.

## 5.1 LA BOA

La boa per sistemi monormeggio del tipo CALM è stata progettata considerando navi con stazza e dimensioni che ricadono nel range riportato nella seguente tabella.

**Tabella 5.1: Boa CALM, Navi di Progetto**

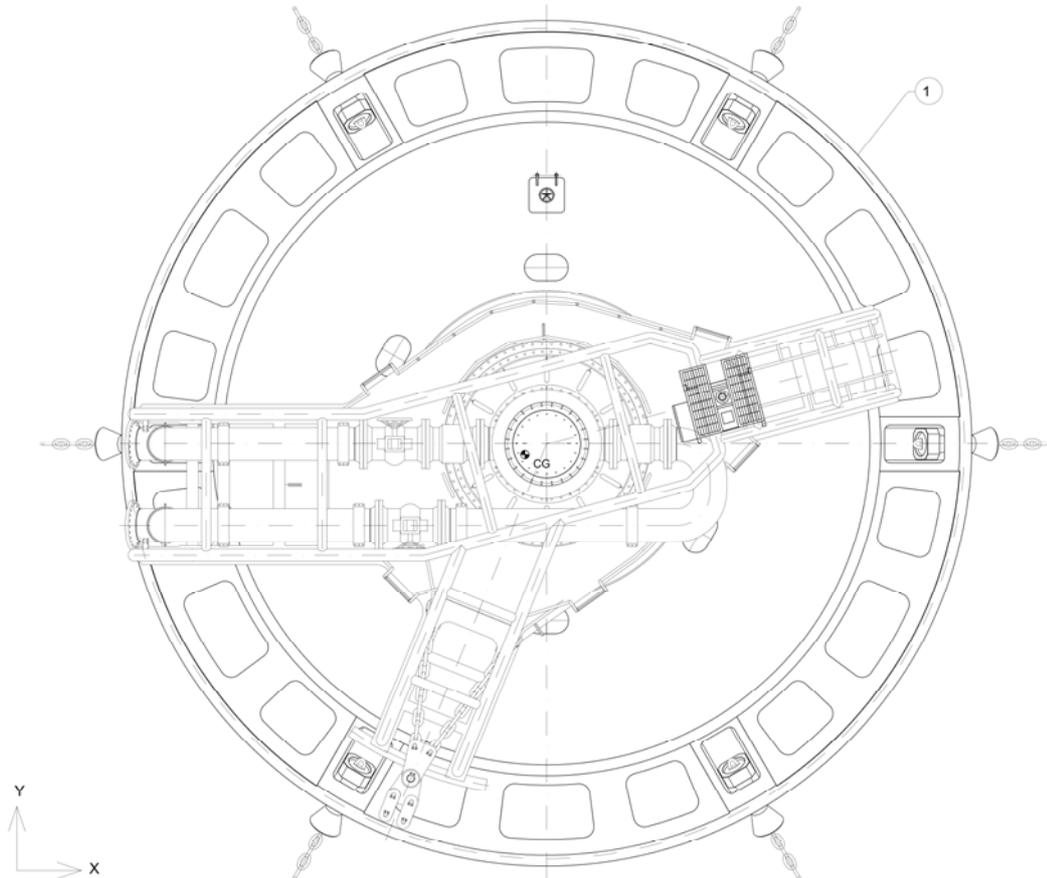
Parametro	Minimo	Massimo
Portata lorda (DWT)	80,000	280,000
Lunghezza pp (m)	260	376
Larghezza (m)	34	56
Pescaggio pieno carico (m)	15	22

Il sistema di ormeggio è concettualmente costituito dalle seguenti parti,

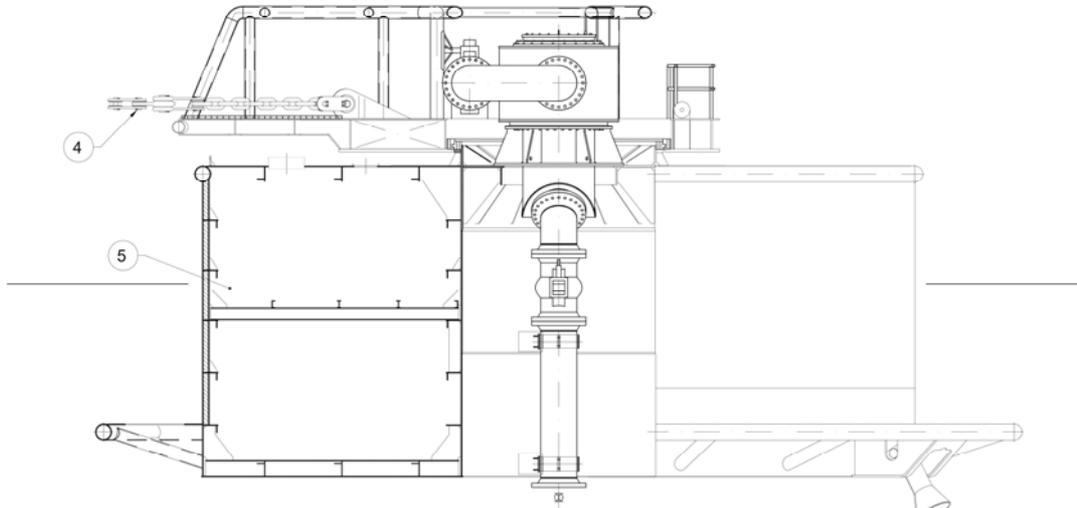
- una parte fissa, che costituisce il corpo principale della boa e ne assicura il galleggiamento, collegata alle catene di ancoraggio e alle manichette di collegamento con il terminale della sea line sul fondo o PLEM (Pipe Line End Manifold); il corpo della boa è dotato di una cavità centrale per il passaggio delle manichette di collegamento con il PLEM e deve essere dotato degli attacchi per le catene di ancoraggio, di un adeguato complesso di parabordi e di molteplici accessori. L'altezza del corpo della boa è pari a 5.4 m, di cui circa 3 m saranno immersi in mare, per un diametro della parte fuori acqua pari a circa 12 m;
- una parte rotante che sarà realizzata in modo da essere supportata da una ralla centrale e sarà costituita da tre bracci principali:
  - braccio di ormeggio, che sarà costruito in modo da assicurare un ormeggio sicuro per la nave: sarà equipaggiato con una struttura rigida alla quale sono connessi due cavi di ormeggio mediante un perno che contiene un dispositivo per misurare il tiro istantaneo della nave durante tutto il periodo di ormeggio,
  - braccio di imbarco e bilanciamento, che consiste in una struttura di sostegno della zavorra per bilanciare il peso stesso della tavola rotante rispetto al centro boa in modo da facilitarne la rotazione. Il braccio sarà dotato di una scala, di un pagliolo per l'imbarco del personale e di un argano per la regolazione ed il tensionamento delle catene di ormeggio,

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

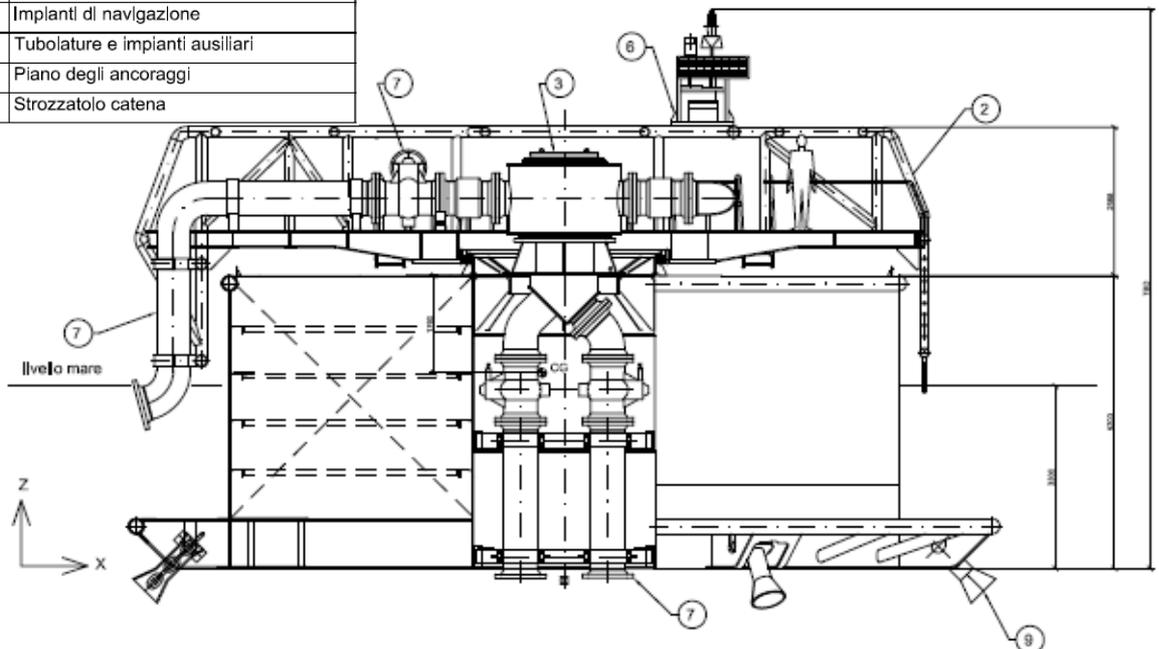
- braccio di sostegno delle tubazioni, che ha il compito di sostenere i due tubi in acciaio nella parte a monte dello swivel che si estendono sino in prossimità della superficie del mare per connettersi con le manichette flessibili galleggianti. Lungo questo braccio sono anche sistemati i giunti di dilatazione e le valvole di intercettazione.



**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**



POS	DESCRIZIONE
1	Corpo boa
2	Tavola rotante
3	Swivel
4	Struttura di ormeggio
5	Locale HPU
6	Impianti di navigazione
7	Tubolature e impianti ausiliari
8	Piano degli ancoraggi
9	Strozzatolo catena



**Figura 5.c: Pianta e Sezioni Tipiche Ormeggio Offshore di Tipo CALM**

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

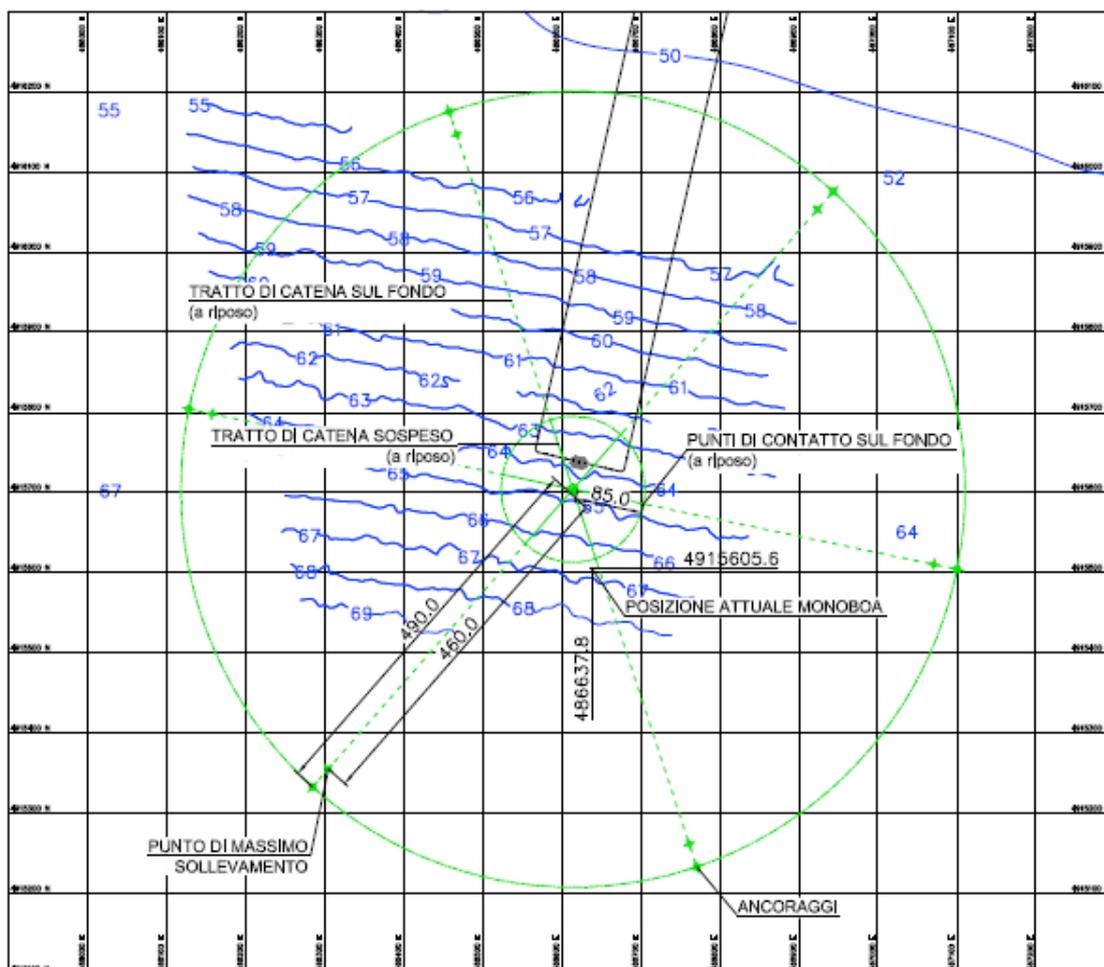
- sistema di travaso del greggio, costituito da:
  - doppia linea di tubolature del carico in acciaio DN 24", divisa in tubolature verticali montate nel pozzo centrale sotto lo swivel per la connessione delle manichette subacquee che collegano la boa al PLEM e tubolature orizzontali montate sulla tavola rotante tra lo swivel e le manichette galleggianti per la connessione Boa/Nave. Le tubolature saranno flangiate nella parte terminale e in corrispondenza dei vari accessori con flange DN 24" tipo RF – WN,
  - distributore rotante (swivel), necessario a consentire la rotazione delle tubolature del carico durante l'operazione di travaso. Lo swivel sarà sistemato su un basamento in corrispondenza del pozzo centrale e sarà costituito da un corpo centrale solidale con la boa e da una parte rotante connessa con flange alle tubazioni della tavola rotante. La rotazione sarà assicurata da cuscinetti a rulli lubrificati a grasso e la tenuta del fluido sarà garantita da tenute ad anello seamless che lavorano su piste in monel. Le flange di connessione alle tubolature saranno da 24" RF-WN. Lo swivel sarà progettato per il transito di due (2) fluidi in modo indipendente,
  - due manichette subacquee a doppia carcassa per la connessione della tubolatura di travaso al PLEM, di lunghezza circa 80 m: le manichette saranno dotate di sistema di sicurezza contro i trafiletti e impianto di illuminazione e saranno dimensionate in relazione alle caratteristiche del sito (profondità del sito e condizioni ambientali). La boa sarà inoltre dotata di 2 manichette galleggianti a doppia carcassa per il collegamento dalla boa alla nave, di lunghezza pari a circa 300 m
- sistema di ancoraggio, che prevede sei catene di ancoraggio disposte radialmente alla boa e collegate ad essa mediante chain stopper. Le linee di catena sono assicurate al fondo marino mediante ancore.

Le 6 catene saranno senza traversino, di tipo NV R3S, equispaziate di 60° una dall'altra e di lunghezza pari a 514 m. Le caratteristiche delle catene sono sintetizzate nella seguente tabella, distinte per il caso di catena nuova e catena a fine vita operativa (D'Appolonia, 2013f).

**Tabella 5.2: Caratteristiche Tecniche delle Catene di Ancoraggio della Boa (tipo NV R3S)**

Caratteristica	Catene Nuove	Catene Usurate (Termine Vita Operativa)
Diametro nominale (mm)	78	72
Carico di rottura (kN)	5,720	4,936
Pretensione (kN)	126.5	108
Angolo pretensione (gradi)	60	60

Nella seguente figura è mostrato il sistema di ormeggio della monoboa.



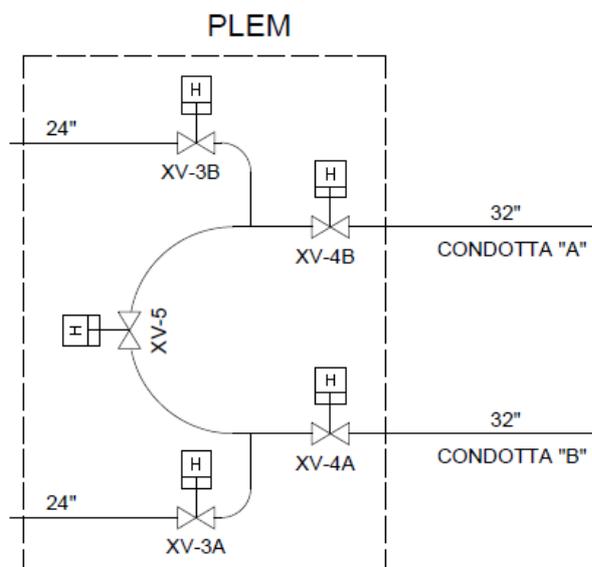
**Figura 5.d: Localizzazione dei Sistemi di Ormeggio Monoboa**

Il sistema di ormeggio sopra descritto dovrà essere verificato con le condizioni meteo marine e dopo l'analisi del tipo di fondale del sito di installazione.

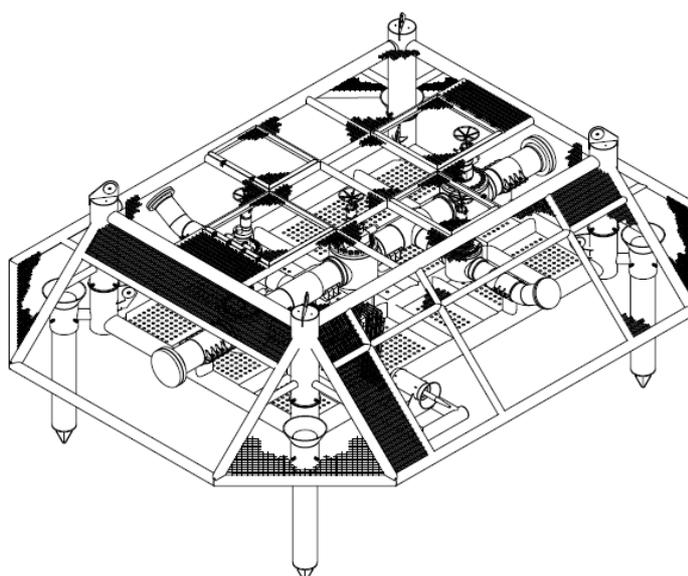
- sistema di ormeggio, che sarà realizzato in accordo alle normative OCIMF per l'ormeggio delle navi cisterna. Il sistema sarà dotato di una cella di carico tarata sul carico di sicurezza del cavo di ormeggio. Il carico determinato dalla resistenza della nave sulla boa sarà registrato durante tutto il periodo di ormeggio e sarà composto da due cavi di ormeggio ( $\varnothing 96$  mm - 12", lunghezza pari a 52 m), terminale di catena con maniglione, boa di sostegno per il terminale di catena, boa con messaggero collegato alla boa di sostegno, maniglione per connessione alla struttura di ormeggio della boa e perno strumentato per rilevamento carico sull'ormeggio. Tutto l'equipaggiamento di ormeggio è dimensionato per un carico massimo di 400 t.

## 5.2 IL PLEM

Il PLEM è una struttura ancorata al fondo del mare su cui sono terminate le due condotte sottomarine da 32" che congiungeranno la monoboa al Terminale a terra. Nelle seguenti figure sono illustrati lo schema generale e la configurazione del PLEM, che sarà posizionato in allineamento alla boa.



**Figura 5.e: Schema Generale del PLEM**



**Figura 5.f: Configurazione del PLEM**

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

In sintesi, il PLEM è costituito da

- il loop per il passaggio dei pig di manutenzione, spiazzamento ed ispezione.
- due flange da 32” di collegamento alle due condotte sottomarine;
- due flange da 24” per il collegamento delle manichette flessibili da 24” che connettono le condotte alla boa;
- le valvole di sezionamento da 32” delle condotte sottomarine;
- le valvole di sezionamento da 24” delle manichette flessibili;
- una struttura di supporto delle valvole e della terminazione dell’ombelicale di controllo. La struttura ha una fondazione superficiale sufficiente per garantirne la stabilità verticale in condizioni temporanee prima dell’installazione dei pali e della struttura di copertura;
- una fondazione su pali che supporta la struttura;
- la terminazione dell’ombelicale di controllo delle valvole;
- una struttura di protezione delle parti installate sul PLEM contro la caduta di oggetti.

Tutte le valvole installate sul PLEM sono a comando idraulico remoto tramite l’ombelicale di controllo che collega gli attuatori delle valvole alla centralina oleodinamica installata sulla parte fissa della boa. Le valvole da 32” installate sul PLEM sono a pieno passaggio e consentono il transito nel PLEM dei pig di pulizia e di ispezione nonché il lancio e la ricezione dei pig usati per lo spiazzamento di prodotti ad elevato valore di pour point.

La struttura progettata è un sistema costituito da due moduli: il piping con le valvole di processo è integrato nella struttura di base e sarà installato per primo, successivamente la struttura di protezione verrà posizionata sulla struttura di base mediante 4 manicotti ingaggiati nelle relative guide saldate alla struttura di base (a differenti altezze per facilitarne l’installazione), evitando qualsiasi potenziale impatto della copertura con il piping e gli equipment già installati. I due moduli sono connessi tramite perni tra la sezione delle colonne della copertura e i manicotti della fondazione (D’Appolonia, 2013b).

La struttura di base è un telaio costituito da elementi tubolari su cui è pre-installato il piping. Questo verrà fissato al fondale mediante quattro pali. Alla base del telaio di tubolari è posizionata anche una piastra forata che costituisce una fondazione a mudmat che deve garantire la stabilità della fondazione in condizioni temporanee.

La struttura di base sarà sollevata da quattro golfari posizionati agli angoli e con l’ausilio di sling inclinate a 60°.

La zona in cui verrà installato il PLEM è interdetta alla pesca; poiché spesso tale divieto non è rispettato, si è ritenuto di proteggere adeguatamente il PLEM e gli equipment in esso contenuti con una struttura in cui i lati e la parte superiore sono coperti di grating che previene l’impatto o l’incagliamento di attrezzature da pesca e comunque permette l’ispezione visiva del piping e delle valvole durante la vita utile della struttura. Per evitare inoltre la caduta di oggetti all’interno della struttura e mantenere contemporaneamente l’accessibilità alle valvole si è previsto di predisporre sportelli incernierati sulla parte superiore in corrispondenza dell’attuatore delle valvole stesse. .

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

La struttura sarà protetta dagli effetti della corrosione per un minimo di 25 anni mediante applicazione di rivestimento in vernice epossidica e mediante protezione catodica costituita da una appropriata quantità di anodi installati sulla struttura stessa.

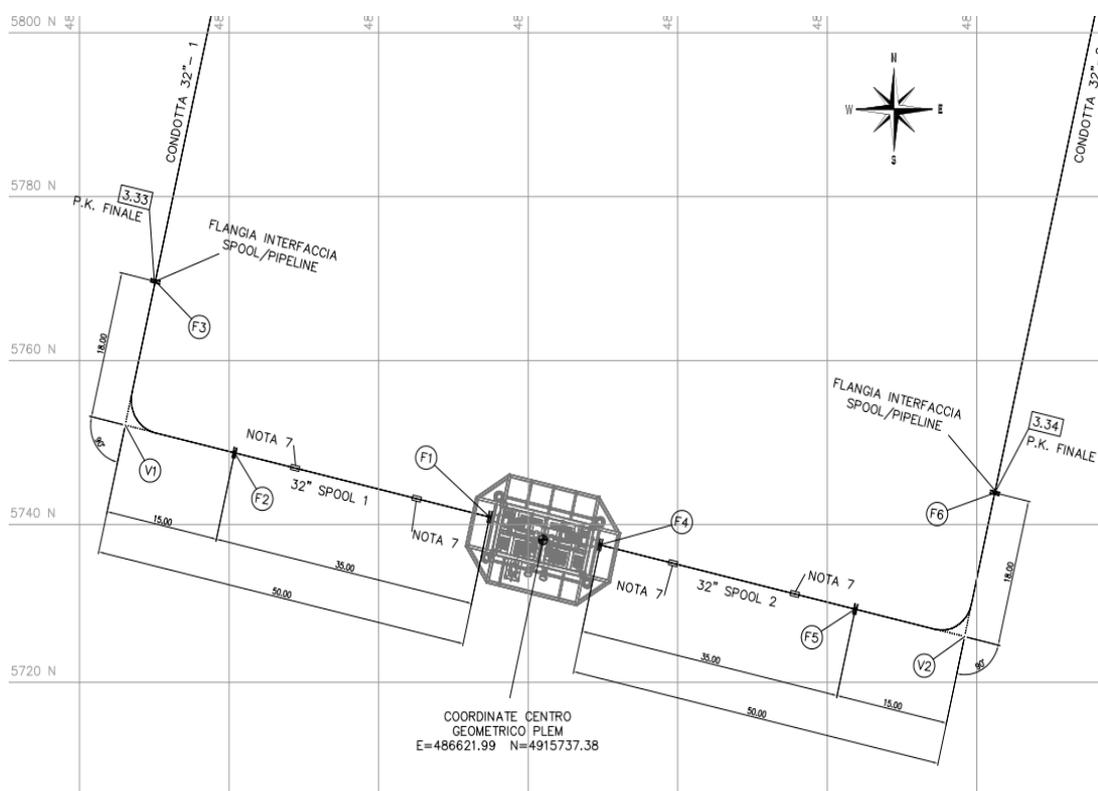
### 5.3 SEALINE COLLEGAMENTO A TERRA

Nel caso di ormeggi in mare aperto, la possibilità di operare con portate di sbarco molto elevate diventa una condizione irrinunciabile. Operare con basse rate di sbarco porterebbe infatti o a un fattore di occupazione troppo elevato (con la conseguenza di tempi di attesa inaccettabili), oppure a una capacità di sbarco insufficiente per giustificare gli elevati investimenti richiesti (D'Appolonia, 2013b).

Per il collegamento del nuovo monormeggio è prevista la realizzazione di due condotte da 32" che partendo dal PLEM consentiranno di raggiungere direttamente le stazioni di stoccaggio e rilancio alle reti di distribuzione ubicate all'interno del Porto Petroli, per uno sviluppo complessivo di circa 3,300 metri.

La rotta delle due condotte sottomarine è illustrata in Figura 5.1 in allegato. Ciascuna condotta parte dal punto PK (Progressive Kilometer) 0.0 situato sulla prima saldatura fuori acqua ubicata al limite di batteria lato terra ed è costituita da:

- una sezione lunga circa 1,800 m installata all'interno di un tunnel ottenuto mediante TOC che parte dal PK 0.0 fino al foro di uscita sul fondo del mare, approssimativamente al PK 1.8 localizzato alla profondità di circa 22 m;
- una sezione lunga circa 1500m fra il foro di uscita della TOC, PK 1.8, fino al PK 3.3 sul fondo del mare ad una profondità di circa 60m;
- un Expansion Loop (sezione di condotta a misura sagomato a "L" per assorbire la dilatazione termica della condotta) di connessione fra la condotta sottomarina e la flangia di connessione sul PLEM. La configurazione dei due Expansion Loops è illustrata nella seguente Figura.



**Figura 5.g: Configurazione Loops di Espansione – PLEM**

Per la protezione delle tubazioni di acciaio è prevista la realizzazione di uno strato di rivestimento che ha sia scopo anticorrosivo che di isolante termico. In aggiunta al rivestimento protettivo, nel tratto in cui le condotte saranno posate sul fondale sarà realizzato uno strato di appesantimento di gunite per migliorarne la stabilità.

Nella tabella seguente sono riepilogate le principali caratteristiche delle condotte sottomarine.

**Tabella 5.3: Caratteristiche Principali delle Condotte**

Parametro	Tratto TOC	Tratto Posato su Fondale
Lunghezza (m)	1,800	1,500
Diametro nominale (")	32	32
Spessore gunite (mm)	--	80 (primi 1,100 m) 120 (ultimi 400 m)
Tipo acciaio	API-5L Grade X-65	API-5L Grade X-65
Rivestimento anticorrosivo esterno	3LPE – Polietilene Ps = 960 kg/m <sup>3</sup> Spessore 4 mm	3LPE - Polietilene Ps = 960 kg/m <sup>3</sup> Spessore 4 mm
Appesantimento	--	Gunite Ps <sub>s</sub> = 3.040 kg/ m <sup>3</sup>

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

## 5.4 STAZIONE TRAPPOLE PIG DI SPIAZZAMENTO

Il progetto del nuovo Terminale Offshore comprende inoltre una stazione trappole a terra necessaria per il lancio di pig di pulizia, spiazzamento dei prodotti ed ispezione. Il layout e le sezioni della stazione trappole sono riportati in Figura 5.2.

La stazione trappole è costituita da:

- trappole di lancio / ricezione;
- sistema di smistamento greggio;
- sistema di ricezione del fluido di piazzamento;
- sistema di raccolta acque oleose;
- sistema di protezione attiva antincendio;
- sistema di controllo e protezione.

Le trappole sono di tipo bidirezionale, possono cioè entrambe lanciare e ricevere i pig. Nella stazione trappole sono previste valvole motorizzate (MOV), necessarie per la selezione della modalità operativa (lancio/ricezione) e per la selezione della destinazione del fluido in arrivo (serbatoio fluido di spiazzamento, sistema smistamento del greggio).

In ingresso alla stazione trappole sono previste due valvole di shut down (SDV) comandate idraulicamente e necessarie per l'isolamento dell'impianto.

Per le operazioni di spiazzamento viene utilizzato il greggio a basso pour point contenuto in un apposito serbatoio. Tramite un sistema di pompe il fluido di spiazzamento viene iniettato nelle condotte e scaricato nuovamente nel serbatoio. Per la ricezione del prodotto trasferito dalla nave è previsto un manifold, connesso alla rete di smistamento del greggio.

Al di sotto dell'area pig sarà realizzata una platea, adeguatamente predisposta al fine di convogliare e raccogliere le acque superficiali in opportuni nuovi pozzetti collegati alla rete di smaltimento esistente. È inoltre prevista la costruzione di un nuovo pipe rack all'interno della fossa collettori necessario a fornire il supporto necessario ai nuovi collettori e supportare l'impalcato di ispezione.

La stazione comporterà ingombri visivi di minima entità, dal momento che la maggior parte delle tubazioni da installare avrà una elevazione di + 1.5 m s.l.m. e sarà posizionata in prossimità di strutture tubolari già esistenti.

## 5.5 SISTEMI AUSILIARI

I sistemi ausiliari che completano l'impianto sono di seguito sinteticamente descritti, con indicazione delle caratteristiche principali.

### 5.5.1 Sistema Antincendio

Il sistema antincendio sarà realizzato per la protezione delle seguenti aree:

- trappole di lancio/ricezione;

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

- sistema di smistamento greggio sino alla fossa collettori (la fossa collettori non è stata considerata tra le aree da proteggere in quanto già protetta dall'esistente sistema antincendio).

Sarà utilizzato un sistema di monitori (cannoni sparaschiuma) sopraelevati fissi a copertura delle aree, gestiti tramite torrette di manovra. Ogni torretta sarà dotata di sistema di auto raffreddamento. I monitori saranno installati in posizione opportuna in considerazione della disposizione delle aree e della direzione predominante del vento.

Tutti i monitori sono alimentati direttamente dai circuiti secondari rispettivamente di acqua e di liquido schiumogeno e attivati manualmente attraverso l'adozione di valvole ad apertura rapida. Essi forniranno una soluzione di acqua e schiumogeno per l'estinzione dell'incendio.

Ogni monitor è dotato di:

- miscelatore dell'acqua con il liquido schiumogeno, di tipo a portata variabile e a percentuale di miscelazione costante;
- due valvole di alimentazione a sfera, una per l'acqua e una per il liquido schiumogeno;
- dispositivi ausiliari e valvole manuali.

Verrà, inoltre utilizzato un sistema fisso di idranti acqua-schiuma del tipo soprassuolo a scopo di primo intervento e contenimento.

### **5.5.2 Sistema Raccolta Drenaggi Oleosi e Sistema Trattamento Effluenti Liquidi**

Nell'area delle trappole sarà realizzato un nuovo sistema di raccolta e rilancio effluenti oleosi, costituito dai seguenti sotto insiemi:

- sistema di drenaggio acque reflue oleose;
- No. 2 pozzetti di raccolta ubicati sotto ciascuna trappola;
- No. 2 pompe di rilancio da 22 m<sup>3</sup>/ora azionabili mediante segnale di alto livello del pozzetto;
- piping di collegamento ai serbatoi esistenti di stoccaggio acque oleose.

I reflui drenati saranno inviati al sistema esistente di trattamento acque oleose attualmente in uso in Porto Petroli, in cui saranno trattati per il successivo scarico a mare. Il sistema esistente, già dimensionato per consentire il trattamento della quota parte di reflui conferiti dal nuovo sistema di raccolta, è brevemente descritto nel seguito.

Lo stoccaggio dei reflui da trattare viene realizzato mediante dei serbatoi da 5,000 m<sup>3</sup>/cad denominati S2 e S4. La quantità massima di reflui da trattare è pari a 15,000 ton/anno con un trattato giornaliero pari a 160 m<sup>3</sup>/gg.

I reflui stoccati nei serbatoi S2 e S4 vengono inviati per caduta alle 5 vasche PPI di disoleazione per una prima separazione acqua-olio attraverso sistema a pacchi lamellari.

Le 5 vasche in questione hanno un volume complessivo di 63 m<sup>3</sup> ed una portata variabile tra 120 e 250 m<sup>3</sup>/ora di materiale in entrata. Le frazioni oleose raccolte vengono inviate in un serbatoio di rilancio dedicato da circa 2.5 m<sup>3</sup> dove è installata la pompa ad aria compressa che li invia al serbatoio di stoccaggio S16 da circa 120 m<sup>3</sup> di capacità.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

Le acque vengono di seguito destinate, se a norma, al serbatoio S3 prima dello scarico a mare. In caso le acque risultino non a norma, in uscita dalle vasche vengono inviate al sistema di trattamento chimico fisico costituito da:

- impianto di flottazione;
- sistema di coagulazione;
- sistema di chiarificazione/sedimentazione;
- sistema di neutralizzazione finale;
- verifica dei parametri chimico fisici;
- scarico a mare dell'acqua se a norma.

Le miscele idrocarburiche separate dal trattamento chimico fisico vengono inviate al serbatoio di stoccaggio S16 e smaltite come rifiuto per una quantità stimata in 100 t/anno (la quantità di rifiuto connessa al trattamento della nuova quota parte di reflui in arrivo dal sistema di drenaggio dell'area trappole è stimata come trascurabile).

### 5.5.3 Sistema Elettrico

La realizzazione delle opere a progetto comporterà l'introduzione delle seguenti nuove utenze elettriche:

- pompa di rilancio trappola A;
- pompa di rilancio trappola B;
- sistema di illuminazione area trappole;
- quadro valvole motorizzate;
- alimentazione del quadro locale di controllo (PLC);
- quadro valvole idrauliche di emergency shout down.

Il nuovo sistema di alimentazione dell'impianto sarà integrato con il sistema esistente: verranno realizzate sei partenze dai quadri di bassa tensione a 400 V, ubicati nella cabina satellite esistente sulla banchina tra il pontile gamma ed il pontile delta.

### 5.5.4 Sistemi di Protezione dalle Azioni Corrosive

Il tipico problema delle condotte sottomarine è la corrosione, ossia la graduale asportazione del materiale della tubazione per effetto chimico (ossidazione) o elettrochimico (corrosione galvanica), in cui il metallo si comporta da anodo e l'ambiente circostante da catodo. La condotta a progetto sarà protetta dalla corrosione tramite l'utilizzo di:

- una protezione passiva che consiste in (D'Appolonia, 2013c):
  - rivestimento della condotta nel tratto TOC con 4 mm di polietilene (3LPE)
  - rivestimento del tratto di condotta non interrato con 4mm di polietilene (3LPE) e con gunite (80 mm per una lunghezza di 1,100 m e con 120 mm per una lunghezza di 400 m)

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

- una protezione attiva (protezione catodica), mediante l'applicazione di anodi sacrificali in lega di alluminio lungo l'intero sviluppo della condotta.

L'abbinamento della protezione catodica con il rivestimento isolante ha la principale funzione di ridurre la superficie metallica di scambio della corrente di protezione. Due sono i vantaggi che ne conseguono:

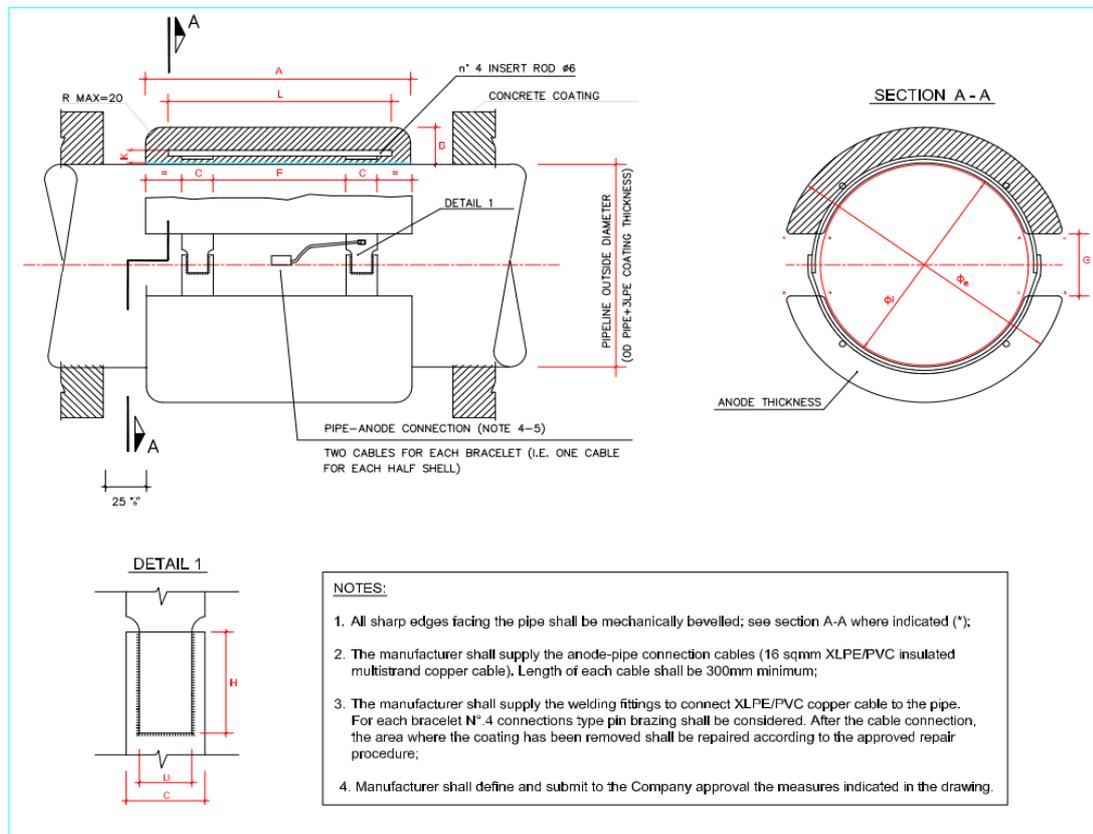
- riduzione della corrente totale di protezione;
- maggiore uniformità delle condizioni di protezione lungo la condotta.

Nel dettaglio, per la protezione delle condotte è previsto l'utilizzo di 58 anodi del tipo a bracciale: ogni metà-bracciale sarà attraversata longitudinalmente da anime in acciaio tondo. Nella seguente tabella sono riassunte le caratteristiche della protezione anticorrosiva applicata alle condotte, mentre nella figura sottostante è illustrato il layout degli anodi a bracciale (D'Appolonia, 2013c).

**Tabella 5.4: Sistema di Protezione Anti Corrosione delle Condotte Sottomarine**

Tratto di condotta	Gunite (mm)	Numero di anodi installati
Condotta posata in TOC	0	30
Primi 1,100 m di condotta dopo uscita da TOC	80	22
Ultimi 400 m di condotta posata sul fondale	120	6

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**



**Figura 5.h: Layout degli Anodi Sacrificali**

Anche per le altre parti metalliche da installare è previsto un analogo sistema anti corrosione costituito dalla combinazione di vernici epossidiche e protezione catodica.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

## 6 ANALISI DELL'OPZIONE ZERO E DELLE ALTERNATIVE

### 6.1 ANALISI DELL'OPZIONE ZERO

Nel presente paragrafo è riportata l'analisi dell'evoluzione dei sistemi antropici-ambientali nell'ipotesi di assenza della realizzazione del progetto (ossia la cosiddetta opzione zero). Tale analisi è condotta con riferimento alle componenti ambientali considerate nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA.

Alla base di tale valutazione è la considerazione che, in caso di mancata realizzazione del progetto, verrebbero meno i benefici collegati alla presenza di un nuovo punto di scarico off-shore discussi al Capitolo 3 e sintetizzabili in:

- risistemazione globale dell'area di Genova-Multedo, in linea con le necessità operative dei cantieri navali Fincantieri;
- delocalizzazione off-shore di parte del traffico attualmente afferente al bacino interno del Porto Petroli di Genova, in linea con le aspettative della comunità locale.

#### 6.1.1 Atmosfera

La mancata realizzazione del progetto proposto non consentirebbe la delocalizzazione al largo della costa di parte del traffico navale attualmente afferente al Porto Petroli: dal punto di vista dell'impatto sulla componente atmosfera, sarebbero conservate in prossimità del centro abitato di Multedo le fonti di emissioni di inquinanti rappresentati dalle navi e dai rimorchiatori utilizzati per la manovra delle stesse.

#### 6.1.2 Ambiente Idrico e Marino

Durante il normale esercizio del Terminale offshore non sono previsti impatti sulla componente di diversa natura rispetto a quelli già potenzialmente presenti nell'attuale configurazione del Porto Petroli.

Inoltre, dal punto di vista dell'occupazione dell'ambito marino di progetto si sottolinea che:

- nell'ambito del progetto è prevista la dismissione di una struttura off-shore con caratteristiche similari a quella proposta;
- le tubazioni saranno posate sul fondale marino per un tratto di soli 1,550 m ed a profondità superiori a 20 m, per il resto saranno interrate.

Pertanto, la mancata realizzazione del progetto non comporterebbe alcun vantaggio rispetto alla realizzazione in termini di impatto sulla componente.

#### 6.1.3 Suolo e Sottosuolo

Le aree a terra previste per la realizzazione dell'intervento ricadono tutte all'interno del Porto Petroli di Multedo e la loro realizzazione contribuirà ad una almeno parziale riorganizzazione degli spazi di tale ambito portuale.

La mancata realizzazione del progetto non comporterebbe pertanto benefici alla componente.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

#### **6.1.4 Flora, Fauna ed Ecosistemi**

Il sito individuato per la localizzazione del progetto è prevalentemente in ambito portuale, lontano da aree naturali protette o comunque a valenza naturalistica. La mancata realizzazione dell'impianto non determinerebbe pertanto una ricaduta di segno positivo sugli ecosistemi naturali.

#### **6.1.5 Paesaggio**

Il sito individuato per la localizzazione dell'impianto è già attualmente caratterizzato dalla presenza di una struttura di dimensioni simili a quella della nuova monoboa proposta: la presenza di tale struttura non è comunque avvertibile e pertanto non ha alcuna influenza sullo skyline. Tale considerazione vale anche per le navi petroliere afferenti alla nuova monoboa, in considerazione del fatto che già attualmente l'ambito marino prospiciente Porto Petroli è caratterizzato da traffico navale afferente al Porto di Genova e, in particolare, in entrata ed in uscita dal Porto Petroli stesso e dal VTE (Voltri Terminal Europa) di Voltri.

Inoltre, l'assenza delle strutture a terra previste dal progetto non comporterebbe rilevanti benefici alla componente in considerazione sia della loro ubicazione in ambito portuale ed in corrispondenza di strutture simili già presenti in sito, sia della loro modesta elevazione rispetto al piano campagna.

#### **6.1.6 Rumore e Vibrazioni**

Analogamente a quanto evidenziato per la componente atmosfera, la mancata realizzazione del progetto proposto non consentirebbe la delocalizzazione al largo della costa di parte del traffico navale attualmente afferente al Porto Petroli: dal punto di vista dell'impatto sulla componente, sarebbero conservate in prossimità del centro abitato di Multedo le fonti di emissioni di rumore rappresentati dalle navi e dai rimorchiatori utilizzati per la manovra delle stesse.

L'esercizio dell'impianto, inoltre, non determina impatto vibrazionale.

#### **6.1.7 Aspetti Socio-Economici e Salute Pubblica**

La realizzazione del progetto comporta effetti positivi in termini di:

- gestione dell'operatività del Porto Petroli, grazie all'opportunità di disporre di un ormeggio off-shore per navi di grandi dimensioni;
- potenziale messa a disposizione dei cantieri navali Fincantieri di nuove aree operative;
- allontanamento dalle zone residenziali di parte dei traffici navali afferenti al bacino interno del Porto Petroli.

In caso di non realizzazione del progetto, tali effetti positivi sarebbero annullati, senza comportare effetti positivi di altra natura sulla componente.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

## 6.2 ANALISI DELLE ALTERNATIVE

Nel presente paragrafo sono riportate le analisi delle alternative progettuali prese in considerazione durante la fase di sviluppo del progetto dell'opera. Nel dettaglio, le alternative sono state valutate per:

- localizzazione della nuova monoboa;
- rotta delle condotte sottomarine;
- tecnica di posa delle condotte sottomarine.

### 6.2.1 Localizzazione della Nuova Monoboa

La nuova monoboa sarà localizzata in corrispondenza della batimetria 65 m, nell'immediata prossimità dell'attuale posizione del sistema di ormeggio esistente di cui è prevista la dismissione. Tale posizionamento è stato selezionato sulla base delle considerazioni pregresse che hanno condotto alla scelta dei due sistemi offshore attualmente esistenti, con riferimento a:

- batimetria: la collocazione di un ormeggio offshore diventa complesso e costoso su fondali superiori ai 60 – 70 m: la ricerca del punto di posizionamento è stata pertanto limitata all'area interna alla batimetria dei 70 m, anche in considerazione del fatto che installazioni in zone con battente d'acqua superiore richiederebbero tecniche per le quali non sono ancora state testate le performances. Questa condizione pone dei vincoli effettivi, dato che nel tratto di mare antistante il Porto Petroli, come del resto in tutto il Mar Ligure, la profondità dei fondali cresce rapidamente con l'allontanamento dalla costa;
- disponibilità di adeguati spazi di manovra: l'area di manovra da riservare attorno a un ormeggio offshore è indicata nella Pubblicazione N. 8 dell'ABS. In assenza di maggiori necessità dovute a situazioni locali, è richiesto che attorno all'ormeggio sia disponibile un'area circolare priva di ostacoli di raggio pari ad almeno tre volte la lunghezza delle maggiori navi da servire. Nel caso specifico, avendo assunto navi di progetto con lunghezza massima prevista pari a 376 m, si stima un cerchio di evoluzione intorno alla boa pari ad circa 1,130 m: tale raggio di manovra mantiene la nave a distanza di sicurezza rispetto alla diga aeroportuale. Localizzazioni più prossime alla diga aeroportuale non risulterebbero fattibili per motivi di sicurezza.
- distanza da Porto Petroli: la necessità di contenere la lunghezza delle condotte sottomarine di collegamento tra l'ormeggio e gli impianti a terra ha portato ad escludere ogni ipotesi di collocazione a Ponente del Porto di Voltri o a Levante dell'aeroporto;
- non interferenza con il canale di accesso al bacino interno di Multedo: la posizione dell'ormeggio e del cerchio di brandeggio della nave attorno ad esso non deve ovviamente interferire con il canale utilizzato dalle navi per accedere ai pontili del bacino interno di Multedo. Il raggio del cerchio di brandeggio risulta di 527 metri, come somma degli elementi qui di seguito elencati (si veda la precedente figura):
  - raggio dello scafo della boa, pari a 6 m,
  - spostamento della boa sotto carico massimo, pari a circa 20 m,

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

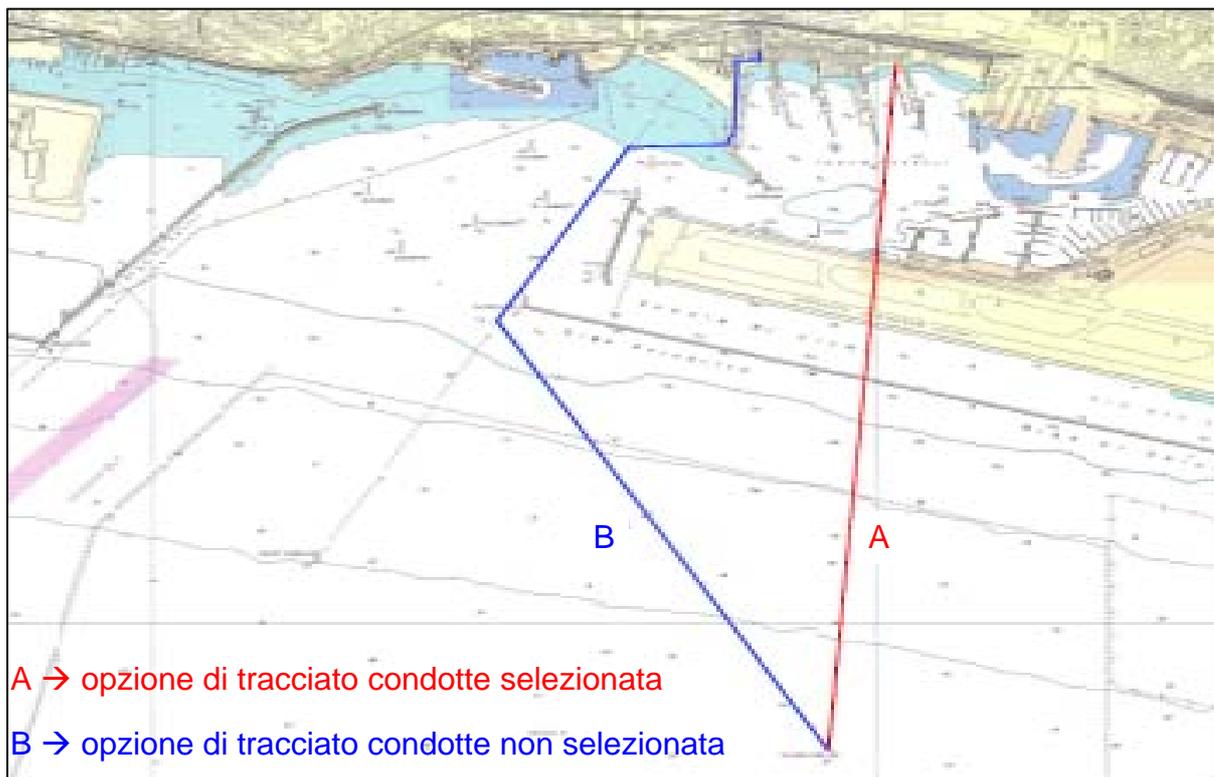
- lunghezza del cavo di ormeggio di prua, circa 45 m,
- lunghezza della nave, circa 376 m,
- lunghezza del cavo di poppa al rimorchiatore in assistenza, circa 50 m,
- lunghezza del rimorchiatore, circa 30 m.

Tale raggio risulta ampiamente compresa nella distanza tra la localizzazione prescelta ed il canale di ingresso al Porto Petroli che risulta pari a circa 3 km.

In considerazione di quanto sopra, risulta giustificata la scelta del posizionamento della boa in prossimità del sistema offshore esistente, anche in considerazione delle pregresse esperienze di selezione di tale sito.

### 6.2.2 Condotte Sottomarine

Fissata l'area di localizzazione della boa sono state individuate due possibili alternative di tracciato delle condotte sottomarine, come illustrato nella seguente figura.



**Figura 6.a: Analisi delle Alternative – Rotta delle Condotte Sottomarine**

La scelta della rotta è caduta sull'opzione A, tenendo conto delle seguenti considerazioni di opportunità progettuale (D'Appolonia, 2013b):

- minimizzare la lunghezza della rotta;

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

- minimizzare i volumi di scavo necessari alla posa delle condotte: l'opzione B comporterebbe lo scavo di circa 40,000 m<sup>3</sup> di fondale marino contro i circa 4,700 m<sup>3</sup> connessi alla realizzazione della TOC;
- minimizzare la movimentazione di sedimenti ed il conseguente impatto sulla qualità delle acque marine: come evidenziato al punto precedente, l'opzione B comporterebbe ingenti movimentazioni di fondale per l'interramento delle condotte in zone a bassa batimetria, mentre l'opzione A prevede l'implementazione della TOC e la posa sul fondale senza scavo, con movimenti di fondale localizzati in zone puntuali;
- evitare o ridurre il numero di interferenze con cavi e condotte preesistenti;
- evitare problemi inerenti la sicurezza in fase di esercizio dovuti al fatto che il tratto on-shore delle sealine per il tracciato B sarebbe previsto sulla banchina occidentale lungo il confine d'impianto, con possibili interferenze con zone adiacenti adibite a suolo pubblico;
- minimizzare il numero di curve;
- garantire un minimo raggio di curvatura stabile sul fondo;
- garantire una distanza minima dalle aree interdette o critiche;
- minimizzare la lunghezza dell'intersezione della rotta con il Corridoio di accesso al porto;
- minimizzare i tempi di chiusura dell'accesso al porto durante l'esecuzione dei lavori esecuzione dei lavori (si stima che l'esecuzione della rotta "B" comporterebbe la chiusura del porto per un periodo di tempo variabile tra 30 e 70 giorni).

Inoltre, è stata scelta la configurazione con doppia condotta di collegamento anziché con condotta singola a seguito di considerazioni operative derivanti anche dall'esercizio dei sistemi off-shore già operati da Porto Petroli, in cui erano osservati inconvenienti al termine delle operazioni di sbarco relative al fatto che lo piazzamento poteva avvenire solo da nave: la configurazione con doppia condotta consente invece lo piazzamento da terra.

### 6.2.3 Tecnica di Posa delle Condotte Sottomarine

Una volta stabilita la rotta delle condotte, l'analisi delle alternative ha riguardato le tecniche di posa delle condotte sottomarine. con riferimento ai due diversi tratti:

- tratto di sottopasso dell'aeroporto, per il quale l'alternativa alla tecnica TOC è rappresentata dalla trivellazione in microtunnelling. Tale alternativa non è tuttavia ritenuta fattibile considerate la lunghezza e il diametro delle condotte ed i pesi ad essi connessi;
- tratto di congiungimento tra l'uscita della TOC e la monoboa, per cui le alternative praticabili sono rappresentate dal semplice appoggio sul fondale marino e dall'interramento della condotta. La scelta è caduta sull'appoggio su fondale dal momento che, dal punto di vista ambientale, lo scavo della trincea e la successiva copertura avrebbero comportato un potenziale impatto sulle acque marine a causa dell'aumento di torbidità connesso alla movimentazione dei sedimenti.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

## 7 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI CANTIERE

Nel presente capitolo sono descritte le attività di cantiere finalizzate alla costruzione dell'opera. In particolare, saranno forniti dettagli relativi alle fasi di lavoro connesse alla realizzazione delle diverse componenti dell'opera ed alle aree di cantiere individuate con riferimento alla Relazione Descrittiva di Cantierizzazione (D'Appolonia, 2013b).

### 7.1 AREE DI CANTIERE

La localizzazione delle aree di cantiere e l'identificazione delle fasi di lavoro sono state condotte tenendo in opportuna considerazione la complessità dell'opera ed il contesto delle zone individuate sia per l'ubicazione dei cantieri, sia per l'esecuzione delle lavorazioni.

In particolare, sono stati considerati i seguenti principi di base:

- minimizzazione degli impatti causati dai movimenti di materiali lungo la viabilità stradale esistente;
- analisi delle possibili modalità di trasporto dei materiali alternative a quelle su gomma;
- installazione del cantiere in ambito portuale;
- utilizzo di aree di supporto a terra sufficientemente vaste e localizzate in prossimità delle aree d'intervento;
- attenta pianificazione logistica e temporale delle attività di cantiere al fine di minimizzare gli impatti sulle attività portuali;
- ottimizzazione degli spazi disponibili per l'impianto di cantiere;
- analisi e risoluzione delle problematiche associate allo stoccaggio ed al trasporto di materiali ed attrezzature;
- rigorosa applicazione delle norme di sicurezza;
- disponibilità e costi;
- vicinanza della banchina di attracco alle rotte seguite dai mezzi marini;
- prossimità a vie di comunicazione importanti ed accessibili;

Per la realizzazione delle opere a progetto sono previste 2 aree di cantiere che verranno ubicate a terra in ambito portuale. Tali aree sono (Figura 7.1 in allegato):

- Area Multedo - Porto Petroli, per il cui layout di dettaglio si rimanda alla Figura 7.2 in allegato;
- Area Voltri – VTE, per il cui layout di dettaglio si rimanda alla Figura 7.3 in allegato.

Saranno inoltre utilizzate aree a mare, rappresentate dalle zone impegnate dalle diverse navi e/o mezzi subacquei che si succederanno durante le fasi esecutive dell'opera: in particolare, le aree operative in mare saranno localizzate al di fuori della diga dell'aeroporto e seguiranno prevalentemente il tracciato delle future condotte dal punto di uscita della TOC fino alla nuova monoboa.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

### 7.1.1 Area Multedo - Porto Petroli

L'area Multedo - Porto Petroli sarà localizzata in una zona retrostante il pontile Delta per una superficie di circa 4,000 m<sup>2</sup>.

All'interno dell'area sarà ubicato il cantiere per la perforazione con tecnica della TOC, per la cui descrizione si rimanda al successivo Paragrafo 7.2.1.

Inoltre, l'area di cantiere sarà utilizzata anche per la costruzione della stazione trappole.

### 7.1.2 Area Voltri - VTE

L'area Voltri – VTE sarà localizzata nella parte di Levante del sesto modulo del porto di Voltri per una superficie di circa 6,000 m<sup>2</sup> e sarà utilizzata a fini logistici (trasbordo strutture da dimettere ed installare, stoccaggio temporaneo delle tubazioni).

L'area comprenderà una fascia esterna del VTE, separata dalle banchine operative del terminal container mediante la recinzione Security. Tali aree sono attualmente utilizzate per lo stoccaggio di terre da scavo e materiale sciolto.

### 7.1.3 Logistica di Cantiere

Le aree di cantiere risultano facilmente raggiungibili sia dai principali caselli autostradali, sia attraverso la viabilità urbana e non presentano vincoli di transito per i veicoli pesanti.

Per i mezzi provenienti dall'autostrada e diretti all'area Multedo – Porto Petroli il casello più vicino risulta essere quello di Genova Pegli (distanza 1.5 km), mentre l'area Voltri - VTE ha un accesso diretto dal casello di Genova Voltri e pertanto i veicoli diretti all'area di cantiere potranno raggiungerla senza dover percorrere la viabilità urbana.

Nei percorsi urbani per raggiungere l'area Multedo – Porto Petroli i mezzi utilizzeranno le arterie principali della viabilità cittadina evitando, per quanto possibile, di transitare nelle vie centrali che risultano più congestionate.

Per ognuna delle aree di cantiere è stato definito un accesso unico ed identificato un percorso come riportato nella tabella seguente.

**Tabella 7.1: Attività di Cantiere, Identificazione della Viabilità di Servizio**

Area di Cantiere	Accesso su Viabilità Urbana	Strade Percorse dai mezzi di cantiere
Multedo – Porto Petroli	Via Ronchi	Via Ronchi - Via S. Pacoret de Saint Bon - Via Reggio
Voltri - VTE	--	Accesso diretto dal casello autostradale di Voltri

Gli accessi e le uscite dalle aree di cantiere saranno regolamentati con opportuna segnaletica di avviso e la visibilità degli ingressi sarà verificata in modo da ridurre le condizioni di rischio per il traffico dovute all'ingresso e all'uscita dei mezzi.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

## 7.2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI COSTRUZIONE

Il programma dei lavori sviluppato prevede una durata complessiva di 13 mesi per l'esecuzione delle opere previste. Il cronoprogramma delle attività è riportato in Figura 7.4.

I lavori inizieranno nell'area Multedo – Porto Petroli, dove sarà installato il cantiere logistico di supporto per la posa delle condotte interrato di attraversamento. La trivellazione, realizzata mediante la tecnica TOC, che consiste nella realizzazione di un foro sotterraneo senza l'esecuzione di scavi a cielo aperto, costituirà la sede di posa della tubazione metallica nel suo primo tratto.

La trivellazione delle due condotte sarà eseguita in successione, da terra verso mare senza la fuoriuscita dal fondale, con la tecnica “dead hole” o foro cieco.

I lavori nell'area Voltri - VTE inizieranno al termine delle fasi di trivellazione, sia a terra con l'approvvigionamento dei conci di tubazione che a mare, sia con le operazioni per la dismissione del vecchio sistema off-shore.

Successivamente, nelle aree operative a mare inizierà la posa delle condotte sottomarine mediante l'utilizzo di una nave posatubi, che realizzerà in successione prima i due tratti di condotta da posare nel tratto TOC, mentre nell'area a terra, dopo aver completato le operazioni di trivellazione, inizierà il tiro delle condotte all'interno dei tunnel con il “metodo pull back”.

Terminato il tiro delle condotte, mentre nelle aree operative a mare la nave posatubi proseguirà la posa delle condotte fino al punto di collegamento con il PLEM, nell'area Multedo – Porto Petroli inizierà lo smontaggio delle strutture dell'impianto di perforazione.

Ultimata la posa delle due condotte, mentre a mare inizieranno le operazioni per l'installazione del nuovo monormeggio di tipo CALM, nell'area Multedo – Porto Petroli saranno realizzati i collegamenti con le strutture a terra (stazione trappole e relativi sistemi) e successivamente inizieranno le attività di Testing e Commissioning.

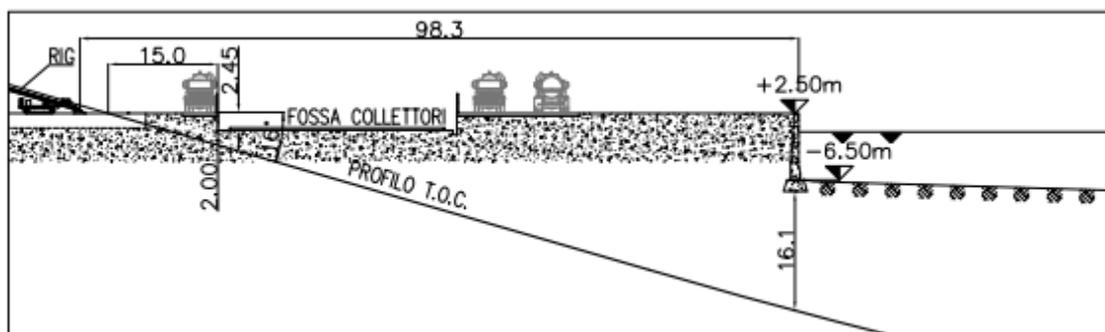
Nei successivi paragrafi è riportata la descrizione delle principali attività di realizzazione del progetto (D'Appolonia, 2013a), suddivise schematicamente in:

- realizzazione della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) per la posa del tratto di condotta da terra alla batimetrica di circa 20 m;
- rimozione del sistema boa off-shore attualmente localizzato in prossimità del sito in cui sarà ubicata la nuova monoboa;
- lavorazioni di costruzione a mare (installazione delle condotte da uscita TOC alla boa, installazione degli expansion loops, del PLEM e della nuova boa);
- costruzione della stazione trappole a servizio del nuovo sistema;
- pre-commissioning delle condotte e del sistema.

### 7.2.1 Realizzazione della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)

La tecnica TOC prevede un punto di ingresso a terra e un punto di uscita offshore, necessitando di un'apposita area di cantiere sulla banchina del Porto come sopra illustrata.

Nelle due fasi di costruzione del foro pilota e dei successivi alesaggi fino alla dimensione finale adeguata per il tiro della condotta, la trivellazione avanzerà da terra fino a circa 20 metri prima del punto previsto di uscita della TOC sul fondale. Il profilo della parte iniziale di TOC è illustrato nella seguente figura.



**Figura 7.a: Profilo del Tratto Iniziale della TOC**

In generale, la TOC rappresenta una tecnica di trivellazione con controllo attivo della traiettoria che consente la posa di tubazioni in polietilene o acciaio, di diametro compreso tra 40 e 1,600 mm, adatte per la fornitura di tutti i tipi di sottoservizi. La posa avviene mediante una trivellazione guidata elettronicamente dal punto di ingresso a quello di arrivo, senza la necessità di effettuare scavi a cielo aperto.

Questa tecnica è ormai parte integrante della prassi relativa alla posa di servizi interrati: con tale sistema è possibile installare condutture al di sotto di grandi vie di comunicazioni (aeroporti e ferrovie), di corsi d'acqua, canali marittimi, etc.

La metodologia di TOC normalmente consta in tre fasi di cui (si veda la figura seguente):

- la prima comporta l'esecuzione di un foro pilota di piccolo diametro lungo un profilo prestabilito;
- la seconda implica l'allargamento di questo foro pilota fino ad un diametro tale da permettere l'alloggiamento della tubazione;
- la terza consiste nel varo della tubazione all'interno del foro.

Nel proseguo del paragrafo sarà fornita una breve descrizione delle tre fasi tipologiche mostrate nella figura precedente.

#### 7.2.1.1 Prima Fase: Realizzazione del Foro Pilota

Il foro pilota viene realizzato da una trivella posta all'estremità dell'asta di perforazione che effettua un'azione di taglio del terreno. Il taglio meccanico del terreno è fornito da una trivella azionata da un motore a fanghi, mentre il taglio idraulico è effettuato da una lancia di perforazione a getti.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

La capacità direzionale, nella fase di realizzazione del foro pilota, è garantita da un'asta di perforazione tubolare di piccolo diametro munita, in prossimità della testa, di un piano asimmetrico meglio noto come scarpa direzionale e contenente al suo interno una sonda direzionale in grado di determinare in ogni momento la posizione della testa di perforazione. Il piano asimmetrico della scarpa direzionale crea pertanto un angolo fra l'asse di avanzamento e l'asta di perforazione. Se è necessario un cambio di direzione, l'asta di perforazione viene ruotata in modo che il piano asimmetrico coincida con il cambio di direzione desiderato. Quando non sono richiesti cambi di direzione, si procede facendo avanzare e contemporaneamente ruotare l'asta di perforazione: in tal modo l'effetto di deviazione viene ripartito uniformemente su tutta la circonferenza e pertanto si annulla.

Il tracciato del foro è controllato durante la perforazione da frequenti letture dell'inclinazione dell'azimut. Queste letture, unite ai dati relativi alla lunghezza delle aste di perforazione già installate, sono utilizzate per calcolare le coordinate dell'estremità della trivella in rapporto al punto di inizio della perforazione stessa.

Il foro pilota può ritenersi completato quando le aste pilota o l'eventuale tubo guida, utilizzato a volte per evitare il bloccaggio delle aste pilota facilitando attraverso un getto d'acqua il trasporto in superficie dei materiali di scavo, escono in superficie in prossimità del punto di uscita previsto.

A questo punto, nel caso sia stato utilizzato il tubo guida, le aste pilota vengono ritirate lasciando il tubo guida all'interno del foro, lungo il profilo di progetto. In caso contrario, sono recuperate la trivella e la sonda per il controllo direzionale, lasciando la batteria di aste pilota all'interno del foro. In entrambi i casi, nel corso delle fasi successive, la batteria di aste rimaste nel foro viene utilizzata come asta di tiro.

#### 7.2.1.2 Seconda Fase: Alesatura del Foro

La seconda fase è costituita dall'allargamento del foro pilota per mezzo di un alesatore di diametro adeguato alle dimensioni della condotta da posare. L'alesatore ed i relativi accessori sono fissati alla batteria di aste di tiro nel punto di uscita, che viene fatto ruotare e contemporaneamente viene tirato dal rig di perforazione, allargando in questo modo il foro pilota. Man mano che l'alesatore procede vengono assemblate, dietro di esso, nuove aste di tiro per garantire la continuità di collegamento all'interno del foro. In funzione della lunghezza della condotta, del diametro e della tipologia di terreni attraversati, la fase di alesatura può essere ripetuta più volte, aumentando progressivamente il diametro dell'alesatore, sino a raggiungere le dimensioni del foro desiderate. In tal caso, viste le dimensioni della tubazione da varare per il progetto in esame (Diametro Nominale 800 mm), si ritiene necessaria l'esecuzione di un alesaggio fino al raggiungimento di un diametro del foro di 1,000 mm.

#### 7.2.1.3 Terza Fase: Tiro della Condotta

La terza fase consiste nel tirare la condotta all'interno del foro mediante tiro della stessa con le apposite aste, fino al rig. Di norma fra la condotta e le aste di tiro vengono interposti uno o più alesatori e un giunto reggispinga girevole che impedisce che la condotta sia sollecitata a torsione durante il tiro-posa.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

Durante le precedenti fasi di realizzazione del foro pilota, alesatura e tiro della condotta, viene utilizzato un fango di perforazione che, dosato opportunamente, ha molteplici funzioni:

- effettuare il taglio idraulico del terreno, disgregando, grazie all'energia cinetica accumulata e azionare il motore a fanghi;
- ridurre gli attriti nelle fasi di trivellazione e nella fase di tiro-posa della condotta;
- mantenere in sospensione i materiali fini trasportandoli, in parte, verso la superficie;
- contribuire alla stabilizzazione del foro, sia penetrando nelle porosità e miscelandosi al terreno, sia contribuendo ad aumentare la spinta idrostatica;
- evitare il surriscaldamento di tutti gli organi soggetti ad attrito (trivella a fanghi, lancia di perforazione, alesatori, snodo, ecc.);
- garantire il galleggiamento controllato della condotta nella fase di tiro-posa.

Nelle due fasi di costruzione del foro sopra descritte la trivellazione avanzerà da terra con le modalità classiche fino a 20 metri prima dall'uscita sul fondale, evitando così lo sversamento dei fanghi e dei frammenti di roccia in mare.

Lo sfondamento sarà effettuato in seguito, quando saranno pronte e posate sul fondale le stringhe delle condotte e si potrà quindi procedere con la rimozione del diaframma ed il completamento della trivellazione.

Dopo l'uscita a mare sarà posizionato, mediante il supporto di una squadra di sommozzatori, il giunto reggispinga girevole tra l'alesatore e la testa di tiro e la condotta ed inizieranno le operazioni di tiro da terra. Grazie a questa modalità operativa il foro rimarrà aperto solo un paio d'ore e successivamente il trascinarsi della condotta occluderà l'apertura evitando così la fuoriuscita di materiale.

Questo sistema consentirà di effettuare la maggior parte delle attività connesse con la realizzazione dell'opera sulla terraferma, riducendo al minimo sia le attività off-shore sia il quantitativo di materiale riversato in mare.

La TOC sarà realizzata partendo dalla banchina dall'area di cantiere Muledo – Porto Petroli e consentirà di sottopassare in sicurezza le strutture dell'Aeroporto Cristoforo Colombo di Genova senza necessità di scavi che coinvolgano direttamente il fondale marino. La trivellazione terminerà alla profondità di circa 22 m, presso la quale è previsto il congiungimento con la parte di condotta che sarà appoggiata sul fondale. Nella Figura 7.2 allegata è riportato il layout del cantiere necessario alla realizzazione della trivellazione.

Nell'area di cantiere situata dietro i punti d'uscita delle condotte saranno installate solo le due postazioni dei Rig, mentre la restante parte dell'impianto sarà installato a levante: l'unità fanghi e vibrovaglio sarà ubicata nella parte lato banchina mentre lo stoccaggio delle aste sarà realizzato nella parte a monte.

La cabina di comando e l'unità di produzione dell'energia, per ragioni operative devono essere ubicate a ridosso del Rig, e pertanto saranno localizzate nell'area compresa tra le due postazioni.

Per l'illustrazione della sequenza operativa necessaria alla costruzione e installazione della condotta si rimanda al successivo Paragrafo 7.2.3.1.

 Porto Petroli di Genova S.p.A.  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b> <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b> <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b> <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

### 7.2.2 Rimozione del Sistema Off-Shore Esistente

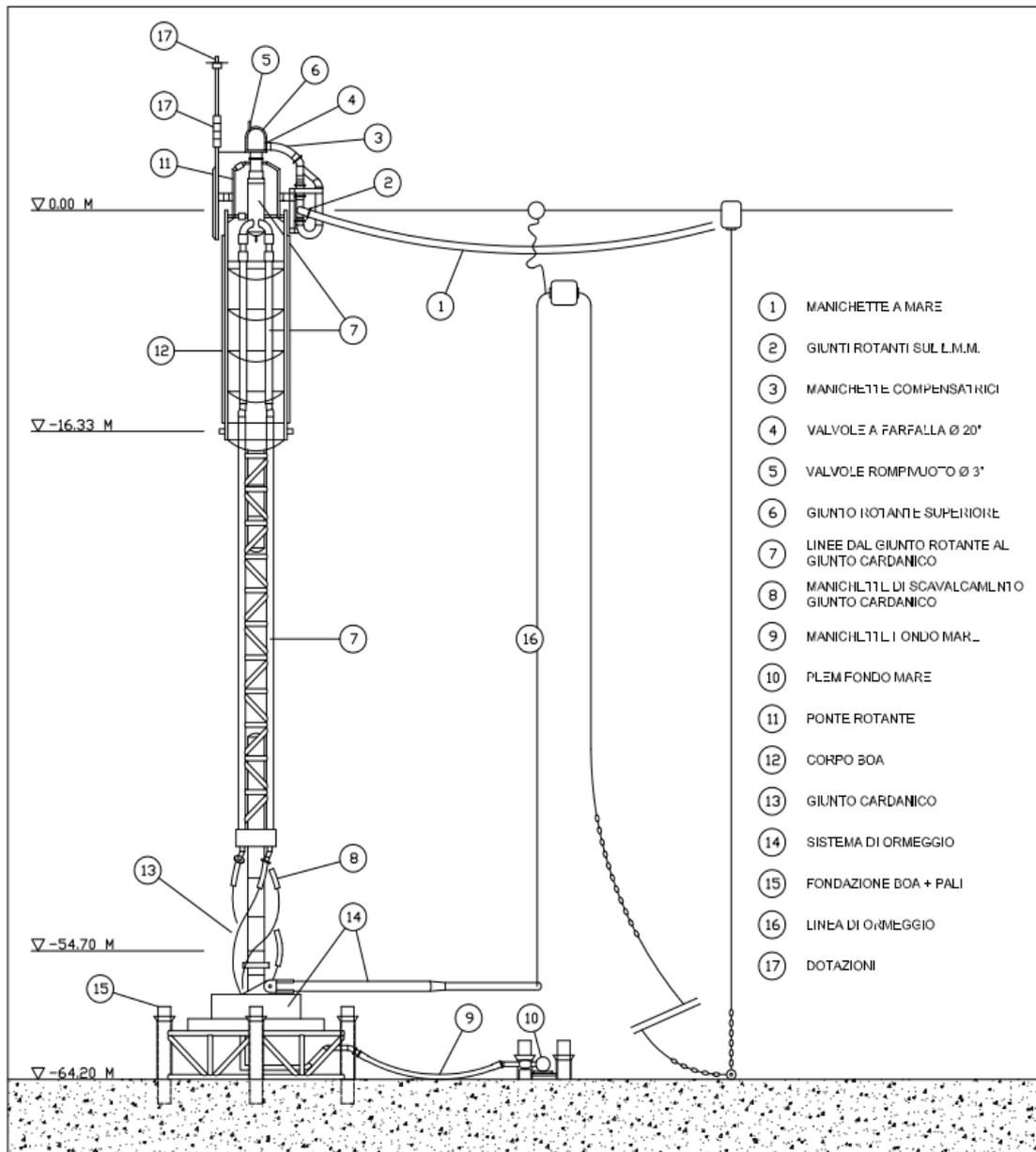
Prima dell'installazione della nuova monoboa è previsto il decommissioning della boa e del PLEM esistenti, localizzati al largo della diga dell'aeroporto in prossimità del sito di progetto delle nuove strutture.

Il sistema esistente presenta caratteristiche concettualmente simili a quelle del nuovo sistema di ormeggio; come da figura riportata nel seguito, è infatti possibile identificare le seguenti principali componenti:

- corpo monoboa galleggiante, costituito da un elemento cilindrico nella parte superiore e da una struttura a traliccio nella parte inferiore, a cui sono collegate le manichette di connessione con le navi cisterna;
- sistema di paracolpi per proteggere la boa da eventuali urti;
- struttura a traliccio di interconnessione boa e fondazione, costituita da elementi tubolari in acciaio, i cui montanti verticali fungono anche da via di trasporto del greggio. A questi sono collegate le manichette sottomarine provenienti dalla fondazione;
- manichette di interconnessione fra struttura tubolare a traliccio e fondazione;
- giunto cardanico inferiore, di connessione fra struttura a traliccio e fondazione;
- struttura di fondazione, costituita da elementi tubolari in acciaio a pianta esagonale e dotato di sei punti di ancoraggio;
- pali infissi al fondo marino, per l'ancoraggio della fondazione;
- ralla di ormeggio navi cisterna, ancorata alla fondazione;
- manichette da 20", di collegamento fra Fondazione e PLEM.

Sarà dismesso anche il PLEM esistente, localizzato in posizione laterale rispetto alla monoboa ed ancorato al fondale tramite 4 pali infissi.

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**



**Figura 7.b: Layout del Sistema Offshore Esistente**

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

Le attività di dismissione del sistema sono suddivise in:

- operazioni preliminari;
- rimozione effettiva delle strutture (Boa e PLEM).

Lo smaltimento delle strutture rimosse sarà condotto presso discariche autorizzate ed in ottemperanza alle normative vigenti in materia di rifiuti (si veda anche quanto riportato al Paragrafo 8.1.7).

Il sistema offshore esistente è collegato a terra tramite una condotta da 42", per la quale non è prevista la rimozione: la tubazione una volta sconnessa dalle flangie di collegamento al PLEM ed alla condotta di trasporto a terra darà chiusa tramite flangia cieca ed abbandonata sul fondo marino

#### 7.2.2.1 Operazioni Preliminari

Prima dell'inizio delle operazioni di rimozione (de-commissioning) saranno eseguite le seguenti verifiche:

- identificazione dell'esatta posizione delle flange della condotta esistente e verifica della loro integrità.
- chiusura della condotta esistente tramite tappi.
- verifica che il sistema sia stato preventivamente bonificato, tramite spillamento di liquido dall'interno delle strutture e verifica dello stesso;
- esecuzione di una ispezione visiva mediante ROV (Remotely Operated Vehicle) per verificare le condizioni delle strutture ed identificare qualsiasi impedimento imprevisto che potrebbe ostacolare le operazioni di dismissione.

#### 7.2.2.2 Rimozione della Boa e del PLEM Esistente

La boa ed il PLEM esistenti saranno rimossi usando un mezzo di sollevamento a bordo di pontone/mezzo navale e trasportati a terra per lo smaltimento. Le operazioni da eseguire sono:

- ispezione sulle strutture e sulle manichette;
- dissotterramento di flangie e strutture per mezzo di lance ad alta pressione;
- svitamento dei bulloni delle flangie per mezzo di sommozzatori e ROV;
- posizionamento di cavi sulla struttura per il sollevamento della stessa;
- sollevamento e recupero per mezzo di pontone dotato di gru con capacità adeguata;
- indagine visiva tramite ROV dopo l'effettuazione dei lavori per verificare lo stato del fondo marino.

La boa sarà scollegata dalla struttura di fondazione al livello del giunto cardanico, usando una macchina di taglio a filo diamantato o simile. Prima del taglio la boa sarà imbragata con l'ausilio di sommozzatori per consentire l'operazione di sollevamento e carico sul ponte del mezzo navale. Prima di rimuovere la struttura di fondazione della boa saranno scollegate le

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b> <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b> <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b> <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

manichette che collegano la fondazione al PLEM. Immediatamente dopo la struttura di fondazione della boa sarà imbragata, disconnessa dai pali di fondazione, sollevata e trasportata a bordo del mezzo navale. Dopo la rimozione della struttura di fondazione, i pali di fondazione saranno tagliati ad almeno 1 m sotto il fondale marino e recuperati a bordo.

Anche per quanto riguarda il PLEM è prevista l'imbragatura preventiva; successivamente sarà operata la disconnessioni dai pali e dalla condotta sottomarina per il recupero a bordo con un singolo sollevamento e quindi il trasporto a terra per il successivo smaltimento. Dopo la rimozione, anche i pali di fondazione del PLEM saranno tagliati ad almeno 1m sotto il fondale marino e recuperati a bordo.

### 7.2.3 Lavori di Costruzione a Mare

I lavori a mare consistono in:

- costruzione e installazione delle condotte;
- installazione del PLEM;
- installazione degli ELs (Expansion Loops);
- installazione della BOA.

#### 7.2.3.1 Costruzione e Installazione delle Condotte

Il *lay barge method* o metodo di posa con nave posatubi (*lay barge*) è il metodo più comune per l'installazione di condotte sottomarine di notevole valore ed importanza su fondali profondi.

Viene usato per la posa di lunghe tratte in mare aperto o nei tratti di fondale vicini alla costa quando la disponibilità di aree a terra risulta ridotta e prevede la saldatura delle singole colonne direttamente sulla nave posa tubi.

La nave posatubi deve avere una dimensione tale da consentire lo stivaggio di una sufficiente quantità di tubazioni e da permettere l'installazione delle attrezzature occorrenti per le giunzione dei vari tubi. Nella seguente figura è riportata una tipica nave posatubi in attività.



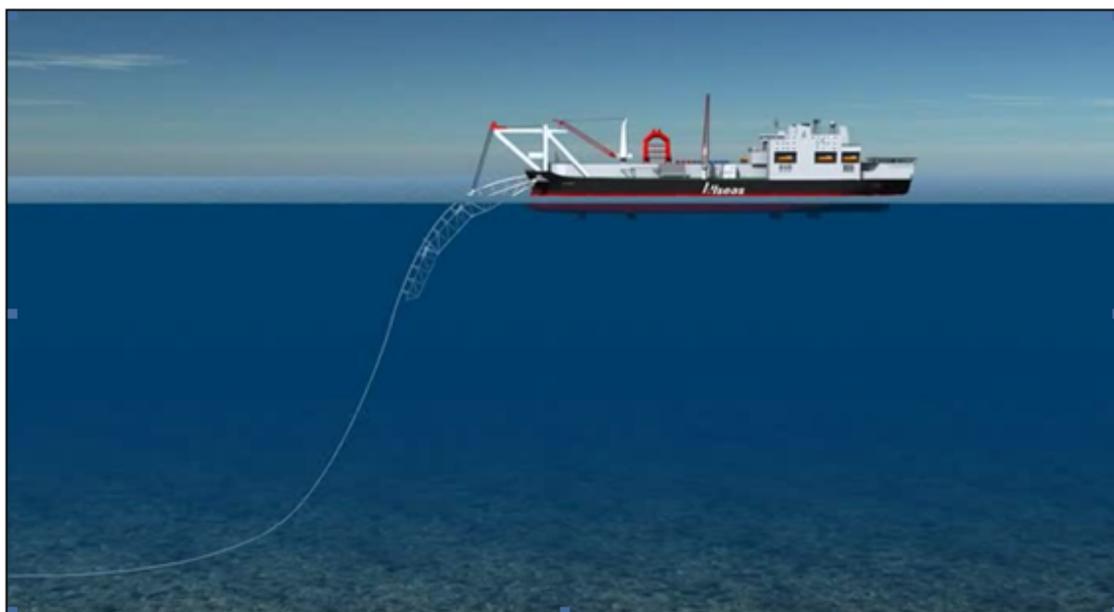
**Figura 7.c: Esempio di Nave Posatubi in Azione**

Man mano che i tubi vengono giuntati, la condotta abbandona la nave che in contemporanea avanza lungo il tracciato. Le operazioni di posa devono essere assistite da squadre di operatori subacquei o da minisommergibili con o senza equipaggio.

Il sistema *lay barge* adotta tipicamente due sistemi differenti di posa denominati:

- posa a S o lay S;
- posa a J o lay J.

La scelta dei due metodi è legata alla profondità dei fondali di posa, poiché il tratto finale della condotta già varata viene sottoposto ad una curvatura e, quindi, ad una sollecitazione, notevole: considerate le basse profondità dei fondali per la posa sarà adottato il sistema varo ad “S”, illustrato nella figura seguente.



**Figura 7.d: Sistema di Varo ad “S”**

La nave posa tubi è munita di un braccio orientabile o rampa di varo (*stinger*) che permette il sostentamento della condotta durante il varo e che fa assumere a questa una curvatura ad S durante le procedure di posa.

Le barre di tubo (da 12 m) vengono portate da mezzi navali rifornitori a bordo della nave posa tubi e scaricate dalla gru di ponte di quest'ultima.

Le barre alimentano una rampa fissa formata da una via a rulli al servizio della quale è posto un determinato numero di stazioni di lavoro (da 5 a 12) costituite principalmente da:

- stazioni di saldatura;
- stazioni di controllo delle saldature;
- stazione di ripresa del rivestimento e della gunitatura (per le tratte adagiate sul fondale).

Le varie stazioni sono distanti tra loro la lunghezza di una barra (circa 12 m). Le barre di tubo vengono saldate orizzontalmente a gruppi di 2 (double joints) e successivamente saldate alla condotta già varata. Tutte le saldature saranno sottoposte a controlli mediante l'utilizzo di tecniche non distruttive (NDT).

Dopo la realizzazione del rivestimento isolante dei giunti di saldatura e il ripristino della continuità del calcestruzzo di appesantimento, la condotta sarà varata facendola scorrere sulla “rampa di varo” gradualmente a tratti di lunghezza variabile in funzione della capacità di saldatura del mezzo di posa, mediante l'avanzamento dello stesso mezzo posa tubi.

Lo stringer di sostegno ha la funzione di far assumere alla condotta, nell'entrata in acqua, una curvatura iniziale predefinita (*overbend*) tale da far sì che questa rientri in limiti compatibili con la resistenza meccanica della condotta.

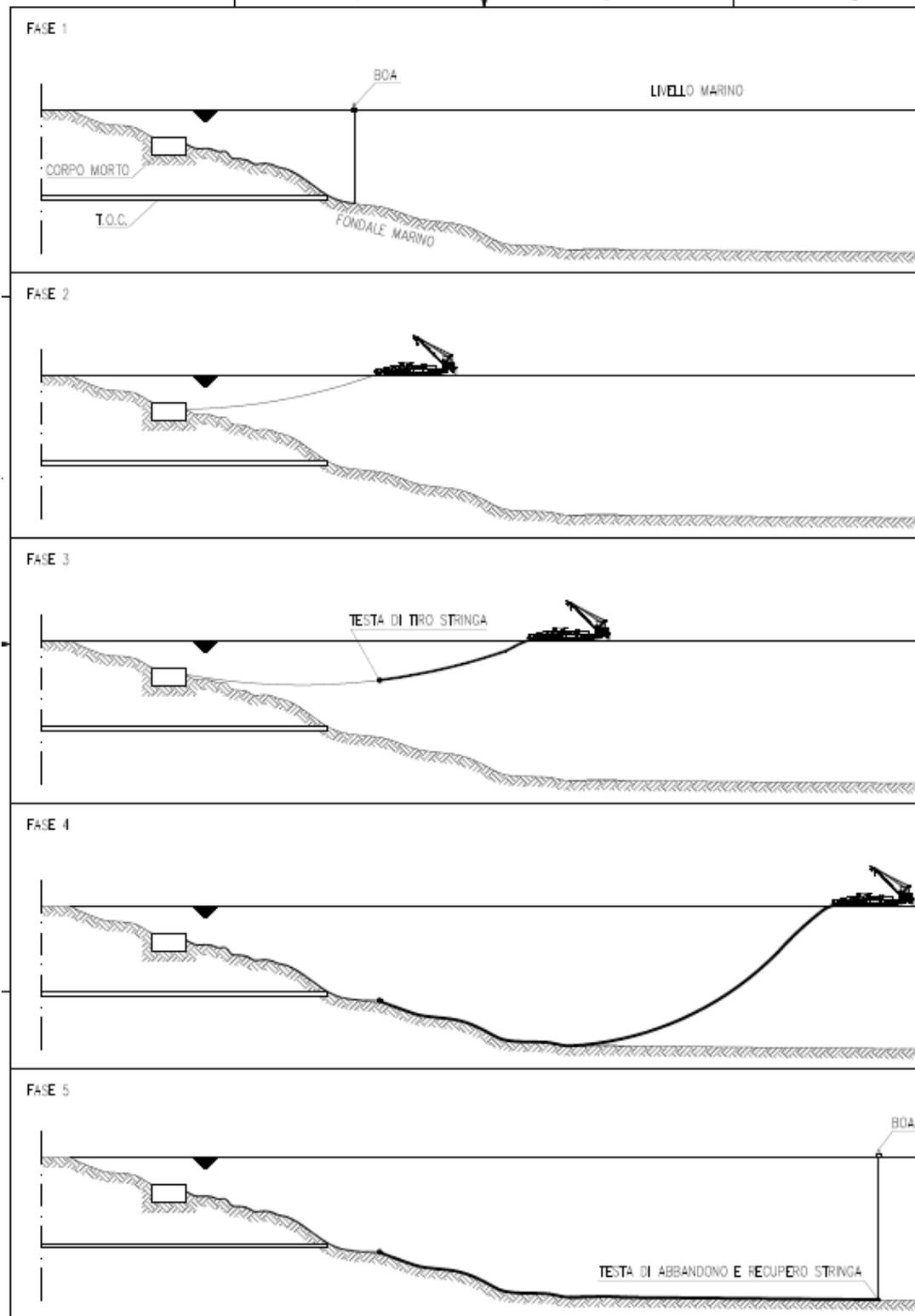
 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

La posizione della nave posa-tubi sulla rotta di posa sarà continuamente verificata con un sistema di radio-posizionamento (tipo satellitare). Il mezzo sarà tenuto in posizione con 8-12 ancore, sulle quali attraverso un sistema di controllo centralizzato degli argani avanzerà gradualmente in relazione alle lunghezze di condotta varata di volta in volta.

Man mano che proseguirà la posa, le ancore saranno salpate e spostate in un'altra posizione per mezzo di un rimorchiatore adibito a questo scopo. La zona occupata dal sistema di ancoraggio (campo ancore) sarà segnalata per mezzo di boe poste in corrispondenza di ogni ancora. In accordo con la produzione giornaliera, l'area di varo si muoverà lungo il tracciato della condotta con una traslazione media di circa 1 km/giorno.

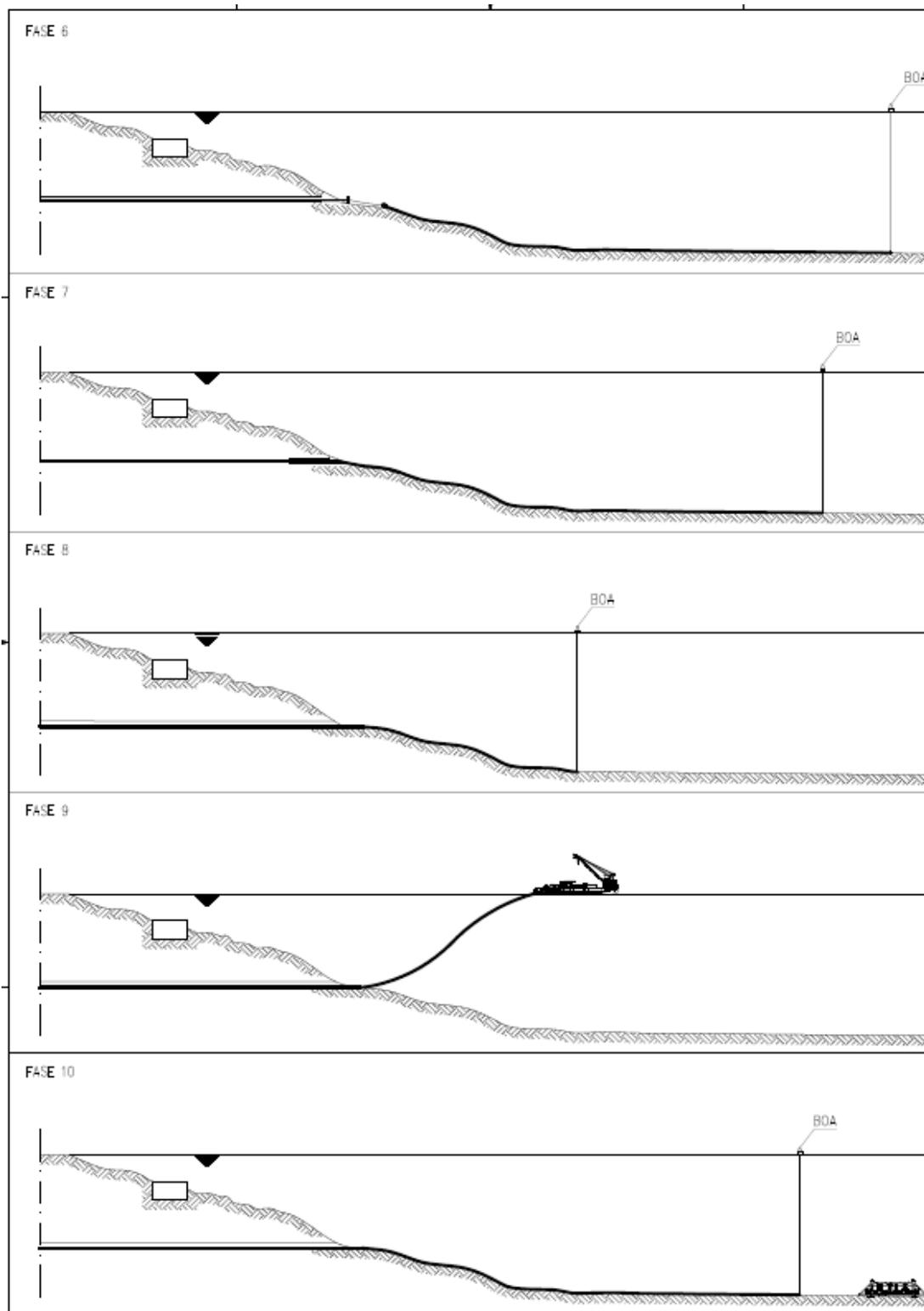
Le attività di costruzione e installazione delle condotte sottomarine consisteranno in una sequenza di 10 diverse fasi, descritte singolarmente nel seguito del paragrafo ed illustrate nelle seguenti figure.

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**



**Figura 7.e: Sequenza di Installazione Condotta – Fasi 1 - 5**

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**



**Figura 7.f: Sequenza di Installazione Condotte - Fasi 6 - 10**

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

#### 7.2.3.1.1 Installazione Condotte - Fase 1

Nella prima fase saranno compiute le attività propedeutiche al successivo varo della condotta che sarà successivamente tirata da terra all'interno della TOC.

Tali attività, che saranno compiute al termine della trivellazione ma prima dello sfondamento finale del foro, consistono nell'installazione di un corpo morto provvisto di catena sul fondo del mare, a monte della posizione prevista per il foro di sfondamento della TOC. Una boa di recupero di superficie sarà collegata alla catena attraverso un cavo che sarà recuperato a bordo della nave di posa per essere connesso al prima barra della stringa di varo della condotta.

#### 7.2.3.1.2 Installazione Condotte - Fase 2

Tramite la boa la catena sarà tirata a bordo della nave di posa e connessa alla testa di tiro saldata alla prima barra della stringa di condotta da installare all'interno della TOC.

#### 7.2.3.1.3 Installazione Condotte - Fase 3

La nave di posa inizia il varo della stringa che andrà successivamente tirata da terra all'interno della TOC. Tale stringa non ha rivestimento in calcestruzzo (gunite) e deve quindi essere appesantita per consentirne il varo in configurazione ad "S" e la stabilità sul fondo dopo il varo: l'appesantimento è realizzato con un tubo in polietilene di diametro opportuno riempito d'acqua ed installato all'interno del tubo da 32". Tale tubo verrà progressivamente riempito durante le fasi di varo con una quantità d'acqua che verrà dosata in maniera da consentire alla condotta di disporsi, quanto più possibile, lungo la "linea ottimale di varo" cercando di non aumentare la forza di tiro necessaria per attrito con le pareti del foro..

#### 7.2.3.1.4 Installazione Condotte - Fase 4

Il varo della stringa procede fino a raggiungere la lunghezza di 1,800 m più una lunghezza aggiuntiva di circa 150 m per consentire il successivo recupero a bordo della nave di posa dell'estremità della stringa dopo il tiro all'interno della TOC. Per consentire tale operazione nella parte terminale della stringa sarà installata sulla nave una testa di abbandono e recupero che sarà collegata ad una boa di segnalazione.

#### 7.2.3.1.5 Installazione Condotte - Fase 5

La stringa verrà chiusa ed abbandonata sul fondo del mare mediante un testa di abbandono e recupero provvista di boa di segnalazione in superficie.

#### 7.2.3.1.6 Installazione Condotte - Fase 6

Viene eseguito lo sfondamento della TOC e la fresa viene collegata alla testa di tiro saldata alla prima estremità della stringa.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

#### 7.2.3.1.7 Installazione Condotte - Fase 7

In questa fase hanno inizio le operazioni di tiro della stringa all'interno della TOC, gestite dal cantiere di perforazione situato a terra.

Contemporaneamente la nave di posa si riposiziona per il recupero della seconda estremità della stringa al termine delle operazioni di tiro.

#### 7.2.3.1.8 Installazione Condotte - Fase 8

Quando la prima estremità della stringa arriva a terra, la testa di tiro viene rimossa insieme al tubo di polietilene. L'intercapedine fra stringa e tunnel viene riempita con malta.

#### 7.2.3.1.9 Installazione Condotte - Fase 9

A conclusione del tiro nel tunnel, la parte eccedente di lunghezza di stringa viene recuperata a bordo della nave di posa per mezzo della testa di andata e ritorno che viene tagliata ed il mezzo continua quindi a varare la parte di condotta da posare sul fondale, fino al punto in cui è previsto l'abbandono per la successiva installazione dell'EL. Per tale sezione delle condotte non è previsto l'interramento: la loro stabilità sarà garantita dall'appesantimento ottenuto gunite (rivestimento in calcestruzzo).

L'abbandono viene eseguito per mezzo di una testa di andata e ritorno provvista di valvole per poter eseguire l'allagamento della condotta prima dell'installazione dell'EL.

#### 7.2.3.1.10 Installazione Condotte - Fase 10

La nave di posa completa la costruzione della condotta che viene abbandonata sul fondo del mare in prossimità del PLEM, munita di una flangia cieca per la successiva connessione con l'Expansion Loop (EL).

#### 7.2.3.2 Installazione del PLEM

La localizzazione del PLEM nella posizione di progetto prevede l'installazione di 4 pali di fondazione nei suoi vertici tramite battitura. Eseguita tale operazione il PLEM sarà posato usando un mezzo navale dotato di gru di portata sufficiente per l'installazione della struttura. L'operazione di installazione sarà assistita da un veicolo sottomarino a comando remoto (ROV), operato dal mezzo navale, ed eventualmente da sommozzatori.

#### 7.2.3.3 Installazione dell'Expansion Loop

L'EL verrà costruito a valle di un'ispezione metrologica finalizzata alla misura della distanza fra la flangia saldata sulla condotta e la flangia saldata sul piping del PLEM. La connessione fra EL e condotta e fra EL e PLEM è eseguita per mezzo di giunzioni flangiata bullonate. L'installazione dell'EL sarà eseguita con mezzo navale provvisto di gru e con l'ausilio di sommozzatori che eseguiranno sia l'ispezione metrologica sia le giunzioni bullonate.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

#### 7.2.3.4 Installazione della Monoboa

L'installazione della nuova monoboa prevede le seguenti sequenze operative:

- installazione del sistema di ancoraggio (carico e trasporto dei basamenti di cls; posizionamento sul fondale; test di pretensionamento delle catene);
- installazione della monoboa (trasporto; calo in acqua e posizionamento della struttura; realizzazione dei collegamenti - sistema ancoraggio e PLEM).

#### 7.2.3.5 Costruzione Stazione Trappole

La costruzione della stazione trappole prevede:

- la realizzazione di una soletta di fondazione per i supporti alle condotte e gli ancoraggi delle trappole;
- il collegamento al piping esistente, comprensivo delle valvole attuate e manuali e dei rack di supporto nella fossa collettori.
- connessione di tutti i sistemi ausiliari (impianto elettrico, sistema di controllo, sistema di regimazione acque meteoriche, raccolta e rilancio reflui oleosi e sistema antincendio) con i sistemi già esistenti.

#### 7.2.3.6 Pre-Commissioning delle Condotte e del Sistema

Il pre-commissioning delle condotte e del sistema è una sequenza di operazioni che viene eseguita da terra dopo il completamento della costruzione delle condotte. Le operazioni che saranno eseguite sono:

- pulizia delle condotte tramite lancio di treni di pig di pulizia con trappole temporanee installate a terra, usando acqua di mare filtrata come fluido motore. In questa fase le condotte non sono ancora collegate al piping di impianto in quanto le trappole di lancio e ricezione per il pre-commissioning non sono quelle finali;
- test idraulico delle condotte con acqua di mare filtrata e un impianto temporaneo di pressurizzazione.
- depressurizzazione delle condotte dopo il test idraulico.
- de-watering (spiazzamento acqua) delle condotte a mezzo di treno di pig e successiva asciugatura con aria secca.
- tie-in (collegamento) delle condotte al piping di impianto;
- inertizzazione delle condotte con azoto.

### 7.3 FASI REALIZZATIVE DEL PROGETTO

Per la fase di realizzazione delle opere è possibile individuare preliminarmente le seguenti macrofasi di lavoro (D'Appolonia, 2013b):

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

- macrofase 0 – installazione area di cantiere Multedo – Porto Petroli: durante questa fase sono previste la pulizia e la preparazione delle aree di cantiere e, l’installazione degli spogliatoi, dei servizi igienici e delle aree logistiche di cantiere, (stoccaggio materiale e impianto di perforazione).. Tali attività sono svolte per una durata complessiva di 15 giorni, mediante una squadra di operai e l’utilizzo di autocarri, escavatori cingolati e autogru.

Le principali Fasi lavorative sono:

- delimitazione aree,
  - pulizia delle aree,
  - carico e scarico delle attrezzature,
  - installazione ed allestimento dell’impianto di perforazione;
- macrofase 1 – trivellazione TOC delle condotte: in questa macrofase sarà installata la macchina perforatrice e realizzato lo scavo delle condotte interrato che sottopasseranno l’aeroporto fino alla batimetrica di circa 20 m, per una lunghezza complessiva 1.8 km). L’attività verrà svolta nell’area di cantiere Multedo – Porto Petroli per 24 ore al giorno per 176 giorni lavorativi, mediante l’utilizzo di:
    - rig,
    - unità di produzione dell’energia,
    - unità fanghi e vibrovaglio,
    - pompe fanghi alta pressione,
    - autogru.

Le principali Fasi lavorative sono comuni ad entrambe le condotte:

- posizionamento e montaggio rig;
- esecuzione del foro pilota;
- alesaggio del foro (1°, 2° e 3° passaggio).

Si noti che le trivellazioni saranno condotte una successivamente all’altra e che pertanto non sono previste sovrapposizioni tra le 2 attività di perforazione in TOC (si veda anche il cronoprogramma riportato in Figura 7.4).

- macrofase 2 – Installazione area Voltri – VTE: in questa fase sono previste la pulizia e la preparazione delle aree di cantiere e l’installazione degli spogliatoi, dei servizi igienici e delle aree logistiche di cantiere (stoccaggio materiale e area demolizioni). Tali attività saranno svolte per una durata complessiva di 5 giorni, mediante una squadra di operai e l’utilizzo di autocarri, autogrù ed escavatore cingolato. Le principali Fasi lavorative sono:
  - delimitazione aree,
  - pulizia delle aree,
  - carico e scarico materiale,
  - installazione dei servizi igienici e degli spogliatoi,

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

- allestimento aree logistiche (smontaggi/demolizioni e stoccaggio tubazioni);
- macrofase 3 – Installazione dei punti di riferimento: in questa macrofase saranno installati i punti di riferimento per il varo delle condotte da posizionare successivamente nel tratto TOC. L'attività verrà svolta nell'area operativa a mare in prossimità del punto di uscita sul fondale e nell'area Voltri - VTE per 8 ore al giorno per 2 giorni, mediante l'utilizzo di pontone con gru e gommoni. Le principali Fasi lavorative sono:
  - carico e trasporto dei corpi morti e delle catene,
  - posizionamento del corpo morto, catena e boa per la condotta 1,
  - posizionamento del corpo morto, catena e boa per la condotta 2;
- macrofase 4 – Dismissione del vecchio sistema off-shore: in questa macrofase sarà dismesso il vecchio sistema di ormeggio e scarico greggio. L'attività verrà svolta nelle aree operative a mare e nell'area Voltri - VTE per 8 ore al giorno per 15 giorni, mediante una squadra di sommozzatori e l'utilizzo di pontone con gru, gommoni e robot sommergibili. Le principali Fasi lavorative sono:
  - le attività preliminari (verifica e controllo della posizione, della tipologia e dell'integrità delle condotte e delle flange di collegamento; verifica e controllo della pulizia e del lavaggio del sistema; verifica delle comunicazioni e dei collegamenti tra personale subacqueo e quello a bordo dei natanti),
  - la rimozione della monoboa (disconnessione Boa-PLEM; rimozione degli ancoraggi e del giunto cardanico traliccio-fondazione; sollevamento e caricamento della boa e della struttura a traliccio sulla piattaforma; trasporto a terra e smontaggio delle strutture),
  - la rimozione della fondazione e del PLEM (scapitozzatura e taglio pali di fondazione e PLEM, sollevamento e caricamento del PLEM e della fondazione sulla piattaforma, trasporto a terra e smontaggio delle strutture),
  - la messa in sicurezza della vecchia condotta, che sarà abbandonata sul fondale (sconnessione delle flange di collegamento, rimozione e recupero barra flangiata, ciecatura della condotta);
- macrofase 5 – approvvigionamento tubazioni condotte sottomarine: in questa macrofase saranno approvvigionati e stoccati all'interno dell'apposita area di cantiere Voltri - VTE i conci di tubazione da 12 m, necessari per la realizzazione delle due condotte (per un totale di 430 elementi, di cui 130 gunitati). L'attività verrà svolta per 8 ore al giorno per 10 giorni, mediante l'utilizzo di autoarticolati ed autogru. Le principali fasi lavorative sono lo scarico, la movimentazione e lo stoccaggio dei materiali all'interno dell'area;
- macrofase 6 – Posa delle condotte sottomarine per il tratto TOC: in questa macrofase sarà effettuata la posa sul fondale marino delle condotte sottomarine mediante l'utilizzo di una specifica nave "Lay Barge". La posa della condotta prevede la preparazione di una stringa (successione di tubi saldati in testa) a bordo della nave posa-tubi, il varo della tubazione in mare ed il suo successivo abbandono sul fondale durante l'avanzamento. L'attività verrà svolta nell'area operativa a mare, per 24 ore al giorno per 2 giorni per ognuna delle condotte da posare, mediante l'utilizzo di:

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

- nave posatubi,
- piattaforma,
- 4 rimorchiatori.

Le principali Fasi lavorative sono:

- approvvigionamento materiali (carico delle tubazioni sulla piattaforma; trasporto e scarico sulla nave posatubi),
- realizzazione e posa dei primi 900 m di stringa (esecuzione e controllo delle saldature; esecuzione e controllo del rivestimento; installazione della testa di tiro e del tubo di appesantimento: recupero della catena di ritrovamento e collegamento con la testa di tiro; avanzamento e posa della condotta sul fondale),
- approvvigionamento materiali (carico delle tubazioni sulla piattaforma; trasporto e scarico sulla nave posatubi),
- realizzazione e posa degli ultimi 1,000 m di stringa (esecuzione e controllo delle saldature; esecuzione e controllo del rivestimento; avanzamento e posa della condotta sul fondale),
- abbandono della stringa (installazione della testa di abbandono e recupero; abbandono della condotta sul fondale);
- macrofase 7 – tiro-posa delle condotte interrate: in questa macrofase sarà effettuata la posa delle condotte all'interno dei fori realizzati in TOC. Il varo delle due condotte avverrà da mare come dettagliato sopra, dove le stringhe di varo precedentemente realizzate e posate sul fondale saranno collegate alla testata di tiro e trainate all'interno del foro. L'attività verrà svolta nell'area Multedo – Porto Petroli, per 24 ore al giorno per 2 giorni per ognuna delle condotte da posare, mediante una squadra di operai, una di sommozzatori e l'utilizzo di:
  - rig,
  - unità di produzione dell'energia,
  - unità fanghi e vibrovaglio,
  - pompe fanghi alta pressione,
  - gommone/navi,
  - autogrù.

Le principali Fasi lavorative sono:

- sfondamento (completamento della trivellazione; rottura del diaframma e sfondamento del fondale),
- realizzazione del collegamento (recupero dell'alesatore; posizionamento del giunto rotante;
- tiro della condotta (collegamento con la testa di tiro della condotta abbandonata sul fondale; inizio del tiro da terra);

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

- macrofase 8 – posa delle condotte sul fondale sottomarino: in questa macrofase sarà effettuata la posa delle condotte sottomarine mediante l'utilizzo di una specifica nave "Lay Barge". Tutte le attività di saldatura ed assemblaggio saranno eseguite direttamente sulla nave e le condotte saranno progressivamente calate sul fondale durante l'avanzamento (lunghezza complessiva 1,450 m). L'attività verrà svolta nell'area operativa a mare, per 24 ore al giorno per 2 giorni per ognuna delle condotte da posare, mediante l'utilizzo di:

- nave posatubi,
- piattaforma,
- 4 rimorchiatori.

Le principali Fasi lavorative sono:

- approvvigionamento materiali (carico delle tubazioni sulla piattaforma; trasporto e scarico sulla nave posatubi),
- recupero della condotta (recupero della condotta abbandonata sul fondale; rimozione della testa di abbandono),
- posa dei primi 900 m di condotta (esecuzione e controllo delle saldature; esecuzione e controllo del rivestimento; avanzamento e posa della condotta sul fondale);
- approvvigionamento materiali (carico delle tubazioni sulla piattaforma; trasporto e scarico sulla nave posatubi);
- posa degli ultimi 550 m di condotta (esecuzione e controllo delle saldature; esecuzione e controllo del rivestimento; avanzamento e posa della condotta sul fondale);
- abbandono della condotta (installazione della flangia di chiusura; calo della condotta sul fondale);
- macrofase 9 – installazione della Nuova Monoboa: in questa macrofase saranno installate tutte le nuove strutture a mare necessarie per il nuovo terminale off-shore. L'attività verrà svolta nelle aree operative a mare e nell'area Voltri - VTE per 8 ore al giorno per 21 giorni, mediante una squadra di sommozzatori e l'utilizzo di:

- pontone con gru;
- macchina battipalo;
- gommoni;
- rimorchiatore;
- piattaforma.

Le principali Fasi lavorative sono:

- esecuzione dei pali di fondazione (carico e trasporto delle attrezzature; posizionamento sul fondale della base del PLEM; posizionamento della macchina ed inizio infissione pali),
- installazione del PLEM (carico e trasporto della struttura; posizionamento sul fondale della struttura; fissaggio della struttura),

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b> <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

- Realizzazione dell'Expansion Loop (ispezione metrologica; posizionamento sul fondale dei singoli elementi; realizzazione delle connessioni),
- installazione del sistema di ancoraggio (carico e trasporto dei basamenti di cls; posizionamento sul fondale; test di pretensionamento delle catene),
- installazione della monoboa (trasporto; calo in acqua e posizionamento della struttura; realizzazione dei collegamenti - sistema ancoraggio e PLEM);
- macrofase 10 – costruzione stazione trappole: in questa macrofase sarà realizzata la stazione trappole a terra necessaria per il lancio di pig di pulizia e lo spiazzamento dei prodotti ed ispezione. L'attività verrà svolta nell'area Multedo – Porto Petroli per 8 ore al giorno per 10 giorni, mediante una squadra di operai e l'utilizzo di:
  - escavatore cingolato,
  - autogrù,
  - betoniera.

Le principali Fasi lavorative sono:

- realizzazione della soletta di fondazione (scavo; getto),
- installazione delle trappole di lancio-ricezione (posizionamento e fissaggio trappola 1; posizionamento e fissaggio trappola 2),
- installazione del sistema di pompaggio (posizionamento e fissaggio serbatoio; posizionamento delle pompe; realizzazione dei collegamenti),
- installazione del sistema di smistamento greggio,
- installazione del sistema di controllo e protezione;
- macrofase 11 – commissioning. In questa macrofase saranno eseguite le prove di tenuta e verificato il corretto funzionamento dell'impianto. L'attività verrà svolta nelle aree operative a mare e nell'area Multedo – Porto Petroli per 8 ore al giorno per 5 giorni, mediante una squadre di sommozzatori, tecnici e l'utilizzo di gommoni e/o navi di supporto. Le principali Fasi lavorative sono:
  - prova di tenuta e svuotamento delle condotte,
  - prova globale di sistema,
  - validazione.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

## 8 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE

Con il termine “Interazioni con l’Ambiente”, si intende includere sia l’utilizzo di materie prime e risorse, sia le emissioni acustiche ed atmosferiche nonché i traffici di mezzi generati durante le fasi di cantiere e di esercizio dell’opera: nei paragrafi seguenti sono descritte e quantificate tali interazioni per entrambe le fasi.

Le interazioni possono rappresentare una sorgente di impatto e la loro quantificazione costituisce, pertanto, un aspetto fondamentale dello Studio di Impatto Ambientale. A tali elementi, in particolare, si è fatto riferimento per la valutazione degli impatti riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale.

Nei successivi paragrafi è riportata la quantificazione delle interazioni con l’ambiente, suddivisa per fase di cantiere e fase di esercizio.

### 8.1 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE IN FASE DI CANTIERE

Nel presente paragrafo sono riportate valutazioni relative alle potenziali interazioni con l’ambiente connesse alle attività di cantiere, con riferimento a:

- emissioni in atmosfera;
- prelievi e scarichi idrici;
- utilizzo di materie prime;
- occupazione di suolo, fondale marino e specchio acqueo;
- occupazione manodopera;
- emissioni sonore;
- produzione e movimentazione terre e rocce da scavo e produzione di rifiuti;
- traffico mezzi;
- inquinamento luminoso.

#### 8.1.1 Emissioni in Atmosfera

Durante la realizzazione delle opere si potranno verificare emissioni di inquinanti da combustione, dovute sostanzialmente a fumi di scarico delle macchine e dei mezzi utilizzati in cantiere.

Al fine di valutare le interazioni con la componente Atmosfera si riporta nella seguente tabella l’elenco preliminare dei mezzi che comportano emissioni in atmosfera, le relative potenze, la localizzazione prevista e la fase in cui ne è previsto l’utilizzo.

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

**Tabella 8.1: Emissioni in Atmosfera, Mezzi di Cantiere**

Macrofase	Macchinari	Numero			Potenza [kW]
		Area Miltedo – Porto Petroli	Area Voltri - VTE	Aree operative a mare	
0 e 2 – installazione aree a terra	Autocarro	2	2	--	120
	Autogru	1	1	--	130
	Escavatore cingolato	1	1	--	130
1 – trivellazione TOC delle condotte	Rig di perforazione	1	--	--	(1)
	Unità di produzione dell'energia	1	--	--	1,000
	Pompe fanghi alta pressione	2	--	--	(1)
	Autogrù	1	--	--	200
3 – installazione dei punti di riferimento	Unità fanghi e vibrovaglio	1	--	--	(1)
	Pontone con gru	--	--	1	500
4 – dismissione sistema off-shore esistente	Gommoni	--	--	1	70
	Pontone con gru	--	--	1	500
	Gommoni	--	--	1	70
5 – approvvigionamento tubazioni condotte sottomarine	Robot sommergibili	--	--	1	--
	Autoarticolato	--	1	--	130
6 – posa delle condotte nel tratto per successivo tiro in TOC	Autocarro	--	2	--	120
	Nave posatubi	--	--	1	6 x 1,230 (generatori principali)
	Rimorchiatore	--	--	4	2 x 1,270 (motori Diesel)
7 – tiro delle condotte (tratto TOC)	Piattaforma	--	--	1	--
	Rig di perforazione	1	--	--	(1)
	Unità di produzione dell'energia	1	--	--	1,000
	Autogrù	1	--	--	(1)
	Pompe fanghi alta pressione	2	--	--	200
	Unità fanghi e vibrovaglio	1	--	--	(1)
8 – posa delle condotte sul fondale marino	Gommone/navi	--	--	1	70
	Nave posatubi	--	--	1	6 x 1,230 (generatori principali)
	Rimorchiatore	--	--	4	2 x 1,270 (motori Diesel)
	Piattaforma	--	--	1	--

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

Macrofase	Macchinari	Numero			Potenza [kW]
		Area Miltedo – Porto Petroli	Area Voltri - VTE	Aree operative a mare	
9 – installazione della nuova monoboa	Pontone con gru	--	--	1	500
	Gommone	--	--	1	70
	Rimorchiatore	--	--	1	2 x 1,270 (motori Diesel)
	Macchina battipalo	--	--	1	85
	Piattaforma	--	--	1	--
10 – costruzione stazione trappole	Escavatore cingolato	1	--	--	130
	Autogrù	1	--	--	130
	Betoniera	1	--	--	20
11 - commissioning	Mezzi navali di supporto	--	--	1	130

Note:

- 1) macchinario alimentato dall'unità di produzione di energia elettrica

### 8.1.2 Prelievi e Scarichi Idrici

Durante le fasi di realizzazione delle opere saranno riscontrabili prelievi e scarichi idrici connessi essenzialmente a:

- operazioni di produzione e rigenerazione dei fanghi bentonitici utilizzati per la TOC;
- attività di commissioning delle condotte marine;

Nelle seguenti tabelle sono riportate le stime di:

- prelievi idrici, con indicazione delle fonti di approvvigionamento e delle quantità previste;
- scarichi idrici, con indicazione delle quantità previste e delle modalità di controllo, trattamento e smaltimento.

**Tabella 8.2: Sintesi dei Prelievi Idrici**

Tipologia di Prelievo	Approvvigionamento	Quantità
Acqua per fanghi bentonitici	Acqua industriale (da rete Porto Petroli)	20 m <sup>3</sup> /giorno (stima)
Acqua di collaudo delle condotte sottomarine	Acqua marina	circa 3,100 m <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>

Note:

- 1) quantità stimata considerando il riempimento delle due condotte da 32"

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b> <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b> <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b> <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

**Tabella 8.3: Sintesi degli Scarichi Idrici**

Tipologia di Scarico	Quantità	Modalità di Controllo, Trattamento e Smaltimento
Acqua di collaudo delle condotte sottomarine	circa 3,100 m <sup>3</sup> <sup>(1)</sup>	Ritorno a mare dell'acqua di collaudo previo opportuno controllo. Alternativamente potranno essere previsti in fase di ingegneria di dettaglio del collaudo gli opportuni trattamenti per lo smaltimento

Note:

1) quantità stimata considerando il riempimento delle due condotte da 32"

Saranno inoltre utilizzate acque per usi civili, in modeste quantità ed in relazione al numero di addetti presenti in cantiere: il fabbisogno sarà garantito dalla rete acquedottistica presente nelle aree di cantiere, mentre gli scarichi saranno gestiti dall'esistente rete fognaria o, ove necessario, tramite WC chimici.

### 8.1.3 Utilizzo di Materie Prime

La realizzazione del progetto comporterà l'utilizzo delle seguenti principali tipologie di materie prime:

- acciaio per realizzazione del nuovo Terminale offshore, delle condotte e degli impianti a terra;
- fanghi bentonitici, prevedibilmente composti da argilla ed additivi "environmental friendly", da utilizzare nelle attività di trivellazione con tecnica TOC;
- gunita per appesantimento condotte;
- calcestruzzo per opere civili;
- isolante in polietilene (3LPE) per materiali metallici;
- rame per cavi elettrici.

### 8.1.4 Occupazione di Suolo, Fondale Marino e Specchio Acqueo

Per quanto concerne il consumo di suolo, nella seguente tabella si riporta l'estensione dei cantieri previsti per la realizzazione del progetto (D'Appolonia, 2013b).

**Tabella 8.4: Dimensione delle Aree di Cantiere**

Zona	Dimensioni [m <sup>2</sup> ]	Durata [mesi lavor.]	Uso Attuale
Multedo - Porto Petroli	4,000	circa 12 mesi	Area portuale (Porto Petroli) attualmente libera
Voltri - VTE	6,000	circa 4 mesi	Stoccaggio di terre da scavo e materiale sciolto

Oltre alle aree sopra evidenziate, saranno utilizzate per brevi periodi di tempo anche aree a mare, esclusivamente connessi al periodo di dismissione dell'esistente sistema offshore, alla posa delle condotte sottomarine ed all'installazione della nuova monoboa, per un totale di circa 45 giorni lavorativi (D'Appolonia, 2013b).

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

### 8.1.5 Occupazione Manodopera

Per quanto riguarda la manodopera necessaria durante la costruzione dell'impianto, nella seguente tabella è riportata la stima del numero di addetti da impiegare nelle diverse macrofasi (D'Appolonia, 2013b).

**Tabella 8.5: Stima degli Addetti da Impiegare in Fase di Cantiere**

Macrofase	No addetti	Durata Macrofase (giorni)
0 – installazione cantiere Multedo – Porto Petroli	12	15
1 – trivellazione TOC	6	176
2 – installazione aree a terra Voltri - VTE	12	5
3 – installazione dei punti di riferimento	4	2
4 – dismissione sistema off-shore esistente	7	15
5 – approvvigionamento tubazioni condotte sottomarine	6	10
6 – posa delle condotte nel tratto per successivo tiro in TOC	9	4
7 – tiro delle condotte (tratto TOC)	10	4
8 – posa delle condotte sul fondale marino	9	4
9 – installazione della nuova monoboa	9	21
10 – costruzione stazione trappole	6	10
11 - commissioning	4	5

### 8.1.6 Emissioni Sonore

Durante le attività di cantiere la generazione di emissioni acustiche è imputabile al funzionamento di macchinari di varia natura, impiegati per le varie lavorazioni di cantiere e per il trasporto dei materiali. La definizione del rumore emesso nel corso dei lavori di costruzione non è facilmente quantificabile in quanto condizionata da una serie di variabili, fra cui:

- intermittenza e temporaneità dei lavori;
- uso di mezzi navali mobili dal percorso difficilmente definibile.

Nella seguente tabella sono presentate le caratteristiche di rumorosità (Potenza Sonora:  $L_w$  [dB(A)]) dei macchinari che si prevede impiegare durante le fasi di cantiere.

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

**Tabella 8.6: Emissioni Sonore, Mezzi di Cantiere**

Macrofase	Macchinari	Numero			Lw [dB(A)]
		Area Multedo - Porto Petroli	Area Voltri - VTE	Aree operative a mare	
0 e 2 – installazione aree a terra	Autocarro	2	2	--	105.9
	Autogru	1	1	--	108.3
	Escavatore cingolato	1	1	--	106
1 – trivellazione TOC	Rig di perforazione/Centralina idraulica	1	--	--	113
	Unità di produzione dell'energia	1	--	--	99.8
	Pompe fanghi alta pressione	2	--	--	102
	Autogrù	1	--	--	108.3
	Vasca produzione fanghi	1	--	--	2 x 92 (unità di riciclaggio)
3 – installazione dei punti di riferimento	Pontone con gru	--	--	1	120
	Gommoni	--	--	1	105
4 – dismissione sistema off-shore esistente	Pontone con gru	--	--	1	120
	Gommoni	--	--	1	105
	Robot sommergibili	--	--	1	--
5 – approvvigionamento tubazioni condotte sottomarine	Autoarticolato	--	1	--	108.2
	Autocarro	--	2	--	105.9
6 – posa delle condotte nel tratto per successivo tiro in TOC	Nave posatubi	--	--	1	120
	Rimorchiatore	--	--	4	120
	Piattaforma	--	--	1	--
7 – tiro delle condotte (tratto TOC)	Rig di perforazione	1	--	--	113
	Unità di produzione dell'energia	1	--	--	99.8
	Pompe fanghi alta pressione	2	--	--	102
	Autogrù	1	--	--	108.3
	Unità fanghi e vibrovaglio	1	--	--	2 x 92 (unità di riciclaggio)
	Gommone/navi	--	--	1	105.0
8 – posa delle condotte sul fondale marino	Nave posatubi	--	--	1	120
	Rimorchiatore	--	--	4	120
	Piattaforma	--	--	1	--
9 – installazione	Pontone con gru	--	--	1	120

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**

Macrofase	Macchinari	Numero			Lw [dB(A)]
		Area Multedo - Porto Petroli	Area Voltri - VTE	Aree operative a mare	
della nuova monoboa	Gommone	--	--	1	105.0
	Rimorchiatore	--	--	1	120
	Macchina battipalo	--	--	1	96
	Piattaforma	--	--	1	--
10 - costruzione stazione trappole	Escavatore cingolato	1	--	--	106
	Autogrù	1	--	--	108.3
	Betoniera	1	--	--	91
11 - commissioning	Mezzi navali di supporto	--	--	1	105.0

### 8.1.7 Produzione e Movimentazione Terre e Rocce da Scavo e Produzione di Rifiuti

Per quanto riguarda la produzione di rifiuti, nel corso tutte le attività di cantiere si prevede che possano essere generati, in funzione delle lavorazioni effettuate, le seguenti principali tipologie, in quantità comunque modeste:

- materiali inerti cementati derivanti dalle attività connesse alla trivellazione con tecnologia TOC;
- residui plastici;
- residui ferrosi, principalmente connessi alla dismissione delle strutture da dismettere;
- olio proveniente dalle apparecchiature nel corso dei montaggi e/o avviamenti e vernici;
- rifiuti liquidi da WC chimici.

Le principali movimentazioni di terra saranno connesse a:

- scavi per la realizzazione dell'area pig, per un totale di circa 400 m<sup>3</sup> di cui circa 80 m<sup>3</sup> riutilizzati per le opere di rinterro (D'Appolonia, 2013e);
- attività di trivellazione per la posa del tratto di condotte con tecnica TOC, previsti in una quantità complessiva stimata preliminarmente pari a circa 4,700 m<sup>3</sup>.

Sia i rifiuti sia le terre movimentate non riutilizzabili saranno smaltiti presso discariche autorizzate previa attribuzione del codice C.E.R. ed in completa ottemperanza delle normative vigenti in materia di rifiuti.

Infine, è prevista la movimentazione di sedimenti marini durante diverse fasi di cantierizzazione dell'opera. Nel dettaglio:

- attività di rimozione del sistema off-shore esistente (fondazione boa e PLEM): circa 36 m<sup>3</sup>;
- installazione del corpo morto sul fondale marino per il varo delle condotte: movimentazione trascurabile;

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

- rottura del diaframma della TOC e sfondamento del fondale (dead-hole): circa 50 m<sup>3</sup> per scavo. Si stima inoltre la fuoriuscita di circa 125 m<sup>3</sup> di fanghi bentonitici durante ciascuna operazione di rottura;
- posa condotte sottomarine da uscita TOC a monoboa: movimentazione trascurabile (condotte adagiate sul fondo senza interrimento);
- installazione del nuovo PLEM: movimentazione trascurabile (i 4 pali di fondazione saranno battuti, senza necessità di scavi);
- installazione dell'expansion loop: movimentazione trascurabile (strutture adagiate sul fondo senza interrimento);
- installazione della monoboa: movimentazione trascurabile.

**Tabella 8.7: Movimentazione di Sedimenti Marini durante le Attività di Costruzione**

Attività di Costruzione	Volume di Sedimenti Movimentato (m <sup>3</sup> )	Note
Rimozione del sistema off-shore esistente	circa 36 m <sup>3</sup>	--
Installazione dei corpi morti sul fondale marino per il varo delle condotte:	movimentazione trascurabile	Non sono previsti scavi del fondale
Rottura diaframma TOC (dead-hole) per singolo diaframma	circa 50 m <sup>3</sup>	Si prevede inoltre la fuoriuscita di circa 125 m <sup>3</sup> di fanghi bentonitici
Posa condotte sottomarine da uscita TOC a monoboa	movimentazione trascurabile	Condotte adagiate sul fondale marino
Installazione del nuovo PLEM:	movimentazione trascurabile	i 4 pali di fondazione saranno battuti, senza necessità di scavi
Installazione dell'expansion loop:	movimentazione trascurabile	Strutture adagiate sul fondo senza interrimento
installazione della monoboa	movimentazione trascurabile	i 6 punti di ancoraggio saranno costituiti da ancore, corpi morti o pali per la cui installazione non sono previsti scavi del fondale marino

### 8.1.8 Traffico Mezzi

Durante la realizzazione delle opere il traffico mezzi su strada sarà legato al trasporto di materiale da costruzione e componenti dell'opera, rifiuti da smaltire (prevalentemente smarino TOC) e personale addetto.

Inoltre, saranno utilizzati mezzi navali durante le fasi di dismissione della struttura offshore esistente e di installazione sia della nuova monoboa, sia delle nuove condotte.

### 8.1.9 Inquinamento Luminoso

Durante la costruzione delle opere a progetto si sottolinea che:

- per consentire le attività di bordo e le attività di posa della condotta i mezzi navali saranno illuminati;

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

- i mezzi navali impiegati saranno dotati dei dispositivi luminosi di segnalazione previsti dalla vigente normativa in materia;
- i cantieri a terra della TOC e della stazione di misura saranno illuminati, per consentire lo svolgimento delle attività anche in condizioni di scarsa illuminazione naturale.

## 8.2 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE IN FASE DI ESERCIZIO

Si evidenzia preliminarmente che il normale esercizio dell'opera a progetto:

- non comporta ulteriori emissioni di inquinanti atmosferici e, al contempo, consentirà la delocalizzazione al largo della costa di parte del traffico marittimo attualmente afferente al Porto Petroli, comportando l'allontanamento di fonti emissive dal centro urbano limitrofo al Porto Petroli;
- non comporta l'introduzione di nuove fonti di rumore continue, contribuendo, analogamente a quanto sopra, all'allontanamento di sorgenti di rumore dal centro abitato di Genova Multedo;
- non prevede la necessità di prelievi idrici.

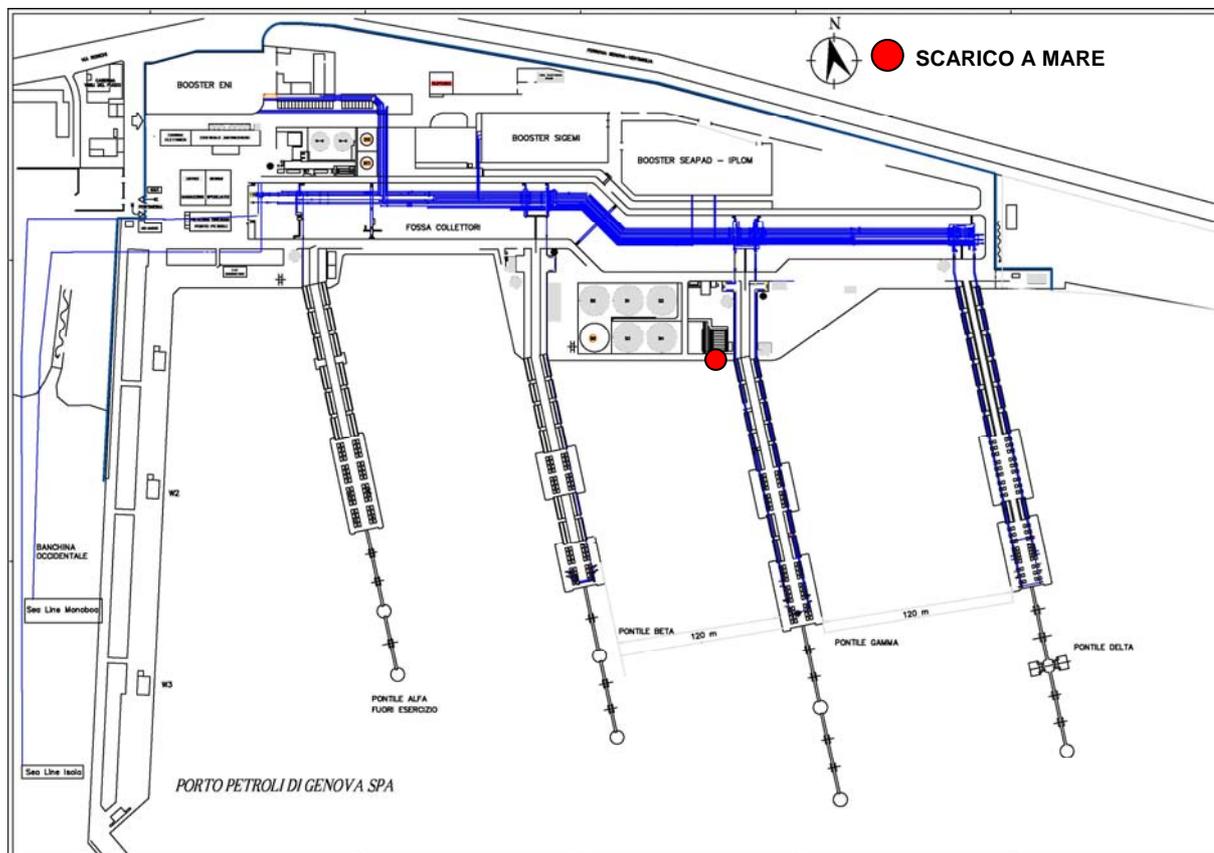
Nel seguito del capitolo sono quantificate le seguenti interazioni con l'ambiente connesse all'operatività dell'opera:

- scarichi idrici;
- utilizzo di materie prime;
- emissioni sonore discontinue;
- produzione di rifiuti;
- occupazione di suolo;
- traffico mezzi marittimi;
- inquinamento luminoso.

### 8.2.1 Scarichi Idrici

L'unico scarico idrico connesso all'operatività del nuovo Terminale è rappresentato dal refluo in uscita dall'impianto di trattamento acque oleose già in funzione presso il Porto Petroli di Multedo: tali acque saranno generate dalle attività di spazzamento e pulizia operate tramite pig e dal nuovo sistema di raccolta drenaggi oleosi a servizio dell'area trappole.

Le acque saranno conferite al sistema di trattamento già esistente presso Porto Petroli e scaricate a mare nel punto evidenziato nella figura seguente (già utilizzato per gli attuali scarichi connessi alle attività di Porto Petroli), nel rispetto delle vigenti normative in tema di qualità degli effluenti.



**Figura 8.a: Localizzazione del Punto di Scarico Reflui (Fase di Esercizio)**

### 8.2.2 Utilizzo di Materie Prime

L'esercizio del nuovo impianto comporterà l'utilizzo di fluido di spiazzamento di tipo Ural Novorossisk per la pulizia delle condotte. L'utilizzo di tale fluido è stimato nella misura di di 6,000 m<sup>3</sup> per ogni operazione di pulizia, prevista a cadenza quadrimestrale. Si noti che tale volume viene prelevato e re-immesso nel circuito di distribuzione ENI una volta utilizzato per la pulizia.

Sono inoltre previste le seguenti massime potenze assorbite di impianto, necessarie all'alimentazione delle nuove utenze introdotte dall'implementazione del progetto:

- 24.5 kW in regime continuo;
- 24.5 kW in regime discontinuo.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

### 8.2.3 Emissioni Sonore

Come già anticipato, la realizzazione del progetto non comporterà l'introduzione di nuove sorgenti continue di rumore.

Saranno installate 2 pompe da 15 kW per il rilancio dei drenaggi oleosi accumulati nel pozzetto della stazione trappole: tali pompe saranno interrate ed entreranno in funzione in discontinuo, all'attivarsi del segnale di alto livello del pozzetto.

### 8.2.4 Produzione di Rifiuti

L'esercizio dell'opera comporterà la produzione di miscele idrocarburiche separate dal trattamento chimico fisico delle acque reflue oleose conferite all'impianto di trattamento dal nuovo sistema di drenaggio previsto presso la stazione trappole.

Tali miscele idrocarburiche vengono inviate al serbatoio di stoccaggio S16 e smaltite come rifiuto: la quantità di rifiuto prodotta a valle del trattamento del nuovo flusso di refluo da trattare è stimata di entità trascurabile rispetto alla quantità totale di miscele separate nell'impianto, stimata in 100 t/anno.

### 8.2.5 Occupazione di Suolo e Fondale

Le opere a progetto di cui è prevista la costruzione non comportano l'occupazione di suolo esterno alle aree del Porto Petroli di Multedo: le aree a terra coinvolte nell'installazione degli impianti tecnologici sono infatti localizzate interamente all'interno di tale area.

Per quanto riguarda le aree a mare, saranno occupate le porzioni di fondale necessarie all'installazione delle fondazioni della nuova monoboa e del PLEM ed alla posa delle tubazioni nel tratto di circa 1.5 km compreso tra l'uscita delle perforazioni compiute con tecnica TOC ed il Terminale offshore.

Gli ingombri planimetrici delle opere sopra descritte sono riportati nella seguente tabella.

**Tabella 8.8: Ingombri Planimetrici delle Opere (Fase di Esercizio)**

Opera	Dimensione Planimetrica [m <sup>2</sup> ]	Utilizzo attuale
Impianti a terra	circa 1,500	Area Porto Petroli
Fondazione monoboa	Minima (sistema di ancoraggio puntuale)	Nessuno (fondale marino)
Fondazione PLEM	circa 260 m <sup>2</sup> (1)	Nessuno (fondale marino)
Tubazioni sottomarine (1.500 m da uscita TOC a terminale off-shore)	circa 750 m <sup>2</sup> (2)	Nessuno (fondale marino)

Note:

- 1) dimensioni in pianta: 13.33 x 19.57 m
- 2) area stimata considerando un affondamento della condotta sul fondale tale da comportare un ingombro di 0.5 m

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

### 8.2.6 Traffico Mezzi

In linea generale la presenza del nuovo Terminale Offshore determinerà un traffico di mezzi marittimi di entità non quantificabile a priori, in quanto connesso sia alle dimensioni delle navi in arrivo, sia alle condizioni di mercato. In via qualitativa è comunque stimato che la monoboa consentirà la delocalizzazione dal bacino interno del Porto Petroli di circa il 20% del traffico navi annuo, corrispondente all'80% della movimentazione di greggio totale.

Per quanto riguarda il traffico terrestre, non è previsto nessun aumento connesso alle attività del nuovo sistema off-shore.

### 8.2.7 Inquinamento Luminoso

In fase di esercizio potranno essere presenti le seguenti nuove sorgenti luminose:

- sistema di segnalazione boa, costituito dall' impianto di segnalazione notturna (luci di navigazione);
- sistema di illuminazione in corrispondenza della stazione trappole, progettato in modo tale da ottemperare alle seguenti necessità in caso l'esistente non sia sufficiente:
  - assicurare un livello di illuminazione delle aree di lavoro tale da garantire un elevato grado di sicurezza per gli operatori;
  - evitare o minimizzare l'illuminazione delle aree esterne all'impianto;
  - evitare di direzionare il fascio luminoso in direzione orizzontale o verso l'alto.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

## 9 FASE DI ESERCIZIO DELL'OPERA

### 9.1 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ

Per la descrizione delle attività di progetto in fase di esercizio Si rimanda al Capitolo 5.

### 9.2 MISURE DI GESTIONE E CONTROLLO IN FASE DI ESERCIZIO

Il sistema di strumentazione e controllo sarà costituito da (D'Appolonia, 2013a):

- stazione di supervisione a terra;
- quadro di controllo della boa;
- stazione portatile da installare sulla nave;
- centralina idraulica per la gestione delle valvole installate su boa e PLEM;
- strumentazione e attuatori su boa e PLEM;
- strumentazione e attuatori su stazione trappole;
- sistemi di aiuto alla navigazione installati sulla parte rotante della boa.

In particolare, il sistema di scarico del greggio da nave a terra consente di gestire le seguenti modalità operative:

- scarico prodotto su singola linea "A" o "B";
- scarico prodotto contemporaneo su due condotte;
- spiazzamento prodotto da linea "A", "B" o da entrambe;
- spiazzamento prodotto da manichette di collegamento fra PLEM e boa.

La predisposizione delle valvole secondo l'assetto previsto per ciascuna procedura può essere effettuata in automatico tramite selezione della relativa modalità sul Sistema di Controllo del Terminale a Terra o manualmente operando le singole valvole. In ogni caso il Sistema di Controllo verifica la configurazione delle valvole e fornisce il consenso all'operazione solamente se tale configurazione risulta ammissibile.

Per i dettagli tecnici relativi alla strumentazione di controllo ed agli assetti operativi del sistema si rimanda rispettivamente ai Paragrafi 10.1 e 4.2 della Relazione Tecnica Illustrativa Generale (D'Appolonia, 2013a).

### 9.3 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA

#### 9.3.1 Analisi di Rischio

Per quanto riguarda i potenziali rischi connessi all'operatività del nuovo sistema si sottolinea che è stata predisposta l'Analisi di Rischio sviluppata per il tratto di condotta sottomarina ed il tratto di condotta a terra, più relative facilities (D'Appolonia, 2013d). Nell'ambito di tale studio sono state individuate le seguenti tipologie di rilascio di riferimento per

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

l'identificazione di eventi incidentali (rottura di manichette e tubazioni), a valle dei quali è possibile prevedere il potenziale incendio della pozza di greggio:

- rilascio di greggio a seguito di rottura della manichetta flottante (scenario 1);
- rilascio di greggio dalla sezione off-shore non interrata (scenario 2);
- rilascio di greggio dalla sezione on-shore (scenario 3).

Lo studio ha permesso di concludere quanto segue:

- scenario 1: il potenziale incendio della pozza non porterebbe a danneggiamento delle strutture o della nave in quanto lo scenario durerebbe solo pochi secondi. Inoltre la piattaforma non è presidiata durante le operazioni di scarico e di conseguenza il rischio per gli operatori in caso di incendio è nullo;
- scenario 2: gli scenari di incendio della pozza creata dal potenziale rilascio di greggio risultano non credibili data l'assenza di fonti di innesco (zona interdetta alla navigazione);
- scenario 3: lo scenario di incendio di pozza risulta non avere conseguenze significative, dal momento che coinvolgerebbe un'area limitata;
- il potenziale avvenimento degli scenari credibili non comporta effetti domino né per le strutture circostanti, né per eventuali target esterni all'impianto.

Si sottolinea infine che Autorità Portuale di Genova sta attualmente conducendo le attività necessarie all'implementazione del Rapporto Integrato di Sicurezza Portuale (RISP): relativamente a tale aspetto, Porto Petroli Genova, unitamente agli altri soggetti che aderiscono alla stesura del RISP, ha fornito ad Autorità Portuale tutte le informazioni di interesse relative alle proprie attività. Porto Petroli Genova si rende inoltre disponibile ad integrare le informazioni fornite con gli aspetti di sicurezza trattati nell'Analisi di Rischio del progetto del nuovo Terminale off-shore.

### 9.3.2 Piano di Emergenza

Porto Petroli Genova si è dotato di specifiche procedure finalizzate ad individuare i potenziali incidenti e le situazioni di emergenza ragionevolmente prevedibili nell'ambito delle proprie attività. Scopo delle procedure è l'adeguata preparazione alla prevenzione delle situazioni di emergenza o alla minimizzazione dell'impatto ambientale, sulla salute e sulla sicurezza (Porto Petroli di Genova S.p.A., 2012).

Parte integrante delle procedure adottate è il "Piano di Intervento per Emergenza Mare", che definisce modalità di intervento in caso di rilascio accidentale di materiale sia in ambito portuale, sia in ambito off-shore. Per quanto riguarda quest'ultima casistica, si prevede di contattare i rimorchiatori che provvederanno ad eseguire le seguenti azioni:

- si procede immediatamente a circoscrivere la zona interessata con la messa in opera di panne di tipo "costiero" e se del caso "alturiero";
- eseguito l'accerchiamento del greggio sversato si dovrà passare subito alle operazioni di bonifica dell'area interessata tramite il recupero meccanico del greggio con l'ausilio di skimmer;

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

- il numero di unità per il recupero del prodotto sarà determinato da un Gruppo di Coordinamento in funzione della quantità di greggio sversato, delle condizioni meteomarine, dell'estendersi dell'inquinamento, tenuto conto della direzione che lo sversamento assumerà nel suo movimento;
- in caso di sversamenti che hanno origine non a diretto contatto con la superficie del mare ma provenienti dall'opera viva della nave o da manichette sommerse, in considerazione del lasso di tempo più o meno lungo che intercorrerà tra il rilascio e l'individuazione dell'inquinamento (connesso ai tempi di risalita) saranno messe a mare adeguate quantità di panne atte a creare uno sbarramento a difesa della costa di Ponente. Altre unità opereranno procedendo in formazione a "J" per convogliare il greggio galleggiante nella sacca, eseguendo nel contempo la raccolta meccanica con l'ausilio di skimmer.

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b> <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

## 10 DISMISSIONE DELL'OPERA

Allo stato attuale della progettazione è prevedibile che in fase di dismissione dell'opera vengano implementate le attività già condotte a valle della messa fuori uso della monoboa esistente. In particolare, si prevede l'abbandono delle condotte sul fondale, previa bonifica, in analogia a quanto implementato per la pipeline attualmente esistente.

ASP/MCO/CSM/MGC:mcs

 <b>Porto Petroli di Genova S.p.A.</b>  Doc N° 12-469-GEN-S-002_00	<b>TERMINALE OFF SHORE</b>  <b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>  <b>QUADRO DI RIFERIMENTO</b>  <b>PROGETTUALE</b>	DAPP Ref.:
		12-469-H2
		Rev.:
		0

### RIFERIMENTI

D'Appolonia, 2013a, "Sviluppo Progetto Nuovo Terminale Offshore Tipo Calm, Documenti del Progetto Definitivo, Relazione Tecnica Generale", Doc. No. 12-469-MNG-R-001.

D'Appolonia, 2013b, "Sviluppo Progetto Nuovo Terminale Offshore Tipo Calm, Documenti del Progetto Definitivo, Relazione Descrittiva di Cantierizzazione", Doc. No. 12-469-CIV-S-003.

D'Appolonia, 2013c, "Sviluppo Progetto Nuovo Terminale Offshore Tipo Calm, Documenti del Progetto Definitivo, Specifica tubazioni OFF-SHORE", Doc. No. 12-469-OFF-R-012.

D'Appolonia, 2013d, "Sviluppo Progetto Nuovo Terminale Offshore Tipo Calm, Documenti del Progetto Definitivo, Analisi dei Rischi", Doc. No. 12-469-HSE-C-001.

D'Appolonia, 2013e, "Sviluppo Progetto Nuovo Terminale Offshore Tipo Calm, Documenti del Progetto Definitivo, Computo Metrico Estimativo", Doc. No. 12-469-MNG-G-009.

D'Appolonia, 2013f, "Analisi Documenti Progettuali del Sistema di Ormeaggio della Boa", Doc. No. 12-469-CIV-R-001.

Interprogetti, 2010, "Nuovo Ormeaggio Offshore in Sostituzione dell'Attuale Monoboa, Progetto Preliminare, Relazione Illustrativa".

Porto Petroli di Genova S.p.A., 2012, "Individuazione delle Emergenze e Preparazione dei Piani di Reazione", Doc. PAS0401 Rev.2, 20 Agosto 2012.

Porto Petroli di Genova S.p.A., 2013, sito internet [www.portopetroli.com](http://www.portopetroli.com) visitato in data 18 Gennaio 2013.

**TERMINALE OFF SHORE**  
**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**  
**QUADRO DI RIFERIMENTO**  
**PROGETTUALE**