

PROGETTO

SVILUPPO PROGETTO NUOVO

TERMINALE OFFSHORE TIPO CALM

UBICAZIONE

TERMINALE PETROLIFERO DI MULTEDO

PORTO PETROLI GENOVA

PROPONENTE



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

UNITA' FUNZIONALE

DOCUMENTI DEL PROGETTO DEFINITIVO

TITOLO DOCUMENTO

RELAZIONE TECNICA GENERALE

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.
23/03/2013	Emissione finale	 Maria Francesca Cozzi	 Alessandro Odasso	 Gian Paolo Vassallo	 Carlo Vardanega

DATA	SCALA	ACCORDO n°	DOC. N.				REV	FG
23/03/2013			12	469	MNG	R	001	0

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

INDICE

	<u>Pagina</u>
LISTA DELLE TABELLE	IV
LISTA DELLE FIGURE	IV
1 SCOPO	6
1.1 DEFINIZIONI E ACRONIMI	6
1.2 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	7
1.2.1 Documenti del Progetto Definitivo	7
1.2.2 Documenti del Progetto Preliminare	11
2 NORME TECNICHE DI PROGETTAZIONE	12
2.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE	19
3 IL SITO	20
3.1 IL TERMINAL PORTO PETROLI	20
3.2 LOCALIZZAZIONE DEGLI INTERVENTI	22
3.3 DATI CLIMATICI / AMBIENTALI	23
3.4 DATI GEOTECNICI E GEOFISICI	23
3.5 INQUADRAMENTO SISMICO	25
3.6 DATI METEOCEANOGRAFICI	26
3.6.1 sito di installazione	26
3.6.2 condizione di sopravvivenza (senza nave ormeggiata) - periodo dei 100 anni	26
3.6.3 condizioni ambientali con nave ormeggiata	27
3.6.4 condizioni ambientali per analisi a fatica	27
3.7 PRINCIPALI INTERCONNESSIONI	27
4 CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO E DATI DI BASE	27
4.1 DATI DI BASE	30
4.1.1 Dati di Processo	30
4.1.2 Gli effluenti dell'impianto	30
4.1.3 Dati della nave di progetto	31
4.2 PRESTAZIONI COMPLESSIVE	31
4.2.1 Consumo ausiliari	32
4.3 MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO	32
4.3.1 Assetti operativi	32
4.3.2 Trasferimento prodotto su linea singola	35
4.3.3 Trasferimento prodotto su DUE condotte	35
4.3.4 Spiazzamento prodotto da terra	37
4.3.5 Spiazzamento Prodotto da Terra Tramite Pig	38
4.3.6 Spiazzamento Prodotto da Nave	39
5 SISTEMI PRINCIPALI D'IMPIANTO	40
5.1 SISTEMA CALM	40
5.2 CORPO BOA	41
5.2.1 Struttura boa	41

**NUOVO TERMINALE OFF SHORE**
RELAZIONE TECNICA GENERALE

5.3	TAVOLA ROTANTE	41
5.3.1	Braccio di Ormeggio:	42
5.3.2	Braccio di imbarco e bilanciamento	42
5.3.3	Braccio sostegno tubazioni:	42
5.4	DISPOSITIVI DI ORMEGGIO	42
5.5	SISTEMA DI ANCORAGGIO	43
5.6	SISTEMA DI TRAVASO GREGGIO	43
5.6.1	Tubolature:	43
5.6.2	Swivel:	44
5.6.3	Accessori:	44
5.6.4	Manichette:	44
5.7	IMPIANTI AUSILIARI MONOBOA	45
5.7.1	Centralina idraulica comando valvole PLEM - ombelicale	45
5.7.2	Impianto di protezione catodica	46
5.7.3	Argano tensionamento catene	46
5.7.4	Luci di navigazione	46
5.7.5	Pannelli solari	46
5.7.6	Batterie	47
5.7.7	Segnalatore acustico da nebbia	47
5.7.8	Riflettore Radar	47
5.7.9	Impianto telemetrico	47
5.8	IL PLEM	50
5.9	SEALINE COLLEGAMENTO A TERRA	52
5.9.1	Dati meccanici delle condotte	54
5.9.2	Caratteristiche dell'Acciaio	54
5.9.3	Caratteristiche meccaniche del rivestimento esterno e dell'appesantimento	55
5.9.4	Sistemi di Protezione dalle Azioni Corrosive	55
5.10	STAZIONE TRAPPOLE PIG DI SPIAZZAMENTO	56
6	SISTEMI AUSILIARI	58
6.1.1	Sistema antincendio	58
6.1.2	Sistema raccolta drenaggi oleosi	59
6.1.3	Sistema trattamento effluenti liquidi	59
7	SISTEMA ELETTRICO	60
7.1	GENERALITA'	60
7.2	TENSIONI DI IMPIANTO	61
8	SISTEMA ILLUMINAZIONE	61
8.1	ILLUMINAZIONE NORMALE	61
8.2	SCELTA DELLE LAMPADE	62
8.3	POSIZIONAMENTO DEI CORPI ILLUMINANTI	62
8.4	CONTROLLO DELL'ILLUMINAZIONE	62
8.5	ILLUMINAZIONE DI EMERGENZA	63
8.6	ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA (SE APPLICABILE)	63
9	SISTEMA INTERFONICO	64

NUOVO TERMINALE OFF SHORE
RELAZIONE TECNICA GENERALE

10 SISTEMA AUTOMAZIONE	64
10.1 STRUMENTAZIONE E CONTROLLO	64
10.1.1 Stazione di Supervisione a Terra	65
10.1.2 Quadro di Controllo Boa e Stazione Portatile Nave	65
10.1.3 Centralina idraulica	65
10.1.4 Strumentazione e attuatori	65
10.1.5 Sistema di aiuto alla navigazione	66
10.1.6 Trasmissione dei segnali ed alimentazioni	66
10.1.7 Ombelicale composito elettrico\ottico da terra	67
10.1.8 Trasmissione radio e pannelli solari	67
11 SISTEMAZIONI IMPIANTISTICHE	67
12 OPERE CIVILI	68
12.1 GENERALITÀ	68
12.2 PLATEA AREA RICEVIMENTO E LANCIO P.I.G.	68
12.3 PIPE RACK	68
13 DESCRIZIONE DEI LAVORI	70
13.1 RIMOZIONE DEL SISTEMA ESISTENTE	70
13.1.1 Operazioni preliminari	70
13.1.2 Rimozione della boa e del PLEM esistente	70
13.2 TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA	72
13.2.1 Prima Fase: Realizzazione del Foro Pilota	73
13.2.2 Seconda Fase: Alesatura del Foro	74
13.2.3 Terza Fase: Tiro della Condotta	74
13.3 POSA DELLE CONDOTTE CON NAVE POSA TUBI (LAY BARGE)	76
13.3.1 Il Varo delle Condotte	79
13.3.2 Installazione del PLEM	82
13.3.3 Installazione dell'Expansion Loop	82
13.3.4 Installazione della monoboa	83
13.4 PRE-COMMISSIONING DELLE CONDOTTE	84
13.5 COSTRUZIONE STAZIONE TRAPPOLE	85
13.6 MEZZI NAVALI	85
13.7 CANTIERE	85

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

LISTA DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 2.1: Standard e Normativa di Riferimento	12
Tabella 3.1: Caratteristiche Geotecniche del Suolo Area Porto	23
Tabella 3.2: Caratteristiche Geotecniche del Suolo Area Diga	24
Tabella 3.3: Caratteristiche Geotecniche del Suolo Area Monoboa	24
Tabella 3.4: Caratteristiche Fisiche del Suolo	24
Tabella 3.5: Definizione della Pericolosità Sismica di Base	25
Tabella 3.6: Definizione dell'azione Sismica di Progetto	26
Tabella 4.1: Sommario prestazioni d'impianto- greggi ad alto Pour Point	31
Tabella 4.2: Casi operativi	34
Tabella 5.1: Sistema di Protezione Anti Corrosione delle Condotte Sottomarine	56
Tabella.8.1: Valori di Illuminamento	62

LISTA DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Pagina</u>
Figura 3.1: Panoramica del terminal Porto Petroli	20
Figura 3.2: Localizzazione del Porto Petroli di Genova	21
Figura 3.3: Planimetria di localizzazione degli interventi	22
Figura 4.1: Terminale Offshore	28
Figura 4.2: Schema Generale Impianto-Linee principali	29
Figura 4.3: Schema Funzionale d'Impianto	33
Figura 5.1: Pianta e Sezioni Tipiche Ormeggio Offshore di Tipo CALM	49
Figura 5.2: PLEM- Schema generale del Sistema	51
Figura 5.3: Configurazione PLEM	51
Figura 5.4: Rotta condotte sottomarine	53
Figura 5.5: Configurazione PLEM – Loops di Espansione	54
Figura 5.f: Layout degli Anodi Sacrificali	56
Figura 5.7: Schema Stazione Trappole	57
Figura 12.1: Sistema strutturale pipe rack	69
Figura 13.1: Boa, Traliccio e Fondazione	71
Figura 13.2: Fondazione Boa e Barra di Ormeggio	72
Figura 13.3: Principali Fasi di Esecuzione di una T.O.C.	73
Figura 13.4: Esempio del treno di alesaggio e tiro-posa della condotta	74
Figura 13.5: Fasi di Tiro della Condotta	76
Figura 13.6: Esempio di Nave Posatubi in Azione	77
Figura 13.7: Sistema di Varo ad "S"	78
Figura 13.8: Fasi di varo delle Stringhe da Interrare (tratto AB)	81

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

Figura 13.9: Fasi di varo delle Condotte Posate sul Fondale (Tratto BC)	82
Figura 13.10: Disegno Illustrativo Monoboa	83
Figura 13.11: Schema Ormeaggio Monoboa	84

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

RELAZIONE TECNICA GENERALE SVILUPPO PROGETTO NUOVO TERMINALE OFFSHORE TIPO CALM

1 SCOPO

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).

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, e permetterà di razionalizzare l'insieme degli accosti di tutto il bacino di Multedo.

Scopo del presente documento è la definizione di tutti gli aspetti tecnici che costituiscono il progetto, individuati in modo da garantire le soluzioni tecnicamente ed economicamente più vantaggiose.

In sintesi, il progetto del nuovo Terminale Offshore è costituito da:

- una boa monormeggio di tipo Catenary Anchor Line Mooring (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;
- n°2 condotte sottomarine di lunghezza pari a circa 3.3 km di cui circa 1.8 km realizzati con tecnica TOC;
- il terminale a terra che comprende le trappole e il relativo impianto, localizzato all'interno del Porto Petroli di Multedo

1.1 DEFINIZIONI E ACRONIMI

La lista di acronimi e abbreviazioni di seguito riportata potrà essere usata nei documenti di progetto:

CALM	Catenary Anchor Leg Mooring
De	Diametro esterno
Di	Diametro interno
DN	Diametro nominale
HPU	Hydraulic Power Unit (Centralina idraulica)
MAOP	Massima Pressione di Esercizio
PLEM	PipeLine End Module
PC	Protezione Catodica
QCB	Quadro di Controllo Boa

s.l.m.m.	sul livello medio del mare
SMYS	Specified Minimum Yield Strength
SPN	Stazione Portatile sulla Nave
SST	Stazione di Supervisione a Terra
STT	Stazione Trappole a Terra
SMTS	Specified Minimum Tensile Strength
SBM	Single Buoy Mooring
HSE	Health Safety Environmental
TOC	Trivellazione Orizzontale Controllata
DWT	Dead Weight Tonnage

1.2 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

1.2.1 Documenti del Progetto Definitivo

	Y	cod	tech	doc	num	lang	
A							RELAZIONI TECNICO-DESCRITTIVE
1	12	469	MNG	R	001	ITA	Relazione tecnica generale
2	12	469	PRO	R	006	ITA	Specifica funzionale generale
B							ELABORATI GRAFICI
3	12	469	PRO	D	031	ITA	Schema generale di processo
4	12	469	PRO	D	005	ITA	P&ID-Sistema SPM-PLEM
5	12	469	PRO	D	010	ITA	P&ID-Sistema Trappole
6	12	469	PRO	D	015	ITA	P&ID-Sistema distribuzione ON-SHORE
7	12	469	PRO	D	020	ITA	P&ID-Sistema antincendio
8	12	469	PRO	D	007	ITA	Schema Limiti di batteria & Tie-Ins

NUOVO TERMINALE OFF SHORE

RELAZIONE TECNICA GENERALE

9	12	469	CON	D	007	ITA	Percorso tubazioni-Pianta e sezioni
10	12	469	PIP	D	001	ITA	Planimetria generale impianto
11	12	469	PIP	D	006	ITA	Viste e Sezioni piping On-shore s
12	12	469	PIP	D	009	ITA	Area trappole Piping Layouts
13	12	469	PIP	D	010	ITA	Planimetria generale Piping
14	12	469	OFF	D	002	ITA	Configurazione PLEM
15	12	469	OFF	D	003	ITA	Planimetria condotte OFF-SHORE - - General Route Map
16	12	469	OFF	D	006	ITA	Planimetria condotte OFF-SHORE - - Alignment Sheets
17	12	469	OFF	D	010	ITA	Planimetria condotte OFF-SHORE - Expansion Loop
18	12	469	OFF	D	015	ITA	Nuova monoboa-piante e sezioni
19	12	469	CIV	D	020	ITA	Layout generale area VTE
20	12	469	CIV	D	021	ITA	Layout generale area multedo
21	12	469	CIV	D	002	ITA	Planimetria localizzazione aree di cantiere
22	12	469	CIV	D	010	ITA	Layout Opere di fondazione-OFF-SHORE
23	12	469	CIV	D	005	ITA	Layout Opere di fondazione-ON-SHORE
24	12	469	CIV	D	012	ITA	Planimetria opere civili
25	12	469	AUT	D	008	ITA	Architettura del sistema di controllo
26	12	469	ELE	D	002	ITA	Planimetria cavi e vie cavi

NUOVO TERMINALE OFF SHORE

RELAZIONE TECNICA GENERALE

27	12	469	ELE	D	009	ITA	Schema elettrico unifilare
28	12	469	CON	D	009	ITA	Planimetria opere di dismissione
D							DISCIPLINARI TECNICI
29	12	469	PIP	S	003	ITA	Specifica generale coibentazioni
30	12	469	PIP	S	004	ITA	Specifica generale di verniciatura
31	12	469	PIP	S	005	ITA	Specifica tubazioni ON-SHORE
32	12	469	OFF	R	012	ITA	Specifica tubazioni OFF-SHORE
33	12	469	PIP	S	014	ITA	Specifica generale supporti
34	12	469	CIV	R	008	ITA	Specifica generale opere civili
E							RAPPORTI DI CALCOLO
35	12	469	PRO	R	002	ITA	Studio idraulico
36	12	469	OFF	R	001	ITA	Relazione di calcolo meccanico delle condotte
37	12	469	OFF	R	007	ITA	Relazione di calcolo loop di espansione
38	12	469	OFF	R	009	ITA	Relazione di calcolo protezione catodica
39	12	469	CIV	R	011	ITA	Relazione di calcolo PLEM
40	12	469	CIV	C	022	ITA	Relazione di calcolo opere
F							RELAZIONI SPECIALISTICHE
41	12	469	CON	S	008	ITA	Specifica di dismissione impianti esistenti

NUOVO TERMINALE OFF SHORE

RELAZIONE TECNICA GENERALE

42	12	469	CIV	S	003	ITA	Relazione descrittiva di cantierizzazione
43	12	469	CIV	R	001	ITA	Relazione ormeggio nuova boa
G							COMPUTO METRICO ESTIMATIVO
44	12	469	MNG	G	009	ITA	Computo metrico estimativo
N							DOCUMENTI ANTINCENDIO
45	12	469	HSE	C	001	ITA	Analisi dei rischi
46	12	469	HSE	C	002	ITA	Studio HAZOP
47	12	469	HSE	S	003	ITA	Fire Protection Philosophy
48	12	469	HSE	S	004	ITA	Filosofia dei sistemi di rilevazione incendio e gas
49	12	469	HSE	S	007	ITA	Classificazione aree pericolose
50	12	469	HSE	S	008	ITA	Analisi SIL
51	12	469	HSE	S	009	ITA	Criteri Generali di Progettazione per la protezione passiva antifuoco
52	12	469	PRO	R	021	ITA	Specifica funzionale impianto antincendio
53	12	469	PRO	D	022	ITA	Planimetria Antincendio
54	12	469	PRO	R	024	ITA	Matrice causa effetti
55	12	469	PRO	C	025	ITA	Rapporto di calcolo

**NUOVO TERMINALE OFF SHORE
RELAZIONE TECNICA GENERALE****1.2.2 Documenti del Progetto Preliminare**

							DOCUMENTI SPECIALISTICI
1	P1882	C009	PPTR	KTS	FNR	002	Rapporto geomorfologico
2	400	220	PPE	RIN	MM	R0	Rapporto meteomarinario

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

2 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.

Tabella 2.1: Standard e Normativa di Riferimento

Standard di Riferimento	<u><i>Det Norske Veritas (DNV)</i></u>
	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
	<u><i>American Petroleum Institute (API)</i></u>
	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
	<u><i>American Society of Mechanical Engineers (ASME)</i></u>
	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.

NUOVO TERMINALE OFF SHORE

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Standard di Riferimento	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
	<u>International Standard Organization (ISO)</u>
	ISO 13628-5 - Petroleum and natural gas industry – Design and operation of subsea production systems – Subsea umbilicals
	<u>International Electrotechnical Commission (IEC)</u>
	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.
	<u>Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI)</u>
	CEI 20-11 - Caratteristiche tecniche e specifiche e requisiti di prova delle mescole per isolanti e guaine per cavi energia e segnalamento
	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)	

NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE

Standard di Riferimento	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
Normativa di riferimento	<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 für Normung
	ASTM - American Society for Testing and Materials
	UNI - Ente Nazionale Unificazioni
	ISPESL - Raccolta M

NUOVO TERMINALE OFF SHORE

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Normativa di riferimento	<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

NUOVO TERMINALE OFF SHORE

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Normativa di riferimento	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

NUOVO TERMINALE OFF SHORE

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Normativa di riferimento	<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 & 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

NUOVO TERMINALE OFF SHORE

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Normativa di riferimento	<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	

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

2.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE

L'impianto è stato progettato con lo scopo di ottenere un impianto 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.

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

Il progetto dell'impianto è conforme alle tecnologie che costituiscono l'attuale stato dell'arte in materia.

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.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

3 IL SITO

3.1 IL TERMINAL PORTO PETROLI

Il terminal portuale (44°25'.IN; 8°49'.7E), che si estende su una superficie di 123.000 metri quadrati (esclusi gli specchi d'acqua), è composto da una banchina, la cui lunghezza operativa è di circa 400 metri e da quattro pontili perpendicolari alla costa: Alfa, Beta, Gamma e Delta.

A questi accosti si aggiungono una boa monormeggio ed una piattaforma di scarico offshore, attualmente non operativi.

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 ne' operazioni di trattamento dei prodotti petroliferi sbarcati ne' attivita' 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.



Figura 3.1: Panoramica del terminal Porto Petroli

Il tratto di costa dove si colloca il Porto Petroli di Multedo si inserisce tra la diga del porto di Voltri e quella che protegge la pista dell'Aeroporto C. Colombo, come è evidenziato nella foto zenitale di Figura 3.2.

**NUOVO TERMINALE OFF SHORE
RELAZIONE TECNICA GENERALE**



Figura 3.2: Localizzazione del Porto Petroli di Genova

3.2 LOCALIZZAZIONE DEGLI INTERVENTI

La localizzazione degli interventi da eseguire sia nella parte a terra sia relativamente alle opere a mare è illustrata nella figura seguente



Figura 3.3: Planimetria di localizzazione degli interventi

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

3.3 DATI CLIMATICI / AMBIENTALI

I principali parametri ambientali del sito sono i seguenti:

Temperatura Minima [°C]	Temperatura Media [°C]	Temperatura Massima [°C]	Umidità relativa invernale [%]	Umidità relativa estiva [%]	Irraggiamento massimo [MJ/m ²]	Vento [m/sec]
0	15	30	81.7	60.9	287,04	3.8

3.4 DATI GEOTECNICI E GEOFISICI

Di seguito sono elencati i parametri geotecnici e geofisici assunti per la progettazione delle condotte con particolare riferimento alle verifiche di stabilità delle condotte, alla definizione dei parametri di ricoprimento delle stesse, ai calcoli di processo per la determinazione dello spessore di isolamento e della protezione catodica e per la definizione della tipologia di fondazione del PLEM (superficiale o su pali) e dei sistemi di ormeggio della boa

Tutti i dati identificati con asterisco sono stati assunti.

Per la stabilità delle condotte sul fondo si ipotizza una tipologia di suolo come indicato nelle tabelle Tabella 3.1,3,2 e3,3

Per la definizione e progettazione delle fondazioni del PLEM si ipotizzano le caratteristiche geotecniche riportate in Tabella 3.4.

Tabella 3.1: Caratteristiche Geotecniche del Suolo Area Porto

Descrizione	Profondità Acqua	Peso specifico [KN/m ³]	Coesione [Kg/cm ²]	Angolo di Attrito interno [°]	Contenuto d'acqua [%]
Limo soffice con tracce di sabbia e argilla (*)	0-13m	18 (*)	0.17(*)	16(*)	37(*)

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

Tabella 3.2: Caratteristiche Geotecniche del Suolo Area Diga

Descrizione	Profondità Acqua	Peso specifico [KN/m ³]	Coesione [Kg/cm ²]	Angolo di Attrito interno [°]	Contenuto d'acqua [%]
Sabbia fine con presenza di limo con spessore pari a 8.5m (*)	13-21.5m	20(*)	0(*)	25(*)	24(*)

Tabella 3.3: Caratteristiche Geotecniche del Suolo Area Monoboa

Descrizione	Profondità Acqua	Peso specifico [KN/m ³]	Coesione [Kg/cm ²]	Angolo di Attrito interno [°]	Contenuto d'acqua [%]
Argille o limi con spessore 8-9m	64m	19(*)	0.17 (*)	16 (*)	29(*)

In mancanza di dati specifici di resistività del terreno, il valore di resistività del fondale da utilizzare per la progettazione catodica viene preso in accordo alla Norma DNV RP F103. In mancanza di dati, la Norma suggerisce di utilizzare un valore di resistività di 150 Ohm-cm.

Tutti i valori identificati con asterisco sono stati assunti.

Tabella 3.4: Caratteristiche Fisiche del Suolo

Conduttività termica [W/m-K]	Temperatura suolo [°C]
2.5 (*)	10 (*)

3.5 INQUADRAMENTO SISMICO

Per la definizione dell'azione sismica di progetto si è fatto riferimento a quanto disposto dal DM 14 Gennaio 2008 "Nuove norme tecniche per le costruzioni".

E' stato utilizzato il documento Excel SPETTRI-NTC v1.0.3 fornito dal Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici (scaricabile dal sito www.cslp.it), in cui sono stati inseriti i dati della località e sono stati così ottenuti i valori dei parametri sismici riportati nella Tabella 3.5:.

La struttura è situata nel Comune di Genova, con Latitudine di 44.3968° e Longitudine di 8.9160°;

La pericolosità sismica di base è definita in termini di accelerazione orizzontale massima del terreno (a_g), del valore massimo del fattore di amplificazione dello spettro in accelerazione orizzontale (F_o) e dal periodo di inizio del tratto a velocità costante dello spettro in accelerazione orizzontale (T^*_c).

La pericolosità sismica di base è calcolata in funzione dei seguenti elementi:

- Le coordinate geografiche del sito, che determinano la sua posizione all'interno del reticolo di riferimento per la definizione della pericolosità sismica, in cui è stata suddiviso il territorio italiano;
- La vita nominale dell'opera (V_N) assunta pari a 50 anni;
- La classe d'uso, definita come classe III, a cui è associato un coefficiente d'uso (C_U) pari a 1.5;
- Il periodo di riferimento (V_R), definito come il prodotto tra la vita nominale dell'opera e il coefficiente della classe d'uso, assunto pari a 75 anni;
- Lo stato limite di verifica a cui è associata la probabilità di eccedenza (P_{VR}), che rappresenta la probabilità di accadimento, nel periodo di riferimento V_R , di almeno un sisma caratterizzato da un periodo di ritorno T_R .

La Tabella 3.5: riporta i parametri che definiscono la pericolosità sismica di base per i singoli stati limite di verifica, ovvero:

- Stato limite di operatività (SLO);
- Stato limite di danno (SLD);
- Stato limite di salvaguardia della vita (SLV);
- Stato limite di prevenzione del collasso (SLC).

Tabella 3.5: Definizione della Pericolosità Sismica di Base

	T_R	a_g	F_o	T^*_c
	(anni)	(g)	(-)	(s)
SLO	45	0.028	2.528	0.202
SLD	75	0.035	2.545	0.224
SLV	712	0.079	2.534	0.293
SLC	1462	0.101	2.528	0.301

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

Al fine di considerare nella valutazione dell'azione sismica gli effetti di sito e ricondursi quindi alla definizione di un'azione sismica locale, devono essere presi in considerazione le condizioni lito-stratigrafiche e topografiche.

In base alle indicazioni riportate nel paragrafo sulle caratteristiche geotecniche dei terreni di fondazione, in mancanza di prove specifiche, ci si può ricondurre per il sito in esame ci si ad un suolo di tipo E, ovvero a terreni dei suoli di tipo C o D per spessore non superiore a 20 m, posti sul substrato di riferimento (con $V_s > 800$ m/s). Ne deriva un coefficiente di amplificazione stratigrafica (S_S) pari a 1.6.

Per la definizione degli effetti legati alla configurazione geomorfologica (amplificazione topografica), si è in presenza di una superficie pianeggiante con inclinazione media inferiore a 15° . Ne deriva che il coefficiente di amplificazione topografica (S_T) può essere assunto pari a 1.

La Tabella 3.6: riporta la definizione dell'accelerazione orizzontale massima attesa al sito (a_{max}).

Tabella 3.6: Definizione dell'azione Sismica di Progetto

	a_g	S_S	S_T	a_{max}
	(g)	(-)	(-)	(g)
SLO	0.028	1.6	1	0.044
SLD	0.035	1.6	1	0.056
SLV	0.079	1.6	1	0.126
SLC	0.101	1.6	1	0.161

3.6 DATI METEOCEANOGRAFICI

Il presente paragrafo fornirà i dati meteomarini utili ai fini progettuali.

Tutti i dati riportati in seguito sono ricavati dal documento allegato "Progetto preliminare di un nuovo terminale CALM per Porto Petroli di Genova" – Studio meteomarino a supporto della progettazione preliminare.

3.6.1 sito di installazione

- Area di installazione del SPM Golfo di Genova
- Longitudine 008° 49' 56" E
- Latitudine 44° 23' 37"N
- Profondità 64 m abt.

3.6.2 condizione di sopravvivenza (senza nave ormeggiata) - periodo dei 100 anni

- Altezza onda significativa 8 m

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

- Periodo dell'onda (10 Anni) 11.5 s
- Velocità del vento 27.5 m/s
- Velocità della corrente 1 nodo
- Direzione vento e onda TBD

3.6.3 condizioni ambientali con nave ormeggiata

- Altezza onda significativa 3.3 m (con nave ormeggiata)
- Altezza onda significativa 2.3 m (con nave in fase di ormeggio)
- Periodo dell'onda (1 Anno) 7 s
- Velocità del vento 15 m/s
- Wave and wind directions TBD

3.6.4 condizioni ambientali per analisi a fatica

- Numero di onde classificate 12
- Altezza onda significativa 0-0.25; 0.25-0.5; 0.5-1; 1-1.5; 1.5-2; 2-2.5; 2.5-3; 3-3.5; 3.5-4; 4- 4.5;4.5-5; 5-5.5

3.7 PRINCIPALI INTERCONNESSIONI

Le principali interconnessioni dell'impianto sono le seguenti :

Connessione stradale: per la gestione a terra dell'impianto e la movimentazione dei PIG di spiazzamento verrà mantenuta l'attuale viabilità della Porto Petroli..

Connessione elettrica: Il 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 per le seguenti utenze.

Connessione idrica: non sarà necessaria alcuna integrazione al sistema di allaccio esistente alla rete idrica pubblica, in quanto non sono previsti consumi idrici integrativi relativi all'impianto in oggetto

Scarichi: Il sistemi di raccolta acque meteoriche e reflui oleosi , da prevedere nell'area trappole, sarà connesso con la rete ed il sistema di trattamento relativo.

Si precisa inoltre che all'interno del porto petroli non si effettuano ne' operazioni di trattamento dei prodotti petroliferi sbarcati ne' 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.

4 CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO E DATI DI BASE

Il progetto del nuovo Terminale Offshore è in forma illustrativa mostrato in Figura 4.1 ed è costituito da:

- una Boa ancorata al fondo del mare posta a circa 4km di distanza dal Porto Petroli. La Boa è dotata di manichette galleggianti (Floating Hoses) di collegamento al sistema di pompaggio delle petroliere (Tanker);
- 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 per lo scarico dei prodotti petroliferi. 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.

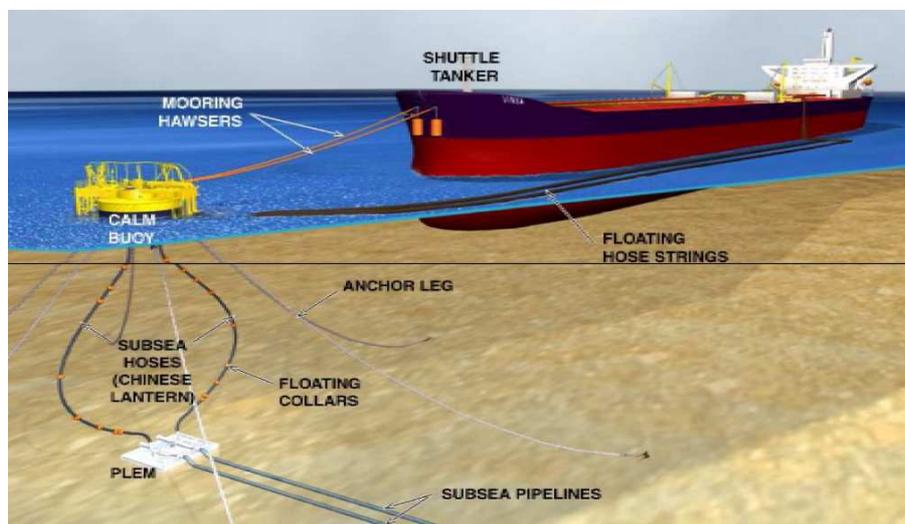


Figura 4.1: Terminale Offshore

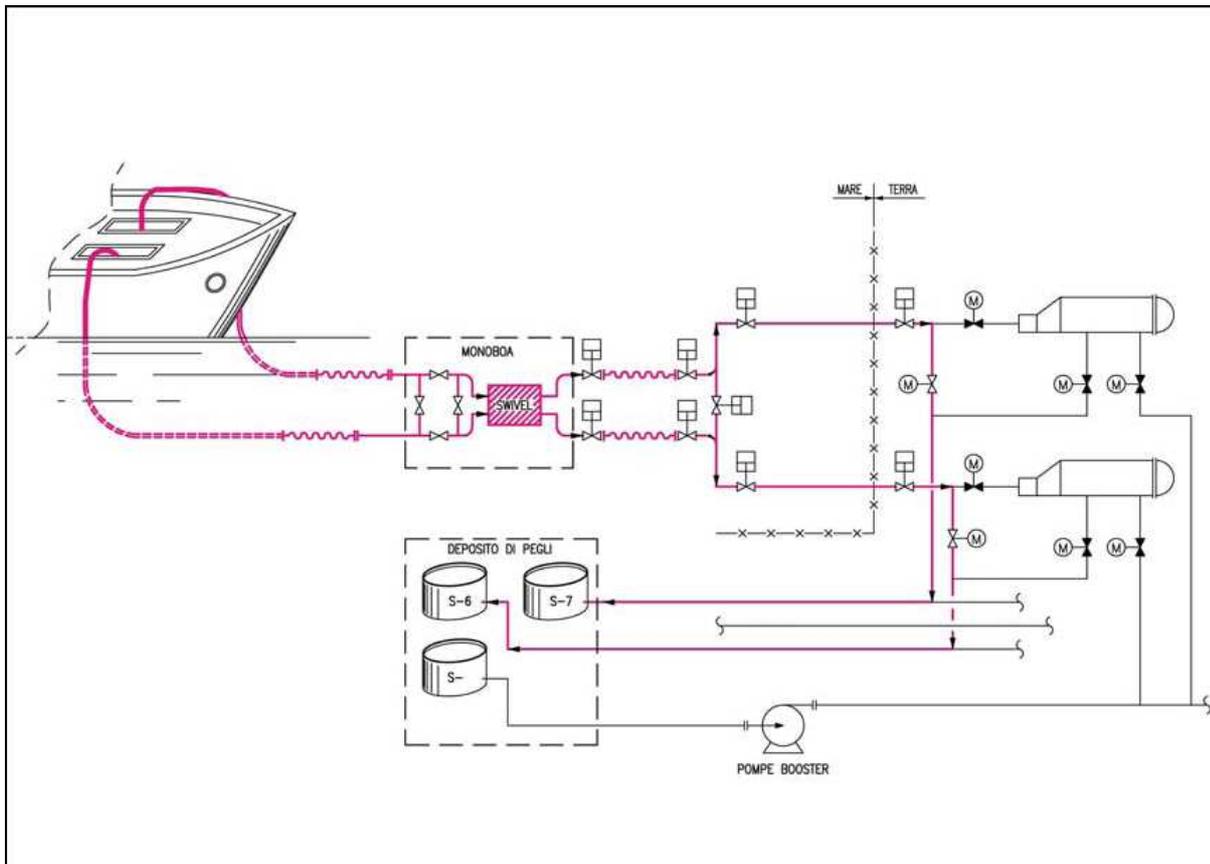


Figura 4.2: Schema Generale Impianto-Linee principali

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

4.1 DATI DI BASE

4.1.1 Dati di Processo

Massima portata di progetto di ciascuna condotta:	$Q = 5000 \text{ m}^3/\text{h}$
Diametro nominale condotte:	$DN = 32''$, 800 mm
Pressione massima garantita al BL lato mare:	$p_b = 14 \text{ bar}$
Pressione minima al BL lato terra:	$p_p = 9 \text{ bar}$
Lunghezza condotte	$L = 3300 \text{ m}$ (progetto)
Perdita di carico fra sistema di pompaggio nave e manichette fino all'attacco con la boa	$\Delta_{pp} = [0.5 \text{ bar}]$
Pressione di Progetto: pressione sostenibile dalla tubazione)	$DP = [19 \text{ bar}]$ (massima
Pressione di collaudo delle condotte:	$p_{col} = 1.25 * DP$

Tutte le pressioni sono riferite alla quota 0.0m sul livello medio mare.

Temperatura massima di design:	$T_{d_{max}} = + 70 \text{ }^\circ\text{C}$
Temperatura minima di design (assunta):	$T_{d_{min}} = + 0 \text{ }^\circ\text{C}$
Temperatura di sbarco dei prodotti al BL lato mare:	$T_{sb} = + 60 \text{ }^\circ\text{C}$
Temperatura minima al BL lato terra durante lo scarico: Pour Point)	$T_{min} = + 55/45 \text{ }^\circ\text{C}$ (15° sopra

Il fluido per lo spiazzamento dei prodotti dopo lo scarico sarà greggio con basso pour point, come indicato nel paragrafo seguente:.

Portata minima di spiazzamento:	$q = 2000 \text{ m}^3/\text{h}$
---------------------------------	---------------------------------

4.1.2 Gli effluenti dell'impianto

Le caratteristiche di tutti i fluidi trasportabili non sono note. La progettazione delle condotte deve essere basata su un fluido avente le seguenti caratteristiche:

Densità :	$\rho_f = 990 \text{ kg/m}^3$
Viscosità cinematica :	$\nu_f = 800 \text{ cSt}$ a 50°C
Temperatura di Pour Point	$T_p = +30^\circ\text{C}$
Conducibilità termica :	$\lambda_f = 0.12 \text{ kcal}/(\text{mh}^\circ\text{C})$
Calore specifico:	$c_f = 0.5 \text{ kcal}/(\text{kg}^\circ\text{C})$

Il fluido per lo spiazzamento è l' Ural Novorossisk che ha le seguenti caratteristiche:

NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE

Pour point	$T_{p_s} = -9^{\circ}\text{C}$
Densità	$\rho_{sp} = 873 \text{ kg/m}^3$
Viscosità	$\nu_{sp} = 23.5 \text{ cSt a } 20^{\circ}\text{C}$
Portata minima di spiazzamento:	$q = 2000 \text{ m}^3/\text{h}$
Portata massima di spiazzamento:	$q = 3400 \text{ m}^3/\text{h}$

4.1.3 Dati della nave di progetto

Il terminale è progettato per permettere l'attracco di petroliere di stazza variabile tra 80.000 DWT fino a 280.000 DWT e presenta le seguenti caratteristiche principali:

S/L	DESCRIZIONE	PETROLIERA MINIMA	PETROLIERA MASSIMA
1	Stazza	80.000 DWT	280.000 DWT
2	Lunghezza	260 m	376 m
3	Larghezza	34 m	56 m [
4	Pescaggio a pieno carico	15 m	22 m

4.2 PRESTAZIONI COMPLESSIVE

Le prestazioni attese nelle fasi di scarico greggi in funzione del tonnellaggio delle navi e della tipologia di fluido da movimentare sono illustrati nella tabella seguente, in cui vengono evidenziati sia il range di portate operabili dalla monoboa (**10.000-5500 mc/h circa**) ed i tempi di scarico (**36.5-14.6 h**).

Tabella 4.1: Sommario prestazioni d'impianto- greggi ad alto Pour Point

FLUIDO	CASO A		CASO B		CASO C	
	Greggio 30°PP		Greggio 30°PP		Greggio 30°PP	
Pressione richiesta al BL	bar(g)	9,906118	bar(g)	8,917048438	bar(g)	8,917048
Pressione mandata nave	bar(g)	13,99997	bar(g)	12,00049971	bar(g)	12,0005
Portata Totale	m ³ /h	6848,543	m ³ /h	5472,384889	m ³ /h	5472,385
Tonnellaggio nave massimo	DWT	250000	DWT	160000	DWT	80000
Tempo scarico	h	36,50412	h	29,23770956	h	14,61885

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

Tabella 4.3: Sommario prestazioni d'impianto- URAL

	CASO D		CASO E		CASO F	
FLUIDO	URAL		URAL		URAL	
Pressione richiesta al BL	bar(g)	8,217784	bar(g)	8,217784331	bar(g)	7,024367
Pressione mandata nave	bar(g)	12,00055	bar(g)	12,00054605	bar(g)	12,00002
Portata Totale	m3/h	9555,079	m3/h	9555,079446	m3/h	6064,945
Tonnellaggio nave massimo	DWT	160000	DWT	160000	DWT	80000
Tempo scarico	h	16,74502	h	16,74502037	h	13,19056

4.2.1 Consumo ausiliari

Non è previsto alcun consumo continuo di ausiliari (acque di processo, combustibili etc) ad eccezione delle alimentazioni elettriche che si riportano nella seguente tabella:

Rev.	POS.	400 V - QBT CABINA SATELLITE						POTENZA A NOMINALE [kW]	COEFF. CARIC (C)	EFFICIENZA @ (D)	COEFF. FATTORE DI POTENZA	POTENZA ASSORBITA kW = (A)/(D); kvar = kW * tan (φ)							
		DESCRIZIONE	SCALDING	ESSENZIA	PREFERENZ	TIPO	SERVIZIO					POTENZA ASSOR [kW]	CONTINUO (E)	INTERMITTENTE	STAND - BY & RISERVA				
0	1	POMPA RILANCIO TRAPPOLA A				M	DS	4,8	15,0	0,32	0,49	0,85							
0	2	POMPA RILANCIO TRAPPOLA B				M	DS	4,8	15,0	0,32	0,49	0,85			9,80	6,07			
0	3	QUADRO ELETTROVALVOLE				F	CS	15,10	20,00	0,76	1,00	0,85	15,10	9,36					
0	4	LUCE NORMALE PIAZZALE				F	CS	5,00	5,00	1,00	1,00	0,90	5,00	2,42					
0	5	QUADRO VALVOLE IDRAULICHE				F	DS	2,00	2,00	1,00	1,00	0,85			2,00	1,24			
0	6	PLC TRAPPOLE				F	CS	1,00	1,00	1,00	1,00	0,85	1,00	0,62					
		Potenza assorbita in assetto normale :	kW	31,9	$\sqrt{kW^2 + k var^2}$				=	37,2	kVA								
		(Est. x * E + y)	kvar	19,1							TOTALE		21,1	12,4	21,6	13,4	0,0	0,0	
		Massima potenza ass	kW	31,9	$\sqrt{kW^2 + k var^2}$				=	37,2	kVA								
		(Est. x * E + y)	kvar	19,1							$\sqrt{kW^2 + k var^2}$		24,5		25,4		0,0		

La massima potenza assorbita di impianto sarà 24,5 kW in regime continuo e 25.4 kW in regime discontinuo.

4.3 MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO

4.3.1 Assetti operativi

Il sistema di trasferimento del greggio da nave a terra deve consentire di gestire le seguenti modalità operative:

- trasferimento prodotto su singola linea “A” o “B”;
- trasferimento contemporaneo su due condotte;
- spiazzamento prodotto da linea “A”, “B” o da entrambe;

- spiazzamento prodotto da manichette.

Al termine dello spiazzamento le condotte rimangono piene del fluido utilizzato per tale operazione. Al successivo trasferimento è necessario quindi, in una prima fase, dirottare la linea in uso verso il serbatoio del fluido di spiazzamento e, nel momento in cui inizia ad arrivare il greggio, trasferirlo verso la relativa rete di smistamento. Per evitare di trasferire greggio nel serbatoio del fluido di spiazzamento o fluido di spiazzamento nel serbatoio del greggio è prevista una misura di densità \ viscosità all'ingresso delle trappole in modo da determinare il cambiamento del fluido (fluido di spiazzamento o greggio) in arrivo.

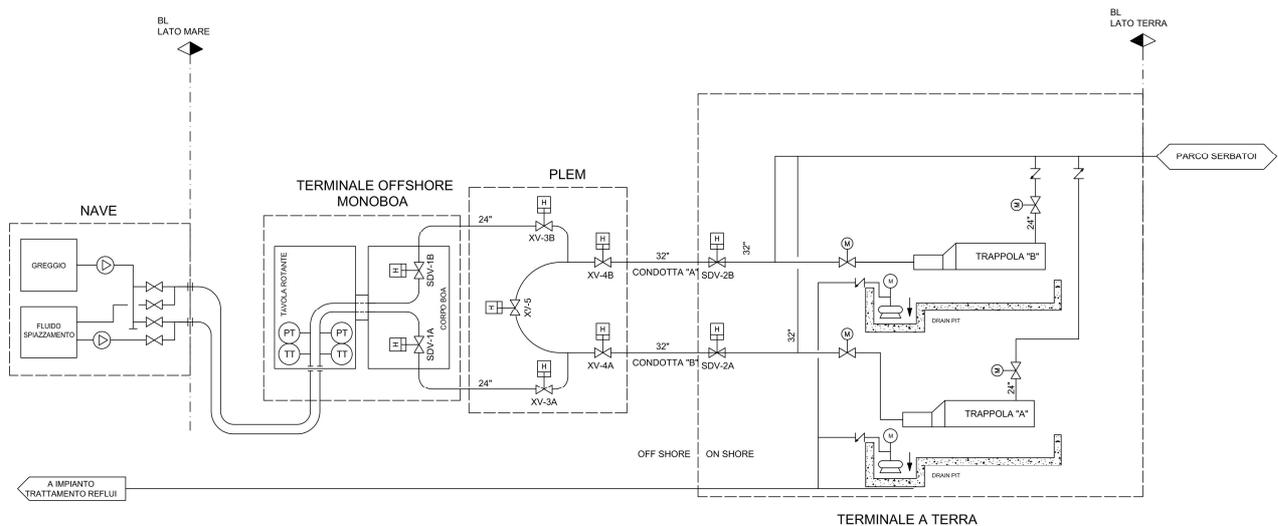


Figura 4.3: Schema Funzionale d'Impianto

La predisposizione delle valvole secondo l'assetto previsto per ciascuna procedura può essere effettuata in automatico tramite selezione delle relative 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.

Il giunto rotante sulla boa contiene due linee indipendenti. Ciò significa che lo spiazzamento del fluido all'interno delle manichette può essere eseguito in tre modi:

- tramite ricircolo all'interno delle manichette subacquee pompando fluido di spiazzamento dalla nave in una delle manichette flottanti e cortocircuitando il PLEM chiudendo le valvole sottomarine da 32" XV-4A, XV-4B e tenendo aperta la valvola XV-5, facendo tornare il fluido spiazzato a bordo della nave;
- pompando fluido di spiazzamento in entrambe le manichette flottanti tenendo aperte le valvole motorizzate da 32" XV-4A, XV-4B e chiusa la valvola XV-5 sul PLEM per un tempo sufficiente affinché le manichette siano piene di fluido di spiazzamento. Passato questo tempo è possibile chiudere le valvole da 24" di intercettazione della manichette e completare lo spiazzamento pompando fluido da terra;

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

- spiazzando il fluido dalle manichette di collegamento fra PLEM e boa pompando il fluido di spiazzamento da terra e facendolo circolare nelle manichette e nel circuito della boa attraverso il giunto rotante.

Nella tabella seguente si riassumono i casi presi in esame per l'analisi operativa dell'impianto:

Tabella 4.2: Casi operativi

CASO	DESCRIZIONE OPERATIVA	GREGGIO	DWT	PRESSIONE SCARICO NAVI
A	Caso base- scarico greggio da monoboa	HPP-30°	250000	14 bar g
B	scarico greggio da monoboa	HPP-30°	160000	12 bar g
C	scarico greggio da monoboa	HPP-30°	80000	12 bar g
D	scarico greggio da monoboa	URAL°	250000	14 bar g
E	Caso base- scarico greggio da monoboa	URAL°	160000	12 bar g
F	Caso base- scarico greggio da monoboa	URAL°	80000	12 bar g
G	Fasi di spiazzamento	URAL°	2000	N.A

Le descrizioni funzionali dei vari assetti, riassunte nel seguito, sono descritte dettagliatamente nel documento 12-469-PRO-R-006_Specifica Funzionale.

NUOVO TERMINALE OFF SHORE

RELAZIONE TECNICA GENERALE

4.3.2 Trasferimento prodotto su linea singola

L'operazione di trasferimento del greggio su singola linea "A" o "B" da nave prevede una prima fase nella quale viene rimosso il fluido di spiazzamento presente sulla linea. Nel caso in cui la linea risulti piena di prodotto (non sia stato, quindi, effettuato lo spiazzamento al termine del trasferimento), tale prima fase non risulta necessaria. I sensori di viscosità determinano automaticamente se è necessaria la prima fase di rimozione del fluido di spiazzamento.

Per la rimozione del fluido di spiazzamento e per il successivo trasferimento di prodotto, ipotizzando di operare sulla linea "A", le valvole debbono essere configurate come segue:

LINEA "A"	STATO	LINEA "B"	STATO	UBICAZIONE
SDV-1A	Aperta	SDV-1B	Chiusa ⁽¹⁾	Monoboa
SDV-2A	Aperta	SDV-2B	Indifferente	Monoboa
XV-3A	Aperta	XV-3B	Chiusa ⁽¹⁾	PLEM
XV-4A	Aperta	XV-4B	Chiusa	PLEM
MOV-5A	Aperta	MOV-5B	Indifferente	Area Trappole
MOV-6A	Chiusa	MOV-6B	Indifferente	Area Trappole
MOV-7A	Chiusa	MOV-7B	Indifferente	Area Trappole
MOV-8A	Chiusa	MOV-8B	Indifferente	Area Trappole

Nota:

(1) La valvola è aperta nel caso in cui si utilizzino entrambe le manichette della nave.

La verifica da parte del Sistema di Controllo della corrispondenza dello stato dei fincorsa delle valvole con la tabella sopra indicata attiva il messaggio di consenso all'avvio delle pompe sulla nave per il trasferimento del greggio.

Nella prima fase del trasferimento le valvole del manifold, dovranno essere configurate in modo da trasferire il fluido di spiazzamento nel relativo Tank.

Nel momento in cui il sensore di viscosità rileva l'arrivo del prodotto, le valvole del manifold dovranno essere riconfigurate in modo da trasferirlo nel Tank di destinazione.

4.3.3 Trasferimento prodotto su DUE condotte

La predisposizione del sistema per il trasferimento del greggio contemporaneamente sulle condotte "A" o "B" prevede una prima fase nella quale viene rimosso il fluido di spiazzamento presente su una o su entrambe le condotte. Nel caso in cui la linea sia ancora piena di prodotto (non sia stato, quindi, effettuato lo spiazzamento al termine del trasferimento), tale prima fase non risulta necessaria. I sensori di viscosità determinano automaticamente se, e per quale linea, è necessaria la prima fase di rimozione del fluido di spiazzamento.

Per la rimozione del fluido di spiazzamento da una singola linea si rimanda al caso precedente. Per la rimozione del fluido di spiazzamento e per il successivo trasferimento del prodotto da entrambe le condotte le valvole sono configurate come segue:

**NUOVO TERMINALE OFF SHORE
RELAZIONE TECNICA GENERALE**

LINEA "A"	STATO	LINEA "B"	STATO
SDV-1A	Aperta	SDV-1B	Aperta
SDV-2A	Aperta	SDV-2B	Aperta
XV-3A	Aperta	XV-3B	Aperta
XV-4A	Aperta	XV-4B	Aperta
MOV-5A	Aperta	MOV-5B	Aperta
MOV-6A	Chiusa	MOV-6B	Chiusa
MOV-7A	Chiusa	MOV-7B	Chiusa
MOV-8A	Chiusa	MOV-8B	Chiusa

La verifica da parte del Sistema di Controllo della corrispondenza dello stato dei finecorsa delle valvole con la tabella sopra indicata attiva il segnale di abilitazione all'avvio delle pompe sulla nave per il trasferimento greggio.

Nella prima fase del trasferimento le valvole del manifold dovranno essere configurate in modo da trasferire il fluido di spiazzamento nel relativo Tank.

Nel momento in cui i sensori di viscosità rilevano l'arrivo del prodotto, le valvole del manifold dovranno essere riconfigurate in modo da trasferirlo nel Tank di destinazione.

NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE

4.3.4 Spiazzamento prodotto da terra

Lo spiazzamento del prodotto dalle condotte avviene tramite iniezione del fluido di spiazzamento da una delle due trappole. Nel caso in cui il prodotto sia presente solamente su di una condotta lo spiazzamento avviene iniettando il fluido di spiazzamento sull'altra condotta. Nel caso in cui entrambe le condotte risultino piene del fluido di spiazzamento, l'iniezione può avvenire indifferentemente da una o dall'altra trappola (in questo caso lo spiazzamento avviene normalmente con l'utilizzo del pig, procedura per la quale si rimanda al paragrafo successivo).

La configurazione del sistema per lo spiazzamento del prodotto considerando di utilizzare la linea "A" per l'iniezione, è la seguente:

LINEA "A"	STATO	LINEA "B"	STATO
SDV-1A	Indifferente	SDV-1B	Indifferente
SDV-2A	Aperta	SDV-2B	Aperta
XV-3A	Chiusa	XV-3B	Chiusa
XV-4A	Aperta	XV-4B	Aperta
XV-5	Aperta	-	-
MOV-5A	Chiusa	MOV-5B	Aperta
MOV-6A	Aperta	MOV-6B	Chiusa ⁽¹⁾
MOV-7A	Aperta	MOV-7B	Chiusa
MOV-8A	Chiusa	MOV-8B	Chiusa ⁽¹⁾

Nota:

(1) Nel caso in cui risulti necessario spiazzare il prodotto dalla trappola, le valvole possono essere aperte nel momento in cui il sensore di densità rileva l'arrivo del fluido di spiazzamento.

Le valvole del manifold dovranno essere configurate in modo da indirizzare il fluido da spiazzare nel relativo Tank.

La verifica da parte del Sistema di Controllo della corrispondenza dello stato dei finecorsa delle valvole con la tabella sopra indicata attiva il comando di abilitazione all'avvio delle pompe per il trasferimento del fluido di spiazzamento.

Nel momento in cui il sensore di viscosità rilevano l'arrivo del fluido di spiazzamento in ingresso alla trappola di ricezione, viene attivata la sequenza di spegnimento delle pompe di trasferimento del fluido di spiazzamento che agisce con un ritardo programmabile.

Nel caso in cui si vogliono spiazzare da terra anche le manichette di collegamento fra PLEM e boa la procedura è la stessa descritta sopra con la differenza che la valvola XV-5 è chiusa e che le valvole sulla boa sono tutte aperte tranne quelle di sezionamento con le manichette flottanti.

NUOVO TERMINALE OFF SHORE

RELAZIONE TECNICA GENERALE

4.3.5 Spiazzamento Prodotto da Terra Tramite Pig

Nel caso in cui entrambe le condotte risultino piene di prodotto o nel caso in cui risulti necessario effettuare la pulizia, lo spiazzamento avviene tramite l'utilizzo del pig. In questo caso è prevista una prima fase nella quale il pig viene inviato dalla trappola di lancio a quella di ricezione ed il prodotto viene trasferito nella relativa rete di smistamento ed una seconda fase, attivata in prossimità dell'arrivo del pig, in cui il fluido e quindi il pig vengono dirottati verso la trappola di ricezione.

La configurazione del sistema per la prima fase, nel caso di lancio dalla trappola "A" e ricezione sulla "B", è la seguente:

LINEA "A"	STATO	LINEA "B"	STATO
SDV-1A	Indifferente	SDV-1B	Indifferente
SDV-2A	Aperta	SDV-2B	Aperta
XV-3A	Chiusa	XV-3B	Chiusa
XV-4A	Aperta	XV-4B	Aperta
XV-5	Aperta		
MOV-5A	Chiusa	MOV-5B	Aperta
MOV-6A	Aperta	MOV-6B	Chiusa
MOV-7A	Aperta	MOV-7B	Chiusa
MOV-8A	Chiusa	MOV-8B	Chiusa

Le valvole del manifold dovranno essere configurate in modo da indirizzare il fluido da spiazzare nel relativo Tank.

La verifica da parte del Sistema di Controllo della corrispondenza dello stato dei finecorsa delle valvole con la tabella sopra indicata attiva il segnale di abilitazione all'avvio delle pompe per il trasferimento del fluido di spiazzamento.

Con un adeguato anticipo rispetto all'arrivo del pig in prossimità della trappola di ricezione, determinato sulla base della lunghezza del percorso e della massima velocità, è necessario operare come segue:

- Aprire la MOV-6B per consentire al pig di entrare nella trappola evitando la collisione con la sfera della valvola. In questa fase la trappola si allaga di greggio che deve comunque essere scaricato. Per farlo è necessario aprire la MOV-8B che consente al greggio di cortocircuitare la trappola rientrando nella linea a valle della MOV5B. In questo modo è anche possibile fluire la trappola con il fluido di spiazzamento. La velocità del pig alla portata di spiazzamento è di circa 1m/s. Una valvola da 32" impiega circa 30s per chiudersi per cui ci si può aspettare che in questo tempo il pig percorra una distanza di circa 30m. L'attuale layout non consente di installare il segnalatore di pig 30m a monte della trappola ed è quindi necessario operare su base temporale aprendo la MOV-6B. Quando il pig supera la posizione del T Barrato tenderà a rallentare / fermarsi perché il fluido a causa delle minori perdite di carico tenderà a fluire sulla derivazione della linea piuttosto che spingere il pig nella trappola;

NUOVO TERMINALE OFF SHORE

RELAZIONE TECNICA GENERALE

- chiudere parzialmente la valvola MOV-5B in modo da creare una differenza di pressione sul pig che consenta di spingerlo in trappola.
- una volta che il segnalatore di pig installato sulla trappola indica che il pig è entrato completamente è possibile riaprire completamente la MOV-5B, chiudere le MOV-6B e MOV-8B e spegnere le pompe di trasferimento.

Quando viene usato il pig si sconsiglia di eseguire lo spiazzamento delle manichette fra PLEM e boa perché non è possibile prevedere la posizione del pi e quindi la gestione delle valvole alla stazione valvole.

4.3.6 Spiazzamento Prodotto da Nave

Lo spiazzamento del prodotto presente sulle manichette galleggianti al termine del trasferimento avviene tramite iniezione del fluido di spiazzamento dalla nave. In questo caso non è previsto un meccanismo automatico per il dirottamento del fluido di spiazzamento \ greggio spiazzato nel corretto serbatoio per cui tale operazione dovrà essere effettuata manualmente dagli operatori.

La configurazione richiesta per lo spiazzamento del prodotto è la seguente:

LINEA "A"	STATO	LINEA "B"	STATO
SDV-1A	Aperta	SDV-1B	Aperta
SDV-2A	Indifferente	SDV-2B	Indifferente
XV-3A	Aperta	XV-3B	Aperta
XV-4A	Chiusa	XV-4B	Chiusa
XV-5	Aperta	-	-
MOV-5A	Indifferente	MOV-5B	Indifferente
MOV-6A	Indifferente	MOV-6B	Indifferente
MOV-7A	Indifferente	MOV-7B	Indifferente
MOV-8A	Indifferente	MOV-8B	Indifferente

Questa procedura prevede la possibilità di eseguire anche lo spiazzamento delle manichette fra PLEM e boa in alternativa alla procedura proposta nella sezione 4.3.4.

La verifica da parte del Sistema di Controllo della corrispondenza dello stato dei finecorsa delle valvole con la tabella sopra indicata attiva il segnale di abilitazione all'avvio delle pompe della nave.

E' opportuno che il flussaggio delle manichette avvenga prima dello spiazzamento del greggio all'interno delle condotte per diminuire il tempo di attracco della petroliere alla monoboa. Siccome le valvole da 24" di intercettazione delle manichette sono installate su stacchi della linea posti fra le due valvole da 32", l'operazione di flussaggio delle manichette potrebbe lasciare zone di fluido stagnante fra gli stacchi da 24" e le valvole di linea da 32" chiuse durante questa operazione. Queste zone, se presenti, saranno quindi flussate successivamente durante lo spiazzamento delle linee.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

5 SISTEMI PRINCIPALI D'IMPIANTO

5.1 SISTEMA CALM

Il sistema CALM comprende i seguenti componenti principali:

- **Corpo Boa**

Costituito da una (1) struttura in acciaio saldato di forma circolare, con compartimenti di galleggiamento e una struttura di protezione sulla quale sono installati i chain stopper per le catene di ormeggio.

- **Tavola rotante**

Consiste in una struttura in acciaio supportata da una ralla.

La struttura è costituita da tre (3) bracci radiali, destinati all'orientamento delle condotte di trasferimento, all'ormeggio della nave e all'imbarco del personale e alla sistemazione di un argano per il tensionamento delle catene di ormeggio.

Nella parte centrale della tavola rotante sono sistemati gli strumenti di navigazione e gli impianti di comunicazione.

- **Tubolature**

La boa è dotata di due (2) linee di tubolature in acciaio per il trasferimento del prodotto, di uno (1) swivel per consentire il corretto orientamento rispetto alla nave, di alcune valvole di intercettazione e di opportuni giunti di dilatazione.

Queste tubolature sono connesse alle manichette flessibili subacquee che collegano la boa alla condotta sottomarina e alle manichette galleggianti che collegano la boa alla nave.

- **Sistema di ancoraggio boa**

È costituito da sei (6) filari di catena con un sistema di ancoraggio fissato sul fondale (ancore) e da sei (6) *chain stopper* disposti in corrispondenza del parabordi della boa a distanze uguali.

- **Sistema di ormeggio nave**

Include una (1) struttura in acciaio che sostiene i cavi di ormeggio e i dispositivi di recupero (in accordo alle norme OCIMF) per l'ormeggio in sicurezza delle navi cisterna.

- **Manichette galleggianti**

Sono previste due (2) linee di manichette flessibili galleggianti corredate di accessori e dispositivi di sicurezza, per il collegamento al collettore a bordo nave.

- **Manichette Subacquee**

Sono previste due (2) manichette flessibili sottomarine che collegano i tubi in acciaio sulla boa, con il PLEM sul fondo.

- **Ombelicale**

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

Per il controllo oleodinamico degli attuatori delle valvole del PLEM è previsto un (1) tubo ombelicale flessibile che collega la centralina idraulica posta sulla boa al gruppo valvole sul PLEM stesso.

- PLEM

È prevista una (1) struttura terminale della condotta sottomarina in grado di alloggiare le valvole di intercettazione delle condotte.

La struttura sarà costruita in modo da assicurare una adeguata protezione agli accessori che la compongono e da risultare saldamente fissata al fondale marino con pali di fondazione.

5.2 CORPO BOA

Diametro dello scafo	12 m
Diametro della boa f.t.	16 m
Altezza di costruzione	5.4 m
Immersione	3.0 m
Tubolature carico	2 x 24"
Peso boa completa di Tavola Rotante e strumenti di navigazione	200 t

5.2.1 Struttura boa

La struttura della boa sarà circolare con sei (6) paratie radiali in acciaio e opportuni rinforzi.

La compartimentazione stagna sarà realizzata da sei (6) compartimenti.

Nella zona centrale della boa sarà previsto un pozzo circolare per la sistemazione dei tubi in acciaio per il travaso del prodotto.

Sul bordo del pozzo all'altezza del piano di coperta sarà prevista una struttura di sostegno per la ralla di rotazione e per il basamento dello swivel.

Sulla coperta saranno previsti opportuni passi d'uomo per l'ispezione di locali interni della boa.

Sul fondo della boa saranno sistemate delle strutture di rinforzo a sostegno dei chain stopper; il rinforzo consisterà in due (2) strutture radiali sul fondo della boa per ogni chain stopper. Il chain stopper sarà costituito da una campana mobile contenente un dispositivo di blocco della maglia di catena.

Uno (1) dei sei (6) compartimenti stagni sarà attrezzato per contenere la centralina idraulica; questo locale HPU sarà dotato di impianto antincendio secondo le prescrizioni dell'ente di classifica.

I procedimenti di saldatura saranno eseguiti in conformità delle API 1104 e delle prescrizioni dell'ente di classifica.

5.3 TAVOLA ROTANTE

La tavola rotante sarà realizzata in modo da essere supportata da una (1) ralla centrale e sarà costituita da tre (3) bracci principali:

- Braccio di ormeggio

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

- Braccio di imbarco e bilanciamento
- Braccio di sostegno tubazioni prodotto

5.3.1 Braccio di Ormeggio:

Il braccio di ormeggio sarà costruito in modo da assicurare un ormeggio sicuro per la nave: sarà equipaggiato con una struttura rigida al quale sono connessi i due (2) cavi di ormeggio mediante un perno che contiene un dispositivo per misurare il tiro istantaneo della nave durante tutto il periodo di ormeggio.

5.3.2 Braccio di imbarco e bilanciamento

Il braccio di bilanciamento 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.

5.3.3 Braccio sostegno tubazioni:

Il braccio ha il compito di sostenere i due (2) tubi in acciaio nella parte a monte dello swivel e 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.

5.4 DISPOSITIVI DI ORMEGGIO

La boa sarà dotata di un sistema di ormeggio realizzato in accordo alle normative OCIMF per l'ormeaggio 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 ormeaggio.

Il sistema di ormeaggio sarà composto come segue:

- Due (2) cavi di ormeaggio (Ø96 mm - 12");
- 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 ormeaggio della boa;
- Perno strumentato per rilevamento carico sull'ormeaggio;

Tutto l'equipaggiamento di ormeaggio è dimensionato per un carico massimo di 400t.

Lunghezza cavo di ormeaggio 52 m (compreso penzolo di catena).

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

5.5 SISTEMA DI ANCORAGGIO

Il sistema di ancoraggio è realizzato mediante sei (6) linee di catena disposte radialmente alla boa e collegate ad essa mediante un chain stopper.

Le linee di catena sono assicurate al fondo marino mediante ancore.

Il MBL delle catene non dovrà essere inferiore a 4414.5 N

Le catene selezionate avranno le seguenti caratteristiche:

- | | |
|------------------------------|--------------------|
| • Dimensione di riferimento | 82 mm |
| • Qualità catena | Grade R3S Studless |
| • Minimo MBL | 6268 N |
| • Peso catena | 134 kg/m |
| • Lunghezza filare | 514 m (abt.) |
| • Angolo di pretensionamento | 55° |

Il tipo di ancora considerate in via preliminare è tipo Stevpris Mk6 da 18 t circa.

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.

5.6 SISTEMA DI TRAVASO GREGGIO

Il sistema di travaso del prodotto è realizzato come sotto indicato:

- Tubolature
- Distributore rotante
- Accessori
- Manichette

L'impianto di travaso è dimensionato per ottenere le seguenti prestazioni:

- | | |
|----------------------------|-------------------------------------|
| • Portata | t..b.d. |
| • Caratteristiche prodotto | 900 kg/m ³ (da definire) |

5.6.1 Tubolature:

La boa sarà dotata di una linea doppia di tubolature del carico in acciaio DN 24", divisa in due zone principali:

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

- Tubolature verticali montate nel pozzo centrale sotto lo swivel per la connessione delle manichette subacquee che collegano la boa al PLEM.
- 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

5.6.2 Swivel:

Per consentire la rotazione delle tubolature del carico durante l'operazione di travaso verrà utilizzato un distributore rotante come di seguito descritto.

Lo swivel sarà sistemato su un basamento corrispondenza del pozzo centrale.

Lo swivel 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 è assicurata da cuscinetti a rulli lubrificati a grasso e la tenuta del fluido è 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 realizzato per il transito di due (2) fluidi in modo indipendente.

5.6.3 Accessori:

Ciascuna tubolatura sarà dotata dei seguenti accessori:

- Nr. 2 Valvole a sfera a comando manuale (dalla coperta della boa) DN 24" ANSI 150 flangiate RF -WN;
- Nr. 2 Valvole a sfera a comando manuale DN 24" ANSI 150 flangiate RF -WN;
- Nr. 2 Giunti di dilatazione a soffiutto 24" ANSI 150 sistemati sul tratto orizzontale del tubo.

L'impianto prevede il rilievo della posizione di ogni singola valvola presente sulla boa, la pressione e temperatura del prodotto durante le operazioni di scarico.

5.6.4 Manichette:

La boa sarà dotata di 2 manichette subacquee a doppia carcassa per la connessione della tubolatura di travaso al PLEM.

Le manichette saranno dotate di sistema di sicurezza contro i trafiletti e impianto di illuminazione. Le manichette saranno dimensionate in relazione alle caratteristiche del sito (profondità del sito e condizioni ambientali).

La boa sarà dotata di 2 manichette galleggianti a doppia carcassa per il collegamento dalla boa alla nave.

Le manichette avranno le seguenti caratteristiche:

Manichette galleggianti 24"- 16" 29x35 ft

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

Lunghezza manichette galleggianti	~300 m (max)
Manichette subacquee 24"	10x35 ft
Lunghezza manichette subacquee	≥ 80 m

5.7 IMPIANTI AUSILIARI MONOBOA

Gli impianti ausiliari di cui sarà dotata la boa sono:

- Centralina idraulica comando valvole PLEM;
- Ombelicale per il fluido di comando attuatori subacquei;
- Protezione catodica boa;
- Impianto di ormeggio nave;
- Argano di pretensionamento catene;
- Luci di navigazione;
- Pannelli solari;
- Batterie;
- Segnalatore acustico da nebbia;
- Riflettore radar;
- Impianto telemetrico;
- PLEM.

5.7.1 Centralina idraulica comando valvole PLEM - ombelicale

La centralina idraulica dovrà essere in grado di comandare gli attuatori delle valvole subacquee sistemate sul PLEM.

La centralina sarà realizzata su un telaio e dovrà essere costituita da due (2) e/pompe volumetriche, una (1) pompa di emergenza a mano, un (1) serbatoio di deposito olio, una (1) serie di accumulatori di azoto, una (1) bombola polmone di alimento olio in pressione e le necessarie tubolature ed accessori che saranno realizzate in acciaio inox.

Gli accumulatori di azoto avranno una capacità adeguata a consentire almeno tre (3) interventi di attuazione delle valvole.

La ricarica degli accumulatori di azoto avverrà dall'esterno della boa (motobarca).

L'ombelicale di collegamento tra centralina e gli attuatori sarà costituito da sei (6) condotte per il comando e monitoraggio degli attuatori.

L'ombelicale sarà dotato di elementi galleggianti e sarà assicurato ad una delle manichette subacquee.

La centralina sarà sistemata in uno dei compartimenti interni della boa e l'intervento delle pompe avrà un sistema di accensione e controllo dalla coperta della boa senza accedere al locale.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

5.7.2 Impianto di protezione catodica

L'impianto di protezione catodica dello scafo e delle parti metalliche sarà conforme alle prescrizioni del Registro di Classifica.

Anche il PLEM sarà dotato di protezione catodica.

5.7.3 Argano tensionamento catene

L'argano di tensionamento catene sarà sistemato su un braccio di imbarco della tavola rotante e avrà le seguenti caratteristiche:

Tipo	a tamburo orizzontale e cavo metallico
Capacità di tiro	10 t
Diametro tamburo	26 mm abt.
Velocità di recupero	15 m/min
Costruzione	telaio e componenti in acciaio
Lubrificazione	a grasso

Il braccio di imbarco della tavola rotante sarà dotato di appositi passacavi e pastecche per consentire la manovra del cavo.

5.7.4 Luci di navigazione

La boa sarà dotata di una luce di navigazione bianca come previsto dall'Autorità Portuale (AP) aventi le seguenti caratteristiche:

Visibilità	5 m.n. / 360°
Diametro	~155 mm
Tipo	Automatica
Accensione	Automatica Temporizzata
Sequenza	come prescritto da AP

La luce sarà collocata su un albero centrale alto circa 5 m dalla superficie del mare.

5.7.5 Pannelli solari

La boa sarà dotata di pannelli solari per la produzione dell'energia necessaria all'alimentazione delle batterie, della luce di navigazione e del corno da nebbia.

I pannelli saranno costruiti per l'impiego in ambiente marino e saranno collocati sulle strutture di rinforzo della tavola rotante.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

5.7.6 Batterie

Gli accumulatori dovranno essere in grado di alimentare il sistema di controllo centralina, il segnalatore da nebbia e la luce di navigazione la stazione meteo e altre eventuali utenze di bordo.

Le batterie saranno sistemate in contenitori stagni fissati alla tavola rotante.

5.7.7 Segnalatore acustico da nebbia

Sarà previsto un segnalatore acustico da nebbia alimentato dalle batterie.

Il segnalatore di tipo adatto all'impiego in ambiente marino avrà un sistema di accensione manuale e uno da remoto con dispositivo a frequenza .

La segnalazione sarà con una sequenza di fischi secondo la lettera "U" dell'alfabeto Morse. La sequenza sarà comunque modificabile in relazione alle richieste della AP di Genova.

5.7.8 Riflettore Radar

Sarà previsto un riflettore radar in alluminio sistemato sull'albero di segnalazione della boa.

5.7.9 Impianto telemetrico

Sarà prevista l'installazione di un impianto di controllo telemetrico della distanza mutua tra boa e nave durante la fase di ormeggio.

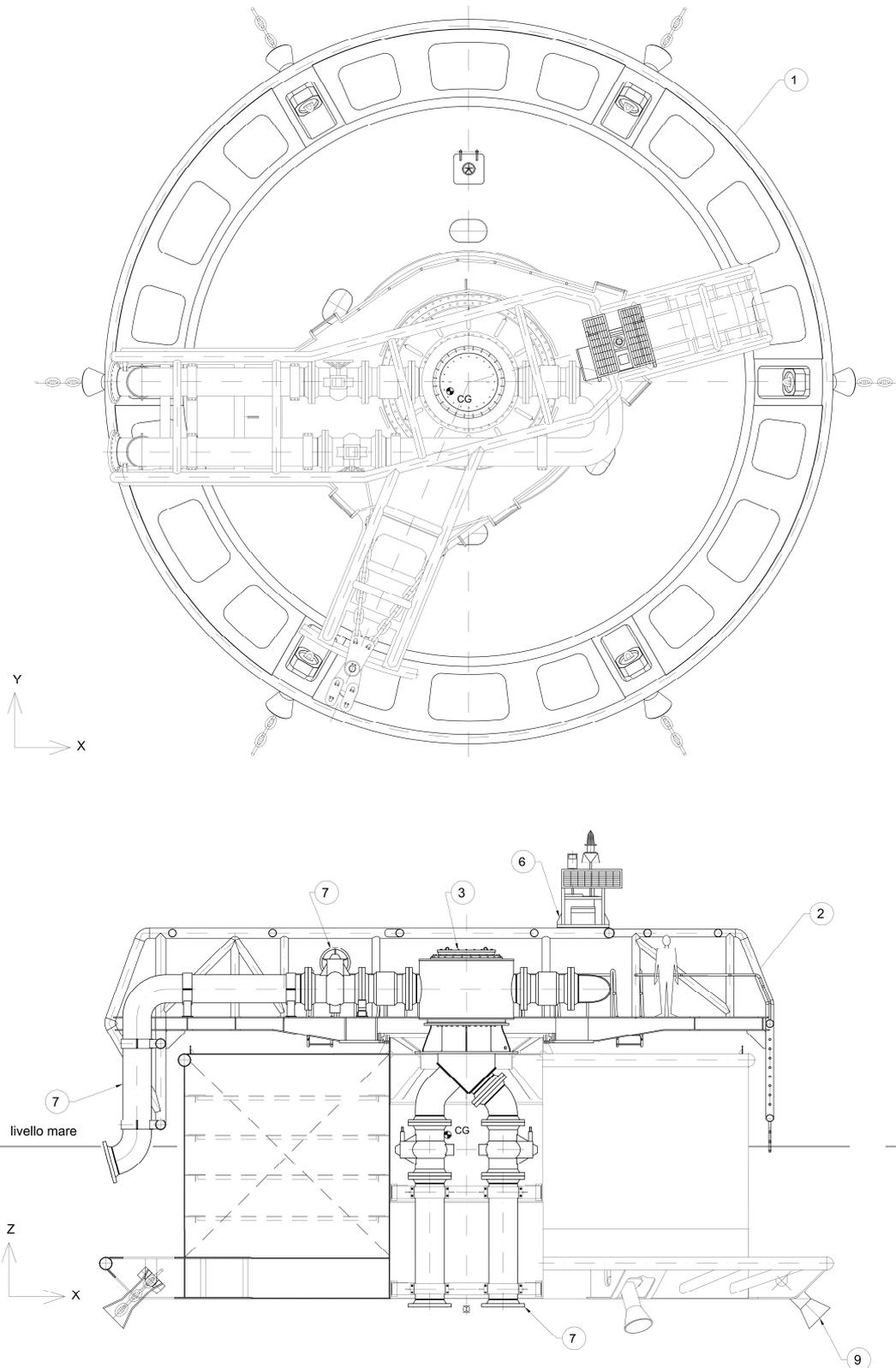
L'impianto prevede una stazione fissa sulla boa in grado di rilevare in continuo e trasmettere la distanza tra nave e boa.

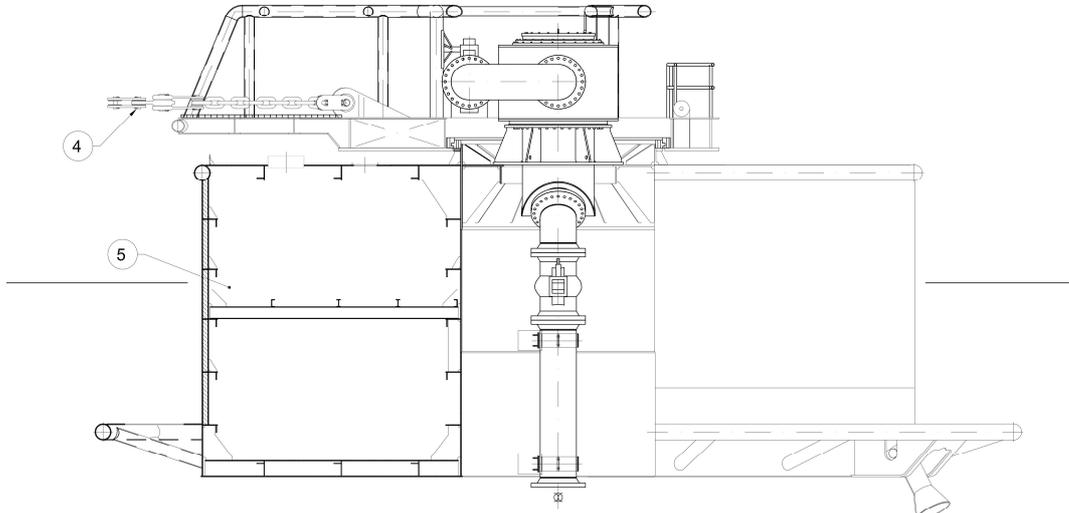
- Numero di cicli TBD
- Durata di progetto della boa 25 anni

Le boe per sistemi monormeggio del tipo CALM come quello previsto a Multedo sono apparecchiature particolari, disegnate da pochi gruppi estremamente specializzati. La boa per il nuovo ormeggio offshore deve quindi essere considerata come una fornitura esterna; in sede di progettazione definitiva risulta quindi inutile entrare nei dettagli di configurazione della boa stessa, in quanto essi potranno variare in funzione del fornitore prescelto. Tuttavia una boa di questo tipo è sempre concettualmente costituita da due 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 ha usualmente una forma cilindrica ed è dotato di una cavità centrale per il passaggio delle manichette di collegamento con il PLEM. Il corpo della boa deve essere dotato degli attacchi per le catene di ancoraggio, di un adeguato complesso di parabordi e di molteplici accessori;
- una parte rotante che porta gli attacchi per il cavo di ormeggio della nave e per le manichette galleggianti di collegamento con il manifold di bordo.

NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE





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

Figura 5.1: Pianta e Sezioni Tipiche Ormeggio Offshore di Tipo CALM

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

5.8 IL PLEM

Il PLEM è una struttura ancorata al fondo del mare su cui sono terminate le due condotte sottomarine da 32". Lo schema del PLEM è illustrato in Figura 5.2 e comprende:

- le valvole di sezionamento da 32" delle condotte sottomarine , XV-4A, XV-4B e XV-5;
- le valvole di sezionamento da 24" delle manichette flessibili di collegamento alla boa, XV-3A e XV-3B;
- il loop per il passaggio dei pig di manutenzione, spiazzamento ed ispezione.

La configurazione del PLEM è illustrata in Figura 5.3 ed è costituita da:

- due flange da 32" di collegamento alle due condotte sottomarine;
- due flange da 24" per il collegamento delle manichette flessibili da 24" di collegamento fra le condotte e la boa;
- 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 condizione 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 contro la caduta di oggetti delle parti di installate sul PLEM.

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.

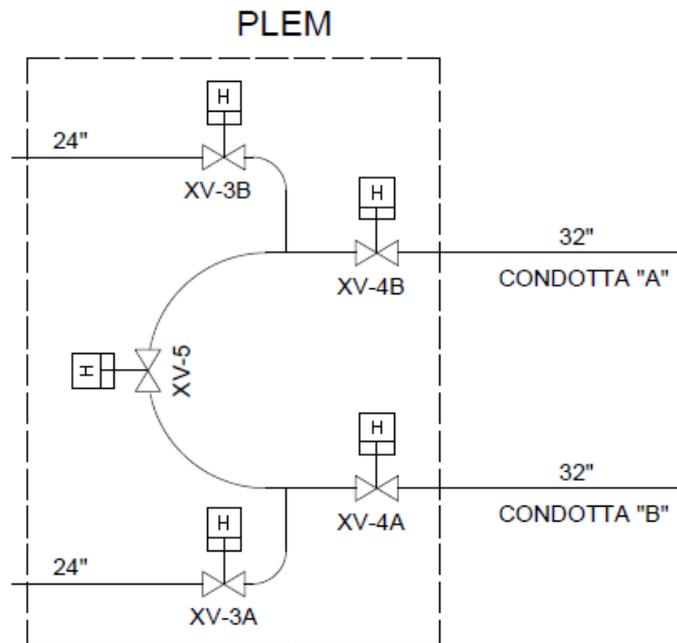


Figura 5.2: PLEM- Schema generale del Sistema

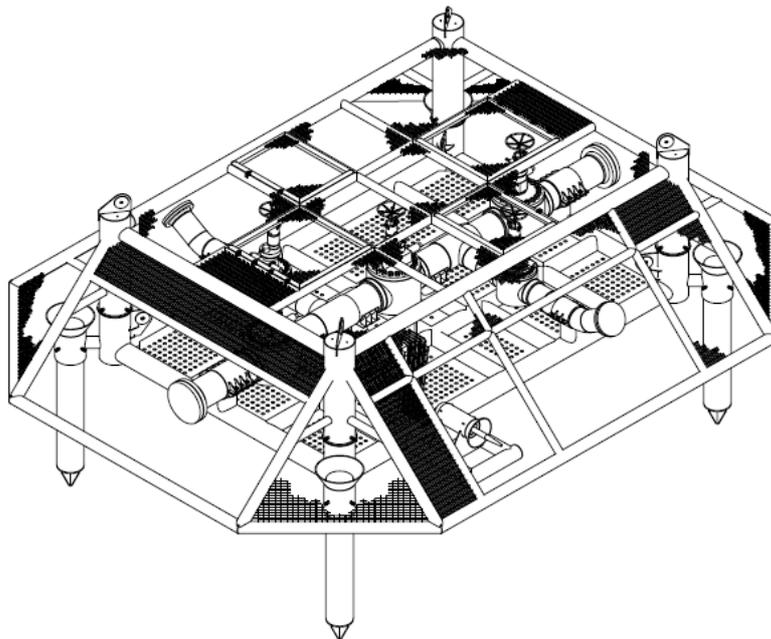


Figura 5.3: Configurazione PLEM

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

5.9 SEALINE COLLEGAMENTO A TERRA

La rotta delle due condotte sottomarine è illustrata in Figura 5.4 e 5.5. Ciascuna condotta parte dal punto PK 0.0 situato sulla prima saldatura fuori acqua ubicata al limite di batteria lato terra mostrato in Figura 4.2 ed è costituita da:

- Una sezione lunga circa 1800m installata all'interno di un tunnel ottenuto mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) che parte dal PK 0.0 fino al foro di uscita sul fondo del mare, approssimativamente al PK 1.8, ad una profondità di circa 22m.
- 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 e del PLEM è illustrata in 5.4 e 5.5

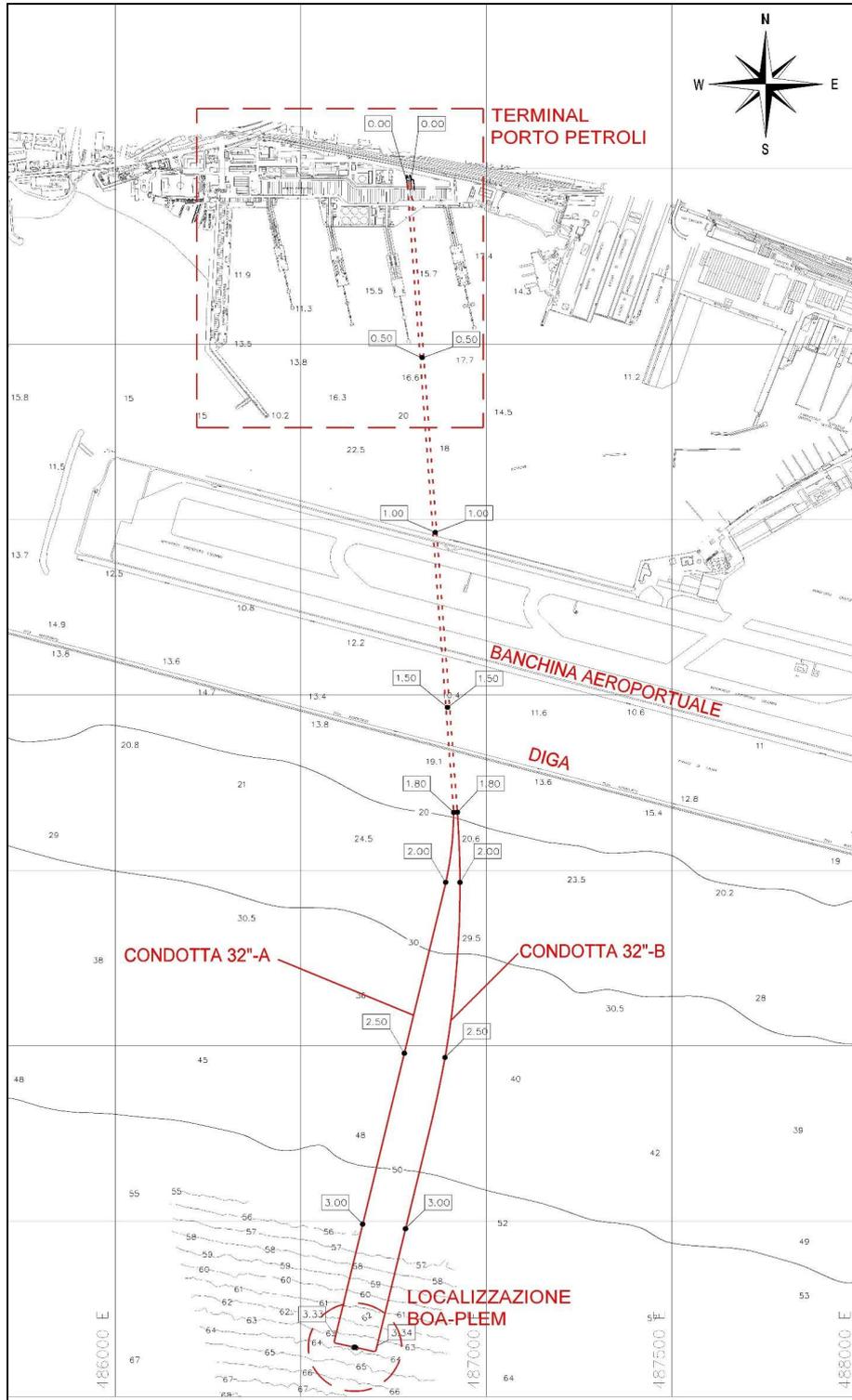


Figura 5.4: Rotta condotte sottomarine

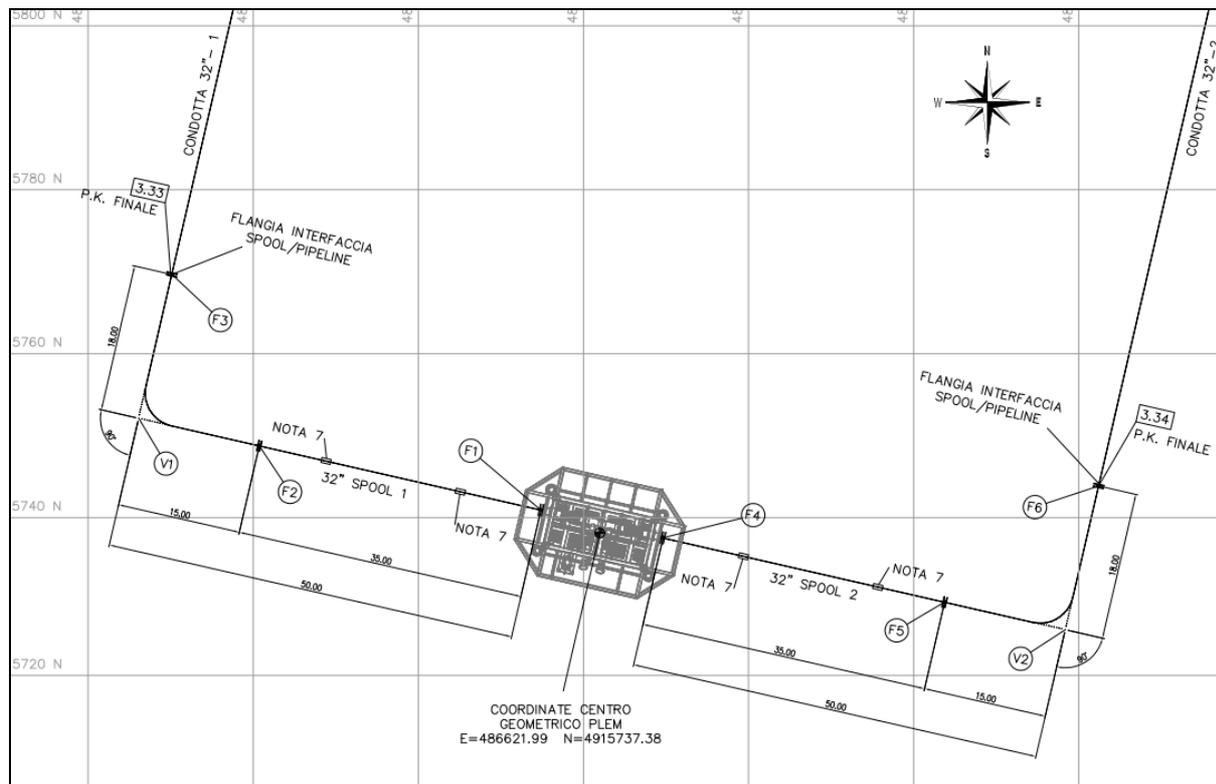


Figura 5.5: Configurazione PLEM – Loops di Espansione

5.9.1 Dati meccanici delle condotte

Diametro nominale	32'' (812,8mm)
Pressione di progetto (D_p)	19 barg
Pressione di Hydrotest ($1.25 D_p$)	23.75 barg
Altezza di riferimento	0 m
Temperatura di Progetto	70 °C
Peso specifico del fluido interno	990 kg/m ³
Densità dell'acqua	1026 kg/m ³
Profondità massima	65 m
Spessore di corrosione	tcorr= 1,5 mm

5.9.2 Caratteristiche dell'Acciaio

Tipo di acciaio considerati nel presente studio:	API-5L Grade X-65
Tensione di snervamento minima specifica	SMYS = 448 MPa
Tensione di rottura minima specifica	SMTS = 530 MPa
Modulo di Young	E = 207 000 MPa
Coefficiente di Poisson	$\nu = 0,3$
Coefficiente di dilatazione termica lineare	$11,7 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

Densità dell'acciaio	7850 kg/m ³
Ovalizzazione	0,5 %
Tipologia di fabbricazione del tubo	con saldatura longitudinale

5.9.3 Caratteristiche meccaniche del rivestimento esterno e dell'appesantimento

Rivestimento anticorrosivo esterno

Materiale	3LPE - Polietilene
Peso specifico	960 kg/m ³
Spessore	4 mm

Appesantimento

Materiale	Gunite
Peso specifico a secco	3 040 kg/m ³

5.9.4 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:
 - 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 (80mm per una lunghezza di 1,100 m e con 120 mm per una lunghezza di 400 m)
- 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

Tabella 5.1: 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

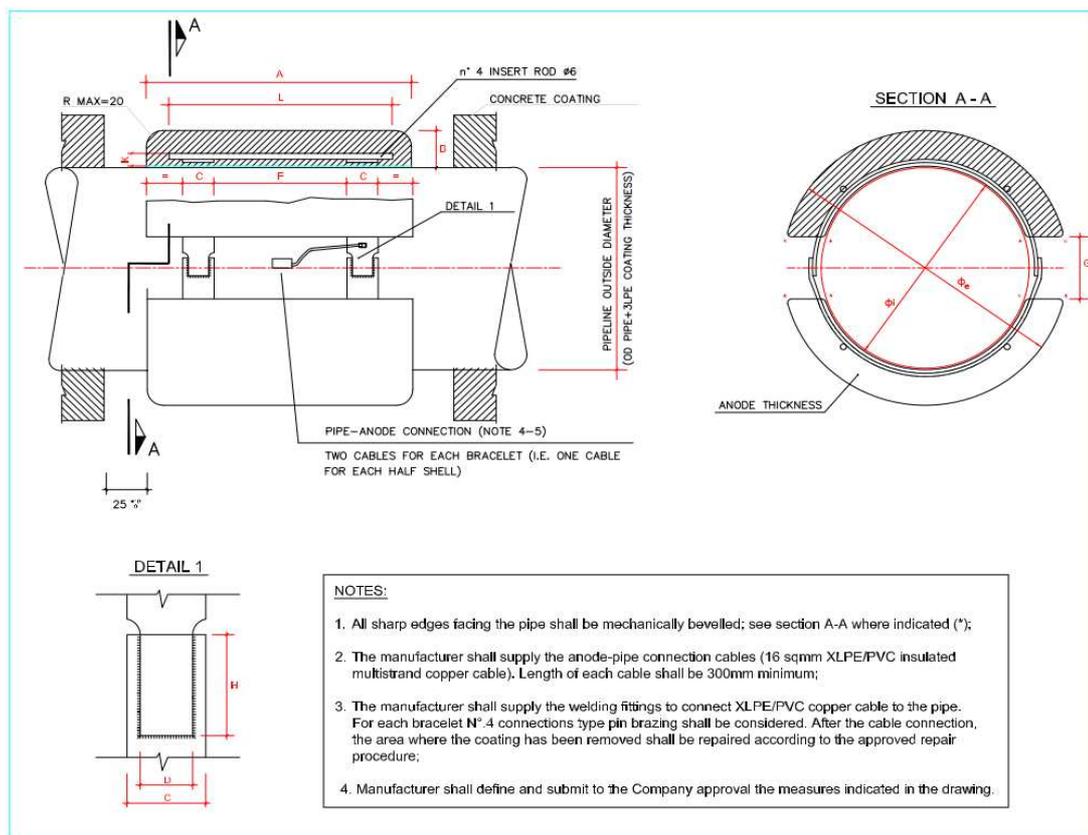


Figura 5.f: Layout degli Anodi Sacrificali

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

5.10 STAZIONE TRAPPOLE PIG DI SPIAZZAMENTO

Il progetto del nuovo Terminale Offshore comprende una stazione trappole a terra necessaria per il lancio di pig di pulizia, spiazzamento dei prodotti ed ispezione. Lo schema della stazione trappole è illustrato in Figura 5.7 ed è costituita da:

- Trappole di lancio / ricezione.
- Sistema di smistamento greggio,
- Sistema di ricezione del fluido di spiazzamento

- 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).

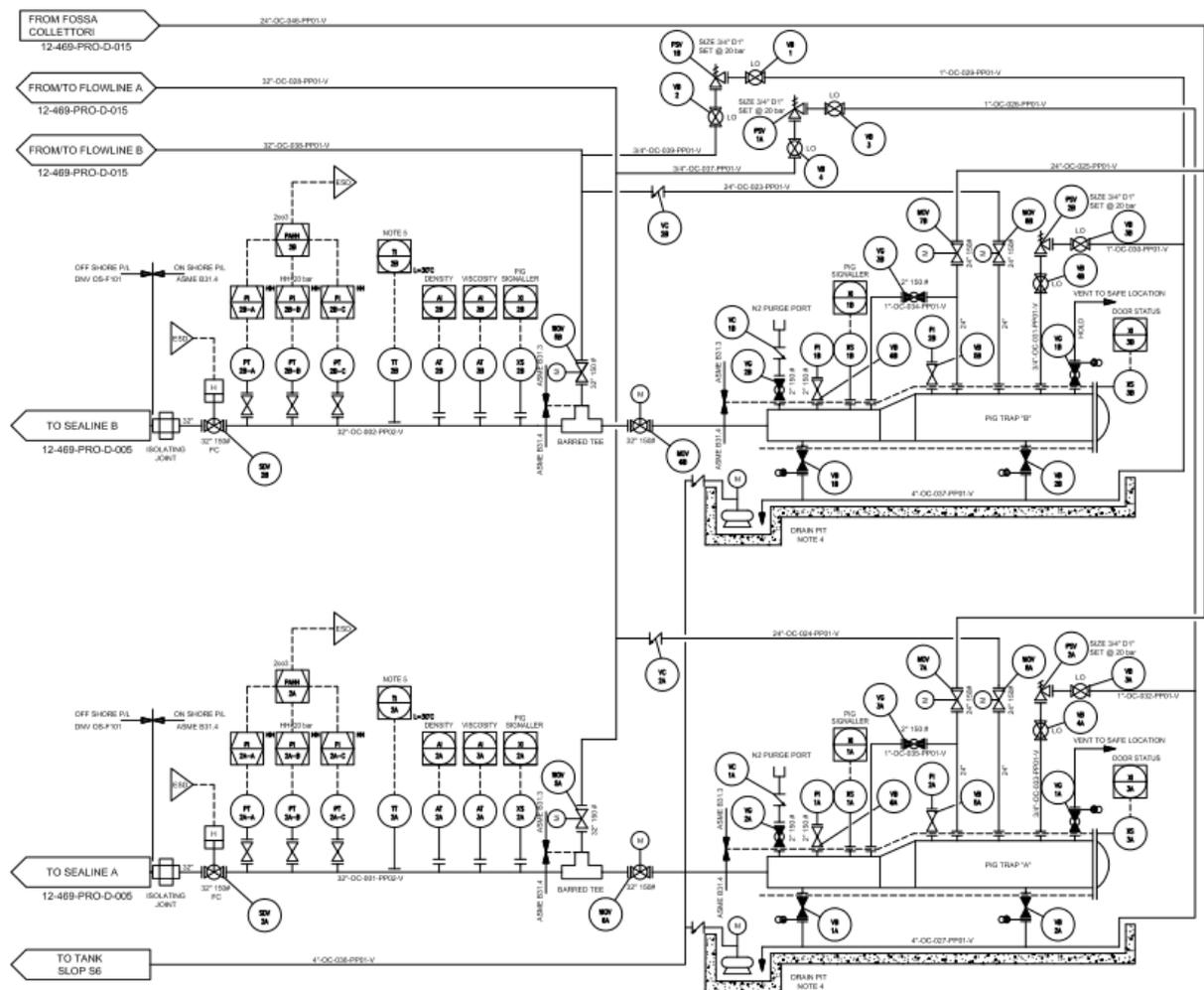


Figura 5.7: Schema Stazione Trappole

In ingresso alla stazione trappole sono previste due valvole di shut down (SDV) comandate idraulicamente 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

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

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.

La stazione trappole è dotata di un proprio Sistema di Controllo e protezione in comunicazione con il Sistema di Controllo della monoboa.

6 SISTEMI AUSILIARI

I sistemi ausiliari che completano l'impianto sono di seguito sinteticamente descritti e ne vengono indicate le caratteristiche principali.

6.1.1 Sistema antincendio

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

- Trappole di lancio / ricezione
- 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.

Le trappole sono di tipo bidirezionale, da utilizzare durante le operazioni di spiazzamento prodotto e pulizia delle condotte.

Sarà utilizzato un sistema di monitori sopraelevati fissi a copertura delle aree.

Ogni torretta è 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 monitore 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;
- dispositivo ausiliari e valvole manuali.

Ciascun monitore deve essere capace di ruotare verticalmente e orizzontalmente rispetto al proprio asse in modo da permettere il raggiungimento di ogni punto dell'area da proteggere.

Ciascun monitore deve essere in grado di scaricare una portata di acqua o miscela schiumogena pari a 3000 l/min, alla pressione nominale di 10 bar. La distanza utile raggiunta deve essere di almeno 50 m per la miscela schiumogena e 60 m per l'acqua sulla proiezione orizzontale in configurazione a getto pieno.

La copertura di ciascun monitore deve tener conto di una riduzione della portata pari almeno al 30% dovuta al vento, rispetto alla prova in aria ferma per monitori e ugelli. Gli ugelli dei monitori devono essere a getto e a spruzzo e devono essere azionabili da posizione sicura.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

Verrà, inoltre utilizzato un sistema fisso di idranti acqua-schiuma del tipo soprassuolo a scopo di primo intervento e contenimento. Gli idranti saranno installati in posizione opportuna in considerazione della disposizione delle aree e a distanza massima tra loro non superiore a 60 m, la disposizione sarà tale da consentire di raggiungere una qualsiasi zona protetta con due manichette collegate a due idranti distinti.

Tutti gli idranti sono alimentati dal circuito secondario.

Per ciascun idrante è previsto un armadio contenente quanto di seguito:

- una manichetta flessibile con lunghezza pari a 25 mt, resistente alle abrasioni, agli acidi, agli oli e ad altri prodotti chimici, provvista di connessione rapida;
- Una lancia idrica ad ugello regolabile (posizioni spray, fog, getto, chiusura);
- n° 2 chiavi per raccordo UNI 814;
- n°1 chiave di manovra UNI 14384 (chiave pentagonale).

Ciascun idrante sarà capace di scaricare almeno 300 l/min alla pressione nominale di 3-4 bar.

Tutti gli idranti sono dotati di:

- n. 3 attacchi UNI DN 70;
- miscelatore acqua-schiumogeno a portata variabile e miscelazione costante;
- dispositivo di controllo e valvole ausiliarie

Per completezza si vedano i documenti di riferimento allegati.

6.1.2 Sistema raccolta drenaggi oleosi

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

- Sistema di drenaggio acque reflue oleose;
- N°2 pozzetti di raccolta ubicati sotto ciascuna trappola;
- N°2 pompe di rilancio da 22 m³/h azionabili mediante segnale di alto livello del pozzetto;
- Piping di collegamento ai serbatoi esistenti di stoccaggio acque oleose S2 e S4;

Il sistema esistente di trattamento acque oleose attualmente in uso in Porto Petroli e conforme alla normativa vigente viene brevemente descritto nel seguito.

6.1.3 Sistema trattamento effluenti liquidi

Lo stoccaggio dei reflui da trattare viene realizzato mediante dei serbatoi da 5000 m³/cad denominati S2 e S4.

La quantità massima di reflui da trattare è pari a 15000 ton/anno con un trattato giornaliero pari a 160 m³/gg.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

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 m³ ed una portata variabile tra 120 e 250 m³/h di materiale in entrata. Le frazioni oleose raccolte vengono inviate in un serbatoio di rilancio dedicato da circa 2.5 m³ dove è installata la pompa ad aria compressa che li invia al serbatoio di stoccaggio S16 da circa 120 m³ di capacità.

Le acque vengono così di seguito destinate:

- Se a norma, inviate al serbatoio S3 prima dello scarico a mare;

Se non a norma, le acque oleose in uscita dalle vasche Ppi 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 S16 per lo stoccaggio come CER 13 05 06 e smaltite come rifiuto stimato in 100 ton/anno.

7 SISTEMA ELETTRICO

7.1 GENERALITA'

Gli impianti elettrici verranno realizzati in stretta osservanza delle normative CEI Italiane applicabili ed attualmente in vigore, con particolare riguardo alle norme CEI 64-8/ 1-2-3-4-5-6-e 7 (Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500V in corrente continua), CEI 81-1 (Protezione delle strutture contro i fulmini) e CEI 99 (Impianti elettrici di potenza con tensione nominale superiore ad 1KV in corrente alternata).

La descrizione degli impianti è schematizzata nei due schemi unifilari generali allegati.

Il 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 per le seguenti utenze:

- Pompa di rilancio P-001-A 15 KW
- Pompa di rilancio P-001-B 15 KW
- Sistema di illuminazione area trappole
- Quadro valvole motorizzate
- Alimentazione PLC

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

- Quadro valvole idrauliche

7.2 TENSIONI DI IMPIANTO

I livelli di tensione previsti saranno i seguenti:

- Tensione di distribuzione BT per utenze forza, piccola forza ed illuminazione : 400V-230V, trifase + neutro, 50HZ , ottenuta tramite due trasformatori riduttori 11/0,4-0,23KV, trifase/trifase + neutro, da 2 MVA cadauno, collegabili in parallelo. La tensione di 230V sarà impiegata per alcune utenze minori di piccola taglia, per i circuiti di illuminazione ed i circuiti prese;
- Tensioni 24V continua e 48V continua per i servizi di sicurezza di stabilimento e di centrale;
- Tensione 110V alternata, 50HZ, da UPS, per strumentazione e sistemi di controllo.

8 SISTEMA ILLUMINAZIONE

Il sistema di illuminazione riguarda i seguenti sottosistemi:

- Luce normale
- Luce di emergenza
- Luce di sicurezza

8.1 ILLUMINAZIONE NORMALE

Il sistema di illuminazione sarà progettato per ottenere i valori medi di illuminamento specificati nella tabella 3.1 alle quote indicate. I livelli di illuminamento sono valutati su piani orizzontali

L'uniformità dell'illuminamento dovrà rispettare i limiti indicati nella Tabella.8.1.

Per eventuali aree non indicate nella tabella 3.1, dove il personale dovrà compiere opportune operazioni di manovra e/o manutenzione, dovrà essere previsto un adeguato livello di illuminamento in funzione delle attività previste.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

Tabella.8.1: Valori di Illuminamento

Aree	Valori di illuminamento		
	Em [lux]	Piano Riferimento [mm]	Uniformità
Strade	10	0	0,4
Area di processo	20	800	0.25
Pontile	20	0	0.25

8.2 SCELTA DELLE LAMPADE

I corpi illuminanti saranno selezionati tra le seguenti tipologie

- Vapori di sodio ad alta pressione
- Vapori di mercurio ad alta pressione
- Alogenuri metallici
- A fluorescenza

8.3 POSIZIONAMENTO DEI CORPI ILLUMINANTI

Il posizionamento dei corpi illuminanti deve consentire la pulizia, e la sostituzione delle lampade, con facilità e in sicurezza. In nessun caso le lampade potranno essere posizionate sopra apparecchiature elettriche, in prossimità di sorgenti di calore o parti in movimento.

8.4 CONTROLLO DELL'ILLUMINAZIONE

L'illuminazione per le aree esterne non presidiate con continuità, sarà controllata da interruttore crepuscolare. Un apposito selettore permetterà di commutare nel controllo manuale.

La fotocellula del crepuscolare sarà installata in modo che:

- Sia facilmente accessibile
- Non venga attivata dall'illuminazione artificiale
- Non sia oscurata da edifici e strutture

L'illuminazione delle aree interne sarà controllata da interruttori, disposti in modo tale che gli operatori non debbano percorrere aree buie.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

8.5 ILLUMINAZIONE DI EMERGENZA

L'illuminazione sarà prevista in tutte le aree dove il personale è chiamato a compiere manovre per la messa in sicurezza dell'impianto.

Nelle aree ad alto rischio l'illuminamento, calcolato sul piano di riferimento, non dovrà essere inferiore al 10% del livello normale, e comunque non inferiore a 15 lux.

8.6 ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA (SE APPLICABILE)

L'illuminazione di sicurezza rispetterà i seguenti requisiti:

- Consentire l'individuazione di uscite e vie di fuga
- Illuminare scale e passerelle
- Illuminare i pontili e le zone vicine all'acqua (<10m)

Il valore medio di illuminamento non dovrà essere inferiore a 2 lux.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

9 SISTEMA INTERFONICO

L'obiettivo principale del sistema di Paging è quello di informare il personale durante le normali condizioni e anche in caso di emergenza attraverso annunci verbali diffusi in svariate parti dell'impianto.

Il sistema interfonico deve essere dedicato e autonomo. Il sistema dovrà prevedere un minimo di 20% di capacità residua per espansioni future.

Tipicamente il sistema interfonico è composto come minimo dai seguenti item:

- Armadio cabinet che include tutti i controlli necessari e le interfacce elettroniche, MDF per terminare i loop degli altoparlanti e le connessioni delle unità di accesso. Il cabinet dovrà essere equipaggiato con un sistema di diagnostica interno che controlli in modo automatico l'integrità operativa del sistema. Il cabinet andrà installato nella sala controllo o in analogo locale. I requisiti minimi di area di installazione e di protezione sono: zona sicura e IP42.
- Dovranno prevedersi all'interno dell'armadio principale un numero adeguato di amplificatori da 250 watts (massimo) per alimentare gli anelli di altoparlanti
- L'apparecchiatura da tavolo dovrà essere installata nella sala controllo in modo da consentire gli annunci alle diverse zone selezionate. La classe di protezione dovrà essere IP42.
- Sono previsti altoparlanti da 25W in campo da installarsi su supporti dedicati. Le cassette di giunzione locali dovranno prevedere per ogni altoparlante un cavo di 3 m non propagante la fiamma con pressacavi e terminazioni.

Gli altoparlanti ubicati in zone pericolose devono essere certificati come minimo EEx'd', Zona2, Gruppo Gas IIC Temperatura classe T3. Il grado di protezione per gli altoparlanti esterni dovrà essere come minimo IP65.

- Sono previsti altoparlanti da 8W in campo da installarsi su supporti dedicati. Le cassette di giunzione locali dovranno prevedere per ogni altoparlante un cavo di 3 m non propagante la fiamma con pressacavi e terminazioni. Il grado di protezione minima è IP42.

10 SISTEMA AUTOMAZIONE

10.1 STRUMENTAZIONE E CONTROLLO

Il sistema di strumentazione e controllo sarà costituito da:

- Stazione di Supervisione a Terra (SST);
- Quadro di Controllo della Boa (QCB)
- Stazione Portatile da installare sulla Nave (SPN)
- Centralina idraulica (HPU)
- Strumentazione e attuatori su boa e PLEM
- Strumentazione e attuatori su Stazione Trappole
- Aiuti alla navigazione

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

10.1.1 Stazione di Supervisione a Terra

La SST esegue le seguenti funzioni:

- acquisisce i sensori installati nella STT (presenza pig, pressioni, temperature e stato valvole), ed invia le informazioni al QCB ed alla SPN;
- comanda le valvole motorizzate della STT;
- invia segnali di comando al QCB per il pilotaggio delle valvole del PLEM e della boa;
- monitora e visualizza lo stato del sistema costituito da boa, PLEM e STT;
- implementa procedure controllo per l'operatività in sicurezza del sistema e genera segnali di allarme.

La SST sarà installata in un container nelle vicinanze della STT.

Tutte le operazioni di manovrabilità delle valvole dovranno poter essere effettuate in remoto da sala controllo Porto Petroli.

10.1.2 Quadro di Controllo Boa e Stazione Portatile Nave

Il QCB si occuperà di acquisire lo stato dei sensori, verificare le condizioni di allarme, gestire i comandi locali e remoti per l'attuazione delle valvole, implementare le procedure di controllo e di protezione.

Il QCB è collegato attraverso un sistema di telemetria alla SST ed alla SPN. Dalla SST è possibile monitorare la boa e comandare le valvole. Dalla SPN è possibile monitorare la boa e l'impianto a terra ed inviare un comando per la chiusura delle valvole in condizioni di emergenza.

Il sistema di controllo sarà installato in un compartimento stagno della parte fissa della boa classificato come area pericolosa per cui dovrà essere certificato per tale installazione.

La strumentazione installata sulla boa dovrà essere certificata per area classifica e con un grado di protezione IP65 minimo.

10.1.3 Centralina idraulica

Le valvole installate sul PLEM e sulla boa sono pilotate mediante attuatori idraulici comandati da una HPU che include il pannello con le elettrovalvole ed il pacco accumulatori. La HPU sarà installata in un compartimento stagno della parte fissa della boa classificato come area pericolosa per cui dovrà essere certificata per tale installazione.

10.1.4 Strumentazione e attuatori

La strumentazione prevista è:

Parte rotante boa:

- Sensori e segnalazioni relative al sistema di aiuto alla navigazione
- Sensori meteo
- Tensione e corrente batterie pannelli solari
- Pressione e temperatura del prodotto
- pressione centralina idraulica ed accumulatori
- comando pompe centralina

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

- elettrovalvole

Parte fissa boa:

- celle di carico su catene
- compartimento con l'attrezzatura antincendio
- avvisatore acustico per nebbia [fog horn]
- ancore, catene;
- manichette di ricambio
- stazione radio e telecomunicazioni;
- lampade portatili per le operazioni notturne;
- Cavi di ormeggio di riserva

PLEM

- fine corsa valvole

STT

- sensori presenza pig
- pressione e temperatura del prodotto
- fine corsa valvole motorizzate

Gli attuatori idraulici delle valvole del PLEM e della boa sono a doppio effetto con un fail di tipo 'stay in position'. Le valvole della STT saranno comandate elettricamente; se necessarie, le valvole di emergenza prima della STT saranno comandate idraulicamente.

10.1.5 Sistema di aiuto alla navigazione

Il sistema di aiuto alla navigazione è costituito da:

- Riflettore radar antinebbia
- Sirena nebbia
- Luci di navigazione
- Sistema di alimentazione a pannelli solari

Il sistema di aiuto alla navigazione è installato sulla parte rotante della boa e dovrà essere certificato per l'installazione in area classificata e con grado di protezione IP65 minimo.

10.1.6 Trasmissione dei segnali ed alimentazioni

Gli attuatori delle valvole installate sul PLEM sono collegati alla HPU mediante un ombelicale elettro-idraulico che contiene i tubi dell'olio ed il cavo elettrico composito idoneo per trasferire i segnali dei fine corsa delle valvole fino al QCB. L'ombelicale avrà una terminazione subacquea sul PLEM ed una terminazione di superficie (sulla boa) che saranno anche usate come scatole di derivazione per i segnali oltre che per i tubi idraulici di comando delle valvole.

La strumentazione installata sulla parte rotante della boa è collegata al QCB attraverso un giunto rotante elettrico che consente di trasferire sia segnali che alimentazioni.

Per la trasmissione dei segnali e la distribuzione delle alimentazioni sono previste due opzioni:

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

10.1.7 Ombelicale composito elettrico\ottico da terra

Questa opzione prevede l'installazione di un cavo composito ottico dalla Stazione a terra fino alla boa. Tale cavo provvederà alla comunicazione tra QCB e SST. La comunicazione tra QCB e SPN sarà di tipo wireless.

10.1.8 Trasmissione radio e pannelli solari

Si prevede la trasmissione dati tra QCB e la SST mediante una connessione di tipo wireless.

L'alimentazione del sistema di controllo di piattaforma avviene esclusivamente per mezzo di pannelli solari installati sulla parte rotante della piattaforma. I pannelli solari sono equipaggiati con un pacco batterie che garantisce 5 giorni di autonomia in caso di mancanza di insolazione. La scelta fra le due opzioni sarà oggetto della progettazione.

11 SISTEMAZIONI IMPIANTISTICHE

Il layout dell'impianto sia per quanto riguarda la parte on-shore sia per quanto riguarda il tratto di posa delle condotte e dunque la rotta è stato definito tenendo in conto le seguenti necessità:

- Accessibilità al sito
- Locali impianti che prevedano adeguati spazi per la manutenzione
- Impianto configurato in modo tale da minimizzare l'impatto ambientale (in particolare l'impatto acustico)
- Percorsi di accesso per la gestione, la manutenzione, le ispezioni ed i controlli anche di personale di Enti esterni, che siano agevoli e segnalati
- Mantenimento dell'attuale viabilità interna dell'impianto
- Sia verificata la rispondenza con i requisiti della normativa vigente (D.Lgs 81/2008)

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

12 OPERE CIVILI

12.1 GENERALITÀ

Nel seguito sono descritte le opere civili da realizzarsi sul fronte on-shore, ossia la platea area di ricevimento e lancio P.I.G. ed il nuovo pipe rack all'interno della fossa collettori esistente.

12.2 PLATEA AREA RICEVIMENTO E LANCIO P.I.G.

Al di sotto dell'area di ricevimento e lancio P.I.G. si rende necessaria la realizzazione di una platea di fondazione in calcestruzzo armato di spessore massimo pari a 50cm. Tale elemento fornisce il supporto necessario al fissaggio delle trappole PIG e degli slippers di supporto dei collettori. Gli slippers sono fissati a terra mediante l'impiego di ancoranti chimici.

Per la realizzazione della platea si rende necessario uno scavo di 200mc di terreno in banco. La platea dovrà essere adeguatamente predisposta al fine di convogliare e raccogliere le acque superficiali in opportuni nuovi pozzetti collegati alla rete di smaltimento esistente.

L'area di ricevimento e lancio del PIG è prevista perimetrata dalla presenza di nuovi cordoli, atti ad impedire la fuoriuscita di materiale inquinante.

12.3 PIPE RACK

All'interno della fossa collettori esistente è prevista la costruzione di un nuovo pipe rack. Tale struttura ha la funzione di fornire il supporto necessario ai nuovi collettori e di supportare l'impalcato per l'ispezione, la manutenzione e la manovrabilità delle valvole. Tale struttura sarà realizzata interamente in carpenteria metallica protetta nei confronti della corrosione. L'accesso potrà avvenire direttamente dall'area di ricevimento e lancio P.I.G. attraverso una passerella in carpenteria metallica oppure dalla fossa collettori attraverso una scala.

In pianta il pipe rack è costituito da due blocchi collegati da una passerella. La presenza dei collettori esistenti all'interno della fossa collettori condiziona il posizionamento degli elementi verticali e di conseguenza di tutto il sistema strutturale. Si riporta nella figura seguente un'immagine del sistema strutturale previsto:

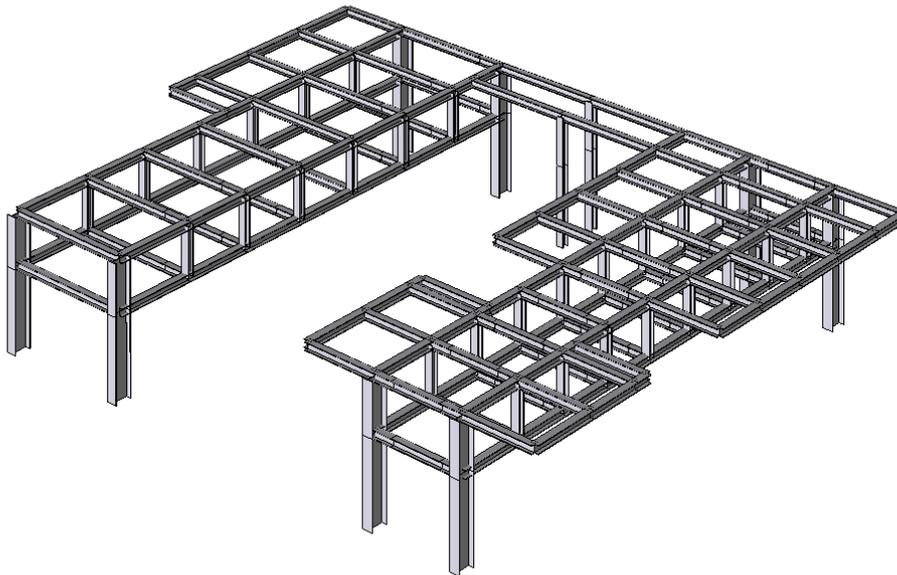


Figura 12.1: Sistema strutturale pipe rack

Al fine di sovrappassare il sistema tubiero esistente si è adottata una soluzione costituita da quattro travi reticolari tipo Vieerendel di luce pari a 16.8m (interasse elementi verticali), debitamente collegate trasversalmente da travi secondarie. Il passo dei montanti è stato definito sulla base del posizionamento dei supporti dei collettori. La quota del corrente inferiore della travatura è definita dalla quota prevista per il collettore, tenuto conto dell'altezza prevista per le selle, mentre quella del corrente superiore è definita dalla quota dell'impalcato superiore. Si nota che in corrispondenza dell'estradosso le travi secondarie sono previste parzialmente a sbalzo rispetto alle travature principali.

Gli elementi verticali sono previsti fissati direttamente alla platea esistente della fossa collettori attraverso ancoranti chimici.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

13 DESCRIZIONE DEI LAVORI

13.1 RIMOZIONE DEL SISTEMA ESISTENTE

13.1.1 Operazioni preliminari

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

- Identificazione della esatta posizione delle flange della condotta 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.
- Prima dell'inizio dei lavori dovrà essere eseguita una ispezione visiva mediante ROV per verificare le condizioni delle strutture ed identificare qualsiasi impedimento imprevisto che potrebbe ostacolare le operazioni.

13.1.2 Rimozione della boa e del PLEM esistente

La boa ed il PLEM esistenti dovranno essere 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 flange e strutture per mezzo di lance ad alta pressione.
- Svitamento dei bulloni delle flange 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 deve essere 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 deve essere 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 è necessario scollegare le manichette che collegano la fondazione al PLEM. Immediatamente dopo la struttura di fondazione della boa deve essere 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 devono essere tagliati ad almeno 1m sotto il livello del mare e recuperate a bordo.

Il PLEM deve essere preventivamente imbragato e successivamente disconnesso dai pali e dalla condotta sottomarina per il recupero a bordo con un singolo sollevamento e quindi trasportato al luogo di smaltimento. Dopo la rimozione del PLEM i pali di fondazione devono essere tagliati ad almeno 1m sotto il livello del mare e recuperati a bordo.

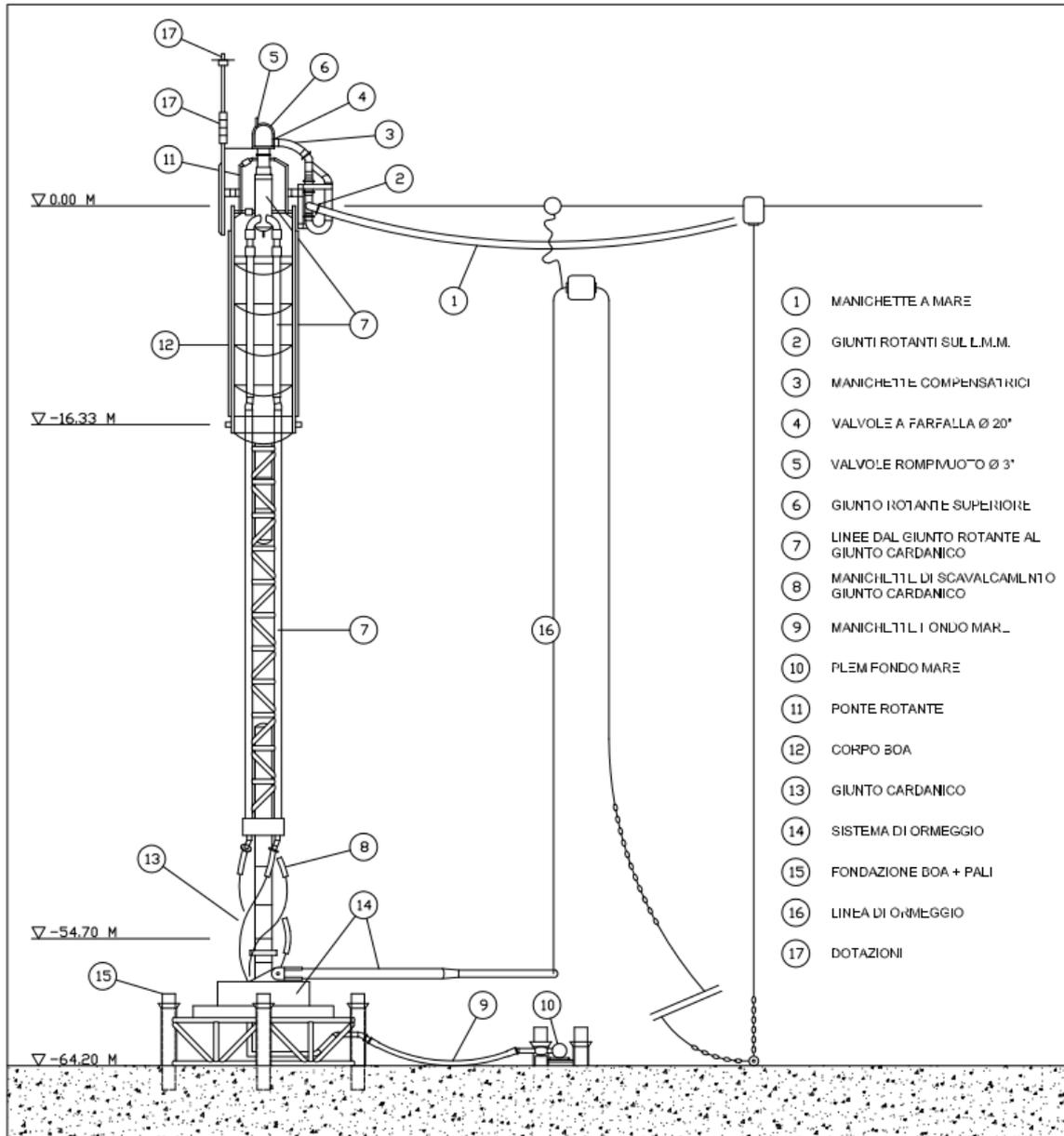


Figura 13.1: Boa, Traliccio e Fondazione

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

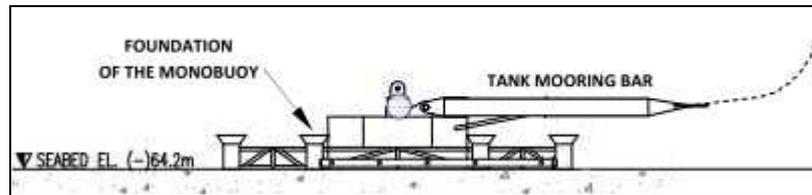


Figura 13.2: Fondazione Boa e Barra di Ormeggio

13.2 TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA

La tecnica di trivellazione con controllo attivo della traiettoria consente la posa di tubazioni in polietilene o acciaio, di diametro compreso tra 40 e 1600 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, sperimentata agli inizi degli anni '80 negli Stati Uniti si è poi diffusa anche in Europa, è ormai parte integrante della prassi relativa alla posa di servizi interrati, e consente soluzioni prima impensabili. 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 trivellazione orizzontale controllata normalmente consta in tre fasi di cui 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.

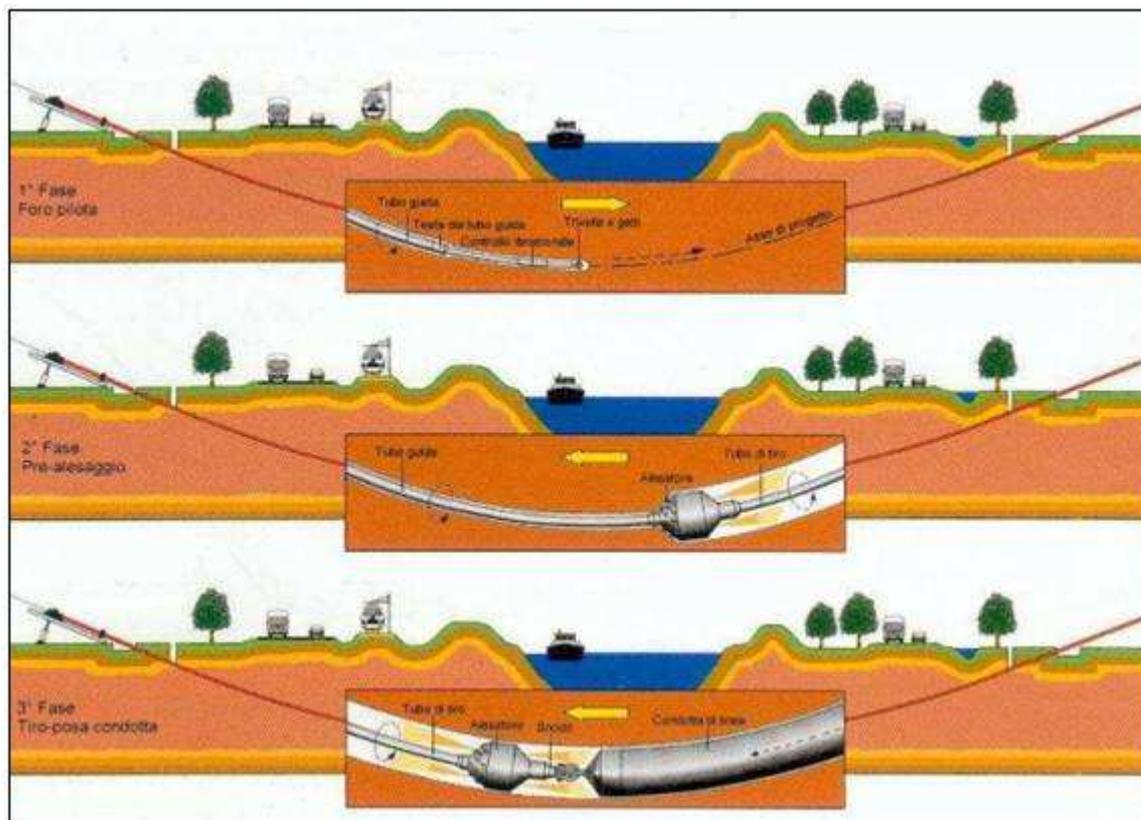


Figura 13.3: Principali Fasi di Esecuzione di una T.O.C.

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

13.2.1 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; il taglio idraulico è effettuato da una lancia di perforazione a getti.

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, viene recuperata 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.

13.2.2 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. Quindi viene fatto ruotare e contemporaneamente 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, DN 800 mm, si ritiene di eseguire un alesaggio fino al raggiungimento di un diametro del foro di 1000 mm.

13.2.3 Terza Fase: Tiro della Condotta

La terza fase consiste nel posare 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 reggispinta girevole che impedisce che la condotta sia sollecitata a torsione durante il tiro-posa.

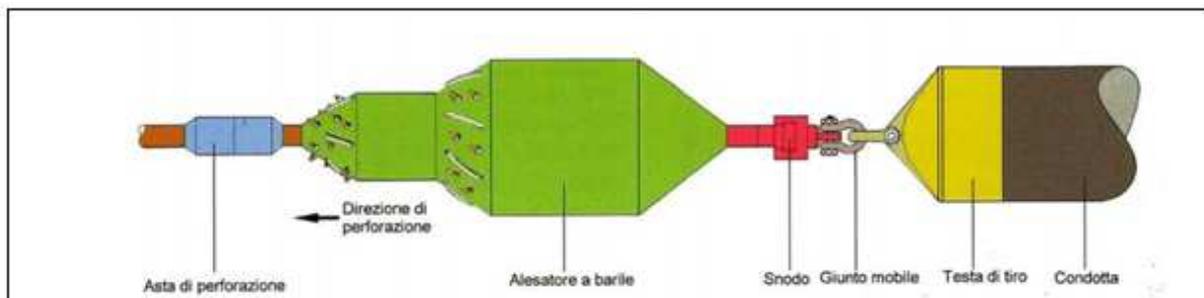


Figura 13.4: Esempio del treno di alesaggio e tiro-posa della condotta

Durante la 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 scavo e nella fase di tiro-posa della condotta;

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

- 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.

Vista la particolarità dell'opera, la stessa avrà caratteristiche realizzative diverse dal consueto ma già ampiamente testate per lavori in genere, come di seguito descritto.

La tecnica prevede un punto di ingresso a terra e un punto di uscita offshore, necessitando di un'apposita area di cantiere sulla costa e di una superficie marina temporaneamente asservita alle operazioni di manovra per la posa della condotta, che avverrà secondo il metodo pull back.

Nelle due fasi di costruzione del foro (prima "pilota" e successivo adeguato alla dimensione della condotta mediante 3 alesaggi) lo scavo 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 dello scavo.

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 fuoruscita 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.

Le fasi descritte in precedenza sono illustrate nella Figura 13.5 nella pagina seguente.

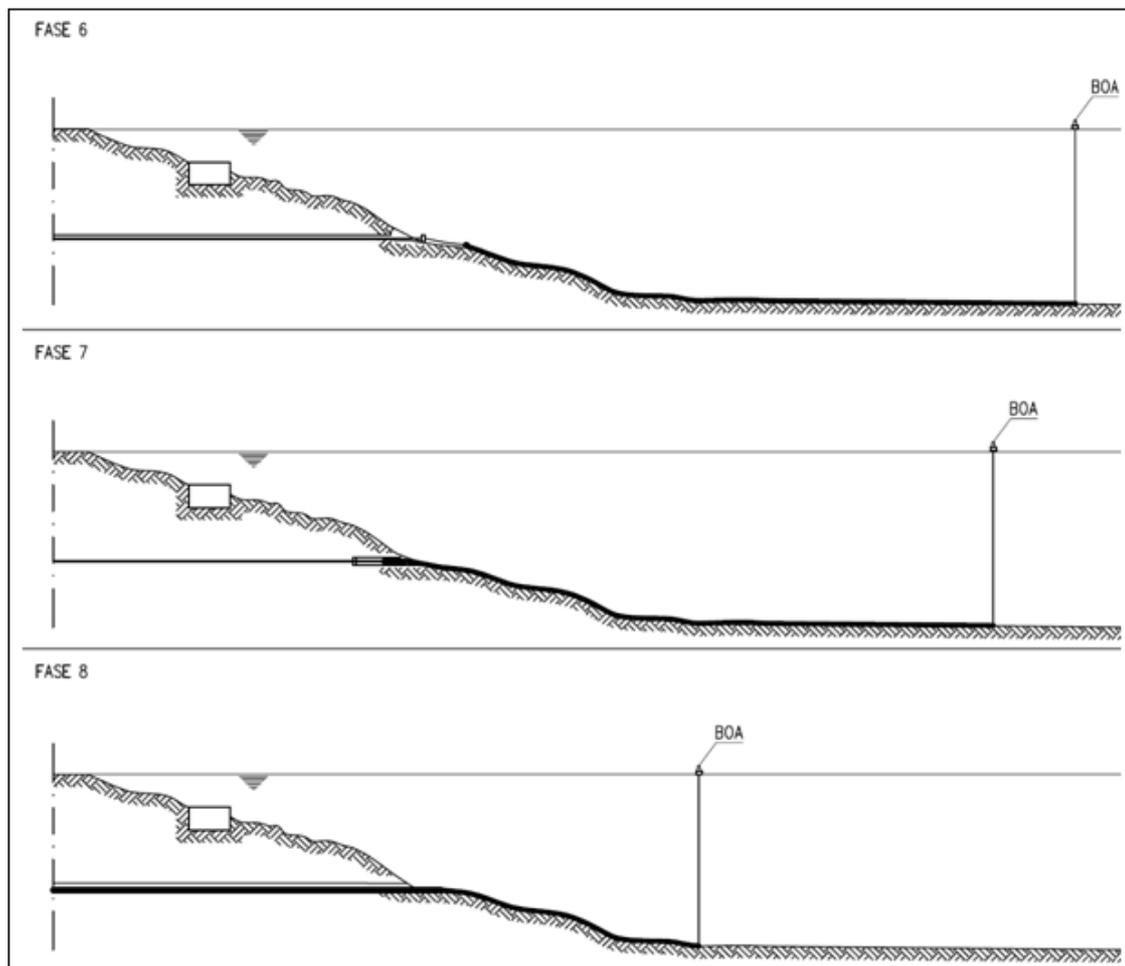


Figura 13.5: Fasi di Tiro della Condotta

13.3 POSA DELLE CONDOTTE CON NAVE POSA TUBI (LAY BARGE)

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 giunzioni dei vari tubi.



Figura 13.6: 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 minisommersibili con o senza equipaggio.

Il sistema *lay barge* adottano 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.

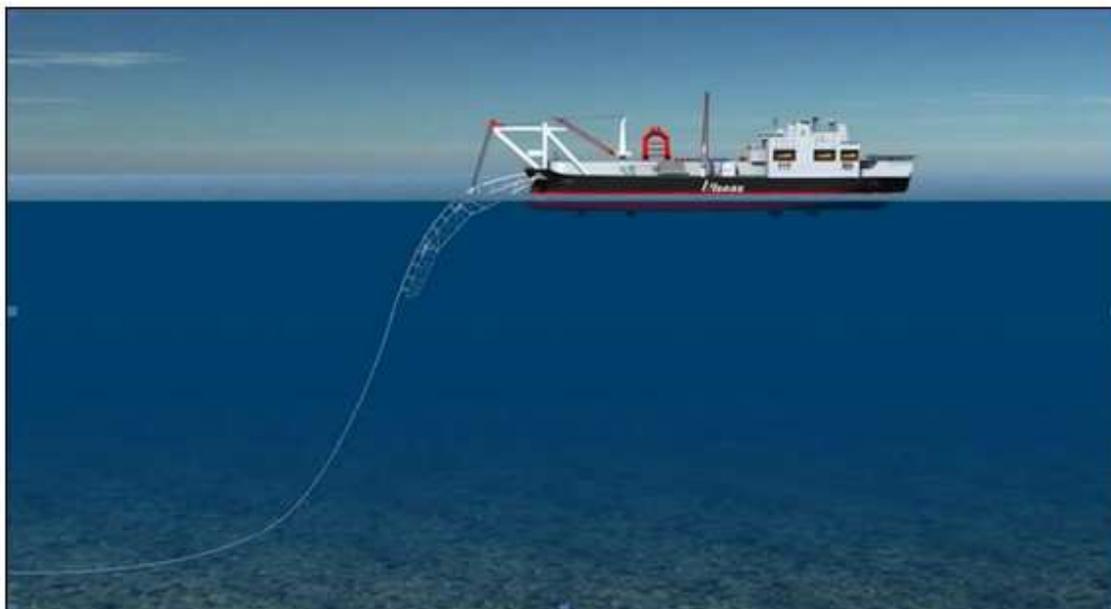


Figura 13.7: Sistema di Varo ad “S”

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 sono poste 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.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

La nave posa-tubi sarà equipaggiata mediante un sistema di posizionamento tradizionale il mezzo, la cui posizione sulla rotta di posa sarà continuamente verificata con un sistema di radio-posizionamento (tipo satellitare), sarà tenuto in posizione per mezzo di 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.

Tenuto conto degli spazi necessari per la manovra dei rimorchiatori, l'area occupata dal campo ancore si estenderà per alcuni chilometri in senso longitudinale e trasversale. Tale zona, maggiorata della distanza di sicurezza, rappresenta l'area da interdire alla navigazione durante i lavori di posa.

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.

Tipicamente i mezzi navali utilizzati durante tali operazioni sono quindi i seguenti:

- Utilizzo di nave posa-tubi con sistema di ancoraggio tradizionale:
- No. 1 Nave Posa-tubi eventualmente con ancoraggi,
- No. 1 Rimorchiatore di supporto,
- No. 1 Rimorchiatore per l'approvvigionamento tubi;
- No. 2 Rimorchiatori salpa-ancore addetti alla movimentazione delle ancore del mezzo
- posa-tubi,

Vista la particolarità dell'opera, anche per la posa delle condotte come per il tiro, è stata prevista una modalità operativa, come di seguito descritto.

13.3.1 Il Varo delle Condotte

La nave dovrà posare e realizzare sul fondale, per ogni condotta, una stringa di 1950 metri che sarà temporaneamente abbandonata sul fondale e successivamente e trascinata all'interno dei fori scavati con la TOC.

Per consentire lo svolgimento di tali operazioni sarà necessario installare, preliminarmente dei punti di riferimento in prossimità del punto di uscita sul fondale (corpi morti con catene e boa di recupero).

La terminazione della catena sarà recuperata dal mezzo di varo e agganciata alla testa di tiro saldata sulla prima barra della stringa in costruzione.

La condotta nel tratto interrato non sarà gunitata pertanto per evitare il galleggiamento della stringa sarà necessario appesantirla per consentirne il varo ad "S".

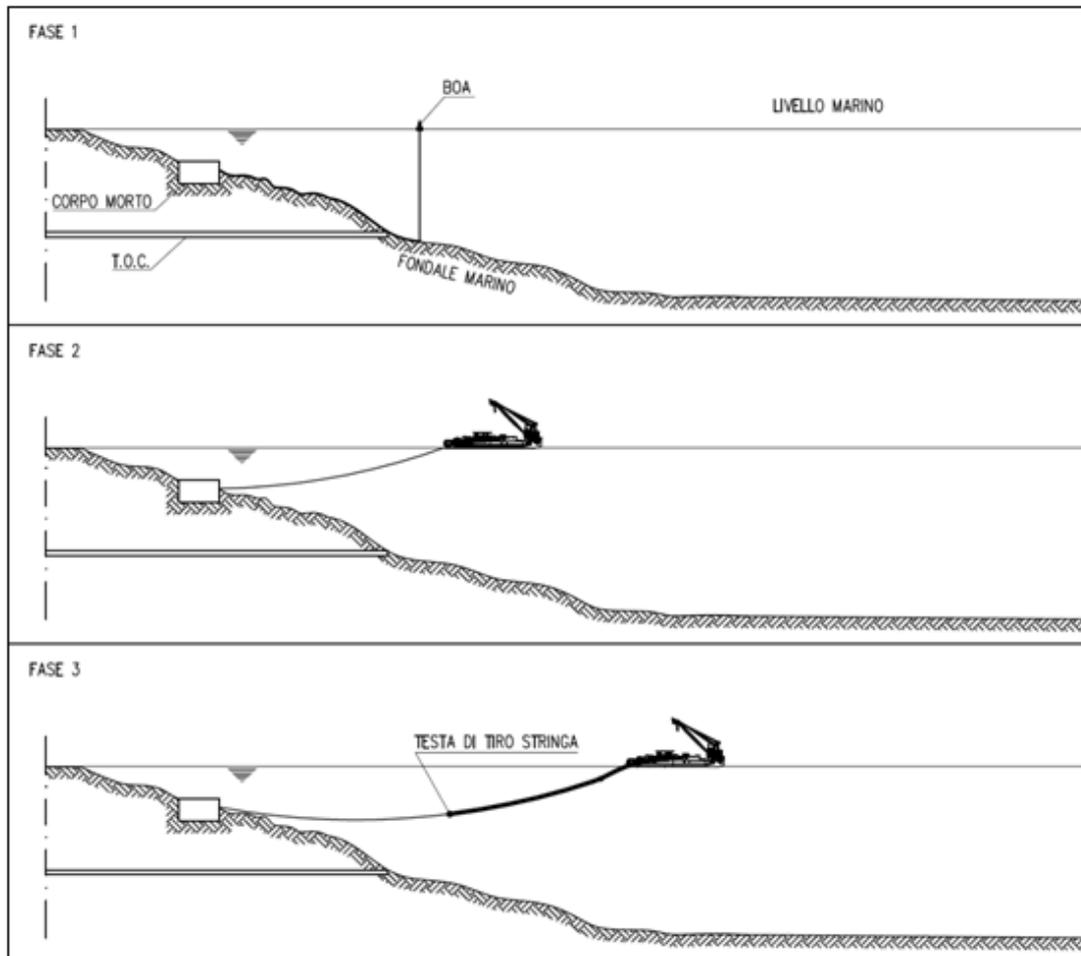
Per contrastare la spinta di galleggiamento e agevolare le operazioni di varo nella fase di traino si rende necessario appesantire la condotta, operando al suo interno, con l'introduzione di un tubo PEAD, di diametro tale da garantire un peso residuo in acqua pari a circa 30÷40 kg/m, necessario per l'esecuzione del varo ad "S"; tale tubo verrà progressivamente riempito durante le fasi di varo con una quantità d'acqua che verrà dosata in maniera 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.

**NUOVO TERMINALE OFF SHORE
RELAZIONE TECNICA GENERALE**

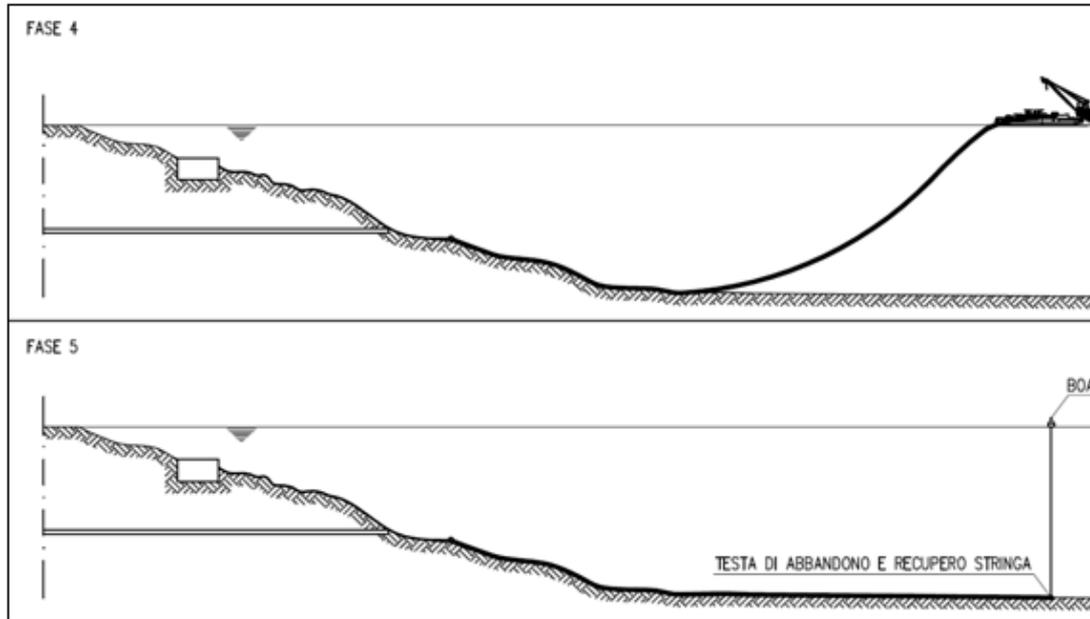
Per garantire la stabilità della già condotta posata sul fondale, durante lo sviluppo della progettazione esecutiva bisognerà valutare, in funzione della finestra operativa richiesta e delle condizioni marine (onde e correnti), la necessità di appesantirla ulteriormente dall'esterno con mezzi rimovibili (materassi, cavallieri, etc).

Il varo proseguirà secondo le modalità descritte, fino al completamento della stringa di 1.950 metri, pari alla lunghezza della TOC più circa 150 metri aggiuntivi per consentire il recupero della condotta dopo l'inserimento nel tunnel 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.



a)



b)

Figura 13.8: Fasi di varo delle Stringhe da Interrare (tratto AB)

Terminate le operazioni delle TOC la nave recupererà la condotta e dopo aver rimosso la testa di abbandono e recupero proseguirà il varo delle condotte fino al punto di collegamento previsto con il PLEM.

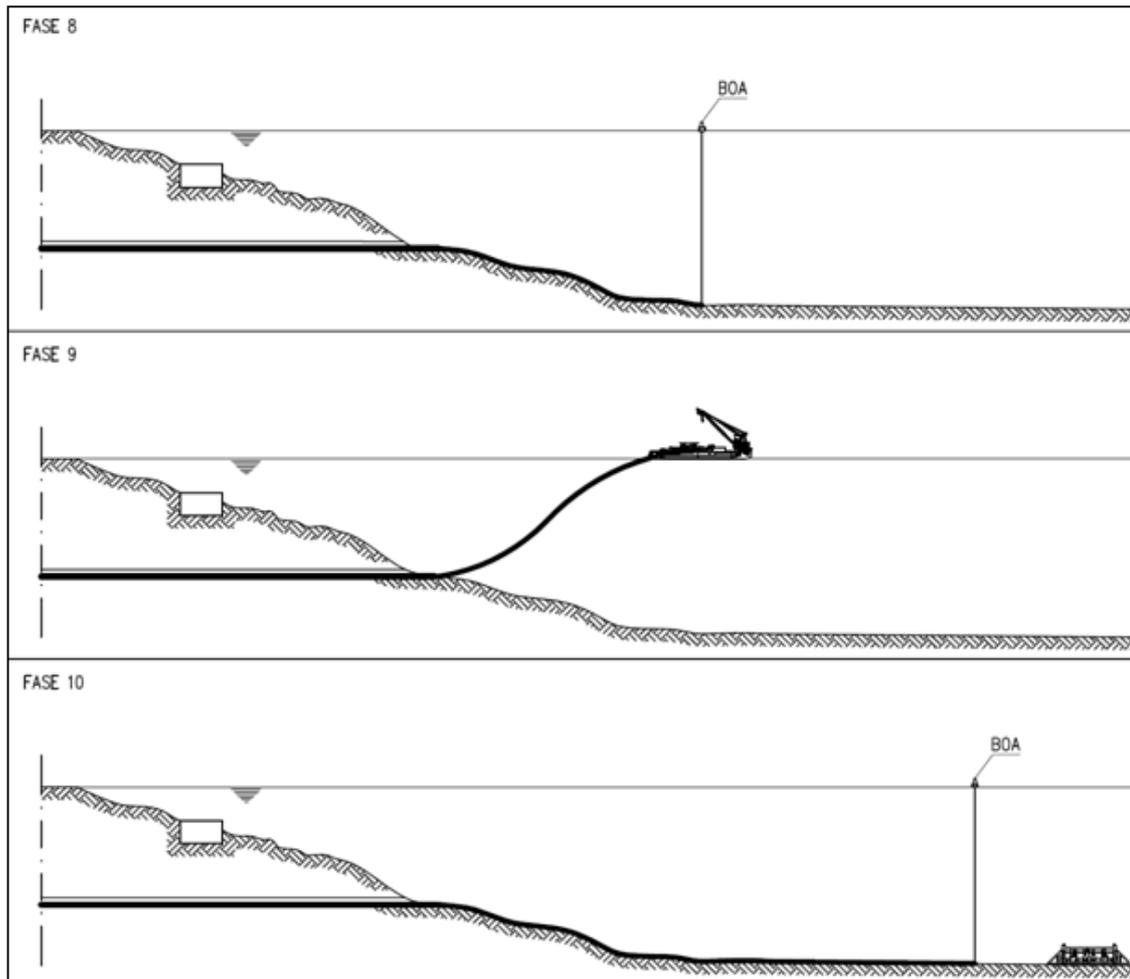


Figura 13.9: Fasi di varo delle Condotte Posate sul Fondale (Tratto BC)

13.3.2 Installazione del PLEM

L'installazione del PLEM nella posizione di progetto prevede l'installazione di 4 pali di fondazione nei suoi vertici. Eseguita tale operazione il PLEM può essere usato usando un mezzo navale dotato di gru di portata sufficiente per l'installazione del PLEM. L'operazione di installazione sarà assistita da un veicolo sottomarino a comando remoto (Remotely Operated Vehicle), operato dal mezzo navale, ed eventualmente da sommozzatori.

13.3.3 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 flangiate bullonate. L'installazione dell'EL sarà eseguita con mezzo navale provvisto di gru e con l'ausilio degli sommozzatori che eseguiranno sia l'ispezione metrologica sia la giunzione bullonata fra EL e condotta e fra EL e PLEM.

Sarebbe opportuno installare la CB dopo l'installazione del PLEM e degli ELs in modo da evitare interferenze fra il campo ancore della nave di posa e il sistema di ancoraggio della CB.

13.3.4 Installazione della monoboa

La CB, illustrata in Figura 13.10, è costituita da una parte fissa ancorata al fondo del mare mediante un ormeggio ed una parte mobile che può ruotare sulla parte fissa. Lo schema usuale per l'ormeggio della boa prevede sei catene di ancoraggio disposte radialmente, Figura 13.11, che fanno capo ad altrettanti punti di ancoraggio. Questi ultimi possono essere costituiti da ancore vere e proprie, da corpi morti, oppure da pali infissi nel fondale in relazione alle caratteristiche geotecniche del fondo marino.

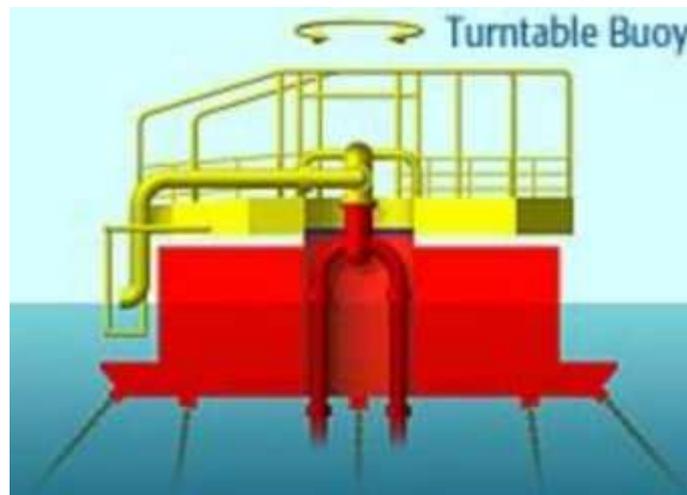


Figura 13.10: Disegno Illustrativo Monoboa

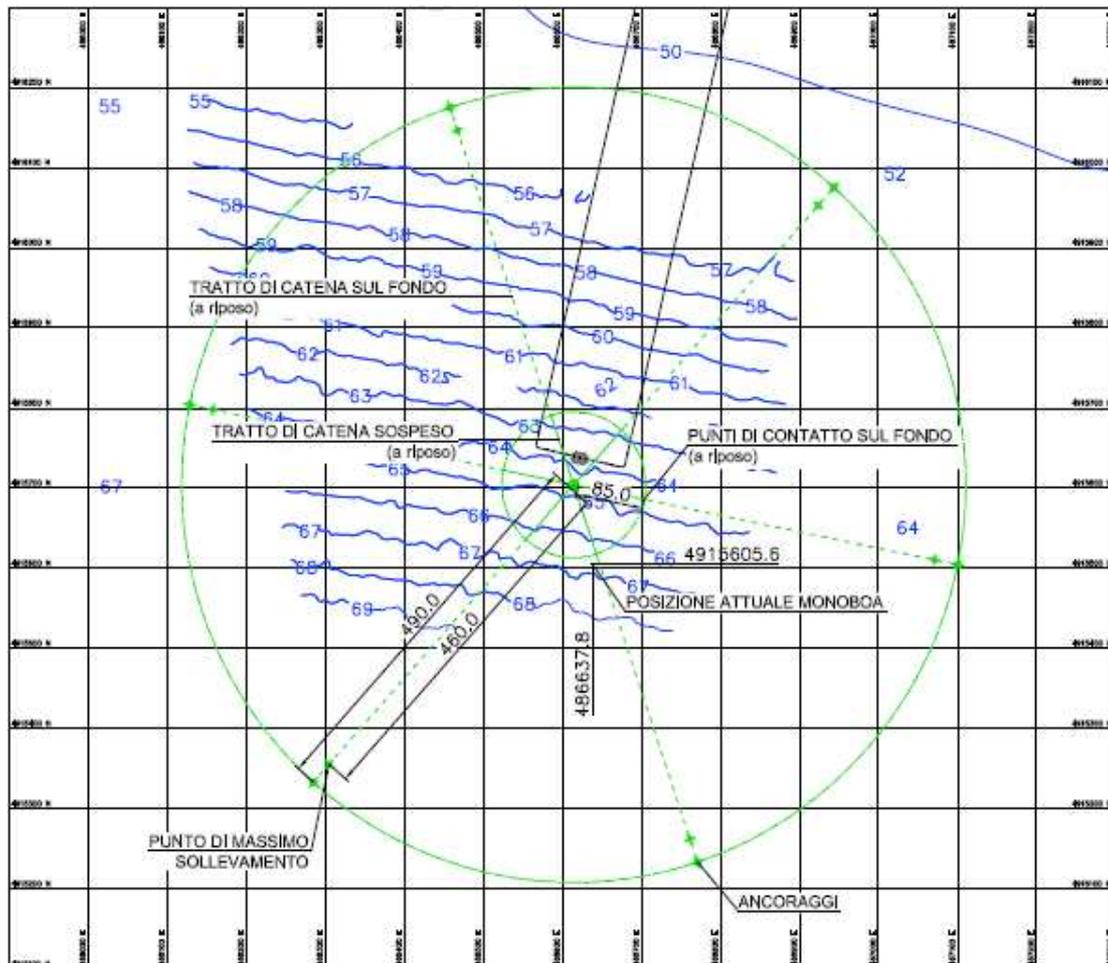


Figura 13.11: Schema Ormeggio Monoboa

13.4 PRE-COMMISSIONING DELLE CONDOTTE

Il pre-commissioning è una sequenza di operazioni che viene eseguita da terra dopo il completamento della costruzione delle condotte, dopo quindi l'installazione degli EL. Le operazioni da eseguire 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.

 Porto Petroli di Genova S.p.A. Doc N° 12-469-MNG-R-001_00	NUOVO TERMINALE OFF SHORE RELAZIONE TECNICA GENERALE	DAPP Ref.:
		12-469-H65
		Rev.:
		0

- Tie-in (collegamento) delle condotte al piping di impianto illustrato nella ALLEGATO
- Inertizzazione delle condotte con azoto.

13.5 COSTRUZIONE STAZIONE TRAPPOLE

La stazione trappole il cui P&ID è mostrato in allegato è costituita da:

- due valvole di emergenza per il sezionamento delle condotte.
- Due trappole bi-direzionali per il lancio e la ricezione di pig di pulizia e di ispezione e del relativo piping per la loro operatività.
- Due linee da 32" che si staccano dalle condotte e che sono collegate ai serbatoi di raccolta dei prodotti di scarico.

13.6 MEZZI NAVALI

I mezzi navali necessari per le operazioni di installazione sono:

1. Nave di posa di seconda generazione (tipo Saipem Castoro 6) equipaggiata con ROV. La nave di posa userà un campo ancore per mantenere in tensione la stringa durante il varo. Si prevedono da 6 a 8 ancore che dovranno essere gestite da rimorchiatore di supporto. Nell'area interessata dalla movimentazione del campo ancore non sono presenti strutture e/o installazioni sottomarine rendendo quindi possibile un ottimale ancoraggio della nave di posa.
2. Rimorchiatori per la gestione del campo ancore e per la posa del corpo morto.
3. Pontone per la costruzione e l'installazione degli EL.
4. Mezzo navale con gru di sollevamento per l'installazione del PLEM e degli EL, Battipalo per l'installazione dei pali di fondazione del PLEM e dei pali di ancoraggio del sistema di ormeggio della boa.

13.7 CANTIERE

Per la descrizione delle metodologie e delle fasi di cantiere si veda la relazione descrittiva di cantierizzazione 12-469-CIV-S-003, allegata alla presente specifica.

MFC/AO/GV/CV.sls