

Trans Adriatic
Pipeline

TAP AG Project Title / Facility Name:
Trans Adriatic Pipeline Project

Document Title:
**Prescrizione A15
Verifica di Ottemperanza**

				BOC	M. Badalini	Zenobi
1	30/10/2017	Ri-Emissione per Informazione	IFI	Di Padova/ Orselli	Badalini	Zenobi
0	26/01/2017	Emissione per Informazione	IFI	Di Padova/ Orselli	Badalini	Zenobi
A	31/08/2016	Emissione per revisione	IFR	Di Padova/ Orselli	Badalini	Zenobi
IR	26/08/2016	Emissione per verifica disciplinare interna	IR	Di Padova	Orselli	Badalini
Rev.	Revision Date (dd-mm-yyyy)	Reason for issue and Abbreviation for it		Prepared by	Checked by	Approved by



Contractor Name: SAIPEM

Contractor Project No.: 022720

Contractor Doc. No.: 01-LF-E-70045

Tag No's.:

TAP AG Contract No.: C14758

Project No.: 022720

PO No.:

RD Code:

Page: 1 of 20

TAP AG Document No.:

OPL00-SPF-200-G-TRX-0026

 Trans Adriatic Pipeline	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	2 of 20

INDICE

1	INTRODUZIONE	3
2	SCOPO DEL DOCUMENTO	5
3	ABBREVIAZIONI E SIMBOLI	6
3.1	Abbreviazioni	6
3.2	Simboli	7
4	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	8
4.1	Norme, Standards e documentazione generali	8
4.2	Documenti di progetto	8
5	SOMMARIO E CONCLUSIONI	9
6	PRESCRIZIONI	10
6.1	Prescrizione A12	10
6.2	Prescrizione A14	10
6.3	Prescrizione A15	11
7	RISULTATI	12
7.1	Prescrizione A12 – Analisi di Rischio	12
7.2	Prescrizione A14 - Stabilità della condotta	15
8	TABELLE	16
9	FIGURE	19
10	REGISTRO DELLE REVISIONI	20

 Trans Adriatic Pipeline	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
 SAIPEM	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	3 of 20

1 INTRODUZIONE

Il progetto “Trans Adriatic Pipeline” TAP è un gasdotto DN 900 (36”) che trasporterà il gas naturale proveniente dalla Grecia e dall'Albania verso la Puglia e l'Europa occidentale attraverso il Mare Adriatico. Attraversando l'Adriatico a partire dall'Albania centro-occidentale, il gasdotto offshore raggiungerà le coste dell'Italia sud-orientale e si collegherà alla rete italiana a sud di Lecce.

Il punto di approdo della condotta si troverà sulla costa tra San Foca e Torre Specchia Ruggeri, nel comune di Melendugno. Tale approdo sarà realizzato mediante la tecnologia del microtunneling, per minimizzare l'impatto visivo e ambientale sulla costa. La Figura 1, mostra la panoramica generale del progetto TAP.

Attraverso la successiva sezione a terra, il gas verrà trasportato verso un terminale di ricezione onshore (terminale di ricezione TAP) che verrà collegato alla rete SRG.

Il progetto mira a incrementare la sicurezza dell'approvvigionamento e a diversificare i fornitori di gas naturale sui mercati europei. Il progetto TAP prevede inoltre la possibilità di invertire il flusso del gas.

In Italia, vedi Figura 2, il sistema consiste:

- in una condotta offshore lunga circa 45 km, dal confine delle acque di giurisdizione italiane (al centro del Mare Adriatico) fino alla costa nazionale (KP_{of} 60,142 – KP_{of} 105,026, dove KP_{of} 0 è il punto di approdo albanese);
- in una condotta onshore lunga circa 7,965 km (KP 0,110 – KP 8,075). Dall'estremo a terra del tunnel all'origine del tratto onshore è previsto un tratto di 110 m di competenza offshore;
- un terminale di ricezione (di seguito, PRT) in prossimità di Melendugno, in provincia di Lecce, con una capacità iniziale nominale di 10 BCM (con possibilità di estensione fino a 20 BCM) di gas naturale all'anno (circa 1.190.000 metri cubi standard all'ora).

Il punto di intersezione tra il gasdotto offshore e quello onshore sarà ubicato 110 m a valle dell'ingresso del microtunnel corrispondente al KP_{of} 105,026 (fine della sezione offshore) e al KP 0,110 (inizio della sezione onshore).

 Trans Adriatic Pipeline	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	4 of 20



Figura 1: Trans Adriatic Pipeline – Visione d'insieme

Il progetto prevede inoltre l'installazione di un cavo a fibre ottiche (FOC), che consentirà la comunicazione tra il terminale di ricezione di TAP, all'interno del quale si troverà la sala di controllo, le stazioni di compressione in Albania e Grecia e le stazioni delle valvole di intercettazione installate lungo gli 871 km del gasdotto.

Il FOC verrà posato parallelamente al gasdotto per tutta la sua lunghezza (onshore e offshore) e sarà il principale strumento di comunicazione tra le stazioni del gasdotto.

La Figura 2 schematizza il progetto all'interno delle acque di giurisdizione italiana.

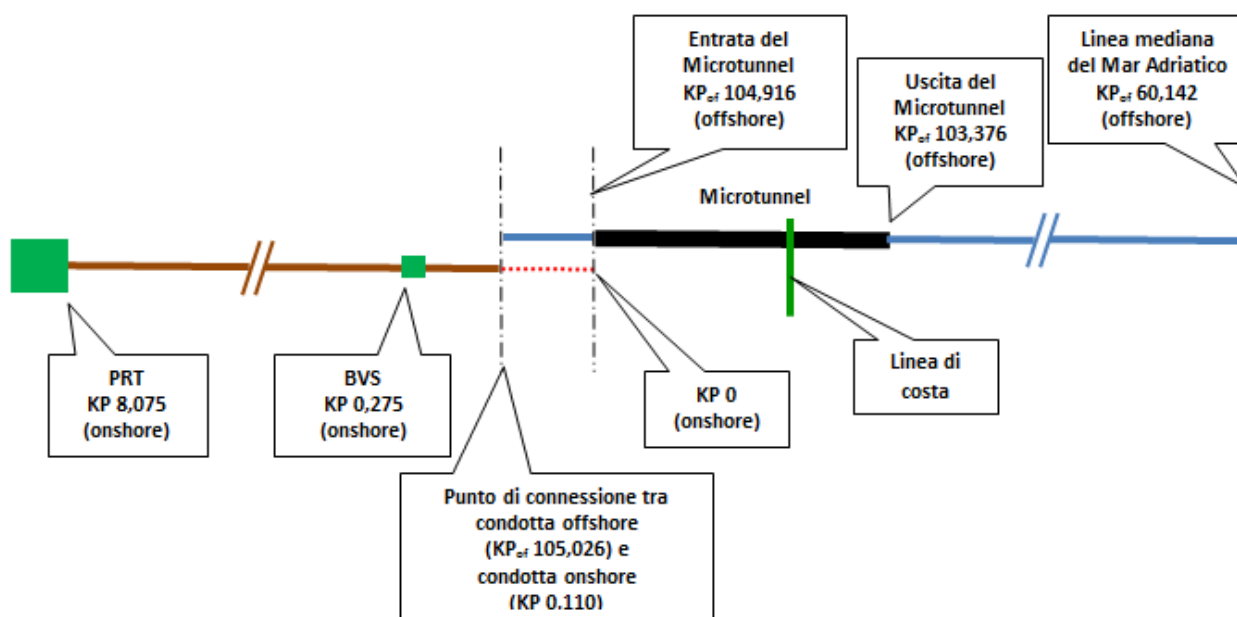


Figura 2: Schematizzazione del progetto TAP - Sezione italiana

 Trans Adriatic Pipeline	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	5 of 20

2 SCOPO DEL DOCUMENTO

Con riferimento alle prescrizioni A12 e A14, nel presente documento vengono richiamati i risultati principali delle analisi di rischio descritte nel documento al Rif./10/ e dell'analisi di stabilità della condotta all'azione dei carichi idrodinamici riportata nel Rif./11/.

In ottemperanza alla prescrizione A15, si raccoglie qui l'evidenza che i risultati dei suddetti documenti non richiedano misure supplementari di stabilizzazione o protezione della condotta.

 Trans Adriatic Pipeline	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
 SAIPEM	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	6 of 20

3 ABBREVIAZIONI E SIMBOLI

3.1 Abbreviazioni

Abbreviazione	Descrizione	Definition
CA	Sovraspessore di corrosione	Corrosion allowance
CWT	Spessore del calcestruzzo di appesantimento	Concrete Weighting Thickness
CCT	Spessore del rivestimento anti-corrosivo.	Corrosion Coating Thickness
DnV	Det Norske Veritas AS	Det Norske Veritas AS
FOC	Cavo a fibra ottica	Fiber Optic Cable
ID	Diametro interno	Internal Diameter
KP	Progressiva chilometrica tratto onshore	Kilometer point onshore section
KP _{of}	Progressiva chilometrica tratto offshore	Kilometer point offshore section
MG	Accrescimento marino	Marine Growth
MSL	Livello medio del mare	Mean Sea Level
MT	Micro-Tunnel	Micro-Tunnel
ND	Diametro nominale	Nominal Diameter
OD	Diametro esterno	External Diameter
SG	Densità relativa	Specific Gravity
SMYS	Tensione di snervamento	Specified Minimum Yield Strength
SMTS	Tensione di rottura	Specified Minimum Tensile Strength
TAP	Trans Adriatic Pipeline	Trans Adriatic Pipeline
WT	Spessore dell'acciaio	Wall Thickness
WD	Profondità	Water Depth
YRP	Periodo di ritorno in anni	Year Return Period

	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	7 of 20

3.2 Simboli

Simbolo	Descrizione	Definition
B	Spinta idrostatica sulla condotta per unità di lunghezza	Buoyancy action
D	Diametro esterno	Outside diameter
E	Modulo di elasticità	Young's modulus
f_y	Minima tensione di snervamento	Specified minimum yield strength
f_u	Minima tensione di rottura	Specified minimum tensile strength
H_s	Altezza d'onda significativa	Significant wave height
p_d	Pressione di progetto	Design pressure
T_p	Periodo di picco dell'onda	Wave peak period
U	Velocità della corrente	Current velocity
W_s	Peso sommerso della condotta	Pipe submerged weight
γ_{sc}	Fattore di resistenza per assegnata classe di sicurezza	Safety class resistance factor

	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	8 of 20

4 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

La documentazione di riferimento è costituita da:

- Norme, standard e riferimenti generali;
- Documenti di progetto
- Documenti di riferimento

Dove non espressamente indicato, si intende applicata l'ultima revisione.

4.1 Norme, Standards e documentazione generali

/1/ DNV OS F101	Submarine Pipeline Systems, August 2012
/2/ DNV RP-F109	On-bottom stability design of submarine pipelines, October 2010
/3/ DNV RP-C205	Environmental Conditions And Environmental Loads, October 2010
/4/ DNV-RP-F107	Risk Assessment of Pipeline Protection, October 2010
/5/ DNV-RP-F111	Interference between trawl gear and pipelines, Recommended practice, October 2010.
/6/ D.M., 17.04.2008 – for pipeline in Italy	Regola Tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opera e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0.8.
/7/ EN 1594	Gas supply systems – Pipelines for maximum operating pressure over 16 bar- Functional requirements, 2009
/8/ PARLOC 2001:	The update of loss of containment data for offshore pipeline”; June 2003.

4.2 Documenti di progetto

/9/ IAL00-SPF-000-A-TRE-0001	Progetto Definitivo – Italia
/10/ OPL00-SPF-200-G-TRX-0007	Analisi di rischio della condotta offshore - (prescrizione A12, DM0000223 del 11.09.2014)
/11/ OPL00-SPF-200-G-TRX-0011	Prescrizione A14 - Analisi di stabilità della condotta offshore

 Trans Adriatic Pipeline	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	9 of 20

5 SOMMARIO E CONCLUSIONI

Con riferimento alla prescrizione A12, concernente l'analisi di rischio, e alla prescrizione A14, riguardante la stabilità della condotta all'azione dei carichi idrodinamici, i risultati delle rispettive analisi effettuate nei documenti ai Rif. /10/ e /11/ sono stati richiamati nella sezione 7.

Si evidenzia quanto segue:

- nessun intervento di stabilizzazione e/o contenimento degli spostamenti laterali della condotta è richiesto dai requisiti di stabilità all'azione dei carichi idrodinamici in quanto questa è conseguita con l'appesantimento della condotta come definito nel Rif./11/ e riassunto nella sezione 7.2, nella Tabella 3 e nella Figura 3 di questo documento.
- nessun intervento di protezione della condotta è richiesto in base all'analisi di rischio effettuata nel Rif./10/ e richiamata nella sezione 7.1 di questo documento, perché la frequenza di rottura per carico accidentale è sempre al di sotto del valore di accettabilità definito negli standard DNV; le frequenze di accadimento ottenute per ogni evento incidentale che potrebbe porre un rischio per l'uomo, e per ogni categoria di rottura, sono sempre inferiori a 10^{-6} eventi/anno e gli scenari individuati sono tutti nella categoria degli eventi classificati come non credibili.

	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	10 of 20

6 PRESCRIZIONI

6.1 Prescrizione A12

Tenuto conto delle precedenti prescrizioni, tutte mirate alla minimizzazione dell'impatto ambientale sulle praterie di Posidonia e Cymodocea nodosa, e del fatto che nella zona in cui andrà collocata la condotta e il cavo a fibra ottica (ed in particolar modo lungo tutta la piattaforma continentale italiana che si estende sino a circa -125 m di profondità) si prescrive che in fase di progettazione esecutiva l'analisi di rischio, già effettuata dal Proponente, venga integrata con dettagliate analisi quantitative che tengano conto di tutti i possibili scenari accidentali causati da impatto e trascinamento di ancore, interferenza con attrezzature di pesca, malfunzionamento del sistema, interferenza con strutture di fondo quali dune di sabbia, faglie attive, ecc., residui bellici, errore umano, ecc. tenuto conto che la condotta, oltre la zona di transizione, sarà posata direttamente sul fondo marino senza ricopertura di materiale solido e con protezioni adeguate, attorno alla tubazione, esattamente come previsto dalle normative internazionali DnV RP-F107 "Risk Assessment of Pipeline Protection"; ciò in considerazione del fatto che il gasdotto in questione è escluso dal campo di applicazione del D.Lgs 334/99 ai sensi dell'art. 4, lett. d).

E' in ogni caso prescritto il pieno rispetto della normativa internazionale DnV-OS-F101 "Submarine Pipeline Systems" in cui è previsto che la probabilità di rottura della condotta sottomarina sia inferiore a $1 \cdot 10^{-5}$ /anno.

Tale integrazione si rende necessaria al fine di prevenire conseguenze negative sull'ambiente e sull'uomo, in caso di impatto accidentale con la condotta sottomarina e perdita di gas in fase di esercizio.

Oltre all'analisi di rischio di cui sopra dovrà essere prevista l'elaborazione di:

- un Piano di sicurezza
- un Piano di emergenza
- un Piano dei sistemi di controllo periodico

da far approvare alle rispettive autorità competenti. Tali Piani dovranno essere integrati da un'analisi degli effetti ambientali derivanti da eventuali malfunzionamenti e incidenti di rottura alla condotta, anche in considerazione della natura climalterante del gas metano.

6.2 Prescrizione A14

Tenuto conto delle precedenti prescrizioni, tutte mirate alla minimizzazione dell'impatto ambientale in un ambiente altamente sensibile, si prescrive altresì la redazione di una analisi di

	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	11 of 20

stabilità della condotta lungo tutta la piattaforma continentale italiana, estesa sino a -125 m di profondità in accordo alle normative internazionali DnV RP-F1 09 “On Bottom Stability Design of Submarine Pipelines” ed alle successive norme DnV RP E305 considerando gli effettivi periodi di ritorno a seconda che la condotta risulti completamente interrata (zona di transizione) o semplicemente posata sul fondo naturale.

6.3 Prescrizione A15

Qualora dalle analisi di rischio e di stabilità di cui sopra scaturiscano risultati non soddisfacenti è prescritto che in fase di progettazione esecutiva siano privilegiate soluzioni alternative di protezione/stabilizzazione della condotta consistenti nell’aumento degli spessori di acciaio o di gunite, nell’inghiaimento della condotta, nell’utilizzo di beole in calcestruzzo, materassi di protezione o altri sistemi simili posati a cavaliere della condotta sottomarina.

Tale eventuale diversa configurazione progettuale, se attuata, dovrà essere associata ad uno specifico approfondimento da sottoporre a Verifica di Assoggettabilità a VIA da parte del MATTM, che tenga conto di queste variazioni della ricomposizione finale dei fondali post-operam.

	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	12 of 20

7 RISULTATI

7.1 Prescrizione A12 – Analisi di Rischio

Durante la fase di ingegneria del Progetto TAP è stata svolta l'analisi di rischio, riportata nel riferimento /10/. Tale analisi è stata svolta in accordo agli standard internazionali DNV (in particolare DNV-OS-F101, DNV-RP-F107 e DNV-RP-F111, Rif. /1/, /4/ e /5/), normative sviluppate per la progettazione delle condotte a mare e quindi adeguate allo scopo di questa analisi di rischio. Pertanto la metodologia e gli argomenti analizzati sono stati sviluppati con l'obiettivo di soddisfare i requisiti riportati nella normativa DNV. Inoltre, sono state anche analizzate le frequenze degli eventi incidentali e le conseguenze degli eventi credibili sull'ambiente circostante.

L'analisi è stata sviluppata nei seguenti punti:

- Identificazione delle cause iniziatrici;
- Analisi delle interazioni con terze parti:
 - Caratterizzazione delle attività di pesca e del traffico navale,
 - Analisi delle frequenze di interazione,
 - Analisi dei danni della condotta,
 - Analisi delle interazioni con la pesca;
- Analisi di Rischio:
 - Determinazione delle frequenze di accadimento delle cause iniziatrici
 - Identificazione e determinazione delle frequenze di accadimento delle ipotesi incidentali,
 - Valutazione delle conseguenze.

Le cause iniziatrici individuate sono le seguenti:

- Sezione del gasdotto all'interno del micro-tunnel:
 - difetto di costruzione/rottura del materiale;
 - altro e sconosciuto;
- Sezione gasdotto offshore:
 - interferenze esterne da traffico navale;
 - interferenze esterne da attività di pesca;
 - corrosione;
 - difetto di costruzione/rottura del materiale;
 - rischi naturali (ad esempio tempeste, terremoti, ...);

	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	13 of 20

- altro e sconosciuto.

Tra le cause iniziatrici individuate per la condotta a mare quelle che devono soddisfare i requisiti della DNV per carichi accidentali sono interferenze esterne e gli eventi naturali caratterizzati da una frequenza di accadimento inferiore a 10^{-2} eventi/anno (le altre cause iniziatrici non ricadono sotto la definizione di carichi accidentali). La frequenza di rottura di tubazioni a causa di eventi naturali, in accordo a quanto riportato nel PARLOC (Rif./8/), è inferiore al valore soglia riportato nella DNV, per cui non sono necessarie misure di protezione supplementari.

L'analisi delle interazioni con terze parti è stata sviluppata per soddisfare i requisiti richiesti dalla DNV. In particolare è stata effettuata l'analisi di interazione con il traffico navale e con le attività da pesca.

I risultati ottenuti nello studio di interazione con il traffico navale sono riportati nella Tabella 1 e riassunti nei seguenti punti:

- Nella sezione del gasdotto caratterizzata dalla classe di sicurezza “Alta”, non è prevista nessuna interferenza con il traffico navale, poiché la condotta è all'interno del micro-tunnel. Pertanto, il target di frequenza di rottura per carico accidentale della DNV è rispettato e non sono necessarie misure di protezione supplementari.
- Nella sezione di gasdotto caratterizzata dalla classe di sicurezza “Media”, il valore massimo di frequenza di rottura è di $3.8 \cdot 10^{-6}$ eventi/km/anno al KP_{of} 84, essendo minore del target della DNV (i.e. $1 \cdot 10^{-5}$ eventi/km/anno per classe di sicurezza “Media”), non sono necessarie misure di protezione aggiuntive.
- Inoltre è stata individuata un'unica sezione critica che si estende da KP_{of} 83 a KP_{of} 96, tale sezione rappresenta la sezione di tubazione attraversata dal maggior numero di navi ed è caratterizzata da una frequenza di rottura pari a $4.1 \cdot 10^{-5}$ eventi/sezione/anno, minore del target della DNV (i.e. $1 \cdot 10^{-4}$ eventi/sezione/anno per classe di sicurezza “Media”). Pertanto non sono necessarie misure di protezione supplementari.
- Al fine di considerare anche l'andamento del traffico navale nei prossimi anni, sono state valutate anche le frequenze di attraversamento delle navi relative all'anno 2016. Anche in questo caso il valore massimo di frequenza di rottura (cioè $4.5 \cdot 10^{-5}$ eventi/km/anno al KP_{of} 84) è minore del target di frequenza di rottura per carico accidentale della DNV e non sono necessarie misure di protezione supplementari.

	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	14 of 20

I risultati ottenuti nello studio di interazione con l'attività di pesca sono i seguenti:

- Sono stati analizzati tre meccanismi di interazione delle attrezzature da pesca con la tubazione:
 - Impatto delle attrezzature da pesca con la tubazione;
 - Trascinamento e spostamento laterale della tubazione;
 - Agganciamento e spostamento verticale della tubazione.
- Lo scenario di carico di impatto non rappresenta una condizione critica per il gasdotto in quanto il tubo è capace di sostenere i carichi impattanti anche senza tener conto del contributo benefico del rivestimento di cemento;
- Nel caso si verifichi trascinamento e spostamento laterale della condotta, questo evento non compromette l'integrità della condotta sia per le sezioni appoggiate sul fondo marino che per quelle in campata.
- Lo scenario di aggancio e spostamento verticale non rappresenta un rischio per l'integrità della linea. Infatti una volta sollevato dal fondale marino il tubo tende ad instabilizzarsi nel piano orizzontale e a sganciarsi dal dispositivo di pesca, evitando ogni altra ulteriore sollecitazione al gasdotto.
- In conclusione, le interazioni tra la condotta e le attività di pesca sono state studiate secondo quanto richiesto nello standard DNV-RP-F111, tale studio ha evidenziato che un eventuale scenario di interazione del gasdotto con i dispositivi da pesca non induce rischi per l'integrità della condotta. Pertanto, nella valutazione complessiva dei rischi del gasdotto, la rottura a causa di urti, trascinamento o aggancio degli attrezzi da pesca non è considerata.

Il rispetto della normativa DNV in materia di carichi accidentali si esaurisce con i risultati dell'analisi delle interazioni con terze parti. La Tabella 2 riassume i carichi accidentali analizzati e i risultati ottenuti.

Nell'analisi di rischio sono stati identificati i possibili eventi incidentali (o ipotesi incidentali) che possono rappresentare un rischio per le persone e sono state valutate le relative frequenze di accadimento. Le frequenze di accadimento ottenute per ogni evento incidentale e per ogni categoria di rottura sono sempre inferiori a 10^{-6} eventi/anno, valore soglia tra gli eventi credibili e non credibili. Poiché tutti gli scenari individuati sono non credibili, l'analisi delle conseguenze non è stata svolta.

	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	15 of 20

7.2 Prescrizione A14 - Stabilità della condotta

L'analisi di stabilità orizzontale e verticale della condotta in accordo alla normative al Rif. /2/ è stata descritta in dettaglio nel Rif./11/.

La stabilità è ottenuta, sia per le condizioni temporanee che per quelle di esercizio, con l'applicazione sulla condotta, nelle zone in cui è richiesto, di calcestruzzo di appesantimento con caratteristiche adeguate.

La stabilità orizzontale è stata verificata per tutte le sezioni della condotta che rimangono esposte, sia in condizioni temporanee che di esercizio, utilizzando le opportune combinazioni di carichi idrodinamici in accordo al riferimento /2/.

Le analisi sono state effettuate per sezioni di rotta omogenee, caratterizzate da una specifica combinazione di:

- Spessore della parete in acciaio della tubazione.
- Carichi idrodinamici (onde e correnti).
- Profondità dell'acqua.
- Tipo di suolo.
- Condizioni di interramento.

La Tabella 3 mostra gli spessori di appesantimento selezionati ai fini della stabilità.

Si evidenzia come in nessun tratto siano richiesti interventi di interramento o di ancoraggio essendo sempre la stabilità conseguita con il semplice appesantimento della condotta.

Sempre in accordo al riferimento /2/ è stata anche verificata la stabilità verticale, che prescrive una $SG \geq 1.1$.

Per tutti i tubi appesantiti con calcestruzzo questa condizione è largamente verificata.

Per le sezioni non appesantite, con $WT=34\text{mm}$, la SG è 1.06. In questo caso la normativa al Rif. /2/ richiede che la probabilità che il tubo possa essere galleggiante, per qualunque combinazione delle variazioni dimensionali, sia sufficientemente bassa. In Rif. /11/ si è dimostrato che effettivamente, al variare delle dimensioni nell'ambito delle tolleranze ammesse non si verifica mai la condizione di galleggiamento e il minimo peso in acqua della condotta è di 0.255kN/m .

	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	16 of 20

8 TABELLE

Sezione del gasdotto	Classe di sicurezza	Sezioni critiche KP_{of}	Frequenza di rottura Valore soglia DNV	Frequenza di rottura Valore calcolato	Misure mitigative richieste
Dalla linea di costa a 500 m offshore	Alta	Nessuna	10^{-6} ev/km/anno o 10^{-5} ev/sezione/ anno	0 (condotta nel micro-tunnel)	Nessuna
Da 500 m offshore al limite delle acque italiane	Media	83 - 96	10^{-5} ev/km/anno o 10^{-4} ev/sezione/anno	$3.8 \cdot 10^{-6}$ ev/km/anno (valore massimo) $4.1 \cdot 10^{-5}$ ev/sezione/anno	Nessuna

Tabella 1: Risultati frequenza di rottura dovuta al traffico navale
(Estratta dal Rif./10/)

	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	17 of 20

Carico Accidentale	Frequenza massima di rilascio (ev/km/anno)	Protezione richiesta?	Note e Raccomandazioni
Navi che affondano	$1.57 \cdot 10^{-7}$	NO	Questi valori si riferiscono al KP_{of} 84 per cui la somma di tutti gli scenari incidentali relativi al traffico navale risulta massima
Oggetti che cadono	$3.67 \cdot 10^{-6}$	NO	
Ancore che cadono	$2.33 \cdot 10^{-12}$	NO	
Ancore che dragano	$4.14 \cdot 10^{-8}$	NO	
Nave che si incaglia sul fondale	0	NO	
TOTALE Interazione con traffico navale	$3.85 \cdot 10^{-6}$	NO	Include: Navi che affondano, Oggetti che cadono, Ancore che cadono, Ancore che dragano, Nave che si incaglia sul fondale.
Strutturali (es. espansione, rottura di una clampa, deformazione)	0	NO	Dati validi per tubazioni con Diametro > 16"
Pericoli Naturali	0	NO	
Fuoco/Esplosioni	0	NO	
Manutenzione	0	NO	
Errore Umano	0	NO	
Problemi Operativi	0	NO	
Altro ⁽¹⁾	$9.68 \cdot 10^{-6}$	NO	
Pesca con divergenti – impatto	Non calcolato, l'analisi è stata svolta in accordo alla normativa DNV-RP-F111 (Rif. /5/)	NO	KP_{of} esposti a pesca con divergente: da 76 a 102
Pesca con draga - impatto		NO	KP_{of} esposti a pesca con draga: da 98.5 a 103.5
Pesca con divergenti – Trascinamento e spostamento laterale		NO	KP_{of} esposti a pesca con divergente: da 76 a 102
Pesca con draga - Trascinamento e spostamento laterale		NO	KP_{of} esposti a pesca con draga: da 98.5 a 103.5
Pesca con divergenti – aggancio e spostamento verticale		NO	KP_{of} esposti a pesca con divergente: da 76 a 102
Pesca con draga - aggancio e spostamento verticale		NO	KP_{of} esposti a pesca con draga: da 98.5 a 103.5
NOTE: ⁽¹⁾ : riferito a carichi sconosciuti che hanno portato ad un rilascio (come riportato nel Rif. /8/).			

Tabella 2: Carichi accidentali per la condotta
(Estratta dal Rif./10/)

	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	18 of 20

da KP _{of} [km]	a KP _{of} [km]	WT [mm]	CWT [mm]	Densità del calcestruzzo	Condizione della condotta	Interventi supplementari per stabilità
60.142	79.280	34	0	N/A	Appoggiata sul terreno	N/A
79.280	79.398	34	55	3050kg/m ³		
79.398	91.300	20.6	70			
91.300	97.396	20.6	55			
97.396	101.100	23.8	55			
101.100	103.150	23.8	85			
103.150	103.288	34	105	3400kg/m ³	Appoggiata sul terrapieno	
103.288	103.376	34	55		Appoggiata sul fondo della trincea di ingresso al microtunnel	
103.376	105.040	34	0	N/A	Nel microtunnel	

Tabella 3: - Distribuzione degli spessori di acciaio e appesantimento
(Estratta dal Rif./11/)

	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	19 of 20

9 FIGURE

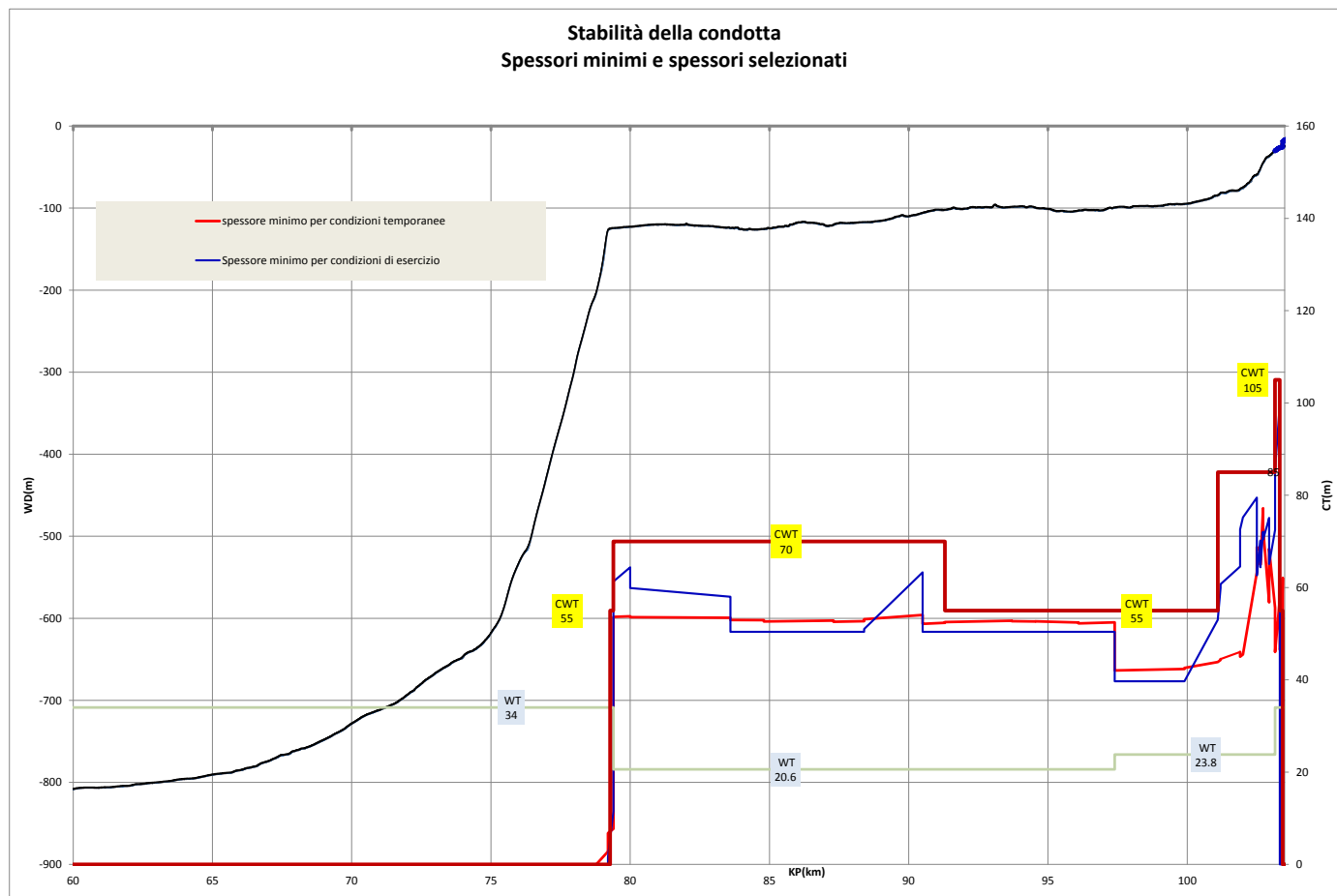


Figura 3 - Spessori di appesantimento – Acque di giurisdizione italiana
(Estratta dal Rif./11/)

 Trans Adriatic Pipeline	TAP AG Doc. no.:	OPL00-SPF-200-G-TRX-0026	Rev. No.:	1
	Doc. Title:	Prescrizione A15 Verifica di Ottemperanza	Page:	20 of 20

10 REGISTRO DELLE REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione
IR	26/08/2016	Emissione per verifica disciplinare interna
A	31/08/2016	Emissione per revisione
0	26/01/2017	Emissione per Informazione
1	30/10/2017	Ri-Emissione per Informazione