

Brindisi LNG S.p.A.

Brindisi, Italia

Terminale GNL di Brindisi

Studio di Impatto
Ambientale
Quadro di Riferimento
Progettuale



Brindisi LNG S.p.A. Brindisi, Italia

Terminale GNL di Brindisi

**Studio di Impatto
Ambientale
Quadro di Riferimento
Progettuale**

Preparato da	Firma	Data			
Lorenzo Facco		14 Gennaio 2008			
Verificato da	Firma	Data			
Claudio Mordini		14 Gennaio 2008			
Paola Rentocchini		14 Gennaio 2008			
Approvato da	Firma	Data			
Roberto Carpaneto		14 Gennaio 2008			
Rev.	Descrizione	Preparato da	Verificato	Approvato	Data
0	Prima Emissione	LFA	CSM/PAR	RC	Gennaio 2008

INDICE

	<u>Pagina</u>
1 INTRODUZIONE	1
2 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA A PROGETTO	3
2.1 NATURA DEI SERVIZI OFFERTI	3
2.2 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	4
2.3 CARATTERISTICHE DEL GAS IMPORTATO	4
2.4 CARATTERISTICHE DELLE NAVI PER TRASPORTO GNL	5
2.5 AREE DI CANTIERE	5
2.6 ANALISI COSTI BENEFICI	5
3 DESCRIZIONE DEL PORTO DI BRINDISI	8
3.1 AREA PORTUALE	8
3.1.1 Porto Interno	8
3.1.2 Porto Medio	9
3.1.3 Porto Esterno	9
3.2 SETTORI DI ATTIVITÀ	10
3.2.1 Settore Commerciale	10
3.2.2 Settore Passeggeri	11
3.3 SINTESI DEI TRAFFICI	11
4 DESCRIZIONE DELL'AREA INDUSTRIALE DI BRINDISI	12
4.1 PETROLCHIMICO	12
4.2 POLO ENERGETICO	13
4.2.1 Centrale Edipower	13
4.2.2 Centrale EniPower	14
4.2.3 Centrale Enel "Federico II"	14
5 CONTESTO ENERGETICO DI RIFERIMENTO: IL MERCATO DEL GAS NATURALE	15
5.1 MERCATO EUROPEO DEL GAS NATURALE, SITUAZIONE ATTUALE E IPOTESI DI SVILUPPO	15
5.1.1 Situazione Attuale	15
5.1.2 Prospettive della Domanda di Gas	15
5.1.3 Rete Transeuropea del Gas e Progetti Prioritari	16
5.2 ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA	16
5.2.1 Quadro Energetico Nazionale	17
5.2.2 Domanda di Gas Naturale	18
5.2.3 Dinamiche del Mercato del Gas per il Lungo Periodo: lo Scenario Tendenziale	20
5.2.4 Copertura del Fabbisogno Nazionale di Gas Naturale	22
5.2.5 Considerazioni Correlate alla Copertura del Fabbisogno Nazionale	23
5.3 IL MERCATO DEL GNL	24
5.4 IL PROGETTO E IL SUO CONTRIBUTO ALLA COPERTURA DELLA DOMANDA	26
5.5 CONSIDERAZIONI AMBIENTALI CORRELATE ALL'UTILIZZO DI GAS NATURALE	28
6 REGIME NORMATIVO E VINCOLISTICO	31
6.1 NORMATIVA NAZIONALE E REGIONALE DI CARATTERE AMBIENTALE	31

6.2	NORME INTERNAZIONALI DI RIFERIMENTO PER LA PROGETTAZIONE	31
7	MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI E ANALISI DELLE ALTERNATIVE	32
7.1	TIPOLOGIA DI OPERA	32
7.2	LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO ON-SHORE	33
7.2.1	Motivazione della Scelta di Localizzazione	33
7.2.2	Alternative di Localizzazione del Terminale	34
7.3	LOCALIZZAZIONE E ORIENTAMENTO DEL PONTILE	37
7.3.1	Localizzazione del Pontile	37
7.3.2	Orientamento del Pontile	46
7.4	SCELTE STRUTTURALI E DI PROCESSO	47
7.4.1	Serbatoio di Stoccaggio	47
7.4.2	Vaporizzatori	48
7.4.3	Prelievi e Scarichi a Mare delle Acque per la Vaporizzazione del GNL	49
7.4.4	Disinfezione dell'Acqua di Vaporizzazione	52
8	CARATTERISTICHE DEL TERMINALE DI RIGASSIFICAZIONE	62
8.1	DESCRIZIONE DEL PROCESSO	63
8.2	SISTEMA DI RICEVIMENTO E SCARICO DELLE METANIERE	63
8.2.1	Nuovo Pontile per Navi Metaniere	63
8.2.2	Descrizione del Sistema di Ricevimento e Scarico	64
8.2.3	Sequenza Operativa di Scarico delle Navi GNL	65
8.3	SERBATOI DI STOCCAGGIO	65
8.4	SISTEMA PER LA GASSIFICAZIONE DEL GNL E INVIO ALLA RETE	67
8.4.1	Capacità di Rigassificazione	67
8.4.2	Pompe Interne ai Serbatoi di GNL	67
8.4.3	Ricondensatore	68
8.4.4	Invio del GNL dai Serbatoi ai Vaporizzatori – Pompe ad Alta Pressione	68
8.4.5	Vaporizzatori e Sistema Acqua Mare	68
8.4.6	Invio del Gas Naturale alla Rete Nazionale	69
8.4.7	Torcia	69
8.5	MTD/BAT APPLICATE AL TERMINALE	70
8.5.1	Sistema di Ricevimento e Stoccaggio GNL	71
8.5.2	Rigassificazione GNL e Invio GN alla Rete	71
8.5.3	Sistema di Raccolta e Trattamento delle Acque Reflue	72
9	TEMPI E FASI DEL PROGETTO	74
9.1	ATTIVITÀ DI PROGETTO E RELATIVA TEMPSTICA	74
9.2	PREPARAZIONE DEL SITO E REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO	74
9.2.1	Riempimento a Mare	74
9.2.2	Serbatoi di Stoccaggio	75
9.2.3	Predisposizione dell'Area Impianti a Terra	76
9.2.4	Pontile	76
9.3	PRECOMMISSIONING	76
9.4	COMMISSIONING E AVVIAMENTO DELL'IMPIANTO	77

9.5 FASE DI ESERCIZIO E DISMISSIONE DEL TERMINALE	78
10 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE	80
10.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA	80
10.1.1 Fase di Realizzazione	80
10.1.2 Fase di Esercizio	81
10.2 EMISSIONI SONORE	84
10.2.1 Fase di Realizzazione	84
10.2.2 Fase di Esercizio	85
10.3 PRELIEVI IDRICI	85
10.3.1 Fase di Realizzazione	85
10.3.2 Fase di Esercizio	86
10.4 SCARICHI IDRICI	86
10.4.1 Fase di Realizzazione	86
10.4.2 Fase di Esercizio	87
10.5 PRODUZIONE DI RIFIUTI	88
10.5.1 Fase di Realizzazione	88
10.5.2 Fase di Esercizio	89
10.6 UTILIZZO DI MATERIE PRIME E RISORSE NATURALI	90
10.6.1 Fase di Realizzazione	90
10.6.2 Fase di Esercizio	92
10.7 TRAFFICO MEZZI (TERRESTRI E MARITTIMI)	93
10.7.1 Fase di Realizzazione	93
10.7.2 Fase di Esercizio	95
11 PROVVEDIMENTI PROGETTUALI PER LA MITIGAZIONE E LA COMPENSAZIONE DELL'IMPATTO DELL'INTERVENTO	96
11.1 MISURE DI OTTIMIZZAZIONE PER L'INSERIMENTO DELL'OPERA NEL TERRITORIO E NELL'AMBIENTE	96
11.2 MISURE DI COMPENSAZIONE DEGLI IMPATTI	97
11.3 PROGRAMMA DI BONIFICA E RIPRISTINO AMBIENTALE A FINE ESERCIZIO	98
12 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA	99
12.1 SINTESI DELL'ANALISI DI RISCHIO DEL TERMINALE	99
12.1.1 Risultati dell'Analisi di Rischio	99
12.1.2 Misure di Sicurezza e Prevenzione Adottate	99
12.2 SINTESI DELLA VALUTAZIONE DEI RISCHI MARITTIMI	101
13 MISURE DI GESTIONE E CONTROLLO IN FASE DI ESERCIZIO	103
13.1 CONTROLLO ED ANALISI DEGLI EFFLUENTI	103
13.2 SCHEMA DI PIANO PRELIMINARE DI MONITORAGGIO AMBIENTALE	104
13.3 SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE (CERTIFICAZIONE ISO 14001)	104
APPENDICE A: VALUTAZIONE DELL'UBICAZIONE DELLO SCARICO (WALLINGFORD,2007)	
APPENDICE B: NOTA A CURA DI BRINDISI LNG SU PRESCRIZIONI MATT	
APPENDICE C: COMUNICAZIONE DEL MINISTERO DELL'INTERNO, CORPO NAZIONALE VIGILI DEL FUOCO, ISPettorato REGIONALE PUGLIA CON PROTOCOLLO NO. 6450	
APPENDICE D: SCHEMA DI PIANO PRELIMINARE DI MONITORAGGIO AMBIENTALE	

Si noti che nel presente documento i valori numerici sono stati riportati utilizzando la seguente convenzione:

separatore delle migliaia = virgola (,)

separatore decimale = punto (.)

ELENCO DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Titolo</u>
6.1	Normativa Nazionale di Riferimento in Materia Ambientale
6.2	Normativa Regionale (Puglia) di Riferimento in Materia Ambientale

ELENCO DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Titolo</u>
1.1	Inquadramento Territoriale
2.1	Localizzazione del Terminale GNL
2.2	Planimetria dell'Impianto, Terminale e Pontile
2.3	Planimetria dell'Impianto, Area Stoccaggio e Rigassificazione
3.1	Corografia del Porto di Brindisi
5.1	Rete di Metanodotti di Trasporto, Ottobre 2006
5.2	Rete di Metanodotti di Trasporto, Ottobre 2006, Dettaglio
7.1	Analisi delle Alternative, Localizzazione del Pontile
7.2	Motivazioni Tecniche delle Scelte Progettuali, Orientamento del Pontile e Distanze di Sicurezza
7.3	Analisi delle Alternative, Localizzazione del Punto di Scarico delle Acque di Rigassificazione
8.1	Schema Generale di Processo
8.2	Sezione Tipica Serbatoi GNL
10.1	Flussi in Ingresso e in Uscita
10.2	Localizzazione delle Sorgenti Sonore

**RAPPORTO
STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE
TERMINALE GNL DI BRINDISI**

1 INTRODUZIONE

La Società Brindisi LNG S.p.A. è la società costituita da BG Group e deputata alla costruzione e alla gestione del Terminale di Rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto (Terminale GNL) di Brindisi. Il Terminale sarà ubicato a Capo Bianco, un'area sita nel porto esterno industriale di Brindisi.

L'impianto, che sarà realizzato per garantire una capacità di movimentazione di 8 miliardi di Sm³/anno di gas, prevede la realizzazione di:

- il Terminale GNL, principalmente costituito da due serbatoi di stoccaggio del GNL della capacità di 160,000 m³ ciascuno e dai vaporizzatori ad acqua di mare. Gli impianti saranno tutti ubicati sulla nuova colmata di Capo Bianco (parzialmente già realizzata);
- il pontile per le navi metaniere, radicato sulla nuova colmata.

Non sono oggetto del presente studio:

- la zona trappole e il metanodotto di collegamento alla Rete Nazionale dei Gasdotti (oggetto di procedura di VIA regionale, proponente Snam Rete Gas);
- la cabina di consegna e l'elettrodotta di collegamento alla rete A.T. esterna al sito, la cui autorizzazione (anche per gli aspetti ambientali, se previsti dalla normativa) e realizzazione sarà a cura di terzi.

Il presente documento costituisce il “**Quadro di Riferimento Progettuale**” dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) dell'opera e fornisce la descrizione del progetto e delle soluzioni adottate sulla base degli studi effettuati nonché i rilasci nell'ambiente e le interazioni dell'opera con l'ambiente e il territorio. Inoltre riassume le ragioni che hanno guidato la definizione del progetto e descrive le motivazioni tecniche delle scelte progettuali ed i provvedimenti adottati per migliorare il suo inserimento nell'ambiente.

In particolare il Quadro di Riferimento Progettuale si articola come segue:

- il Capitolo 2 illustra le caratteristiche generali dell'opera e l'analisi costi benefici;
- i Capitoli 3 e 4 descrivono, rispettivamente, il porto di Brindisi e l'area industriale;
- il Capitolo 5 riporta un'analisi relativa al grado di copertura della domanda e dell'offerta del gas naturale e le ipotesi di evoluzione del rapporto domanda/offerta, nonché il sistema di approvvigionamento del gas naturale in Italia con riferimento alla situazione attuale e alle linee future di sviluppo;
- il Capitolo 6 presenta le norme e le disposizioni a livello regionale e nazionale applicabili al progetto, nonché le norme di riferimento per la progettazione;

- il Capitolo 7 riporta le motivazioni che hanno portato ad effettuare le scelte progettuali relative a:
 - tipologia di opera,
 - localizzazione dell'impianto on-shore,
 - localizzazione e orientamento del pontile,
 - scelte strutturali e di processo (serbatoi di stoccaggio, vaporizzatori, ecc.);
- nel Capitolo 8 sono descritte le caratteristiche del Terminale GNL, anche con riferimento all'applicazione delle Best Available Techniques (BAT);
- nel Capitolo 9 è presentata l'articolazione delle attività di realizzazione dell'opera;
- nel Capitolo 10 è presentato il quadro complessivo delle interazioni dell'opera con l'ambiente e il territorio sia durante la costruzione sia durante la fase di esercizio;
- nel Capitolo 11 sono descritti i provvedimenti progettuali per la mitigazione e la compensazione dell'impatto dell'intervento;
- il Capitolo 12 riporta alcune considerazioni in merito agli aspetti di sicurezza (prevenzione e principali risultati delle valutazioni di sicurezza effettuate);
- il Capitolo 13 riporta infine le misure di gestione e controllo che si prevede di adottare in fase di esercizio dell'impianto.

Il presente SIA è stato predisposto sulla base della documentazione di progetto messa a disposizione da Brindisi LNG a D'Appolonia. Tale documentazione è costituita dal Progetto del Terminale GNL, a firma dell'Ing. Simone Giardini (Brindisi LNG, 2008a)*, e da altra documentazione progettuale messa a disposizione da Brindisi LNG a D'Appolonia, i cui riferimenti sono riportati nell'apposita sezione presenta al termine del presente testo.

* I riferimenti sono riportati alla fine del testo.

2 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA A PROGETTO

Il presente capitolo delinea le caratteristiche generali dell'opera a progetto, in termini di natura dei servizi offerti, ubicazione del Terminale GNL e modalità operative e funzionali. È inoltre riportata una sintesi dell'analisi costi-benefici del progetto derivata dallo studio sull'impatto socio – economico del Terminale eseguito da Nomisma su incarico di Brindisi LNG.

2.1 NATURA DEI SERVIZI OFFERTI

Il progetto del Terminale di Brindisi prevede la realizzazione di un'opera che consenta di ricevere il Gas Naturale Liquido (GNL) proveniente da diversi fornitori presenti sul mercato internazionale (Brindisi LNG, 2008a). Il GNL verrà trasportato a Brindisi da navi metaniere e, dopo essere stato riportato in fase gassosa, verrà inviato alla rete nazionale di metanodotti.

Le opere a progetto devono poter garantire le seguenti operazioni:

- accosto e ormeggio delle navi metaniere;
- scarico delle navi metaniere e invio del GNL ai serbatoi di stoccaggio realizzati sul riempimento di Capo Bianco;
- stoccaggio del GNL;
- rigassificazione;
- invio del gas naturale, ottenuto mediante rigassificazione del GNL, alla rete nazionale di metanodotti.

L'opera, nel suo complesso, è composta dalle seguenti infrastrutture:

- un pontile dotato di:
 - sistemi di accosto e di ormeggio,
 - piattaforma di scarico del GNL contenuto nei serbatoi criogenici delle navi, raggiungibile tramite una via di accesso carrabile,
 - pipeline che consente l'invio del GNL dalla piattaforma ai serbatoi di stoccaggio;
- due serbatoi di stoccaggio del GNL;
- un sistema ad acqua di mare per la rigassificazione del GNL;
- un sistema di regolazione e controllo della pressione del gas naturale e un sistema di misura della portata prima della consegna a Snam Rete Gas;
- impianti ausiliari (antincendio, produzione aria compressa, ecc.).

L'impianto avrà una capacità di 6 milioni t/anno (corrispondenti a 8 miliardi m³/anno di gas immesso in rete) e sarà realizzato su un riempimento a mare (parzialmente completato) nel porto esterno di Brindisi.

2.2 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

Il Terminale GNL sarà ubicato nel porto esterno di Brindisi, in un'area denominata Capo Bianco, in prossimità del Molo Enichem a servizio dello stabilimento petrolchimico (Figura 2.1). L'area su cui è prevista la realizzazione del Terminale GNL è costituita da un riempimento a mare (parzialmente realizzato), di superficie pari a circa 150,000 m², al quale verrà radicato il pontile per l'accosto, l'ormeggio e lo scarico delle metaniere.

Complessivamente l'area occupata dal Terminale è pari a circa 140,000 m²; all'interno di tale area, come indicato dal lay-out di impianto riportato nelle Figure 2.2 e 2.3 (Brindisi LNG, 2008a), sono presenti:

- due serbatoi per lo stoccaggio del GNL;
- l'area di processo;
- l'area edifici;
- l'area torcia.

2.3 CARATTERISTICHE DEL GAS IMPORTATO

La composizione tipica del GNL che verrà ricevuto nel Terminale e la specifica di importazione sono riportate nella tabella seguente (Brindisi LNG, 2008a).

Parametro	Unita' di Misura	Miscela Leggera	Miscela Pesante	Miscela Pesante Pesante	Specifica di Importazione ⁽⁵⁾
Azoto	Mol%	0.010	0.107	0.551	< 1.3
Biossido di Carbonio	Mol%	0.010	0.008	0.000	-
Metano	Mol%	97.490	92.201	85.198	> 85.7
Etano	Mol%	2.320	5.445	7.725	< 8.8
Propano	Mol%	0.100	1.418	3.883	< 3.4
i-Butano	Mol%	0.040	0.395	2.541	< 0.95
n-Butano	Mol%	0.030	0.415	0.000	< 0.95
i-Pentano	Mol%	0.000	0.010	0.102	< 0.45
n-Pentano	Mol%	0.000	0.001	0.000	
Peso Molecolare	kg/kg.mol	16.430	17.566	19.41	-
Potere Calorifico Superiore (HHV) ⁽³⁾	MJ/Sm ³ ⁽¹⁾	38.553	40.797	44.248	-
	Btu/scf ⁽²⁾	1032.7	1092.9	1185.3	990 - 1095
Numero di Wobbe ⁽³⁾	MJ/Sm ³ ⁽¹⁾	51.143	52.331	53.982	
	Btu/scf ⁽²⁾	1370.0	1401.8	1446.0	1240 - 1410
Densità' GNL ⁽⁴⁾	kg/m ³	429 to 431	448 to 452	483 to 487	-
Punto di Rugiada Idrocarburi	1 - 80 barg	-	-	-	< -5.0°C
H ₂ S + COS (come S)	mg/Sm ³	-	-	-	< 4.74
Mercaptani (come S)	mg/Sm ³	-	-	-	< 1.9
Zolfo totale	mg/Sm ³	-	-	-	< 71
Mercurio	Ng/Sm ³	-	-	-	< 50

Note:

- 1) MJ/Sm³ misurati a temperatura 15°C e pressione 1.01325 bar.
- 2) Btu/scf misurati a temperatura 60°F e pressione 14.696 psia.
- 3) HHV e numero di Wobbe secondo British Standard 7859:1996.
- 4) Densità a temperature di bolla e pressione 101.325 kPa.
- 5) Specifica relativa al GNL proveniente dall'Egitto.

2.4 CARATTERISTICHE DELLE NAVI PER TRASPORTO GNL

Per l'approvvigionamento del GNL si utilizzano navi particolari dotate di serbatoi criogenici in grado di mantenere il GNL alle condizioni di temperatura pari a $-160.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ a pressione atmosferica, necessarie per il suo trasporto allo stato liquido. È previsto un traffico massimo di navi metaniere pari a 100 navi/anno (capacità nominale $140,000\text{ m}^3$).

Nella tabella sottostante sono riportate le principali caratteristiche dimensionali di 2 metaniere tipo adottate ai fini della progettazione del Terminale di Brindisi (Brindisi LNG, 2008a).

Parametro	Capacità Nave Metaniera	
	137,000m ³	165,000m ³
Lunghezza fuori tutto (LOA)	283.5 m	286.7 m
Lunghezza alle perpendicolari (LBP)	270.0 m	273.0 m
Larghezza	46.0 m	50.7 m
Pescaggio a pieno carico	10.8 m	11.0 m
Pescaggio in condizioni di ballast	9.0 m	9.0 m
Numero eliche	1	1
Diametro elica	7.5 m	7.5 m
Numero timoni	1	1
Eliche di prua	Si	Si

2.5 AREE DI CANTIERE

Le aree di cantiere sono identificate e descritte nel progetto del Terminale GNL, a firma dell'Ing. Simone Giardini (Brindisi LNG, 2008a).

2.6 ANALISI COSTI BENEFICI

Nel seguito sono riportate alcune considerazioni di sintesi (Nomisma, 2008) in merito all'analisi costi benefici del Terminale. Tali considerazioni sono derivate dallo studio di impatto socio – economico del Terminale GNL di Brindisi effettuato da Nomisma per Brindisi LNG, presentato integralmente in Appendice F del Quadro di Riferimento Ambientale.

“Gli scenari di crescita del fabbisogno energetico evidenziano il peso crescente del gas e del GNL quale opzione strategica nel panorama energetico mondiale e nazionale. Numerosi sono i fattori che rendono particolarmente attraente tale fonte, ma nel contesto attuale a costituire gli elementi di maggiore vantaggio sono soprattutto la maggiore compatibilità ambientale rispetto agli altri idrocarburi - il gas naturale è la fonte fossile più pulita e può sfruttare le tecnologie di generazione elettrica più efficienti, anche sotto il profilo dei costi – e la possibilità del trasporto alternativo, via mare in forma liquefatta, che realizza la diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico riducendo il grado di dipendenza dai pochi paesi produttori che esportano mediante pipeline e aumentando la sicurezza degli approvvigionamenti.

La realizzazione di terminali di importazione di GNL rappresenta un investimento strategico nel quadro delle politiche energetiche nazionali perché permette di conseguire importanti obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti, di sostenibilità ambientale e di apertura dei mercati. Infatti la possibilità di rifornirsi da paesi diversi riduce la dipendenza dai paesi produttori, la disponibilità di GNL favorisce l'aumento dell'uso del gas in sostituzione del petrolio e del carbone contribuendo a ridurre la quantità di emissioni da questi prodotte in linea con gli obiettivi del Protocollo di Kyoto, l'ingresso di nuovi operatori indipendenti nei

mercati energetici nazionali permette lo sviluppo di un'effettiva concorrenza e la riduzione dei costi sul mercato delle vendite finali. Infine il terminale contribuisce allo sviluppo del sistema delle infrastrutture energetiche nazionali.

La reale capacità di approvvigionamento tuttavia dipende anche dalla disponibilità attuale di contratti di acquisto presso gli impianti di liquefazione, che sono in corso di ampliamento ma che rimangono controllati da un numero limitato di paesi. Pertanto, rimangono irrisolte alcune incertezze sulla reale capacità operativa che potrà essere installata in Italia.

La disponibilità di un portafoglio di approvvigionamento, di riserve di gas e di capacità di liquefazione già in possesso del gruppo Brindisi LNG conferisce alla realizzazione dell'impianto di rigassificazione di Brindisi un valore strategico importante nello scenario di concorrenza che si delinea nel settore della produzione e distribuzione del GNL.

La realizzazione dell'impianto nell'area di Brindisi consente di fornire un contributo economico importante alle performance del sistema economico locale, che nell'ultimo decennio ha visto un trend negativo del valore aggiunto provinciale ad un tasso medio di crescita del -0,42% e il calo della produttività sia nel settore industriale che dei servizi, frutto di un ristagno nell'attività di investimento sul territorio e di una fase di progressivo disinvestimento.

La realizzazione del rigassificatore non risolve i problemi, però contribuisce a: sostenere la riqualificazione dei traffici e l'ampliamento della dimensione organizzativa del porto, da diversi anni in forte difficoltà; rafforzare i settori trainanti e della specializzazione dell'economia provinciale; incrementare la produttività complessiva del sistema produttivo locale; sviluppare il potenziale di sviluppo del sistema manifatturiero e dei servizi alle imprese del territorio.

Gli scenari di impatto sono stati realizzati con l'obiettivo di contestualizzare l'investimento della costruzione del rigassificatore all'interno della programmazione delle politiche pubbliche per la provincia di Brindisi. Entro questo periodo l'impianto sarà senz'altro realizzato.

In assenza di ostacoli ed impedimenti all'attività di costruzione i tempi previsti per la conclusione dei lavori dell'impianto indicano nel 2010 la data ultima.

Ai fini della costruzione degli scenari 1 e 1a, la data di conclusione dei lavori per la costruzione è indifferente purché si collochi all'interno del periodo di programmazione della spesa pubblica per lo sviluppo della provincia di Brindisi.

Viceversa per la costruzione dello scenario A, relativo agli effetti sull'economia del territorio della presenza delle attività a regime dell'impianto di rigassificazione, si è rivelato necessario individuare come primo anno utile quello in cui si fossero esauriti gli effetti dell'investimento sia pubblico che privato legato alla costruzione del rigassificatore. Tale anno è stato individuato nel 2014.

L'investimento complessivo di circa 500 mln di euro rappresenta una positiva eccezione in un contesto in cui la capacità di attrazione di investitori stranieri rimane scarsa per molte ragioni tra cui ricordiamo in particolare la certezza delle regole e il peso della burocrazia, fattori rilevanti nella scelta dei mercati di investimento che mettono a dura prova la credibilità delle amministrazioni pubbliche. Il valore dell'investimento ricade in buona parte sul territorio: nella fase di costruzione il sistema locale potrebbe concretamente essere assegnatario diretto di circa 200 mln di euro in attività del settore costruzioni, impiantistica

e carpenteria metallica, e nel settore dei servizi alle imprese (di ingegneria, di dettaglio e di processo).

L'effetto di occupazione aggiuntiva negli scenari in cui si esplicita l'attività di investimento per la costruzione del rigassificatore (Scenario 1 e Scenario 1a) è pari rispettivamente a 4452 e 4933 addetti, corrispondenti a 1113 e 1233 addetti in più ogni anno. Tale dato messo in relazione all'aumento della domanda finale mostra la crescita significativa del valore aggiunto per addetto che rappresenta la produttività dell'economia territoriale.

Nella fase di operatività a regime dell'impianto lo studio ha evidenziato un contributo stabile alla crescita del prodotto interno lordo locale pari al 15% dell'attuale tasso di crescita. L'impatto economico sul territorio, data la natura stessa dell'attività svolta, è inferiore a quello registrato nella fase di costruzione, comunque la domanda finale indotta nel sistema ammonta a circa 10 milioni di euro, a prezzi costanti ogni anno. Il moltiplicatore generale dell'impianto a regime è calcolato in 1,417, inferiore a quello calcolato per la fase di costruzione, ma sempre superiore a quello riferito allo scenario base. A regime risulta rilevante l'impatto diretto sull'economia portuale: sommando le entrate del porto derivate dal maggiore traffico di navi e dalla maggiore presenza di merci nel sistema portuale di Brindisi si ottiene il valore complessivo delle nuove entrate collegate all'attività del rigassificatore pari a circa 7,5 mln di euro. I risultati dello scenario a regime indicano che l'occupazione indotta dall'attività del rigassificatore è di 405 unità costituite da 60 dipendenti diretti, 124 dipendenti del porto e 221 addetti aggiuntivi nelle attività indotte dal rigassificatore. Queste ultime sono in parte (121 unità) nel settore dei servizi e in parte (90 unità) nel settore industriale. Il dato più importante tuttavia è che il tasso di produttività indotto dalla presenza dell'attività del rigassificatore nella sua operatività a regime è in grado di far crescere la produttività del sistema economico brindisino del 2,5% rispetto al dato generale registrato nel 2006.

Il risultato finale indica che il 2014, preso a riferimento come primo anno dell'attività a regime del rigassificatore per le ragioni sopra esposte, vedrebbe il prodotto interno lordo provinciale ad un livello compreso fra i 6.493,6 milioni di euro e i 6.508,9 milioni di euro a prezzi costanti, contro un valore previsto compreso fra i 5.398,3 milioni (senza investimenti pubblici) e i 6.349,9 milioni (con investimenti pubblici). Applicando all'economia del territorio il tasso di crescita previsto con le attività di investimento illustrati nei tre scenari discussi nel presente lavoro, si raggiungerebbe un livello di crescita che sarebbe dell'1,75% nell'ipotesi che si realizzassero solo gli investimenti previsti nella programmazione delle politiche pubbliche, mentre il tasso di crescita sarebbe del 2% se a questo si associasse anche l'investimento per la costruzione del rigassificatore, a dimostrazione che le difficoltà strutturali dell'economia della provincia risiedono nella bassa propensione alla realizzazione di investimenti di incremento di attività produttive.

Infine, la possibilità di usare l'energia generata dal funzionamento del rigassificatore nell'industria del freddo, a costi competitivi, risulta senz'altro un'opportunità da valutare nel merito anche alla luce delle politiche di sviluppo per l'area di Brindisi. Tra le applicazioni possibili quella del suo utilizzo nel settore agroalimentare e agroindustriale risulta più immediata in considerazione del ruolo dell'agricoltura nell'economia del territorio. La posizione strategica può costituire un significativo punto di riferimento del settore distributivo del settore alimentare in considerazione del vantaggio competitivo dato dalla possibilità del trasporto combinato strada/rotaia/mare esistente”.

3 DESCRIZIONE DEL PORTO DI BRINDISI

Il Porto di Brindisi trova la sua collocazione in una notevole insenatura naturale che si apre tra le Isole Pedagne e l'Isola di S. Andrea e che si estende in direzione Sud Ovest - Nord Est per circa 3.25 km, con una superficie d'acqua complessiva di circa 630 ha. La corografia dell'area portuale è presentata in Figura 3.1.

L'ambito della circoscrizione dell'Autorità Portuale di Brindisi, fissato con Decreto del Ministro dei Trasporti e della Navigazione, si sviluppa dalla radice della diga di Bocche di Puglia sino a Capo Bianco. Il bacino portuale è protetto a Nord della diga di Punta Riso.

Nella sua struttura essenziale il porto si articola in tre zone ben specificate ed individuabili:

- il porto interno, che coincide con il porto storico e i suoi due seni, di Levante e di Ponente;
- il porto medio nel quale si sviluppano, a Sud, le banchine di Costa Morena e Punta delle Terrare, mentre a Nord, nel bacino di Bocche di Puglia, insiste l'area destinata alla cantieristica ed al diporto nautico;
- il porto esterno, che si sviluppa dall'isola di Sant'Andrea e dalla diga di Costa Morena sino alle Isole Pedagne, caratterizzato dalle strutture portuali utilizzate dagli insediamenti industriali dei poli chimico ed energetico presenti nel territorio. In tale zona sarà realizzato il Terminale GNL. Nel settore orientale dell'area di Capo Bianco sarà inoltre realizzato il riempimento a mare necessario all'installazione del nuovo deposito carburanti della marina militare (Area POL).

Nel seguito viene riportata una descrizione sintetica dei tre bacini portuali, come riportata nel sito internet dell'Autorità Portuale di Brindisi (Autorità Portuale di Brindisi, 2007a).

3.1 AREA PORTUALE

3.1.1 Porto Interno

Il porto interno è formato da due lunghi bracci che cingono la città a Nord e ad Est e che prendono rispettivamente il nome di "seno di Ponente" e "seno di Levante". La superficie è pari a 727,000 m². Nel porto interno sono presenti 10 banchine, le cui caratteristiche principali sono sintetizzate nella seguente tabella (Autorità Portuale di Brindisi, 2007a):

Denominazione Banchina	Lunghezza [m]	Pescaggio massimo (m)	Altezza dal livello medio del mare (m)
Santa Apollinare	90	7	1.6
Punto Franco	270	9	1.7
Feltrinelli	222	6.5	1.7
Vecchia Rampa	140	6	1.8
Nuova Rampa	150	7	1.7
Carbonifera Nord	126	9	1.3
Carbonifera Sud	180	9	1.4
Stazione Marittima	150	8.5	1.3
Dogana	150	7	1.2
Banchina Centrale	318	7	1.1

Lungo lo banchina Punto Franco sorgono Silos con capacità recettiva di 27,000 t di granaglie asciutte, con relative attrezzature specializzate per l'imbarco dei prodotti.

3.1.2 Porto Medio

Il porto medio è formato dallo specchio acqueo che precede il canale di accesso al porto interno (Canale Pigionati); il seno Bocche di Puglia ne forma il bacino settentrionale. La superficie è pari a 1,200,000 m². Nel porto medio sono presenti 7 banchine, le cui caratteristiche principali sono sintetizzate nella seguente tabella (Autorità Portuale di Brindisi, 2007a).

Denominazione Banchina	Lunghezza [m]	Pescaggio massimo (m)	Altezza dal livello medio del mare (m)
Costa Morena (Diga)	500	12.19	3.5
Costa Morena (Riva)	300	8.5	3
Nuovo Sporgente (lato Riva)	150	8.5	3
Nuovo Sporgente (Ipem)	200	8.5	3
Prolungamento Nuovo Sporgente	500	12.5	2.5
Costa Morena (Terrare)	80	8.8	1.5
Costa Morena (Terrare Punta)	60	8.8	1.5

Il porto medio è principalmente destinato alle attività commerciali. Sulle banchine di Costa Morena insistono piazzali per 300,000 m². Lungo la diga di Costa Morena si sviluppa il sistema, a mezzo nastro e pipeline, per lo sbarco dei prodotti destinati all'alimentazione delle Centrali Termoelettriche di Brindisi Sud e Nord. Nella parte occidentale di Costa Morena (area Terrare) sono operative banchine per il traffico ro-ro, con possibilità di ormeggio contemporaneo di cinque navi. Nel porto medio sono presenti impianti destinati allo sbarco di gas e cemento.

3.1.3 Porto Esterno

Il porto esterno è limitato a Sud dalla terraferma, a levante dalle isole Pedagne, a ponente dall'isola S.Andrea, dal molo di Costa Morena e, a Nord, dalla diga di Punta Riso. La superficie è pari a 3,000,000 m². Nel porto esterno sono presenti 3 banchine, le cui caratteristiche principali sono sintetizzate nella seguente tabella (Autorità Portuale di Brindisi, 2007a).

Denominazione Banchina	Lunghezza [m]	Pescaggio massimo (m)	Altezza dal livello medio del mare (m)
Polimeri Europa (sezione 5)	104	5.2	1.9
Polimeri Europa (sezione 7)	181	7	1.9
Polimeri Europa (sezione 12)	210	9.15	2

Il porto esterno ha vocazione principalmente industriale e in esso sono installate le strutture destinate allo sbarco dei prodotti destinati agli stabilimenti del polo industriale chimico. Nella parte Nord è inoltre presente la diga di Punta Riso, che disponendo di fondali di 20 metri offre la possibilità di ormeggio per operazioni di allibo.

3.2 SETTORI DI ATTIVITÀ

In questo paragrafo è riportata una descrizione generale delle attività del porto di Brindisi, con riferimento particolare ai settori commerciale e passeggeri

3.2.1 Settore Commerciale

I dati concernenti le merci movimentate nel porto di Brindisi sono connessi alle attività dei settori industriali retrostanti le aree portuali. La movimentazione di merci alla rinfusa, al netto dei prodotti chimici e dei gas, è da tempo stabilizzata sull'ordine dei 10 milioni di t/anno. Di queste, ben 7 milioni di tonnellate sono rappresentate dallo sbarco di carbone destinato all'alimentazione delle due Centrali Termoelettriche di Cerano (Enel) e di Costa Morena (Edipower), mentre ulteriori 370,000 t sono costituite sempre da prodotti derivanti dai processi di combustione dello stesso minerale fossile, vale a dire ceneri e gessi. Si è attestata a circa 2 milioni di t/anno la movimentazione di rinfuse liquide non alimentari, mentre ammonta a circa 230,000 t/anno la movimentazione di rinfuse liquide alimentari, in gran parte costituite da olio vegetale. Più o meno stabile è la fetta di traffico merci costituita dalle rinfuse solide alimentari (cereali) che rappresentano un valore di poco superiore alle 85,000 t/anno. Ancora residuale, rispetto alle potenzialità dello scalo, è il traffico di merci trasportate in contenitori e trailers che non superano le 125,000 t/anno, per un numero di pezzi movimentati non superiore a 65,000 unità di carico.

Nella seguente tabella è riportato il totale delle merci movimentate per categoria negli anni 2005-2006 (Autorità Portuale di Brindisi, 2007b).

Categoria	Anno 2005	Anno 2006	Differenza % con l'anno precedente
Prodotti chimici (t)	33,713	54,439	61.48
Gas liquidi alla rinfusa (t)	698,614	638,590	-8.59
Totale rinfuse ⁽¹⁾ (t)	9,066,208	9,680,444	6.77
Totale merci varie in colli	89,695	124,228	38.5
Totale movimentato (t)	9,888,230	10,497,701	6.16

Note:

1) Somma dei totali di rinfuse liquide, rinfuse solide, rinfuse liquide alimentari, rinfuse solide alimentari.

Si riportano nel seguito le statistiche di dettaglio relative al periodo 2000-2006 relative al settore commerciale (Autorità Portuale di Brindisi, 2007a).

Anno	Totale Merci Movimentate (t)	Differenza % con l'anno precedente
2000	8,770,011	-
2001	8,991,715	2.52
2002	9,862,028	9.67
2003	10,176,375	3.18
2004	11,248,121	10.53
2005	9,888,230	- 12.08
2006	10,497,701	6.16

Anno	Prodotti Chimici(t)	Gas Liquidi alla Rinfusa (t)	Prodotti Liquidi alla Rinfusa (t)	Rinfuse Solide (t)	Rinfuse Liquide Alimentari (t)	Merci in Colli
2000	189,867	766,903	4,627,750	2,843,874	80,166	261,451
2001	98,373	716,906	3,534,761	4,375,033	11,363	255,279
2002	106,733	497,037	3,522,723	5,640,198	11,120	68,059
2003	81,693	551,048	3,243,408	6,152,565	28,997	74,475
2004	70,183	843,759	2,127,245	8,028,496	14,732	115,239

Anno	Prodotti Chimici(t)	Gas Liquidi alla Rinfusa (t)	Prodotti Liquidi alla Rinfusa (t)	Rinfuse Solide (t)	Rinfuse Liquide Alimentari (t)	Merci in Colli
2005	33,713	698,614	2,142,604	6,819,056	15,419	89,695
2006	54,439	638,590	2,038,599	7,317,357	238,097	124,228

3.2.2 Settore Passeggeri

Nel segmento dei traffici del porto di Brindisi connessi alla movimentazione dei passeggeri e dei veicoli al seguito, negli ultimi 6 anni si è assistito ad un trend di decrescita che ha visto passare il numero di passeggeri da circa 900,000 nel 2000 a meno di 500,000 nel 2006. Nelle seguenti tabelle sono riportati il numero di passeggeri movimentati negli anni 2000-2006 e i veicoli movimentati (auto e tir) negli anni 2005-2006 (Autorità Portuale di Brindisi, 2007b).

Anno	Passeggeri	Auto	TIR
2000	949,894	-	-
2001	863,211	-	-
2002	721,187	-	-
2003	684,578	-	-
2004	544,457	-	-
2005	562,257	107,214	78,192
2006	454,405	94,125	57,195

Il traffico derivante dagli approdi di navi da crociera nel 2006 non è andato oltre i 20 arrivi e risulta pertanto marginale. Tale dato si dovrebbe riproporre per il 2007 (Autorità Portuale di Brindisi, 2007b).

3.3 SINTESI DEI TRAFFICI

Si riporta nella seguente tabella la sintesi dei traffici nel porto di Brindisi per il biennio 2005/2006 in termini di numero di navi per diversi tipi di imbarcazione (Autorità Portuale di Brindisi, 2007b).

Tipo Nave	No. Navi 2006	No. Navi 2005	Differenza % 2006/2005
Catamarano – Aliscafo	61	54	12.96
Imbarcazione da diporto – Motoryacht – Nave da diporto	1,014	996	1.80
Motocisterna	198	186	6.45
Motogasiera	381	420	-9.28
Motonave	379	417	-9.11
Nave da crociera	8	14	-42.85
Nave traghetto	1,307	1,451	-9.92
Rimorchiatori – Supply vessel	83	25	>100
Ro/Ro	73	87	-16.09

4 DESCRIZIONE DELL'AREA INDUSTRIALE DI BRINDISI

4.1 PETROLCHIMICO

Lo stabilimento petrolchimico, avviato nel 1962, è situato sulla costa adriatica a Sud-Est di Brindisi ed occupa una superficie di 478 ha (Polimeri Europa, 2007).

Il sito si trova in una posizione geografica favorevole per la ricezione e la spedizione di materie prime e prodotti finiti. Una rete viaria di 45 km, un circuito ferroviario di 20 km e un pontile di 600 m garantiscono la movimentazione dei materiali all'interno dello Stabilimento (complessivamente, circa 2 milioni di t/a) e il collegamento con i sistemi di trasporto esterno. Ogni anno circa 11,000 unità tra ferrocisterne, navi, autobotti e altri mezzi transitano per il Petrolchimico.

L'attività petrolchimica è supportata da un opportuno sistema per la produzione di utilities come energia elettrica, acqua e vapore; lo Stabilimento si avvale inoltre di una serie di servizi essenziali che coprono l'ingegneria, la logistica, l'informatica e la manutenzione, ai quali si affiancano le strutture per l'area HSEQ (sicurezza, salute, ambiente e qualità).

Lo Stabilimento Petrolchimico è ubicato (Figura 3.1) circa 3 km ad Est del centro storico di Brindisi; in prossimità dell'esistente pontile a servizio di tale area industriale è prevista la realizzazione del Terminale GNL.

Attualmente all'interno del Petrolchimico sono presenti le seguenti società:

- Polimeri Europa S.p.A., con le seguenti attività:
 - produzione olefine (cracking),
 - produzione polietilene in fase gas,
 - ciclo produttivo di butadiene/butileni,
 - confezionamento e stoccaggio polietilene,
 - deposito prodotti petroliferi liquidi,
 - impianto stoccaggio criogenico etilene,
 - impianto di trattamento acque oleose e sodiche e trattamento biologico,
 - impianto stoccaggio criogenico propilene,
 - parco stoccaggio gas di petrolio liquefatti,
 - parco stoccaggio prodotti chimici,
 - stoccaggio ed evaporazione etilene, recupero gas combustibile, compressione, purificazione e distribuzione idrogeno,
 - carico e scarico prodotti petroliferi e chimici via mare,
 - carico e scarico prodotti petroliferi e chimici via terra,
 - impianto trattamento acque, distribuzione fluidi e utilities,
 - sistema di collettamento e trattamento sfiati,

- laboratorio di controllo,
- magazzino materiali;
- Basell Brindisi S.r.l., la cui attività essenziale è la produzione di polimeri a base di polipropilene, con processi ad alta resa su 2 diverse linee;
- ChemGas S.r.l con attività principale di produzione di ossigeno ed azoto e relativi stoccaggi operativi;
- EniPower S.p.A. per la cui descrizione delle principali attività si rimanda al Paragrafo 4.2;
- Syndial S.p.A., attiva per le attività di gestione delle bonifiche per il recupero delle aree di proprietà;
- Dow Poliuretani Italia S.r.l., attiva per le attività di gestione delle bonifiche per il recupero delle aree di proprietà;
- Celtica ambiente (area ex E.V.C.);
- Powereco (area ex E.V.C.).

4.2 POLO ENERGETICO

Nel presente paragrafo è riportata una breve descrizione delle Centrali Termoelettriche Edipower ed EniPower di Brindisi, situate nelle immediate vicinanze del sito di proposta ubicazione del Terminale GNL; una terza centrale è situata circa 9 km a Sud del sito (centrale ENEL di Cerano “Federico II”).

4.2.1 Centrale Edipower

La Centrale Termoelettrica Edipower è ubicata nella zona industriale di Brindisi ed in particolare (Figura 3.1) a circa 750 m dal sito di Capo Bianco dove è prevista la realizzazione del Terminale GNL. La Centrale si affaccia sul porto medio di Brindisi, dove sono ubicate le opere di presa e scarico delle acque di raffreddamento del ciclo termico.

Ad Ovest della Centrale sono situati i moli di Costa Morena dove possono attraccare navi carboniere e petroliere fino a 35-40 Kt di stazza. La potenza installata nella Centrale è pari a 1,280 MW.

La Centrale è equipaggiata con (EdiPower, 2007):

- 4 generatori di vapore;
- 4 turbine a vapore;
- 4 condensatori;
- 4 alternatori;
- 2 trasformatori principali 190 MVA per le sezioni 1 e 2;
- 1 trasformatore principale 370 MVA per le sezioni 3 e 4;
- 4 ciminiere metalliche alte 60 m.

Attualmente solo due dei quattro gruppi (il 3 ed il 4) sono funzionanti e vengono alimentati esclusivamente con carbone a basso tenore di zolfo. Tali gruppi sono dotati, in aggiunta ai precipitatori elettrostatici, di un impianto di denitrificazione dei fumi (DeNOx).

4.2.2 Centrale EniPower

La Centrale Termoelettrica EniPower, inserita nel polo petrolchimico di Brindisi, è composta da 3 cicli combinati da 390 MW ciascuno, di cui due, avviati nel corso del 2005, raffreddati in ciclo chiuso con torri ibride ad acqua di mare. Il terzo gruppo di potenza, raffreddato in ciclo aperto con acqua di mare, è entrato in esercizio nel 2006 (EniPower, 2007).

I turbogas possono essere alimentati da una miscela di gas naturale e gas petrolchimico: quest'ultimo permette non solo il risparmio di gas naturale ma favorisce anche una riduzione annua delle emissioni di CO₂.

L'energia elettrica prodotta è in parte destinata ai fabbisogni delle società presenti nello stabilimento e in parte immessa sulla rete nazionale tramite un nuovo elettrodotto a 380kV, entrato in esercizio nel 2005. Il vapore tecnologico prodotto è ceduto agli impianti delle Società coinsediate.

Lo stabilimento è certificato ISO 14001 sin dal 2000 ed ha in progetto la registrazione EMAS entro il 2008.

4.2.3 Centrale Enel "Federico II"

La Centrale Termoelettrica Enel "*Federico II*" si trova sulla costa adriatica, circa 12 km a Sud di Brindisi, in Località Cerano di Brindisi. L'insediamento è situato su un'area pianeggiante di estensione di circa 200 ettari.

La Centrale Brindisi Sud è uno dei principali impianti termoelettrici di Enel Produzione (2,640 MW). La Centrale è costituita da quattro sezioni a vapore da 660 MW ciascuno, che generano energia grazie al vapore prodotto dalla combustione di carbone, olio combustibile, orimulsion o gas metano (ENEL, 2007).

Ogni gruppo a vapore è equipaggiato con una caldaia, una turbina a vapore, un alternatore, due trasformatori principali e tre per i servizi ausiliari, un condensatore e due pompe. Ad ogni gruppo a vapore è associato un impianto di trattamento dei fumi costituito da un catalizzatore, un captatore polveri ed un desolfatore. Il camino, con 4 canne, serve tutta la Centrale.

Il carbone utilizzato dalla Centrale viene scaricato alle banchine di Costa Morena, nel porto medio di Brindisi, e viene trasportato all'impianto da un nastro trasportatore della lunghezza di 13 km e capacità di trasporto di 2,000 t/ora.

L'esercizio della Centrale comporta il prelievo di 2,880 milioni di m³/anno di acqua di mare, pari a 100 m³/s, per la condensazione dei vapori in uscita dalle turbine, prelevata tramite un'opera di presa ubicata in mare aperto, ad una distanza di circa 300 m dalla battigia. L'acqua viene quindi restituita in mare, tramite un'apposita opera di scarico situata nel tratto costiero antistante la centrale, con un innalzamento massimo della sua temperatura di circa 8 °C in corrispondenza del funzionamento alla potenza nominale.

Le acque per uso di processo e servizi provengono da pozzi e dal mare (tramite appositi impianti di dissalazione) mentre dall'acquedotto sono prelevate solo le acque per uso potabile.

5 CONTESTO ENERGETICO DI RIFERIMENTO: IL MERCATO DEL GAS NATURALE

Nel presente capitolo sono presentate:

- la descrizione del mercato europeo del gas naturale e le ipotesi di sviluppo (Paragrafo 5.1);
- una analisi della domanda e offerta di gas naturale in Italia, delle relative dinamiche di sviluppo e alcune considerazioni sulle ipotesi di copertura del fabbisogno (Paragrafo 5.2);
- una sintesi dei principali dati di domanda e offerta del mercato del GNL (Paragrafo 5.3);
- alcune considerazioni sul progetto di Brindisi e il suo contributo alla copertura del fabbisogno di gas naturale in Italia (Paragrafo 5.4);
- alcune considerazioni ambientali correlate all'utilizzo del gas naturale (Paragrafo 5.5).

5.1 MERCATO EUROPEO DEL GAS NATURALE, SITUAZIONE ATTUALE E IPOTESI DI SVILUPPO

Nel seguito è proposta la caratterizzazione del mercato europeo del gas naturale con riferimento sia alla situazione attuale che alle prospettive future di sviluppo. L'analisi condotta fa riferimento a:

- il comunicato stampa di Eurogas emesso nel mese di Febbraio 2007 ed intitolato "*Natural Gas Consumption in EU25 in 2006*";
- la relazione annuale di Eurogas riferita al periodo 2005 – 2006.

5.1.1 Situazione Attuale

Nel 2006 il consumo totale di gas naturale in Europa (Paesi UE) è stato pari a circa 486 BCM (Eurogas, 2007). Alla fine del 2006, il numero totale degli utenti connessi alla rete europea di gas naturale è aumentata del 1.6 % rispetto al 2005, raggiungendo 105.12 milioni di utenti (vantando un incremento di 1.7 milioni di utenti).

La produzione interna di gas naturale in Europa (Paesi UE) è diminuita del 4.9% (194 BCM) ma rimane la maggiore fonte di approvvigionamento coprendo circa il 38% del totale, il restante quantitativo viene importato e proviene prevalentemente dalla Russia (24%), seguita da Norvegia (17%), Algeria (10%) e altri Paesi (11%).

5.1.2 Prospettive della Domanda di Gas

Secondo le previsioni di Eurogas effettuate nel 2005 la domanda di gas naturale dovrebbe crescere sostenuta dall'estensione della rete di distribuzione nei paesi a minore sviluppo e dalla diffusione crescente delle centrali a ciclo combinato, sia nei mercati maturi sia in quelli in rapida espansione (Eurogas, 2005); infatti già circa un quarto del consumo europeo di energia primaria è basato sul gas naturale.

Le stime del 2005 indicano la tendenza verso un aumento dell'utilizzo di gas che dovrebbe assestarsi intorno ai 500 Mtep nel 2025; nelle tabella seguente è brevemente schematizzato

l'andamento della domanda di gas naturale riferito all'orizzonte temporale compreso tra il 2003 ed il 2025 per quel che riguarda gli Stati Membri dell'Unione Europea (Eurogas, 2005).

Previsioni sull'Andamento della Domanda di Gas negli Stati Membri UE					
Fonte: Eurogas (2005)					
Anno	Domanda Totale Gas [Mtep]	Produzione Interna [Mtep]	Importazione da Gasdotto [Mtep]	Altre Fonti Approvvigionamento [Mtep]	Percentuale Gas rispetto En. Primaria
2003	355	193	157	9	23.2%
2010	436	178	222	37	25.1%
2015	466	136	226	104	26.8%
2020	488	89	225	174	27.9%
2025	500	67	202	231	28.5%

Le massima dipendenza dalle importazioni ipotizzabile per i paesi della UE viene stimata pari al 59% nel 2010 per arrivare all'87% nel 2025 (Eurogas, 2005).

5.1.3 Rete Transeuropea del Gas e Progetti Prioritari

L'Unione Europea (UE) ha da tempo intrapreso azioni volte a garantire il futuro approvvigionamento di gas.

Data la crescente domanda di gas l'UE ha identificato, nel "Trans-European Energy Network" (TEN-E), le infrastrutture prioritarie da realizzare. I progetti prioritari per le infrastrutture di importazione del gas sono i seguenti:

- NG 1. Regno Unito – Europa continentale settentrionale, compresi Paesi Bassi, Danimarca e Germania (con connessione ai Paesi della regione del Baltico) e – Russia;
- NG 2. Algeria – Spagna – Italia – Francia – Europa continentale settentrionale;
- NG 3. Paesi del Mar Caspio – Medio Oriente – Unione europea;
- NG 4. Terminali GNL in Belgio, Francia, Spagna, Portogallo e Italia: diversificazione delle fonti di approvvigionamento e dei punti d'ingresso, compresi i punti di connessione di terminali GNL con la rete di trasmissione;
- NG 5. Stoccaggi sotterranei di gas naturale in Spagna, Portogallo, Italia, Grecia e nella regione del Mar Baltico;
- NG 6. Stati membri mediterranei – circuito del gas Mediterraneo orientale.

Il Terminale GNL di Brindisi è esplicitamente richiamato nell'ambito del progetto NG4.

5.2 ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA

Con riferimento all'analisi della domanda e offerta di gas naturale in Italia e la relativa evoluzione, nei paragrafi seguenti si riporta una sintesi dello studio elaborato dal Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: MSE) e presentato in occasione della Conferenza dei Servizi sul terminale di Brindisi del 28 Maggio 2007 dal titolo "Scenari della domanda di gas naturale in Italia e prospettive di sviluppo delle infrastrutture di approvvigionamento".

Il rapporto, elaborato da un gruppo di lavoro interministeriale creato presso il MSE (cui hanno partecipato anche ENEA e APAT), esamina la situazione del mercato del gas naturale, confrontando la prevista evoluzione della domanda fino al 2030 con l'andamento della produzione nazionale e lo sviluppo previsto delle infrastrutture di importazione. L'analisi è stata formulata sulla base di uno scenario tendenziale di riferimento, che prevede una domanda di gas naturale al 2030 pari a 106.5 Mtep e presuppone una forte continuità con le politiche e con le decisioni in tema di energia degli anni '90 e seguenti.

Il documento espone alcune considerazioni strategiche sul potenziamento delle infrastrutture esistenti che ancora nel breve periodo non sono in grado di fronteggiare l'aumento della domanda di gas naturale, rendendo pertanto necessaria l'entrata in attività di almeno 4 nuovi terminali di GNL¹. La realizzazione di tali terminali permetterà il raggiungimento del duplice obiettivo di soddisfare il fabbisogno energetico interno sviluppando la concorrenza anche attraverso lo sviluppo di un mercato "spot" (Borsa del gas) e di migliorare la sicurezza del sistema del gas.

5.2.1 Quadro Energetico Nazionale

La domanda primaria nazionale di energia è cresciuta nel periodo 1995-2005 ad un tasso medio annuo dell'1.4%. Analizzando l'andamento della domanda delle principali fonti primarie nello stesso periodo di tempo, si osserva che il contributo del petrolio è diminuito dal 56% al 44%, mentre quello del gas naturale è cresciuto dal 26% al 36% (Figura 1).

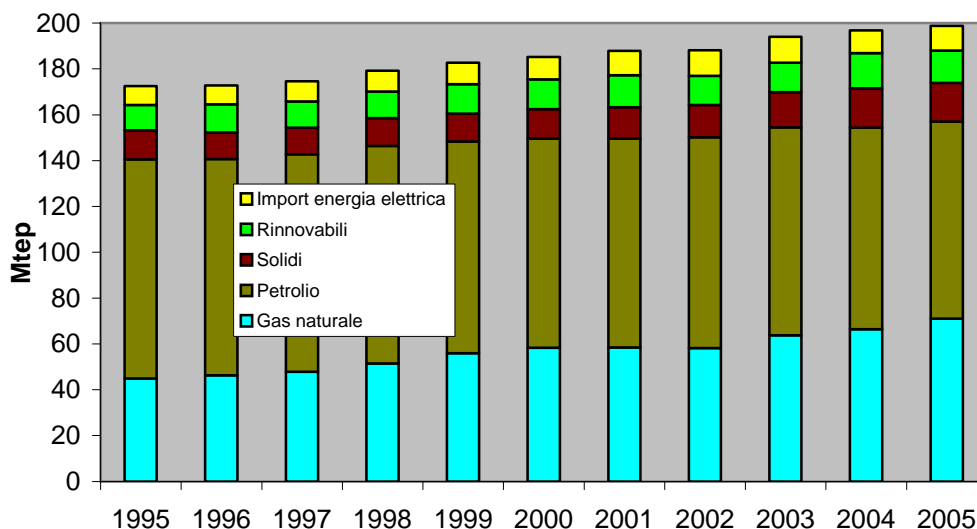


Fig.1 Evoluzione della domanda primaria nazionale di energia per fonte (Mtep)

Per quanto riguarda la produzione elettrica, il peso percentuale dei vari combustibili (Figura 2) è fortemente mutato nel corso degli ultimi anni. Il contributo del petrolio è in rapida

¹ Il documento elaborato dal MSE illustra inoltre uno scenario alternativo ecosostenibile, che comporterebbe una riduzione della domanda di gas al 2030 di 7.3 Mtep, derivante da un massiccio ricorso all'efficienza energetica ed un ulteriore incremento dell'impiego delle nuove fonti rinnovabili, rendendo pertanto necessaria l'entrata in attività di 3 nuovi terminali di GNL.

diminuzione, mentre quello del gas naturale ha superato il 50% dell'intera generazione (35% nel 2000), grazie alla diffusione dei cicli combinati.

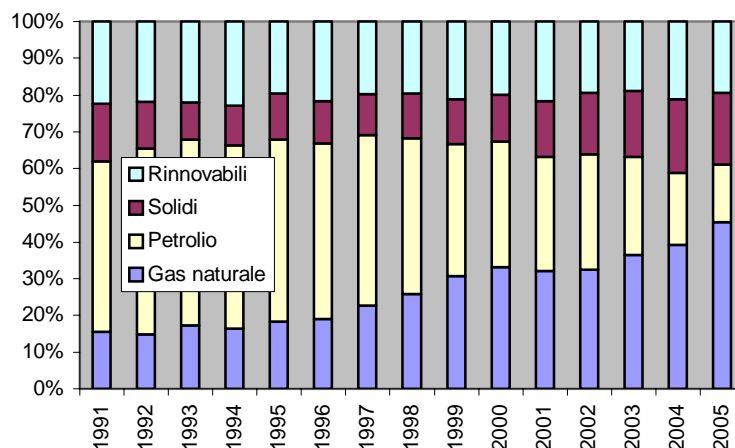


Fig.2 Contributo percentuale delle diverse fonti energetiche alla produzione elettrica

5.2.2 Domanda di Gas Naturale

La domanda di gas in Italia nel 2006 è stata pari a 84.42 miliardi di metri cubi, in calo di 1.85 miliardi di metri cubi rispetto al 2005 (-2.1%). La riduzione è concentrata nel settore residenziale e terziario (-6.6%), i cui consumi di gas naturale hanno risentito delle miti temperature registrate negli ultimi mesi dell'anno, e nel settore industriale (-5.0%), dove si è manifestata una diminuzione dei consumi nei comparti a più alta intensità energetica. È proseguito anche nel 2006 il trend di crescita dei consumi del settore termoelettrico (+4.5%), per effetto dell'incremento della produzione di energia elettrica da parte delle centrali che utilizzano il gas naturale (Snam Rete Gas, 2007).

Domanda di Gas Naturale (miliardi di m ³) [Snam Rete Gas, 2007]			
	2005 ⁽¹⁾	2006	Var. %
Termoelettrico	30.65	32.03	4.5
Residenziale e Terziario	32.15	30.04	- 6.6
Industriale	22.46	21.34	- 5.0
Altro	1.01	1.01	-
Totale	86.27	84.42	- 2.1

Nota:

- a. La domanda di gas in Italia del 2005 è stata allineata a quella pubblicata dal Ministero delle Attività Produttive.

Negli ultimi 30 anni il consumo di gas naturale in Italia ha registrato un crescita media annua di oltre il 5%, trainato dalla progressiva metanizzazione e industrializzazione del territorio, cui è seguita una sostanziale crescita di consumi per generazione elettrica in particolare nell'ultimo decennio. La crescita della domanda di gas e la sensibile riduzione delle produzioni nazionali, hanno determinato un ricorso sempre maggiore alle importazioni, rendendo necessarie la pianificazione e la realizzazione di adeguate infrastrutture per trasportare volumi crescenti di gas dai punti di importazione alle aree di consumo.

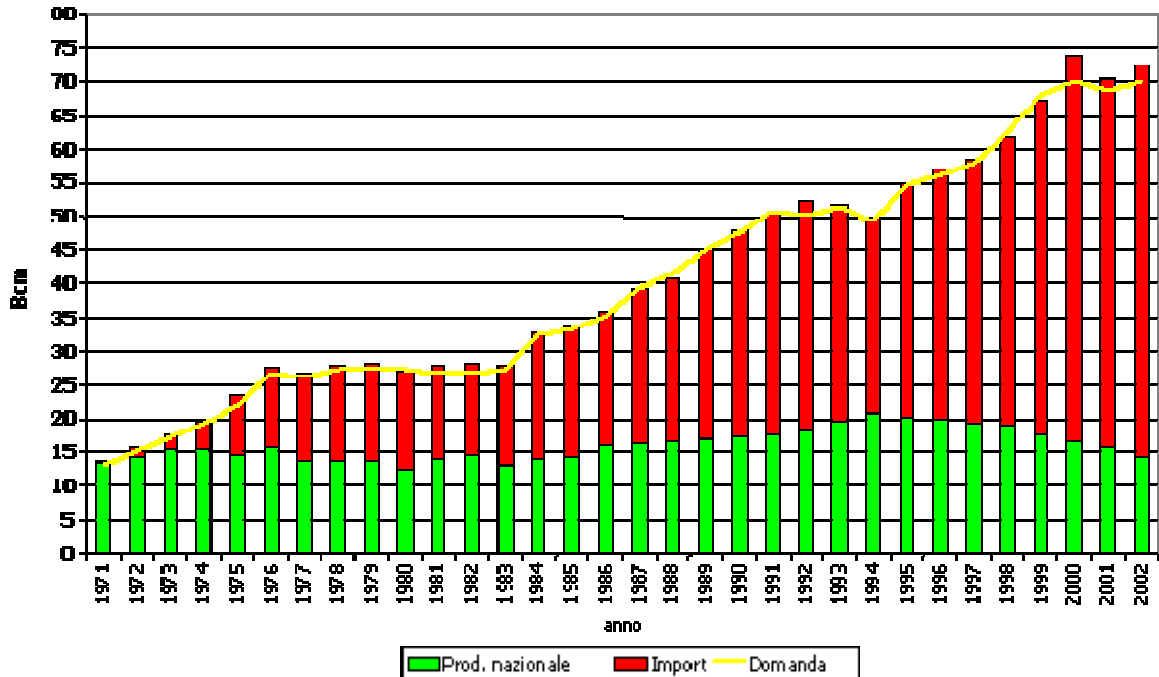
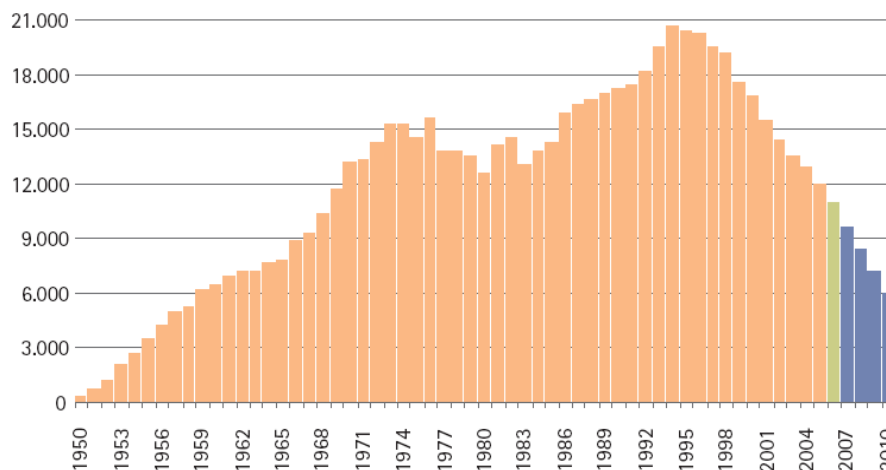


Fig.3 Andamento domanda gas naturale in Italia (fonte: AEEG 2003)

La produzione nazionale di gas naturale ha registrato l'ennesimo calo, seguendo l'andamento decrescente che perdura da più di un decennio, attestandosi nel 2006 a 10,979 Mm3 (-9.1% rispetto al 2005). Nella figura seguente è riportata la curva storica della produzione nazionale e della produzione prevista sino al 2010 (AEEG, 2007).

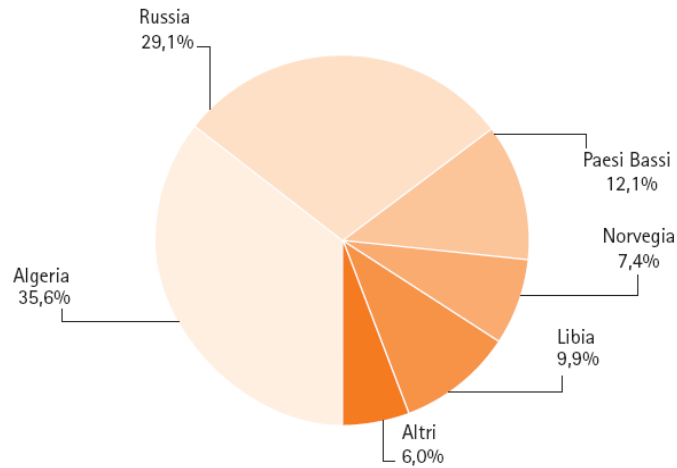


Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Fig.3 Andamento produzione nazionale di gas naturale

Per quanto riguarda le importazioni, nel 2006 si è registrato un aumento del 5.4% rispetto al 2005. In totale, la quota delle importazioni ha contribuito per l'87.5% del gas totale immesso in rete. Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto, entrambe extracomunitarie, sono la Russia e l'Algeria. Nella seguente figura è illustrata la ripartizione

dei volumi di gas di importazione in base alla nazione di provenienza (Relazione annuale AEEG, 2007).



Fonte: Elaborazione su dati Ministero dello sviluppo economico.

5.2.3 Dinamiche del Mercato del Gas per il Lungo Periodo: lo Scenario Tendenziale

Nello scenario tendenziale sviluppato nel documento interministeriale la crescita media annua della domanda primaria di energia fino al 2030 è pari all'1%, da confrontare con la crescita media annua dell'1.4% registrata negli anni 1995-2005. La figura 4 mostra la ripartizione della domanda primaria per fonte energetica..

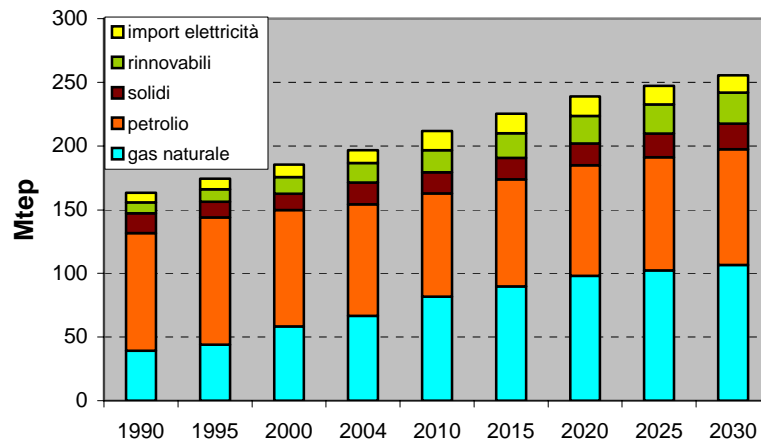


Fig. 4 Evoluzione della domanda primaria nazionale per fonte: dati storici e previsioni (fonte MSE)

In questo scenario, la domanda primaria di energia passa da 198.7 Mtep nel 2005 a 239.0 Mtep nel 2020 e infine a 255.6 Mtep nel 2030. In particolare si osserva quanto segue:

- un significativo aumento del gas naturale, che passa da 66.5 Mtep nel 2004 a 81.7 Mtep nel 2010, a 97.8 Mtep nel 2020 e 106.5 Mtep nel 2030, con un incremento percentuale a fine periodo di oltre il 60%;
- una diminuzione della domanda di petrolio fino al 2010 (da 88,0 Mtep a 81.4 Mtep) dovuta al sempre minore impiego nel termoelettrico, seguita da una inversione di tendenza con una nuova crescita (91.2 Mtep nel 2030) come conseguenza dell'uso pressoché esclusivo delle benzine e del gasolio nei trasporti;
- l'impiego di combustibili solidi rimane pressoché stazionario fino al 2020 (intorno a 17 Mtep); dal 2020 al 2030 viene previsto un ulteriore incremento (20.1 Mtep nel 2030) dovuto alla maggiore competitività economica del carbone come combustibile negli impianti termoelettrici;
- un progressivo aumento dell'impiego delle fonti rinnovabili di energia; queste fonti passano da 15.2 Mtep nel 2004 ai 21.4 Mtep nel 2020 fino a giungere a 24.3 Mtep nel 2030, con un incremento percentuale a fine periodo di quasi il 60%.

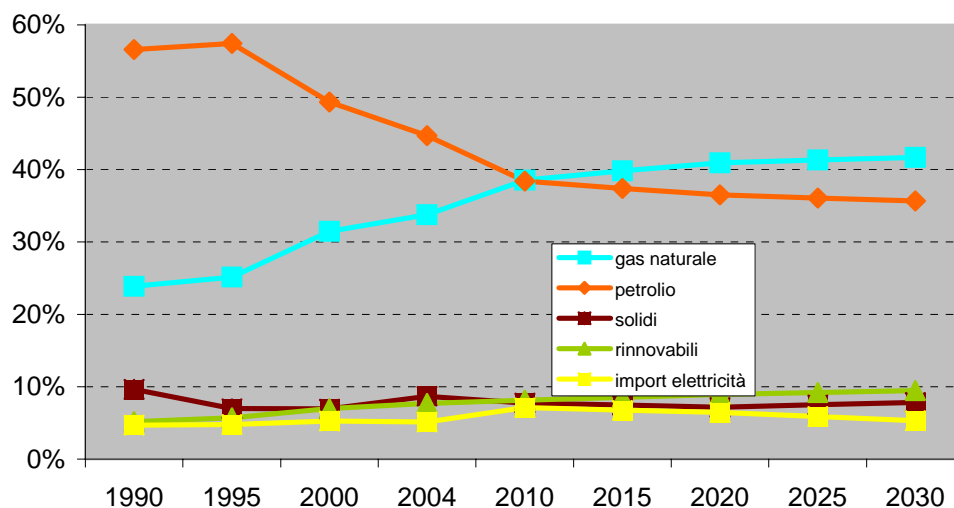


Fig. 5 Contributo percentuale delle varie fonti energetiche alla copertura della domanda primaria: dati storici e previsioni (fonte MSE)

Si osserva (figura 5) un lento e continuo declino del petrolio a vantaggio del gas naturale. A decorrere dall'anno 2010 il gas naturale diventa la principale fonte energetica; nel 2015 il gas naturale copre oltre il 40% dell'intera domanda primaria, seguito dal petrolio e dalle fonti rinnovabili (circa il 10%).

I consumi del settore termoelettrico continueranno ad essere il driver principale della crescita attesa della domanda di gas naturale: l'entrata in esercizio di ulteriore potenza produttiva da cicli combinati determinerà l'aumento dell'incidenza del gas naturale nel mix di combustibili per la produzione di energia elettrica dal 58% circa nel 2010 al 60% dell'intera produzione nel 2030.

5.2.4 Copertura del Fabbisogno Nazionale di Gas Naturale

In Tabella 3 sono riportati il consuntivo 2005 e le previsioni fino al 2030, formulate sulla base dello scenario tendenziale, rispettivamente della domanda di gas naturale in Italia, della produzione nazionale e, per differenza, delle necessità minima di importazione.

(miliardi mc/anno)	2005	2010	2015	2020	2030
Domanda	85.18	99.47	108.27	117.9	127.52
Produzione nazionale	11.96	7.88	5.79	4.24	3.46
Necessità di importazione	73.22	91.59	102.48	113.66	124.06

Tabella 3 - Previsioni mercato del gas al 2030 (fonte MSE)

In tabella 4 viene riportata fino al 2030 la “*necessità minima di importazione*” determinata come differenza fra la domanda e la produzione nazionale in base ai dati della tabella 3. La tabella evidenzia la conseguente “*capacità delle infrastrutture di importazione*” occorrente per garantire la copertura della domanda, tenendo conto di un fattore di utilizzo delle infrastrutture che può essere valutato realisticamente in 0.85 per i gasdotti e 0.90 per i terminali di rigassificazione.

(miliardi di metri cubi all'anno)	2010	2015	2020	2030
Domanda	99.5	108.3	117.9	127.5
produzione nazionale	7.9	5.8	4.2	3.5
necessità minima di importazione	91.6	102.5	113.7	124
capacità minima necessaria	105.3	117.8	130.6	142.6
capacità ottimale (capacità minima + 20%)	126	141	157	171
capacità massima da impianti esistenti	92	92	92	92
capacità da realizzare	34	49	65	79

Tabella 4 - Confronto capacità di importazione e capacità infrastrutture esistenti (fonte MSE).

Viene inoltre indicata quella che si ritiene essere la “*capacità ottimale*” delle infrastrutture di importazione, determinata aumentando del 20% le necessità di importazione (“*riserva*”) in considerazione sia degli aspetti di sicurezza relativi ad eventuali interruzioni di una delle infrastrutture di importazione, o in caso di emergenze climatiche o politiche (quali il contenzioso tra Russia e Ucraina) come si sono verificate nell'inverno 2005-2006, sia in relazione alle carenze del sistema degli stoccaggi che non è in grado da solo di affrontare tali situazioni, sia infine della opportunità di promuovere la concorrenza lasciando un margine di offerta rispetto alla domanda.

Dall'analisi emerge pertanto la necessità di realizzare urgentemente una capacità di approvvigionamento aggiuntiva rispetto a quella delle infrastrutture attualmente in esercizio di circa 30 miliardi di m³/anno, da attivare entro il 2008-2009, seguita nel successivo biennio da una ulteriore fase di realizzazione di altre infrastrutture per altri 10 - 15 miliardi di m³/anno per continuare a coprire la crescita della domanda e la contemporanea diminuzione della produzione nazionale, alle quali occorre inoltre associare un coerente programma di potenziamento degli stoccaggi. L'effetto combinato della crescita della domanda e del calo della produzione nazionale determina infatti un continuo aumento delle necessità di approvvigionamento dall'estero di 2 - 3 miliardi di m³/anno (in pratica un nuovo terminale o gasdotto in esercizio circa ogni 3 anni).

Se si introduce un obiettivo minimo di diversificazione delle fonti di approvvigionamento, che potrebbe essere determinato in un valore minimo di copertura della domanda nel 2010 per almeno un terzo con approvvigionamento di GNL, al fine di diminuire la dipendenza dai due principali Paesi fornitori di gas all'Italia, tale obiettivo comporterebbe la realizzazione entro tale data di almeno 33 miliardi di m³ di capacità di rigassificazione annua, corrispondente ad almeno 4 nuovi terminali in esercizio.

5.2.5 Considerazioni Correlate alla Copertura del Fabbisogno Nazionale

Il valore di capacità ottimale di importazione individuato dal MSE è stato determinato assumendo un margine di riserva minimo necessario pari al 20% e un obiettivo minimo di diversificazione delle fonti di approvvigionamento pari a un terzo della domanda da soddisfare tramite lo sviluppo di terminali di rigassificazione.

La presenza di un eccesso strutturale di capacità di importazione rispetto alla domanda non deve essere considerata di per sé preoccupante, come sostenuto nelle previsioni – per altro smentite – di una ipotetica “*bolla del gas*”: occorre infatti considerare che mentre la crescita della domanda segue un andamento di costante aumento a lungo termine, pur con oscillazioni nei singoli anni, il profilo delle capacità di approvvigionamento risulta invece necessariamente “*a gradini*”, corrispondenti ciascuno all'entrata in esercizio di una nuova infrastruttura. In corrispondenza di tali gradini vi è una naturale situazione transitoria di “*over capacity*” di approvvigionamento, gradualmente riassorbita nel tempo dalla crescita della domanda.

Le infrastrutture sono infatti concepite su una scala temporale di utilizzo di alcune decine di anni e pertanto sono ovviamente sempre in eccesso rispetto alla domanda dei primi anni di esercizio, situazione che viene normalmente gestita con la flessibilità contrattuale nelle fasi di build up.

È opinione del MSE che occorra fare stime cautelative dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti e temere più il rischio di “shortage” che di “over supply”: in caso di crescita più rapida della domanda, non è possibile infatti intervenire in tempi brevi con nuove infrastrutture di approvvigionamento. Si ricorda a tale proposito che, a fronte di tanti progetti presentati, dall'apertura del mercato del gas nel 2000 fino ad oggi solo una nuova infrastruttura (il gasdotto Greenstream dalla Libia) è stata realizzata, e per di più concepita prima del processo di apertura del mercato. Occorre tenere presente la possibilità che le infrastrutture di approvvigionamento risultino indisponibili per limitati periodi di tempo, come avvenuto per una estesa frana nell'autunno 2003 che ha interessato in Friuli il gasdotto connesso al punto di entrata di Tarvisio, o prive per lunghi periodi della fonte di approvvigionamento, come nel caso del terminale di Panigaglia a seguito dell'incidente agli impianti di liquefazione e carico di Skikda in Algeria.

Un certo grado di ridondanza delle infrastrutture di approvvigionamento è inoltre necessario per aumentare la flessibilità, per creare un mercato “*spot*”, e in definitiva per avere la possibilità di una riduzione dei prezzi del gas (che potrebbero sganciarsi da quelli del greggio in un mercato europeo davvero integrato), e per avere nuovi soggetti entranti rispetto all'operatore dominante, che evidentemente invece trarrebbe grande vantaggio dall'assenza di nuove infrastrutture, soprattutto se realizzate e gestite da terzi, al momento in cui nel 2010 scadranno i tetti antitrust imposti con il Dlgs No. 164 del 2000.

Eventuali temporanei – e auspicabili – eccessi di offerta potrebbero comunque essere reindirizzati verso il mercato europeo. Dopo l'anno 2010 il grado di interconnessione tra gli

Stati membri dell'Unione europea sarà accresciuto significativamente, per cui saranno maggiori le possibilità di "swap" e la liquidità del mercato, e sarà verosimilmente già operativa in Italia una borsa del gas ed un regolamento efficiente per gli scambi transfrontalieri europei; anche le potenzialità di stoccaggio italiane ed europee saranno state potenziate, aprendo nuovi sviluppi al mercato, ai servizi di bilanciamento, e all'offerta di gas.

Infine si deve osservare che la determinazione della capacità di importazione ottimale rispetto a quella relativa al valor medio delle importazioni annuali risulta essere complementare all'offerta di stoccaggio (teoricamente, prescindendo da considerazioni di sicurezza del sistema del gas, se la capacità di importazione risultasse sufficiente a soddisfare la domanda di punta invernale, si potrebbe rinunciare agli stoccaggi, mentre se gli stoccaggi fossero in grado di soddisfare la differenza fra la domanda di punta invernale e il valore annuale medio della domanda, la capacità di importazione potrebbe coincidere con quest'ultima). La soluzione reale consiste in una via di mezzo, che in pratica per il caso italiano richiede da un lato il potenziamento dell'attuale sistema degli stoccaggi e dall'altro l'ulteriore e tempestivo sviluppo di nuove infrastrutture di importazione, oltre a quelle già in corso di realizzazione.

5.3 IL MERCATO DEL GNL

Il mercato del GNL è in rapida evoluzione in tutto il mondo e sta acquistando un ruolo sempre percentualmente maggiore nelle forniture di gas.

Il mercato energetico nell'anno 2007 è stato caratterizzato da una forte crescita del prezzo del petrolio, che nel mese di novembre ha quasi raggiunto i US\$100 al barile. Di conseguenza, l'interesse per le fonti energetiche alternative al petrolio e quindi per la diversificazione delle fonti stesse è arrivato ad un livello senza precedenti.

Attualmente esiste una capacità di liquefazione di gas installata nel mondo di circa 185 milioni di tonnellate, cui si aggiunge una capacità in corso di realizzazione, sulla base di accordi di fornitura sottoscritti, di 135 milioni di tonnellate, soprattutto nell'area del Pacifico, del Nord Africa e del Medio oriente. Esistono ulteriori progetti in fase di studio, solo una parte dei quali potrà essere realizzata oltre il 2010, per ulteriori 180 milioni di tonnellate di GNL (Fonte: Ministero Sviluppo Economico e CERA).

La tabella 5 riporta i dati quantitativi delle esportazioni e importazioni mondiali nel 2006. I principali paesi esportatori di GNL, in cui sono localizzati gli impianti di liquefazione sono Qatar, Indonesia, Malesia, ed Algeria, che nel 2006 hanno esportato il 53,7% del totale delle esportazioni di GNL. Altri importanti paesi esportatori sono l'Australia, la Nigeria, Trinidad & Tobago e l'Egitto. L'ultimo è diventato un fornitore di gas non solo per l'Europa, ma anche per il Nord America e diversi paesi asiatici.

LNG Exporters, 2006*			LNG Importers, 2006		
Pacific Basin	BCM	% totale	Pacific Basin	BCM	% totale
Indonesia (1977)	29.57	14.0%	Giappone (1969)	81.86	38.8%
Malasia (1983)	28.04	13.3%	Sud Corea (1986)	34.14	16.2%
Australia (1989)	18.03	8.5%	Taiwan (1990)	10.2	4.8%
Brunei (1972)	9.81	4.6%	India (2001)	7.99	3.8%
USA (1969)	1.72	0.8%	Cina (2006)	1.00	0.5%

M. East/ Africa			Europe		
Algeria (1964)	24.68	11.7%	Spagna (1970)	24.42	11.6%
Egitto (2005)	14.97	7.1%	Grecia (1999)	0.49	0.2%
Libia (1971)	0.72	0.3%	Francia (1972)	13.88	6.6%
Oman (2000)	11.54	5.5%	Italia (1979)	3.1	1.5%
Nigeria (1999)	17.58	8.3%	Turchia (1994)	5.72	2.7%
Qatar (1996)	31.09	14.7%	Belgio (1987)	4.28	2.0%
UAE (1977)	7.08	3.4%	Regno Unito (2005)	3.56	1.7%
			Portogallo (2003)	1.79	0.8%
			N. America / Caribbean		
Caribbean			Messico (2006)	0.94	0.4%
Trinidad & Tobago (1999)	16.25	7.7%	Puerto Rico (2000)	0.72	0.3%
			Rep. Dominicana (2003)	0.25	0.1%
			USA (1971)	16.56	7.8%
TOTALE	211.08		TOTALE	211.08	

*nel 2007 la Norvegia e la Guinea Equatoriale sono diventati esportatori di GNL.

Fonte: Elaborazioni Nomisma su BP, *Statistical Review of World Energy, 2007 and 2005*, California Energy Commission, aggiornamenti Nomisma dal sito www.wergy.com.

Tabella 5 – Paesi esportatori ed importatori di GNL 2006

Nel 2007, gli impianti di rigassificazione in esercizio nel mondo erano 55, per una capacità totale di circa 250 milioni di tonnellate. Di questi, 25 ubicati in Giappone, 5 in Spagna, 4 in Corea del Sud, 4 negli USA, 2 in Francia, 2 in Turchia, 2 nel Regno Unito, 2 in India e uno ciascuno in Belgio, Cina, Grecia, Messico, Portogallo, Porto Rico, Repubblica Dominicana, Taiwan e Italia (Fonte: Ministero Sviluppo Economico e CERA).

La domanda di GNL è prevista in forte espansione, giungendo a 200-245 milioni di tonnellate nel 2010 e a 320-390 milioni di tonnellate nel 2020. La domanda europea è prevista raggiungere nel 2010 i 56-74 milioni di tonnellate che aumentano a 86-113 nel 2020, con il Regno Unito che diverrà sempre di più un Paese importatore (Fonte: Ministero Sviluppo Economico).

Si sta pertanto sviluppando una situazione di forte “concorrenza” internazionale tra i diversi progetti di terminali di rigassificazione, per cui per la effettiva realizzabilità di nuovi impianti è necessario anche assicurarsi la disponibilità di GNL, mediante contratti di lunga durata, considerato anche che occorre sviluppare parallelamente anche la flotta di navi metaniere e che si stanno integrando in prospettiva i sistemi macroregionali del GNL (l’area asiatica, l’area nord-africana ed europea, l’area americana) in un unico sistema interconnesso. Nella figura 6 sono riportati i volumi di GNL contrattualizzati dai principali operatori nel bacino Atlantico.

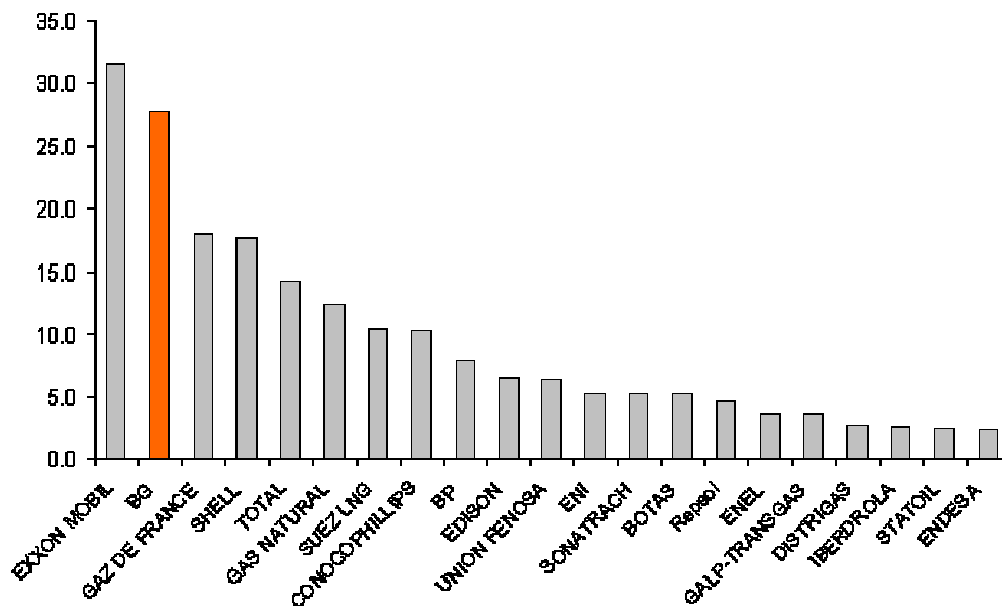


Fig. 6 Volumi di GNL (in Gmc/pa) contrattualizzati dai principali operatori nel Bacino Atlantico

Note:

- (1) La maggior parte dei contratti sono sales and purchase agreements (SPAs), ma per alcuni dei progetti non ancora operativi senza FID, sono inclusi anche non-binding heads of agreements o MoU.
- (2) Se il contratto considera flessibilità di volume il dato riportato è la massima capacità contrattuale.

È da sottolineare inoltre come nel corso di questi anni i considerevoli progressi tecnologici sviluppati nel campo dei gas liquefatti abbiano di fatto aumentato l'interesse economico della filiera anche su distanze relativamente brevi. Le innovazioni tecnologiche introdotte nella filiera del GNL nel corso degli ultimi anni hanno infatti determinato una contrazione dei costi operativi e di investimento necessari per le attività di liquefazione, trasporto via nave e rigassificazione, anche attraverso un generale aumento delle taglie delle infrastrutture coinvolte lungo tutta la catena (dagli impianti di liquefazione alle navi metaniere, fino agli stessi terminali di rigassificazione).

5.4 IL PROGETTO E IL SUO CONTRIBUTO ALLA COPERTURA DELLA DOMANDA

Come ampiamente illustrato nei precedenti paragrafi, lo sviluppo infrastrutturale, e in particolare la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione, è un'assoluta priorità critica del futuro del mercato italiano del gas naturale, pregiudiziale al soddisfacimento dei consumi prima ancora che allo sviluppo della concorrenza.

La "crisi del gas" verificatasi ad inizio 2006 ha evidenziato l'emergenza dell'approvvigionamento del gas e delle carenze strutturali del nostro Paese in questo settore, dove, peraltro, il gas è cruciale nella produzione di energia elettrica. Negli ultimi anni la produzione nazionale si è ridotta, mentre la dipendenza dell'Italia dalle importazioni di petrolio e gas è aumentata sensibilmente, superando l'80 per cento dei consumi.

L'approvvigionamento si basa prevalentemente su fonti extracomunitarie ed avviene attraverso infrastrutture di adduzione (quattro gasdotti e un rigassificatore) che attualmente si trovano in una situazione critica, in quanto la capacità disponibile per l'importazione è praticamente saturata per la crescita della domanda.

In tale quadro è emersa con grande evidenza l'importanza strategica del GNL, incentivata anche attraverso la previsione di numerosi interventi normativi tesi a promuoverne lo sviluppo. Anche il Governo ha più volte sottolineato l'importanza della realizzazione di nuove infrastrutture di importazione di gas naturale per la sicurezza dell'approvvigionamento e la diversificazione delle fonti. Ciò è stato riconosciuto:

- nel particolare regime regolamentare definito nella L. 23 Agosto 2004 No. 239 (priorità di accesso all'infrastruttura per chi paga l'investimento pari all'80% della capacità di rigassificazione dell'impianto per 20 anni ed al contempo garantisce l'accesso a terzi per il restante 20% attraverso contratti di fornitura spot) che può quindi favorire l'investimento in questo tipo di impianti rappresentando una ulteriore opportunità di approvvigionamento del gas;
- in vari Documenti di Programmazione Economica e Finanziaria (2002-2006 e 2008-2011), le cui linee programmatiche per il settore energetico hanno individuato come strategici per il Paese lo sviluppo ed il potenziamento di nuove strutture di approvvigionamento del gas naturale, in particolare la costruzione di terminali di ricezione e rigassificazione del gas naturale, al fine di accrescere la sicurezza nazionale degli approvvigionamenti ed accelerare l'apertura del mercato del gas;
- il Governo in carica ha confermato il proprio impegno in questa direzione inserendo il «Programma per l'efficienza e la diversificazione delle fonti energetiche: fonti rinnovabili e localizzazione e realizzazione rigassificatori » tra i dodici punti «prioritari e non negoziabili » della propria azione individuati lo scorso Marzo 2007.

Particolare attenzione è stata posta sui nuovi terminali di GNL, a causa soprattutto del loro ruolo strategico nell'ambito della formazione di un'offerta concorrenziale nel mercato italiano e comunitario del gas, ruolo determinato dalla loro maggiore flessibilità rispetto ai gasdotti d'importazione e che inoltre, in caso di interruzione delle forniture hanno un minore impatto sul sistema e offrono un più agevole ricorso a fonti alternative di approvvigionamento. Essi infatti, non creando un legame fisico tra paese produttore e paese importatore, favoriscono la diversificazione delle fonti di approvvigionamento riducendo il rischio di transito e rappresentano per i nuovi soggetti che si affacciano nel mercato la possibilità di realizzare nuove vie di importazione da nuovi Paesi produttori e indipendenti dall'influenza degli incumbent.

La realizzazione di terminali è essenziale per diversificare sia i soggetti che importano gas, con vantaggi in termini di concorrenza, sia soprattutto i Paesi di fornitura, obiettivi che hanno un carattere strategico, anche a fronte dei recenti accordi intercorsi tra Sonatrach e Gazprom, due tra i maggiori fornitori di gas all'Europa, e in particolare, all'Italia (essi rappresentano insieme il 58% della domanda e il 67% delle importazioni italiane).

In una situazione di domanda mondiale crescente, la sicurezza energetica diventa sempre più importante, specialmente in un futuro caratterizzato da forti incertezze per l'approvvigionamento. Per sicurezza energetica dei paesi consumatori si intende un approvvigionamento di risorse stabile, abbondante e relativamente a buon mercato. L'incertezza legata alle forniture può inoltre assumere una valenza politica nel momento in cui vi sia un uso delle risorse energetiche come arma di pressione politica. Nella ricerca di un

equilibrio tra sviluppo sostenibile e sicurezza degli approvvigionamenti, il gas è sicuramente la fonte energetica che più di altre può avere un ruolo particolarmente importante. Sulla base di tali considerazioni la maggior parte dei governi sono consapevoli dell'importanza strategica della diversificazioni delle fonti di energia e delle vie di approvvigionamento, e promuovono in misura crescente la costruzione di impianti di liquefazione e di rigassificazione del gas naturale liquido.

La reale capacità di approvvigionamento dipende dalla disponibilità attuale di contratti di acquisto presso gli impianti di liquefazione, che sono in corso di ampliamento ma che rimangono controllati da un numero limitato di paesi. Pertanto, rimangono irrisolte alcune incertezze sulla reale capacità operativa che potrà essere installata in Italia.

La disponibilità di contratti di approvvigionamento già in possesso del gruppo BG (cfr. figura 5 par. 5.3) conferisce alla realizzazione dell'impianto di rigassificazione di Brindisi un valore strategico importante nello scenario di concorrenza che si delinea nel settore della produzione e distribuzione del GNL.

In tale contesto la realizzazione del Terminale di Brindisi appare come un'opera assolutamente coerente, in grado di promuovere la competitività del sistema italiano e all'interno del sistema stesso, oltre che consolidare nuovi operatori di dimensioni adeguate ad un contesto concorrenziale. In conclusione, l'analisi delle caratteristiche e delle prospettive di sviluppo del settore italiano del gas mostra come la realizzazione del progetto rivesta una notevole importanza strategica in termini di competitività e sicurezza del mercato italiano nel suo complesso.

5.5 CONSIDERAZIONI AMBIENTALI CORRELATE ALL'UTILIZZO DI GAS NATURALE

Il gas naturale è costituito prevalentemente da metano (CH₄), da piccole quantità di idrocarburi superiori, azoto molecolare e anidride carbonica, in percentuali diverse a seconda della provenienza. Il gas naturale, da quando viene estratto dal sottosuolo a quando viene trasferito all'utente finale, necessita solo di un minimo trattamento.

L'utilizzo di gas naturale può dare un significativo contributo al miglioramento della qualità dell'aria ambiente in considerazione delle sue caratteristiche chimico-fisiche, per la possibilità di trasporto in reti sotterranee, per le possibilità di impiego in tecnologie ad alta efficienza e basse emissioni, non solo in impianti fissi ma anche come carburante per autotrazione.

Le caratteristiche del combustibile influiscono in maniera rilevante sulle emissioni di inquinanti atmosferici sia per utenze industriali, che per utenze civili:

- le emissioni di composti solforati, polveri, idrocarburi aromatici e metalli prodotti dalla combustione di gas naturale sono trascurabili;
- a parità di energia utilizzata la CO₂ prodotta dalla combustione del gas naturale risulta inferiore rispetto a quella prodotta dagli altri combustibili, come analizzato meglio in seguito;

- la possibilità di utilizzare il gas naturale in applicazioni e tecnologie ad alto rendimento come le caldaie a condensazione, gli impianti a cogenerazione e i cicli combinati per la produzione di energia elettrica consente una significativa riduzione delle emissioni di CO₂ per unità di energia prodotta. Un ciclo combinato (rendimento del 56-58%) rispetto al ciclo a vapore (rendimento di circa il 40%) consente, a parità di potenza prodotta, riduzioni di CO₂ del 50% rispetto ad un impianto tradizionale a olio combustibile e del 60% rispetto ad un impianto alimentato a carbone;
- in un impianto a ciclo combinato la produzione di NO_x è circa il 50% di un impianto a carbone della stessa potenza.

La maggiore parte dei rapporti ambientali e/o energetici prodotti recentemente (IEA, 2003) mette in luce la continua e crescente importanza del gas naturale. Il terzo rapporto di valutazione del quadro intergovernativo sui cambiamenti climatici (Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change-IPCC) ha rilevato anche che, almeno fino al 2020, è previsto che il gas naturale giochi un ruolo importante nella riduzione delle emissioni in atmosfera.

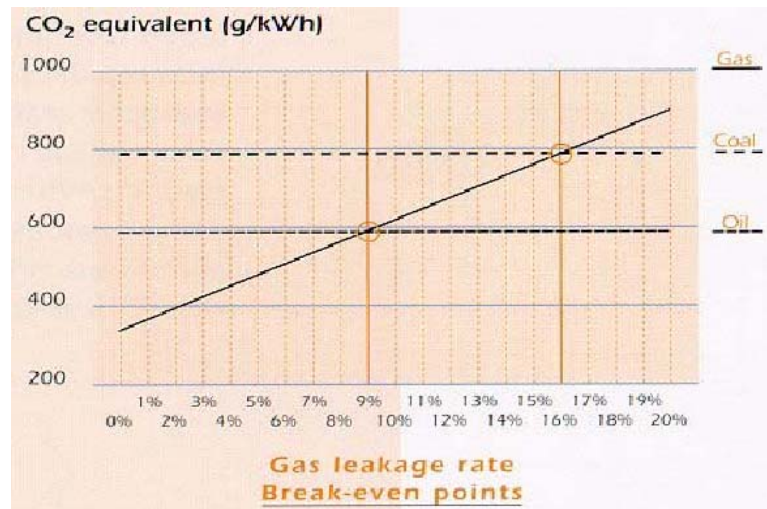
Per esempio, considerando semplicemente la quantità di carbonio prodotta per unità di energia, per il gas naturale tale valore risulta essere di 15.3 tC/Tj, mentre per il petrolio di 20.0 tC/Tj e per il carbone si ha un intervallo di 25.8-28.9 tC/Tj, a seconda del tipo di carbone consumato, in base a quanto indicato dalle Linee Guida IPCC (IEA, 2003).

Una valutazione più approfondita delle emissioni di carbonio dai diversi combustibili necessita un'analisi dell'intero ciclo di vita, tramite il confronto di tutte le emissioni dovute non solo al consumo ma anche a tutta la filiera del gas, dalle attività di ricerca e coltivazione fino ai consumatori finali.

Sulla base delle numerose ricerche effettuate relative alle emissioni dell'intera filiera del gas (IEA, 2003) si evidenzia che il gas naturale emette meno inquinanti, a parità di kWh prodotti, di altri comuni combustibili, sia per quanto riguarda la CO₂ (circa la metà del carbone e quasi un terzo rispetto alla lignite) che per quanto riguarda SO₂ NO_x e polveri sottili.

Anche per quanto riguarda le emissioni di gas ad effetto serra l'uso del metano comporta minori emissioni di CO₂: tali emissioni sono costituite dal metano stesso, principalmente immesso in atmosfera per perdite di vario genere dal sistema, e dagli N₂O, rilasciati durante la combustione, generalmente espressi in termini di CO₂ equivalente.

Nella seguente figura sono rappresentate, in funzione delle perdite del sistema (produzione, trasporto, distribuzione e consumo del metano), le emissioni di CO₂ equivalente derivanti dall'uso del metano come combustibile e quelle derivanti dall'uso di carbone e olio combustibile (IEA, 2003).



L'esame della figura mostra che l'uso del metano comporta minori emissioni di CO₂ equivalente rispetto agli altri due combustibili presi in considerazione. Considerando perdite complessivamente stimate pari a circa l'1.1% rispetto ai volumi trasportati (IEA, 2003), si hanno infatti circa 380 g/kWh di CO₂ emessa, contro i quasi 600 g/kWh dell'olio combustibile e i quasi 800 g/kWh del carbone.

Per avere, nell'uso del metano, le stesse emissioni di gas serra dovute all'uso dell'olio combustibile (break even point), si dovrebbero avere perdite pari a circa il 9% (ossia 8 volte superiori a quelle stimate). Le perdite dovrebbero essere ancora maggiori nel confronto con il carbone e pari a circa il 16 % (IEA, 2003).

Il gas naturale presenta quindi evidenti vantaggi anche per la riduzione delle emissioni di gas serra. Il Protocollo di Kyoto richiede una politica di cambiamento climatico per i paesi dell'Unione Europea, con modifiche sostanziali nella struttura del mercato dell'energia.

Il fattore determinante a favore del gas naturale è quindi rappresentato dall'alto grado di accettabilità ambientale che lo distingue da altri combustibili fossili; oltre ai vantaggi in precedenza descritti in termini di riduzione delle emissioni.

La sostituzione di combustibili fossili con il gas naturale rappresenta pertanto uno degli obiettivi della politica energetica in diversi paesi sia nella produzione di elettricità che negli usi finali, ivi incluso l'impiego come combustibile per veicoli. Si noti che, secondo le stime Eurogas, **ogni punto percentuale aggiuntivo nella quota gas del consumo energetico dell'Unione significherà una riduzione dell'1% delle emissioni totali di CO₂.**

6 REGIME NORMATIVO E VINCOLISTICO

6.1 NORMATIVA NAZIONALE E REGIONALE DI CARATTERE AMBIENTALE

Nella progettazione dell'impianto si è tenuto conto, oltre che delle norme e prescrizioni indicate dai piani e programmi in vigore (si veda quanto riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico del SIA), anche della vigente normativa nazionale e regionale in materia di salvaguardia dell'ambiente e protezione della popolazione. Nelle Tabelle 6.1 e 6.2 è riportato un elenco delle principali normative di interesse.

6.2 NORME INTERNAZIONALI DI RIFERIMENTO PER LA PROGETTAZIONE

Le norme nazionali e internazionali di riferimento per la progettazione dell'impianto sono indicate nell'Allegato 10 del progetto del Terminale (Brindisi LNG, 2008a) a cui si rimanda.

7 MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI E ANALISI DELLE ALTERNATIVE

7.1 TIPOLOGIA DI OPERA

Come evidenziato nel Capitolo 5 in base a tutte le previsioni di medio – lungo periodo la domanda di gas naturale, sia a livello europeo, sia a livello nazionale, aumenterà in maniera sensibile nei prossimi anni: a tale aumento, però, non farà fronte un analogo aumento della produzione, rendendo così necessario un incremento delle quote di importazione di gas.

Questo scenario previsionale, unitamente al processo di liberalizzazione del mercato, avviato dalle Direttive Europee in materia di gas ed elettricità e, in Italia, dai decreti legislativi di recepimento delle direttive, ha significativamente contribuito alla scelta di intraprendere lo sviluppo del progetto del Terminale di Brindisi. La realizzazione di un Terminale GNL, infatti, incontra la richiesta di nuove importazioni di gas naturale, insieme con la necessità di diversificare le fonti di approvvigionamento.

A tal proposito si evidenzia che il gas può essere trasportato, dal luogo di produzione, tramite:

- gasdotti;
- navi.

Nel primo caso il metano viene trasportato in forma gassosa, nel secondo caso il gas viene liquefatto in prossimità del luogo di produzione e mantenuto liquido e a bassa temperatura. Tale soluzione prevede la necessità di realizzare un Terminale di stoccaggio e rigassificazione del GNL, in corrispondenza del punto di approdo delle metaniere, per riportare il metano allo stato gassoso e inviarlo alla rete di trasporto. Nel seguito sono evidenziati i principali elementi di confronto tra le due tipologie di opera (Terminale GNL e metanodotto).

Elemento per il confronto	Terminale GNL	Metanodotto
Diversificazione Fonti di Approvvigionamento	Consente una notevole diversificazione, con soli vincoli di carattere contrattuale	È fisicamente legato al paese esportatore
Gestione degli Approvvigionamenti e Valenza Strategica	Consente scelta tra i fornitori, eventualmente approfittando di contratti di spot, con conseguente riduzione dei costi	Non consente flessibilità
Grado di Diffusione	In crescita	Alto
Impatto Ambientale	L'impatto si esercita su un'area di limitata estensione. I terminali GNL tipicamente sono impianti "puliti", a basso impatto ambientale.	L'impatto della condotta in fase di realizzazione può essere significativo. La superficie di territorio interessata è molto più estesa.
Tempo di Realizzazione	Il tempo previsto per la realizzazione del Terminale in oggetto è pari a circa 40 mesi	La condotta viene posta in opera con un avanzamento di circa 1,000 m al giorno in mare e di circa 800 m al giorno su terra.

In sintesi la scelta di realizzare un Terminale per l'approvvigionamento di GNL è dettata dai seguenti aspetti principali:

- il Terminale consente di diversificare le fonti di approvvigionamento del gas naturale. Il Terminale, infatti, sebbene debba essere anch'esso gestito mediante contratti a lungo termine, rispetto al metanodotto consente una maggiore flessibilità nella gestione degli approvvigionamenti non essendo fisicamente vincolato ad un paese fornitore, come nel caso della condotta, e quindi comporta minori rischi in termini di garanzia della fornitura;
- il Terminale presenta maggiore flessibilità nella gestione degli approvvigionamenti e consente di operare una certa scelta nei fornitori, eventualmente approfittando anche di carichi "spot" con conseguenti vantaggi nella disponibilità e nei prezzi di fornitura del gas.

7.2 LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO ON-SHORE

7.2.1 Motivazione della Scelta di Localizzazione

La Legge 24 Novembre 2000, No. 340 "*Disposizioni per la Delegificazione di Norme e la Semplificazione di Procedimenti Amministrativi*" favorisce l'uso o il riutilizzo di siti industriali per l'installazione di rigassificatori di gas naturale (terminali GNL) che vengono indicati come impianti destinati al miglioramento del quadro di approvvigionamento strategico dell'energia, della sicurezza e dell'affidabilità del sistema nonché della flessibilità e della diversificazione dell'offerta.

In linea generale, nella ricerca e valutazione di possibili siti per la localizzazione di un Terminale GNL, occorre tener conto dei requisiti minimi di cui deve necessariamente disporre l'area destinata ad ospitare l'impianto, considerando che un terminale GNL è costituito dai seguenti elementi fondamentali:

- i serbatoi GNL di capacità tale da consentire lo stoccaggio almeno dell'intero carico della nave metaniera; nel caso del terminale di Brindisi sono previsti 2 serbatoi da 160,000 m³ idonei a garantire una capacità media annua di rigassificazione di 8 Miliardi di Sm³/anno;
- un pontile e una banchina per l'accosto delle metaniere e lo scarico del GNL, adeguatamente protetti dall'azione del mare e del vento e tale da raggiungere fondali compatibili con il pescaggio delle metaniere;
- l'impiantistica per la rigassificazione e gli edifici per sala controllo, laboratorio, amministrazione, manutenzione ed esercizio;
- il gasdotto per l'invio del metano alla rete di trasporto nazionale.

Deve inoltre essere garantita la disponibilità di acqua di mare come fonte di calore per la rigassificazione del GNL. Le opere di presa e di scarico devono poter essere dimensionate adeguatamente e localizzate in posizioni tali da evitare il ricircolo degli scarichi freddi che diminuirebbe l'efficienza del sistema.

Si noti che il sito di Capo Bianco nel porto esterno di Brindisi presenta caratteristiche soddisfacenti per tutti gli aspetti sopra menzionati. L'impianto (stoccaggio e rigassificazione) è previsto su un rilevato a mare ricavato lungo la Costa di Capo Bianco, la cui realizzazione è già prevista dal Piano Regolatore Portuale dal quale si stacca il pontile destinato a ricevere le metaniere, anch'esso già previsto dal Piano Regolatore Portuale. Gli elementi che rendono il sito idoneo sono:

- il porto di Brindisi offre eccellenti attrezzature portuali in posizione protetta dai venti e dalle correnti, atte a supportare anche condizioni atmosferiche avverse, con acque profonde ed escursioni di marea limitate. Nel porto di Brindisi l'accesso alle infrastrutture è buono, è disponibile il servizio rimorchiatori, energia elettrica, manodopera e utilities varie;
- le profondità dei fondali dell'area portuale sono idonee alla manovra e all'accosto delle navi gasiere per il trasporto del GNL, senza che siano richieste attività di dragaggio;
- l'area è inserita in un importante complesso industriale, è già attrezzata e dispone di servizi e infrastrutture di qualità. I punti di forza del tessuto infrastrutturale brindisino sono costituiti dal polo energetico, comprendente due Centrali Termoelettriche, dalla zona industriale e dal sistema dei trasporti;
- nell'area industriale di Brindisi sono presenti potenziali utilizzatori del freddo del Terminale: il Terminale è stato progettato per poter essere dotato di apparecchiature per il recupero delle frigoriferie, in modo da fornire un mezzo di raffreddamento ad utenze ubicate nei dintorni;
- la localizzazione del progetto è coerente con le indicazioni della pianificazione territoriale e portuale: gli strumenti di pianificazione vigenti (il Piano Regolatore Territoriale Consortile dell'Area di Sviluppo Industriale di Brindisi e il Piano Regolatore del Porto di Brindisi) indicano la disponibilità di un'area di sviluppo delle attività industriali da realizzarsi mediante riempimento a mare, di estensione adeguata per la realizzazione del Terminale. La realizzazione del nuovo pontile a servizio del terminale, per l'accosto delle metaniere, è già prevista dal Piano Regolatore Portuale;
- l'acqua di mare per il processo di rigassificazione del GNL potrà essere approvvigionata senza particolari difficoltà;
- lo scarico delle acque raffreddate del processo di rigassificazione consentirà di compensare l'impatto termico complessivo dell'area portuale nella quale confluiscono gli scarichi di acqua riscaldata da altri impianti industriali.

7.2.2 Alternative di Localizzazione del Terminale

Nel corso dello sviluppo della progettazione, sulla base della presenza di vincoli territoriali, paesaggistici ed ambientali, sono stati ricercati siti alternativi per la localizzazione del Terminale GNL. Nell'area costiera compresa tra il Porto di Brindisi e Torre San Gennaro, a Sud della Centrale ENEL di Cerano, sono stati esaminati i seguenti tratti di costa:

- tratto tra Isole Pedagne e Capo di Torre Cavallo;
- tratto tra Capo di Torre Cavallo e Torre Matterelle;
- tratto tra Torre Matterelle e la Centrale ENEL di Cerano;
- tratto a Sud della Centrale ENEL di Cerano.

Nei paragrafi seguenti sono presentate le considerazioni derivanti dall'analisi dei tratti sopra elencati.

7.2.2.1 Tratto tra Isole Pedagne e Capo di Torre Cavallo

La costa tra le Isole Pedagne e Capo di Torre Cavallo ricade nell'ambito territoriale esteso "D" Valore relativo" del PUTT/P&BA. L'area è occupata dalle strutture e dagli impianti dello Stabilimento Multisocietario che arrivano fino in prossimità dell'arenile e dalle opere di scarico a mare dello Stabilimento stesso. Si segnala la presenza del SIC marino "*Stagni e Saline di Punta della Contessa*", interessato da praterie di Posidonia oceanica, circa 1 km al largo di Capo di Torre Cavallo. In corrispondenza delle Isole Pedagne è segnalata la presenza di relitti e reperti archeologici attorno agli scogli e agli isolotti.

Nel tratto di costa in questione non si evidenziano aree idonee ad ospitare il Terminale GNL. Le opere a mare (pontile e opere di protezione) potrebbero interferire con il SIC marino (si veda quanto indicato al Paragrafo 7.3.1).

7.2.2.2 Tratto tra Capo di Torre Cavallo e Torre Mattarelle

A Sud di Torre Cavallo, oltre il confine dello Stabilimento Multisocietario, inizia il "*Parco Naturale Regionale Salina di Punta della Contessa*" che presenta uno sviluppo costiero di circa 6 km e si estende fino a Torre Mattarelle. All'interno del Parco è compreso il SIC/ZPS "*Stagni e Saline di Punta della Contessa*" caratterizzato dalla presenza di zone umide e habitat prioritari ai sensi della Direttiva 92/43/CEE. La porzione Nord del Parco è inclusa all'interno dell'area industriale ASI di Brindisi. Lungo tutta la costa si segnala la presenza del SIC marino "*Stagni e Saline di Punta della Contessa*", interessato da praterie di Posidonia oceanica. La costa ricade nell'Ambito Territoriale Esteso (ATE) "*D-Valore Relativo*" del PUTT/P&BA per la parte compresa in area ASI e nell'Ambito Territoriale Esteso "*A-Valore eccezionale*" per la restante porzione.

La realizzazione di un impianto industriale non è coerente con la normativa di Parco e con la normativa del PUTT/P&BA: l'opera interferirebbe con specie e habitat prioritari e con aree classificate a rilevante interesse naturalistico e paesaggistico.

A Punta della Contessa è presente il poligono di tiro AM che costituisce servitù militare. L'area a mare tra Capo di Torre Cavallo e Torre Mattarelle è interdetta alla navigazione durante le esercitazioni. È segnalata la presenza di ritrovamenti archeologici nella zona a mare antistante Salina Vecchia.

7.2.2.3 Tratto tra Torre Mattarelle e la Centrale ENEL di Cerano

Il tratto di costa, di circa 1 km, a Sud del confine del Parco Naturale Regionale Salina di Punta della Contessa, tra Torre Mattarelle e la Centrale ENEL di Cerano ricade nell'Ambito Territoriale Esteso (ATE) "*A-Valore Eccezionale*" e nell'Ambito Territoriale Distinto (ATD) "*Area litoranea*" (area di pertinenza e area annessa) del PUTT/P&BA, il cui regime normativo non è coerente con la realizzazione di un insediamento industriale quale quello in oggetto.

A Torre Mattarelle si segnala la presenza di un punto panoramico (classificato come emergenza del sistema storico culturale dal PRG di Brindisi adeguato al PUTT/P&BA).

L'area è a destinazione agricola da PRG, ad eccezione dell'area della Centrale ENEL a destinazione industriale; la costa è di tipo roccioso. Il tratto di mare antistante, compreso quello di fronte alla Centrale, è interessato dalla porzione marina del SIC "*Bosco Tramazzone*", caratterizzato dalla presenza di Posidonia oceanica (habitat prioritario) a circa 500 m dalla costa. Il pontile a servizio del Terminale, che deve dovrebbe raggiungere la

batimetrica 13 m, e le relative opere di protezione andrebbero necessariamente ad interessare il SIC.

È segnalata la presenza di ritrovamenti archeologici nella zona a mare antistante la Centrale ENEL.

7.2.2.4 Tratto a Sud della Centrale ENEL di Cerano

Immediatamente a Sud della Centrale ENEL di Cerano ha inizio la “*Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Cerano*”, che include al suo interno il SIC “Bosco di Tramazzone”. Il SIC comprende anche una porzione marina, caratterizzata dalla presenza di *Posidonia oceanica*, che si estende nel tratto marino antistante. La realizzazione di un impianto industriale non è coerente con la normativa della Riserva: l’opera interferirebbe con specie e habitat prioritari e con aree classificate a rilevante interesse naturalistico e paesaggistico.

È segnalata la presenza di reperti archeologici e di una zona di ritrovamento di un galeone spagnolo nell’area a mare antistante Capo San Gennaro.

7.2.2.5 Considerazioni Conclusive

Oltre a quanto indicato nei precedenti Paragrafi, tutta la zona di mare antistante la costa in studio è interessata da attività di pesca e dalla presenza di praterie di *Posidonia oceanica* (habitat prioritario ai sensi della Direttiva 92/43/CEE) tra le batimetriche 6 e 22 m. L’area, fino al confine comunale tra Brindisi e San Pietro Vernotico, è inclusa nel Sito di Interesse Nazionale di Brindisi di cui alla Legge 9 Dicembre 1998, No. 426.

L’intera zona costiera oggetto di analisi presenta vincoli territoriali, paesaggistici e ambientali non compatibili con l’installazione di un Terminale GNL.

Gli unici tratti di costa non compresi all’interno di parchi o riserve sono quelli antistanti lo stabilimento multisocietario e la Centrale ENEL di Cerano e il tratto, di circa 1 km, tra Torre Mattarelle e la Centrale ENEL, soggetto a normativa di salvaguardia e protezione dal PRG di Brindisi adeguato alla normativa del PUTT/P&BA, volto alla salvaguardia e alla valorizzazione dei caratteri naturali e paesaggistici.

Ulteriori elementi che rendono non favorevole, dal punto di vista ambientale e paesaggistico, la localizzazione del Terminale GNL in prossimità della Centrale ENEL di Cerano sono:

- le nuove strutture risulterebbero visibili da zone ad elevato pregio ambientale e paesaggistico (area di parco);
- data la batimetria dei fondali, la realizzazione del pontile per l’accosto e lo scarico delle metaniere potrebbe necessitare di attività di dragaggio dei fondali con conseguenti impatti sull’ambiente marino e disturbi/distruzione della prateria di *Posidonia*, habitat prioritario ai sensi della Direttiva 92/43/CEE, presente a breve distanza dalla costa;
- potrebbero essere necessari importanti lavori marittimi per la realizzazione del pontile, che, nel caso dovesse raggiungere la batimetria dei 13 m, presenterebbe una lunghezza di circa 1.5 km, e delle opere di protezione (diga frangiflutti) necessarie per garantire le operazioni di scarico delle metaniere in condizioni sicure;

- la realizzazione delle opere a mare (pontile e diga frangiflutti) potrebbe indurre modifiche anche importanti ed estese alla linea di costa, in conseguenza di possibili variazioni del trasporto solido lungo costa con nuove zone di erosione e accumulo.

In conclusione, nel tratto di costa esaminato non sono state individuate zone idonee ad ospitare un Terminale GNL.

7.3 LOCALIZZAZIONE E ORIENTAMENTO DEL PONTILE

7.3.1 Localizzazione del Pontile

Ferma restando la localizzazione dell'impianto lungo la costa di Capo Bianco, nel porto esterno, Brindisi LNG, rispondendo a istanze pubbliche, ha incaricato la Società HR Wallingford di sviluppare uno studio preliminare volto ad individuare possibili soluzioni alternative di localizzazione del pontile a servizio del Terminale GNL all'esterno del Porto di Brindisi.

Come illustrato nella Figura 7.1 lo studio marittimo sviluppato dalla HR Wallingford (2005) ha identificato:

- 3 possibili aree per l'ormeggio delle metaniere antistanti la costa tra la Diga dei Trapanelli e Capo di Torre Cavallo, con profondità d'acqua prossime a 14 m, compatibili con il pescaggio delle metaniere a servizio e del Terminale;
- 4 possibili allineamenti del pontile per il collegamento tra la zona di ormeggio e la costa, in corrispondenza del radicamento a terra della Diga dei Trapanelli e di Capo di Torre Cavallo.

L'**area 1** è ubicata circa 1 km a Sud del canale di accesso al porto, è esposta alle direzioni predominanti di vento (SSE e NNO) e prevede due diverse soluzioni di collegamento a terra, con pontili di diversa lunghezza, uno radicato in prossimità della Diga dei Trapanelli, l'altro a Capo di Torre Cavallo, di lunghezza pari a circa 2.8 e 1.5 km rispettivamente.

L'**area 2** è ubicata circa 4 km a Sud del canale di accesso al porto, è esposta alle direzioni predominanti di vento (SSE e NNO). Il pontile è collegato a terra a Capo di Torre Cavallo (lunghezza pari a circa 2.2 km).

L'**area 3** è ubicata in prossimità dell'accesso al porto, è parzialmente protetta nei riguardi delle direzioni S e SO da Capo di Torre Cavallo e prevede il collegamento a terra in prossimità della Diga dei Trapanelli (lunghezza pari a circa 1.2 km).

Il **pontile** è stato ipotizzato di tipo convenzionale, su pali; per l'area di ormeggio sono state valutate soluzioni con e senza protezione (diga semplice o doppia o struttura a cassoni con la duplice funzione di banchina di ancoraggio e diga).

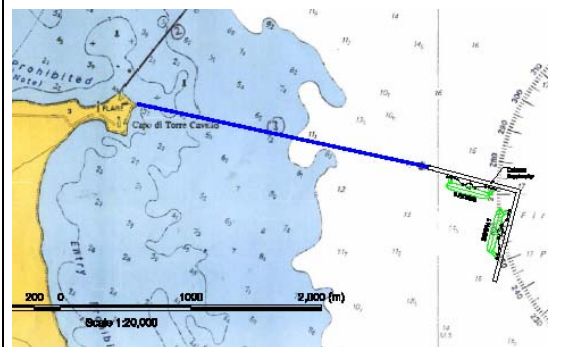
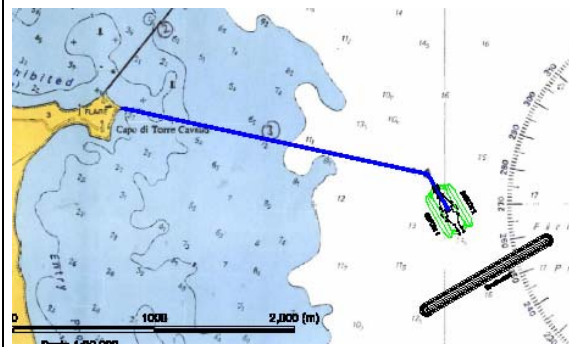
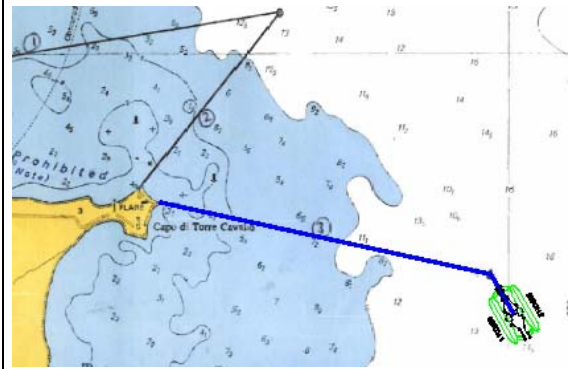
In sintesi gli schemi di layout identificati consistono nelle soluzioni descritte nella successiva tabella. Con il numero (1, 2 e 3) è identificata la posizione della zona di ormeggio delle metaniere.

DA ZONA DI ORMEGGIO 1 A CAPO DI TORRE CAVALLO DA ZONA DI ORMEGGIO 1 A DIGA DEI TRAPANELLI (HR Wallingford, 2005a)		
1A-1	<ul style="list-style-type: none"> • senza diga di protezione (esposizione ai venti e alle correnti) • nave allineata con la direzione dei venti e delle onde dominanti per minimizzare il downtime • spazio di manovra adeguato dal canale di accesso esistente • no dragaggi • pontile di circa 2.8 km di lunghezza 	
1A-2	<ul style="list-style-type: none"> • come opzione precedente, con pontile di minor lunghezza (circa 1.5 km) • lungo percorso condotte criogeniche per connessione con terminale 	
1B-1	<ul style="list-style-type: none"> • diga singola, a Sud, per la protezione dalle onde da SE. Piattaforma di ormeggio esposta alle direzioni NNO • nave allineata con la direzione dei venti e delle onde dominanti per minimizzare il downtime • spazio di manovra adeguato dal canale di accesso al porto • no dragaggi • pontile di circa 2.1 km di lunghezza 	
1B-2	<ul style="list-style-type: none"> • come opzione precedente, con pontile di minor lunghezza (circa 1.5 km) • lungo percorso condotte criogeniche per connessione con terminale 	

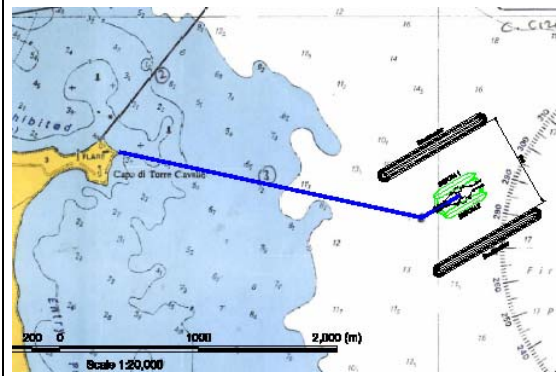
DA ZONA DI ORMEGGIO 1 A CAPO DI TORRE CAVALLO DA ZONA DI ORMEGGIO 1 A DIGA DEI TRAPANELLI (HR Wallingford, 2005a)
--

DA ZONA DI ORMEGGIO 1 A CAPO DI TORRE CAVALLO DA ZONA DI ORMEGGIO 1 A DIGA DEI TRAPANELLI (HR Wallingford, 2005a)		
1C-1	<ul style="list-style-type: none"> • diga a cassoni per proteggere le piattaforme di accosto da correnti provenienti dal settore orientale • piattaforma 1 parzialmente esposta alle onde da NNO e piattaforma 2 parzialmente esposta alle onde da SSE. La riflessione dell'onda sulla diga può ulteriormente ridurre la tranquillità del moto ondoso all'ormeggio • piattaforme di ormeggio non allineate con le direzioni dei venti e onde dominanti; configurazione non ottimale per ridurre il downtime associato ai carichi di ormeggio e ai movimenti della nave • spazio di manovra adeguato dal canale di accesso al porto • no dragaggi • pontile di circa 2.8 km di lunghezza 	
1C-2	<ul style="list-style-type: none"> • come opzione precedente, con pontile di minor lunghezza (circa 1.5 km) • lungo percorso condotte criogeniche per connessione con terminale 	
1D-1	<ul style="list-style-type: none"> • diga doppia, a Sud e a Nord, per protezione da tutte le direzioni d'onda dominanti • nave allineata perpendicolarmente alle direzioni dei venti dominanti; configurazione non ottimale per ridurre il downtime associato con i carichi di ormeggio e i movimenti della nave • spazio di manovra adeguato dal canale di accesso al porto • no dragaggi • pontile di circa 2.8 km di lunghezza 	
1D-2	<ul style="list-style-type: none"> • come opzione precedente, con pontile di minor lunghezza (circa 1.5 km) • lungo percorso condotte criogeniche per connessione con terminale 	

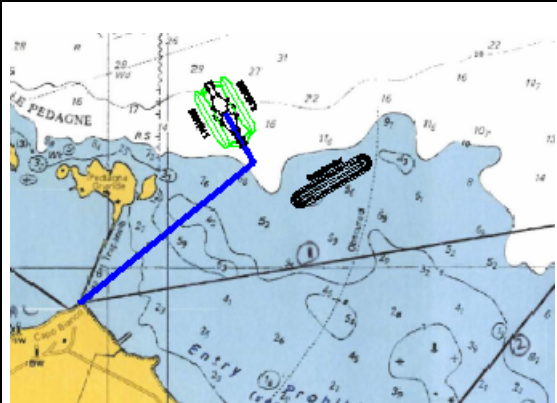
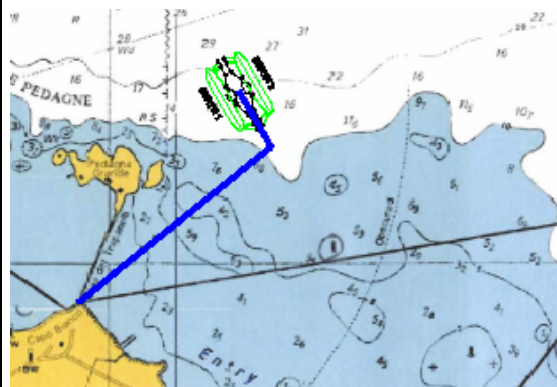
DA ZONA DI ORMEGGIO 2 A CAPO DI TORRE CAVALLO (HR Wallingford, 2005a)	
2A	<ul style="list-style-type: none"> • senza diga di protezione (esposizione ai venti e alle correnti) • nave allineata con la direzione dei venti e delle onde dominanti per minimizzare il downtime • grande distanza dal canale di accesso al porto • lungo percorso a terra della pipeline di trasporto GNL al terminale • no dragaggi • pontile di circa 2.2 km di lunghezza • lungo percorso condotte criogeniche per connessione con terminale
2B	<ul style="list-style-type: none"> • diga singola a Sud per protezione nei riguardi delle onde da SSE • nave allineata con la direzione dei venti e delle onde dominanti per minimizzare il downtime • grande distanza dal canale di accesso al porto • lungo percorso a terra della pipeline di trasporto GNL al terminale • sono necessari dragaggi per garantire l'accesso alla piattaforma 1 in prossimità dell'estremo occidentale della diga • pontile di circa 2.2 km di lunghezza • lungo percorso condotte criogeniche per connessione con terminale
2C	<ul style="list-style-type: none"> • diga a cassoni per protezione nei riguardi delle onde provenienti dal settore orientale • piattaforma 1 parzialmente esposta alle onde da NNO e piattaforma 2 parzialmente esposta alle onde da SSE. La riflessione dell'onda sulla diga può ulteriormente ridurre la tranquillità del moto ondoso all'ormeggio • piattaforme di ormeggio non allineate con le direzione di venti e onde dominanti; configurazione non ottimale per ridurre il downtime associato ai carichi di ormeggio e ai movimenti della nave • grande distanza dal canale di accesso al porto • lungo percorso a terra della pipeline di trasporto GNL al terminale • no dragaggi • pontile di circa 2.2 km di lunghezza



DA ZONA DI ORMEGGIO 2 A CAPO DI TORRE CAVALLO (HR Wallingford, 2005a)	
2D	<ul style="list-style-type: none"> • diga doppia, a Sud e a Nord, per protezione da tutte le direzioni d'onda dominanti • nave allineata perpendicolarmente alle direzioni dei venti dominanti; configurazione non ottimale per ridurre il downtime associato con i carichi di ormeggio e i movimenti della nave • grande distanza dal canale di accesso al porto • tracciato a terra della pipeline di trasporto GNL al terminale • no dragaggi • pontile di circa 2.2 km di lunghezza



DA ZONA DI ORMEGGIO 3 A RADICAMENTO DIGA DEI TRAPANELLI (HR Wallingford, 2005a)	
3A	<ul style="list-style-type: none"> • senza diga di protezione (esposizione ai venti e alle correnti). Capo di Torre Cavallo garantisce una parziale protezione nei riguardi delle onde da SSE • nave allineata nella direzione dei venti e delle onde dominanti per minimizzare il downtime • manovra delle navi LNG dentro al canale di accesso al porto, con potenziali interferenze con gli altri traffici • pontile di circa 1.2 km di lunghezza
3B	<ul style="list-style-type: none"> • diga singola a Sud, in acque poco profonde, per protezione completa nei riguardi delle onde dal settore Sud orientale • nave allineata nella direzione dei venti e delle onde dominanti per minimizzare il downtime • manovra delle navi LNG dentro al canale di accesso al porto, con potenziali interferenze con gli altri traffici • pontile di circa 1.2 km di lunghezza



DA ZONA DI ORMEGGIO 3 A RADICAMENTO DIGA DEI TRAPANELLI (HR Wallingford, 2005a)		
3C	<ul style="list-style-type: none"> • diga doppia, a Sud e a Nord, per protezione da tutte le direzioni d'onda dominanti. A Sud, una diga di ridotta lunghezza, in acque poco profonde, garantisce la completa protezione dal settore Sud orientale. La protezione a Nord viene realizzata tramite una diga in acque profonde (40 m) a Nord del canale di accesso al porto • nave allineata nella direzione dei venti e delle onde dominanti per minimizzare il downtime • manovra delle navi LNG dentro al canale di accesso al porto, con potenziali interferenze con gli altri traffici • no dragaggi • pontile di circa 1.2 km di lunghezza 	
3D	<ul style="list-style-type: none"> • diga doppia, a Sud e a Nord, per protezione da tutte le direzioni d'onda dominanti. A Sud, una diga di ridotta lunghezza, garantisce la completa protezione dal settore sud orientale. La protezione a Nord viene realizzata tramite una diga in acque profonde (tra 20 e 30 m) a Sud del canale di accesso al porto • potenziale interferenza della diga Nord con un cavo sottomarino • nave allineata perpendicolarmente alle direzioni dei venti dominanti; soluzione non ottimale per ridurre il downtime associato con i carichi di ormeggio e i movimenti della nave • diga Nord prossima al canale di accesso al porto, potenziali interferenze con traffici esistenti • manovra delle navi LNG dentro al canale di accesso al porto; potenziali interferenze con gli altri traffici • probabili dragaggi, in considerazione del limitato spazio disponibile tra la piattaforma e il canale di accesso • pontile di circa 1.2 km di lunghezza 	

7.3.1.1 Valutazione degli Aspetti Tecnici

Lo studio sviluppato dalla HR Wallingford (2005a) ha evidenziato la fattibilità tecnica di tutte le soluzioni identificate, che sono state tra loro confrontate con riferimento ai seguenti parametri:

- accessibilità e manovrabilità delle metaniere;
- tempo di inoperatività del terminale (downtime);
- costo delle opere (indicativo).

Il confronto qualitativo condotto al fine di identificare le soluzioni più interessanti su cui porre maggiore attenzione è sinteticamente rappresentato nelle tabelle seguenti.

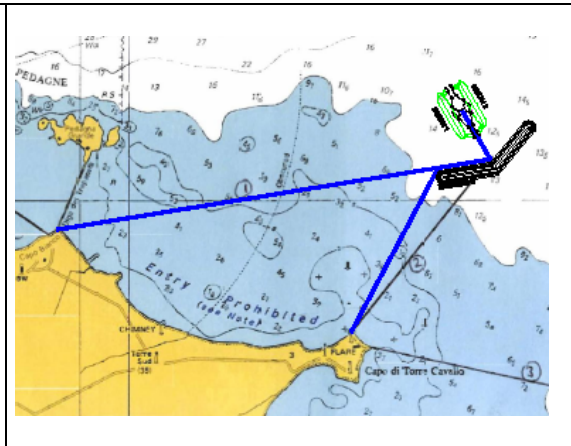
Confronto tra Opzioni di Layout, Giudizio (HR Wallingford, 2005a)				
Layout	Accesso	Manovrab.	Downtime	Indicatore di Costo
1A-1	Buono	Buono	Alto	Moderato
1A-2	Buono	Buono	Alto	Moderato
1B-1	Buono	Buono	Moderato	Alto
1B-2	Buono	Buono	Moderato	Moderato
1C-1	Scarso	Scarso	Basso	Alto
1C-2	Scarso	Scarso	Basso	Alto
1D-1	Buono	Moderata	Basso	Alto
1D-2	Buono	Moderata	Basso	Alto
2A	Buono	Scarso	Alto	Moderato
2B	Buono/scarso	Buona/scarsa	Moderato	Alto
2C	Buono	Moderata	Basso	Alto
2D	Buono	Moderata	Basso	Alto
3A	Buono	Moderata	Alto	Medio Basso
3B	Buono	Moderata	Moderato	Medio Basso
3C	Buono	Moderata	Basso	Molto Alto
3D	Buono	Moderata	Basso	Moderato
Capo Bianco	Buono	Buono	Basso	Basso

Confronto tra Opzioni di Layout, Punteggio (HR Wallingford, 2005a)					
Layout	Accesso	Manovrab.	Downtime	Indicatore di Costo	Totale
1A-1	3	3	1	2	9
1A-2	3	3	1	2	9
1B-1	3	3	2	1	9
1B-2	3	3	2	2	10
1C-1	1	1	3	1	6
1C-2	1	1	3	1	6
1D-1	3	2	3	1	9
1D-2	3	2	3	1	9
2A	3	1	1	2	7
2B	2	2	2	1	7
2C	3	2	3	1	9
2D	3	2	3	1	9
3A	3	2	1	3	9
3B	3	2	2	3	10
3C	3	2	3	1	9
3D	3	2	3	2	10
Capo Bianco	3	3	3	4	13

Gli schemi preferiti sulla base dei criteri selezionati sono 1B-2, 3B e 3D.

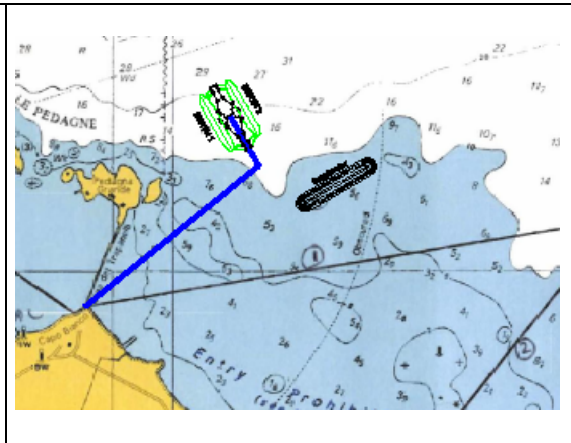
1B-2:

Localizzazione 1 al largo della costa tra la Diga dei Trapanelli e Capo di Torre Cavallo e soluzione con singola diga di protezione. Pontile collegato alla diga dei Trapanelli. Il downtime potrebbe essere inaccettabile, a causa della mancata protezione nei riguardi della direzione N



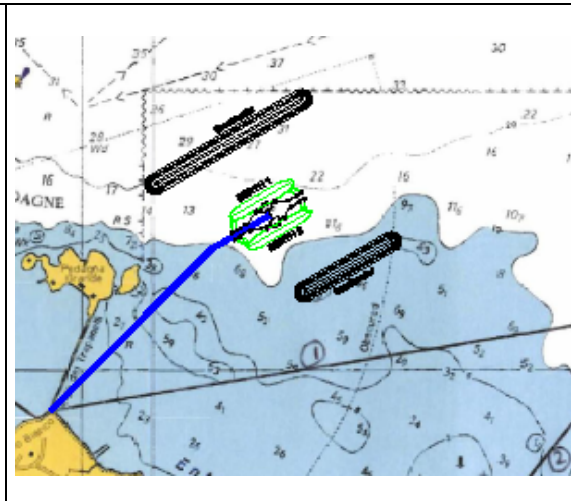
3B:

Localizzazione 3 prossima alle Isole Pedagne e soluzione con singola diga di protezione. Il downtime potrebbe essere inaccettabile, a causa della mancata protezione nei riguardi della direzione N.



3D:

Localizzazione 3 prossima alle Isole Pedagne e soluzione con doppia diga di protezione. È la più costosa tra le 3 opzioni.



Considerate le direzioni dominanti dei venti e del moto ondoso (da NO e SE), l'analisi effettuata ha evidenziato che risulta difficile mitigare l'esposizione della piattaforma per

l'accosto e lo scarico delle metaniere con una singola diga di protezione, che ovviamente può offrire riparo solo nei riguardi di una direzione.

La **localizzazione 3**, prossima alle Isole Pedagne, è quella che presumibilmente presenta il minor downtime per effetto del moto ondoso, sebbene le differenze per tale aspetto delle tre localizzazioni siano minime. I parametri condizionanti l'analisi comparativa sono risultati invece quelli collegati alla ubicazione e all'estensione della diga di protezione.

Complessivamente la soluzione che prevede il pontile localizzato all'interno dell'area portuale, a Capo Bianco, presenta il più elevato punteggio: l'accesso e le condizioni di operabilità sono buone e i costi risultano inferiori, anche significativamente, a tutte le altre soluzioni. Inoltre:

- lo studio marittimo ha evidenziato che le opzioni di pontile esterno comportano una maggiore indisponibilità dell'impianto con possibile interruzione della fornitura;
- la tempistica per la realizzazione delle opere marittime risulta maggiore;
- la maggiore lunghezza delle tubazioni criogeniche comporta una maggiore produzione di BOG con incremento del numero di compressori e relativi consumi di energia.

7.3.1.2 Analisi dei Vincoli Territoriali e Ambientali

L'analisi dei vincoli territoriali relativo alle soluzioni preferibili dal punto di vista tecnico sono così riassumibili:

- **l'area di ormeggio 1** ricade nella porzione marina del SIC "Stagni e Saline di Punta della Contessa", caratterizzata dalla presenza dell'habitat prioritario "praterie di Posidonie". Analogamente la diga di protezione interessa direttamente o parzialmente il SIC, a seconda della soluzione considerata (singola, doppia, a cassoni). La costa è interessata dagli impianti dello stabilimento multisocietario;
- **l'area di ormeggio 2** e le opere di protezione ricadono interamente nel SIC marino e nella zona di interdizione alla navigazione, all'ancoraggio e alla pesca per esercitazioni di tiro dal poligono di Punta della Contessa. La costa è interessata da importanti vincoli:
 - Parco Naturale Regionale "Saline di Punta della Contessa";
 - porzione costiera del SIC "Stagni e Saline di Punta della Contessa";
 - Ambito Territoriale Esteso (ATE) "A-Valore Eccezionale" del PUTT/P&BA;
- **l'area di ormeggio 3** e le opere di protezione sono esterne al SIC e ricadono in una zona dove sono segnalate possibili presenze di reperti archeologici. La costa è interessata dagli impianti del lo stabilimento multisocietario. Si segnala la presenza, nelle Pedagne, di una base militare.

Da quanto sopra esposto si evidenzia la minore idoneità dell'area 2 per la localizzazione delle opere. Nel seguito è riportato il confronto tra le tre soluzioni identificate dallo studio marittimo della HR Wallingford (2005a), relative alle aree 1 e 3, effettuato con riferimento ai vincoli territoriali e a parametri di tipo ambientale.

Confronto tra le Alternative di Pontile Vincoli territoriali e Ambientali				
	Opzione 1B-2	Opzione 3B	Opzione 3D	Pontile di Capo Bianco
Lunghezza/ ubicazione pontile	2.8 km in mare aperto dal radicamento a terra della Diga dei Trapanelli	1.2 km in mare aperto dal radicamento a terra della Diga dei Trapanelli	1.2 km in mare aperto dal radicamento a terra della Diga dei Trapanelli	0.5 km, all'interno del porto
Opere di protezione	singola diga	singola diga	doppia diga	Nessuna
SIC marino con presenza di Posidonia (habitat prioritario)	parte del pontile, la piattaforma e la diga interessano direttamente il SIC marino	nessuna delle opere interessa direttamente il SIC marino		l'opera, interna al porto, non interferisce in alcun modo con il SIC marino
Porzione onshore del SIC/ZPS	nessuna delle opere interessa direttamente il SIC costiero			l'opera, interna al porto, non interferisce in alcun modo con il SIC costiero
Parco naturale	nessuna delle opere interessa direttamente il parco			l'opera, interna al porto, non interferisce in alcun modo con il parco
Destinazione d'Uso area costiera	Industriale, presenza degli impianti dello stabilimento multisocietario e delle infrastrutture portuali			
Sito di Interesse Nazionale	Tutte le opere sono comprese nel SIN			
Vincoli Militari	Interessa l'area di restrizione del poligono di tiro di Punta della Contessa	Prossima all'area di restrizione del poligono di tiro di Punta della Contessa e alla base delle operative della Marina delle Isole Pedagne	Prossima all'area di restrizione del poligono di tiro di Punta della Contessa e alla base delle operative della Marina delle Isole Pedagne	No

7.3.2 Orientamento del Pontile

La disposizione planimetrica del pontile è stata oggetto di approvazione da parte del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici. Tale organo, con voto No. 399 del 13 Novembre 2002, ha espresso parere favorevole con prescrizioni alla configurazione proposta per il molo a servizio del terminale GNL da realizzarsi nel Porto Esterno di Brindisi in area "Capo Bianco".

La configurazione del pontile approvata dal Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici è stata adottata nell'ottica di rispettare le esigenze di sicurezza nei riguardi delle attività di movimentazione dei prodotti petroliferi, operanti sull'esistente molo ex – Enichem, e nei riguardi della manovrabilità delle navi militari che andranno ad operare nell'area POL della Marina Militare di futura realizzazione in zona "Capo Bianco".

La disposizione planimetrica prevista per il pontile del Terminale GNL di Brindisi e le relative distanze di sicurezza dall'area di movimentazione dei prodotti petroliferi e dall'area

POL nonché la distanza tra l'area di ormeggio delle metaniere e il corridoio di transito nel Porto Esterno sono presentate in Figura 7.2. Tale disposizione planimetrica è definita "a zampa di cane". Come evidenziato in tale figura la disposizione a zampa di cane presenta i seguenti vantaggi:

- l'allineamento dei corridoi di accesso della Marina Militare e delle navi metaniere garantisce un maggior grado di controllo per la manovra delle navi a bassa velocità, in quanto le imbarcazioni che usano il corridoio sono in linea con i venti dominanti;
- gli ormeggi delle navi gasiere sono posizionati in modo tale che la distanza tra la nave ormeggiata e la rotta del traffico di attraversamento tra l'interno del porto e il mare sia massimizzata a circa 330 m;
- viene mantenuta una distanza di sicurezza superiore a 300 m tra la gasiera ormeggiata e le navi GPL eventualmente ormeggiate al molo ex – Enichem.

7.4 SCELTE STRUTTURALI E DI PROCESSO

7.4.1 Serbatoio di Stoccaggio

In generale i serbatoi per lo stoccaggio sono riconducibili alle seguenti differenti tipologie:

- serbatoi costituiti da un guscio interno realizzato in acciaio al nichel 9% e guscio esterno in acciaio al carbonio. Questo tipo di serbatoi è definito a singolo contenimento, poiché l'acciaio al carbonio impiegato per il guscio esterno non è un materiale criogenico. In alternativa, utilizzando acciaio al nichel 9% anche per il guscio esterno, può essere realizzato un doppio contenimento;
- serbatoi a doppio contenimento, con guscio esterno in calcestruzzo armato e precompresso, abbinato ad un guscio interno in acciaio al nichel 9% autoportante o, in alternativa, costituito da una membrana corrugata in acciaio inossidabile o, ancora, da materiali compositi o non metallici non autoportanti. Questi serbatoi sono definiti a doppio contenimento; inoltre, l'uso di un guscio esterno in calcestruzzo, anziché in acciaio, assicura una maggior resistenza in caso di urto o di incendio. La tipologia a membrana in acciaio inossidabile risulta economicamente conveniente solo per serbatoi di elevata capacità (superiore a 80,000 m³).

I serbatoi a contenimento totale, come descritti dalle norme EN 1473 e API 620, rappresentano una evoluzione dei serbatoi a doppio contenimento di cui sopra. In maggior dettaglio il serbatoio a contenimento totale è costituito da un serbatoio interno in acciaio al 9% di nichel (contenitore primario) e da un serbatoio esterno in calcestruzzo (contenitore secondario). Entrambi i contenitori sono progettati per contenere il GNL. Vista la sicurezza intrinseca di questa concezione in cui il GNL è contenuto da due contenitori, non occorrono muri di contenimento ambientale intorno all'area del serbatoio per il contenimento di eventuali fuoriuscite.

Il serbatoio esterno in calcestruzzo è costituito da pareti in cemento armato precompresso, una soletta inferiore in cemento armato e una copertura a cupola in cemento armato. Il calcestruzzo precompresso dovrà essere stagno ai liquidi. Lo spigolo tra la soletta e la parete è protetto da un fondo secondario di acciaio al 9% di nichel al di sotto del serbatoio interno al 9% di nichel.

Alle normali condizioni d'esercizio, il serbatoio esterno in calcestruzzo precompresso dovrà anche contenere i vapori. In circostanze verosimili, lo sfiato controllato dei vapori di GNL avverrà attraverso valvole di sfogo. Il calcestruzzo è reso stagno al vapore mediante una barriera per il vapore in polimeri o acciaio.

Il tetto del serbatoio esterno in calcestruzzo precompresso è una struttura composita, realizzata in normale cemento armato, che poggia su una copertura a cupola con telaio in acciaio al carbonio. Questa copertura è resistente ai carichi d'emergenza. La copertura sostiene le colonne interne della pompa, la copertura isolante all'interno del serbatoio e una piattaforma per la manutenzione in cima al serbatoio.

L'isolamento è costituito dall'isolamento del fondo, dall'isolamento delle pareti del serbatoio e dall'isolamento del tetto del serbatoio. L'isolamento del fondo del serbatoio è costituito da vetro cellulare o schiuma di PVC, mentre l'isolamento delle pareti del serbatoio è costituito da perlite posta tra il serbatoio interno e quello esterno. L'isolamento del tetto è costituito da perlite o da pannelli in fibra di vetro sulla soletta sospesa.

Nel caso del presente progetto si è optato per la tipologia di serbatoi a contenimento totale, ritenuta ottimale in quanto:

- è in linea con le più avanzate soluzioni impiantistiche adottate in opere della stessa tipologia del terminale a progetto;
- garantisce un ottimo livello di sicurezza in considerazione del contenimento totale previsto per il serbatoio.

7.4.2 Vaporizzatori

Per il processo di rigassificazione possono essere utilizzate, fondamentalmente, le seguenti tecnologie:

- vaporizzatori ad acqua di mare, nei quali la gassificazione avviene mediante uno scambio di calore tra l'acqua di mare, che cede calore e viene raffreddata, e il GNL, che acquista il calore necessario per il passaggio di stato, da liquido a gassoso;
- vaporizzatori a fiamma sommersa, che bruciano una parte del gas prodotto (circa 1.5%) per vaporizzare il GNL;
- vaporizzatori ad aria, che utilizzano tale elemento quale fluido caldo atto a rigassificare il GNL. In tale processo il trasferimento di calore è solitamente compiuto utilizzando due fluidi intermedi (tipicamente acqua e miscela acqua – glicole).

La prima tecnologia (**vaporizzatori ad acqua di mare**) si basa su un processo semplice ed economico, in grado di utilizzare una risorsa facilmente disponibile (acqua di mare) e limitare l'utilizzo di combustibile. Si noti che il ricorso a vaporizzatori ad acqua di mare implica un ridotto impatto ambientale. Non sono prevedibili emissioni in atmosfera.

La seconda tecnologia (**vaporizzatori a fiamma sommersa**) è più svantaggiosa in quanto è necessario utilizzare una parte del gas prodotto per produrre calore; lo svantaggio è duplice in quanto da un lato si consuma una risorsa, dall'altro il processo di combustione determina l'emissione di inquinanti in atmosfera, anche se contenuti.

La tecnologia dei **vaporizzatori ad aria** prevede l'impiego dell'aria quale fluido caldo per vaporizzare il GNL; il trasferimento del calore, in questo caso, avviene per mezzo di due fluidi intermedi costituiti generalmente da acqua e da una miscela acqua – glicole. Tale

processo richiede l'occupazione di superfici piuttosto ampie e, generalmente, l'emissione di inquinanti in atmosfera; tali emissioni sono dovute al fatto che, poiché il processo di vaporizzazione ad aria risulta fortemente condizionato dalla quantità di calore che può essere trasferito ai due fluidi intermedi e, quindi, dalla temperatura a cui l'aria ambiente viene prelevata, il sistema è generalmente integrato con una batteria di riscaldatori in grado, se necessario, di fornire direttamente il calore necessario a riscaldare la miscela acqua/glicole.

Per il Terminale di Brindisi si prevede di effettuare la rigassificazione del GNL mediante vaporizzatori ad acqua di mare. In particolare saranno impiegati vaporizzatori verticali a velo d'acqua (Oper Rack Vaporizer: ORV). Tale sistema di rigassificazione è il più diffuso tra quelli in esercizio; il processo consiste nel pompare verso l'alto il GNL in una serie di tubi (pannello di vaporizzazione) mentre un velo d'acqua marina scorre per gravità sulla superficie del pannello in controcorrente al gas naturale; lo scambio di calore avviene attraverso la superficie di tale pannello. Dal punto di vista ambientale l'unico impatto associato è relativo allo scarico in mare di acqua relativamente fredda e con minimo contenuto di cloro (≤ 0.2 mg/l) (la valutazione di tale impatto sulle acque portuali è illustrata nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA).

7.4.3 Prelievi e Scarichi a Mare delle Acque per la Vaporizzazione del GNL

Durante il normale esercizio del Terminale è previsto il prelievo di circa 25,000 m³/h di acqua di mare. Tale quantitativo di acqua di mare sarà prelevato per mezzo di un'opera di presa dedicata al Terminale e ubicata all'interno dello specchio acqueo del porto esterno di Brindisi in prossimità dell'angolo Nord – Ovest dell'area di impianto. L'acqua di mare prelevata sarà impiegata nei vaporizzatori per riportare il gas naturale dallo stato liquido a quello gassoso. Lo stesso quantitativo d'acqua marina sarà scaricato nell'area portuale dopo il suo utilizzo; l'acqua scaricata non presenterà variazioni rilevanti delle proprie caratteristiche ad eccezione di (Brindisi LNG, 2008a):

- temperatura: l'acqua scaricata sarà circa 6 °C più fredda dell'acqua prelevata;
- contenuto di cloro libero: l'acqua prelevata subirà un trattamento di disinfezione finalizzato alla prevenzione di fenomeni vegetativi nei circuiti dell'impianto; la concentrazione di cloro libero nelle acque di scarico sarà minore di 0.2 mg/l.

Le valutazioni ambientali connesse allo scarico di acqua fredda e clorata sono riportate nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA. Le valutazioni che hanno portato alla scelta del sistema di disinfezione delle acque sono invece illustrate nel successivo Paragrafo 7.4.4. Durante lo sviluppo della progettazione del Terminale, Brindisi LNG ha incaricato la società HR Wallingford di condurre uno studio modellistico finalizzato alla valutazione tecnica ed ambientale di tre localizzazioni alternative del punto di scarico dell'acqua fredda derivante dall'esercizio del Terminale (HR Wallingford 2005b):

- **Opzione O1:** scarico nelle acque portuali a metà circa del pontile a servizio del terminale. L'opera di scarico è costituita da sei aperture di circa 750 mm uniformemente distribuite lungo un diffusore avente lunghezza pari a circa 100 m e disposto parallelamente al pontile;
- **Opzione O2:** l'acqua fredda derivante dal processo di vaporizzazione viene scaricata direttamente nel canale di presa dello Stabilimento Multisocietario;

- **Opzione O3:** scarico nelle acque portuali in prossimità della presa a servizio dello stabilimento multisocietario. Lo scarico è localizzato in corrispondenza del limite Nord – Est della nuova colmata di Capo Bianco, in prossimità del punto di presa delle acque a servizio dello stabilimento multisocietario. La configurazione del punto di scarico è stata ipotizzata come costituita da tre aperture uniformemente distribuite lungo una condotta di scarico rettilinea, lunga circa 50 m e disposta parallelamente al canale di presa dello stabilimento multisocietario.

La posizione indicativa delle localizzazioni alternative del punto di scarico è illustrata in Figura 7.3a. Le valutazioni hanno preso in considerazione i seguenti aspetti (HR Wallingford, 2005b):

- gli effetti ambientali connessi alla dispersione del pennacchio di acqua fredda e clorata nelle acque portuali e le relative interazioni con il funzionamento delle altre prese/scarichi presenti nell'area;
- le eventuali problematiche di ricircolo delle acque dovute al funzionamento dell'opera di presa del terminale Brindisi LNG;
- gli effetti sulla dispersione termica e sulla circolazione delle acque derivante dall'improbabile caso di spegnimento temporaneo dell'opera di presa dello Stabilimento Multisocietario;
- i potenziali impatti sia positivi che negativi dello scarico di Brindisi LNG sull'esercizio dello Stabilimento Multisocietario.

Nel seguito è riportato il confronto tra le tre opzioni identificate dallo studio modellistico eseguito dalla società HR Wallingford eseguito con riferimento ai parametri sopra elencati (HR Wallingford, 2005b).

Confronto tra Localizzazioni Alternative Punto di Scarico Aspetti Tecnico – Ambientali (HR Wallingford, 2005b)				
Opzione	Effetti ambientali	Problematiche Ricircolo – Presa BLNG	Dispersione termica e circolazione con presa multisocietario spenta	Effetti su esercizio stabilimento multisocietario
O1	Formazione di un pennacchio freddo su un'area limitata del fondale del porto esterno. Interazioni trascurabili o nulle con gli scarichi caldi esistenti	Ricircolazione minima in condizioni normali. Problemi di ricircolazione possono essere rilevati solo in condizioni meteorologiche avverse	Trascurabili	Assente
O2	Assenza di pennacchio freddo interno al porto. Massima riduzione dell'impatto connesso agli scarichi caldi esistenti.	Ricircolazione minima in condizioni normali. Problemi di ricircolazione possono essere rilevati solo nel caso in cui la presa dello stabilimento multisocietario risulti spenta e si verificano contemporaneamente condizioni	La dispersione termica è simile al normale funzionamento dell'Opzione O1	Riduzione di circa 1.6 °C della temperatura dell'acqua in ingresso allo stabilimento. È quindi ipotizzabile un incremento della efficienza generale dello stabilimento e una riduzione dell'impatto connesso allo scarico di acqua calda.

Confronto tra Localizzazioni Alternative Punto di Scarico Aspetti Tecnico – Ambientali (HR Wallingford, 2005b)				
Opzione	Effetti ambientali	Problematiche Ricircolo – Presa BLNG	Dispersione termica e circolazione con presa multisocietario spenta	Effetti su esercizio stabilimento multisocietario
O3	Minima formazione di un pennacchio freddo nell'area portuale. Parziale riduzione dell'impatto connesso agli scarichi caldi esistenti.	meteorologiche avverse		Riduzione della temperatura dell'acqua in ingresso allo stabilimento stimata pari a circa 1 °C. È quindi ipotizzabile un incremento dell'efficienza generale dello stabilimento e una riduzione dell'impatto connesso allo scarico di acqua calda (minori rispetto a O2).

Come evidenziato nella tabella sopra riportata la migliore configurazione progettuale risulta essere l'Opzione O2 (HR Wallingford, 2005b); tale opzione, tuttavia, non è risultata al momento percorribile per la necessità di un accordo tra le società coinvolte e a causa delle interferenze con l'esercizio dell'opera di presa dello stabilimento che si verificherebbero durante la fase di cantiere necessaria alla realizzazione del nuovo canale di scarico. Per tali ragioni al momento la progettazione è stata sviluppata considerando quale localizzazione del punto di scarico quella prevista dall'**Opzione O3** che risulta essere un buon compromesso sia dal punto di vista ambientale sia per quanto riguarda le interazioni con le opere di presa/scarico esistenti (HR Wallingford, 2005b).

Successivamente all'identificazione dell'opzione O3 quale soluzione progettuale preferita, Brindisi LNG ha dato incarico a HR Wallingford di condurre ulteriori simulazioni volte ad individuare, lungo il lato Ovest della colmata, prossima all'opera di presa a servizio dello Stabilimento Multisocietario, l'ottimale localizzazione della nuova opera di scarico a mare. Le opzioni di localizzazione considerate nello studio preparato da HR Wallingford (HR Wallingford, 2007) sono le seguenti (si veda la Figura 7.3b):

- **Opzione A:** scarico superficiale in prossimità dell'angolo Sud Ovest del riempimento a mare per mezzo di una tubazione semplice. Tale opzione minimizza la lunghezza del canale di scarico ma offre limitate possibilità di rimescolamento iniziale del pennacchio di acqua fredda con le acque del porto;
- **Opzione B:** scarico profondo per mezzo di un diffusore posato sul fondale in prossimità dell'angolo Sud Ovest del riempimento a mare. Tale opzione presenta un percorso del canale di scarico leggermente più lungo dell'Opzione A (differenza essenzialmente legata alla presenza del diffusore) ma garantisce condizioni di diffusione del pennacchio migliori rispetto all'Opzione A;

- **Opzione C:** scarico superficiale in prossimità dell'angolo Nord Ovest del riempimento a mare. L'Opzione C prevede lo scarico delle acque fredde in prossimità dell'opera di presa dello stabilimento multisocietario. Rispetto alle Opzioni A e B tale alternativa offre un maggiore potenziale di rimescolamento delle acque fredde con l'acqua in ingresso allo stabilimento multisocietario e con le acque portuali ma necessita di un canale di scarico più lungo e, essendo più vicina alla presa del Terminale, potrebbe generare fenomeni di ricircolazione dell'acqua di scarico del Terminale;
- **Opzione D:** scarico profondo per mezzo di un diffusore posato sul fondale in prossimità dell'angolo Nord Ovest del riempimento a mare. L'alternativa D è sostanzialmente equivalente all'Opzione C ma necessita di un canale di scarico leggermente più lungo dell'Opzione C.

Lo studio condotto da HR Wallingford è integralmente riportato in Appendice A. Come meglio dettagliato in tale studio l'opzione migliore è risultata essere l'opzione C in quanto:

- garantisce un buon grado di rimescolamento delle acque di scarico con le acque del porto; e con l'acqua prelevata dalla presa a servizio dello stabilimento multisocietario;
- presenta una ridotta visibilità;
- offre maggiore accessibilità in caso di manutenzione.

7.4.4 Disinfezione dell'Acqua di Vaporizzazione

Il Terminale di Brindisi prevede di effettuare la rigassificazione del GNL mediante vaporizzatori verticali a velo d'acqua (Oper Rack Vaporizer: ORV); il processo consiste nel pompare verso l'alto il GNL in una serie di tubi (pannello di vaporizzazione) mentre un velo d'acqua marina scorre per gravità sulla superficie del pannello in controcorrente al gas naturale; lo scambio di calore avviene attraverso la superficie di tale pannello.

L'acqua utilizzata per lo scambio di calore deve necessariamente essere sottoposta ad un trattamento di disinfezione per contrastare i fenomeni di micro e macro fouling da parte di alghe, funghi e batteri che si possono verificare nel sistema acqua.

La proliferazione di questi organismi, se non controllata, può portare rapidamente all'accumulo di biofilm e incrostazioni che possono ostruire le tubazioni con incremento dei costi di pompaggio e riduzione dell'efficacia dello scambio termico. In particolare deve essere garantita la pulizia dei vaporizzatori ad acqua di mare in quanto la crescita algale sui pannelli di scambio termico potrebbe comportare perdita di efficienza nel trasferimento del calore. Il biofouling, inoltre, può portare alla proliferazione di batteri riduttori dello zolfo che, attraverso la produzione di solfato di idrogeno, possono causare problemi di corrosione delle parti metalliche.

7.4.4.1 Considerazioni Generali sui Metodi di Disinfezione

In generale i possibili metodi di disinfezione delle acque applicabili in campo civile e industriale sono basati su (Wastewater Engineering – Treatment, Disposal, Reuse, Mc Graw Hill International Editions, Civil Engineering Series, Third Edition):

- agenti fisici;
- agenti chimici (biocidi).

Gli agenti fisici nei trattamenti di disinfezione sono la luce e il calore; tra i possibili metodi in particolare si segnalano i sistemi basati sull'applicazione di radiazioni ultraviolette (raggi UV). L'efficienza di questo processo dipende dalla penetrazione della radiazione nell'acqua; il metodo è difficilmente applicabile in sistemi acquatici dove sono presenti solidi sospesi, in quanto la torbidità dell'acqua riduce l'efficacia delle radiazioni. Questo sistema è generalmente usato per il trattamento di piccole quantità di acqua.

I biocidi vengono comunemente usati da ormai molti anni per il trattamento delle acque civili e industriali, sia in circuiti a ciclo chiuso che per scarichi diretti. La vita di un biocida nell'ambiente dipende da numerosi fattori quali le quantità di prodotto addizionate alle acque e le caratteristiche dei singoli composti chimici.

Le caratteristiche dei biocidi immessi sul mercato sono regolamentate da normativa specifica. In particolare si segnala la direttiva 98/8/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 Febbraio 1998, recepita in Italia con Decreto Legislativo 25 Febbraio 2000, No.174 "*Attuazione della Direttiva 98/8/CE in Materia di Immissione sul Mercato di Biocidi*". Sono disponibili in commercio numerose sostanze biocide per controllare il biofouling nei sistemi di raffreddamento delle acque. I biocidi, in funzione del modo in cui agiscono contro la crescita di materiale biologico, sono classificabili in due categorie:

- biocidi ossidanti, quali:
 - cloro liquido,
 - ipoclorito,
 - biossido di cloro,
 - ozono;
- biocidi non ossidanti: includono numerose sostanze tra cui:
 - ammine,
 - fenoli clorurati,
 - sali di rame,
 - composti organo solforati;
 - composti dell'ammonio quaternario (QAC, Quaternary Ammonium Compounds).

I biocidi più comuni sono quelli ossidanti e il cloro è il composto chimico maggiormente utilizzato.

I biocidi ossidanti non sono selettivi nei confronti degli organismi che uccidono. I biocidi non ossidanti, che agiscono distruggendo i processi metabolici, sono selettivi, nel senso che possono essere più efficaci nei riguardi di un tipo di microrganismo piuttosto che di un altro. Talvolta sono utilizzati quando non risultano efficaci i composti ossidanti e per gli organismi resistenti al cloro.

In generale il comportamento dei biocidi non ossidanti è meno conosciuto di quello dei biocidi ossidanti e si hanno minori informazioni a lungo termine su tossicità, reazioni secondarie e effetti di bioaccumulo su altri organismi marini. I biocidi ossidanti, in particolare i composti del cloro, sono testati e utilizzati da molti più anni, esiste una significativa esperienza sulle loro modalità di utilizzo ed i loro effetti sono maggiormente indagati e conosciuti.

7.4.4.2 Descrizione dei Metodi di Disinfezione Applicabili al Terminale GNL di Brindisi

Durante lo sviluppo dell'ingegneria Brindisi LNG ha incaricato la società MW Kellog Ltd di svolgere uno studio finalizzato a identificare la migliore tecnica di disinfezione delle acque dal punto di vista tecnico, economico ed ambientale. La valutazione è stata condotta prendendo in considerazione sei differenti metodi di sterilizzazione dell'acqua e in particolare (MW Kellog, 2003):

- elettroclorazione;
- dosaggio di ipoclorito;
- esposizione ai raggi UV;
- iniezione di cloro liquido vaporizzato;
- dosaggio di biossido di cloro;
- ozonizzazione.

Nel seguito del paragrafo sono presentate le principali caratteristiche dei sistemi di trattamento sopra elencati; tali informazioni sono tratte dai seguenti riferimenti:

- European Commission, Dicembre 2001, "IPPC, Reference Document on the Application of the Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems";
- Wastewater Engineering – Treatment, Disposal, Reuse, Mc Graw Hill International Editions, Civil Engineering Series, Third Edition.

7.4.4.2.1 Elettroclorazione con Ipoclorito di Sodio

Il trattamento di elettroclorazione prevede che l'ipoclorito venga generato direttamente in sito attraverso un processo di elettrolisi.

L'ipoclorito di sodio viene prodotto mediante il passaggio di una corrente elettrica attraverso l'acqua di mare. La reazione determina anche la produzione di idrogeno, che tipicamente viene sfiatato in atmosfera; il gas si disperde velocemente essendo più leggero dell'aria. I generatori di ipoclorito di sodio devono essere regolati in modo da non produrre quantità di ipoclorito in eccesso rispetto a quelle necessarie.

I vantaggi dell'impiego di produttori elettrochimici di ipoclorito sono numerosi (si veda il documento BREF della Commissione Europea relativo ai sistemi di raffreddamento; EC, 2001):

- l'ipoclorito di sodio è il biocida più largamente e da più tempo applicato e studiato per grandi flussi;
- non si verificano le problematiche connesse al trasporto e allo stoccaggio di prodotti chimici;
- la produzione dell'ipoclorito avviene in continuo, in base alle reali necessità del processo (non ci sono surdosaggi);
- il sistema di produzione, se ben progettato, è affidabile e sicuro ed in particolare è pratico per grandi flussi;

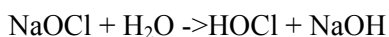
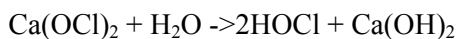
- non vi è degradazione dell'ipoclorito (con formazione di NaClO_3) causata dallo stoccaggio;
- la manutenzione del sistema è semplice e limitata.

Gli svantaggi sono (Kellog, 2003):

- pulizia periodica dei catodi;
- consumi di energia (comunque contenuti);
- come per tutti i sistemi basati sull'uso di cloro, deve essere controllata la formazione di composti secondari, quali i trialometani. Si noti a tal proposito che quantità di ipoclorito che verrà aggiunta all'acqua di mare, in funzione delle caratteristiche dell'acqua stessa, sarà regolata in modo che il residuo attivo sugli ORV e sugli altri equipment sia tale da proteggerli dal fouling di alghe, etc. e che il contenuto di cloro attivo residuo nello scarico a mare sia inferiore a 0.2 mg/l, come richiesto da normativa (D.Lgs 152/06).

7.4.4.2.2 Ipochlorito (HOCl)

Il cloro può anche essere addizionato all'acqua in forma di ipoclorito. Di solito l'ipoclorito viene applicato come ipoclorito di sodio (NaOCl) e ipoclorito di calcio (Ca(OCl)_2). Le reazioni che avvengono in acqua sono:



L'ipoclorito ha un potere disinfettante inferiore a quello del cloro. I vantaggi rispetto al cloro sono essenzialmente connessi al fatto che si evitano i rischi associati alla presenza di gas tossici (si veda quanto successivamente riportato ai Paragrafi 7.4.4.2.4 e 7.4.4.2.5). Analogamente al cloro deve essere controllata, in particolare nel caso di acque destinate al consumo umano, la formazione dei trialometani (EC, 2001; Kellog, 2003).

7.4.4.2.3 Raggi UV

Il sistema di disinfezione a raggi UV prevede l'utilizzo di lampade (ad arco di mercurio a bassa pressione) che emettono radiazioni a circa 254 nm. Le lampade possono essere sommerse o sospese sopra il flusso da trattare.

Il processo è basato sull'assorbimento di energia da parte dei microrganismi con l'effetto di impedire la riproduzione e replicazione delle cellule.

La tecnologia degli UV normalmente viene applicata come battericida e virucida per la produzione di acqua di elevata qualità e per piccoli flussi, con portate in gioco decisamente inferiori a quelle dei terminali GNL.

Gli usi tipici sono potabilizzazione delle acque, produzione di acqua ultra pura, trattamento degli scarichi. Tra le applicazioni principali della disinfezione mediante radiazione, si cita la produzione di acqua sterile per l'industria alimentare, la disinfezione di acqua d'alimentazione per l'osmosi inversa e sistemi di elettrodialisi, la disinfezione di acque di scarico e la disinfezione nell'industria farmaceutica. Il metodo non è adatto per acque con alti livelli di solidi sospesi, torbidità, colorazione o materiale organico solubile. Questo materiale può infatti assorbire o reagire con gli UV, riducendo la potenzialità disinfettante.

I principali vantaggi del trattamento delle acque con raggi UV sono (EC, 2001):

- non vengono rilasciati nell'ambiente residui tossici;
- non è necessario lo stoccaggio e la manipolazione di prodotti chimici;
- non si verificano problemi di corrosione.

Di contro, come anche evidenziato nel documento BREF della Commissione Europea relativo ai sistemi di raffreddamento (Kellog, 2003):

- la capacità di penetrazione degli UV è scarsa ed è condizionata/limitata dalla torbidità dell'acqua di mare;
- nel caso dell'acqua di mare non esiste una grande esperienza operativa; si potrebbe rendere necessario un trattamento di pre-filtrazione dell'acqua per ridurre la torbidità o il ricorso, in combinazione, all'uso di biocidi (ipoclorito di sodio);
- il metodo è generalmente utilizzato per flussi di modeste portate;
- le lampade necessitano di costanti interventi di pulizia, manutenzione/sostituzione con conseguenti costi di gestione;
- i consumi energetici sono significativi.

Con particolare riferimento al terminale GNL, si evidenziano inoltre i seguenti svantaggi:

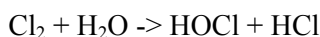
- non risultano esperienze di utilizzo di sistemi UV in impianti analoghi a quello in progetto;
- i problemi di tipo operativo e di manutenzione sarebbero eccessivi:
 - risulterebbe problematico il controllo del sistema e la sostituzione delle lampade,
 - la presenza di limo e altri materiali in sospensione nelle acque marine comporterebbe la necessità di una costante pulizia delle lampade per mantenerle in efficienza;
- i raggi UV non lasciano residui attivi in grado di garantire una adeguata protezione dei vaporizzatori ORV.

7.4.4.2.4 Cloro Liquido

Il cloro è il biocida da più tempo e più largamente utilizzato come disinfettante delle acque. Viene stoccato in forma liquida, e dopo evaporazione, viene iniettato come gas nella corrente di acqua.

La quantità di cloro necessaria per l'azione biocida dipende da diversi fattori quali il pH (più elevato è il pH, maggiore è la quantità di cloro necessaria), temperatura, volume di acqua da trattare.

Una volta che il cloro raggiunge la corrente d'acqua si verifica la seguente reazione:



l'HOCl è responsabile delle reazioni di ossidazione con il citoplasma dei microrganismi dopo la diffusione attraverso le pareti della cellula. Il cloro disturba la produzione di ATP, un componente essenziale per la respirazione dei microrganismi. I batteri presenti nelle acque quindi muoiono per problemi respiratori indotti dall'attività del cloro.

I vantaggi dell'uso del cloro sono:

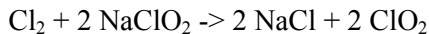
- è idoneo per grandi flussi;
- è sperimentato e testato da molti anni sia per la produzione di acqua potabile che per il trattamento di acque industriali.

Gli svantaggi sono (Kellog, 2003):

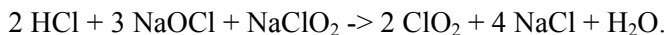
- rischi connessi allo stoccaggio in sito e al trasporto e manipolazione di cloro;
- possibile formazione di composti secondari, quali trialometani (THM), potenziali carcinogeni per l'uomo.

7.4.4.2.5 Biossido di Cloro

Il biossido di cloro è un gas esplosivo e quindi deve essere prodotto in sito a partire dalle seguenti reazioni:



o



I vantaggi del biossido di cloro, rispetto al cloro, sono essenzialmente connessi al fatto che non si originano trialometani. Peraltro in certe circostanze possono originarsi prodotti di reazione secondari quali aldeidi, chetoni, epossidi, potenzialmente cancerogeni (si veda anche il documento BREF della Commissione Europea relativo ai sistemi di raffreddamento).

Gli svantaggi, che non rendono il biossido di cloro utilizzabile nel caso del Terminale GNL, sono (Kellog, 2003):

- è un gas instabile ed esplosivo, con conseguenti rischi per il personale esposto;
- è più reattivo del cloro e quindi non garantisce un adeguato margine di protezione degli ORV;
- deve essere generato in sito a partire da prodotti chimici pericolosi che devono essere approvvigionati mediante trasporto da terra.

7.4.4.2.6 Ozono (O₃)

L'ozono è una forma allotropica dell'ossigeno, gas con forte potere ossidante e disinfettante. L'attività dell'ozonizzazione si esplica in una efficace azione di rottura di molte molecole organiche complesse in molecole più semplici, che frequentemente da refrattarie si trasformano in sostanze biodegradabili. Viene prodotto facendo passare aria secca attraverso un sistema con elettrodi ad alto voltaggio.

Sebbene il costo del sistema di ozonizzazione sia ancora piuttosto elevato, l'ozono ha trovato ampie applicazioni nel campo della disinfezione delle acque potabili, sia per la sua rapida capacità di distruzione dei batteri, ma soprattutto per la sua grande efficacia nei riguardi dei virus. Inoltre, presenta capacità di decolorazione (utilizzato nell'industria della carta e per la rimozione del colore negli effluenti dell'industria tessile), di eliminazione di sapori e odori molesti ed è spesso utilizzato in combinazione con sistemi di digestione biologica.

I cinque maggiori elementi di un sistema di ozonizzazione sono:

- alimentazione di aria/ossigeno;
- fornitura di corrente elettrica;
- generatore d'ozono (di solito una cella di scarica a corona consistente in due elettrodi);
- camera di contatto per l'ozono;
- distruzione dei gas di scarico d'ozono.

In generale i vantaggi del metodo sono:

- è un disinfettante più potente del cloro;
- non produce direttamente sostanze organiche alogenate, a meno che non sia presente nell'acqua lo ione bromuro, nel qual caso si ha formazione delle ione bromato, ritenuto tossico.

Gli svantaggi sono (si veda anche il documento BREF della Commissione Europea relativo ai sistemi di raffreddamento; EC, 2001):

- il gas ozono è instabile e esplosivo;
- l'uso dell'ozono necessita di pretrattamenti delle acque ed è applicabile preferibilmente in sistemi di ricircolo molto puliti;
- l'utilizzo dell'ozono richiede speciali cautele, è costoso e non applicabile a tutte le situazioni;
- la produzione di ozono comporta consumi energetici significativi.

Con particolare riferimento al Terminale GNL si segnala inoltre che (Kellog, 2003):

- l'ozono accelera la corrosione in acqua ed ha un potere ossidante molto potente nei riguardi di ogni altro additivo (tra cui gli inibitori di corrosione). Si renderebbe quindi necessaria l'adozione di sistemi addizionali di protezione dei materiali nei riguardi della corrosione, non applicabili per i vaporizzatori ORV, con la conseguenza che la loro vita operativa verrebbe drasticamente ridotta;
- l'ozono non lascia residui in quanto è molto reattivo e viene consumato entro pochi secondi dalla sua applicazione, con la conseguenza che non è adeguato per sistemi a linea. In particolare non garantisce un margine adeguato alla protezione dei vaporizzatori ORV;
- l'utilizzo del sistema comporterebbe la necessità di predisporre una unità per eliminare l'ozono prodotto in eccesso, con possibili effetti negativi imputabili alle emissioni in atmosfera. Il generatore di ozono inoltre necessiterebbe di una sorgente di ossigeno puro od arricchito con conseguente necessità di uno stoccaggio di ossigeno liquido.

7.4.4.2.7 Confronto tra i Metodi di Disinfezione

Nella tabella seguente sono riassunte le principali caratteristiche, i vantaggi e gli svantaggi connessi all'applicazione delle sei soluzioni identificate dallo studio condotto da MW Kellog (2003) e descritte nei precedenti paragrafi.

Confronto tra i Metodi di Disinfezione Delle Acque MW Kellog (2003)					
Tecnologia	Processo	Applicazioni tipiche	Metodo di disinfezione	Vantaggi	Svantaggi
Elettroclorazione	Generazione di ipoclorito da elettrolisi dell'acqua di mare	Sistemi raffreddamento ad acqua	Interruzione del trasporto di nutrienti attraverso la parete cellulare	<ul style="list-style-type: none"> • pratica ed economica su grandi portate • largamente testata e impiegata • no stoccaggio di sostanza pericolose • no approvv. 	<ul style="list-style-type: none"> • formazione di trialometano (THM) • necessità di pulizia periodica degli anodi • produzione di idrogeno • consumo di energia elettrica
Iniezione di cloro liquido vaporizzato	Vaporizzazione del cloro liquido nel flusso di acqua mare	Grandi impianti di trattamento	Interruzione del trasporto di nutrienti attraverso la parete cellulare	<ul style="list-style-type: none"> • applicabile a grandi portate • largamente testata e impiegata su impianti potabilizzaz. 	<ul style="list-style-type: none"> • stoccaggio di cloro in sito • approvv. Cloro • formazione THM
Dosaggio di sodio ipoclorito	Approvvigionato in soluzione (14%) e dosato direttamente nell'acqua di mare	Piccoli impianti di trattamento	Interruzione del trasporto di nutrienti attraverso la parete cellulare	<ul style="list-style-type: none"> • Liberazione gas pericolosi assente • Dosaggio flessibile 	<ul style="list-style-type: none"> • Efficienza minore rispetto Cl • Formazione THM

Confronto tra i Metodi di Disinfezione Delle Acque MW Kellog (2003)					
Tecnologia	Processo	Applicazioni tipiche	Metodo di disinfezione	Vantaggi	Svantaggi
Dosaggio di biossido di cloro	Generato da reazione tra sodio ipoclorito e acido cloridrico	Impianti di trattamento medio/piccoli	Interruzione del trasporto di nutrienti attraverso la parete cellulare	<ul style="list-style-type: none"> • no THM • disinfezione molto selettiva • capacità distruzione spore superiore • no reazioni con ammonia • no stoccaggio gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Genera gas instabile ed esplosivo • Costo elevato
Ozonizzazione	Ozono prodotto con scariche elettriche e	Industria farmaceutica, acqua potabile,	Potere ossidante molto elevato che disturba le	<ul style="list-style-type: none"> • maggiore efficacia di disinfezione 	<ul style="list-style-type: none"> • attualmente non usata su acqua mare

Confronto tra i Metodi di Disinfezione Delle Acque MW Kellog (2003)					
Tecnologia	Processo	Applicazioni tipiche	Metodo di disinfezione	Vantaggi	Svantaggi
	iniezione di aria	acque di processo, acque ultra pure	funzioni della membrana cellulare dei batteri causandone la lisi	rispetto al cloro <ul style="list-style-type: none"> • no THM • no stoccaggio gas 	<ul style="list-style-type: none"> • costo elevato • genera gas instabile ed esplosivo • ricrescita batteriologica • può richiedere combinazione con dosaggio di HCl
Esposizione ai raggi UV	Lampade al mercurio a bassa pressione emettono raggi UV a circa 254 nm irradiando l'acqua di mare. Le lampade possono essere sommerse o sospese sopra le acque	Acqua potabile, Acque di processo, Acque ultra pure, separazione ozono, trattamento acque fognarie	Assorbimento energia dai microrganismi, danneggiamento di DNA e RNA, inibizione riproduzione e replica delle cellule	<ul style="list-style-type: none"> • elevata efficacia battericida e antivirale • no produzione residui tossici • no uso o stoccaggio • no corrosione 	<ul style="list-style-type: none"> • attualmente non usata su acqua mare • costo elevato • può richiedere combinazione con dosaggio HCl • penetrazione penalizzata da torbidità • necessità pulizia lampade • elevato fabbisogno di en. Elettrica.

7.4.4.3 Valutazione dei Metodi di Disinfezione

La scelta del sistema di disinfezione ottimale da applicare al Terminale GNL è stata condotta attraverso la valutazione dei seguenti aspetti (Kellog, 2003):

- **efficacia:** deve avere la capacità di distruggere gli organismi “target” e possedere bassa tossicità nei riguardi degli altri organismi. Deve essere in grado di mantenere libero il sistema da biofilm e incrostazioni nelle diverse possibili condizioni di operatività. Non deve attaccare/essere consumato dai materiali che tipicamente si incontrano nei sistemi di raffreddamento quali plastica, legno, idrocarburi;
- **compatibilità ambientale:** i prodotti utilizzati devono avere bassa tossicità e garantire un elevato grado di protezione dell'ambiente; devono essere minimizzate le reazioni secondarie e i fenomeni di bioaccumulo;
- **sicurezza:** i prodotti utilizzati devono essere sicuri e facili da maneggiare;
- **costo:** i costi del sistema devono essere sostenibili.

Al fine di valutare i metodi di disinfezione descritti nei precedenti paragrafi nell'ambito dello studio sviluppato da MW Kellog è stata condotta una valutazione qualitativa assegnando a

ciascuna tecnologia un punteggio basato sulla rispondenza dei metodi ai parametri sopra elencati. Il confronto qualitativo condotto al fine di identificare la soluzione migliore è sinteticamente rappresentato nelle tabelle seguenti (Kellog, 2003).

Metodi di Disinfezione delle Acque Valutazione delle Opzioni (Kellog, 2003)						
Parametri	Opzioni					
	Elettroclorazione	Cl liquido	NaOCl	ClO₂	O₃	UV
Efficacia	8	8	8	9	9	5
Compatibilità ambientale	6	6	6	6	7	8
Sicurezza	7	1	7	4	6	9
Costo	9	9	7	6	4	6
TOTALE	30	25	28	25	26	28

Come evidenziato in tabella il metodo per la disinfezione delle acque migliore è risultato essere il trattamento di elettroclorazione con ipoclorito di sodio (Kellog, 2003). Tra le tecnologie disponibili sul mercato l'elettroclorazione è sicuramente il trattamento da più tempo sperimentato e applicato a impianti di tipologia, caratteristiche e dimensioni simili a quelle dell'opera proposta.

I principali vantaggi dell'elettroclorazione sono legati al fatto che si evita l'approvvigionamento, la manipolazione e lo stoccaggio di prodotti chimici; inoltre a tali considerazioni si aggiunge il fatto che il comportamento biocida e gli effetti di composti a base di cloro sono stati studiati e sperimentati da molti anni. La vasta esperienza esistente a livello mondiale nella progettazione e nell'utilizzo di sistemi di elettroclorazione in impianti simili a quello in progetto consente di ottimizzare l'efficacia del trattamento antifouling riducendo/controllando gli effetti indesiderati sull'ambiente marino.

Nel caso del Terminale GNL di Brindisi il dosaggio del cloro attivo verrà effettuato in modo tale da ottimizzare il funzionamento del sistema e ottenere nello scarico a mare concentrazioni entro i limiti di norma fissati dal D.Lgs 152/06 (0.2 mg/l).

8 CARATTERISTICHE DEL TERMINALE DI RIGASSIFICAZIONE

Il progetto del Terminale di Brindisi prevede la realizzazione di un'opera che consenta di ricevere il Gas Naturale Liquido (GNL) proveniente da diversi fornitori presenti sul mercato internazionale (Brindisi LNG, 2008a). Il GNL verrà trasportato a Brindisi da navi metaniere e, dopo essere stato riportato in fase gassosa, verrà inviato alla rete nazionale di metanodotti.

Nel corso del processo di rigassificazione previsto per il Terminale GNL di Brindisi non avviene alcuna reazione chimica ma solo il passaggio di fase tra GNL e Gas Naturale allo stato aeriforme (GN); per compiere tale cambio di fase è necessario fornire calore al GNL. Si noti che, essendo il GNL in condizioni criogeniche alla temperatura di circa -160 °C, tutto il calore richiesto per effettuare il cambio di fase sarà prelevato dall'acqua di mare approvvigionata al Terminale GNL per mezzo di un'opera di presa dedicata e localizzata all'interno dell'area portuale di Brindisi. La descrizione del processo di rigassificazione svolto dal Terminale GNL di Brindisi durante il normale funzionamento è descritto nel Paragrafo 8.1, sulla base degli elaborati di progetto forniti da Brindisi LNG (Brindisi LNG, 2008a).

Da un punto di vista del processo il Terminale GNL può essere considerato schematicamente composto dalle seguenti sezioni (BRINDISI LNG, 2008a):

- ricevimento e scarico delle navi metaniere;
- stoccaggio GNL;
- rigassificazione del GNL e invio del GN alla rete nazionale.

La descrizione delle sezioni sopra elencata è riportata nei Paragrafi da 8.2 a 8.4, sulla base degli elaborati di progetto forniti da Brindisi LNG (Brindisi LNG, 2007a,b,c,d,e,f). A conclusione del presente capitolo è inoltre presentato uno schematico confronto tra le migliori tecniche disponibili (MTD/BAT) e i sistemi ed apparecchiature previsti dal progetto del Terminale GNL di Brindisi (si veda il Paragrafo 8.5).

Si evidenzia che il Terminale sarà inoltre dotato di sistemi ausiliari e di controllo tra i quali:

- rete acqua mare;
- sistema acqua potabile e servizi;
- rete azoto;
- stoccaggio e movimentazione gasolio;
- sistema aria compressa per la strumentazione;
- sistema elettrico e di telecomunicazioni;
- sistema gas combustibile;
- sistema di controllo distribuito;
- blocchi di emergenza.

Per la descrizione dei sistemi sopra elencati si rimanda alla documentazione progettuale (Brindisi LNG, 2008a).

8.1 DESCRIZIONE DEL PROCESSO

Le principali fasi del processo possono essere schematizzate come segue (si veda la Figura 8.1):

- trasporto e scarico del GNL dalle navi;
- stoccaggio del GNL nei serbatoi a terra;
- rigassificazione, correzione e misura del GNL e successivo invio del gas alla rete nazionale.

Il gas naturale, estratto allo stato gassoso con una densità di circa 0.72 kg/Sm^3 , viene liquefatto mediante raffreddamento a pressione di 1.263 bar, fino alla temperatura di $-160.5 \text{ }^\circ\text{C}$. La liquefazione avviene direttamente nel sito di produzione e consente di ridurre il volume del gas di circa 600 volte, portando la densità a circa 0.47 t/m^3 .

Il gas liquefatto viene quindi inviato a destinazione mediante apposite navi (metaniere) dotate di serbatoi criogenici tali da consentire il mantenimento del GNL allo stato liquido.

Una volta giunta a destinazione la nave metaniera scarica il GNL attraverso appositi bracci di scarico, utilizzando un sistema di pompe sommerse nei serbatoi della nave medesima; il gas liquido viene quindi inviato ai serbatoi di stoccaggio attraverso apposite tubazioni precedentemente raffreddate utilizzando una parte del GNL stesso.

Una volta scaricato dalle navi metaniere, il GNL verrà stoccato in due serbatoi, entrambi fuori terra e di capacità nominale di $160,000 \text{ m}^3$. I serbatoi saranno di tipo a totale contenimento (full-containment).

Il GNL verrà trasferito al di fuori dei serbatoi di stoccaggio mediante pompe interne e quindi inviato ai vaporizzatori, in cui il GNL è riportato allo stato aeriforme mediante un semplice scambio termico. La tipologia di vaporizzatore sarà ad acqua di mare.

Il GNL rigassificato verrà infine trasportato mediante un metanodotto ad alta pressione alla stazione di misura e di qui alla rete nazionale.

La descrizione dettagliata delle principali fasi del processo e dei principali sistemi è illustrata nei paragrafi successivi.

8.2 SISTEMA DI RICEVIMENTO E SCARICO DELLE METANIERE

8.2.1 Nuovo Pontile per Navi Metaniere

Il pontile per lo scarico del GNL avrà la funzione principale di fornire un accesso, anche carrabile, alla piattaforma di scarico e di fungere da supporto alle tubazioni di scarico del GNL, alle tubazioni di servizio e ai cavi elettro-strumentali. L'opera sarà fondata su pali d'acciaio infissi sul fondo del mare (Brindisi LNG, 2008a).

Il pontile avrà una lunghezza di circa 480 m e alla sua estremità verrà realizzata una piattaforma di sostegno delle apparecchiature di scarico del GNL (bracci, pompe, ecc). L'impalcato del pontile sarà composto da:

- una strada carrabile larga 4 m, costituita da un impalcato di cemento armato, supportato da travi d'acciaio e dotato di guard rail e parapetti su entrambi i lati;

- un supporto per le tubazioni, realizzato con struttura metallica reticolare, progettato per supportare il carico delle tubazioni del GNL, delle tubazioni di servizio e dei cavi elettrici e strumentali.

La piattaforma sarà costituita da un impalcato di cemento armato con estradosso a quota +5 m s.l.m, di forma rettangolare con dimensioni 58 m per 45 m circa. Su di essa saranno installate le apparecchiature di scarico del GNL.

Contestualmente alla realizzazione del pontile saranno installate le briccole di accosto e quelle di ormeggio, che saranno costituite da impalcati in cemento armato supportati da pali metallici a fondo aperto infissi nel fondale. Tutte le briccole saranno collegate tra loro e alla piattaforma o al pontile a mezzo di passerelle pedonali.

8.2.2 Descrizione del Sistema di Ricevimento e Scarico

Il GNL da rigassificare nel Terminale e immettere in rete sarà trasportato a Brindisi tramite navi metaniere che saranno ormeggiate al nuovo pontile realizzato a servizio del Terminale GNL.

Concluse le operazioni di ormeggio della nave, connessione delle tubazioni e raffreddamento dei bracci di scarico del gas del liquido e di ritorno del vapore, inizia il trasferimento del GNL dalla nave ai serbatoi di stoccaggio del GNL a terra utilizzando le pompe sommerse nelle cisterne della nave.

La struttura di scarico è progettata per gestire in sicurezza navi metaniere con capacità da 70,000 fino a circa 165,000 m³ (le caratteristiche delle navi sono riportate al Paragrafo 2.4). Tale struttura è dotata di quattro bracci (Brindisi LNG, 2008a):

- due bracci dotati di tubazioni coibentate per lo scarico del prodotto dalla nave verso i serbatoi;
- un braccio per il ritorno dei vapori di gas naturale generati verso la nave ormeggiata;
- un braccio coibentato “ibrido” utilizzabile sia per scaricare il GNL sia per il ritorno vapori.

Ogni braccio è progettato per una portata di 5,000 m³/h. Durante il normale esercizio dell'impianto la portata totale prevista è 12,000 m³/h utilizzando anche il braccio “ibrido”. Considerato che è previsto l'arrivo a Brindisi di navi aventi in prevalenza capacità pari a circa 140,000 m³ le operazioni di scarico delle svuotamento di una metaniera durerà quindi circa 12 ore. Durante tali operazioni il terzo braccio è dedicato al ritorno dei vapori dai serbatoi alla nave, tramite esso i vapori di GN generati (BOG: Boil Off Gas) compensano lo svuotamento del GNL.

Dai bracci di scarico il GNL viene portato agli stoccaggi tramite una linea da 36” che confluisce in un collettore coibentato sempre da 36” tramite il quale il GNL viene inviato ai serbatoi di stoccaggio.

Parallelamente alla linea da 36” è prevista l'installazione di un'altra linea avente diametro pari a 8” che serve a mantenere una circolazione di GNL per conservare la tubatura fredda quando nessuna nave scarica dal molo. Tale linea di ricircolo ha lo scopo di evitare la formazione di grandi quantità di BOG durante la fase iniziale dello scarico. Il GNL per la circolazione viene prelevato dagli stoccaggi e poi in essi reimpresso avendo cura che la portata sia sufficiente a non produrre troppo BOG nell'operazione.

Il progetto prevede inoltre l'installazione sul pontile di un separatore di liquido con annesso desurriscaldatore. Durante lo scarico della nave il separatore divide gli eventuali liquidi trascinati dal gas di ritorno alla metaniera. Nel caso in cui il gas di ritorno avesse una temperatura troppo elevata il desurriscaldatore, tramite vaporizzazione di GNL, la riporta a valori accettabili per non introdurre eccessive calorie nella metaniera.

8.2.3 Sequenza Operativa di Scarico delle Navi GNL

La sequenza operativa standard per lo scarico del GNL è la seguente:

- connessione dei bracci di ritorno vapori e di scarico, seguita da un controllo ESD;
- avvio delle pompe della nave;
- scarico attraverso le linee di scarico e di ricircolo;
- arresto delle pompe della nave e disconnessione;
- spurgo del braccio di scarico del GNL;
- ricircolo attraverso la linea di scarico del GNL.

All'inizio delle operazioni di scarico nave i bracci di scarico vengono raffreddati tramite GNL. Quando la temperatura è vicina a quella del GNL stoccato (circa $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$), il pompaggio di GNL viene incrementato alla portata di progetto (circa $12,000\text{ m}^3/\text{h}$) (Brindisi LNG, 2008a).

Durante le operazioni di scarico i serbatoi di stoccaggio e la nave metaniera costituiscono un sistema unico connesso dalle linee di scarico/ritorno. La pressione del sistema è controllata dai compressori di BOG e mantenuta a circa 250 mbarg. La nave metaniera è a una pressione leggermente inferiore (max 175 mbarg) e questo assicura la minima vaporizzazione possibile durante lo scarico.

Quando la metaniera è vuota l'operazione termina. I bracci vengono drenati parte nella metaniera e parte nel separatore liquido sul pontile poi inertizzati con azoto e infine disconnessi dalla nave. A questo punto inizia la circolazione del GNL delle tubazioni di scarico nave per mantenere la temperatura a livello criogenico in attesa della nave successiva.

8.3 SERBATOI DI STOCCAGGIO

Il Terminale sarà dotato di due serbatoi di stoccaggio a doppio contenimento totale aventi ciascuno capacità nominale pari a circa $160,000\text{ m}^3$. In Figura 8.2 è presentata la sezione trasversale di uno dei serbatoi di stoccaggio che si prevede di realizzare per il Terminale GNL di Brindisi, come evidenziato in tale figura i serbatoi del Terminale saranno costituiti da (Brindisi LNG, 2008a):

- serbatoio interno in acciaio;
- serbatoio esterno in calcestruzzo.

Il serbatoio interno è un guscio cilindrico aperto superiormente costruito in acciaio al 9% di Nichel e con una piastra di fondo dello stesso materiale (Brindisi LNG, 2008a). Il diametro del serbatoio interno è pari a circa 78.5 m per un'altezza di 34.9 m. Sopra il serbatoio è posizionata una piattaforma sospesa in acciaio ed alluminio isolata con perlite ed agganciata

con dei tiranti in acciaio inossidabile alla copertura in calcestruzzo serbatoio esterno. Una piastra in acciaio al 9% di Nichel è posizionata nello spazio anulare tra i due serbatoi e si estende fino a 5 m di altezza sulla parete in calcestruzzo e funge come protezione d'angolo per la connessione tra la piastra di fondazione e la parete in calcestruzzo. Uno strato isolante costituito da vetro cellulare, una barriera secondaria, sabbia e del materiale di riempimento separano il fondo del serbatoio dalla piastra di fondazione su cui poggia.

Il serbatoio esterno è costituito da una struttura monolitica in calcestruzzo armato precompresso, con un diametro interno di 80.5 m e diametro esterno di circa 82 m ed è formata dai seguenti tre elementi fondamentali:

- piastra di fondazione;
- parete cilindrica;
- copertura a cupola.

La fondazione in calcestruzzo armato (platea) è una piastra circolare di spessore 500 mm sotto il serbatoio, il cui spessore aumenta fino a 1,000 mm alla periferia.

La parete cilindrica in calcestruzzo precompresso è monoliticamente connessa sia alla piastra di fondazione che alla copertura. Lo spessore minimo nella parte corrente è 650 mm, ed aumenta progressivamente fino a 900 mm alla base. La rastremazione avviene su un'altezza di 6,500 mm. Alla sommità, lo spessore della parete viene pure aumentato a 800 mm. La parete è di tipo post-compresso sia in orizzontale che in verticale.

La copertura, avente forma emisferica, è una struttura composta da uno spessore di 400 mm di calcestruzzo armato e da una lamiera interna di acciaio al carbonio. La cupola interna in acciaio è composta sulla piastra di fondazione, all'interno del serbatoio, quindi sollevata pneumaticamente e saldata ad una lamiera anulare alla sommità della parete d'acciaio (si veda il Paragrafo 9.2.2).

I due serbatoi, realizzati interamente fuori terra, avranno le seguenti caratteristiche e dimensioni (Brindisi LNG, 2008a).

Caratteristiche dei Serbatoi di Stoccaggio (BRINDISI LNG, 2008a)		
Diametro esterno max	m	circa 82
Diametro interno	m	80.5
Altezza esterna fuori struttura serbatoi (escluse sovrastrutture)	m	circa 50
Altezza cilindrica fuori terra	m	circa 40
Capacità (cadauno)	m ³	160,000
Pressione di progetto	mbarg	290
Temperatura di progetto	°C	- 160

In conformità alla prassi attuale del settore, tutti i collegamenti ai serbatoi di stoccaggio GNL (per esempio per riempimento, svuotamento, disaerazione, ecc.) saranno effettuati attraverso il tetto, in modo che il cedimento di una condotta non possa comportare lo svuotamento accidentale del serbatoio. Si evidenzia che al fine di evitare fenomeni di basculamento (roll over) del GNL all'interno dei serbatoi, tali strutture saranno dotati della strumentazione atta a monitorare in continuo il livello del liquido stoccato nonché il profilo di temperatura e di densità lungo l'altezza del serbatoio. Il fenomeno di roll over, causato dalla stratificazione di diversi livelli di GNL a differente densità, può provocare il rimescolamento del contenuto del

serbatoio con conseguente intensa evaporazione di GNL. Inoltre per evitare le condizioni favorevoli al basculamento, l'entrata del GNL dalla nave nel serbatoio può avvenire a differenti altezze e, nel caso in cui il profilo di temperatura e densità indicasse un inizio di stratificazione, le pompe primarie immerse nel serbatoio possono essere utilizzate in ricircolo totale per miscelare il contenuto del serbatoio.

Il gas che vaporizza a seguito di eventuali input di calore, unitamente al vapore generato per effetto del riempimento di liquido, viene convogliato tramite un collettore comune ad entrambi i serbatoi all'aspirazione dei compressori di gas di boil off per essere recuperato.

8.4 SISTEMA PER LA GASSIFICAZIONE DEL GNL E INVIO ALLA RETE

8.4.1 Capacità di Rigassificazione

Il Terminale è progettato per una capacità nominale di rigassificazione di 8.0 GSm³/anno (circa 5.5 – 6.4 mtpa) con un fattore di picco pari a 1.2: la capacità di esportazione di picco è quindi pari a circa 1,100,000 Sm³/h verso la rete.

Il terminale permetterà di scaricare il GNL da metaniere di diverse dimensioni, che invieranno il GNL a temperature criogeniche nei serbatoi di stoccaggio. Il Terminale è stato progettato per gestire GNL con composizioni diverse, da quelle più ricche a quelle più leggere. Stoccaggio, trasferimento e misurazione verranno effettuati prima dell'esportazione nel gasdotto.

8.4.2 Pompe Interne ai Serbatoi di GNL

In entrambi i serbatoi verranno installate delle pompe a bassa pressione per il trasferimento del GNL dallo stoccaggio al ricondensatore. Le pompe interne al serbatoio (pompe primarie) sono del tipo motorizzato centrifugo a immersione e vengono installate in appositi pozzi verticali all'interno del serbatoio di stoccaggio. Le pompe sono dotate di linee di ritorno in direzione del serbatoio di minimo flusso: tali pompe possono essere riutilizzate per effettuare un riciclo del GNL dal fondo del serbatoio verso la parte alta, per evitare la stratificazione e prevenire un eventuale rollover.

In particolare è prevista l'installazione di 4 pompe primarie in ciascun serbatoio delle quali due in esercizio (una per serbatoio) e 2 in stand - by; le pompe primarie hanno una capacità di circa 1,000 m³/h cadauna e una pressione di mandata di circa 8 barg (Brindisi LNG, 2008a).

Le pompe primarie prendono il GNL dai serbatoi in condizioni di saturazione o di lieve sottoraffreddamento e lo pompano a una pressione di circa 8 barg ottenendo quindi un liquido sottoraffreddato, tali apparecchiature hanno la funzione di pompare il GNL fuori dai serbatoi per le successive fasi del processo alimentando il ricondensatore (si veda il Paragrafo 8.4.3) che a sua volta alimenta le pompe di alta pressione (si veda il Paragrafo 8.4.4). Le pompe, inoltre, possono essere impiegate per garantire la circolazione di GNL necessaria a tenere a temperatura criogenica le condotte di scarico nave ed in generale tutte le parti del sistema stand by.

8.4.3 Ricondensatore

Il ricondensatore ha la funzione di riportare alla fase liquida il boil off gas generato durante le precedenti fasi del processo; tale operazione avviene sfruttando il contatto tra il BOG generato e il GNL prelevato dai serbatoi per mezzo delle pompe primarie in condizioni di saturazione o di lieve sottoraffreddamento e alla pressione di circa 8 barg. Per favorire il maggior contatto possibile tra le due fasi, all'interno del ricondensatore è installato un letto a riempimento cilindrico di pall rings (Brindisi LNG, 2008a).

Il BOG e il GNL entrano nella parte interna del letto e attraversando i pall rings vengono in contatto permettendo così la totale ricondensazione del BOG.

A monte del ricondensatore la composizione del GNL può essere corretta aggiungendo dell'azoto nel caso in cui il GNL proveniente dalla metaniera non soddisfi i requisiti previsti dal codice di rete Snam Rete Gas; se il Numero di Wobbe è troppo elevato, è necessario aggiungere azoto nel GN in modo da diluirlo. L'Azoto è prelevato da uno stoccaggio ove esso è tenuto liquido e in condizioni criogeniche. La quantità di azoto necessaria è calibrata sulla base delle indicazioni provenienti dalla stazione di misura e analisi alla rete distribuzione nazionale e viene modulata ed immessa nel GNL a valle delle pompe primarie e si miscela alle altre correnti all'interno del ricondensatore a monte delle pompe di alta pressione.

8.4.4 Invio del GNL dai Serbatoi ai Vaporizzatori – Pompe ad Alta Pressione

A causa dell'elevata pressione di esportazione ai limiti di batteria, sono necessari due stadi di pompe di esportazione. Nel Terminale di Brindisi il GNL miscelato con il BOG ed eventualmente con l'azoto di correzione in uscita dal ricondensatore viene portato alla pressione della rete nazionale tramite 5 pompe (4 + 1) di tipo verticale, multistadio e a motore sommerso. Tali pompe, aventi ciascuna portata pari a circa 500 m³/h, comprimono il GNL fino a circa 85 barg (Brindisi LNG, 2008a).

Durante il normale funzionamento dell'impianto saranno operative 4 pompe ed una sarà di riserva pronta a partire in caso la capacità richiesta fosse quella di picco o in caso di malfunzionamento/manutenzione di una delle altre pompe. Si evidenzia che anche la pompa in stand-by, come tutte le parti dell'impianto che necessitano una pronta messa in marcia, viene tenuta fredda tramite un piccolo flusso di GNL a bassa pressione che, una volta raffreddata la pompa viene inviato nuovamente ai serbatoi.

8.4.5 Vaporizzatori e Sistema Acqua Mare

Una volta alla pressione di rete il GNL viene portato allo stato aeriforme per mezzo dei vaporizzatori. Per il Terminale di Brindisi si prevede di effettuare la rigassificazione del GNL mediante vaporizzatori ad acqua di mare. La scelta è ricaduta su tale processo in quanto semplice ed economico, in grado di utilizzare una risorsa facilmente disponibile (acqua di mare) e limitare l'utilizzo di combustibile. Come evidenziato nel Paragrafo 7.4.2 è previsto l'impiego di vaporizzatori del tipo Open Rack e, in particolare, il progetto del Terminale GNL di Brindisi prevede l'installazione di 5 ORV.

Gli ORV sono sostanzialmente degli scambiatori di calore nei quali l'acqua mare viene fatta cadere per gravità sopra una serie di pannelli nei quali sono presenti le tubazioni verticali contenenti il GNL che vaporizza fluendo in controcorrente. L'acqua di mare necessaria al processo di rigassificazione sarà prelevata per mezzo di tre pompe (2 in funzione e una di

riserva) installate nel manufatto costituente l'opera di presa; tale opera sarà ubicata in corrispondenza dell'angolo Nord-Est della colmata e sarà costituita da un manufatto di cemento armato, interrato per la maggior parte nel rilevato della colmata. Partendo da mare l'opera sarà dotata di (Brindisi LNG, 2008a):

- canale di adduzione;
- camere per l'alloggiamento dei filtri fissi, rotanti e di sgrigliatura;
- vasca di calma/sedimentazione;
- vasca pompe.

Dall'opera di presa l'acqua mare viene distribuita dal collettore principale ad ogni pannello, scende per gravità scambiando calore col GNL e viene infine raccolta in un bacino posto sotto i pannelli stessi per essere successivamente scaricata in mare. La differenza di temperatura tra l'acqua mare in entrata e l'acqua mare in uscita è di circa 6 °C.

L'opera di restituzione dell'acqua di mare sarà costituita da un canale a pelo libero di cemento armato avente sezione rettangolare che, partendo dai vaporizzatori, terminerà nell'opera di restituzione vera e propria, realizzata sempre in cemento armato e ubicata in prossimità dell'angolo Nord-Ovest dell'area di colmata (Brindisi LNG, 2008a).

8.4.6 Invio del Gas Naturale alla Rete Nazionale

Dopo la vaporizzazione il gas naturale sarà immesso in rete. Prima di ciò esso deve essere misurato e analizzato sia a fini di processo, per stabilire le necessità o meno dell'azoto di correzione, che a fini fiscali. A tal fine è prevista l'installazione di una stazione di misura che misura il gas in portata e tramite un sistema di campionamento lo analizza. Prima di essere immesso nella Snam Rete Gas il GN sarà portato alla pressione della rete corrispondente a 75 barg. Per incontrare le richieste della distribuzione un controllo di pressione è situato dopo la stazione di analisi (Brindisi LNG, 2008a).

8.4.7 Torcia

Il sistema torcia del Terminale permette di smaltire in sicurezza gli scarichi occasionali discontinui provenienti da:

- sistema di controllo della pressione del gas al punto di consegna;
- sfiati delle valvole di sicurezza;
- spurghi delle tubazioni.

Il sistema entra in funzione anche in caso di blocco dell'erogazione e in casi di emergenza per eccezionale mancanza di energia elettrica (Brindisi LNG, 2008a).

Per raccogliere gli scarichi di cui sopra è prevista l'installazione di due collettori:

- un collettore a bassa pressione per tutti gli scarichi provenienti da apparecchiature a monte delle pompe alta pressione;
- un collettore ad alta pressione per gli scarichi dalle apparecchiature a valle delle pompe alta pressione.

Entrambi i collettori convergono in un separatore dove eventuali liquidi trascinati (GNL) sono separati dalla fase gas che viene poi bruciata nella torcia per mezzo del sistema di fiamma pilota sempre in funzione ubicato alla sommità della torcia e alimentato spillando GN dal circuito del terminale. Anche il GNL eventualmente trascinato, vaporizzato per effetto del riscaldamento a temperatura ambiente o, se necessario, di un riscaldatore elettrico presente nel separatore, verrà bruciato nella torcia. Dal punto di vista operativo il terminale è progettato seguendo la filosofia del “*zero flaring*” che prevede la minimizzazione degli effluenti gassosi inviati a torcia. A tal fine il BOG generato nelle operazioni di movimentazione ordinaria del GNL sarà quasi interamente recuperato all'interno del ciclo produttivo e, di conseguenza, durante il normale funzionamento del Terminale la torcia non viene utilizzata. Come anticipato il sistema torcia sarà impiegato in casi non ordinari o di emergenza onde permettere il rilascio in sicurezza di quantità di BOG non altrimenti recuperabili; in particolare al sistema di torcia sono collegate:

- valvole di controllo pressione e di sicurezza dei serbatoi GNL;
- valvole di sicurezza dei seguenti apparati:
 - rcondensatore,
 - pompe alta pressione,
 - vaporizzatori,
 - pig launcher;
- separatori di aspirazione compressore BOG;
- compressore BOG;
- valvole di espansione termica del terminale.

8.5 MTD/BAT APPLICATE AL TERMINALE

Nel presente paragrafo si riporta il confronto fra le tecniche di processo del Terminale e le Migliori Tecniche Disponibili indicate nelle Linee Guida (o, qualora mancanti, con le Best Available Techniques indicate nei BREFs europei). In particolare il confronto è stato eseguito con riferimento alle seguenti sezione dell'impianto:

- sistema di ricevimento e stoccaggio GNL;
- vaporizzazione GNL e invio GN alla rete;
- sistema acqua mare.

I documenti presi come riferimento per il confronto sono:

- “Reference Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems”, Dicembre 2001 (IPPC, 2001);
- “Second Draft Reference Document on Best Available Techniques for the Waste Treatment Industries”, Agosto 2005 (IPPC, 2005)
- “Reference Document on the Application of Best Available Techniques on Emissions from Storage” (IPPC, 2006);

- linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Gestione dei rifiuti – Impianti di trattamento chimico-fisico dei rifiuti liquidi (Gruppo Tecnico Ristretto, 2007).

8.5.1 Sistema di Ricevimento e Stoccaggio GNL

Con riferimento alla fase di ricevimento e stoccaggio GNL (Paragrafo 8.3), nella sottostante tabella si riporta il confronto fra le tecniche utilizzate nel Terminale e il BREF “*Emission from Storage*” (IPPC, 2006).

Confronto tra BREFs <i>Emission from Storage</i> e Terminale				
Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
5.1.1.2	263	Considerazioni specifiche sui serbatoi – Serbatoi refrigerati	Emissioni non significative dai serbatoi refrigerati	Il progetto dei serbatoi prevede il controllo delle perdite e sistemi secondari di contenimento (Brindisi LNG, 2008a).
4.1.2.2.1	116	Operazioni di manutenzione ed ispezione	Progetto e ottimizzazione delle attività di ispezione/manutenzione basati su indicazioni HAZOPs	L'HAZOP preliminare per i serbatoi è stato implementato durante il Front End Engineering Design (FEED).
4.1.3.13	139	Bilanciamento del vapore	Bilanciamento del vapore durante le operazioni di scarico	Per occupare il volume del GNL trasferito dalla nave al serbatoio di stoccaggio e mantenere la corretta pressione del sistema, una parte del vapore presente nei serbatoi di stoccaggio del terminale viene pompato nello stoccaggio della metaniera (vapore di ritorno). La movimentazione del GNL e del vapore di ritorno tra la nave e i serbatoi è garantita da due bracci di scarico del GNL, un braccio “ibrido” e un braccio di ritorno BOG.

8.5.2 Rigassificazione GNL e Invio GN alla Rete

Con riferimento sistema per la rigassificazione del GNL e l'invio gas naturale alla Rete (Paragrafo 8.4), nella sottostante tabella si riporta il confronto fra le tecniche utilizzate nel Terminale e il BREF “*Industrial Cooling System*” (IPPC, 2001).

Confronto “ <i>Industrial Cooling System BREF</i> ” e Terminale				
Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
4.6.3	131	Selezione materiali	Corrosività dell'acqua di raffreddamento	La selezione dei materiali per la costruzione degli equipaggiamenti ha tenuto in considerazione la corrosione. Tutti i materiali sono stati scelti con lo scopo di resistere alla corrosione e assicurare una lunga vita utile. I principali componenti sono in acciaio inossidabile.

Confronto "Industrial Cooling System BREF" e Terminale				
Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
4.5.2	128	Riduzione del trasporto di organismi	Posizione e progetto delle prese d'acqua mare adeguati e selezione della tecnica di protezione	La presa per l'acqua mare è localizzata in corrispondenza dell'angolo Nord – Est della colmata (si veda Par. 8.4.5). Il piano di estradosso del canale di adduzione sarà posto a una quota relativamente poco profonda in maniera da pescare l'acqua superficiale più calda. Nella realizzazione dell'opera di presa si impiegheranno tutti gli accorgimenti necessari alla realizzazione di un'opera permanente a mare. La forma del pennacchio freddo dell'acqua di scarico e le caratteristiche di diluizione che definiscono l'impatto termico dello scarico sono state definite per mezzo di opportuni modelli matematici.
4.5.2	128	Riduzione del trasporto di organismi	Ottimizzazione della velocità nei canali d'ingresso per limitare la sedimentazione e verifica dell'occorrenza di fenomeni stagionali di macroincrostazione	Al fine di evitare l'aspirazione di organismi marini, i filtri assicureranno il corretto rapporto tra velocità della corrente e la dimensione delle aperture. In corrispondenza del sistema di filtri viene iniettata una soluzione di ipoclorito di sodio per evitare la crescita biologica.

8.5.3 Sistema di Raccolta e Trattamento delle Acque Reflue

Con riferimento al sistema di raccolta e trattamento delle acque reflue che si prevede di utilizzare, nella sottostante tabella si riporta il confronto fra le tecniche utilizzate nel Terminale e i seguenti documenti:

- waste water treatment management BREF (IPPC, 2005);
- linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – gestione dei rifiuti – impianti di trattamento chimico-fisico dei rifiuti liquidi (Gruppo Tecnico Ristretto, 2007).

Confronto tra "Waste Water Treatment Management BREF" e "Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Gestione dei rifiuti – Impianti di trattamento chimico-fisico dei rifiuti liquidi" e Terminale				
Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
E.5.1.1 (Linee guida)	574	Sistemi di gestione e certificazione ambientale	Adozione di sistemi di gestione ambientale (EMS) nonché di certificazione ambientale (ISO 14000).	Il terminale sarà dotato di un sistema di gestione ambientale redatto in linea con i principi chiave del sistema ISO 14001.
E.5.1.5 (Linee guida)	581	Gestione dei reflui prodotti dall'impianto	Dotazione di sistemi separati di drenaggio delle acque, a seconda del carico di inquinante, provvisti di un sistema di collettamento	Il terminale è provvisto di sistemi di drenaggio separati per le diverse tipologie di reflujo prodotto e di un sistema di collettamento delle acque meteoriche

Confronto tra “Waste Water Treatment Management BREF” e “Linee guida recanti i criteri per l’individuazione e l’utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Gestione dei rifiuti – Impianti di trattamento chimico-fisico dei rifiuti liquidi” e Terminale				
Capitolo	Pag.	Aspetto	Disposizione da BREF	Situazione Terminale
			delle acque meteoriche	
4.3.1(Waste Water Treatment Management BREF)	293	Scarico a mare del refluo trattato	Scelta del punto di scarico a mare in posizione tale da disperdere in modo efficace l'acqua di scarico	L'opera di restituzione dell'acqua di mare sarà costituita da un canale a pelo libero di cemento armato avente sezione rettangolare che, partendo dai vaporizzatori, terminerà nell'opera di restituzione vera e propria, realizzata sempre in cemento armato e ubicata in prossimità dell'angolo Nord-Ovest dell'area di colmata (Brindisi LNG, 2008a). L'opera di restituzione avrà una geometria tale da limitare il più possibile la velocità dell'acqua. La forma del pennacchio freddo dell'acqua di scarico e le caratteristiche di diluizione che definiscono l'impatto termico dello scarico sono state definite per mezzo di opportuni modelli matematici.

9 TEMPI E FASI DEL PROGETTO

9.1 ATTIVITÀ DI PROGETTO E RELATIVA TEMPISTICA

Nella tabella seguente sono indicate le principali attività di progetto e la stima delle relative tempistiche (Brindisi LNG, 2008a).

Attività	Durata
Completamento della colmata	8 mesi
Costruzione dei serbatoi (lavori civili e meccanici)	30 mesi
Costruzione dell'area di processo	16 mesi
Costruzione del pontile	19 mesi
Costruzione edifici e lavori civili	14 mesi
Commissioning	8 mesi

Durante l'esecuzione dei lavori le varie attività saranno svolte, per quanto possibile, contemporaneamente. La durata complessiva dei lavori è stata prevista pari a 32 mesi.

9.2 PREPARAZIONE DEL SITO E REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

In questo paragrafo sono dettagliate le principali attività di costruzione previste nell'ambito della realizzazione dell'impianto. In particolare sono descritte le seguenti attività:

- completamento del riempimento a mare;
- costruzione dei serbatoi di stoccaggio;
- predisposizione dell'area impianti a terra;
- costruzione del pontile.

9.2.1 Riempimento a Mare

L'area di colmata è già stata parzialmente realizzata (sversamento di circa 450,000 m³) (Brindisi LNG, 2008a). Le attività ulteriori di riempimento a mare necessarie per il completamento della colmata prevedono l'impiego di circa 800,000 m³ di materiale di cava (Brindisi LNG, 2007a). Tale attività è suddivisa nelle seguenti fasi, per ognuna delle quali si riporta una breve descrizione (Brindisi LNG, 2008a):

- approvvigionamento materiale di riempimento: il materiale sarà costituito da materiale vergine di cava, prelevato da tre siti esistenti individuati nell'area del Comune di S.Vito dei Normanni (zona Autigno), a circa 35 km dal sito di prevista localizzazione del Terminale. L'attività di approvvigionamento coinvolgerà circa 50 addetti, tutti di organizzazioni esterne a Brindisi LNG;
- trasporto materiale di riempimento: la fase di trasporto del materiale al sito di costruzione sarà effettuata essenzialmente per mezzo di camion dalle imprese proprietarie dei siti di cava;

- scarico a mare del materiale di riempimento: per le operazioni di riempimento saranno impiegati 2 pontoni, di cui uno autopropulso ed uno trainato da rimorchiatore; a bordo dei pontoni è prevista la presenza di circa 20 addetti. Al fine di ottimizzare la sistemazione del materiale scaricato, in questa fase saranno inoltre utilizzati mezzi terrestri (camion, pale ed escavatori) operanti direttamente sulla parte di rilevato già completata;
- interventi di consolidamento del rilevato: a seguito delle operazioni di riempimento, il rilevato sarà oggetto di interventi di vibrocompattazione ad eccezione delle zone interessate dalla base dei serbatoi per le quali è prevista la compattazione dinamica del materiale utilizzato. Tale operazione sarà completata facendo cadere ripetutamente un peso di acciaio o calcestruzzo da un'altezza di circa 20-30 m;
- eventuale rimozione delle tubazioni fuori esercizio: sul fondale dell'area di prevista realizzazione del rilevato a mare non ancora riempita sono presenti tre tubazioni fuori esercizio di proprietà della Polimeri Europa. Le principali caratteristiche delle tubazioni da rimuovere sono le seguenti:
 - una tubazione di diametro nominale 24" e di lunghezza di circa 1,000 m (off-shore) con circa 40 m interrati (on-shore), precedentemente utilizzata per il trasferimento della virgin nafta,
 - una tubazione di diametro nominale 20" e di lunghezza di circa 1,000 m (off-shore) con circa 40 m interrati (on-shore), precedentemente utilizzata per il trasferimento del crude oil,
 - una tubazione di diametro nominale 4" e di lunghezza di circa 1,000 m (off-shore), precedentemente utilizzata per l'acqua potabile.

9.2.2 Serbatoi di Stoccaggio

I due serbatoi di stoccaggio del GNL saranno realizzati interamente fuori terra a Sud-Ovest dell'area di impianto. Per la costruzione dei serbatoi sono previste le seguenti attività:

- infissione dei pali per il consolidamento del terreno di fondazione;
- realizzazione della platea di base in cemento armato;
- costruzione della parete esterna in cemento armato nella quale saranno lasciate aperture per l'accesso di uomini/mezzi e materiali di costruzione;
- prefabbricazione della struttura in acciaio del tetto sospeso;
- sollevamento pneumatico della struttura in acciaio del tetto fino alla sommità del serbatoio in calcestruzzo;
- posa della lamina di acciaio al carbonio sulla parete di calcestruzzo (internamente);
- costruzione del fondo del serbatoio in acciaio 9% Ni;
- costruzione delle pareti interne del serbatoio in acciaio 9% Ni;
- costruzione del tetto esterno in cemento armato;
- montaggi tubazioni interne;
- costruzione della piattaforma sulla sommità del tetto;

- esecuzione della prova idraulica (di cedimento) del serbatoio;
- riempimento dell'intercapedine fra serbatoio e parte di cemento con materiale coibente (perlite);
- installazione delle strutture metalliche sulla piattaforma del tetto;
- installazione di tubazioni, valvole, strumentazione, sistema elettrico, pompe sommerse, segnalazioni aeree, etc. per il completamento generale del montaggio;
- purga/bonifica con azoto per la predisposizione al successivo riempimento con GNL.

9.2.3 Predisposizione dell'Area Impianti a Terra

Sull'area ottenuta mediante riempimento a mare, oltre alla zona destinata ad ospitare i serbatoi di stoccaggio, troverà spazio anche l'area destinata all'impianto di gassificazione e ai sistemi ausiliari. Le attività di montaggio dell'impianto possono essere riassunte come segue (Brindisi LNG, 2008a):

- montaggi meccanici;
- montaggi elettrici;
- montaggi strumentali;
- verniciatura e coibentazione.

9.2.4 Pontile

Le attività previste per la realizzazione delle opere a mare possono essere schematicamente riassunte come segue:

- apertura del cantiere e preparazione dei mezzi marini;
- battitura dei pali di fondazione del pontile;
- battitura dei pali per i dolphins;
- montaggio delle testate e degli accessori per i dolphins;
- posa degli impalcati;
- installazione della piattaforma;
- posa delle passerelle;
- installazione degli impianti.

Alcune delle operazioni sopra elencate (ad esempio: il trasporto in sito delle strutture prefabbricate, la battitura dei pali e l'installazione delle carpenterie, la posa in opera dei bracci di carico e degli accessori delle briccole, l'ultimazione delle saldature e i ritocchi della verniciatura) dovranno essere eseguite con l'ausilio di mezzi marini di adeguate dimensioni e capacità di sollevamento.

9.3 PRECOMMISSIONING

Lo scopo del precommissioning è quello di assicurarsi che tutte le parti dell'impianto completate meccanicamente siano state realizzate in maniera sicura e conforme al progetto

originario. Durante tale fase sono pertanto possibili lavori meccanici finalizzati a rettificare le installazioni non corrette. Durante il precommissioning non vengono introdotti idrocarburi nell'impianto, ma solo fluidi relativamente innocui quali aria compressa, acqua ed azoto. Possono essere temporaneamente messi sotto tensione alcuni quadri elettrici a scopo di test. Il precommissioning prevede le seguenti attività principali, consistenti nel controllo di (Brindisi LNG, 2008a):

- opere civili;
- edifici;
- tubazioni (pulizia ed asciugatura);
- apparecchiature statiche, comprendente:
 - inserimento degli interni (packings),
 - pulizia,
 - asciugatura,
 - chiusura finale
 - controllo della taratura delle valvole di sicurezza;
- apparecchiature rotanti;
- parte strumentale:
 - controllo tarature,
 - verifica installazione,
 - loop di controllo e logiche “in bianco”.

Saranno inoltre eseguiti i controlli elettrici e in particolare saranno condotti:

- test su motori elettrici (disconnessi) e analisi delle vibrazioni,
- accoppiamento e test a freddo dei motori elettrici,
- installazione di filtri sia temporanei che fissi.

9.4 COMMISSIONING E AVVIAMENTO DELL'IMPIANTO

La fase di commissioning comprende tutte le operazioni che si effettuano su un impianto meccanicamente completato al fine di permettere l'inizio della produzione. Nel seguito sono elencate le fasi del commissioning nell'ordine più comunemente utilizzato; altre sequenze potranno essere adottate in funzione di esigenze particolari di impianto (Brindisi LNG, 2008a):

- energizzazione dei servizi (utilities);
- commissioning della parte elettrica;
- commissioning della parte strumentale;
- test di tenuta di tubazioni e apparecchi;
- bonifica con azoto.

L'ultima fase del commissioning è quella relativa al raffreddamento di linee, apparecchiature e stoccaggi. Tale operazione viene comunemente svolta con GNL vaporizzante da metaniera per raffreddare la zona scarico nave e trasferimento e successivamente per raffreddare un serbatoio.

La nave viene poi scaricata nello stoccaggio raffreddato e successivamente, tramite circolazione di GNL a mezzo delle pompe primarie, il resto dell'impianto viene portato a temperatura criogenica.

Qualora non fosse disponibile GNL l'operazione può essere svolta con azoto liquido

Portate a termine le fasi di precommissioning e commissioning il terminale e' possibile iniziare l'avviamento dell'impianto. Le principali fasi operative per l'avviamento dell'impianto sono le seguenti:

- operazioni precedenti l'arrivo della nave metaniera:
 - pressurizzazione dell'impianto,
 - accensione e test della torcia;
- operazione successive l'arrivo della nave metaniera:
 - settaggio del sistema di controllo della pressione nei serbatoi di stoccaggio,
 - avvio delle pompe a bassa pressione e settaggio ricircolo nel pontile,
 - settaggio vaporizzatori,
 - preparazione ricondensatore,
 - raffreddamento pompe di mandata e linee dirette ai vaporizzatori,
 - commissioning del compressore e del ricondensatore.

Una volta assicurato un sufficiente livello di GNL nei serbatoi, il fluido viene alimentato ai vaporizzatori a bassa portata e progressivamente la pressione di mandata viene incrementata, secondo una rampa predefinita, fino al raggiungimento del valore normale di rete e successivamente fino al valore di marcia normale (Brindisi LNG, 2008a).

Una volta verificato che la qualità del prodotto è conforme alle specifiche, si procede alla regolazione fine ed all'ottimizzazione dell'impianto (Brindisi LNG, 2008a).

9.5 FASE DI ESERCIZIO E DISMISSIONE DEL TERMINALE

Una volta messo in esercizio, il Terminale inizierà a ricevere GNL da navi metaniere e sarà esercito per garantire una capacità di movimentazione finale di 8 Gm³ di gas. Il traffico stradale in arrivo al Terminale percorrerà le strade esistenti e si prevede che sarà costituito da:

- trasporto dei lavoratori;
- forniture di materiali di consumo;
- veicoli dei subappaltatori addetti alla manutenzione.

Il traffico marittimo operativo sarà essenzialmente limitato alla movimentazione di navi cisterna GNL e ai rimorchiatori di supporto. Potrà essere necessario un utilizzo intermittente di piccole unità per la manutenzione e il controllo del pontile e delle linee di invio.

Nella fase di esercizio si stima una presenza massima contemporanea di 60 lavoratori.

Salvo interventi di manutenzione che ne possano prolungare il periodo di operatività, al termine della propria vita utile il Terminale sarà dismesso in accordo alle leggi e alle buone pratiche dell'industria vigenti e l'area sarà recuperata per gli usi consentiti. A tal fine saranno predisposti tutti i necessari studi ambientali. Sarà inoltre data rilevanza alla possibilità di riutilizzo ottimale delle risorse e recupero dei materiali (Brindisi LNG, 2008b).

10 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE

Con il termine “*Interazioni con l'Ambiente*” si intende includere sia l'utilizzo di materie prime e risorse sia le emissioni di materia in forma solida, liquida e gassosa, le emissioni acustiche e i flussi termici che possono essere rilasciati verso l'ambiente esterno, nonché il traffico via terra e marittimo.

Nel seguito, sulla base della documentazione di progetto fornita da Brindisi LNG (Brindisi LNG, 2007a, 2007b, 2008a) sono quantificati per il Terminale e le relative opere accessorie (colmata e pontile):

- emissioni in atmosfera;
- prelievi e scarichi idrici;
- emissioni sonore;
- produzione di rifiuti;
- utilizzo di materie prime, quali:
 - occupazione di suolo,
 - manodopera,
 - movimenti terra e materiali da costruzione,
 - prodotti chimici;
- traffico dei mezzi terrestri e marittimi.

Le valutazioni sono state condotte con riferimento alle fasi di costruzione e di esercizio previste.

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

I flussi in ingresso ed in uscita dal Terminale sono illustrati in forma schematica in Figura 10.1.

10.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

10.1.1 Fase di Realizzazione

In fase di cantiere le emissioni in atmosfera associate alla realizzazione del progetto sono riconducibili alla produzione di polveri per la movimentazione dei terreni e all'emissione di inquinanti da parte dei mezzi impiegati per il completamento della colmata e la costruzione del Terminale e del pontile. Le attività di costruzione del Terminale e delle opere connesse comporteranno lo sviluppo di polveri essenzialmente durante:

- le attività per il completamento della nuova colmata inclusa la rimozione delle tubazioni sottomarine fuori esercizio;
- l'effettuazione dei movimenti terra per la preparazione dell'area;

- la realizzazione delle fondazioni;
- la realizzazione dei montaggi impiantistici.

Le emissioni di inquinanti in atmosfera tipici della combustione in fase di costruzione sono imputabili essenzialmente ai fumi di scarico delle macchine e dei mezzi pesanti impiegati in cantiere, quali autocarri per il trasporto materiali, escavatori, autobetoniere, gru, etc..

Un contributo all'inquinamento atmosferico è rappresentato dalle emissioni di inquinanti ad opera del traffico terrestre e navale indotto dalle attività di realizzazione del Terminale e del pontile. I mezzi impiegati durante la costruzione sono indicati al Paragrafo 10.7.1 (Brindisi LNG, 2007a). La stima delle emissioni di polveri e inquinanti gassosi connesse alle operazioni di cantiere è riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA.

10.1.2 Fase di Esercizio

Il Terminale di Brindisi può essere considerato, in linea di massima, un sistema privo di significative emissioni in atmosfera in quanto il principale sistema di processo è costituito dal vaporizzatore ad acqua marina che non presenta emissioni in atmosfera in quanto utilizza il calore dell'acqua del mare per rigassificare il GNL.

Le emissioni in atmosfera riconducibili all'esercizio del Terminale GNL sono riconducibili a (Brindisi LNG, 2008a):

- emissioni in fase di normale esercizio (collettori di torcia di alta e bassa pressione, torcia pilota);
- combustione ad opera di sorgenti non continue o di emergenza (torcia, generatore diesel e pompe, serbatoio di accumulo, fenomeni di rollover, attività di manutenzione);
- emissioni fuggitive di gas metano e di composti organici volatili;
- traffico indotto terrestre e marino.

10.1.2.1 Emissioni in Marcia Normale

Durante la marcia normale non viene rilasciato all'atmosfera gas naturale, ad eccezione delle emissioni fuggitive, quantificate al successivo Paragrafo 10.1.2.3. Le emissioni associate alla corrente di azoto che serve a inertizzare i collettori di torcia di alta e bassa pressione. La portata di azoto rilasciata all'aria è stimata essere pari a circa 500 kg/h.

Sulla sommità della torcia è presente la fiamma pilota per incendiare eventuali rilasci di gas naturale. Le emissioni in atmosfera associate alla fiamma pilota sono sintetizzate nella seguente tabella (Brindisi LNG, 2008a).

Emissioni in Atmosfera da Fiamma Pilota Torcia (Brindisi LNG, 2008a)		
Inquinante	Emissioni	
	UdM	Quantità
NOx	kg/anno	80
COV	kg/anno	180
CO	kg/anno	300
CO ₂	t/anno	100
PM ₁₀	kg/anno	3.1

10.1.2.2 Emissioni da Sorgenti non Continue o di Emergenza

Le emissioni da sorgenti non continue o in condizioni di emergenza sono riconducibili a (Brindisi LNG, 2007a e 2008a):

- emissioni per combustione da:
 - generatore diesel, avente potenza di circa 1 MW,
 - 2 motori pompe, ciascuno di potenza pari a 750 kW,
 - torcia per lo scarico in atmosfera del GN/GNL;
- emissioni di azoto da serbatoio di accumulo;
- emissioni dirette in caso di fenomeno di rollover (basculamento) del GNL nei serbatoi;
- emissioni durante le attività di manutenzione.

L'impianto è dotato di un generatore diesel di emergenza per fornire energia elettrica in caso di perdita di potenza dalla rete. Tale eventualità è estremamente remota e le emissioni dovute a tale evento trascurabili.

Sull'impianto sono installate due pompe antincendio diesel come riserva delle pompe principali. Esse entrano in funzione in caso di guasti o malfunzionamenti delle pompe principali; tale eventualità è estremamente remota e le emissioni dovute a tale evento del tutto trascurabili.

La torcia viene usata solo in situazioni diverse dall'esercizio normale dell'impianto, vista la filosofia di "zero flaring" adottata nella progettazione. Si stima che la torcia possa essere sia in funzione occasionalmente per complessive 50 ore all'anno (Brindisi LNG, 2008a). Pertanto le emissioni dovute al suo funzionamento sono limitate. Le emissioni dovute al suo funzionamento sono presentate nella tabella seguente (Brindisi LNG, 2008a):

Emissioni in Atmosfera Torcia (Brindisi LNG, 2008a)		
Inquinante	Emissioni	
	UdM	Quantità
NO _x	t/anno	0.75
COV	t/anno	1.75
CO	t/anno	2.9
CO ₂	t/anno	962
PM ₁₀	kg/anno	30

L'impianto è dotato di un sistema di accumulo di azoto liquido avente lo scopo di distribuire sia azoto liquido per la correzione del numero di Wobbe che azoto gassoso per la purga delle linee di torcia e per le operazioni di manutenzione. In caso di emergenza le valvole di sicurezza o di sfioro potranno dare origine ad una emissione di azoto puro all'atmosfera pari ad una portata di 300 Nm³/h.

Durante il funzionamento normale dell'impianto, l'azoto gassoso che si genera nel serbatoio criogenico a causa del carico termico ambientale viene utilizzato per alimentare i consumi normali dell'impianto. In caso di consumo nullo, l'azoto generato viene scaricato in atmosfera. La portata massima sarà pari a 230 Nm³/h.

Nel caso di basculamento (rollover) di un serbatoio si verifica la formazione di gas di boil off (BOG) che viene scaricato direttamente all'atmosfera via dedicate valvole di sicurezza. Tale fenomeno avviene nell'eventualità di una stratificazione all'interno del serbatoio di GNL a

differente densità, che determina un marcato rimescolamento nel serbatoio e una conseguente evaporazione di GN. Il fenomeno coinvolge l'intera massa di GNL contenuta nel serbatoio ed è quindi piuttosto intensa, ma di breve durata (pochi minuti).

I serbatoi sono muniti di una serie di accorgimenti per evitare tale fenomeno, quali:

- ingressi del GNL scaricato da nave a differenti altezze all'interno della massa liquida;
- misure di temperatura e densità lungo tutta l'altezza del liquido;
- procedure operative per evitare la stratificazione quali l'utilizzo della pompa primaria in stand-by in ricircolo totale onde miscelare il contenuto dello stoccaggio.

Il basculamento è quindi ritenuto altamente improbabile ovvero non atteso durante la vita dell'impianto (Brindisi LNG, 2008a).

Durante le attività di manutenzione ordinaria dell'impianto, al fine di poter operare in sicurezza su una apparecchiatura, si deve solitamente prima drenarle la stessa dal contenuto di GNL e poi bonificarla con azoto onde permetterne la successiva apertura (Brindisi LNG, 2008a). In generale la parte liquida viene drenata verso i serbatoi di stoccaggio onde recuperarne il contenuto. Per la bonifica si convogliano invece l'azoto e i vapori di idrocarburo spiazzato dall'apparecchio in torcia, tramite il collettore di bassa o di alta pressione per essere poi bruciato alla sommità di essa prima del rilascio in atmosfera. Non si prevedono rilasci di idrocarburi in atmosfera per la fase di manutenzione ordinaria (Brindisi LNG, 2008a).

10.1.2.3 Emissioni Fuggitive

L'esercizio del Terminale GNL di Brindisi comporta perdite di gas metano e altri composti ad opera di valvole, flange, pompe, compressori, etc.. Il calcolo delle emissioni fuggitive è stato definito sulla base di fattori tipici di emissione, presentati dalla Chemical Manufacturers Association (CMA) ed indicati nella tabella seguente (Brindisi LNG, 2008a).

Emissioni Fuggitive, Fattori di Emissione (Brindisi LNG, 2008a)		
Sorgente	Fluido	Fattore di emissione [kg/h/sorgente]
Valvole	Gas	4.50E-03
Valvole	Liquido Leggero	2.50E-03
Pompe	Liquido Leggero	1.30E-02
Compressori	Gas	2.28E-01
Fittings	Gas	3.90E-04
Fittings	Liquido Leggero	1.10E-04
Altro	Gas/ Liquido Leggero	8.80E-03

Nella seguente tabella si riportano il numero e la tipologia delle sorgenti di emissioni fuggitive individuate nel Terminale GNL di Brindisi (Brindisi LNG, 2008a); sono inoltre presentate le emissioni fuggitive stimate per l'impianto.

Sorgente	Bracci di carico	Stoccaggio	Vaporiz.	Compr. BOG	Sistema di misura	Totale
Valvole Gas	18	30	90	50	35	223
Valvole Liquido Leggero	50	60	90	20	0	220
Pompe	0	0	5	0	0	5
Compressori	0	0	0	2	0	2
Fittings Gas	50	20	100	40	15	225

Sorgente	Bracci di carico	Stoccaggio	Vaporiz.	Compr. BOG	Sistema di misura	Totale
Fittings L.L.	20	30	100	40	15	205
Altro	6	10	8	4	5	33
Emissioni totali (kg/h)	0.28	0.38	0.82	0.79	0.21	2.48
Emissioni totali annue (t/a)	2.46	3.37	7.15	6.89	1.83	21.69

10.1.2.4 Emissioni da Traffico Indotto

Un ulteriore contributo all'inquinamento atmosferico è rappresentato dall'emissione in atmosfera di:

- mezzi terrestri destinati al trasporto del personale addetto, all'approvvigionamento dei materiali di consumo e allo smaltimento dei rifiuti;
- navi destinate al trasporto ed allo scarico del GNL.

Al Paragrafo 10.7.2 si riportano i mezzi terrestri e navali previsti in fase di esercizio (Brindisi LNG, 2007a).

10.2 EMISSIONI SONORE

10.2.1 Fase di Realizzazione

Durante il periodo di realizzazione del Terminale, le emissioni sonore sono da collegarsi principalmente al funzionamento dei mezzi di cantiere utilizzati per il trasporto, la movimentazione e la costruzione. Le principali attività durante le quali si registreranno emissioni rumorose sono:

- installazione cantiere;
- movimentazione terreno;
- realizzazione delle fondazioni e palificazioni;
- realizzazione strutture in c.a.;
- installazione impianti.

Nell'ambito delle attività di costruzione edili in genere, le attività sopra citate comportano valori di potenza sonora (LWA) compresi tra circa 89 e 115 dBA. I mezzi impiegati durante la costruzione sono indicati al Paragrafo 10.7.1. Il dettaglio dei valori di emissione considerati per i diversi macchinari è riportato nel Quadro di Riferimento Ambientale.

10.2.2 Fase di Esercizio

Nella tabella seguente sono elencate le apparecchiature potenzialmente rumorose in moto durante l'esercizio del Terminale GNL ed i relativi livelli di potenza sonora (Lw) espressi in dBA (Brindisi LNG, 2008a).

Descrizione Equipment	No. Totali/ esercizio	Regime di Funzionamento	Lw [dBA]
Pompe interne ai serbatoi (20-P01-A/B/D/E)	4/2	Esercizio	96
Pompe Sendout (30-P01A/B/C/D/E)	5/4	Esercizio	96
Pompe Acqua Servizio (59-P01-A/B)	2/1	Esercizio	96
Pompe Acqua Potabile (58-P01-A/B)	2/1	Esercizio	96
Pompe Acqua Mare (60-P01-A/B/C)	3/2	Esercizio	96
Pompe Firewater (Elettriche) (63-P01A/D)	2/0	Emergenza	116
Pompe Firewater (Diesel) (63-P01B/E)	2/0	Emergenza	104
Pompe Jockey Firewater (63-P02-A/B)	2/1	Esercizio	87
Pompe Trasferimento Diesel (66-P01-A/B)	2/0	Emergenza	96
Compressore aria strumenti (56-K01-A/B)	2/1	Esercizio	98
Compressori BOG (40-K01A/B)	2/2	Esercizio	107
Generatore Diesel Emergenza (51-SE01-DE)	1/0	Emergenza	119
ORV (30-E-01 A/B/C/D/E)	5/5	Esercizio	98
Vaporizzatore Atmosferico Azoto (57-SE-02 (ex 57-MC-01 A))	1/1	Esercizio	98
Nitrogen Supply Package (57-SE-02 (ex 57-ML-01))	1/1	Esercizio	88
Sistema Clorazione Acqua Mare (60-SE01-A/B)	2/1	Esercizio	98
Camino Torcia (65-SE01)	1/0	Emergenza	141

La localizzazione delle sorgenti sopra elencate è illustrata in Figura 10.2.

Un contributo, seppur estremamente ridotto, all'inquinamento acustico viene inoltre prodotto dal traffico terrestre (per approvvigionamento materiali di consumo e trasporto addetti) e dal traffico marittimo (navi metaniere dedicate al trasporto del GNL e rimorchiatori di servizio).

10.3 PRELIEVI IDRICI

10.3.1 Fase di Realizzazione

I prelievi idrici in fase di cantiere sono ricollegabili essenzialmente all'umidificazione delle aree di cantiere per limitare le emissioni di polveri dovute alle attività di movimento terra e agli usi civili. Nella tabella sottostante sono presentati i consumi idrici in fase di cantiere (Brindisi LNG, 2007a e 2008a).

Prelievi Idrici – Fase di Cantiere (Brindisi LNG, 2007a e 2008a)			
Uso	Modalità di Approvvigionamento	Quantità	Totale
Acqua per usi civili connessi alla presenza del personale addetto alla costruzione	autobotte/rete esterna	1,235 addetti (presenza.max) x 60 l/g	Circa 2,700 m ³ /mese
Acqua per attività di cantiere (bagnatura piste, attività varie e usi di cantiere, etc.)	autobotte/rete esterna	50 m ³ /g	

10.3.2 Fase di Esercizio

L'acqua utilizzata in fase di esercizio servirà a coprire i fabbisogni legati a (Brindisi LNG, 2007a):

- usi civili;
- usi industriali.

Per quanto riguarda gli usi civili, l'utilizzo di acque sanitarie in fase di esercizio è quantificabile in 170-200 l/giorno per addetto. Si stima che il consumo massimo di acqua potabile per usi civili in fase di esercizio sia pari a 15 m³/giorno (Brindisi LNG, 2008a).

I quantitativi necessari verranno prelevati a mezzo autobotte o da rete esterna.

La richiesta di acqua per usi industriali è essenzialmente legata a:

- processo di rigassificazione GNL;
- altri usi industriali.

La rigassificazione del GNL avverrà utilizzando il calore dell'acqua di mare prelevata dal porto di Brindisi. Si prevedono i seguenti consumi (Brindisi LNG, 2008a):

- 25,000 m³/h in condizioni di normale funzionamento;
- 26,700 m³/h in condizioni di massimo consumo (composizione ricca del GNL).

Per le attività gli altri usi industriali, si stima un consumo complessivo di circa 10 m³/giorno (Brindisi LNG, 2008a). I quantitativi, la modalità di approvvigionamento e gli impieghi previsti dell'acqua prelevata sono sintetizzati nella tabella seguente (Brindisi LNG, 2008a).

Prelievi Idrici – Fase di Esercizio (Brindisi LNG, 2008a)		
Uso	Modalità di Approvvigionamento	Quantità
Acqua di mare per usi industriali (gassificazione del GNL)	Opera di presa	25,000 m ³ /h ⁽¹⁾
		26,700 m ³ /h ⁽²⁾
Acqua per usi civili	Autobotte/rete esterna	15 m ³ /g ⁽³⁾
Acqua per usi industriali	Autobotte/rete esterna	10 m ³ /g

Note:

- (1) funzionamento normale.
(2) flusso massimo.

10.4 SCARICHI IDRICI

10.4.1 Fase di Realizzazione

Gli scarichi idrici in fase di cantiere sono ricollegabili alla produzione di reflui di origine civile legati alla presenza della manodopera coinvolta nelle attività di cantiere. Tali reflui saranno raccolti e trattati in un impianto di trattamento (vasca Imhoff) (Brindisi LNG, 2007a); i rifiuti prodotti saranno inviati a successivo smaltimento a norma di legge a mezzo autobotte.

10.4.2 Fase di Esercizio

Gli scarichi idrici in fase di esercizio del Terminale sono connessi a:

- acqua di mare per la gassificazione del GNL;
- acque sanitarie connesse alla presenza del personale addetto;
- acque meteoriche.

Le acque sanitarie (reflui civili) saranno raccolte in appositi serbatoi o vasche a tenuta stagna e potranno essere conferite attraverso fognatura dedicata ad un impianto di trattamento esterno posto nelle adiacenze del Terminale GNL e gestito da terzi; in alternativa le acque sanitarie potranno essere smaltite sistematicamente con autospurgo e consegnate ad impianti di trattamento e depurazione autorizzati (Brindisi LNG, 2008a). La presenza del personale addetto comporta una produzione di acque sanitarie pari a circa 15 m³/giorno. L'acqua depurata verrà scaricata a mare. Nessun liquido proveniente dai servizi igienici sarà scaricato nel terreno naturale (Brindisi LNG, 2008a).

Le acque provenienti dai “troppo pieni” dei serbatoi dell'acqua potabile e dell'acqua servizi nonché dall'essiccatore dell'aria strumenti, verranno inviate alla rete di raccolta acqua meteorica (Brindisi LNG, 2008a).

Le acque meteoriche di prima pioggia e di dilavamento depurate e controllate saranno scaricate a mare. Le acque meteoriche pulite di seconda pioggia o recapitanti da superfici impermeabili non carrabili, saranno scaricate direttamente a mare (Brindisi LNG, 2008a).

Ai fini di quanto sopra, l'impianto di Rigassificazione sarà dotato per la raccolta e il drenaggio delle acque meteoriche di apposite reti recapitanti in fognature separate. Le acque meteoriche di prima pioggia e le acque di lavaggio verranno trattate all'interno dell'impianto di rigassificazione; in particolare (Brindisi LNG, 2008a):

- le acque di prima pioggia (che cadranno su tutte le aree pavimentate, incluse le strade) e le acque provenienti dal lavaggio delle apparecchiature, verranno trattate in un impianto costituito da un separatore olio/acqua e da un flottatore ad aria indotta;
- le acque di seconda pioggia considerate pulite verranno sottoposte, prima del loro smaltimento, ad un trattamento di grigliatura.

I prodotti rimossi durante il trattamento verranno smaltiti secondo la vigente normativa tramite ditte specializzate..

L'acqua di mare destinata al processo di rigassificazione è convogliata in un fascio tubiero all'interno del vaporizzatore ORV dove cede calore al GNL e lo rigassifica. A valle dell'ORV l'acqua di mare, raffreddata a causa della cessione di calore necessario al processo di vaporizzazione, è nuovamente scaricata in mare previo addizionamento di cloro al fine di contrastare la crescita biologica nelle componenti impiantistiche (Brindisi LNG, 2008a). La differenza di temperatura prevista tra l'acqua in ingresso al sistema di vaporizzazione e quella in uscita dallo stesso sarà pari a -6 °C.

Nella tabella seguente sono presentate le quantità e le modalità di smaltimento degli scarichi idrici del Terminale GNL (Brindisi LNG, 2008a)

Scarichi Idrici – Fase di Esercizio (Brindisi LNG, 2008a)		
Tipologia di Scarico	Modalità di Trattamento e Smaltimento	Quantità
Acqua di mare per rigassificazione del GNL	Scarico a mare	25,000 m ³ /h ⁽¹⁾
		26,700 m ³ /h ⁽²⁾
Acque Meteoriche	<u>Trattamento</u> Acque di prima pioggia incidenti su aree pavimentate: impianto di trattamento (separatore olio/acqua e flottatore ad aria indotta)	-
	Acque di seconda pioggia Grigliatura	
	<u>Smaltimento Acque Pulite</u> Scarico a mare	
Usi civili	Autobotte o fognatura verso impianto di trattamento esterno	15 m ³ /g

Nota:

- (1) funzionamento normale
- (2) flusso massimo (composizione ricca del GNL)

10.5 PRODUZIONE DI RIFIUTI

10.5.1 Fase di Realizzazione

Le principali tipologie di rifiuti prodotti durante la fase di cantiere sono (Brindisi LNG, 2008a):

- tubazioni fuori esercizio dell'oleodotto Polimeri Europa, nel caso si proceda alla loro rimozione nell'ambito del presente progetto;
- carta e legno proveniente dagli imballaggi delle apparecchiature, etc.;
- residui plastici;
- cemento e calcestruzzo;
- residui ferrosi;
- materiali isolanti;
- oli.

A livello generale si evidenzia che, durante la fase di cantiere, tutti i rifiuti prodotti dal cantiere verranno gestiti e registrati; lo smaltimento avverrà presso impianti/siti autorizzati. Ogni attività sarà gestita secondo le norme previste dalla Legge Italiana.

Per quanto concerne le tubazioni, i tronconi saranno opportunamente svuotati, trasportati in area attrezzata e cordonata ed autorizzata per il deposito provvisorio dei rifiuti. Lo strato cementizio di protezione sarà rimosso e stoccato in deposito provvisorio interno. Il materiale ferroso bonificato sarà trasportato ad area di messa in riserva autorizzata e successivamente inviato ad impianto esterno di recupero autorizzato (Brindisi LNG, 2007b).

Nella tabella seguente sono presentati i quantitativi di rifiuti che saranno prodotti durante le attività di cantiere, nonché le modalità di stoccaggio e smaltimento (Brindisi LNG, 2007a).

Rifiuti Prodotti in Fase di Cantiere (Brindisi LNG, 2007a)				
Tipologia	UdM	Quantità	Modalità Stoccaggio	Destinazione
Residui ferrosi	t	2,100	aree isolate	recupero
Carta e cartone	t	100	aree isolate	recupero
Legno	t	850	aree isolate	recupero
Rifiuti plastici	t	100	aree isolate	recupero
Pitture	t	10	aree isolate	smaltimento autorizzato
Cemento, calcestruzzo, etc.	m ³	2,500	aree isolate	recupero
Cavi	t	8	aree isolate	smaltimento autorizzato
Materiali isolanti	m ³	900	aree isolate	smaltimento autorizzato
Oli, grassi	t	trasc.	aree isolate	smaltimento autorizzato
Prodotti chimici	t	trasc.	aree isolate	smaltimento autorizzato

10.5.2 Fase di Esercizio

I principali rifiuti prodotti in fase di esercizio del Terminale GNL derivano da:

- attività di processo o ad esse riconducibili, quali la manutenzione ordinaria o straordinaria degli impianti;
- attività di tipo civile (uffici, mensa).

I principali rifiuti prodotti per le attività di manutenzione del Terminale GNL sono presentati nella seguente tabella (Brindisi LNG, 2007a).

Rifiuti Prodotti in Fase di Esercizio (Brindisi LNG, 2007a)				
Tipologia	UdM	Quantità	Modalità Stoccaggio	Destinazione
Residui ferrosi	t/anno	10	aree isolate	recupero
Carta e cartone	t/anno	1	aree isolate	recupero
Legno	t/anno	2	aree isolate	recupero
Oli, grassi	t/anno	trasc.	aree isolate	smaltimento autorizzato
Prodotti chimici	t/anno	trasc.	aree isolate	smaltimento autorizzato

Per quanto concerne i rifiuti connessi alla presenza del personale addetto, si può stimare una produzione di circa 0.5 kg/g per addetto, per un totale di circa 10 t/anno (Brindisi LNG, 2008a).

I rifiuti generati verranno sempre smaltiti nel rispetto della normativa vigente. In particolare, ove possibile, si procederà alla raccolta differenziata volta al recupero delle frazioni riutilizzabili. Eventuali stoccaggi temporanei all'aperto di rifiuti speciali non pericolosi saranno provvisti di bacini di contenimento impermeabili. I rifiuti speciali, liquidi e solidi, previsti in piccolissime quantità prodotti durante l'esercizio o nel corso di attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, saranno gestiti secondo la vigente normativa in materia di rifiuti, e trasportati e smaltiti da ditte specializzate (Brindisi LNG, 2008a)

10.6 UTILIZZO DI MATERIE PRIME E RISORSE NATURALI

10.6.1 Fase di Realizzazione

Nel presente paragrafo sono valutati gli aspetti relativi a:

- occupazione di aree per il cantiere;
- manodopera impiegata nelle attività di costruzione;
- movimenti terra;
- materiali impiegati per la costruzione.

10.6.1.1 Area di Cantiere

Le aree di cantiere sono identificate e descritte nel progetto del Terminale GNL (Brindisi LNG, 2008a).

10.6.1.2 Manodopera

La massima presenza di addetti durante le attività di realizzazione del Terminale e del pontile è presentata nella seguente tabella (Brindisi LNG, 2007a).

Attività	Durata (mesi)	Addetti (No.)
Realizzazione Terminale	32	1,080
Opere marittime	19	150

Dato il tipo di qualifica e l'entità del personale richiesto la domanda di manodopera potrà essere sostanzialmente soddisfatta in ambito locale.

10.6.1.3 Movimenti Materiale di Cava

In fase di cantiere si prevede la movimentazione di circa 800,000 m³ di terre per il completamento della colmata (Brindisi LNG, 2008a). I quantitativi di materiale necessari saranno prelevati da cave esistenti situate nella zona del Comune di S. Vito dei Normanni, a circa 35 km dal sito di prevista localizzazione del Terminale (Brindisi LNG, 2008a).

10.6.1.4 Materiali per la Costruzione

I principali materiali che saranno impiegati in fase di costruzione sono i seguenti (Brindisi LNG, 2007a):

- pali in acciaio;
- calcestruzzo, principalmente per la realizzazione delle vasche e delle fondazioni dei vaporizzatori e delle fondazioni degli altri edifici/equipment presenti;
- carpenteria metallica, tubazioni, apparecchi ed impianti elettrostrumentali;;
- materiali per isolamento e prodotti di verniciature.

Nella tabella seguente sono riportati i quantitativi dei materiali impiegati per la fase di costruzione (Brindisi LNG, 2008a).

Materiali Costruzioni Civili (Brindisi LNG, 2008a)		
Materiale	UdM	Quantità
Calcestruzzo	m ³	12,600
Impermeabilizzazioni	m ³	42,830
Protezioni al fuoco	m ²	50
Murature	m ²	3,680
Pavimenti e rivestimenti	m ²	21,350
Serramenti	m ²	830
Titeggiature	m ²	12,230
Strade e piazzali	m ²	28,820
Recinzioni	m ²	6,550
Strutture metalliche	kg	625,500
Reti interrato	m	9,630
Verniciature	m ²	13,500
Materiali Costruzioni Serbatoi (Brindisi LNG, 2008a)		
Materiale	UdM	Quantità
Calcestruzzo	m ³	28,584
Armature convenzionali	t	3,365
Armature criogeniche	t	830
Pali di fondazione	t	7,058
Tinteggiature	m ²	34,826
Cavi orizzontali post tesi	m	34,320
Cavi verticali post tesi	m	9,440
Lamiere in acciaio al Ni 9%	t	circa 3,600
Lamiere in acciaio A 516 gr. 60	t	circa 3,200
Materiali di Montaggio (Brindisi LNG, 2008a)		
Materiale	UdM	Quantità
Apparecchiature	kg	950,000
Tubazioni GRVE	kg	200,000
Tubazioni CS/CC	kg	1,940,000
Supporti tubazioni criogeniche	kg	300,000
Supporti tubazioni	kg	51,000
Cavi elettrici	m	260,000
Cavi strumentazione	m	170,000
Materiali di Montaggio (Brindisi LNG, 2008a)		
Materiale	UdM	Quantità
Cavi telecomunicazioni	m	30,000
Verniciature	m ²	20,000
Isolamento freddo	m ²	17,000

10.6.2 Fase di Esercizio

In considerazione dell'ubicazione e delle caratteristiche dell'impianto, l'esercizio del Terminale GNL sarà accompagnato da un consumo di risorse limitato ad un numero ristretto di variabili, riassunte nel seguito:

- occupazione di suolo;
- personale addetto;
- consumo di energia elettrica e termica;
- utilizzo di materie prime e prodotti chimici.

10.6.2.1 Occupazione di Suolo

L'area di prevista localizzazione del Terminale ha un'estensione complessiva pari a circa 140,000 m². L'impianto sarà realizzato sull'area di colmata a mare (superficie totale pari a circa 150,000 m²), già parzialmente realizzata e attualmente in fase di completamento, in un contesto a vocazione portuale e industriale.

I principali manufatti che saranno presenti nell'area occupata dal Terminale sono:

- serbatoi per lo stoccaggio del GNL; aventi capacità nominale di 160,000 m³. I serbatoi avranno un'altezza di circa 50 m ed un diametro di quasi 82 m;
- serbatoio di stoccaggio azoto liquido (3,000 m³);
- serbatoio gasolio (50 m³);
- edificio compressori del gas di boil – off;
- serbatoi per acqua di servizio (50 m³);
- serbatoio acqua potabile (25 m³);
- centro di controllo/amministrazione;
- sottostazione elettrica principale;
- magazzino/officina.

10.6.2.2 Personale Addetto

In fase di esercizio è possibile stimare la presenza di circa (Brindisi LNG, 2007b) 11 unità per turno in condizioni di normale funzionamento del Terminale. In particolari condizioni di esercizio (fase di scarico e contestuali attività di manutenzione) è possibile stimare una presenza massima di circa 60 addetti.

L'esercizio del Terminale, inoltre, implicherà l'impiego di lavoratori esterni per le seguenti funzioni (si veda l'Appendice F del Quadro di Riferimento Ambientale):

- servizi di pilotaggio e rimorchio delle navi;
- operazioni di manutenzione;
- servizio di ristoro;
- pulizia dell'area;

- security.

Dato il tipo di qualifica e l'entità del personale richiesto la domanda di manodopera potrà essere sostanzialmente soddisfatta in ambito locale.

10.6.2.3 Consumo di Energia Elettrica e Termica

Il fabbisogno massimo di energia elettrica del Terminale è stato stimato pari a circa 19 MW (Brindisi LNG, 2008a); l'energia elettrica verrà fornita dalla Rete esterna ad alta tensione.

L'utilizzo di vaporizzatori ORV comporta inoltre il prelievo di calore dall'acqua di mare impiegata nel processo di rigassificazione del GNL. Si prevedono i seguenti consumi di energia termica (Brindisi LNG, 2008a) per ciascun vaporizzatore:

- circa 34 MW (condizioni di normale esercizio);
- circa 36 MW (condizioni di picco).

10.6.2.4 Prodotti Chimici

I prodotti chimici che verranno utilizzati durante l'esercizio del Terminale sono i seguenti (Brindisi LNG, 2007a):

- azoto;
- gas combustibile;
- gasolio.

I consumi previsti in fase di esercizio del Terminale sono riportati nella tabella seguente (Brindisi LNG, 2008a).

Utilizzo di Materie Prime in Fase di Esercizio (Brindisi LNG, 2008a)			
Materiale	Utilizzo	UdM	Quantità
Azoto Liquido	Purificazione e correzione gas	kg/h	25,000
Azoto Gassoso	Polmonazioni, flussaggi, inertizzazioni	Nm ³ /h	Max 5,000
Gasolio	Generatore di emergenza e pompe antincendio	m ³ /anno	2
Gas combustibile	Torcia pilota	-	(1)

Nota:

- (1) quantitativo necessario per l'esercizio di una torcia pilota di potenza pari a 25 kW

10.7 **TRAFFICO MEZZI (TERRESTRI E MARITTIMI)**

10.7.1 Fase di Realizzazione

10.7.1.1 Mezzi di Cantiere

Nella tabella seguente sono indicativamente riportati la tipologia, la potenza ed il numero dei mezzi impiegati in fase di cantiere per la costruzione del Terminale GNL e del pontile (Brindisi LNG, 2007a):

Tipologia Macchinario	Potenza (kW)	No.Max Mezzi
Scavatrici	80	2
Pale	80	3
Autocarri	350	18
Ruspe-livellatrici	80	2
Rulli	150	2
Asfaltatrici	300	1
Autobetoniere	18.5	10
Autobetoniere carri	60	8
Pompaggio cls	50	3
Trattori	60	4
Autogru	300	11
Gru fisse	300	4
Carrelli elevatori	15	4
Gruppi elettrogeni	450	4
Gruppi elettrogeni	20	6
Gruppi elettrogeni	150-200	2
Motocompressori	80-100	12
Battipali	40	2
Pontone	-	1
Gru su pontone	150	1
Motobarche	60	2
Rimorchiatori	-	2

10.7.1.2 Traffico Terrestre

Il traffico di mezzi terrestri, in ingresso e in uscita dall'area di cantiere durante la costruzione dell'impianto, è imputabile essenzialmente a:

- trasporti di terre per il completamento della colmata;
- trasporto di materiali da costruzione;
- movimentazione degli addetti alle attività di costruzione.

La viabilità e gli accessi all'area di cantiere principale sono assicurati dalle strade esistenti che sono in grado di far fronte alle esigenze del cantiere.

Nella tabella seguente si riporta il numero indicativo di mezzi in arrivo/partenza al Terminale durante le principali attività di cantiere (Brindisi LNG, 2008a).

Traffico di Mezzi Terrestri in Fase di Cantiere (Brindisi LNG, 2007a; 2008a)			
Fase lavorativa	Tipologia Mezzi	No. mezzi	No. transiti giorno
Completamento colmata	Mezzi leggeri	25	2
	Mezzi pesanti	20	10
	Trasporti eccezionali	8	-
Realizzazione pontile	Mezzi leggeri	15	2
	Mezzi pesanti	4	6
	Trasporti eccezionali	-	-

Montaggio impianto	Mezzi leggeri	100	2
	Mezzi pesanti	55 ⁽¹⁾	2
	Trasporti eccezionali	20	-

Nota:

(1) Indice di funzionamento previsto: 80%

10.7.1.3 Traffico Marittimo

Le attività necessarie al completamento della colmata ed alla costruzione del pontile (realizzazione e posa in opera delle strutture, dei dolphin di accosto e di ormeggio, e di tutti gli impianti necessari per il normale utilizzo dell'opera), necessario per consentire l'accosto delle navi metaniere, richiederanno l'utilizzo di alcuni mezzi marittimi.

Nella tabella seguente si riportano i mezzi navali previsti in fase di cantiere (Brindisi LNG, 2007a).

Traffico di Mezzi Navali in Fase di Cantiere (Brindisi LNG, 2007a)	
Fase lavorativa	No. mezzi
Completamento colmata	4
Realizzazione pontile	3

10.7.2 Fase di Esercizio

10.7.2.1 Traffico Terrestre

Il traffico di mezzi terrestri in fase di esercizio del Terminale è imputabile essenzialmente a:

- approvvigionamento di materiali e prodotti di consumo;
- invio a smaltimento dei rifiuti generati dal funzionamento dell'impianto;
- movimentazione degli addetti.

Nella tabella seguente si riportano indicativamente i traffici terrestri previsti durante l'esercizio del Terminale GNL (Brindisi LNG, 2007a; 2008a).

Traffico di Mezzi Terrestri in Fase di Esercizio (Brindisi LNG, 2007a; 2008a)			
Tipologia		UdM	
Mezzi leggeri	Trasporto dipendenti, mezzi sociali e imprese esterne, corrieri	transiti/giorno	200
	Raccolta di rifiuti	transiti/giorno	2
Mezzi pesanti	Approvvigionamento di sostanze/prodotti	transiti/anno	10
	Smaltimento rifiuti	transiti/anno	100
	Esecuzione di varie attività (manutenzione, etc.)	transiti/anno	100

10.7.2.2 Traffico Marittimo

Il GNL verrà trasportato a Brindisi mediante navi metaniere di capacità fino a circa 165,000 m³. Si stima l'arrivo di massimo 100 navi/anno (Brindisi LNG, 2008a).

Un'ulteriore quota di traffico marittimo è legata alla presenza dei rimorchiatori, che faciliteranno le operazioni di accosto e ormeggio delle metaniere. Si prevede l'utilizzo di 4 rimorchiatori più uno di riserva.

11 PROVVEDIMENTI PROGETTUALI PER LA MITIGAZIONE E LA COMPENSAZIONE DELL'IMPATTO DELL'INTERVENTO

Nel presente capitolo vengono esaminati i provvedimenti progettuali che potranno essere adottati per la mitigazione e la compensazione degli impatti indotti dalla realizzazione e dall'esercizio del Terminale GNL di Brindisi, con riferimento in particolare a:

- misure di ottimizzazione per l'inserimento dell'opera nel territorio e nell'ambiente;
- misure di compensazione;
- programma di bonifica e ripristino ambientale a fine esercizio dell'opera.

11.1 MISURE DI OTTIMIZZAZIONE PER L'INSERIMENTO DELL'OPERA NEL TERRITORIO E NELL'AMBIENTE

Nell'ambito del procedimento autorizzativo di cui all'Articolo 8 della Legge 340 del 24 Novembre 2000 espletato dalla Brindisi LNG ai fini dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio del Terminale GNL di Brindisi, la Direzione per la Valutazione di Impatto Ambientale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (ora Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare) ha espresso il proprio nulla osta alla prosecuzione del procedimento con Nota No.12385/VIA/A.O.12.N del 14 Novembre 2002 subordinando tale nulla osta alle seguenti condizioni e raccomandazioni:

- 1) *“l'impianto sia realizzato una volta definiti ed attuati gli eventuali interventi di bonifica che si dovessero rendere necessari a seguito delle procedure previste per i siti d'interesse nazionale da bonificare;*
- 2) *il punto di carico della acque fredde affluenti dall'impianto sia posizionato in maniera tale da favorire il ricambio delle acque portuali e, possibilmente, anche il raffreddamento delle contigue aree marine interessate da scarichi idrici termici e inoltre sia verificata la possibilità di riciclo delle acque industriali raffreddate nell'ambito degli altri impianti industriali presenti nella zona;*
- 3) *venga incentivato l'instaurarsi di attività commerciali e/o industriali che possano impiegare il freddo co-generato dall'impianto;*
- 4) *l'impianto e le opere accessorie vengano realizzate secondo criteri di coerenza ambientale minimizzando gli impatti visivi dei serbatoi e della torcia mediante l'uso di opportune opere di mitigazione;*
- 5) *venga esplorata la possibilità di evitare la disinfezione delle acque sversate nell'ambiente marino. Ove le operazioni di disinfezione fossero effettivamente necessarie, vengano esaminate alternative meno impattanti all'impiego di cloro. Qualora tali alternative fossero non attuabili venga ridotto al minimo tecnicamente possibile il ricorso a disinfettanti a base di cloro attivo. In ogni caso venga stabilito, con cadenza biennale, un piano di monitoraggio sullo stato delle biocenosi marine che vivono stabilmente nell'area;*

- 6) *per quanto riguarda la costruzione delle opere portuali indicate in premessa che risultano già comprese nel vigente Piano Regolatore Portuale e necessarie per la costruzione e l'esercizio del rigassificatore le stesse a seguito delle apposite verifiche svolte, sono state ritenute non assoggettabili alla procedura di VIA, in condizione del rispetto delle seguenti prescrizioni:*
- *che l'eventuale utilizzo dei sedimenti dragati per la realizzazione della colmata avvenga solo a valle delle attività previste da piano di caratterizzazione una volta accertato il possibile riuso,*
 - *che venga definita la destinazione d'uso della porzione occidentale della colmata Capo Bianco (ad ovest del canale Enichem) in modo da evitare insediamenti del cui attività possano configgere con quelle previste per l'impianto di ragassificazione GNL,*
 - *che vengano esclusivamente autorizzati i soli traffici previsti alla prima fase in ragione di 50 navi/anno”.*

Successivamente la stessa Direzione con nota No. 12688/VIA/A.O.13N del 22 Novembre 2002 ha modificato e integrato la prescrizione di cui al punto 6, terzo trattino nel modo seguente: *“che vengano autorizzati i traffici previsti in ragione di 50 navi/anno per la prima fase e di 100 navi/anno a regime per la seconda fase”.*

Gli interventi e le azioni intraprese da Brindisi LNG in ottemperanza alle prescrizioni sopra elencate sono descritte nella nota di Brindisi LNG riportata in Appendice B.

Con riferimento agli aspetti ambientali, nel corso della descrizione del progetto riportata nei capitoli precedenti, sono stati messi in evidenza i criteri e le scelte progettuali finalizzate all'ottimizzazione dell'inserimento dell'opera nel territorio e nell'ambiente ed alla minimizzazione degli impatti sia durante la costruzione che nel corso dell'esercizio. Tali provvedimenti vengono comunque analizzati in maggior dettaglio nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA, a cui si rimanda.

11.2 MISURE DI COMPENSAZIONE DEGLI IMPATTI

Nell'ambito dei provvedimenti di natura tecnico-progettuale per la mitigazione degli impatti prodotti dall'opera sull'ambiente, rientrano, qualora sia possibile individuare impatti con effetti opposti, le cosiddette misure di compensazione.

Tale criterio risulta, quando applicabile, uno dei metodi più semplici, efficaci ed economici di mitigazione, non comportando alcun intervento strutturale ma limitandosi, di fatto, a sfruttare in maniera opportuna gli effetti di una attività di progetto, per eliminare, o al più ridurre, gli impatti prodotti da un'altra attività.

Nel caso specifico del Terminale GNL di Brindisi, è stata valutata, tra le altre, la possibilità di ricercare possibili soluzioni di compensazione relativamente al recupero del freddo.

L'indagine condotta da BG Italia (2002) ai fini di valutare i metodi più idonei per l'utilizzo della disponibilità di frigoriferie derivante dall'esercizio del Terminale nell'area di Brindisi ha evidenziato le seguenti soluzioni preliminari:

- produzione di acqua dolce da acqua marina. La capacità di produrre acqua dolce a partire dall'acqua di mare potrebbe assumere valenza strategica anche in considerazione della relativa vicinanza tra l'area interessata dal progetto e la dorsale del sistema di acquedotti italiano. Se non direttamente, l'acqua prodotta potrebbe essere utilizzata per sgravare il sistema di trasporto e distribuzione locale a vantaggio della rete di acquedotti della regione e/o delle regioni limitrofe;
- frazionamento dell'aria. Potrebbe essere sviluppato un sistema di frazionamento dell'aria a servizio delle piccole e medie imprese operanti nel settore petrolchimico e ubicate nell'area inoltre, all'interno di tale attività, potrebbe essere sviluppato un servizio di sequestro della CO₂;
- produzione di energia: potrebbe essere utilizzato un ciclo secondario per produrre energia da sfruttare per:
 - area portuale,
 - aeroporto,
 - sistema viario di terra,
 - sistema parallelo legato alla base logistica militare.

11.3 PROGRAMMA DI BONIFICA E RIPRISTINO AMBIENTALE A FINE ESERCIZIO

La vita prevista del Terminale di ricevimento, stoccaggio e gassificazione del GNL di Brindisi è 30 anni, salvo interventi di manutenzione che ne possono prolungare il periodo di operatività; al termine di tale periodo si prevede la dismissione dell'impianto e il recupero dell'area per gli usi consentiti. Il linea generale, il piano di bonifica e ripristino ambientale a fine esercizio prevede la rimozione delle strutture del terminale e il recupero della zona, con l'obiettivo di creare le condizioni che permettano, in un tempo ragionevole, il ripristino delle condizioni antecedenti l'installazione. Le operazioni necessarie per il ripristino dell'area interessata dall'opera sono in sintesi:

- sospensione dell'esercizio del terminale;
- rimozione di tutte le sostanze, prodotti chimici, oli lubrificanti contenuti nelle apparecchiature, tubazioni e serbatoi presenti;
- smantellamento degli impianti e delle strutture presenti;
- demolizione degli edifici e delle strutture presenti;
- rimozione dei materiali di risulta, che verranno smaltiti in accordo alla normativa vigente;
- ripristino dell'area.

12 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA

12.1 SINTESI DELL'ANALISI DI RISCHIO DEL TERMINALE

Il Terminale GNL di Brindisi rientra nelle attività a rischio di incidenti rilevanti per le quali è richiesto il Rapporto di Sicurezza secondo il D.Lgs 334/99 (art. 8) e successive modifiche ed integrazioni.

Brindisi LNG ha presentato il Rapporto Preliminare di Sicurezza del Terminale nell'ambito del procedimento per il rilascio del Nulla Osta di Fattibilità (NOF); il documento è stato approvato con prescrizioni dall'Ispettorato Regionale Puglia del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco in data 18 Ottobre 2002 (comunicazione del Ministero dell'Interno, Corpo Nazionale Vigili del Fuoco, Ispettorato regionale Puglia con protocollo No. 6450 riportata in Appendice C).

Si evidenzia che le informazioni aggiuntive richieste dall'Ispettorato Regionale Puglia del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, con Prot. 6450 del 18 Ottobre 2002, saranno fornite da Brindisi LNG nel Rapporto di Sicurezza Definitivo, sviluppato in base al Progetto Particolareggiato in corso di elaborazione e che sarà presentato prima dell'inizio dell'attività (Brindisi LNG 2007c).

Nel presente paragrafo è riportata una sintesi delle informazioni contenute nel Rapporto Preliminare di Sicurezza e nel successivo aggiornamento della notifica inviata il 10 Luglio 2007 alle Autorità competenti ai sensi dell'articolo 6 del D.Lgs 334/99 come modificato dal D.Lgs 283/05 (Art. 3).

12.1.1 Risultati dell'Analisi di Rischio

L'analisi di sicurezza e le relative integrazioni predisposte per la fase di NOF hanno preso in considerazione l'analisi dei possibili eventi incidentali, comprendente la stima delle frequenze e delle conseguenze degli scenari incidentali ipotizzati. In particolare sono stati analizzati 10 eventi di rilascio. L'analisi di sicurezza ha evidenziato che (Brindisi LNG, 2007c):

- non si verificano rilasci tossici;
- nessuno degli ipotetici scenari di fuoriuscita di gas presso il sito considerati credibili (definiti in questo caso come eventi ricorrenti con una frequenza di più di una volta in un milione di anni), dispongono del potenziale per avere un impatto sulle aree esterne al Terminale;
- i rischi a cui sono esposti i lavoratori presso il sito sono ben chiari e possono essere gestiti applicando procedure progettuali e operative corrette e assicurandosi che vengano prese tutte le misure adeguate per garantire che i rischi connessi si mantengano al livello più basso ragionevolmente possibile.

12.1.2 Misure di Sicurezza e Prevenzione Adottate

Come evidenziato nel l'aggiornamento della notifica ai sensi dell'articolo 6 del D.Lgs 334/99 come modificato dal D.Lgs 283/05 (Art. 3) inviata il 10 Luglio 2007 alle Autorità

competenti (Brindisi LNG, 2007c) le principali misure di sicurezza e prevenzione che saranno adottate nel Terminale GNL di Brindisi sono riconducibili alle seguenti tipologie:

- misure tecniche,
- misure procedurale;
- misure operative.

Nei paragrafi seguenti sono elencate le principali misure di sicurezza appartenenti alle tipologie di cui sopra. Per una descrizione dettagliata degli accorgimenti adottati per limitare i rischi operativi dell'impianto si veda la documentazione progettuale predisposta da ATI su incarico di Brindisi LNG (Brindisi LNG, 2008a).

12.1.2.1 Misure Tecniche

Le principali misure tecniche adottate sono le seguenti (Brindisi LNG, 2007c):

- gli impianti e i serbatoi sono progettati e saranno costruiti secondo standard internazionali conformi alle normative ed alle norme di buona tecnica vigenti. In particolare, il terminale è progettato in ottemperanza a quanto stabilito dalla Norma Europea EN 1473, recepita dalla norma italiana UNI EN 1473 pubblicata nel Maggio 2000, *"Installazioni ed Equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL) Progettazione delle Installazioni a Terra"*, integrata da disposizioni nazionali ed internazionali;
- l'impianto sarà gestito da personale formato ed addestrato alla conduzione degli impianti, sia in condizioni normali che di emergenza. Il Terminale sarà dotato di strumentazione collegata a sistema di controllo computerizzato in grado rilevare ed di inviare segnalazione di allarme al personale presente alla sala controllo dell'impianto;
- gli impianti saranno dotati di sistemi di blocco/arresto di emergenza e/o di scarico di sovrappressione nel caso si verifichi un'anomalia;
- tutte le superfici metalliche delle apparecchiature, delle tubazioni e delle strutture saranno protette contro la corrosione mediante verniciatura, realizzata tenendo conto delle atmosfere saline ed aggressive. Tutti gli elementi metallici sotterranei saranno protetti contro la corrosione mediante rivestimenti ed una protezione catodica appropriata in conformità a codici o norme appropriate. Le strutture metalliche immerse totalmente o parzialmente in acqua saranno protette adeguatamente in particolare all'interfaccia protezione catodica/pittura. Le condotte di invio/trasporto gas naturale ad alta e media pressione saranno protette da un sistema di corrente catodica impressa, che servirà di back up al rivestimento esterno anticorrosione;
- le strutture in acciaio ed i cavi saranno protetti dall'azione di eventuali incendi mediante protezioni passive. La protezione passive saranno effettuate allo scopo di: prevenire il collasso di strutture, di parti o di apparecchiature di processo che possono comportare rischi per il personale, o a seguito del cedimento della struttura alimentare eventuali incendi; prevenire il collasso di strutture che possono provocare danni a apparecchiature adiacenti, in particolare se queste possono comportare ulteriori rischi; mantenere l'integrità delle apparecchiature critiche di controllo, come ad esempio le valvole di intercettazioni di emergenza.;

- gli impianti saranno sottoposti a controlli e regolari interventi di manutenzione periodica e preventiva. I serbatoi di stoccaggio del GNL saranno realizzati in calcestruzzo precompresso del tipo a contenimento totale, progettati e costruiti in modo che il contenitore primario autoportante ed il contenitore secondario realizzato in acciaio al 9% di nickel, siano entrambi in grado di contenere in modo indipendente il liquido refrigerato immagazzinato;
- il Terminale sarà dotato di impianto antincendio costituito essenzialmente da:
 - riserva di stoccaggio acqua antincendio,
 - stazione di pompaggio acqua antincendio,
 - rete di distribuzione acqua antincendio,
 - impianti di spegnimento fissi ad acqua,
 - impianti di spegnimento fissi a gas estinguenti,
 - impianti di spegnimento fissi a polvere chimica,
 - impianti di spegnimento semifissi,
 - estintori,
 - impianti di rivelazione gas, incendi e impianti di allarme,
 - pannello di controllo.

12.1.2.2 Misure Procedurali

Le principali misure procedurali che saranno adottate durante l'esercizio del terminale sono le seguenti (Brindisi LNG, 2007c):

- il Terminale sarà dotato di manuali operativi e di emergenza. Saranno inoltre elaborate per le principali attività effettuate nell'impianto procedure operative scritte;
- il personale direttivo e le maestranze saranno preventivamente formate allo scopo impegnate periodicamente in corsi di aggiornamento e mantenimento della formazione.

12.1.2.3 Misure Organizzative

Lo stabilimento sarà dotato di una squadra di emergenza interna addestrata formata e dotata delle necessarie apparecchiature antincendio atte ad affrontare le possibili situazioni di emergenza che si possano sviluppare al Terminale. Inoltre prima dell'inizio delle attività il Terminale predisporrà un piano d'emergenza interno secondo quanto indicato dal Comma 2 dell'Articolo 11 del D.L.vo 334/99 (Brindisi LNG, 2007c).

12.2 SINTESI DELLA VALUTAZIONE DEI RISCHI MARITTIMI

La conclusione preliminare complessiva relativa alla valutazione dei rischi marittimi dello studio Eagle Lyon Pope (2001) è che il pontile per GNL a progetto rappresenta un'ubicazione adeguata con tempi di attesa minimi delle navi e probabilità remote che la gasiera possa subire un incidente marittimo. Saranno sviluppate procedure marittime specifiche, di concerto con le autorità marittime e portuali, per garantire un livello minimo di rischio per la struttura per GNL, per il resto del traffico e per il porto stesso.

Si evidenzia che il trasporto del GNL all'interno degli ambienti portuali vanta un'eccellente tradizione di sicurezza, che è conseguenza diretta della stretta osservanza, da parte sia degli operatori marittimi che delle autorità portuali, delle linee guida e delle procedure sviluppate in oltre 40 anni dalle associazioni costituite dagli operatori del settore, principalmente SIGTTO, OCIMF e ICS.

Le attuali procedure e normative per la sicurezza delle operazioni delle navi metaniere nei porti sono contenute nella pubblicazione del SIGTTO "LNG Operations in Port Areas". Nel seguito sono sintetizzate le procedure relative alle seguenti operazioni:

- avvicinamento delle navi metaniere e ingresso in porto;
- nave GNL ormeggiata.

La nave metaniera si avvicinerà alla stazione piloti ed inizierà il tragitto di entrata nel porto in direzione dell'attracco solo dopo aver positivamente verificato tutti i criteri applicabili in materia di condizioni meteorologiche e marine e di controllo del traffico marittimo. In conformità alle norme e procedure settoriali dell'industria del GNL ciò richiede che:

- l'attracco GNL sia libero e il terminale disponibile a ricevere la nave;
- le condizioni del vento e del mare rientrino nei limiti prefissati per la manovra in sicurezza della nave (da determinarsi tramite simulazione);
- le condizioni meteorologiche previste per il periodo di sosta programmato all'attracco si mantengano entro i limiti stabiliti per il collegamento/scollegamento dei bracci rigidi e siano tali da non compromettere l'integrità dei dispositivi di ormeggio;
- sia disponibile un numero sufficiente di rimorchiatori dotati di una capacità di tiro totale tale da garantire la manovrabilità della nave in sicurezza anche in condizioni limite, le autorità competenti abbiano concesso l'autorizzazione all'ingresso in porto della nave;
- le autorità competenti abbiano concesso l'autorizzazione all'ingresso in porto della nave;
- siano garantite le adeguate aree di sicurezza per la durata del transito della nave metaniera dal punto di imbarco piloti fino all'attracco.

All'inizio della manovra di entrata in porto tutti i rimorchiatori dovranno essere disponibili ed almeno uno dovrà essere assicurato alla poppa della nave metaniera. In qualsiasi momento del transito e delle operazioni di ormeggio/disormeggio dovrà essere garantita una potenza sufficiente da parte dei rimorchiatori per garantire il mantenimento del controllo "diretto" sulla nave metaniera.

Per controllo "diretto" si intende che i rimorchiatori dovranno essere in grado di mantenere la nave in posizione in condizioni di sicurezza anche in caso di avaria dei motori o difficoltà di manovra e di guidarla fino ad un ancoraggio sicuro.

Durante il transito della nave metaniera all'interno dell'area portuale, i movimenti delle altre navi dovranno essere sospesi o comunque dovrà essere stabilita intorno alla nave metaniera un'area di sicurezza entro la quale nessun'altra nave potrà entrare.

Dopo che la nave metaniera è stata ormeggiata all'accosto, viene stabilita una zona di sicurezza con raggio di 200 metri con centro sul manifold della nave, entro la quale nessuna nave può entrare senza un'esplicita autorizzazione. La valutazione delle eventuali interferenze con il traffico in ingresso/uscita dal porto è riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA.

13 MISURE DI GESTIONE E CONTROLLO IN FASE DI ESERCIZIO

Brindisi LNG è una società creata da British Gas (BG) per costruire e gestire il Terminale GNL di Brindisi; in quanto tale Brindisi LNG ha adottato gli standard ambientali e di sicurezza sviluppati da BG. In particolare BG ha stabilito degli standard ambientali e di sicurezza per il commercio di GNL oltre 40 anni fa e, a partire da allora, ha costantemente operato per migliorarli. La società è leader nello sviluppo di sistemi per il ripristino ambientale nella fase successiva alla costruzione degli impianti e ormai da molti anni utilizza sistemi di monitoraggio e di controllo ambientale presso i propri centri operativi.

In accordo agli standard BG in materia di salute, ambiente e sicurezza, nell'impianto di Brindisi verranno implementate adeguate misure di gestione e controllo, in fase di esercizio, con particolare riferimento a:

- controllo ed analisi degli effluenti;
- attività di monitoraggio ambientale.

I sistemi di controllo e monitoraggio interno ed ambientale consentiranno, integrandosi, il perseguimento dei seguenti obiettivi:

- verificare sperimentalmente e controllare l'impatto ambientale dell'impianto;
- verificare la correttezza delle previsioni dei modelli matematici per la stima dell'inquinamento, e, ove del caso, validare modelli per il controllo dell'ambiente stesso;
- verificare, in fase d'esercizio, il rispetto dei limiti delle emissioni previsti dalla normativa vigente.

Si prevede la gestione dei dati rilevati attraverso adeguate procedure, la loro memorizzazione in una apposita banca dati e la periodica trasmissione di questi agli Enti di controllo e ad eventuali altri soggetti che fossero interessati.

La verifica delle corrette modalità di funzionamento del terminale per gli aspetti di carattere ambientale verrà effettuata tramite l'applicazione di un adeguato sistema di gestione ambientale, i cui requisiti fondamentali sono illustrati al Paragrafo 12.3.

13.1 CONTROLLO ED ANALISI DEGLI EFFLUENTI

Le emissioni esterne legate ai cicli tecnologici sono, come già precedentemente descritto, costituite essenzialmente dalle acque di scarico in uscita dal processo di rigassificazione.

Le analisi degli effluenti faranno parte del normale funzionamento del Terminale, considerato che deviazioni o superamenti dei valori standard possono essere imputabili a funzionamenti anomali e/o guasti dei macchinari o da modificazioni di parametri attesi.

L'acqua di mare impiegata per i processi di rigassificazione e raffreddamento sarà reimpressa nelle acque portuali con caratteristiche conformi ai limiti di accettabilità previsti dalla normativa vigente. Il rispetto delle prescrizioni normative verrà tenuto sotto controllo attraverso il monitoraggio allo scarico, prima della sua immissione a mare.

In particolare si prevede di effettuare misure in continuo per i seguenti parametri: portata allo scarico, temperatura, pH, cloro attivo. Saranno inoltre predisposte idonee prese campione

allo scarico per analisi periodiche di eventuali altre sostanze specifiche il cui monitoraggio risultasse significativo.

Per le acque per uso civile verrà predisposto un idoneo sistema di smaltimento. Le acque reflue civili saranno preventivamente trattate in un piccolo impianto di depurazione dedicato, e quindi scaricate nel rispetto della normativa vigente. In corrispondenza delle vasche di raccolta delle acque reflue, prima dello scarico, saranno previsti pozzetti di ispezione e prese campione per analisi periodiche di temperatura, pH, conducibilità, ossigeno, disciolto, ecc.. Le acque meteoriche saranno raccolte e smaltite tramite apposita rete dedicata.

Come già precedentemente indicato, non è invece previsto alcuno scarico a mare di rifiuti in forma solida o liquida. I residui di processo saranno costituiti da scarichi provenienti dal sistema di additivi chimici, acque di lavaggio, oli di lubrificazione, filtri, ecc., che andranno smaltiti secondo la normativa vigente.

13.2 SCHEMA DI PIANO PRELIMINARE DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

Nell'ambito delle attività intraprese ai fini dell'ottenimento della certificazione di qualità ambientale ai sensi della norma ISO 14001 la società Brindisi LNG ha incaricato A.C.S. srl di predisporre lo schema di Piano Preliminare di Monitoraggio Ambientale (PPMA) per il controllo dei parametri biologici, chimici e fisici che caratterizzano le componenti ambientali interessate dalla realizzazione e, successivamente, dall'esercizio dell'opera di costruzione del Terminale GNL di Brindisi. Lo schema del piano preliminare di monitoraggio è integralmente riportato in Appendice D.

13.3 SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE (CERTIFICAZIONE ISO 14001)

In accordo alla politica ambientale del gruppo BG, Brindisi LNG ha intrapreso le attività necessarie al conseguimento della certificazione ambientale è intenzionata ad implementare per il terminale GNL di Brindisi un sistema di gestione ambientale conforme alle norme ISO 14000 e/o EMAS. Attualmente Brindisi LNG ha raggiunto la certificazione ISO 14001 limitatamente alle attività di realizzazione del Terminale GNL.

Il sistema di gestione ambientale verrà sviluppato attraverso procedure operative, registri e rapporti e avrà lo scopo di sorvegliare e misurare regolarmente i principali parametri operativi che possono avere un impatto sull'ambiente al fine di assicurare la conformità alle prescrizioni legali ed agli adempimenti legislativi, nonché individuare le possibili azioni di miglioramento.

Le procedure del sistema di gestione ambientale copriranno almeno i seguenti aspetti:

- misurazione e controllo dei parametri operativi;
- individuazione degli aspetti ambientali significativi;
- identificazione delle prescrizioni legali;
- gestione documentazione, comunicazioni e registrazioni ambientali;
- formazione, sensibilizzazione e competenze del personale;
- controllo e valutazione fornitori;
- gestione delle non-conformità e azioni correttive e preventive;

- audit del sistema di gestione ambientale, sicurezza ed igiene sul lavoro;
- taratura delle apparecchiature di controllo dei parametri ambientali;
- prelievo di campioni e controllo degli scarichi;
- controllo e manutenzione della strumentazione di analisi installata in campo e in dotazione al laboratorio chimico;
- metodi di analisi acque;
- gestione delle emergenze.

ASP/ALS/LFA/CSM/PAR/RC: mcs

RIFERIMENTI

Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas - AEEG, 2007, "Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività Svolta", Web Site: www.autorita.energia.it.

Autorità Portuale di Brindisi, 2007a, Web Site www.porto.br.it, visitato in data 20 Novembre 2007.

Autorità Portuale di Brindisi, 2007b, "Piano Operativo Triennale 2007-2009", Web Site www.porto.br.it.

BG Italia, 2002 "Indagine per l'Utilizzo delle Frigorie Prodotte dal Terminale di Rigassificazione GNL di Brindisi", Doc. No. BLNG-RPT-00030, Rev. 3, Dicembre 2002.

Brindisi LNG, 2007a, materiale trasmesso da Brindisi LNG a D'Appolonia in data 21 Novembre 2007.

Brindisi LNG, 2007b, "Manning Levels ", comunicazione via e-mail da Brindisi LNG a D'Appolonia in data 29 Novembre 2007.

Brindisi LNG, 2007c, Aggiornamento della Notifica ai Sensi dell'Art.6 del D.Dlgs. 334/99 così come modificato dal D.Lgs. 238/05, 10 Luglio 2007.

Brindisi LNG, 2008a, "Progetto del Terminale GNL di Brindisi", a firma dell'Ing. Simone Giardini, consegnato in versione finale in data 10 Gennaio 2008 da Brindisi LNG a D'Appolonia.

Brindisi LNG, 2008b, "Decommissioning Text", inviato da Brindisi LNG a D'Appolonia via e-mail in data 11 Gennaio 2008.

EdiPower, 2007, Web Site www.enipower.eni.it, visitato in data 3 Dicembre 2007.

EniPower, 2007, Web Site www.enipower.eni.it, visitato in data 22 Novembre 2007.

ENEL, 2007, Web Site www.enel.it, visitato in data 3 Dicembre 2007.

Eagle Lyon Pope, Dicembre 2001, "Terminale GNL, Porto di Brindisi, Rapporto su Accessi e Operazioni Marittime".

European Commission (EC), Dicembre 2001, "IPPC, Reference Document on the Application of the Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems".

Eurogas, 2005, "Annual Report 2004-2005", Web Site: www.eurogas.org.

Eurogas, 2006, "Annual Report 2005-2006", Web Site: www.eurogas.org.

Eurogas, 2007, "Natural Gas Consumption in EU25 in 2006", 26 Febbraio 2007, Web Site: www.eurogas.org.

**RIFERIMENTI
(Continuazione)**

Gruppo Tecnico Ristretto, 2007, “Linee Guida recanti i Criteri per l’Individuazione e l’Utilizzazione delle Migliori Tecniche Disponibili – Gestione dei Rifiuti – Impianti di Trattamento Chimico-Fisico dei Rifiuti Liquidi”, pubblicate su Supplemento Ordinario No. 133 alla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 7 Giugno 2007, No. 130.

HR Wallingford, 2005a, “Review of Offshore Marine Terminal Operation”, Report EBR 3903/02-01, December 2005.

HR Wallingford, 2005b, “Brindisi LNG , Thermal Discharge Impact Studies”, ReportEX 5119, Rev.2, April 2005

HR Wallingford, 2007, “Brindisi LNG, Discharge Location Assessment”, report EX 5671, December 2007.

International Energy Agency (IEA), 2003, “Emission Reductions in the Natural Gas Sector through Project-based Mechanisms”, Information Paper.

IPPC, 2001, “Reference Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems”, Dicembre 2001.

IPPC, 2005, “Second Draft Reference Document on Best Available Techniques for the Waste Treatment Industries”, Agosto 2005.

IPPC, 2006, “Reference Document on the Application of Best Available Techniques on Emissions from Storage”, Luglio 2006.

Kellogg, 2003, “Feed Data Book”, Doc. No. PM-00-G11-001, Rev.A, 5 Novembre 2003.

Nomisma, 2008, “Sintesi” Rev.1, ricevuta via e-mail (Oggetto: Nomisma Document for Cost Benefit) in data 11 Gennaio 2008.

Polimeri Europa, 2007, Web Site www.polimerieuropa.com, visitato in data 22 Novembre 2007.

Snam Rete Gas, 2007, “Bilancio 2006”, Web Site: www.snamretegas.it.

Wastewater Engineering – Treatment, Disposal, Reuse, Mc Graw Hill International Editions, Civil Engineering Series, Third Edition.