

Progetto TDI RETE-GNL

Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell'area transfrontaliera

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Sommario

1.	Finalità del documento e inquadramento nell’ambito dell’Attività T2.3 e del Prodotto T2.3.1 del progetto TDI RETE-GNL.....	11
2.	Profili metodologici e data gathering	14
3.	Descrizione delle voci di costo relative alle tecnologie di bunkering GNL	16
4.	Valutazione economica-finanziaria delle diverse soluzioni di bunkering GNL: CAPEX e OPEX.....	21
4.1	Ship to Ship (STS).....	24
4.1.1	Navi bunker GNL molto piccole (150-300m ³).....	25
4.1.2	Chiatte bunker di piccola taglia (1.000-3000 m ³).....	30
4.1.3	MV bunker Small size (1.000-5.000 m ³).....	35
4.1.4	MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m ³)	41
4.1.5	MV bunker Large size (15.000-30.000 m ³).....	47
4.1.6	Analisi comparativa delle opzioni STS	53
4.2	Truck to Ship (TTS)	58
4.2.1	Iso-container su gomma	61
4.2.2	Bunkeraggio mediante atb.....	69
4.2.3	ISO container su skid (pattini).....	77
4.2.4	Cisterna su skid	84
4.2.5	Iso container/cisterna su multi-track.....	91
4.2.6	Analisi comparativa delle opzioni TTS	100
4.3	Pipe to Ship (PTS).....	105
4.3.1	Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”	108
4.3.2	Terminal costiero di GNL “Mid-size bullet cylinders”	114
4.3.3	Terminal costiero di GNL “Long bullet cylinders”	122
4.3.4	Terminal costiero di GNL “secondario” a pressione atmosferica	130
4.3.5	Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica.....	139
4.3.6	Analisi comparativa delle opzioni PTS	147
4.4	Confronto tra i costi OPEX-CAPEX delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate	152
5.	Analisi mark up multi-scenario.....	159
6.	Meccanismi di incentivazione per investimenti in tecnologie di tipo “green”	178
	ALLEGATO I	182
	ALLEGATO II.....	226
	ALLEGATO III.....	320
	ALLEGATO IV.....	388

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Indice delle figure

<i>Figura 1. Classificazione dei costi CAPEX per le varie soluzioni di bunkering GNL</i>	19
<i>Figura 2. Classificazione dei costi OPEX per le varie soluzioni di bunkering GNL</i>	20
Figura 3: Configurazioni per il bunkering di GNL.....	21
Figura 4: Soluzioni di bunkering GNL analizzate.....	22
Figura 5: Rifornimento di GNL secondo configurazione STS.....	24
Figura 6: Principi dimensionali delle navi “bunker GNL molto piccole (150-300m ³)”.....	25
Figura 7: Esempio di navi “bunker GNL molto piccole (150-300m ³)”.....	26
Figura 8: Distribuzione delle macrocategorie di costo capitale per la costruzione di una “nave bunker GNL molto piccola (200m ³); valori assoluti in migliaia di euro”.....	27
Figura 9: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di una “nave bunker GNL molto piccola (200m ³)”; valori assoluti in migliaia di euro.....	27
Figura 10: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di una “nave bunker GNL molto piccola (200m ³)”; valori assoluti in migliaia di euro.....	28
Figura 11: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general cost” per la costruzione di una “nave bunker GNL molto piccola (200m ³)”; valori assoluti in migliaia di euro.....	28
Figura 12: Distribuzione delle micro-voci di costo operativo di una “nave bunker GNL molto piccola (200m ³)”; valori assoluti in migliaia di euro.....	29
Figura 13: Principi dimensionali delle “Chiatte bunker di piccola taglia (1.000-3000 m ³)”.....	30
Figura 14: Esempio di “Chiatte bunker di piccola taglia (1.000-3000 m ³)”.....	31
Figura 15: Distribuzione delle macrocategorie di costo capitale per la costruzione di una chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³); valori assoluti in migliaia di euro.....	32
Figura 16: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di una chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³); valori assoluti in migliaia di euro.....	32
Figura 17: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di una chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³); valori assoluti in migliaia di euro.....	33
Figura 18: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general cost” per la costruzione di una chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³); valori assoluti in migliaia di euro.....	33
Figura 19: Costo CAPEX per metro quadrato di capacità annua; nave bunker GNL molto piccola (200m ³) e chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³).....	34
Figura 20: Distribuzione delle micro-voci di costo operativo di una chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³); valori assoluti in migliaia di euro.....	35
Figura 21: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità all’anno; nave bunker GNL molto piccola (200m ³) e chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³).....	35
Figura 22: Principi dimensionali delle navi “MV bunker Small size (1.000-5.000 m ³)”.....	36
Figura 23: Esempio di navi “MV bunker Small size (1.000-5.000 m ³)”.....	36
Figura 24: Distribuzione delle macrocategorie di costo capitale per la costruzione di una MV bunker Small size (5.000 m ³); valori assoluti in migliaia di euro.....	37
Figura 25: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di una MV bunker Small size (5.000 m ³); valori assoluti in migliaia di euro.....	38
Figura 26: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di una MV bunker Small size (5.000 m ³); valori assoluti in migliaia di euro.....	38
Figura 27: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general cost” per la costruzione di una MV bunker Small size (5.000 m ³); valori assoluti in migliaia di euro.....	39
Figura 28: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua dell’impianto; nave bunker GNL molto piccola (200m ³)& chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³) e MV bunker Small size (5.000 m ³).....	39
Figura 29: Distribuzione delle micro-voci di costo operativo di una MV bunker Small size (5.000 m ³); valori assoluti in migliaia di euro.....	40
Figura 30: Costo OPEX per metro quadrato di capacità all’anno; nave bunker GNL molto piccola (200m ³)& chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³) & MV bunker Small size (5.000 m ³).....	41
Figura 31: Esempio di navi “MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m ³)”.....	41

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Figura 32: Principi dimensionali delle navi “MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m ³)”	42
Figura 33: Prezzo navi newbuilding “MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m ³) in ordine”	42
Figura 34: Distribuzione delle macrocategorie di costo capitale per la costruzione di una MV bunker Mid-size (7.500 m ³)	43
Figura 35: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di una MV bunker Mid-size (7.500 m ³)	44
Figura 36: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di una MV bunker Mid-size (7.500 m ³)	44
Figura 37: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general cost” per la costruzione di una MV bunker Mid-size (7.500 m ³)	45
Figura 38: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua dell’impianto; nave bunker GNL molto piccola (200m ³), chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³), MV bunker Small size (5.000 m ³) e MV bunker Mid-size (7.500 m ³)	45
Figura 39: Distribuzione dei costi operativi di una MV bunker Mid-size (7.500 m ³); valori assoluti in migliaia di euro	46
Figura 40: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità produttiva annua; nave bunker GNL molto piccola (200m ³), chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³), MV bunker Small size (5.000 m ³)e MV bunker Mid-size (7.500 m ³)	47
Figura 41: Esempio di navi “MV bunker Large size (15.000-30.000 m ³)”	47
Figura 42: Principi dimensionali delle navi “MV bunker Large size (15.000-30.000 m ³)”	48
Figura 43: Prezzo navi newbuilding “MV bunker Large size (30.000 m ³)”	48
Figura 44: Distribuzione delle macrocategorie di costo capitale per la costruzione di una MV bunker Large size (30.000 m ³); valori assoluti in migliaia di euro	49
Figura 45: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di una MV bunker Large size (30.000 m ³); valori assoluti in migliaia di euro	50
Figura 46: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di una MV bunker Large size (30.000 m ³); valori assoluti in migliaia di euro	50
Figura 47: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di una MV bunker Large size (30.000 m ³); valori assoluti in migliaia di euro	51
Figura 48: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttivaannua dell’impianto; nave bunker GNL molto piccola (200m ³), chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³), MV bunker Small size (5.000 m ³), MV bunker Mid-size (7.500 m ³)e MV bunker Large size (30.000 m ³)	51
Figura 49: Distribuzione dei costi operativi di una MV bunker Large size (30.000 m ³); valori assoluti in migliaia di euro	52
Figura 50: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità produttiva annua ; nave bunker GNL molto piccola (200m ³), chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m ³), MV bunker Small size (5.000 m ³), MV bunker Mid-size (7.500 m ³)e MV bunker Large size (30.000 m ³)	53
Figura 51: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m ³ di capacità produttiva delle tecnologie STS	58
Figura 52: Rifornimento di GNL secondo configurazione TTS	59
Figura 53: Esempio di bunkering operation via Iso-container su gomma	62
Figura 54: Costi CAPEX di “storage & transfer” della tecnologia ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro	64
Figura 55: Costi CAPEX di ”storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro	65
Figura 56: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 container ISO; valori assoluti in migliaia di euro su gomma	66
Figura 57: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro	66
Figura 58: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro	67
Figura 59: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto TTS da 6 ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro	67

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Figura 60: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro	68
Figura 61: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “LNG supply chain costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro	69
Figura 62: Camion semirimorchio GNL (ATB)	70
Figura 63: Costi CAPEX di “storage & transfer” della tecnologia ATB; valori assoluti in migliaia di euro	71
Figura 64: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia ATB; valori assoluti in migliaia di euro	72
Figura 65: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ATB; valori assoluti in migliaia di euro	72
Figura 66: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ATB; valori assoluti in migliaia di euro	73
Figura 67: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ATB; valori assoluti in migliaia di euro	73
Figura 68: Costo CAPEX per metro quadrato di capacità all’anno; ISO container su gomma e ATB.....	74
Figura 69: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto TTS da 6 ATB; valori assoluti in migliaia di euro	74
Figura 70: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ATB; valori assoluti in migliaia di euro	75
Figura 71: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG supply chain costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ATB; valori assoluti in migliaia di euro	76
Figura 72: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità all’anno; ISO container su gomma e ATB.....	76
Figura 73: Esempio di ISO container GNL su skid	77
Figura 74: Costi CAPEX di “storage e transfer” della tecnologia ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro.....	78
Figura 75: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro	79
Figura 76: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro	80
Figura 77: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro.....	80
Figura 78: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro	81
Figura 79: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua; ISO container su gomma, ATB e ISO container su skid.....	81
Figura 80: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto TTS da 6 ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro	82
Figura 81: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto TTS da 8 ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro	83
Figura 82: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “LNG supply chain costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro	83
Figura 83: Costo OPEX per metro quadrato di capacità all’anno; ISO container su gomma, ATB e ISO container su skid.....	84
Figura 84: Esempio di sistema “Cisterna su skid”	85
Figura 85: Costi CAPEX di “storage e transfer” della tecnologia cisterna su skid; valori assoluti in migliaia di euro	85
Figura 86: Costi CAPEX di “storage,transfer e approvvigionamento” della tecnologia cisterna su skid; valori assoluti in migliaia di euro.....	86
Figura 87: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 cisterne su skid; valori assoluti in migliaia di euro.....	87
Figura 88: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 cisterne su skid; valori assoluti in migliaia di euro.....	87

Figura 89: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 cisterne su skid; valori assoluti in migliaia di euro.....	88
Figura 90: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua; ISO container su gomma, ATB, ISO container su skid e cisterna su skid	88
Figura 91: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto TTS da 8 cisterne su skid; valori assoluti in migliaia di euro.....	89
Figura 92: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto TTS da 8 cisterne su skid; valori assoluti in migliaia di euro	90
Figura 93: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “LNG supply chain costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 cisterne su skid; valori assoluti in migliaia di euro	90
Figura 94: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità produttiva annua; ISO container su gomma, ATB, ISO container su skid e cisterna su skid	91
Figura 95: Esempio di sistema Iso container/cisterna su multi-track.....	92
Figura 96: Costi CAPEX di “storage e transfer” della tecnologia Iso container/cisterna su multi-track; valori assoluti in migliaia di euro.....	93
Figura 97: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia Iso container/cisterna su multi-track; valori assoluti in migliaia di euro.....	94
Figura 98: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 16 Iso container/cisterna su multi-track.....	95
Figura 99: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 16 Iso container/cisterna su multi-track.....	95
Figura 100: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto TTS da 16 Iso container/cisterna su multi-track; valori assoluti in migliaia di euro .	96
Figura 101: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua; ISO container su gomma, ATB, ISO container su skid, cisterna su skid e Iso container/cisterna su multi-track	96
Figura 102: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto TTS da 16 container Iso container/cisterna su multi-track; valori assoluti in migliaia di euro	97
Figura 103: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & transfer” per la costruzione di un impianto TTS da 16 Iso container/cisterna su multi-track; valori assoluti in migliaia di euro	98
Figura 104: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “supply chain cost” per la costruzione di un impianto TTS da 16 Iso container/cisterna su multi-track; valori assoluti in migliaia di euro	99
Figura 105: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità all’anno; ISO container su gomma, ATB, SO container su skid, cisterna su skid e Iso container/cisterna su multi-track.....	100
Figura 106: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva delle tecnologie TTS.....	105
Figura 107: Rifornimento di GNL secondo configurazione PTS	106
Figura 108: Esempio di sistema PTS small bullet cylinders.....	108
Figura 109: Costi CAPEX di “storage e transfer” della tecnologia PTS Small bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro.....	109
Figura 110: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia Small bullet Cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	110
Figura 111: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto PTS small bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	110
Figura 112: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto PTS small bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro.....	111
Figura 113: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto PTS small bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro.....	111
Figura 114: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto PTS small Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	112
Figura 115: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto PTS small bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	113
Figura 116: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “supply chain cost” per la costruzione di un impianto PTS small bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	114
Figura 117: Esempi di terminal PTS di tipo mid-size bullet cylinders	115

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Figura 118: Costi CAPEX di “storage & transfer” della tecnologia mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro.....	116
Figura 119: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	116
Figura 120: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto PTS mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	117
Figura 121: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto PTS mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	118
Figura 122: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto PTS mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	118
Figura 123: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità all’anno; small bullet cylinders e mid size Bullet cylinders	119
Figura 124: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto PTS mid size bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro.....	119
Figura 125: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto PTS mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro.....	120
Figura 126: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “supply chain cost” per la costruzione di un impianto PTS mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro.....	121
Figura 127: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità all’anno; small bullet cylinders e mid size Bullet cylinders	121
Figura 128: esempio di tecnologia PTS di tipo long bullet cylinders	122
Figura 129: Costi CAPEX di “storage e transfer” della tecnologia PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro.....	123
Figura 130: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	124
Figura 131: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	125
Figura 132: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	125
Figura 133: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro	126
Figura 134: Costo CAPEX per metro quadrato di capacità all’anno; small bullet, mid size bullet e long bullet cylinders	126
Figura 135: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro.....	127
Figura 136: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro.....	128
Figura 137: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “supply chain cost” per la costruzione di un impianto PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro.....	129
Figura 138: Costo OPEX per metro quadrato di capacità all’anno; small bullet, mid size bullet e long bullet cylinders	129
Figura 139: Esempio di tecnologia PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica”	131
Figura 140: Costi CAPEX di “storage e transfer” della tecnologia PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro.....	132
Figura 141: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro	133
Figura 142: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro	134
Figura 143: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro	134

Figura 144: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro	135
Figura 145: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua; small/mid/long bullet cylinders e “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro.....	135
Figura 146: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro	136
Figura 147: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro	137
Figura 148: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “supply chain cost” per la costruzione di un impianto PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro	138
Figura 149: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità all’anno; small/mid/Long bullet cylinders “secondario” a pressione atmosferico	138
Figura 150: Esempio di soluzione PTS di tipo “primario” a pressione atmosferica”	139
Figura 151: Costi CAPEX di “storage e transfer” della tecnologia PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro.....	140
Figura 152: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro	141
Figura 153: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro.....	142
Figura 154: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro.....	142
Figura 155: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro.....	143
Figura 156: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua; small/mid/long bullet cylinders, “secondario” e “primario” a pressione atmosferica	143
Figura 157: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro	144
Figura 158: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro	145
Figura 159: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “supply chain cost” per la costruzione di un impianto PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro	146
Figura 160: Costo OPEX per metro quadrato di capacità all’anno; small/mid/Long bullet cylinders terminal, terminal “secondario” e “primario” a pressione atmosferica.....	146
Figura 161: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva delle tecnologie PTS	152
Figura 162: Costi OPEX annui delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS.....	153
Figura 163: Costi OPEX annui per unità di capacità produttiva delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS.....	154
Figura 164: Costi CAPEX totali delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS.....	155
Figura 165: Costi CAPEX annui per unità di capacità produttiva delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS.....	156
Figura 166: Costi totali (CAPEX totale+ OPEX annuo) delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	157
Figura 167: Costi totali annui (CAPEX annuo + OPEX annuo) per unità di capacità produttiva delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	158
Figura 168: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva, inclusivo del costo variabile della materia prima	162
Figura 169: Modello svedese della tassa “fairway”.....	179

Indice delle tabelle

Tabella 1: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo STS.....	54
Tabella 2: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering STS.....	54
Tabella 3: Costo CAPEX annuo per m ³ di capacità produttiva delle opzioni di bunkering di tipo STS (25 anni vita utile).....	55
Tabella 4: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo STS.....	56
Tabella 5: Costo OPEX annuo per m ³ di capacità annua dell'impianto delle opzioni di bunkering di tipo STS.....	56
Tabella 6: Costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo STS, primo anno di attività.....	57
Tabella 7: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva delle tecnologie di bunkering di tipo STS; vita utile 25 anni.....	57
Tabella 8: Caratteristiche tecniche degli ISO-container 40'.....	63
Tabella 9: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo TTS.....	101
Tabella 10: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering TTS.....	101
Tabella 11: Costo CAPEX annuo per m ³ di capacità produttiva delle opzioni di bunkering TTS, 20 anni vita utile.....	102
Tabella 12: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo TTS.....	103
Tabella 13: Costo OPEX annuo per m ³ di capacità annua dell'impianto per le soluzioni di bunkering di tipo TTS.....	103
Tabella 14: Costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo TTS, primo anno di attività.....	104
Tabella 15: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m ³ di capacità produttiva delle tecnologie di bunkering di tipo TTS; vita utile 20 anni.....	105
Tabella 16: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo PTS.....	147
Tabella 17: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering PTS.....	148
Tabella 18: Costo CAPEX annuo per m ³ di capacità produttiva delle opzioni di bunkering PTS, 30 anni vita utile.....	148
Tabella 19: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo PTS.....	149
Tabella 20: Costo OPEX annuo per m ³ di capacità annua dell'impianto per le soluzioni di bunkering di tipo PTS.....	150
Tabella 21: Costo totale (CAPEX totale+ OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo PTS, primo anno di attività.....	151
Tabella 22: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m ³ di capacità produttiva delle tecnologie di bunkering di tipo PTS; vita utile 30 anni.....	151
Tabella 23: Composizione del personale necessario per il funzionamento delle tecnologie STS-TTS-PTS.....	153
Tabella 24: Costi operativi e di capitale annui per m ³ di capacità produttiva delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate.....	159
Tabella 25: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva, inclusivo del costo variabile della materia prima, delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate.....	161
Tabella 26: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high.....	165
Tabella 27: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high.....	166
Tabella 28: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high.....	167
Tabella 29: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high.....	169

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

Tabella 30: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high	170
Tabella 31: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high	171
Tabella 32: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high.....	174
Tabella 33: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high	175
Tabella 34: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high	176

1. Finalità del documento e inquadramento nell'ambito dell'Attività T2.3 e del Prodotto T2.3.1 del progetto TDI RETE-GNL.

Il Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale” costituisce il momento di sintesi e di integrazione sinergica di una molteplicità di attività di ricerca condotte dal partenariato nel suo complesso, in linea con quanto previsto a formulario. Nella Prodotto confluiscono infatti i diversi report e la documentazione predisposta dai vari partner e dai relativi consulenti esterni, funzionale allo sviluppo di un primo know how in merito ai principali profili economici e finanziari connessi alla realizzazione e alla gestione di impianti di stoccaggio e di bunkering di GNL in ambito marittimo-portuale, con particolare attenzione alle soluzioni tecnologiche e gestionali concretamente realizzabili all'interno dei porti previsti a formulario in relazione all'Area Obiettivo.

Il report si colloca all'interno del progetto Interreg Italia-Francia Marittimo 2014-2020 “Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell'area transfrontaliera” (Acronimo TDI RETE-GNL) che ha tra i propri obiettivi quello di individuare soluzioni tecnologico-produttive per la distribuzione e il bunkering di GNL nei porti dell'area transfrontaliera, basate su standard e procedure operative condivise.

All'interno della Componente progettuale T2 “Studio per un piano d'azione congiunto per il GNL in ambito portuale” è prevista a formulario l'attività T2.3, che è dedicata alla valutazione economico-finanziaria delle principali tecnologie di bunkering GNL.

Tale attività prevede infatti di giungere ad una valutazione dell'impatto economico-finanziario derivante dalle diverse tipologie di configurazioni di bunkering, ad una presa in esame dell'applicabilità di tool manageriali per la valutazione degli investimenti in impianti di stoccaggio e rifornimento di GNL nonché la considerazione delle eventuali sinergie tra l'approntamento di soluzioni tecnologiche-produttive e la gestione generale dei flussi energetici in ambito portuale previsti nell'ambito di un piano d'azione comune per la diffusione di impianti di rifornimento e stoccaggio di GNL nei porti inclusi nel Progetto.

All'interno della sopramenzionata attività sono previsti due prodotti:

- T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”;
- T2.3.2 “Report su sinergie: profili economici, risparmio energetico, sostenibilità ambientale”;

Nello specifico, il suddetto prodotto fornisce un set di informazioni di dettaglio in merito agli investimenti (CAPEX) e ai costi operativi (OPEX) riconducibili alla realizzazione e alla gestione di diverse soluzioni di bunkering e di storage di GNL in ambito marittimo portuale, considerando diverse opzioni tecnologiche e dimensionamenti d'impianto coerenti rispetto alle specificità dei porti

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

previsti a formulario. Inoltre, le attività di ricerca condotte hanno consentito di fornire indicazioni dettagliate in merito a indicatori e parametri da impiegare al fine di effettuare una prima valutazione di massima circa la sostenibilità economico-finanziaria di diverse soluzioni tecnologiche per il bunkering e lo stoccaggio di GNL, e di disporre di alcuni primi agevoli tool gestionali volti a una valutazione più consapevole da parte di decisori pubblici e altri soggetti competenti rispetto a proposte progettuali che provengano da operatori privati interessati a investire nella realizzazione di questo tipo di facilities e soluzioni di rifornimento in ambito portuale. Il quadro concettuale sviluppato per l'analisi degli investimenti e dei costi operativi, peraltro, considera anche i principali profili economico-finanziari connessi alla logistica di approvvigionamento degli impianti in esame. Ai fini di espletare le attività ivi menzionate, è stato predisposto anche un articolato foglio di calcolo "Excel" contenente gli strumenti che agevolano la valutazione dei profili economico-finanziari che derivano dalle scelte di investimento nelle strutture descritte. Detto file potrebbe essere utilmente oggetto di attività di capitalizzazione per fornire ai decisori pubblici coinvolti in questo tipo di processo di progettazione infrastrutturale e nel relativo iter autorizzativo, strumenti analitici di supporto alle decisioni strategiche aventi carattere user-friendly e semi-automatico.

Il prodotto è quindi a beneficio di diverse categorie di gruppi target previsti a progetto, tra cui in primis le autorità portuali, gli enti pubblici territoriali, operatori privati del settore (armatori, società di bunkeraggio, società terminaliste), capitanerie di porto e vigili del fuoco.

Tanto premesso, di seguito si indicano i contributi e i task realizzati da ciascun partner di progetto in relazione alle attività di ricerca riconducibili al prodotto T2.3.1 indicando anche l'attribuzione specifica dei singoli capitoli e paragrafi della versione finale del Prodotto in oggetto:

- P1/CF (UNIGE-CIELI): il CF con il supporto dei Partner P2 e P3 e con il supporto del proprio consulente esterno Assocostieri Servizi Srl e del consulente esterno del partner P3 assegnatario delle attività in oggetto (Enterprise Shipping Agency Srl; D.D. n.356/2020 dell'11/06/2020) ha definito il modello concettuale volto all'esame della struttura dei costi relativi alla realizzazione e alla gestione di impianti per il bunkering e lo storage di GNL in ambito marittimo-portuale. Il framework considera congiuntamente OPEX e CAPEX includendo nelle analisi anche le dimensioni economico-finanziarie connesse alla logistica dell'approvvigionamento del GNL alle infrastrutture in oggetto. Mediante il consulente Assocostieri Servizi Srl, il CF ha realizzato l'ossatura dell'elaborato. Nel dettaglio ad Assocostieri Servizi Srl vanno attribuiti i capitoli 1, 2, e 4 del prodotto T 2.3.1, ad esclusione del paragrafo 4.4. Alla versione finale del Prodotto T2.3.1 viene allegato anche il relativo documento predisposto da Assocostieri Servizi srl. Il CF, unitamente al partner P3 ha coordinato anche le attività di ricerca svolte dal consulente esterno del P3, Enterprise Shipping Agency Srl, al fine di assicurare la piena coerenza e omogeneità nella raccolta dati e nello sviluppo della documentazione di progetto. Il CF ha revisionato costantemente la documentazione in oggetto e ha inoltre predisposto la versione finale del Prodotto T2.3.1 che

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

integra tutti i contributi e i documenti richiamati qui e di seguito e ha predisposto anche la scheda finale di sintesi del Prodotto T2.3.1.

- P2 (UNIFI): il partner P2 (UNIFI) ha supportato il CF nella definizione del framework concettuale per l'esame degli investimenti e dei costi di gestione connessi a questo tipo di infrastrutture. Il Partner P2, con il supporto del consulente esterno studio STF (dott. Tommaso Franci) ha realizzato un report intitolato "Analisi dei costi delle infrastrutture per la logistica del GNL in ambito portuale e relative esternalità" funzionale all'acquisizione di dati e informazioni rilevanti all'interno delle attività di ricerca riconducibili al Prodotto T2.3.1. Il report in oggetto viene anch'esso allegato alla versione finale integrale del Prodotto T.2.3.1. Il Partner P2 inoltre ha revisionato e riletto la documentazione prodotta dagli altri partner e consulenti e ha validato la versione finale del Prodotto T2.3.1 e la relativa scheda di sintesi.
- P3 (UNICA-CIREM): il partner P3 (UNICA-CIREM) ha supportato il CF nella definizione del framework concettuale per l'esame degli investimenti e dei costi di gestione connessi a questo tipo di infrastrutture. Il Partner P3 mediante il supporto del consulente esterno Enterprise Shipping Agency Srl ha realizzato un report intitolato "valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo" funzionale all'approfondimento dei profili connessi alla valutazione economico-finanziaria delle infrastrutture per il bunkering e lo storage di GNL in ambito marittimo portuale e a fornire ulteriori dati economico-finanziari di dettaglio caratterizzanti gli investimenti nelle specifiche soluzioni tecnologiche per il bunkering di GNL. Il report in oggetto viene anch'esso allegato alla versione finale integrale del Prodotto T.2.3.1. Si precisa inoltre che i capitoli 3, 4.4 e 5 della versione finale del Prodotto T2.3.1 sono da imputarsi al Partner P3 e al relativo succitato consulente esterno (Enterprise Shipping Agency Srl). Il Partner P3 inoltre ha revisionato e riletto la documentazione prodotta dagli altri partner e consulenti e ha validato la versione finale del Prodotto T2.3.1 e la relativa scheda di sintesi.
- P4 (OTC): il Partner P4 (OTC) con il consulente esterno "consorzio Tractebel Energie" ha supportato il CF nella predisposizione del capitolo 3, 4.2.1, 5 e ha realizzato il report "Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL". Inoltre, il Partner P4 ha revisionato e riletto la documentazione prodotta dagli altri partner e consulenti e ha validato la versione finale del Prodotto T2.3.1 e la relativa scheda di sintesi.
- P5 (CCIVAR): Il partner 5 (CCIVAR) ha revisionato e riletto la documentazione prodotta dagli altri partner e consulenti e ha validato la versione finale del Prodotto T2.3.1 e la relativa scheda di sintesi.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

2. Profili metodologici e data gathering

Al fine di definire un framework concettuale solido e condiviso funzionale all'esame dei diversi investimenti e costi operativi riconducibili a ciascuna soluzione di bunkering e di storage di GNL in ambito marittimo portuale, in considerazione di diverse specifiche dimensionali e meccanismi di logistica di approvvigionamento, il partenariato, ha definito i profili metodologici comuni da applicare nell'ambito delle attività di ricerca in oggetto. Questa fase ha visto in particolare un forte coordinamento tra i Partner P1, P2 e P3 unitamente ai rispettivi consulenti esterni (Assocostieri Servizi Srl per il P1 ed Enterprise Shipping Agency Srl per il partner P3). Nella definizione dei profili metodologici non si è solo identificata la classificazione e la tassonomia delle diverse voci di costo (CAPEX e OPEX) e i profili connessi ai costi della logistica di approvvigionamento del GNL ai nodi di bunkering e storage, bensì, pur nella carenza attuale di dati e informazioni in merito al pricing che potrà caratterizzare nei prossimi anni i servizi di bunkering di GNL in ambito portuale si è cercato di definire approcci per la valutazione preliminare degli investimenti in facilities di questo tipo sotto il profilo economico e finanziario.

In particolare, si è proceduto a definire per ciascuna opzione tecnologica di bunkering e stoccaggio di GNL una tassonomia puntuale delle macro e micro-categorie di costo riconducibili a CAPEX, OPEX e logistica di approvvigionamento. Per un esame puntuale dei profili metodologici in oggetto si rimanda alla versione integrale del Prodotto T2.3.1.

Il modello concettuale adottato beneficia delle attività di ricerca condotte dai diversi partner e relativi consulenti e poggia quindi sui documenti di seguito richiamati:

1. “Esame dei profili economico-finanziari connessi alla predisposizione delle più idonee soluzioni tecnologico-produttive di bunkering e storage di GNL in ambito portuale” elaborato da Assocostieri Servizi srl in relazione al contributo al progetto Interreg Marittimo TDI RETE-GNL;
2. “Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell’area obiettivo” predisposto da ESA srl come contributo al sovra citato progetto;
3. “T2.3.1 Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL” fornito dal partner di progetto Office des Transports de Corse (OTC);
4. “Analisi dei costi delle infrastrutture per la logistica del GNL in ambito portuale e relative esternalità” fornito dal partner UNIPI in collaborazione con la società di consulenza STF – Studio Tommaso Franci.

Inoltre, al fine di pervenire ad una prima valutazione di sintesi di investimenti infrastrutturali di questo tipo UNICA-CIREM con il consulente ESA ha predisposto un'analisi di tipo mark-up e multi-

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

scenario con cui si è cercato di individuare alcuni indicatori economico-finanziari atti a valutare sostenibilità economico-finanziaria di diverse tipologie di investimenti per il GNL in ambito marittimo-portuale. La definizione del conceptual framework e della metodologia di analisi così adottato è stata condivisa mediante apposito incontro telematico nel mese di luglio 2020 congiuntamente al Committente e al CF di progetto.

Infine, nel Prodotto T2.3.1 vengono anche ipotizzate soluzioni possibili per incrementare dal punto di vista del settore privato l'attrattività del business in oggetto mediante forme di supporto pubblico o interventi di vario tipo, quali:

- ✓ Realizzazione di PPP (public-private partnership), contributi a fondo perduto ed erogazione di finanziamenti a tasso agevolato.
- ✓ Certificati “green” e incentivi fiscali (tasse portuali differenziali).
- ✓ Contributi in conto esercizio per gli investimenti in tecnologie “green”.

3. Descrizione delle voci di costo relative alle tecnologie di bunkering GNL

Al fine di definire una classificazione adeguata degli investimenti e dei costi operativi connessi alla realizzazione e alla gestione di infrastrutture per il bunkering di GNL in ambito marittimo-portuale, il partenariato ha definito macro categorie di costo che sono state successivamente disarticolate per voci di spesa omogenee, considerando i costi di capitale (CAPEX) e i costi operativi e di gestione (OPEX) che contraddistinguono le diverse tipologie di impianto (si precisa nuovamente che sono stati inclusi anche i costi di cui alla logistica di approvvigionamento).

I costi CAPEX relativi alle infrastrutture di storage & transfer bunkering delle diverse tecnologie analizzate sono divisi in tre macrocategorie di costo, a loro volta suddivise in micro-categorie di costo. Le macrocategorie sono:

- A. Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL (LNG Storage IN/OUT construct.cost)**
- B. Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL (LNG send out to bunker.costs)**
- C. Costi generali di infrastruttura del GNL (LNG infrastructure general costs)**

All'interno della macrocategoria A di costo, i costi per la costruzione del sistema di storage del GNL (LNG Storage IN/OUT construct.cost) vi sono le seguenti voci di micro costo:

- LME ni 9% (London Metal Exchange Nickel 9%)¹
- Struttura dei serbatoi/cisterne (Tank/hull structure factor)
- Tubature, pompe e attrezzature di storage (B.o.P)

La seconda macrocategoria (B) di costo identifica i costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL (LNG send out to bunker.costs) e comprende le seguenti voci di micro costo:

1. Tubature e attrezzature per il bunkering (Pipes and bunkering equipment): tale tipologia di attrezzature (il cui costo viene riportato nel seguente capitolo inerente alla quantificazione delle variabili qui descritte) assume particolare rilevanza nel caso di una soluzione di bunkeraggio da motocisterna, in cui il trasferimento di GNL viene effettuato principalmente

¹ LME Nickel sta per un gruppo di contratti spot, forward e futures, negoziati sul London Metal Exchange (LME), per la consegna di Nickel primario che può essere utilizzato per la copertura dei prezzi, la consegna fisica di vendite o acquisti, investimenti e speculazioni. Produttori, semi-fabbricanti, consumatori, riciclatori e commercianti possono utilizzare contratti futures sul nichel per coprire i rischi di prezzo del nichel e per i prezzi di riferimento. Al 31 dicembre 2019, il nichel LME è associato a 153.318 tonnellate di nichel fisico immagazzinato in 500 magazzini approvati dal LME in tutto il mondo. Si tratta del 5,67% della produzione mondiale di nichel estratta stimata nel 2019 pari a 2,7 milioni di tonnellate. Tale voce di costo dipende principalmente dal prodotto di due variabili, il fattore di superficie e il fattore di pressione dei serbatoi.

con tubi flessibili criogenici. Questi devono soddisfare i requisiti della norma EN 1474-2 ed in particolare, per una portata di 50 m³/h, è importante che il diametro del flessibile sia sufficiente per non superare una velocità del fluido di 10m/s nel flessibile stesso. Le soluzioni Truck-to-Ship poi, di cui fa parte l'esempio qui riportato, spesso non prevedono un flessibile per il ritorno del gas, motivo per cui è la nave da bunkerare a gestire le sue evaporazioni. La norma ISO 20519 richiede infine che i tubi flessibili siano dotati di un sistema di arresto di emergenza (ESD) e di un sistema di disconnessione di emergenza (ERS). Il primo deve essere implementato utilizzando un collegamento ESD tra la nave da bunkerare e gli autocarri che trasportano gli ISO-container. Questo sistema permette di arrestare l'operazione di bunkeraggio fermando le pompe di trasferimento del GNL e chiudendo le valvole di sicurezza; il tutto tramite attivazione manuale o automatica (a seguito, ad esempio, del rilevamento di gas da parte di un sensore). Prima di iniziare l'operazione di bunkeraggio dovrà essere sempre testato il corretto funzionamento del sistema di arresto di emergenza, poiché, se il sistema di arresto di emergenza viene attivato, il trasferimento di GNL non può riprendere finché non sono state ripristinate le normali condizioni di sicurezza. Il sistema di disconnessione di emergenza invece, è un dispositivo di sicurezza progettato per proteggere i tubi flessibili, ad esempio nel caso in cui la nave esca dai suoi limiti operativi o la motocisterna si sposti. In caso di situazione pericolosa, l'ERS consente di scollegare i tubi flessibili attivando un raccordo di disconnessione di emergenza (ERC) e chiudendo le valvole di isolamento, riducendo così al minimo le perdite di GNL o di gas. Esso, deve essere progettato come un sistema di disconnessione a secco e può essere attivo o passivo. In particolare, nel sistema attivo, l'apertura dell'ERC è legata all'attivazione dell'arresto di emergenza ESD che può essere attivato manualmente da un operatore tramite un pulsante o automaticamente a seguito di un'azione di sicurezza; nel sistema passivo invece, l'apertura dell'ERC avviene al raggiungimento di una determinata soglia, ad esempio quando le forze applicate al tubo flessibile sono troppo elevate.

2. Tubature, pompe e attrezzature di transfer (B.o.P): Nell'esempio esaminato per approfondire la precedente voce di costo, va poi segnalato che il trasferimento di GNL dagli ISO-container ai serbatoi della nave da bunkerare è effettuato mediante due diverse attrezzature (da considerare relativamente ai CAPEX sostenuti): una pompa esterna e un sistema PBU integrato all'ISO-container. Nello specifico, una piccola quantità di GNL viene vaporizzata per aumentare la pressione nell'ISO-container e il liquido viene poi trasferito per differenza di pressione. Con un sistema PBU, la pressione nell'ISO-container alla fine del bunkeraggio è più alta che con una pompa criogenica, il che aumenta il rischio di apertura delle valvole durante il viaggio di ritorno. Inoltre, con un sistema PBU le portate di trasferimento sono più basse così come i costi di investimento. Per aumentare i volumi bunkerati e le portate di trasferimento di GNL, è possibile infine collegare e scaricare più motocisterne contemporaneamente utilizzando uno skid dedicato. In questa soluzione, chiamata Multi

Truck-to-Ship, il trasferimento di GNL è effettuato da una pompa criogenica integrata nello skid.

Le voci di costo fin qui esaminate dipendono dalla distanza dello storage del GNL dell'impianto alla nave da rifornire.

All'interno della macrocategoria C di costo, **i costi generali di infrastruttura del GNL (LNG infrastructure general costs)** vi sono le seguenti voci di micro costo:

1. Terreno (Land): costo al m³ di un terreno edificabile, il quale può essere di proprietà o in regime di concessione.
2. Costi di progetto (Project management & engineering): con ciò intendendosi i costi della progettazione preliminare ed esecutiva del progetto oltre ai costi della direzione dei lavori.
3. Costi d'avvio (Site set up and start-up cost): costi sostenuti per l'avviamento di una nuova impresa, o di una nuova attività relativa ad un'impresa già esistente, o per l'implementazione di un nuovo progetto, prima della sua apertura o prima che essa sia operativa/efficace (es. Costi di marketing, costi notarili, costi di assunzione e addestramento, costi di ricerca e sviluppo etc.)
4. Costi assicurativi (Insurance): costi per l'assicurazione dell'infrastruttura, sia per danni materiali che a terzi.
5. Costi vari (Various & Contingencies)

I costi CAPEX fin qui descritti sono relativi ai costi di costruzione delle infrastrutture di storage e transfer di bunkering necessarie per ogni soluzione di bunkering GNL analizzata senza considerare il sistema di approvvigionamento della soluzione.

In aggiunta alle sopra citate tre categorie esistono dei costi relativi alla supply chain a cui viene dedicata una sorta di ultima macrocategoria, identificata dalla lettera D e denominata: **“costi per GNL supply chain (LNG supply chain Costs)”**, che considera i costi della logistica di approvvigionamento di GNL della facility per l'erogazione di servizi di bunkering.

Nella sezione risultati e nelle descrizioni analitiche delle diverse soluzioni, si evidenzierà infatti il costo di capitale delle varie soluzioni di bunkering GNL analizzate sia al lordo che al netto dei costi CAPEX per l'approvvigionamento del GNL. Inoltre, verranno forniti i dati di costo CAPEX sia in valore assoluto che in valore ponderato per i m³ di gas trasferito annuo per impianto.

In Figura 1 è riportato il prospetto delle voci di costo CAPEX relative alle varie soluzioni, i cui risultati verranno riportati e discussi nel capitolo 4 del presente report.

Figura 1. Classificazione dei costi CAPEX per le varie soluzioni di bunkering GNL

LNG - BUNKERING MODE		T-t-S					P-t-S				S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE		ISO-cont on wheel	semi-trailer on wheel	ISO-cont on skid	Tank on skid	Tank/ISO multi-rad	S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	secondary atm. tank	primary atm. tank	MV. (Seago)	barge (Flexstar)	MV (Coralf)	MV (Coral) MV (Coral) MV (Nethane) Emcart
CAPEX INVESTMENT COSTS															
A) LNG storage IN/OUT															
tank surface factor	f.														
tank pressure factor	f.														
LME Nil 9%	54.000	€													
tank/hull structure factor	2.000	€													
B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)		€													
A) LNG Storage entire construct.cost		€													
B) LNG send out to bunkering															
distance LNG storage to ship	m														
pipes & bunkering equipment	540.000	€													
B.O.P.		€													
B) LNG send out to bunker.costs		€													
C) LNG infrastructure general items															
Land	150	€													
Project Managem. & Engineer.	8%	€													
site set up & start up costs	3%	€													
insurances	1%	€													
various & contingencies	3%	€													
C) LNG infrastructure general costs		€													
LNG BUNKERING TOTAL CAPEX															
Specific CAPEX/Storage INDEX:	€/m ³														
Tractors & semitrailers	135	15													
D) LNG SUPPLY CHAIN															
CAPEX Entire Bunker Supply Chain		€													
Specific CAPEX Entire Supply INDEX	€/m ³														
	€/m ³														

Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In relazione ai costi di funzionamento/gestione degli impianti di bunkering GNL analizzati nel prossimo capitolo, due sono le macrocategorie di costo analizzate:

E. Costi operativi di storage e trasmissione (out) del GNL (LNG Storage&Send-Out Total Opex)

F. Costi operativi della supply chain del GNL (LNG Supply Chain Cost)

La macrocategoria E di costo comprende il costo di funzionamento dell'impianto di bunkering GNL che è suddiviso nelle seguenti micro-voci di costo:

1. Costo del lavoro (Manager/captain, Assistant, shift work/crew): costo del personale impiegato nell'infrastruttura di bunkering di GNL.
2. Costi di manutenzione e di servizi tecnici (Maintenance & Tech. Services): costi per la manutenzione ordinaria e per i servizi tecnici day-to-day rivolti all'infrastruttura di bunkering GNL.
3. Costi per l'energia e altre utenze (Energy & other utilities): costi per kWh di energia consumata o per standard metro cubo (smc) di gas consumato dall'infrastruttura di bunkering GNL.
4. Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi (GSA&Insurances): costi relativi alle attrezzature e procedure di safety & security, costi assicurativi sui beni materiali e sulla responsabilità civile, costi amministrativi e contabili.

Queste voci di costo dipendono principalmente dalla tipologia di impianto e dalla dimensione di questo.

La macrocategoria F di costo, costi operativi della supply chain del GNL, comprende il costo per l'approvvigionamento del GNL verso l'impianto di bunkering GNL ed è suddiviso nelle seguenti micro-voci di costo:

1. Costo del lavoro/ (Manager/captain, Assistant, drivers/crew): costo del personale impiegato per il funzionamento dei mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL.
2. Costi di manutenzione e di servizi tecnici (Maintenance & Tech. Services): costi per la manutenzione ordinaria e per i servizi tecnici day-to-day rivolti ai mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL.
3. Costi per l'energia e altre utenze (Energy & other utilities): costi per kWh di energia consumata o per standard metro cubo (smc) di gas consumato dai mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL.
4. Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi (GSA&Insurances): costi relativi alle attrezzature e procedure di safety & security, costi assicurativi sui beni materiali e sulla responsabilità civile, costi amministrativi e contabili.

Anche in questo caso, come nel caso dei costi di capitale, nel capitolo 4, si evidenzieranno il costo di funzionamento delle varie soluzioni di bunkering GNL analizzate sia al lordo che al netto dei costi per l'approvvigionamento del GNL. Inoltre, verranno forniti i dati di costo OPEX sia in valore assoluto che in valore ponderato per i m³ di gas annuo trasferito per impianto.

In Figura 2 è riportato il prospetto delle voci di costo relative alle varie soluzioni, i cui risultati verranno riportati e discussi nel paragrafo 5 e 7 del presente report.

Figura 2. Classificazione dei costi OPEX per le varie soluzioni di bunkering GNL

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S					P-t-S				S-t-S					
LNG - BUNKERING TYPE	ISO-cont on wheel	semi-tailer on wheel	ISO-cont on skid	Tank on skid	Tank/Skic multi-rack	S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	secondary atm.tank	primary atm.tank	M.V. (Seagas)	large (FlexiSeal)	MV (Coralf)	MV (Coralf) (Methane)	MV (Coralf) (Encanto)
OPEX - OPERATION COSTS															
E) LNG STORAGE & SEND OUT															
Manager/Captain	110														
Assist.Manager/Officer	90														
shift work/crew	60														
day work	45														
Labor total															
Maintenance & Tech. Services	2%														
Energy & other utilities	200	50													
GSA&Insurances	50%	1%													
LNG Storage & Send-Out TOTAL OPEX	k€/y														
F) LNG SUPPLY CHAIN															
Manager/Captain	110														
Assist.Manager/Officer	90														
drivers/crew	45														
Labor total															
Maintenance & Tech. Services	2%														
Energy & other utilities	200	50													
GSA&Insurances	50%	1%													
LNG Supply Chain TOTAL OPEX	k€/y														
OPEX Entire Bunker Supply Chain	k€														
Specific OPEX Entire Supply INDEX	€/m³														
	€/m³														
Operation range of bunkering mode/type	best for bunkering flexibility to small boats & ferries					best for ships bunkering @ the docks of the Terminal				best for bunkering large ships @ their mooring docks (or at sea)					

Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

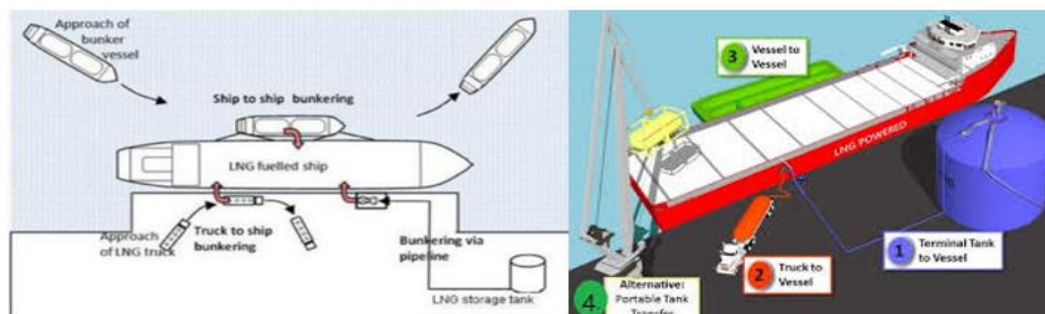
Contributo partner di progetto

4. Valutazione economica-finanziaria delle diverse soluzioni di bunkering GNL: CAPEX e OPEX

La valutazione economica-finanziaria relativa delle diverse soluzioni di bunkering di GNL è stata effettuata prendendo in considerazione i costi di capitale (CAPEX) ed operativi (OPEX) relativi alle principali soluzioni tecnologiche adottate in ambito marittimo-portuale. Ai fini dell'analisi è stata impiegata la medesima classificazione proposta nell'ambito del progetto TDI RETE-GNL da parte del CF (UNIGE-CIELI) che tiene in considerazione quattro possibili soluzioni, di seguito brevemente descritte (Figura 3):

1. **Truck to Ship (TTS)**, bunkering di GNL effettuato mediante camion-cisterna temporaneamente parcheggiato in banchina.
2. **Mobile Fuel Tank**: utilizzo di contenitore ISO tank posizionato in banchina o caricato direttamente a bordo della nave.
3. **Port/Pipeline to Ship (PTS)**: impiego di pipeline di collegamento tra il deposito costiero di GNL localizzato permanentemente nelle aree portali ed il serbatoio della nave.
4. **Ship to Ship (STS)**: bunkering di GNL tramite l'utilizzo di bettolina o chiatta; le operazioni possono avvenire sia all'interno del bacino portuale, sia all'esterno, qualora le condizioni meteorologiche lo permettano.

Figura 3: Configurazioni per il bunkering di GNL



Fonte: DNV, "LNG Bunkering. Regulatory Framework and LNG bunker procedures" (2015).

Le quattro opzioni tecnologiche differiscono tra loro con riferimento ai seguenti profili:

- **capacità di stoccaggio/trasporto**: ossia il volume di GNL immagazzinato all'interno del mezzo impiegato per il rifornimento oppure all'interno del deposito di stoccaggio;
- **efficienza delle operazioni di bunkering**: ciò si traduce nella possibilità di operare in diverse situazioni (es. in condizioni meteo avverse) oppure nella possibilità di effettuare operazioni simultanee, le cosiddette *simultaneous operations* (SIMOPs);
- **scalabilità dell'impianto**: ossia la possibilità di adattare la capacità d'impianto al variare delle condizioni dell'ambiente competitivo (es. incremento dei livelli di domanda nel breve termine);

- **flessibilità:** si traduce nella capacità dell'impianto di adattarsi ad esigenze specifiche espresse dall'utenza;
- **investimenti richiesti/profili economico-finanziari:** tale precisazione discende dall'evidenza che ogni configurazione richiede, per poter essere implementata, investimenti CAPEX, OPEX e anche il sostenimento di spese di manutenzione (tale aspetto verrà di seguito approfondito per ciascuna soluzione);
- **esigenze tecniche e requisiti specifici dell'impianto:** viene fatto riferimento ad un ampio elenco di profili gestionali e tecnici rilevanti, quali ad esempio la quantità di aree occupate o il sussistere di specifiche problematiche connesse all'accessibilità nautica o stradale;
- **sicurezza e rischi/criticità:** caratterizzano non solo le differenti configurazioni nel loro complesso ma anche le singole operazioni, specialmente sotto il profilo gestionale e di *safety & security*;
- **impatto ambientale ed esternalità negative:** si tratta di aspetti particolarmente rilevanti all'interno del business in oggetto soprattutto tenuto conto del tipo di commodity energetica che questi impianti di *storage e bunkering* sono chiamati a manipolare.

Ciascuna delle predette soluzioni di bunkering di GNL è stata esaminata sotto il profilo economico-finanziario partendo dallo studio condotto da Assocostieri Servizi srl nell'ambito del progetto TDI RETE-GNL e dal contributo di ESA srl. Ai fini dell'analisi, le soluzioni TTS e Mobiel Fuel Tank sono state accorpate, date le similitudini riconducibili ai profili sopra descritti. Il gruppo di lavoro del CIELI-UNIGE ha quindi individuato cinque opzioni tecnologiche per ciascuna delle tre soluzioni di bunkering, in ragione degli attuali sviluppi e della crescita della flotta alimentata a GNL (Figura 4).

Figura 4: Soluzioni di bunkering GNL analizzate

LNG BUNKERING MODE	T-T-S	P-T-S	S-T-S
OPZIONI TECNOLOGICHE RELATIVE A CIASCUNA SOLUZIONE DI BUNKERING	ISO-CONTAINER SU GOMMA	SMALL BULLET CYLINDERS	NAVI BUNKER GNL MOLTO PICCOLE
	BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB	MID- SIZE BULLET CYLINDERS	CHIATTE BUNKER DI PICCOLA DIMENSIONE
	ISO-CONTAINER SU SKID	LONG-BULLET CYLINDERS	MV BUNKER SMALL SIZE
	CISTERNA SU SKID	S ECONDARY ATMOSPHERIC TANK	MV BUNKER MID SIZE
	ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI- TRACK	PRIMARY ATMOSPHERIC TANK	MV BUNKER LARGESIZE

Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Tale scelta è deriva dai metodi impiegati per il completamento delle operations di bunkering di GNL in ambito marittimo-portuale che variano da sistemi più semplici (si consideri ad esempio il caso della nave rifornita direttamente da bettoline o contenitori ISO posizionati accanto alla banchina o su una piccola chiatta atti a gestire piccole quantità di GNL), a sistemi più complessi e costosi, capaci di rifornire grandi navi commerciali e passeggeri in tempi relativamente brevi durante la sosta limitata in porto.

Sulla base delle diverse caratteristiche tecniche-operative esaminate nel Paragrafo 3 del presente Prodotto, il gruppo di lavoro ha discusso con i partner di progetto la metodologia da adottare in relazione alla categorizzazione delle voci di costo riconducibili ai CAPEX e OPEX delle soluzioni di bunkering di GNL investigate. Tanto premesso, la metodologia impiegata si basa sui seguenti criteri:

- ✓ Per ogni soluzione tecnica/tecnologica considerata, come dapprima indicato, vengono distintamente esaminate le singole componenti di costo riconducibili a CAPEX e OPEX, seppure tutte le soluzioni potrebbero essere noleggiate o noleggiate da una società specializzata (third party), riducendo così al minimo CAPEX e passando tutti i costi OPEX a terzi (perché un operatore specializzato può essere più efficiente nell'implementazione e gestione del servizio pertinente).
- ✓ L'inquadramento del servizio di bunkeraggio del GNL in ogni soluzione prende in considerazione non solo il GNL che riceve, immagazzina e trasferisce per le operazioni navali, ma anche la catena logistica per la fornitura del GNL dal terminal GNL "primario" più vicino; dove un Terminale GNL è definito "Primario" se riceve il GNL direttamente dalle navi di grandi dimensioni e da grandi Terminali di liquefazione ed esportazione di GNL, fornendo il LNG ai migliori prezzi disponibili.
- ✓ I costi di logistica stimati in relazione alle diverse soluzioni tecnologiche che richiedano una logistica di approvvigionamento via terra o via mare, sempre per coerenza rispetto alla documentazione prodotta da Assocostieri Servizi Srl, presuppongono una distanza massima di circa 500 km tra il Terminal primario di approvvigionamento del GNL e le infrastrutture di bunkeraggio/storage di GNL in ambito portuale. In tal senso, quindi la distanza massima di 500 km è quella che dovrebbe essere percorsa giornalmente da un camion in un turno di un conducente considerando la sola tratta di andata (velocità media 60-65Km/h) o da una nave (circa 12 knots). Le ipotetiche doppie distanze richiederebbero il raddoppio delle infrastrutture logistiche di GNL e i relativi costi. Le ipotesi usate dal gruppo di lavoro di ESA Srl sono state settate in linea con quelle adottate sulle medesime attività da Assocostieri Servizi Srl (fornitore esterno del CF UNIGE-CIELI) al fine di assicurare il massimo livello di omogeneità e comparabilità delle analisi e dei confronti.
- ✓ CAPEX ed OPEX di ogni soluzione esaminata sono suddivisi tra costi specificamente legati allo stoccaggio del GNL e le relative operazioni IN/OUT e i costi attribuibili ai servizi specifici del Terminal GNL per il bunkeraggio. Non sono considerati, nel presente elaborato, gli ulteriori possibili servizi GNL che il Terminal potrebbe fornire, quali, ad esempio: carico di autobotti o vaporizzazione del gas utilizzato per l'energia, le applicazioni industriali o civili, ed i relativi CAPEX ed OPEX.

4.1 Ship to Ship (STS)

La configurazione di bunkeraggio di tipo Ship To Ship prevede che una nave (c.d. bunkerina/bettolina o SSLNG ship) o una chiatta rifornitrice dotata di specifici serbatoi per il trasporto di GNL², proceda a caricare il GNL direttamente sulla nave da rifornire (Figura 5). In questo modo è possibile garantire non solo il rifornimento di navi impossibilitate ad approdare in certi porti dotati di deposito in loco (ad esempio poiché tali depositi presentano caratteristiche remote in ragione dell'assenza di specifiche strutture per il bunkeraggio di GNL), ma anche l'attività di bunkering presso un deposito costiero oppure un terminale destinato alla consegna di GNL alla nave da rifornire.

La configurazione tecnologica di tipo Ship To Ship deriva dall'esigenza di rispondere a richieste di trasferimento di volumi significativi di GNL (anche fino a 30.000 m³), in ragione di molteplici elementi e variabili tra i quali spicca la capacità di stoccaggio dei serbatoi delle bunkerine/bettoline/chiatte rifornitrici. Quest'ultima risulta notevolmente superiore rispetto a quella dei serbatoi di cui sono dotati mediamente i camion e le autobotti impiegate nella configurazione di tipo Truck To Ship. (DNV, 2014).

Questa configurazione di bunkering consente un'elevata velocità di trasferimento del GNL tra i due natanti, fino ad arrivare a 1.800 m³/h. Da ciò deriva il vantaggio economico e gestionale della configurazione di tipo STS soprattutto in caso di rifornimento di navi che operano su distanze brevi e che necessitano quindi di minimizzare i tempi di permanenza presso le infrastrutture portuali in relazione alle attività di rifornimento, di carico/scarico delle merci, dei passeggeri, ecc.

Figura 5: Rifornimento di GNL secondo configurazione STS



Fonte: https://www.trelleborg.com/en/marine-and-infrastructure/news--and--events/news/may2016_2

² Normalmente la capacità di chiatte rifornitrici e quindi dei relativi serbatoi è compresa tra i 1.000 e i 20.000 m³.

Prima del trasferimento del GNL verso la nave da rifornire secondo la modalità di bunkering di tipo STS, l'attività di rifornimento della bunkerina/bettolina (o SSLNG ship) o della chiatta rifornitrice avviene normalmente presso un terminal o un impianto per lo stoccaggio di GNL all'interno del porto oppure in prossimità dello stesso, in ragione del fatto che tale unità può, dal punto di vista operativo, spostarsi senza significative complicazioni. Da ciò deriva l'ulteriore vantaggio riconducibile alla configurazione STS, ossia la possibilità di concretizzare le operazioni di bunkeraggio senza impiegare ed occupare di aree e spazi portuali.

Oltre ai succitati vantaggi, la configurazione Ship To Ship presenta alcune criticità, tra le quali spicca la necessità di ingenti investimenti iniziali relativi alla necessità di navi o chiatte da rifornimento per eseguire le attività di bunkering. Oltre ai costi di acquisizione delle suddette unità, che mediamente si aggirano intorno a 2 milioni di euro per le chiatte più piccole, fino a 80 milioni di euro per le micro-metaniere più grandi, risultano elevati anche i costi operativi che originano dalla logistica di approvvigionamento e dalla gestione tecnica dell'asset (si pensi in tal senso al personale altamente specializzato). I costi operativi in oggetto tendono ovviamente anche incrementare quando la nave da rifornire non si trova in prossimità del terminale portuale o dell'impianto di stoccaggio di GNL presso cui la "bunkerina" si rifornisce.

Nell'ambito della soluzione STS sono state individuate le seguenti cinque opzioni per il bunkering GNL in relazione alla dimensione della nave che effettua le operazioni di rifornimento:

1. Navi bunker GNL molto piccole (150-300m³);
2. Chiatte bunker di piccola taglia (1.000-3000 m³);
3. MV bunker Small size (1.000-5.000 m³);
4. MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m³);
5. MV bunker Large size (15.000-30.000 m³).

4.1.1 Navi bunker GNL molto piccole (150-300m³)

Il primo esempio in Europa di bunkering GNL tramite nave bunker GNL di taglia "molto piccola" è la Seagas di capacità 180m³ appartenente alla compagnia navale AGA che bunkera la Viking Grace nel 2013 nel porto di Stoccolma. In Figura 6 sono riportati i dati tecnici di tale unità navale.

Figura 6: Principi dimensionali delle navi "bunker GNL molto piccole (150-300m³)"

SEAGAS MV		
Dwt	dwt	129
Loa	m	49.6
Beam	m	11.3
Draught	m	3.1
Speed	Knots	12.5

Fonte: Assocostieri Servizi Srl/ UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

La Seagas è una vecchia nave bunker del 1974 che nel 2012, a seguito di un refitting, è stata adibita al trasporto e bunkering di GNL (Figura 7). Lo stoccaggio di GNL a bordo della nave SEAGAS può avvenire tramite un singolo serbatoio criogenico 160-220m³, mediante due serbatoi da 100m³ oppure attraverso l'utilizzo di più contenitori ISO 40' (40m³ ciascuno).

Figura 7: Esempio di navi “bunker GNL molto piccole (150-300m³)”



Fonte: Assocostieri Servizi Srl/ UNIGE-CIELI

Le navi per il bunkering di GNL di taglia “molto piccola” hanno in media serbatoi da 200m³, con capacità di refilling di 150m³/h. Questa tipologia di asset ha una capacità massima di bunkering di GNL annuale di circa 146.000 m³/y (200m³x 2u/d x 7d/w x 52w/y), equivalente al rifornimento di 730 pieni/anno, presupponendo che l’asset in oggetto esegua due operazioni di bunkeraggio per due volte al giorno (due round trip), ovvero 14 round trip/settimana, e che la distanza tra l’hub di approvvigionamento di GNL e la nave impiegata per il bunkering sia inferiore o uguale a 50 km. In tal caso il tempo necessario a completare le procedure viene stimato come segue: viaggio a/r (andata e ritorno) 4 ore di navigazione totali (2 ore andata e 2 ore ritorno) alla velocità media di 12,5 nodi, 1.5 ore per le operazioni carico e 1.5 ore per lo scarico alla velocità di 150m³/h, 1 ora per ciascuna delle operazioni di ancoraggio, ormeggio, disormeggio, ed uscita dal porto, a cui si aggiungono 2 ore di inattività.

In relazione ai costi di capitale (CAPEX) una nave GNL di queste dimensioni (200 m³), richiede un investimento iniziale in termini assoluti di circa 2 milioni di euro. La parte più consistente di spesa CAPEX è inerente alla costruzione del sistema di storage della nave (LNG storage in/out construction cost), per cui è stimato un costo di 1,22 milioni euro (59% del costo CAPEX totale), inclusivo della costruzione dei serbatoi e delle pompe e tubi di rifornimento. La spesa per le attrezzature di trasferimento di GNL (tubi e pompe, LNG send out to bunker cost) è invece di 0,155 milioni euro (7%), considerando una distanza tra le due navi di 10 metri. In relazione alle spese generali per la costruzione dell’asset navale (LNG infrastructure general cost), che includono il costo per il project management & engineering, il costo per il set up dell’asset e della struttura, i costi di assicurazione e di vari altri items, si stimano 0,719 milioni euro (34%).

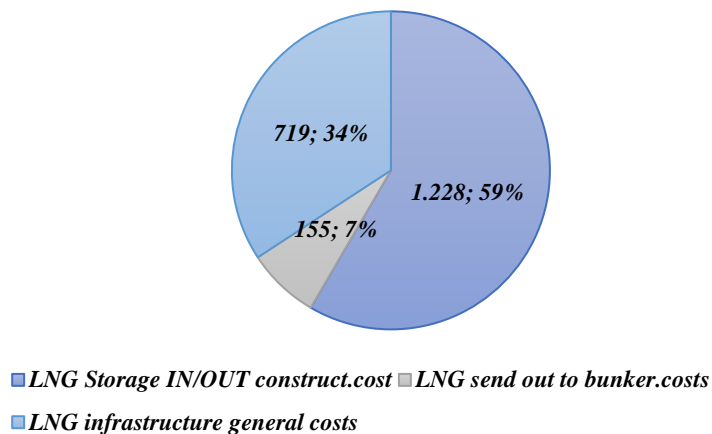
Il costo CAPEX totale per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto al netto dei costi CAPEX della logistica di approvvigionamento risulta quindi essere di 14 euro/m³ (2,1 milioni euro/146.000 m³ di capacità totale annua). Nella Figura 8 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle macro-voci CAPEX mentre, in Figura 9, Figura 10 e Figura 11 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX analizzata.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

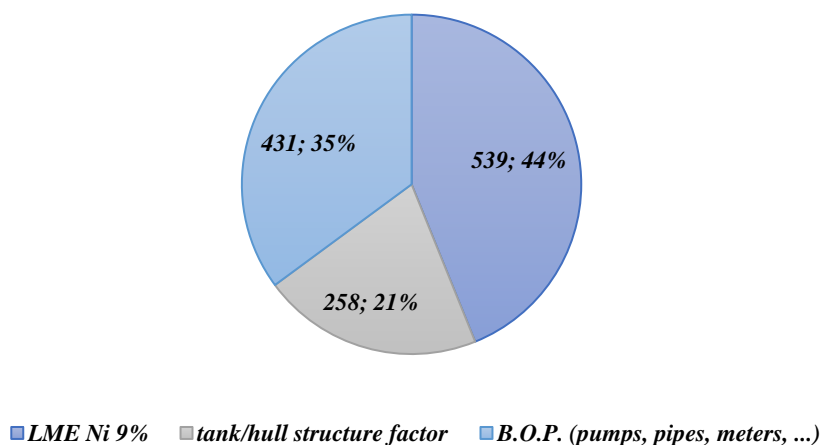
Contributo partner di progetto

Figura 8: Distribuzione delle macrocategorie di costo capitale per la costruzione di una “nave bunker GNL molto piccola (200m³); valori assoluti in migliaia di euro”



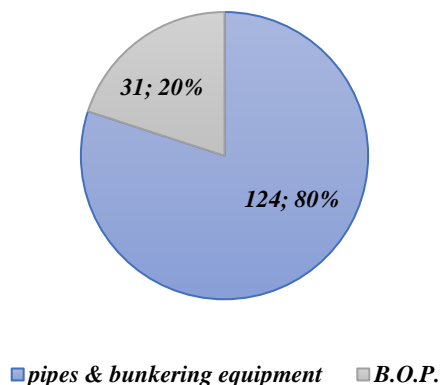
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 9: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di una “nave bunker GNL molto piccola (200m³)”; valori assoluti in migliaia di euro



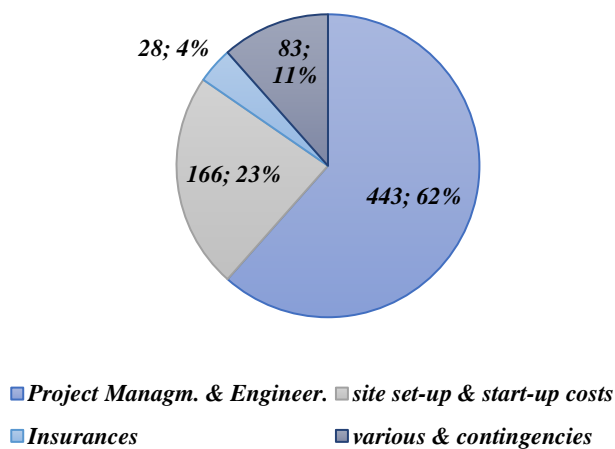
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 10: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di una “nave bunker GNL molto piccola (200m³)”; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 11: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general cost” per la costruzione di una “nave bunker GNL molto piccola (200m³)”; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

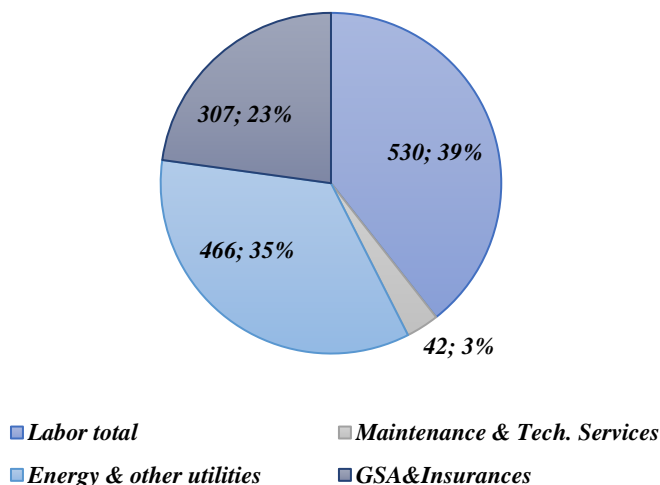
Nel caso di navi “bunker GNL molto piccole (150-300m³)”, spesso viene effettuata un’operazione di refitting su una vecchia nave installando le relative strutture e tecnologie per lo stoccaggio ed il bunkering di GNL a bordo. In questo modo si riesce a dimezzare la spesa CAPEX rispetto all’acquisto di una nuova unità (circa 1 milioni di euro). Il mercato dell’usato di queste navi, tuttavia, non è ancora sviluppato e non sono presenti casi di transazioni con oggetto navi simili.

Come regola generale, si può stimare una vita utile dell'asset nave di circa 25 anni e perciò un ammortamento annuo del 4% che bisogna però ponderare per lo stato economico del mercato (mercato alto o basso).

In merito ai costi operativi annui assoluti di tali unità navali (200 m³) (OPEX), presupponendo un equipaggio di 6/7 marittimi e un periodo di navigazione annua di circa 42.000nm (miglia nautiche), si stima un costo di circa 1,34 milioni di euro/anno al netto dei costi della logistica di approvvigionamento (Figura 12). Il costo del lavoro (labor cost) costituisce circa il 40% del costo operativo totale annuo, pari a 0,53 milioni euro, mentre il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,042 milioni di euro (3%). Il costo per l'energia e altre utenze (energy & other utilities cost) nonché i costi generali e di amministrazione (GSA&insurances cost), incluse le spese per garantire la "safety" degli impianti e del personale e le assicurazioni, risultano essere rispettivamente di 0,466 milioni euro (35%) e 0,307 milioni euro (23%).

Tanto premesso, il costo OPEX totale annuo per metro quadro di capacità totale annua dell'impianto risulta essere di 9 euro/m³ (1,34 milioni euro/146.000 m³ di capacità totale annua).

Figura 12: Distribuzione delle micro-voci di costo operativo di una "nave bunker GNL molto piccola (200m³)"; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In merito alle soluzioni STS, il costo OPEX e CAPEX di approvvigionamento non è disponibile in quanto si è ipotizzato che questo ricada a monte rispetto all'operatività della nave GNL bunkering, in quanto tali spese si ipotizza essere sostenute dal terminal che ospita l'unità navale.

4.1.2 Chiatte bunker di piccola taglia (1.000-3000 m³)

I primi esempi in Europa e negli Stati Uniti di chiatte fluviali di bunker GNL sono stati la Flexfueller, la Pulire Jacksonville e la LNG Londra (Figura 14) i quali dati tecnici sono riportati in Figura 13.

Figura 13: Principi dimensionali delle “Chiatte bunker di piccola taglia (1.000-3000 m³)”

		Flexfueller 001	Pulire Jacksonville	LNG Londra
Year		2019	2018	2019
Gas capacity	m ³	1,5	2,2	3
Type	Ss	Tipo-C (4.bar)	Marchio GTT III	Tipo-C (4.bar)
Dwt	Dwt	1,6	2400	N.a.
Loa	m	76.0	64.62	110.0
Beam	m	11.4	14.8	15.0
Draught	m	2.4	2.5	2.7
Speed	Knots	7.0	9.0	9.0

Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Lo stoccaggio di GNL a bordo delle unità “chiatte bunker di piccola taglia (1.000-3000 m³)” può essere costituito da 2 o 4 cilindri a pressione da 750m³ (in grado di gestire il GNL "caldo"³) o anche da singole o multiple camere di tipo atmosferico GTT (per la sola gestione del GNL "freddo").

Una tipica nave chiatte GNL di piccole dimensioni ha una capacità di stoccaggio di 1.500m³, con una capacità di rifornimento pari a 600m³/h. Il vantaggio di questa opzione, rispetto alla precedente nave bunker da 200m³, è la possibilità di rifornire navi alimentate a GNL di dimensioni più elevate, con maggiore capacità di stoccaggio, minore pescaggio e minore velocità.

Attualmente ci sono circa cinque chiatte per il bunkering di GNL di questa classe in funzione, principalmente nel Nord Europa, e la chiatte Clean Jacksonville che naviga tra Florida e Portorico.

³ Il GNL a caldo viene riscaldato fino a -145/-130 gradi centigradi e le pressioni BOG vengono mantenute ai valori di progettazione di 4-8bar.

Il GNL a freddo viene mantenuto alla temperatura di -162/-160 gradi centigradi e a pressione atmosferica (1 bar, -100 kP), estraendo e ricondensando il BOG o comprimendolo per l'invio ad altre applicazioni energetiche.

Figura 14: Esempio di “Chiatte bunker di piccola taglia (1.000-3000 m³)”



Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Questa tipologia di asset può avere una capacità massima annua di bunkering di GNL di circa 234.000 m³/y (1.500m³ x 3u/w x 52w/y) presupponendo che l’asset in oggetto esegua un’operazione di bunkeraggio ogni due giorni (3 round a settimana), e che la distanza tra l’hub di approvvigionamento di GNL e la nave da rifornire sia di circa 250 km. Poiché ogni viaggio a/r (andata e ritorno) richiede 38 ore di navigazione complessive a 7 nodi, 2 ore per il carico e 2 ore per lo scarico (600m³/h), 1 ora per ciascuna operazione di ancoraggio, ormeggio, disormeggio ed uscita dal porto, ed infine 8 ore di inattività.

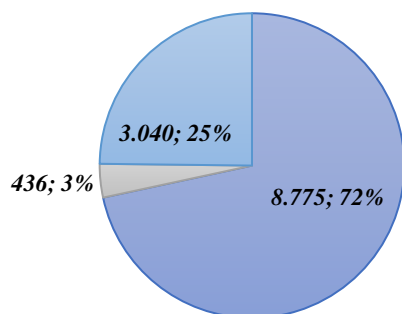
In relazione ai costi di capitale (CAPEX) una nave GNL di queste dimensioni (1.500 m³), richiede un investimento iniziale in termini assoluti di circa 12 milioni di euro. La parte più consistente di spesa CAPEX è inerente alla costruzione del sistema di storage della nave (LNG storage in/out costs), per cui è stimato un costo di 8,77 milioni euro (72%), inclusivo della costruzione dei serbatoi e delle pompe e tubi di rifornimento. Le spese per le attrezzature di trasferimento di GNL (tubi e pompe, LNG send out to bunker cost) è invece di 0,436 milioni euro (3%), considerando una distanza tra le due navi di 10 metri.

In relazione alle spese generali per la costruzione dell’asset navale (LNG infrastructure general cost), che includono il costo per il project management & engineering, il costo per il set up dell’asset e della struttura, i costi di assicurazione e di vari altri items, si stimano 3,040 milioni euro (25%).

Tanto premesso, il costo CAPEX totale per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto al netto dei costi della logistica risulta essere di 53 euro/m³ (12,3 milioni euro/234.000 m³ di capacità totale annua), il 278% in più rispetto al caso della tecnologia nave bunker GNL molto piccola (150-300m³).

Nella Figura 15 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle macro-voci CAPEX mentre, in Figura 16, Figura 17 e Figura 18 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX considerata.

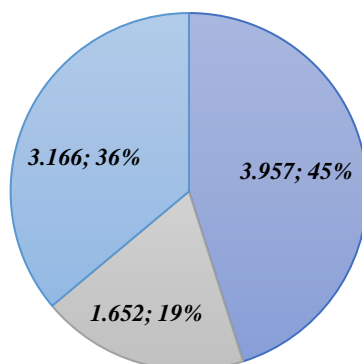
Figura 15: Distribuzione delle macrocategorie di costo capitale per la costruzione di una chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³); valori assoluti in migliaia di euro



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost
 ■ LNG send out to bunker.costs
 ■ LNG infrastructure general costs

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

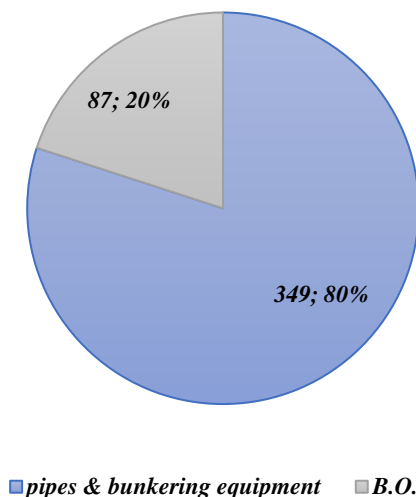
Figura 16: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di una chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³); valori assoluti in migliaia di euro



■ LME Ni 9%
 ■ tank/hull structure factor
 ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

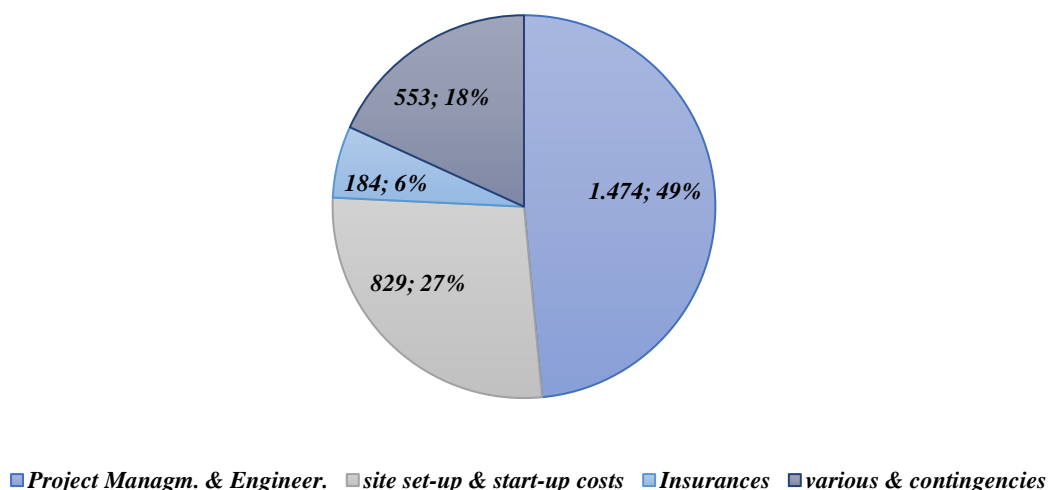
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 17: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di una chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³); valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

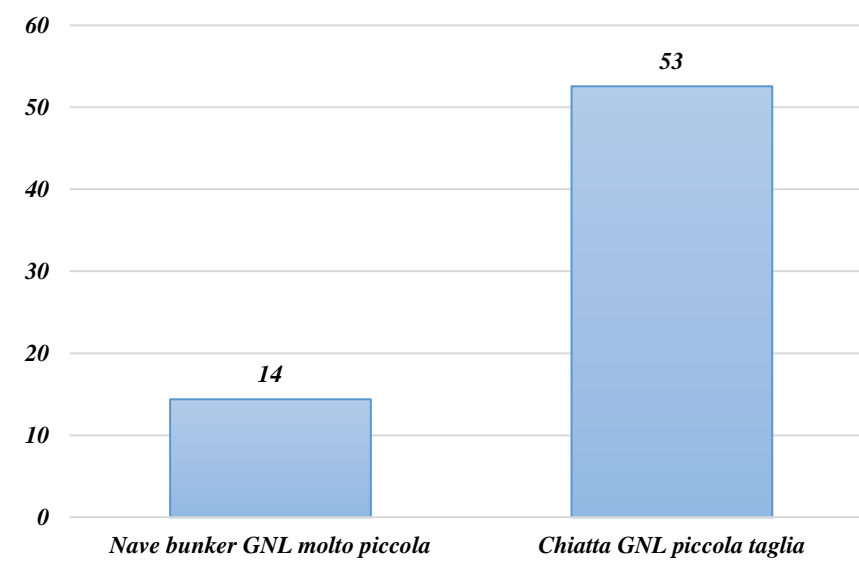
Figura 18: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general cost” per la costruzione di una chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³); valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

La Figura 19 riporta il dato di costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua della tecnologia qui descritta rispetto alla precedente (Navi bunker GNL molto piccole 200m³).

Figura 19: Costo CAPEX per metro quadrato di capacità annua; nave bunker GNL molto piccola (200m³) e chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³)



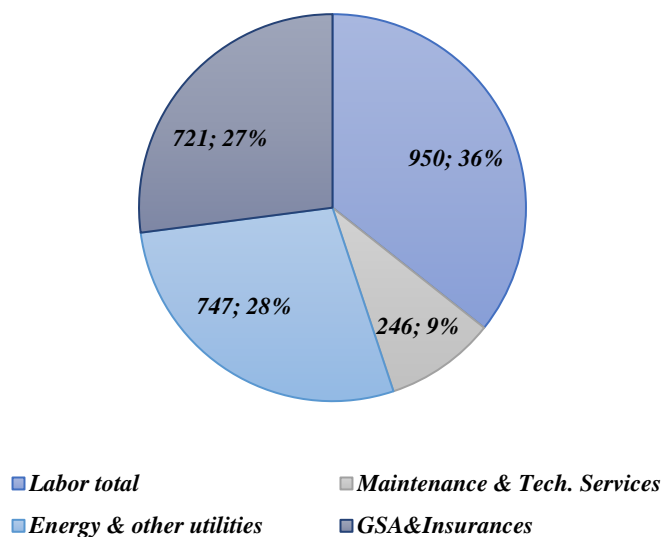
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Il mercato dell'usato di queste navi, come nel caso precedente, non è ancora sviluppato e non sono presenti casi di transazioni con oggetto navi simili. Come regola generale, si può stimare una vita utile della nave di circa 25 anni e perciò un ammortamento annuo del 4% che bisogna ponderare per il periodo economico di mercato (mercato alto o basso).

In relazione al costo operativo annuo (OPEX) in termini assoluti previsto per questa chiatta fluviale/mare (1.500 m³), con un equipaggio di circa 12/13 marinai, circa 28.000nm all'anno di navigazione, si stima pari a 2,64 milioni di euro all'anno (Figura 20). Il costo del lavoro (labor cost) si aggira intorno al 36% del costo operativo totale, 0,95 milioni euro, mentre il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,246 milioni euro (9%). Il costo per l'energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi amministrativi (GSA & insurances cost) inclusivi dei costi di "safety" assicurativi, risultano essere rispettivamente di 0,747 milioni euro (28%) e 0,721 milioni euro (27%).

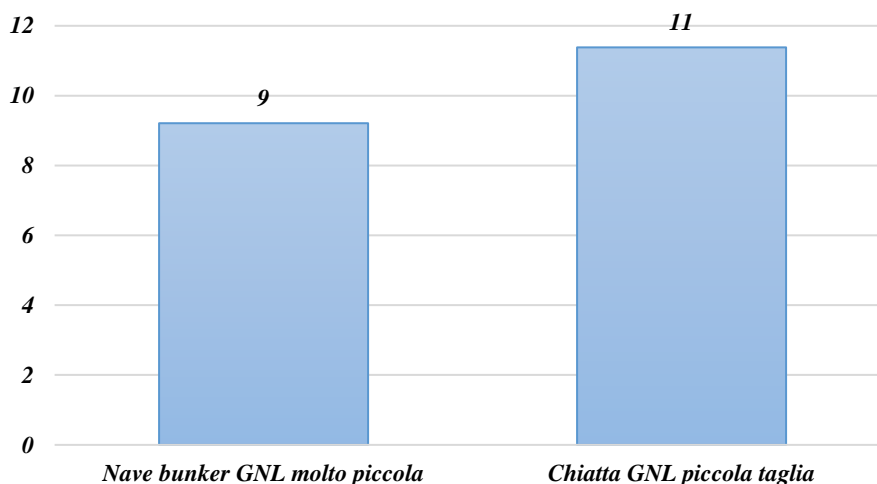
Il costo OPEX annuo per metro quadro di capacità totale annua dell'impianto al netto dei costi della logistica risulta quindi essere di 11 euro/m³ (2,64 milioni euro diviso 234.000 m³), ovvero quasi il 25% in più rispetto al caso della tecnologia nave bunker GNL molto piccola (150-300m³) (Figura 22).

Figura 20: Distribuzione delle micro-voci di costo operativo di una chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³); valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 21: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità all'anno; nave bunker GNL molto piccola (200m³) e chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³)



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

4.1.3 MV bunker Small size (1.000-5.000 m³)

Il primo esempio in Europa di nave GNL di piccola taglia a motore è la Knutsen Pioneer (Figura 23), di capacità 1.000 m³ che naviga lungo i fiordi norvegesi dal 2004 i cui dati dimensionali sono riportati in Figura 22.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

Figura 22: Principi dimensionali delle navi “MV bunker Small size (1.000-5.000 m³)”

		Knutsen Pioneer	Skangas Coralius
Year		2004	2018
Gas capacity	m ³	1	5
Type	Ss	Type-C (4.bar)	Type-C (4.bar)
Dwt	Dwt	817	3
Loa	m	69.0	99.6
Beam	m	11.8	18.0
Draught	m	3.5	5.7
Speed	Knots	13.0	13.5

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 23: Esempio di navi “MV bunker Small size (1.000-5.000 m³)”



Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Una tipica nave bunker GNL di piccola taglia a motore ha serbatoi di circa 5.000m³, con capacità d’invio di 600m³/h. Il sistema di stoccaggio del GNL a bordo della nave può essere costituito da 2 cilindri a pressione da 2.500 m³(in grado di gestire il GNL a "caldo" a 4 bar). Il vantaggio di questa opzione, rispetto alle unità di bunkering precedentemente esaminate, è la capacità di rifornire navi alimentate a GNL di dimensioni più elevate, ossia con domanda e capacità di stoccaggio maggiori. Attualmente sono operative circa 15 navi di questa classe, localizzate in Giappone, ma anche in Europa e negli Stati Uniti.

Questa tipologia di asset ha una capacità annua di bunkering GNL di circa 520.000 m³/y (5.000m³x 2u/w x 52w/y) presupponendo che l’asset in oggetto esegua due operazioni di bunkering (due viaggi a/r) alla settimana, e che la distanza tra l’hub di approvvigionamento del GNL e la nave da bunkerare sia inferiore o uguale a 500 km. Tanto premesso i temi complessivi si stiano come segue: tempo viaggio a/r (andata e ritorno) richiede 22 ore di navigazione complessive alla velocità media di 13 nodi, 10 ore il carico e 10 per lo scarico alla velocità di 600m³/h, 2 ore per ciascuna operazione di ancoraggio, ormeggio, disormeggio, uscita dal porto, ed infine 12 ore di inattività.

In relazione ai costi di capitale (CAPEX) una nave GNL di queste dimensioni (5.000m³), richiede un investimento iniziale in termini assoluti di circa 21 milioni di euro. La parte più consistente di spesa CAPEX è inerente alla costruzione del sistema di storage (LNG storage IN/OUT construction cost),

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

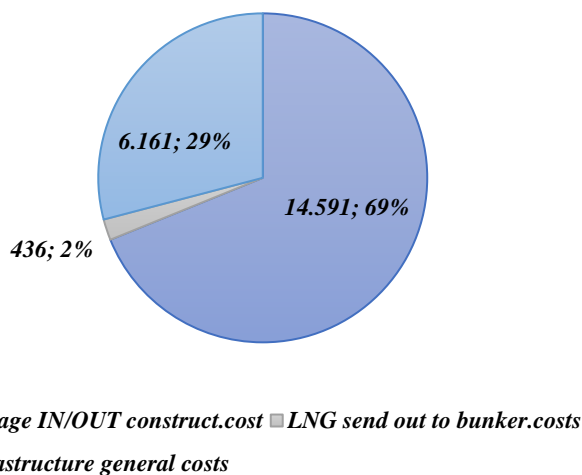
Contributo partner di progetto

per cui è stimato un costo di 14,59 milioni euro (70%), inclusivo della costruzione dei serbatoi e delle pompe e tubi di rifornimento. Le spese per le attrezzature di trasferimento di GNL (tubi e pompe, LNG send out to bunker cost) è invece di 0,436 milioni euro (2%), considerando una distanza tra le due navi di 10 metri.

In relazione alle spese generali per la costruzione dell'asset navale (LNG infrastructure general cost), che includono il costo per il project management & engineering, il costo per il set up dell'asset e della struttura, i costi di assicurazione e di vari altri items, si stimano 6,16 milioni euro (29%).

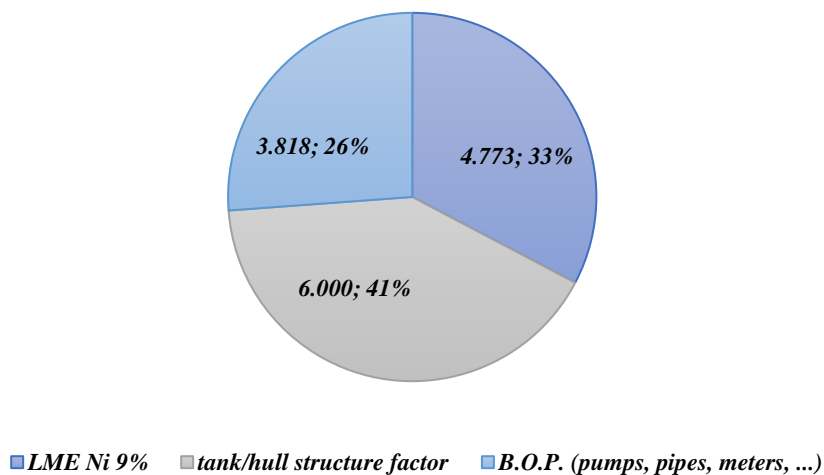
Pertanto, il costo CAPEX totale per metro quadro di capacità totale annua dell'impianto al netto dei costi della logistica risulta essere di 41 euro per m³ (21,2 milioni euro diviso 520.000 m³ capacità totale annua), il 22% in meno rispetto alla soluzione chiatta bunker di piccola taglia (1.000-3000 m³). Nella Figura 24 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle macro-voci CAPEX mentre, in Figura 25, Figura 26 e Figura 27 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX.

Figura 24: Distribuzione delle macrocategorie di costo capitale per la costruzione di una MV bunker Small size (5.000 m³); valori assoluti in migliaia di euro



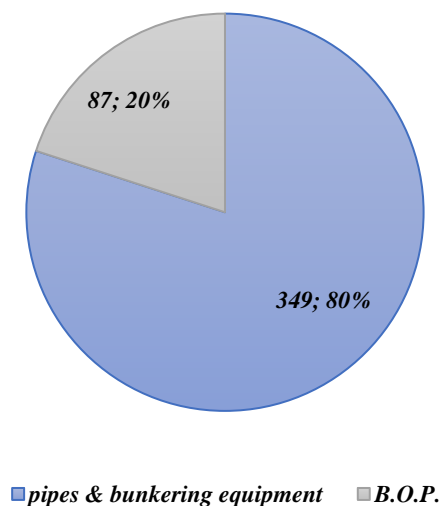
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 25: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di una MV bunker Small size (5.000 m³); valori assoluti in migliaia di euro



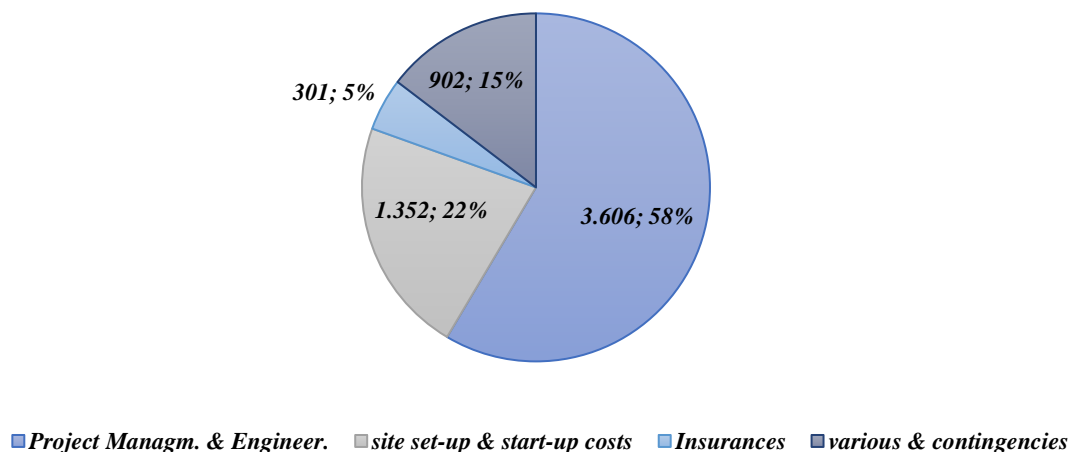
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 26: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di una MV bunker Small size (5.000 m³); valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

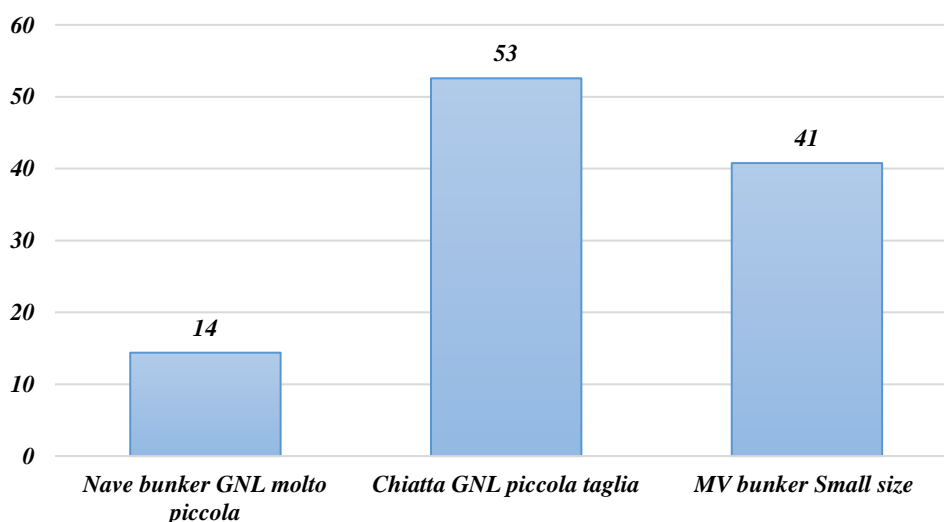
Figura 27: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general cost” per la costruzione di una MV bunker Small size (5.000 m³); valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In Figura 28 è riportato il dato di costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva della tecnologia qui descritta rispetto alle precedenti, ovvero nave bunker GNL molto piccola (200m³) e chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³).

Figura 28: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua dell'impianto; nave bunker GNL molto piccola (200m³) & chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³) e MV bunker Small size (5.000 m³).



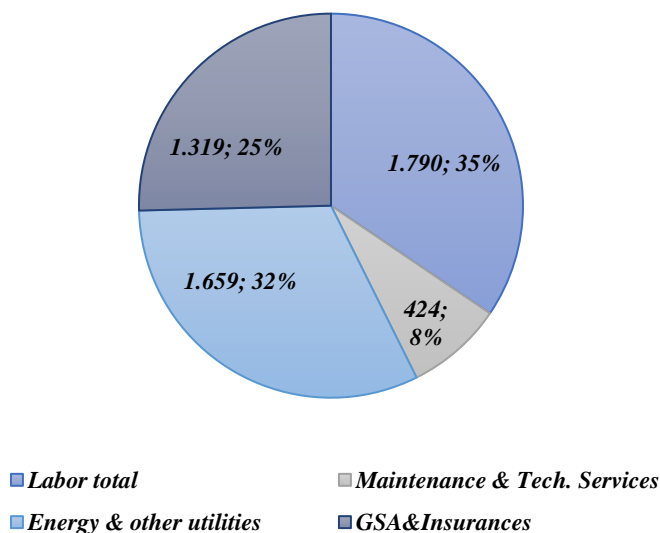
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Il mercato dell'usato di queste unità di bunkering, come nei casi precedenti, non è ancora sviluppato e non sono presenti transazioni con oggetto navi con caratteristiche simili. Come regola generale, si può stimare una vita utile della nave di circa 25 anni e perciò un ammortamento annuo del 4% che bisogna ponderare per il periodo economico di mercato (mercato alto o basso).

Il costo operativo annuo (OPEX) in termini assoluti previsto per questa unità navale (5.000 m³), con un equipaggio di circa 24/25 marinai e che naviga circa 56.000nm (miglia nautiche) all'anno, si stima essere di 5,2 milioni di euro all'anno (Figura 29). Il costo del lavoro (labor cost) si aggira intorno al 35% del costo operativo totale (1,790 milioni euro), mentre il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,424 milioni euro (8%). Il costo per l'energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi di amministrativi (GSA&insurance), inclusivi delle spese di "safety" e assicurative, risultano essere rispettivamente di 1,659 milioni euro (32%) e 1,319 milioni euro (25%).

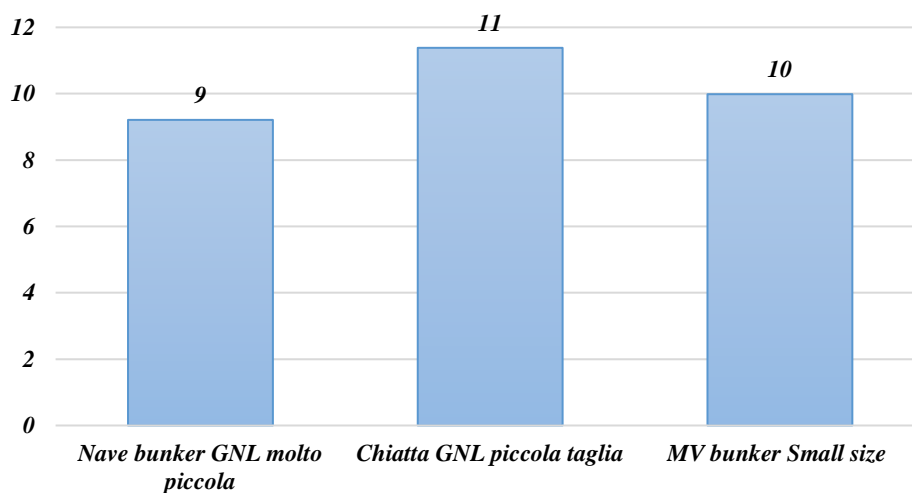
Il costo OPEX annuo per metro quadro di capacità totale annua dell'impianto al netto dei costi della logistica risulta quindi essere di 10 euro per m³ (5,19 milioni euro diviso 520.000 m³ di capacità totale annua) quasi il 10% in meno rispetto alla soluzione chiatta GNL di piccole dimensioni (1.000-3000 m³) e allo stesso livello della soluzione nave bunker GNL molto piccola (150-300m³) (Figura 30).

Figura 29: Distribuzione delle micro-voci di costo operativo di una MV bunker Small size (5.000 m³); valori assoluti in migliaia di euro.



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 30: Costo OPEX per metro quadrato di capacità all'anno; nave bunker GNL molto piccola (200m³) & chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³) & MV bunker Small size (5.000 m³)



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

4.1.4 MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m³)

Il primo esempio in Europa di nave bunker GNL di medie dimensioni è stato la 7.500m³ Metano Corallo di Anthony Veder in servizio dal 2008 (Figura 31).

Figura 31: Esempio di navi “MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m3)”



Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Poiché tale nave è stata costruita nella fase iniziale dell'industria GNL, ha una struttura multi-cargo, adatta anche per il rifornimento di GPL, ETH, NH₃ o CO₂, che comporta un costo dell'asset maggiore rispetto alle single purpose GNL e anche un costo maggiore delle attrezzature a bordo. Attualmente ci sono circa 20 navi di questa classe in funzione e la metà di loro sono da 7.500m³ di capacità. Le caratteristiche dimensionali di questa tipologia navale sono riportati in Figura 32.

Figura 32: Principi dimensionali delle navi “MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m³)”

		Coral Metano	TBN Stolt- Nielsen
Year		2008	2020 (x4)
Gas capacity	m ³	7,5	7,5
Type	Ss	Tipo-C (4.bar)	Tipo-C (4.bar)
Dwt	Dwt	6,018	4,5
Loa	m	117.8	116.0
Beam	m	18.6	19.0
Draught	m	5.8	6.0
Speed	Knots	15.5	13.5

Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Una tipica nave bunker GNL di medie dimensioni ha una capacità di 7.500m³, con capacità d’invio di 900m³/h. Lo storage GNL a bordo può essere costituito da 2 cilindri a pressione da 3.000/4.000m³ (in grado di gestire 4bar di GNL "caldo").

Questa tipologia di asset può avere un massimo di capacità annua di bunkering GNL di circa 780.000 m³/y (7.500m³ x 2u/w x 52w/y) , presupponendo che effettui due operazioni di bunkering (due viaggi andata e ritorno) a settimana se la distanza tra l’Hub di approvvigionamento del GNL e la nave da bunkerare sia di circa 500 km, tenuto conto che ogni viaggio a/r richiede 22 ore di navigazione complessive alla velocità media di 13 nodi, 10 ore per il carico e 10 per lo scarico alla velocità di 900m³/h, 2 ore per ciascuna delle operazioni di ancoraggio, ormeggio, disormeggio, uscita dal porto, e 12 ore di inattività.

In relazione ai costi di capitale (CAPEX) una nave GNL di queste dimensioni (in media 7.500 m³), richiede un investimento iniziale in termini assoluti di circa 35-40 milioni di euro. Al riguardo, sono presenti 5 ordini che confermano il prezzo stimato dal report del partner di progetto TDI rete GNL Assocostieri Servizi srl, come riportato in Figura 33.

Figura 33: Prezzo navi newbuilding “MV bunker Mid-size (6.000-10.000 m³) in ordine”

IMO/LR/IHS No	Name of Ship	Ship Type	Year	Deadweight	Newbuilding Price	Gas Capacity
9830898	AVENIR ADVANTAGE	Bunkering Tanker (LNG)	2020	3.800	40.000.000	7.350
9859636	FUELNG BELLINA	Bunkering Tanker (LNG)	2020	5.000	34.833.000	7.500
9830903	KEPPEL SINGMARINE H401	Bunkering Tanker (LNG)	2020	3.800	40.000.000	7.350
9868962	NANTONG CIMC SINOPACIFIC S1049	Bunkering Tanker (LNG)	2021	4.500	38.000.000	7.350
9868974	NANTONG CIMC SINOPACIFIC S1050	Bunkering Tanker (LNG)	2021	4.500	38.000.000	7.350

Fonte: Ns. elaborazione

La parte più consistente di spesa CAPEX è inerente alla costruzione del sistema di storage della nave (LNG storage in/out construction cost), per cui è stimato un costo di 25,45 milioni euro (72%), inclusivo della costruzione dei serbatoi e delle pompe e tubi di rifornimento. Le spese per le attrezzature di trasferimento di GNL (tubi e pompe, LNG send out to bunker cost) è invece di 0,623 milioni euro (2%), considerando una distanza tra le due navi di 10 metri.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

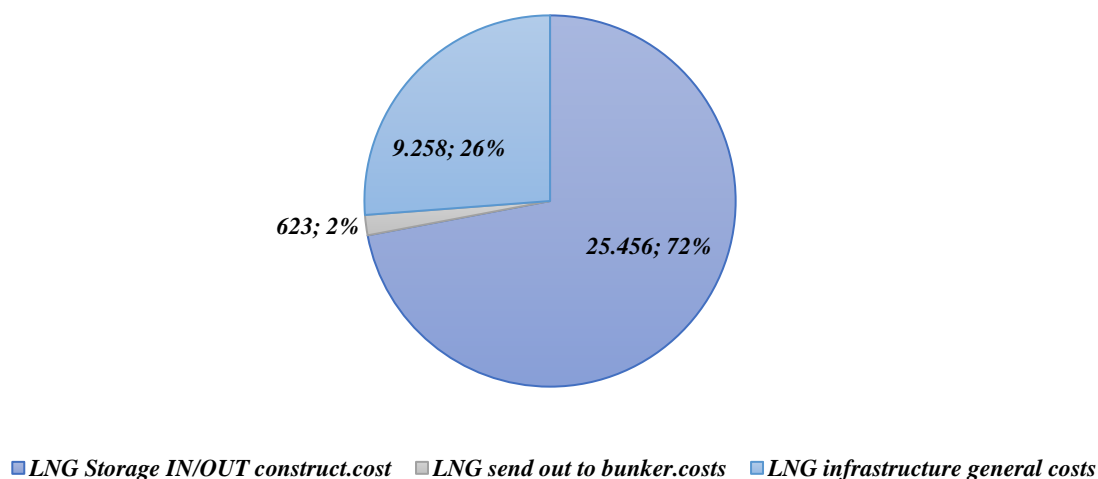
Contributo partner di progetto

In relazione alle spese generali per la costruzione dell'asset navale (LNG infrastructure general cost), che includono il costo per il project management & engineering, il costo per il set up dell'asset e della struttura, i costi di assicurazione e di vari altri items, si stimano 9,25 milioni euro (26%).

Tanto premesso, il costo CAPEX totale per metro quadro di capacità totale annua dell'impianto al netto dei costi della logistica di approvvigionamento risulta essere di 45 euro per m³ (35,3 milioni euro diviso 780.000 m³ di capacità totale annua), il 9% in più rispetto alla soluzione MV bunker small size (1.000-5.000 m³). Nella

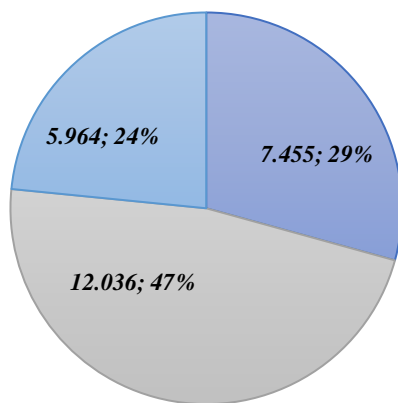
Figura 34 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle macro-voci CAPEX mentre, in Figura 35, Figura 36 e Figura 37 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX considerata.

Figura 34: Distribuzione delle macrocategorie di costo capitale per la costruzione di una MV bunker Mid-size (7.500 m³)



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

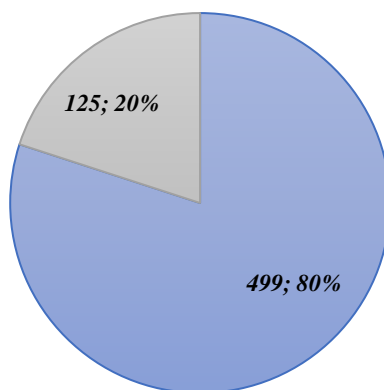
Figura 35: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di una MV bunker Mid-size (7.500 m³)



■ LME Ni 9% ■ tank/hull structure factor ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

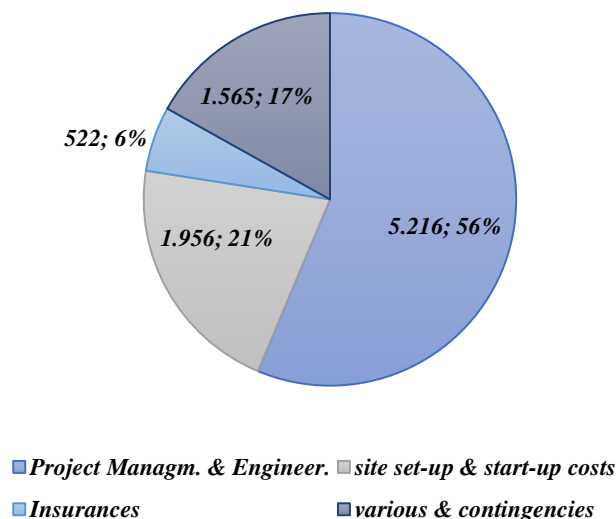
Figura 36: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di una MV bunker Mid-size (7.500 m³)



■ pipes & bunkering equipment ■ B.O.P.

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

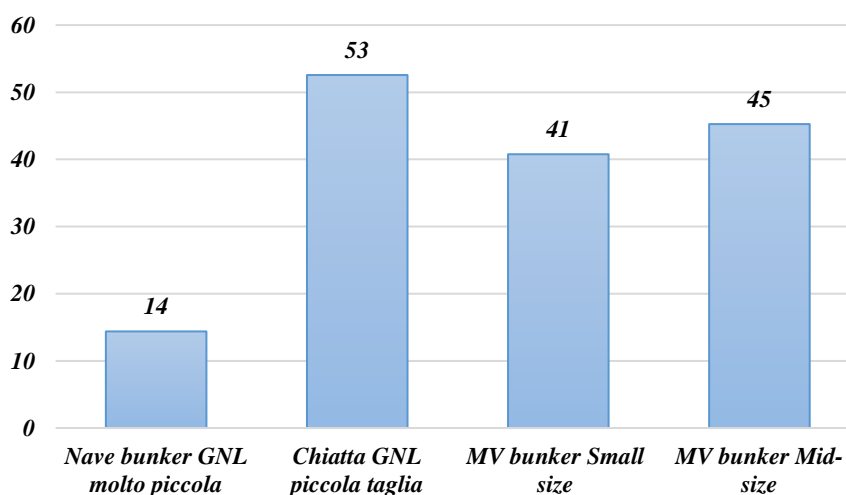
Figura 37: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general cost” per la costruzione di una MV bunker Mid-size (7.500 m³)



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In Figura 38 è invece riportato il dato di costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua della tecnologia qui descritta rispetto alle precedenti (nave bunker GNL molto piccola (200m³), chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³) e MV bunker Small size (5.000 m³)).

Figura 38: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua dell’impianto; nave bunker GNL molto piccola (200m³), chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³), MV bunker Small size (5.000 m³) e MV bunker Mid-size (7.500 m³)



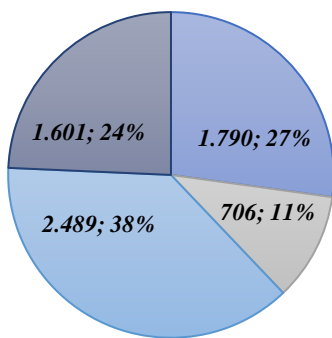
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Anche in questo caso, il mercato dell'usato non è ancora sviluppato e non sono presenti casi di transazioni con oggetto navi simili. Come regola generale, si può stimare una vita utile della nave di circa 25 anni e perciò un ammortamento annuo del 4% che bisogna ponderare per il periodo economico di mercato (mercato alto o basso).

Il costo operativo annuo (OPEX) in termini assoluti previsto, con un equipaggio di circa 24/25 marinai e che naviga circa 56.000nm (miglia nautiche) all'anno, si stima essere di 6,58 milioni di euro all'anno (Figura 39). Il costo del lavoro (labor cost) si aggira intorno al 27% del costo operativo totale, 1,790 milioni euro mentre, il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,706 milioni euro (11%). Il costo per l'energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi amministrativi (GSA&insurances cost), inclusivi delle spese di "safety" e delle assicurazioni, risultano essere rispettivamente di 2,48 milioni euro (38%), voce di costo con maggiore incidenza sul costo totale OPEX annuo, e 1,6 milioni euro (30%).

Il costo OPEX annuo per metro quadro di capacità totale annua dell'impianto risulta quindi essere di 8 euro per m³ (6,58 milioni euro diviso 780.000 m³ di capacità totale annua), il 20% in meno rispetto alla MV bunker Small size (5.000 m³) (Figura 40).

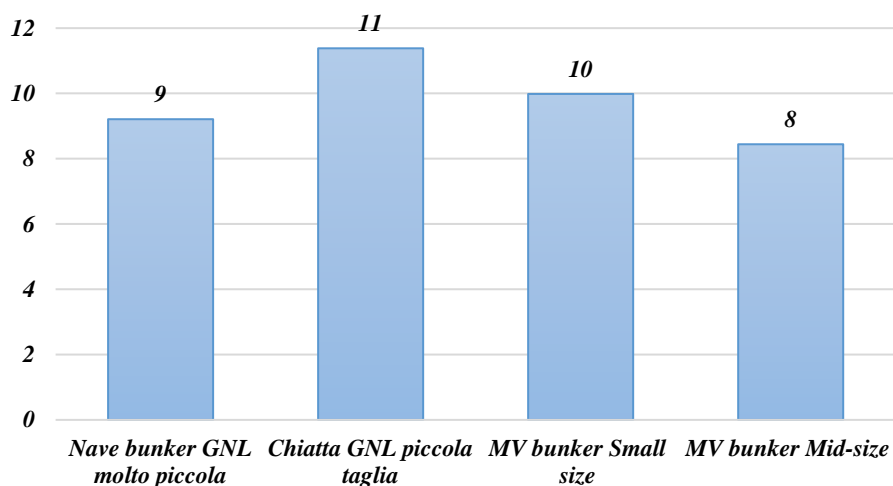
Figura 39: Distribuzione dei costi operativi di una MV bunker Mid-size (7.500 m³); valori assoluti in migliaia di euro



■ Labor total ■ Maintenance & Tech. Services ■ Energy & other utilities ■ GSA&Insurances

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 40: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità produttiva annua; nave bunker GNL molto piccola (200m³), chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³), MV bunker Small size (5.000 m³) e MV bunker Mid-size (7.500 m³)



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

4.1.5 MV bunker Large size (15.000-30.000 m³)

Il primo esempio in Europa di nave bunker GNL di grandi dimensioni è stata la Coral Energy di Anthony Veder da 15.600 m³ in servizio dal 2012 nel Baltico (Figura 41). Ad oggi si annoverano circa 30 navi di questa classe in funzione, tra cui:

- ✓ JS Ineos che ha 8 serbatoi da 27.500m³ e trasporta GNL dagli USA all' Europa.
- ✓ Stolt Nielsen/Avenir che ha 4 serbatoi da 20.000m³ ed è prevista in consegna nel 2021.
- ✓ Coral Encanto noleggiata da Knutsen a Edison per rifornire le navi in sosta al porto di Ravenna che ha un serbatoio da 30.000m³.

Figura 41: Esempio di navi "MV bunker Large size (15.000-30.000 m³)"



Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In Figura 42 sono riportati i principi dimensionali di tale tipologia navale.

Figura 42: Principi dimensionali delle navi “MV bunker Large size (15.000-30.000 m³)”

		Coral Energy	TBN Stolt-Nielsen	Coral Encanto
Year		2012	2021 (2/2)	2018
Gas capacity	m ³	15,6	20	30
Type	Ss	Tipo-C (4.bar)	Tipo-C (4.bar)	Tipo-C (4.bar)
Dwt	Dwt	12,268	12,5	18,637
Loa	m	155.6	159.9	181.3
Beam	m	22.7	24.0	36.0
Draught	m	7.5	8.2	7.7
Speed	Knots	15.5	15.5	16.0

Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Una tipica nave bunker GNL di grandi dimensioni ha una capacità di 30.000m³, con capacità d’invio 1.800m³/h. Il sistema di stoccaggio del GNL a bordo di questa tipologia navale può essere costituito da 3 cilindri a pressione da 5.000 m³ o 4 cilindri da 7.500 m³ (in grado di gestire GNL "caldo").

Questa tipologia di asset, con serbatoio da 30.000 m³, può avere un massimo di capacità annua di bunkering GNL di circa 3,12 milioni m³/y (30.000 m³x 2u/w x 52w/y) presupponendo che l’asset in oggetto esegua due operazioni di bunkering (due viaggi di andata e ritorno) a settimana se la distanza tra l’hub di approvvigionamento LNG e la nave da bunkerare sia di circa 500 km, poiché ogni viaggio di andata e ritorno richiede circa 36 ore per completare un viaggio a/r ad una velocità media di 16 nodi, 32 ore per le operazioni di carico/scarico ad una velocità di 1.800m³/h, 2 ore per ciascuna delle operazioni di ancoraggio, ormeggio, disormeggio, uscita dal porto, e 8 ore di inattività.

In relazione ai costi di capitale (CAPEX) una nave GNL di queste dimensioni, 30.000m³, richiede un investimento iniziale in termini assoluti di circa 86 milioni di euro. Della medesima tipologia navale, ma con una dimensione inferiore (18.400 m³) risulta ad oggi 1 solo ordine: l’unità navale Gas Agility il cui prezzo di costruzione è di 68 milioni USD (ovver 60 milioni euro), in linea con quanto stimato da Assocostieri srl considerando le diverse dimensioni delle navi (Figura 43).

Figura 43: Prezzo navi newbuilding “MV bunker Large size (30.000 m³)”

IMO/LR/IHS No	Name of Ship	Ship Type	Year	Deadweight	Newbuilding Price	Gas Capacity
9850680	GAS AGILITY	Bunkering Tanker (LNG)	2020	9.457	68.000.000	18.399

Fonte: Ns. elaborazioni

La parte più consistente di spesa CAPEX è inerente alla costruzione del sistema di storage della nave (LNG storage in/out construction cost), per cui è stimato un costo di 73,646 milioni euro (86%), inclusivo della costruzione dei serbatoi e delle pompe e tubi di rifornimento. Le spese per le attrezzature di trasferimento di GNL (tubi e pompe, LNG send out to bunker cost) è invece di 1,18 milioni euro (1%), considerando una distanza tra le due navi di 10 metri.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

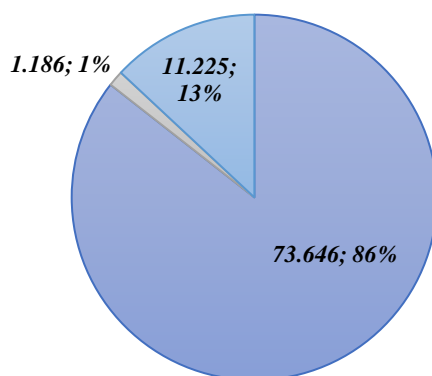
Contributo partner di progetto

In relazione alle spese generali per la costruzione dell'asset navale (LNG infrastructure general cost), che includono il costo per il project management & engineering, il costo per il set up dell'asset e della struttura, i costi di assicurazione e di vari altri items, si stimano 11,22 milioni euro (13%).

Il costo CAPEX totale per metro quadro di capacità totale annua dell'impianto al netto dei costi della logistica di approvvigionamento risulta pari a 28 euro per m³ (86,1 milioni euro/3.120.000 m³ di capacità totale annua), il 50% in meno rispetto alla soluzione Mid size LNG bunker MV. Nella

Figura 44 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle macro-voci CAPEX mentre, in Figura 45, Figura 46 e Figura 47 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX considerata.

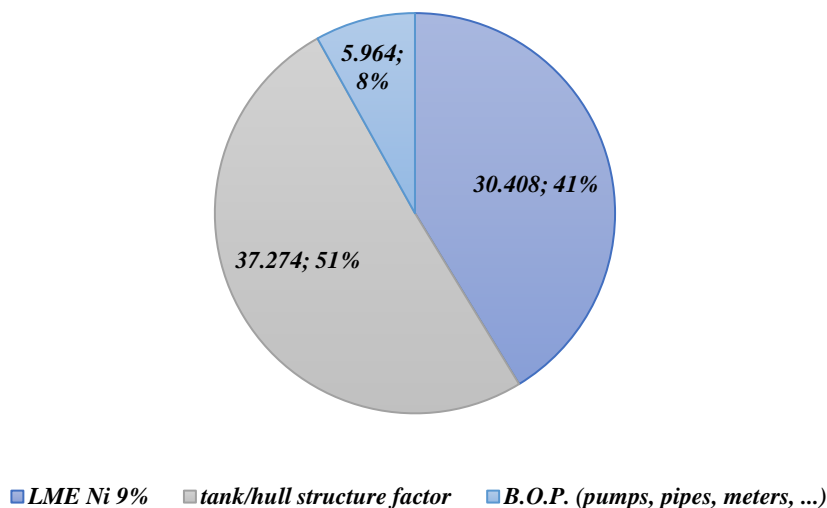
Figura 44: Distribuzione delle macrocategorie di costo capitale per la costruzione di una MV bunker Large size (30.000 m³); valori assoluti in migliaia di euro



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost ■ LNG send out to bunker.costs ■ LNG infrastructure general costs

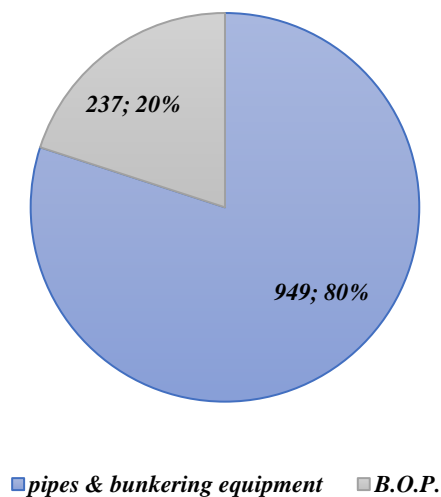
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 45: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di una MV bunker Large size (30.000 m³); valori assoluti in migliaia di euro



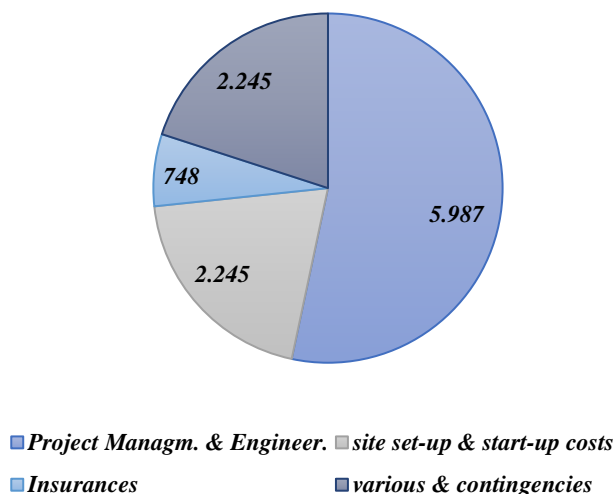
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 46: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di una MV bunker Large size (30.000 m³); valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

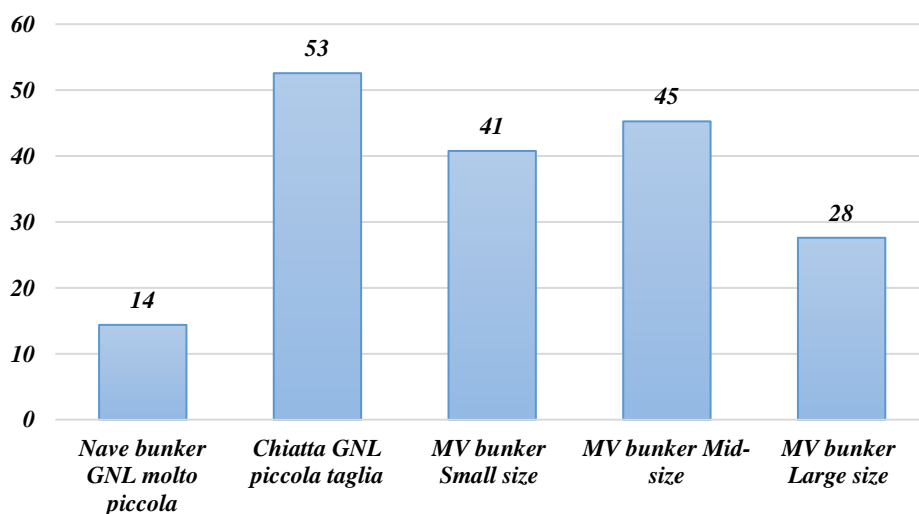
Figura 47: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di una MV bunker Large size (30.000 m³); valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In Figura 48 è invece riportato il dato di costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva della tecnologia qui descritta rispetto alle precedenti, ovvero, nave bunker GNL molto piccola (200 m³), chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³), MV bunker Small size (5.000 m³) MV bunker Mid-size (7.500 m³).

Figura 48: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua dell’impianto; nave bunker GNL molto piccola (200m³), chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³), MV bunker Small size (5.000 m³), MV bunker Mid-size (7.500 m³) e MV bunker Large size (30.000 m³)



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

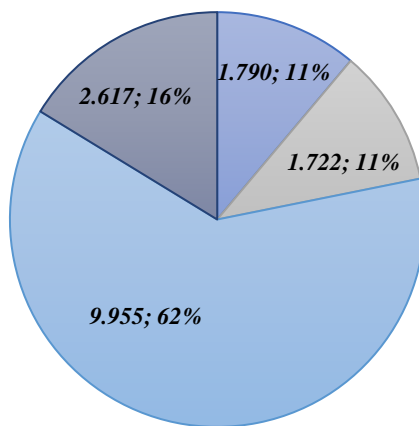
Contributo partner di progetto

Anche in questo caso, il mercato dell'usato non è ancora sviluppato e non sono presenti casi di transazioni con oggetto navi simili. Come regola generale, si può stimare una vita utile della nave di circa 30 anni e perciò un ammortamento annuo del 3,3% che bisogna ponderare per il periodo economico di mercato (mercato alto o basso).

Il costo operativo annuo (OPEX) in termini assoluti previsto per questa tipologia navale (30.000 m³), con un equipaggio di circa 24 marinai e che naviga circa 56.000nm (miglia nautiche) all'anno, si stima essere di 16 milioni di euro all'anno (Figura 49). A differenza delle altre opzioni di bunkering GNL tramite sistema STS (eccetto che la soluzione MV bunker medium size), dove il costo del lavoro risultava essere la voce di costo preponderante, in questo caso, la voce di costo operativo che risulta più consistente è quella del consumo energia e altre utenze (energy & other utilities cost), 9,95 milioni euro (62%) mentre, il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 1,722 milioni euro (11%). Il costo del lavoro (labor cost) si stima intorno all' 11% del costo operativo totale, 1,790 milioni euro.

I costi amministrativi annui (GSA&insurances), inclusivi dei costi di "safety" e assicurativi, risultano essere di 2,61 milioni euro (16%).

Figura 49: Distribuzione dei costi operativi di una MV bunker Large size (30.000 m³); valori assoluti in migliaia di euro

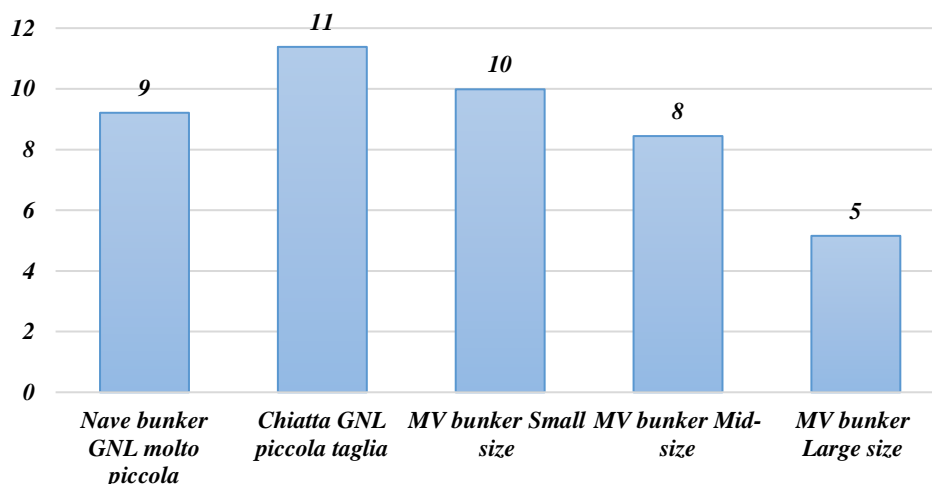


■ Labor total ■ Maintenance & Tech. Services ■ Energy & other utilities ■ GSA&Insurances

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Ciò detto, il costo OPEX annuo per metro quadro di capacità totale annua dell'impianto al netto dei costi della logistica risulta essere di 5 euro per m³ (16,08 milioni euro diviso 780.000 m³), quasi il 40% in meno rispetto alla soluzione MV bunker Mid-size (7.500 m³) (Figura 50).

Figura 50: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità produttiva annua; nave bunker GNL molto piccola (200m³), chiatta bunker di piccola taglia (1.500 m³), MV bunker Small size (5.000 m³), MV bunker Mid-size (7.500 m³) e MV bunker Large size (30.000 m³)



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

4.1.6 Analisi comparativa delle opzioni STS

Al fine di svolgere un'analisi comparativa e fornire indicazioni di sintesi in merito ai profili economico-finanziari caratterizzanti le diverse opzioni di bunkering di GNL esaminate nell'ambito della soluzione STS, sono state selezionati le seguenti variabili tecnico/operative:

- ✓ Capacità media serbatoio (m³)
- ✓ Capacità d'invio (m³/h)
- ✓ Capacità massima annua (m³) la quale dipende dal numero di rifornimenti settimanali che a loro volta dipendono da:
 - Distanza tra il punto HUB di approvvigionamento e la nave da bunkerare (km)
 - Velocità della nave (knots)
 - Ore di navigazione e ore in porto

Nella Tabella 1 sono riportati i valori di tali variabili per ogni opzione di bunkering STS analizzata.

Tabella 1: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Capacità media serbatoio (m ³)	200	1.500	5.000	7.500	30.000
Capacità d'invio (m/h ³)	150	600	600	900	1.800
Velocità (knts)	12,5	7	13	13	16
Distanza Hub Approvvigionamento e nave da bunkerare (km)	50	250	500	500	500
Ore navigazione e in porto (carico/scarico/inattivo/operazioni portuali)	13	56	84	84	96
Operazioni di bunkeraggio alla settimana	14	7	2	2	2
Capacità MAX annua (m ³)	146.000	234.000	520.000	780.000	3.120.000

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI

Le opzioni di bunkering STS considerate nel progetto TDI RETE-GNL, pertanto, includono un range di soluzioni tecniche molto ampio che va da impianti navali di piccola capacità (200 m³ di serbatoio e 146.000 m³ di capacità produttiva annua), a soluzioni tecnologiche ad alta capacità (30.000 m³ di serbatoio e 3 milioni di capacità produttiva annua).

Sulla base di dette variabili, si è proceduto all'analisi dei profili economici relative alle medesime, ponendo particolar enfasi sul dettaglio CAPEX e degli OPEX, sempre in linea con le ipotesi e le categorie di costo impiegati dagli altri partner di progetto.

Nella Tabella 2 sono riportati i dati di CAPEX complessivi per ogni opzione di investimento afferente alla categoria STS mentre, in Tabella 3 sono indicati i CAPEX annui per unità di capacità annua dell'impianto, considerando una vita economica utile dell'impianto-nave di circa 25 anni (fonte: Allied shipping research).

Tabella 2: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	1.228.000	8.775.000	14.591.000	25.456.000	73.646.000
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	155.000	436.000	436.000	623.000	1.186.000
Costi generali di infrastruttura del GNL	719.000	3.039.000	6.161.000	9.258.000	11.224.000
Costi della supply chain del GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costo CAPEX totale	2.102.000	12.250.000	21.188.000	35.337.000	86.056.000

Fonte: Ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi Srl P1 UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

Tabella 3: Costo CAPEX annuo per m³ di capacità produttiva delle opzioni di bunkering di tipo STS (25 anni vita utile).

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	0,34	1,50	1,12	1,31	0,94
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	0,04	0,07	0,03	0,03	0,02
Costi generali di infrastruttura del GNL	0,20	0,52	0,47	0,47	0,14
Costi della supply chain del GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costo CAPEX unitario totale annuo	0,58	2,09	1,63	1,81	1,10

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI

L'analisi comparativa dei dati riportati nelle precedenti tabelle evidenzia come i CAPEX aumentino in modo meno che proporzionale al crescere della dimensione dell'asset navale. Ciò si traduce in importanti effetti di scala da cui ne consegue una progressiva riduzione del CAPEX richiesto per unità di capacità. In particolare, le indagini empiriche condotte mostrano come i CAPEX totali per una nave bunker molto piccola (200 m³ di serbatoio) siano pari a 2,1 milioni di euro mentre l'investimento per una nave MV bunker di grossa dimensione (30.000 m³ di serbatoio) sia pari a 86 Milioni di euro; a fronte di un incremento dei CAPEX di 42x si registra però un aumento nell'ordine di 140x in relazione alla capacità di storage/bunkering di GNL dell'asset nave.

L'effetto delle economie di scala dell'impianto è maggiormente visibile prendendo in considerazione il rapporto tra l'investimento complessivo annuo richiesto e la capacità annua dell'impianto nave (Tabella 3) Infatti, considerando una vita utile degli impianti STS di 25 anni, il costo di capitale annuo per m³ di capacità produttiva annua passa da 0,58 euro per m³ della soluzione "nave bunker molto piccola (200 m³ di serbatoio)" a 1,1 euro per m³ della soluzione "MV bunker di grossa dimensione (30.000 m³ di serbatoio)", con un aumento di 1x del costo annuo di capitale per m³ di capacità produttiva rispetto ad un aumento della capacità produttiva annua di oltre 20x.

In relazione all'analisi dei costi OPEX delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS, in Tabella 4 sono riportati i dati relativi agli OPEX annui espressi in valore assoluto, mentre nella Tabella 5, si riportano i dati di costo OPEX annui per unità di capacità annua dell'impianto.

Tabella 4: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Costo del lavoro	530.000	950.000	1.790.000	1.790.000	1.790.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	42.000	246.000	424.000	706.000	1.722.000
Costi per l'energia e altre utenze	465.750	746.500	1.659.000	2.488.750	9.954.750
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	307.000	721.000	1.319.000	1.601.000	2.617.000
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	1.344.750	2.663.500	5.192.000	6.585.750	16.083.750
Costo del lavoro	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi per l'energia e altre utenze	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi della supply chain del GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costo operativo totale	1.344.750	2.663.500	5.192.000	6.585.750	16.083.750

Fonte: Assocostieri Servizi Srl/ UNIGE-CIELI e Enterprise Shipping Agency Srl/UNICA-

Tabella 5: Costo OPEX annuo per m³ di capacità annua dell'impianto delle opzioni di bunkering di tipo STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Costo del lavoro	3,63	4,06	3,44	2,29	0,57
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,29	1,05	0,82	0,91	0,55
Costi per l'energia e altre utenze	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	2,10	3,08	2,54	2,05	0,84
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	9,21	11,38	9,98	8,44	5,16
Costo del lavoro	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi per l'energia e altre utenze	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi della supply chain del GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costo operativo totale	9,21	11,38	9,98	8,44	5,16

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

L'analisi mostra evidenti benefici connessi alle economie di scala dell'impianto-nave. I dati riportati nella Tabella 5, mostrano infatti come all'aumentare delle dimensioni dell'impianto di

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

storage/bunkering di GNL, crescano in valore assoluto i costi dell'energia e delle altre utenze, anche se meno che proporzionalmente rispetto alle dimensioni dell'impianto nave. Al contrario, i costi del lavoro, passando dall'impianto "small size MV" a quello "large", rimangono costanti a causa della maggiore automazione dell'impianto. Infatti, il maggior livello di automazione della tecnologia determina costi CAPEX di "storage in/out" per la soluzione "MV bunker GNL di grosse dimensioni" (Tabella 3) più cospicui, in quanto tale opzione risulta altamente tecnologica e automatizzata, sostituendosi alla forza lavoro.

Ragionando in termini ponderati sulla capacità annua dell'impianto, i costi operativi annui risultano invece decrescere di quasi il 100% passando dalla tecnologia "nave bunker molto piccola (200 m³ di serbatoio)" alla tecnologia "MV bunker di grossa dimensione (30.000 m³)", riducendosi da 9,21 a 5,16 euro per unità di gas prodotta dall'impianto nave all'anno.

La Tabella 6 sintetizza i valori di costo totale in termini assoluti delle medesime soluzioni tecnologiche, considerando il primo anno di attività (totale CAPEX + OPEX annuo), mentre la Tabella 7, riporta i valori di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per unità di capacità annua dell'impianto, prendendo come riferimento una vita utile delle tecnologie STS di 25 anni.

Tabella 6: Costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo STS, primo anno di attività

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
CAPEX	2.102.000	12.250.000	21.188.000	35.337.000	86.056.000
OPEX ANNUO	1.344.750	2.663.500	5.192.000	6.585.750	16.083.750
COSTO TOTALE I ANNO	3.446.750	14.913.500	26.380.000	41.922.750	102.139.750

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI

Tabella 7: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva delle tecnologie di bunkering di tipo STS; vita utile 25 anni

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
CAPEX ANNUO/Capacità impianto	0,58	2,09	1,63	1,81	1,10
OPEX ANNUO/Capacità impianto	9,21	11,38	9,98	8,44	5,16
COSTO TOTALE ANNUO/Capacità impianto	9,79	13,48	11,61	10,26	6,26

Fonte: Ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl P1 UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

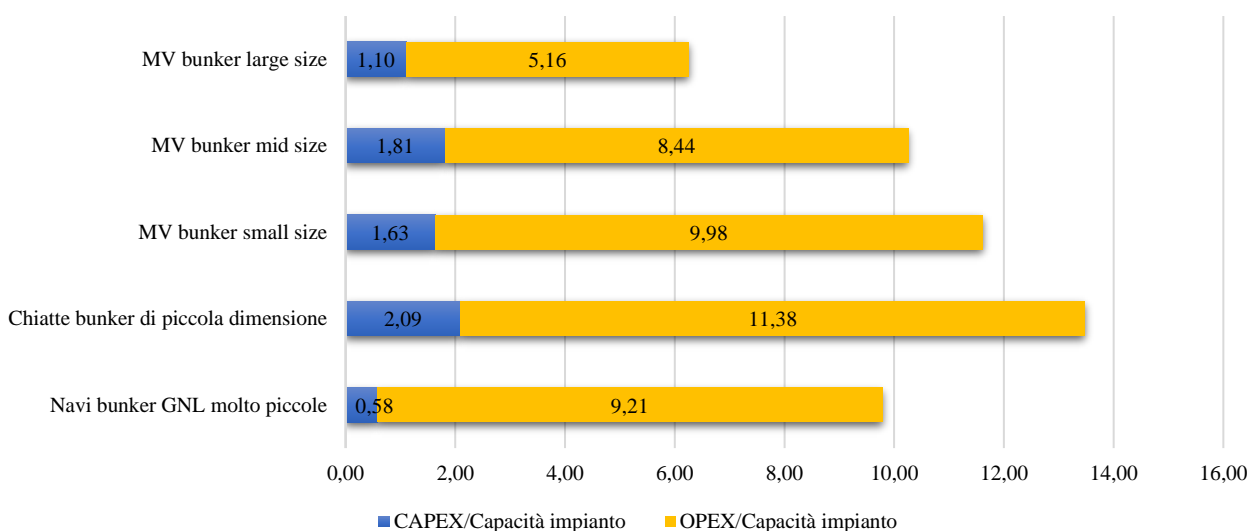
Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

In termini assoluti, passando da una nave “molto piccola (200 m³)” a una “grande (30.000 m³)”, la variazione del costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) risulta nell’ordine delle 28x (39x costi CAPEX e 11x costi OPEX), a fronte di un aumento della capacità di stoccaggio nell’ordine di 140x e della capacità produttiva di 20x.

Considerando il valore di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo), ponderato per la capacità annua dell’impianto (Figura 51), la variazione percentuale del costo annuo per m³ di capacità produttiva, passando da una nave “molto piccola (200 m³)” a una “grande (30.000 m³)”, risulta essere -36%, ovvero da 9,79 a 6,26 euro per m³.

Figura 51: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m³ di capacità produttiva delle tecnologie STS



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI

4.2 Truck to Ship (TTS)

La configurazione TTS rappresenta la soluzione tecnologica a implementazione più semplice, economica, flessibile e veloce per il bunkeraggio del GNL delle unità navali di piccola dimensione, in particolare durante la fase iniziale di switch della tecnologia di bunkering da bunker tradizionale a GNL che inizialmente richiede soluzioni temporanee negli impianti portuali esistenti e il refitting di sistemi di propulsione navale già esistenti.

Le operazioni di bunkering vengono espletate mediante l’impiego di un’autobotte o da un camion cisterna nel quale è stoccato il GNL. Pertanto, è necessario che la nave sia ormeggiata ad un molo o pontile raggiungibile da suddetti mezzi gommati che, dopo aver effettuato rifornimento presso l’hub primario di stoccaggio di GNL, situato all’interno o, presumibilmente, all’esterno dell’area portuale,

si posizionano in prossimità della nave per effettuare il rifornimento tramite specifiche tubature (Figura 52).

Figura 52: Rifornimento di GNL secondo configurazione TTS



Fonte: <http://www.donga.com/news/article/all/20190921/97506677/1>

I punti di forza della configurazione TTS sono l'elevata flessibilità e reversibilità che caratterizza tale tecnologia: il camion cisterna può affiancare la nave LNG-propelled da rifornire lungo diverse zone della medesima banchina, oppure lungo differenti banchine o aree del porto, salvo quando richiesto diversamente dalle procedure di sicurezza previste nella specifica area portuale. Inoltre, in termini economici, il vantaggio di tale soluzione è dovuto alle minime attrezzature necessarie per il corretto funzionamento della tecnologia, le quali risultano molto limitate rispetto ad altre soluzioni di bunkering di GNL. Infatti, al fine del corretto funzionamento della tecnologia TTS per il bunkering di GNL sono unicamente necessari:

- i. Una piccola estensione del terreno accanto alla banchina di bunkeraggio, che dovrebbe essere recintata per prevenire le intrusioni e soddisfare i requisiti minimi di sicurezza.
- ii. Tubi flessibili e bracci di carico manuali/semiautomatici per il collegamento alla nave⁴.
- iii. Utilizzo di attrezzature di sicurezza, tra cui: Emergency Release Systems (ERS⁵) (EN ISO 20519, Sezione 4.3), Emergency Release Coupling (ERC⁶) e Emergency Shut Down (ESD⁷),

⁴ Il trasferimento di GNL viene effettuato principalmente con tubi flessibili criogenici. Questi devono soddisfare i requisiti della norma EN 1474-2. Per una portata di 50 m³/h che consentirebbe di svuotare un ISO-container in meno di un'ora, è importante che il diametro del flessibile sia sufficiente per non superare una velocità del fluido di 10m/s nel flessibile. Le soluzioni Truck-to-Ship spesso non prevedono un flessibile per il ritorno del gas. In questo caso la nave da bunkerare gestisce le sue evaporazioni. La norma ISO 20519 richiede che i tubi flessibili siano dotati di un sistema di arresto di emergenza (ESD) e di un sistema di disconnessione di emergenza (ERS).

⁵ Il sistema di disconnessione di emergenza è un dispositivo di sicurezza progettato per proteggere i tubi flessibili, ad esempio nel caso in cui la nave esca dai suoi limiti operativi o la motocisterna si sposti. In caso di situazione pericolosa, l'ERS consente di scollegare i tubi flessibili attivando un raccordo di disconnessione di emergenza (ERC) e chiudendo le valvole di isolamento, riducendo così al minimo le perdite di GNL o di gas.

⁶ L' emergency Release Coupling (ERC) è il punto di interruzione all'interno di un sistema di trasferimento ed è progettato per ridurre al minimo i rischi per le risorse, il personale, e l'ambiente. Tale sistema arresta il flusso di trasferimento in caso di emergenza, le valvole si chiudono e l'ERC si separa. Ciò interrompe i flussi a valle e a monte all'interno del sistema di trasferimento.

⁷ Questo sistema permette di arrestare l'operazione di bunkeraggio fermando le pompe di trasferimento del GNL e chiudendo le valvole di sicurezza. Può essere attivato manualmente o automaticamente, ad esempio a seguito del rilevamento di gas da parte di un sensore.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

rilevatori di fuoriuscite di gas e sistemi di allarme antincendio, barriere idriche e attrezzature antincendio.

A fronte di ridotti investimenti infrastrutturali iniziali, la soluzione di TTS viene considerata come un'opzione di bunkering "di prova", nel senso che può essere implementata allo scopo di verificare l'eventuale convenienza economica da parte del terminal (o di altri soggetti economici volenterosi a sviluppare l'attività di rifornimento di GNL in porto), prima di procedere con investimenti infrastrutturali più consistenti e meno reversibili, come ad esempio quelli relativi all'implementazione di una configurazione di tipo Terminal To Ship o anche Ship To Ship.

In ragione della ridotta capacità dei serbatoi dei camion e delle autobotti (40-80 m³), la configurazione TTS costituisce una via percorribile esclusivamente per il rifornimento di navi LNG-propelled che richiedono volumi fino a 200-400 m³ di GNL.

Oltre alla ridotta capacità dei serbatoi dei camion cisterne, un'ulteriore criticità della presente configurazione tecnologica consiste nella limitata velocità di trasferimento del GNL, che si aggira intorno ai 40-60 m³/h. Questo comporta lunghe tempistiche per il rifornimento del GNL e, di conseguenza, una ridotta competitività della presente configurazione (TTS) rispetto alle altre tipologie, soprattutto quando il mercato di riferimento è costituito da navi da rifornire con serbatoi dotati di elevate capacità.

Un ulteriore punto di debolezza è rappresentato dal costo variabile unitario per m³ di GNL trasferito, poiché su di esso incide in modo significativo il costo del trasporto (che ovviamente include anche eventuali pedaggi). Tale costo variabile può superare nel medio-lungo termine, e in relazione a elevati volumi movimentati, i benefici connessi ai ridotti investimenti iniziali richiesti. Al fine di compensare, o addirittura risolvere, tale criticità, spesso viene incrementata la capacità di carico dei singoli camion/autobotti per mezzo dell'aggiunta di rimorchi (soluzioni analoghe ai multi-trailer). Ciò non comporta problemi in termini di ulteriore equipment necessario alle operazioni di rifornimento della nave LNG-propelled, poiché tali camion/autobotti sono spesso dotati di tutta l'attrezzatura necessaria al carico e allo scarico del GNL, inclusi i tubi e la pompa fondamentali per il bunkeraggio. La fase di riempimento del serbatoio del camion o dell'autobotte avviene facendo ricorso ai tubi appartenenti alla struttura di rifornimento di terra, nel rispetto delle regole e delle norme procedurali relative alla temperatura del serbatoio stesso. Invece di impiegare un numero maggiore di camion cisterna in sequenza, è possibile quindi far ricorso a più autobotti collegate tra loro contemporaneamente. In questo caso, si fa riferimento al "*Multi Truck-To-Ship bunkering*", che meglio risponde alle esigenze degli armatori, sia in termini di capacità, sia delle tempistiche complessive necessarie per completare le operazioni.

Prima di iniziare l'operazione di bunkeraggio dovrà essere sempre testato il corretto funzionamento del sistema di arresto di emergenza. Se il sistema di arresto di emergenza viene attivato, il trasferimento di GNL non può riprendere finché non sono state ripristinate le normali condizioni di sicurezza e controllati i sistemi di sicurezza.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

Tanto premesso, le cinque principali opzioni di bunkering relative alla soluzione TTS sono:

1. Iso-container su gomma
2. Bunkeraggio mediante atb
3. Iso-container su skid
4. Cisterna su skid
5. Iso container/cisterna su multi-track

4.2.1 *Iso-container su gomma*

Un criogenico 40' ISO-Container è l'unità più flessibile ed economica per il trasporto di GNL su strada, ferrovia, traghetto o container, dall'hub di origine del GNL all'impianto di bunker GNL, e può anche essere utilizzato come serbatoio di stoccaggio per le operazioni di bunkeraggio del GNL e anche come serbatoio di stoccaggio della nave stessa (principalmente in caso di retro-montaggio).

Un contenitore ISO di buona qualità 40' è costituito da un cilindro a pressione Nickel 9%/AISI-304 (1st contenimento), con un volume liquido lordo di circa 45 litri, interamente incluso in un cilindro a pressione in acciaio inox (un secondo contenimento), con isolamento intermedio (solitamente diversi strati di alluminio), in grado di mantenere il GNL a bassa temperatura per un periodo di almeno due mesi dalle sue condizioni di carico (possibilmente pressione atmosferica a -162gradi), coincidenti con i tempi di trasporto e di utilizzo, fino a quando la pressione e le temperature di equilibrio salgono alle sue condizioni di progettazione (di solito 8 bar e -130C) dopo di che le valvole di soccorso della pressione di sicurezza iniziano a degassare. Le apparecchiature ausiliarie includono tubi e valvole IN/OUT, sistemi di condensazione e vaporizzazione e dispositivi di sicurezza (possibilmente con sistema remoto SCADA). Inoltre, una pompa di servizio e un misuratore di flusso possono essere montati come opzioni aggiuntive. Il contenitore ISO da 40' su ruote è altresì collegato alle attrezzature di bunkeraggio della nave e quindi non necessita di un serbatoio fisso di stoccaggio GNL.

La capacità netta di GNL di un contenitore ISO da 40' è di circa $45 \text{ m}^3 \times 89\% \approx 40.000 \text{ m}^3 \approx 17,600 \text{ t}$. Il bunkering GNL può essere eseguito ad una velocità massima di circa $50 \text{ m}^3/\text{h}$ per consentire un bilanciamento sicuro delle pressioni BOG ed evitare il rilascio di gas nell'atmosfera. Quando il contenitore ISO è vuoto si allontana e viene sostituito da un'altra unità completa di GNL nella stessa posizione o l'apparecchiatura viene spostata in un'altra location per bunkerare un'altra nave in base alle esigenze.

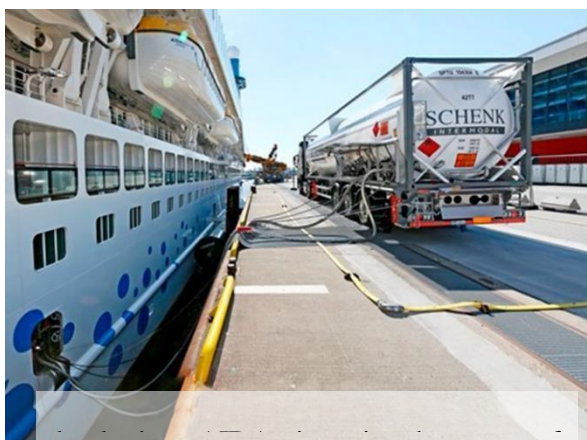
La soluzione TTS più elementare e flessibile è costituita dalle seguenti componentistiche che possono essere spostate e riposizionate accanto alle banchine in cui la nave che necessita di bunkeraggio è ormeggiata:

- ✓ Recinzione della zona di sicurezza in cui viene eseguito il bunkering GNL (di solito un rettangolo di almeno 15 m x 30m, 500 m^3 , minima area di sicurezza uguale per tutte le soluzioni TTS eccetto che per la soluzione multi-track per cui sono necessari 1.000 m^3),

- ✓ Installazione delle attrezzature del sistema di sicurezza bunkering GNL: pompa di trasferimento e misuratore di flusso, tubo flessibile (con bracci di carico manuali o semiautomatici) per la trasmissione OUT del GNL e il tubo di ritorno BOG per l'equilibrio di pressione; tutti i tubi devono essere dotati di Emergency Release Systems (ERS) Emergency Release Coupling (ERC) e Emergency Shut Down (ESD). L'intera zona deve essere protetta da rilevatori di fuoriuscite di gas e da un sistema di allarme antincendio, barriere idriche e attrezzature antincendio.

In Figura 53 è riportato un esempio di operation di bunkering GNL tramite ISO container on wheels.

Figura 53: Esempio di bunkering operation via Iso-container su gomma



Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

La capacità annua massima di questo sistema di bunkering GNL è di circa 87.000 m³/y (40m³ x 6u/d x 7d/w x 52w/y) presupponendo che circa sei contenitori ISO LNG 40' possano fornire bunker ogni giorno nel porto (spostando le attrezzature di bunkeraggio su skid e ruote in altre banchine ogni 4 ore, o attraccare e disormeggiare sei navi nella stessa posizione).

Sul mercato sono disponibili diversi tipi di ISO-container, ma per ottimizzare i volumi trasportati è preferibile optare per ISO-container da 40" - si noti che esistono casse mobili di maggiore capacità. Nonostante l'ottimo isolamento termico, gli ISO-container sono soggetti all'ingresso di calore durante il trasporto e l'immagazzinamento, con conseguente aumento della pressione interna. Una pressione troppo elevata potrebbe danneggiare la struttura dell'ISO-container, per questo motivo vengono installate valvole di sicurezza per scaricare la pressione in eccesso. Tuttavia, questo dispositivo di sicurezza deve rimanere eccezionale e l'apertura delle valvole non deve avvenire in normali condizioni operative. È quindi necessario trovare un compromesso tra la percentuale di riempimento degli ISO-container e il tempo di mantenimento ("holding time") della pressione. Nel dettaglio, la Tabella 8 fornisce le caratteristiche principali degli ISO-container da 40'.

Tabella 8: Caratteristiche tecniche degli ISO-container 40'

Caratteristiche tecniche	ISO-container 40'
Dimensioni L x P x H	12,19 m x 2,44 m x 2,59 m
Volume lordo	43 – 46 m ³
Percentuale di riempimento	80% - 90%
Pressione massima di esercizio	7,6 - 10 barg
Tempo di mantenimento della pressione	60 - 120 giorni
Vita utile	15 - 30 anni

Fonte: elaborazioni partner OTC

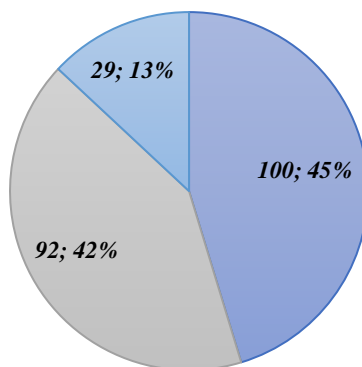
In relazione ai costi di capitale (CAPEX) in termini assoluti di questa tecnologia, a differenza della tecnologia STS per cui è necessario unicamente l'investimento nella costruzione della nave e delle relative attrezzature, ipotizzato che il costo della supply chain ricada a monte sul terminalista, è necessario distinguere tra i costi di capitale per le attrezzature e macchinari utilizzati nelle operazioni di bunkeraggio in porto (LNG storage & transfer cost) e i costi di capitale relativi alle attrezzature e macchinari utilizzati lungo la supply chain di questa soluzione di bunkering (LNG supply chain cost).

Per quanto riguarda i costi di capitale dell'infrastruttura portuale di Bunkering di GNL di tipo TTS vi sono:

- ✓ Il costo per lo storage (LNG storage in/out construction cost), ossia il costo di un contenitore ISO LNG 40' e relativi raccordi necessari (senza pompa e misuratore di flusso) in conformità agli standard di qualità e sicurezza. Tale costo si stima a circa 100.000 euro (45% del totale CAPEX per storage & transfer), a cui si aggiunge pompa e misuratore di flusso che possono comportare una spesa di circa 15.000 euro ciascuno.
- ✓ Il costo delle attrezzature per il bunkeraggio del GNL (LNG send out to bunker cost), compresi di pompa e misuratore di flusso, contando una distanza minima di sicurezza tra impianto e nave da rifornire di 10 metri, e relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, per ammontare complessivo di circa 90.000 euro (42% del totale CAPEX).

Inoltre, potrebbero essere necessari ulteriori 30.000 euro (13%) di costi generali (ING infrastructure general cost) per la creazione delle strutture di bunkeraggio del GNL, tra cui i costi di progettazione ingegneristica e gestione dell'installazione degli impianti, le assicurazioni e varie contingenze, portando il CAPEX delle attrezzature di bunkering a un importo di circa 220.000 euro (Figura 54)..

Figura 54: Costi CAPEX di “storage & transfer” della tecnologia ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost
 ■ LNG send out to bunker.costs
■ LNG infrastructure general costs

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

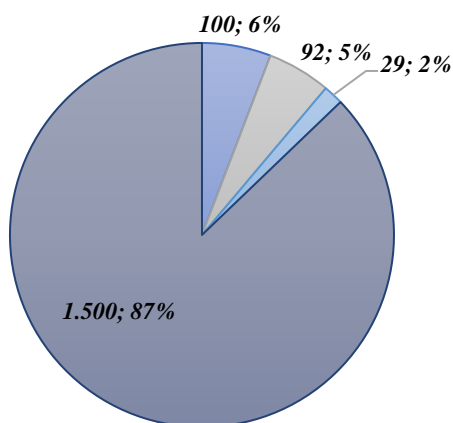
Per quanto invece riguarda i costi CAPEX in termini assoluti relativi alle attrezzature e macchinari utilizzati lungo la supply chain (LNG supply chain cost) sono necessari 6 trattori LNG (135.000 euro ciascuno) e 6 rimorchi da 15.000 euro ciascuno, presupponendo che ognuno dei sei contenitori ISO che forniscono bunkering nel porto può completare un round trip al giorno con:

- ✓ un autista che viaggia per 500 km in un turno di 8 ore (60-65 km/h di velocità media);
- ✓ ricarica del contenitore ISO presso l'hub di approvvigionamento principale LNG Terminal (circa 1 ora necessaria più tempo di inattività);
- ✓ un secondo autista che torna al sito di bunkering di Porto in altre 8 ore ed un terzo autista di riserva in standby;
- ✓ ISO contenitori stoccati presso il sito di bunkeraggio al fine di non interrompere il processo.

In aggiunta, devono essere acquistati 6 ISO-container, 600.000 euro, per il rifornimento della catena logistica (aggiungendo un'unità di riserva/aggiunta) e di conseguenza, il costo CAPEX totale di approvvigionamento ammonta a 1,5 milioni di euro.

In Figura 55 sono riportate in termini assoluti le macro-voci di costo CAPEX, inclusa quella della supply chain, e i relativi valori.

Figura 55: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro



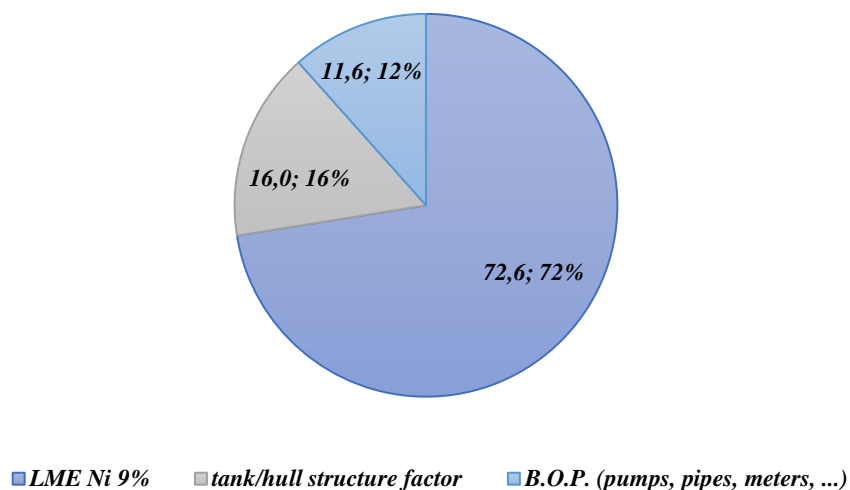
■ LNG Storage IN/OUT construct.cost
 ■ LNG send out to bunker.costs
■ LNG infrastructure general costs
 ■ LNG Supply Chain cost

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Come si evince dalla Figura 55, il costo CAPEX della logistica di approvvigionamento (LNG supply chain cost) incide per quasi il 90% del costo totale CAPEX della soluzione bunkering GNL ISO container. Il costo CAPEX totale per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica di approvvigionamento risulta quindi essere di 20 euro per m³ (1,72 milioni euro diviso 87.000 m³ di capacità totale annua).

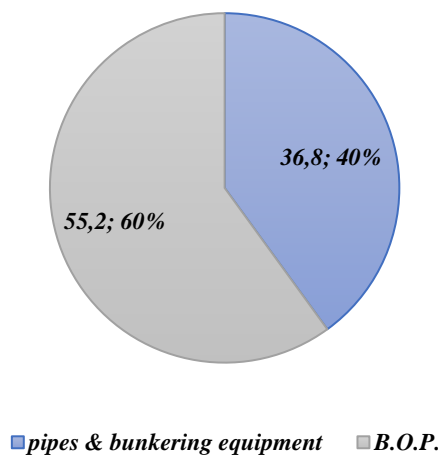
Nella Figura 56, Figura 57 e Figura 58 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle microvoci di ciascuna categoria macro di CAPEX sopra riportata.

Figura 56: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 container ISO; valori assoluti in migliaia di euro su gomma



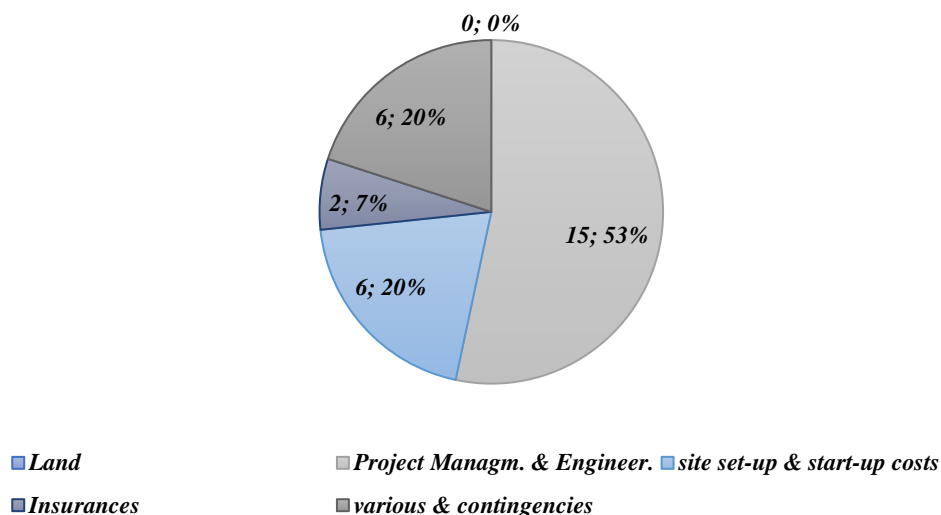
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 57: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

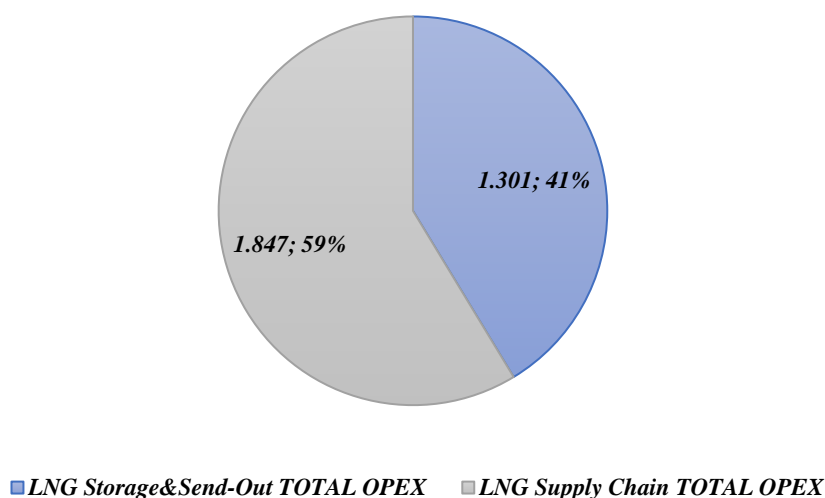
Figura 58: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In relazione ai costi per il funzionamento (OPEX) annuo di questo sistema TTS, i costi di “storage & send out” sono pari a 1,30 milioni/anno (41%) a cui vanno aggiunti 1,84 milioni di euro/anno (59%) per i costi della logistica di approvvigionamento del GNL (LNG supply chain cost), per un totale complessivo di 3,14 milioni/anno come riportato in Figura 59.

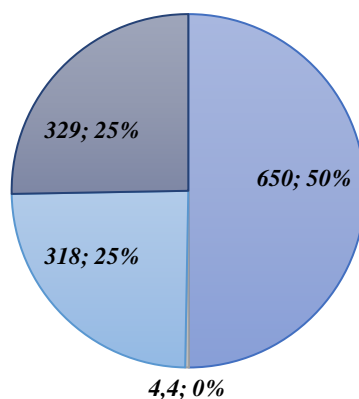
Figura 59: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto TTS da 6 ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In relazione ai costi operativi annui in termini assoluti del sistema di “storage & send out” (Figura 60), il costo del lavoro (labor cost) si stima 0,65 milioni euro (50% del totale), considerando minimo 10 addetti, mentre il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente pari a 0,004 milioni euro (0,1%). Il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi amministrativi (GSA&insurances cost), inclusivi delle spese di “safety” e delle assicurazioni, risultano essere rispettivamente di 0,318 milioni euro (24,9%) e 0,329 milioni euro (25%).

Figura 60: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro

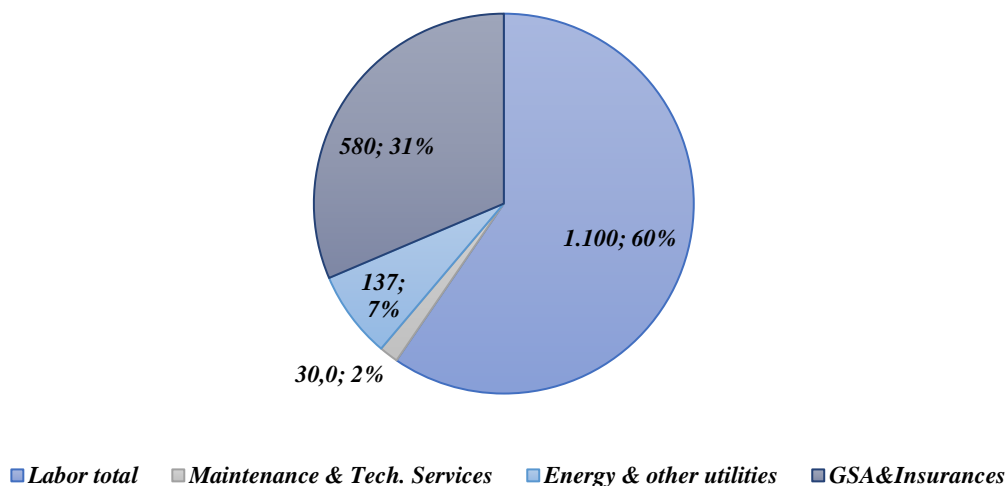


■ Labor total ■ Maintenance & Tech. Services ■ Energy & other utilities ■ GSA&Insurances

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda i costi operativi annui assoluti di tale soluzione inerenti alla supply chain del GNL, LNG supply chain cost, (Figura 61), il costo del lavoro (labor cost) risulta essere il 60% del totale della spesa (minimo 21 addetti) pari a circa 1,1 milioni euro, mentre il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente (0,03 milioni euro, ovvero 2% del totale). Il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi amministrativi (GSA&insurances), inclusivi dei costi di “safety” e assicurativi, inerenti alla fase della supply chain del gas, risultano essere rispettivamente di 0,137 milioni euro (7%) e 0,580 milioni euro (31%).

Figura 61: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “LNG supply chain costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ISO container su gomma; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Tanto premesso, il costo OPEX totale annuo per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica risulta essere di 36 euro per m³ (3,14 milioni euro diviso 87.000 m³ di capacità totale annua).

4.2.2 Bunkeraggio mediante atb

Lo stesso schema di rifornimento di GNL descritto precedentemente con container ISO da 40', può essere eseguito con un sistema di bunkeraggio ATB (semirimorchio cisterna GNL). Il semirimorchio-cisterna GNL (Figura 62) è più lungo e leggermente più largo di un ISO-contenitori da 40', con una capacità lorda di volume liquido di circa 56 litri. Ciononostante, ha specifiche tecniche e di sicurezza criogeniche simili e i suoi accessori standard includono la pompa di trasmissione di GNL e il misuratore di flusso.

La tecnica per il bunkering di GNL e lo schema di approvvigionamento di GNL è simile all’opzione con contenitori ISO 40. Tuttavia, poiché tutti i semirimorchi GNL sono dotati di pompa di trasmissione di GNL e di misuratore di flusso, non è necessario che il sito di bunkeraggio ne sia dotato.

Figura 62: Camion semirimorchio GNL (ATB)



Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

La capacità netta di GNL di un semirimorchio-cisterna GNL (ATB) è: $56 \text{ m}^3 \times 89\% \approx 50 \text{ m}^3 \approx 22,000 \text{ t}$. Di conseguenza, la capacità annua massima di questo sistema di bunkering GNL è di circa $109.000 \text{ m}^3/\text{y}$ ($50 \text{ m}^3 \times 6 \text{ u/d} \times 7 \text{ d/w} \times 52 \text{ w/y}$) presupponendo che circa 6 semirimorchi GNL possano bunkerare ogni giorno nel porto, spostando le attrezzature di bunkeraggio su pattini e ruote in diverse banchine ogni 4 ore, o attraccare e disormeggiare 6 navi nella stessa posizione.

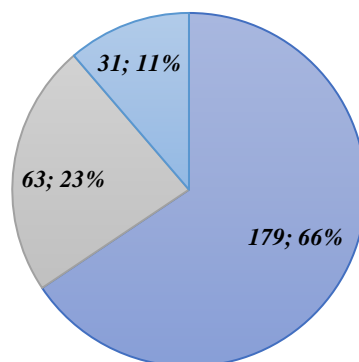
Per quanto riguarda i CAPEX in termini assoluti delle attrezzature e macchinari utilizzati per le operazioni di bunkeraggio in porto (LNG storage & transfer cost, Figura 63), il costo di storage (LNG storage in/out cost) di un semirimorchio-tank GNL, con i raccordi necessari (senza pompa e tra cui pompa e misuratore di flusso), con relativi standard di qualità e sicurezza, è di circa 180.000 euro, ovvero il 66% del costo totale CAPEX “storage & transfer”. Tale cifra rappresenta l’80% in più di un Contenitore 40’ ISO-LNG. Il costo delle attrezzature di trasferimento bunkeraggio del GNL (LNG send out to bunker cost, tra cui pompa e misuratore di flusso, rispettando una distanza minima di sicurezza tra impianto e nave da bunkerare di 10 metri), con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, è di circa 60.000 euro (23%), Inoltre, potrebbero essere necessarie ulteriori 30.000 euro (11% del totale) per la costruzione di infrastrutture di bunkeraggio del GNL, le quali comprendono le spese generali (LNG infrastructure general cost) per la gestione della progettazione ingegneristica e dell’installazione degli impianti, delle assicurazioni e di varie contingenze, portando il CAPEX delle attrezzature di bunkering ad un importo totale di circa 270.000 euro.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Figura 63: Costi CAPEX di “storage & transfer” della tecnologia ATB; valori assoluti in migliaia di euro



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost ■ LNG send out to bunker.costs ■ LNG infrastructure general costs

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

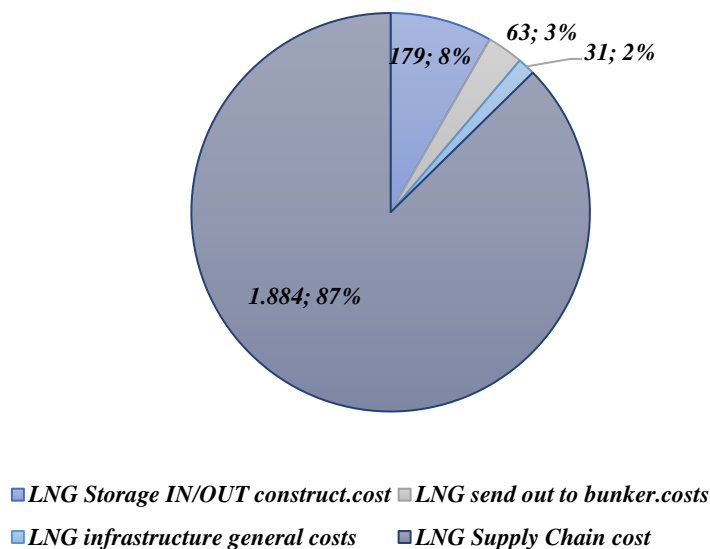
Per quanto invece riguarda i costi di capitale assoluti relativi alle attrezzature e macchinari utilizzati lungo la supply chain di questa soluzione di bunkering (LNG supply chain cost) sono necessari 6 trattori GNL (135.000 euro ciascuno), presupponendo che ognuno dei sei semirimorchi che forniscono bunkering nel porto può completare un round trip al giorno con:

- ✓ un autista che viaggia per 500 km in un turno di 8 ore (60-65 km/h di velocità media);
- ✓ ricaricare il semirimorchio-tanker presso l’hub principale di approvvigionamento del terminal GNL (circa 1 ora necessaria più tempo di inattività);
- ✓ secondo autista che torna al sito di bunkering localizzato in porto per altre 8 ore ed un terzo autista di riserva in standby;
- ✓ semirimorchio-tanker rimanente parcheggiato presso il sito bunker a scaricare GNL finché vuoto e ripete il processo;

Di conseguenza (aggiungendo un'unità di riserva) per il sistema di approvvigionamento di bunkering qui proposto devono essere acquistati per completare la catena di approvvigionamento del GNL, 6 semirimorchi e 6 trattori GNL (315.000 euro ciascuno in modalità combinata), con un conseguente costo CAPEX totale sia di attrezzature bunkering che di approvvigionamento di circa 1,9 milioni di euro di CAPEX.

In Figura 64 sono riportate le macro-voci di costo CAPEX, incluso il costo della logistica di approvvigionamento del GNL, e relativi valori.

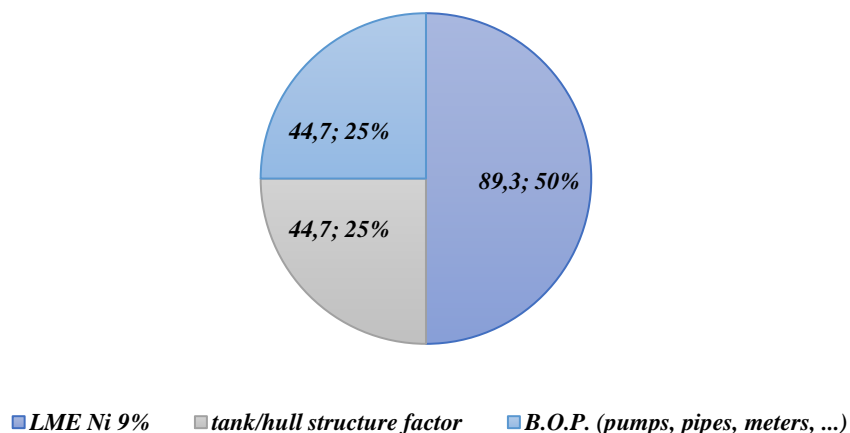
Figura 64: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia ATB; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

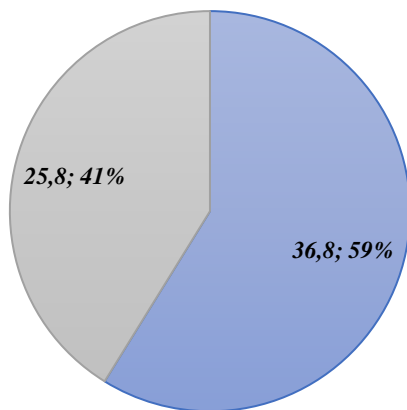
Come si evince dalla Figura 64 il costo CAPEX della supply chain (LNG supply chain cost) incide per quasi il 90% del costo totale CAPEX della soluzione bunkering GNL ATB. Nella Figura 65, Figura 66 e Figura 67 sono riportati in termini assoluti i dati di costo delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX sopra riportata.

Figura 65: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ATB; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

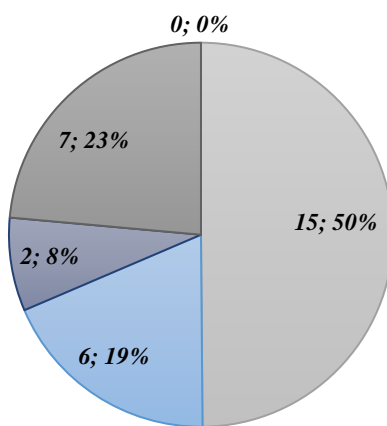
Figura 66: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ATB; valori assoluti in migliaia di euro



■ pipes & bunkering equipment ■ B.O.P.

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 67: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ATB; valori assoluti in migliaia di euro



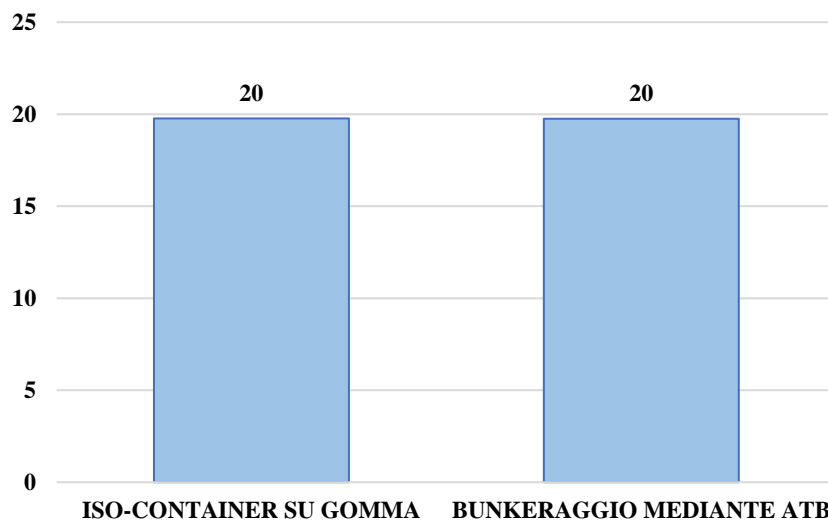
■ Land ■ Project Managm. & Engineer. ■ site set-up & start-up costs
 ■ Insurances ■ various & contingencies

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

La Figura 68 mette a confronto il costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua inclusivo dei costi della logistica di approvvigionamento della soluzione ISO container con l’opzione

ATB. Detto costo ponderato risulta il medesimo per entrambe le soluzioni, ovvero pari a 20 euro per m³ (2,154 milioni euro diviso 109.000 m³ per la soluzione ATB).

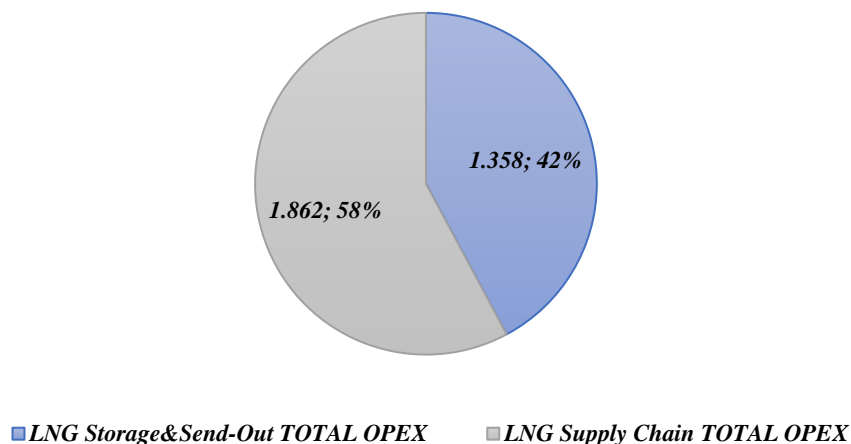
Figura 68: Costo CAPEX per metro quadrato di capacità all'anno; ISO container su gomma e ATB



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In relazione ai costi OPEX annui in termini assoluti di questo sistema TTS (Figura 69), si stima un costo annuo di circa 1,35 milioni /anno (42%) per il sistema di “storage & send out” più 1,86 milioni di euro/anno (58%) per la logistica d’approvvigionamento del GNL, per un totale complessivo di 3,22 milioni /anno di euro.

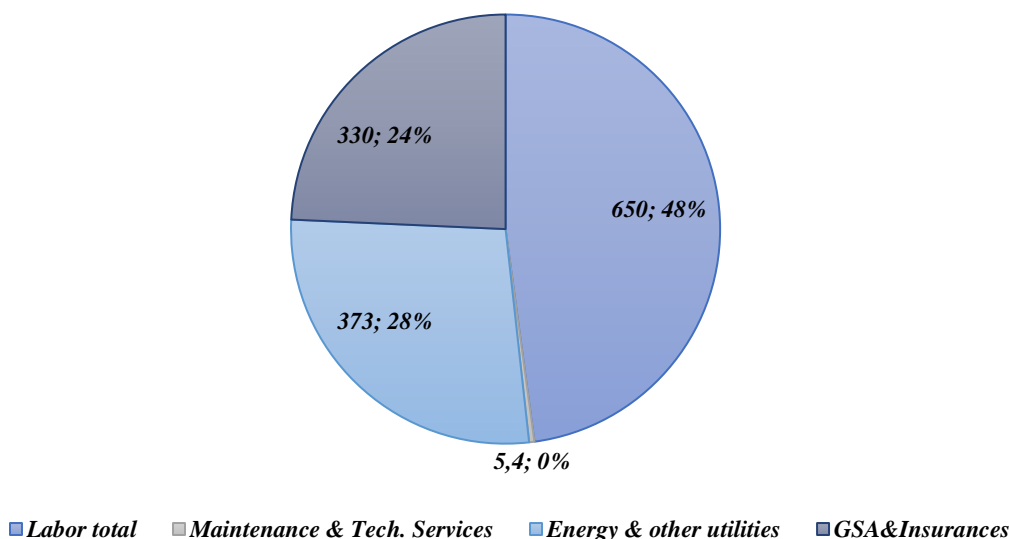
Figura 69: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto TTS da 6 ATB; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In relazione ai costi operativi (OPEX) annui del sistema di “storage & send out” (Figura 70), il costo del lavoro (labor cost) si stima intorno al 48% del costo operativo totale, pari a 0,65 milioni euro (considerando minimo 10 addetti), mentre il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) si rivela la voce di spesa meno incidente, 0,005 milioni euro (0,1%). Il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi amministrativi, inclusivi delle spese di “safety” e delle assicurazioni, risultano rispettivamente 0,373 milioni euro (28%) e 0,330 milioni euro (23,9%).

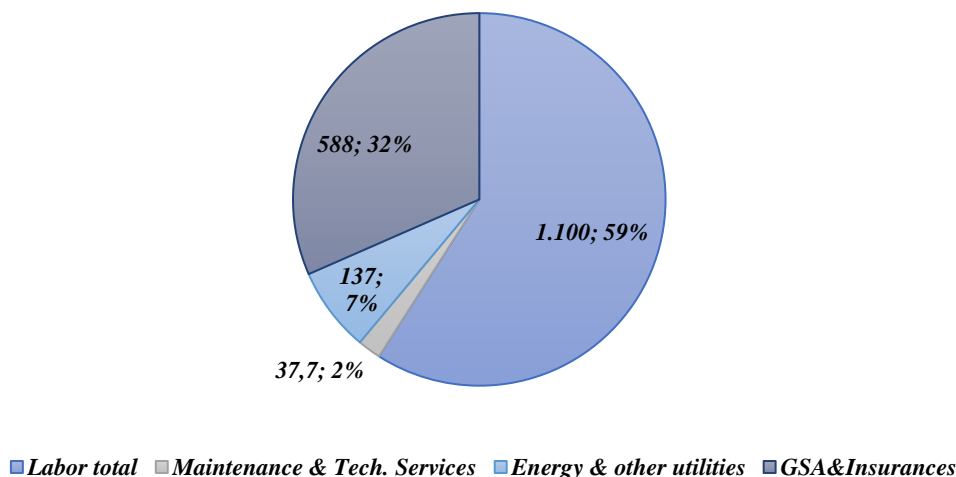
Figura 70: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ATB; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda i costi OPEX annui relativi alla supply chain del GNL (LNG Supply chain cost. Figura 71), il costo del lavoro (labor cost) costituisce il 60% del totale della spesa (1,1 milioni euro con un minimo di 21 addetti), mentre, il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,037 milioni euro (2%). In questo caso, Il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi di amministrativi (GSA&insurances cost), inclusivi dei costi di “safety” e assicurativi, (incluse le assicurazioni) inerenti alla fase della supply chain del gas, risultano essere rispettivamente di 0,137 milioni euro (7%) e 0,588 milioni euro (32%).

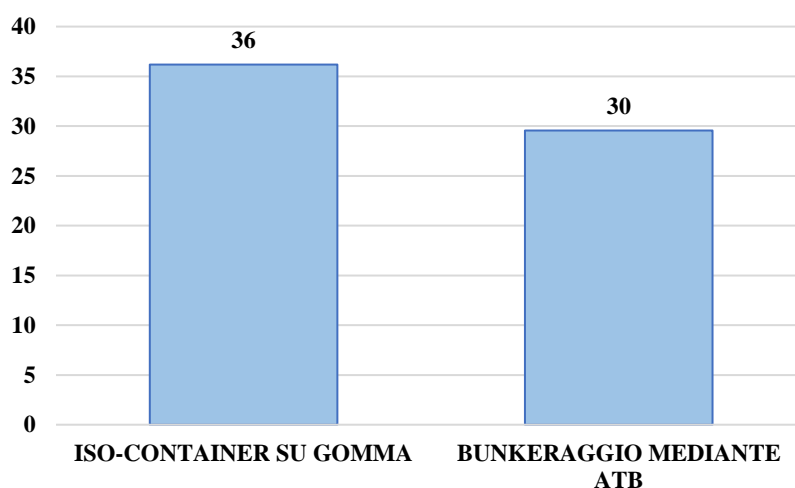
Figura 71: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG supply chain costs” per la costruzione di un impianto TTS da 6 ATB; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Tanto premesso, il costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica è pari a 30 euro per m³ (3,22 milioni euro diviso 109.000 m³ di capacità totale annua), quasi il 16% in meno rispetto alla soluzione ISO container su gomma (Figura 72).

Figura 72: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità all’anno; ISO container su gomma e ATB



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In conclusione, i maggiori costi CAPEX e OPEX in termini assoluti dell’opzione "ATB" rispetto all’opzione "ISO-container su gomma" sono dovuti ai maggiori costi delle attrezzature (pompe,

semirimorchi). Questi maggiori costi sono però ben compensati dalla maggiore capacità produttiva ottenibile dall'impianto coATB rispetto a quello ISO container su gomma (109.000 vs 87.000 m³ l'anno).

4.2.3 ISO container su skid (pattini)

Se una posizione specifica è assegnata nel porto a infrastrutture per il bunkeraggio di GNL di navi di traffico, locale come piccole imbarcazioni di servizio, pesca e turistica, un deposito GNL "permanente" può essere integrato negli impianti di bunkeraggio GNL, invece di utilizzare le strutture mobili LNG ISO su ruote come descritto nei casi precedenti (Figura 73). In questo caso, il sistema di stoccaggio GNL più semplice ed economico è rappresentato dall'utilizzo di un contenitore criogenico 40' ISO su pattini, per il quale sono necessarie le medesime attrezzature esaminate per l'opzione ISO 40' su gomma.

Il vantaggio di questa opzione è la possibilità di effettuare operazioni di bunkering GNL in continuità, senza quindi che sia necessario cambiare l'ISO container vuoto, sebbene sia comunque richiesto un certo tempo di inattività per consentire il rifornimento.

Figura 73: Esempio di ISO container GNL su skid



Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

La capacità netta di GNL di un ISO container GNL su skid è di circa 102.000 m³/y (40m³ x 7u/d x 7d/w x 52w/y), presupponendo che circa un massimo di sette contenitori ISO LNG 40' possano essere impiegati per rifornire in continuità l'unità di stoccaggio GNL ogni giorno nel porto.

Per quanto riguarda i CAPEX assoluti delle attrezzature e macchinari utilizzati per le operazioni di bunkeraggio in porto (LNG storage & transfer cost, Figura 74) tale voce di spesa è costituita dal costo di un ISO da 40' su pattini (LNG storage in/out construction cost), con i raccordi necessari (senza pompa e misuratore di flusso), pari a circa 100.000 euro (34% del costo totale CAPEX per storage & transfer). Il costo delle attrezzature di bunkeraggio del GNL (LNG send out to bunker cost), incluso pompa e misuratore di flusso, considerando una distanza minima di sicurezza tra impianto e nave di 10 metri), con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, è di circa 90.000 euro (31%). Inoltre, ulteriori 75.000 euro risultano necessari per i terreni e 30.000 euro per la creazione di impianti di

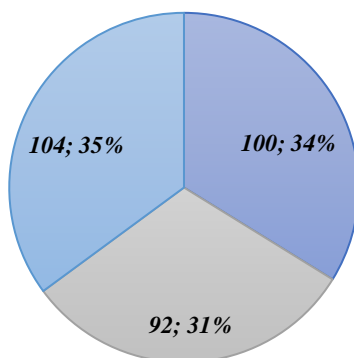
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

bunkeraggio del GNL (35%), i quali includono le spese generali (LNG infrastructure general cost) per la gestione ingegneristica e l'installazione degli impianti, le assicurazioni e varie contingenze. Pertanto, i CAPEX totali in termini assoluti per le attrezzature di bunkering ammontano a circa 300.000 euro.

Figura 74: Costi CAPEX di "storage e transfer" della tecnologia ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost
 ■ LNG send out to bunker.costs
 ■ LNG infrastructure general costs

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

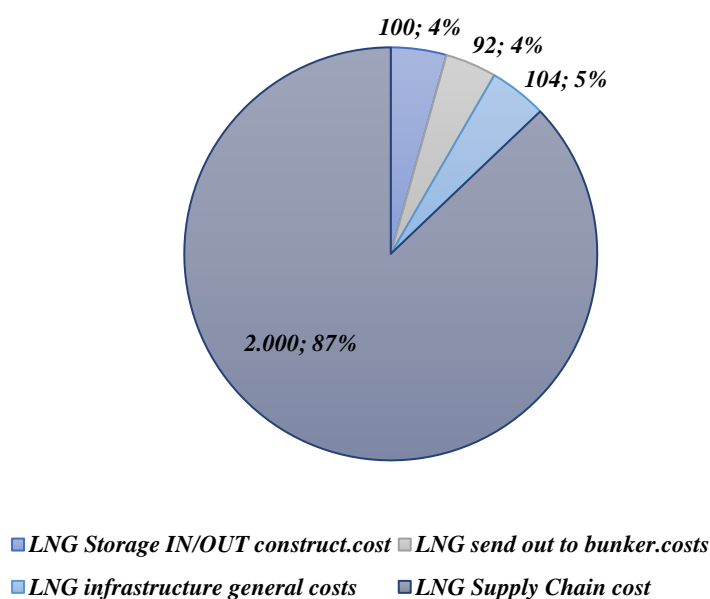
Per quanto invece riguarda i costi di capitale assoluti relativi alle attrezzature e macchinari utilizzati lungo la supply chain (LNG supply chain cost), sono necessari 8 trattori LNG (135.000 euro ciascuno) e 8 rimorchi da 15.000 euro ciascuno, presupponendo che ognuno dei sette contenitori ISO che forniscono l'unità fissa in porto completi un round trip al giorno. In tal senso è necessario:

- ✓ un autista che viaggia per 500 km in un turno di 8 ore (60-65 km/h di velocità media);
- ✓ ricaricare il contenitore ISO presso l'hub principale di approvvigionamento del terminal GNL (circa 1 ora necessaria, a cui si aggiunge il tempo di inattività);
- ✓ un secondo autista che torna al sito di bunkering in porto impiegando 8 ore ed un terzo autista di riserva in standby.

Di conseguenza i CAPEX in termini assoluti necessari a completare l'acquisto dei mezzi di rifornimento della catena di approvvigionamento del GNL in suddetta soluzione ammontano a circa 1,2 milioni di euro. A tale costo devono essere successivamente computati i CAPEX relativi alle attrezzature logistiche di approvvigionamento del bunkering relative agli 8 container ISO 40' (di cui uno di riserva), che richiedono 0,8-0,9 milioni di euro (includendo anche i costi accessori). Pertanto, il costo di capitale totale della logistica di approvvigionamento per la soluzione TTS qui esposta risulta essere di 2milioni di euro.

In Figura 75 sono riportate le macro-voci di costo CAPEX in termini assoluti, incluso il costo della supply chain, e relativi valori. Suddetta ripartizione mette in luce che il costo CAPEX della logistica di approvvigionamento del GNL incide per quasi il 90% del costo totale CAPEX della soluzione bunkering GNL ISO container su skid.

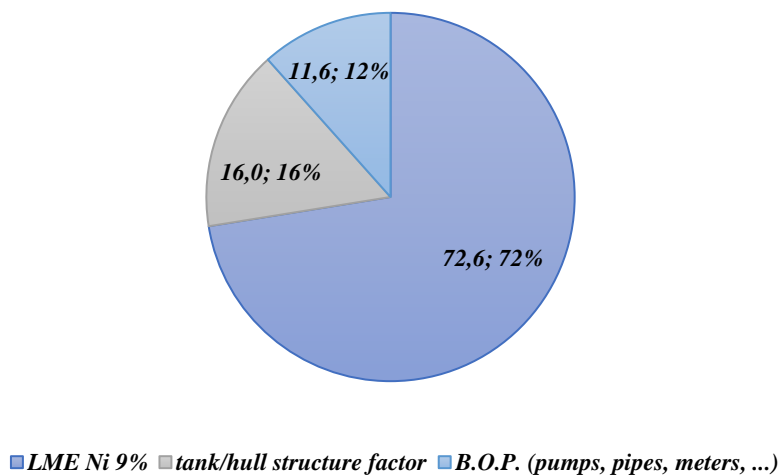
Figura 75: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

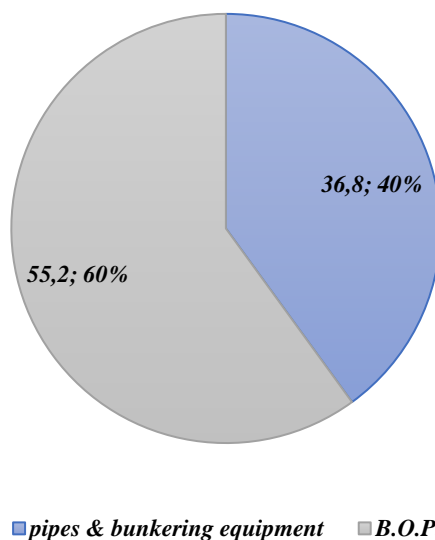
Il costo CAPEX totale per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica risulta perciò essere di 23 euro per m³ (2,3 milioni euro diviso 102.000 m³ di capacità totale annua), il 12% in più rispetto alle soluzioni bunkering GNL di tipo ISO container su gomma e ATB (Figura 79). Nella Figura 76, Figura 77 e Figura 78, sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX sopra riportata.

Figura 76: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construction costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro



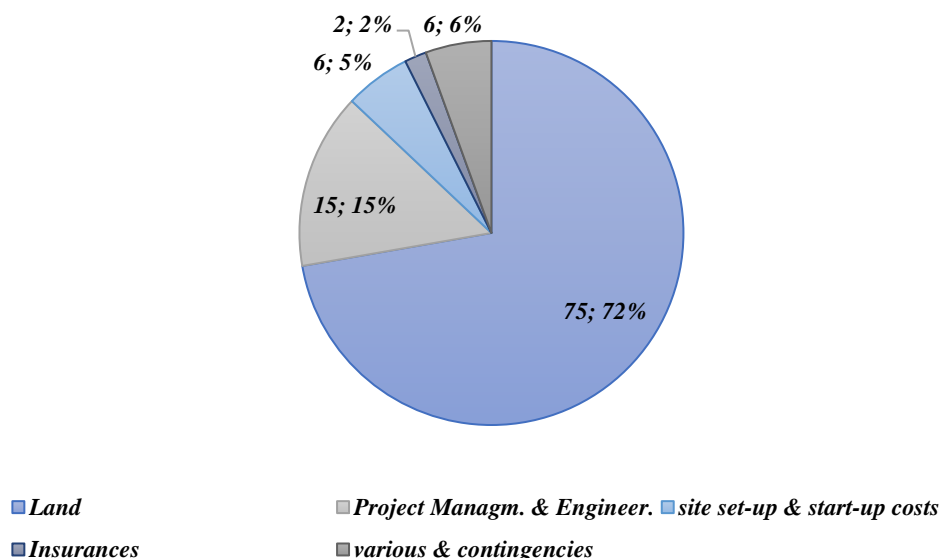
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 77: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro



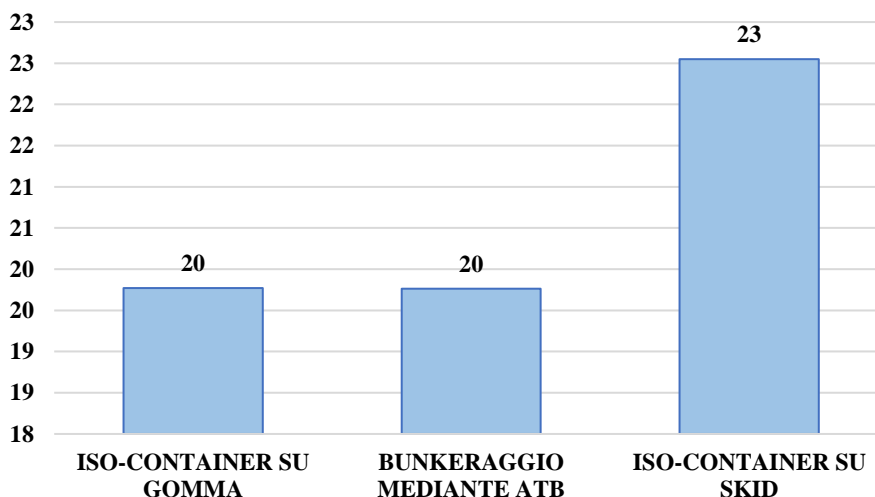
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 78: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 79: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua; ISO container su gomma, ATB e ISO container su skid



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

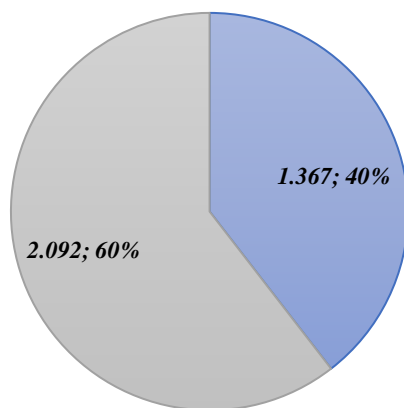
In relazione ai costi OPEX annui in termini assoluti di questo sistema TTS (Figura 80), si stima un costo annuo di circa 1,36 milioni/anno (40% del totale) per il sistema di “storage & send out” del bunker, a cui si aggiungono 2,09 milioni di euro/anno (60%) di costi di logistica per l’approvvigionamento del GNL, per un totale complessivo di 3,49 milioni /anno.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Figura 80: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto TTS da 6 ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro



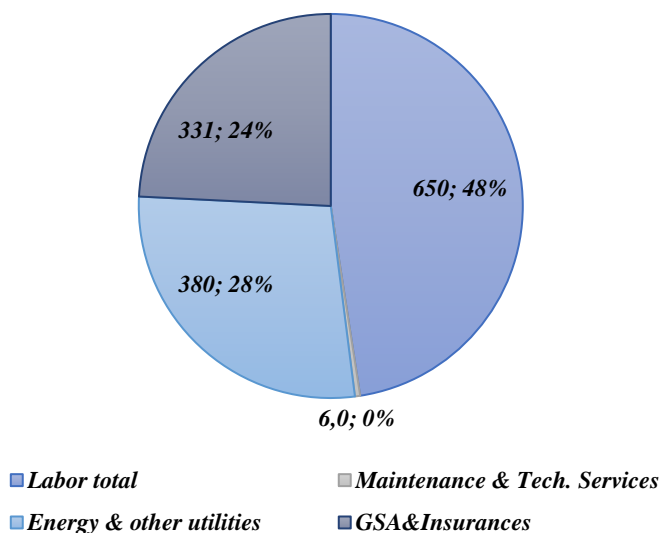
■ LNG Storage&Send-Out TOTAL OPEX ■ LNG Supply Chain TOTAL OPEX

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto invece riguarda i costi operativi annui assoluti del sistema di “storage & send out” (Figura 81), il costo del lavoro (labor cost) si aggira intorno al 48% del costo operativo totale di “storage & transfer” (0,65 milioni euro con un minimo 10 addetti), mentre il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,006 milioni euro (0,1%). Il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi amministrativi (GSA&insurances cost), inclusivi delle spese di “safety” e delle assicurazioni, risultano essere rispettivamente di 0,380 milioni euro (24%) e 0,331 milioni euro (28%).

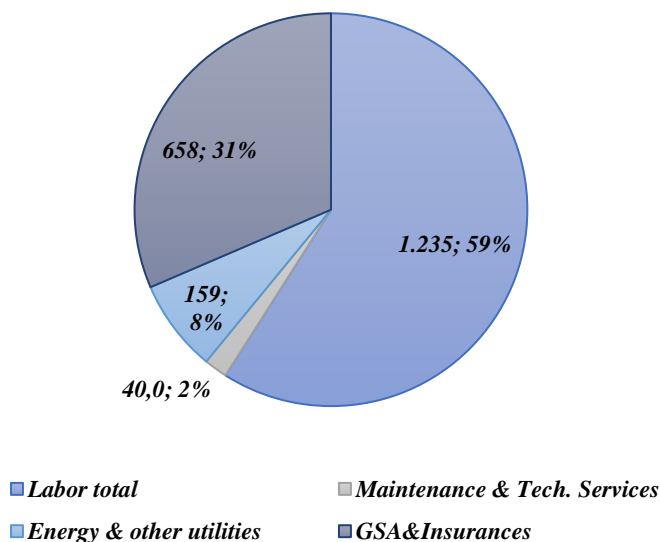
Riguardo ai costi operativi annui assoluti di tale soluzione inerenti la supply chain del GNL (Figura 82), il costo del lavoro (labor cost) risulta essere il 60% del totale della spesa, pari a 1,23 milioni euro (minimo 24 addetti), mentre, il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,04 milioni euro (2%). Il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi amministrativi (GSA&insurances cost), inclusivi delle spese di “safety” e delle assicurazioni, inerenti alla fase della supply chain del gas, risultano essere rispettivamente di 0,159 milioni euro (8%) e 0,658 milioni euro (31%).

Figura 81: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto TTS da 8 ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 82: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “LNG supply chain costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 ISO container su skid; valori assoluti in migliaia di euro

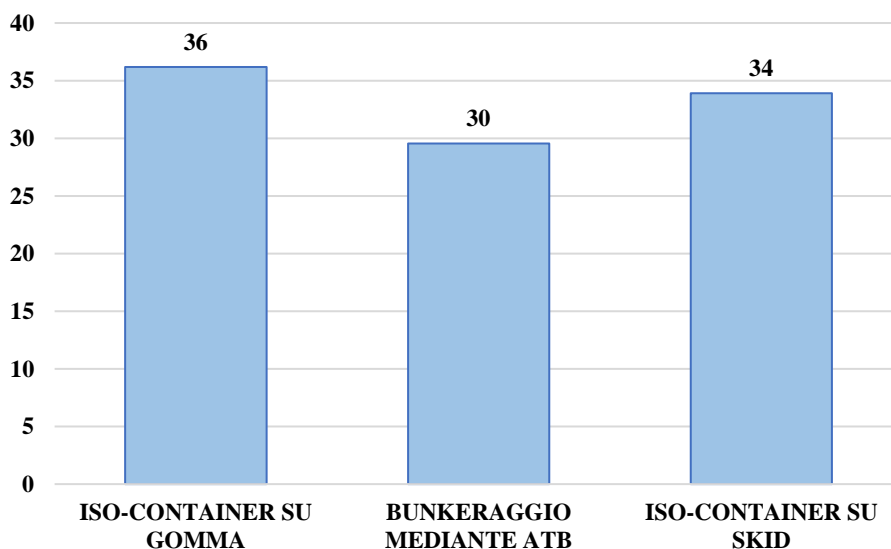


Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Il costo OPEX annuo per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica risulta perciò essere di 34 euro per m³ (3,45 milioni euro diviso 102.000 m³ di capacità totale

annua), il 12% in più rispetto alla soluzione ATB e quasi il 10% in meno rispetto a quella ISO container su gomma (Figura 83).

Figura 83: Costo OPEX per metro quadrato di capacità all'anno; ISO container su gomma, ATB e ISO container su skid



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

I maggiori costi CAPEX e OPEX in termini assoluti dell'opzione "skid" rispetto all'opzione "su gomma" derivano dal maggiore costo del terreno e dell'energia. Questi maggiori costi sono però ben compensati dalla maggiore capacità produttiva ottenibile dall'impianto.

4.2.4 Cisterna su skid

La tecnologia "Cisterna su skid (pattini)" è un miglioramento tecnologico della precedente tecnologia ISO container on skid in quanto dispone di un serbatoio di stoccaggio GNL più grande che può essere posto in posizione orizzontale o verticale (Figura 84). Tutte le attrezzature di bunkeraggio rimangono simili alle opzioni tecnologiche precedenti. Il vantaggio di questa opzione è la maggiore capacità di stoccaggio del serbatoio, superiore di oltre il 50% rispetto a un container ISO 40', la quale consente di ottimizzare il tempo di scarico delle unità riceventi.

La capacità annua massima di questo sistema di bunkering GNL è di circa 116.000 m³/y (40m³ x 8u/d x 7d/w x 52w/y) presupponendo che vengano impiegati ogni giorno un massimo di otto contenitori ISO GNL 40' per rifornire l'unità fissa in porto.

Per quanto riguarda i CAPEX in termini assoluti delle attrezzature e macchinari utilizzati per le operazioni di bunkeraggio in porto, (GNL storage & transfer cost, Figura 85), il costo di un serbatoio GNL da 60m³ (LNG storage in/out construction cost), con strutture di ricezione GNL, con i raccordi necessari (senza pompa e misuratore di flusso) con relativi standard di qualità e sicurezza, è di circa

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

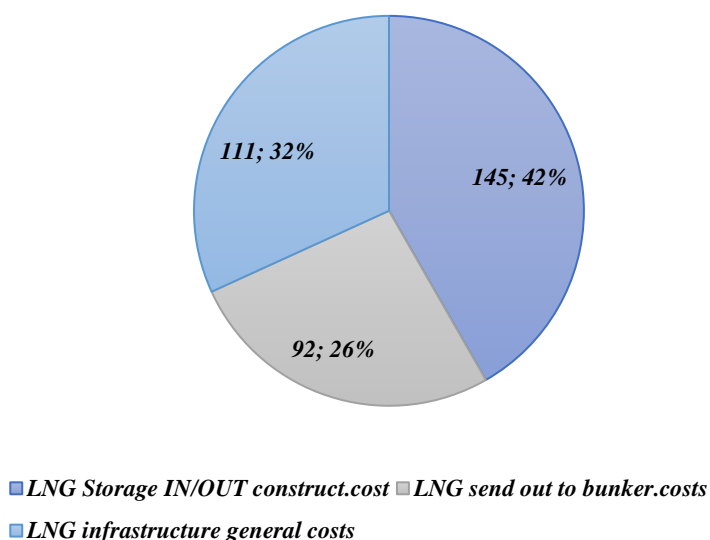
145.000 euro (42% del totale CAPEX per storage e trasferimento bunkering). Il costo delle attrezzature di trasferimento del GNL (GNL send out to bunker cost, incluso pompa e misuratore di flusso, considerando una distanza minima di sicurezza tra impianto e nave da rifornire di 10 metri), con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, è di circa 90.000 euro (26%). Inoltre, ulteriori 75.000 euro per il valore dei terreni e 30.000 euro per la creazione di impianti di bunkeraggio del GNL (32%), che includono le spese generali (LNG infrastructure general cost) per la gestione ingegneristica e dell'installazione degli impianti, per le assicurazioni e per le varie contingenze, portano il CAPEX totale per le attrezzature di bunkering ad un importo di circa 350.000 euro.

Figura 84: Esempio di sistema "Cisterna su skid"



Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 85: Costi CAPEX di "storage e transfer" della tecnologia cisterna su skid; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

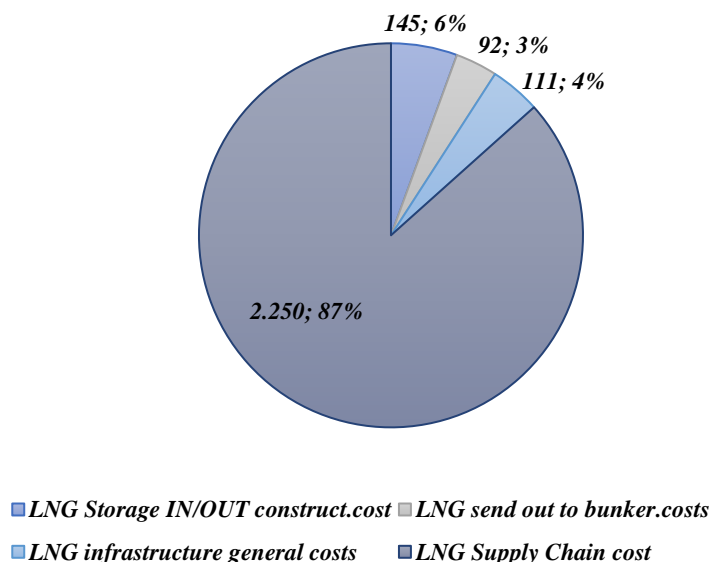
Per quanto invece riguarda i costi di capitale assoluti relativi alle attrezzature e macchinari utilizzati lungo la supply chain di questa soluzione di bunkering (LNG supply chain cost, Figura 88), sono necessari 9 trattori LNG (135.000 euro ciascuno) e 9 rimorchi da 15.000 euro ciascuno, presupponendo che ognuno degli otto contenitori ISO che forniscono bunkering nel porto può completare un round trip al giorno, il quale richiede:

- ✓ un autista che viaggia per 500 km in un turno di 8 ore (60-65 km/h di velocità media);
- ✓ ricaricare il contenitore ISO presso l'hub principale di approvvigionamento del terminal GNL (circa 1 ora necessaria più tempo di inattività);
- ✓ un secondo autista che torna al sito di bunkering in porto in 8 ore ed un terzo autista di riserva in standby.

Di conseguenza, aggiungendo un'unità di riserva, è necessario acquistare 9 cisterne su skid che richiedono 900.000 euro per la catena logistica e anche 9 motrici (Euro 135.000 l'una) e 9 rimorchi (Euro 15.000 ciascuno). Pertanto, i CAPEX totali della logistica di approvvigionamento per la soluzione TTS qui esposta risultano essere di 2,25milioni Euro

Come si evince dalla Figura 86, il costo CAPEX relativo alla logistica di approvvigionamento del GNL incide per quasi il 90% del costo totale CAPEX della soluzione bunkering GNL cisterna su skid.

Figura 86: Costi CAPEX di “storage,transfer e approvvigionamento” della tecnologia cisterna su skid; valori assoluti in migliaia di euro



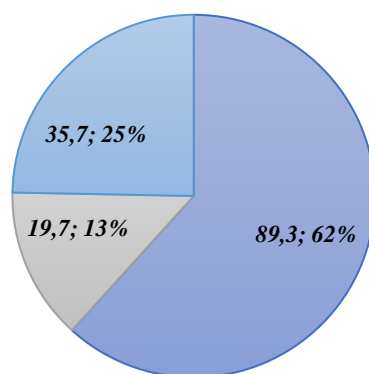
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Il costo CAPEX totale per metro quadro di capacità totale annua dell'impianto inclusivo dei costi della logistica risulta perciò essere di 22 euro per m³ (2,6 milioni euro diviso 116.000 m³ di capacità

totale annua), il 5% in meno rispetto alla soluzione ISO container su skid e il 10% in più rispetto alle soluzioni bunkering GNL di tipo ISO container su gomma e ATB (Figura 90).

Nella Figura 87, Figura 88 e Figura 89 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX sopra riportata.

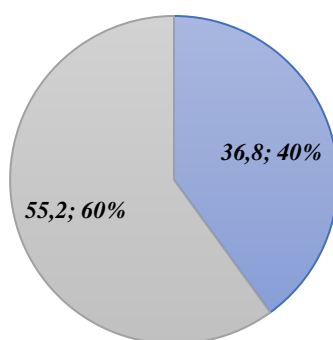
Figura 87: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 cisterne su skid; valori assoluti in migliaia di euro



■ LME Ni 9% ■ tank/hull structure factor ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

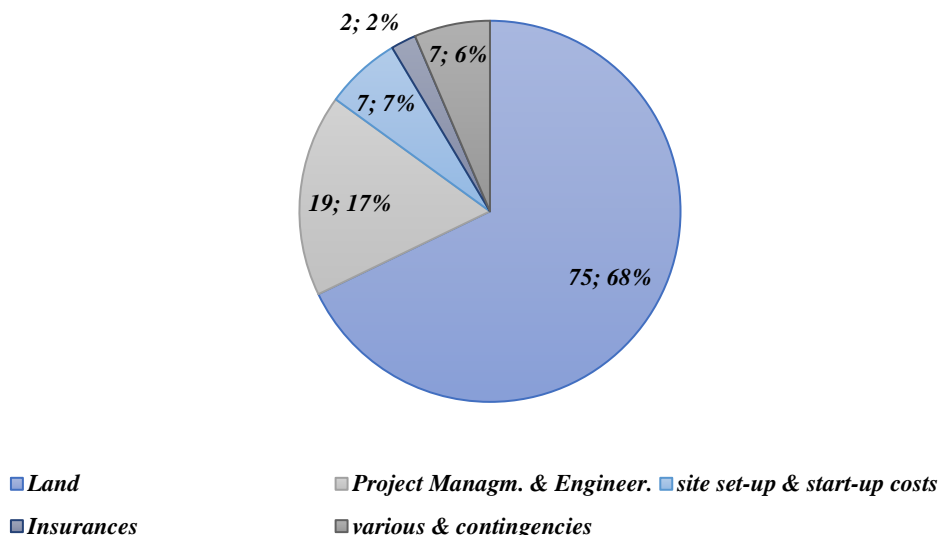
Figura 88: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 cisterne su skid; valori assoluti in migliaia di euro



■ pipes & bunkering equipment ■ B.O.P.

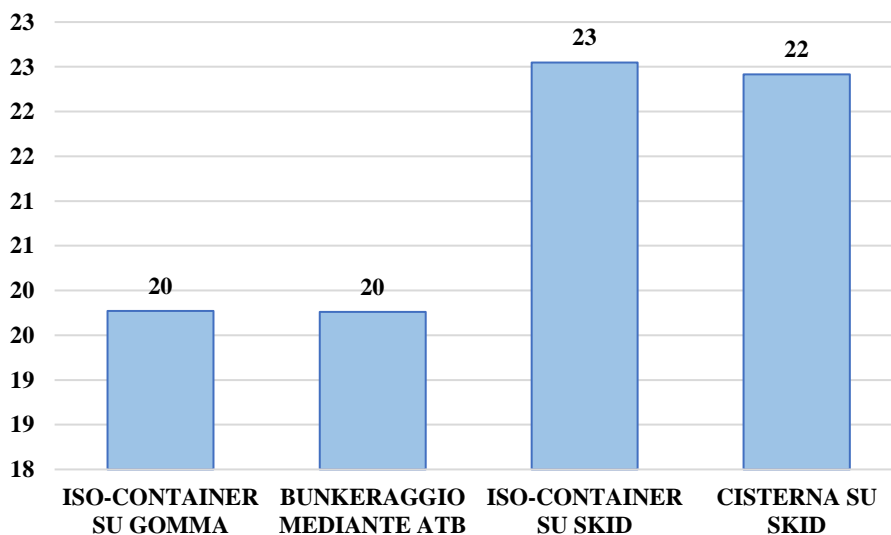
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 89: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 cisterne su skid; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 90: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua; ISO container su gomma, ATB, ISO container su skid e cisterna su skid

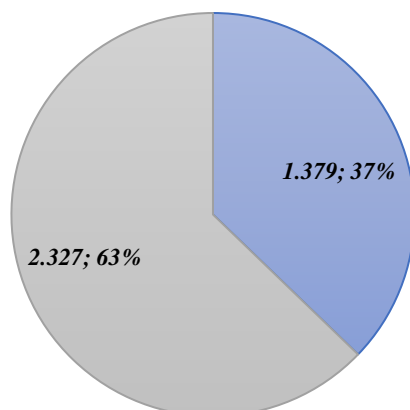


Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In relazione ai costi OPEX annui assoluti di questo sistema TTS (Figura 91), si stima un costo annuo per il sistema di “storage & send out” di circa 1,37 milioni di euro/anno (37%) a cui si aggiungono 2,32 milioni di euro/anno (63%) di costi della logistica di approvvigionamento del GNL, per un totale

complessivo di 3,70 milioni /anno. Anche in questo caso, il costo della logistica di approvvigionamento del GNL risulta la componente nettamente più onerosa.

Figura 91: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto TTS da 8 cisterne su skid; valori assoluti in migliaia di euro



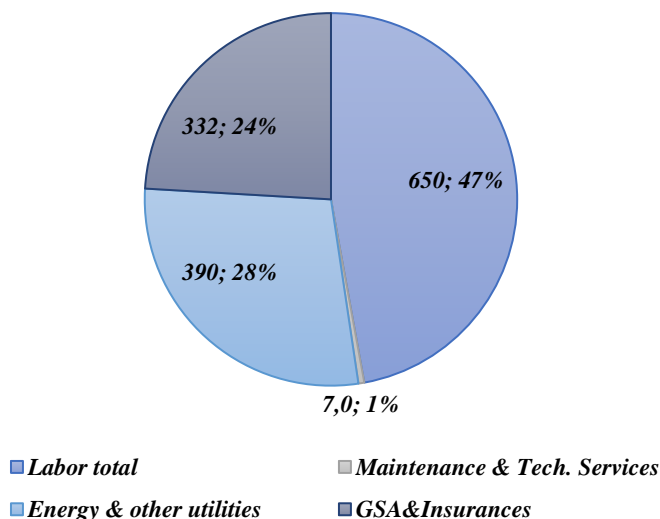
■ LNG Storage&Send-Out TOTAL OPEX ■ LNG Supply Chain TOTAL OPEX

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda i costi operativi (OPEX) annui assoluti della fase “storage & send out” (Figura 92), il costo del lavoro (labor cost) si aggira intorno al 47% del costo operativo totale pari a 0,65 milioni euro (minimo 10 addetti), mentre il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,007 milioni euro (1%). Il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi amministrativi (GSA&insurances cost), inclusivi dei costi di “safety” e assicurativi, risultano essere rispettivamente di 0,390 milioni euro (24%) e 0,332 milioni euro (28%).

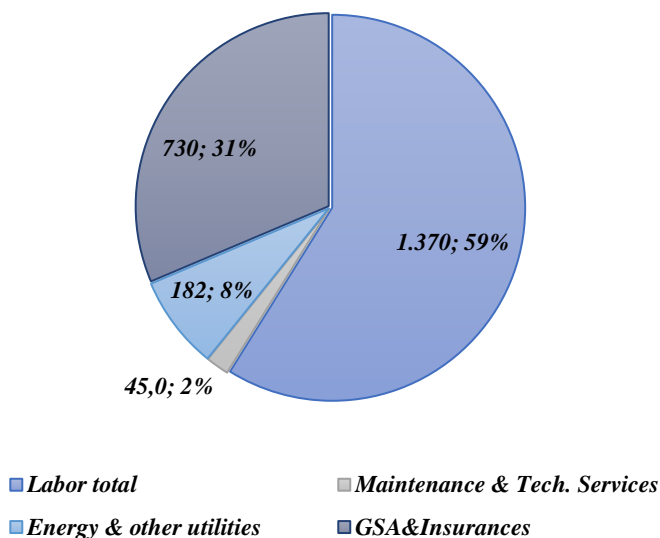
Con riferimento ai costi OPEX annui assoluti di tale soluzione inerenti alla supply chain del GNL (Figura 93), il costo del lavoro (labor cost) risulta essere il 60% del totale della spesa, 1,37 milioni euro (minimo 27 addetti), mentre il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,045 milioni euro (2%). Il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi amministrativi (GSA&insurances cost), inclusivi dei costi di “safety” e assicurativi, inerenti alla fase della supply chain del gas, risultano essere rispettivamente di 0,182 milioni euro (8%) e 0,730 milioni euro (31%).

Figura 92: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto TTS da 8 cisterne su skid; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 93: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “LNG supply chain costs” per la costruzione di un impianto TTS da 8 cisterne su skid; valori assoluti in migliaia di euro

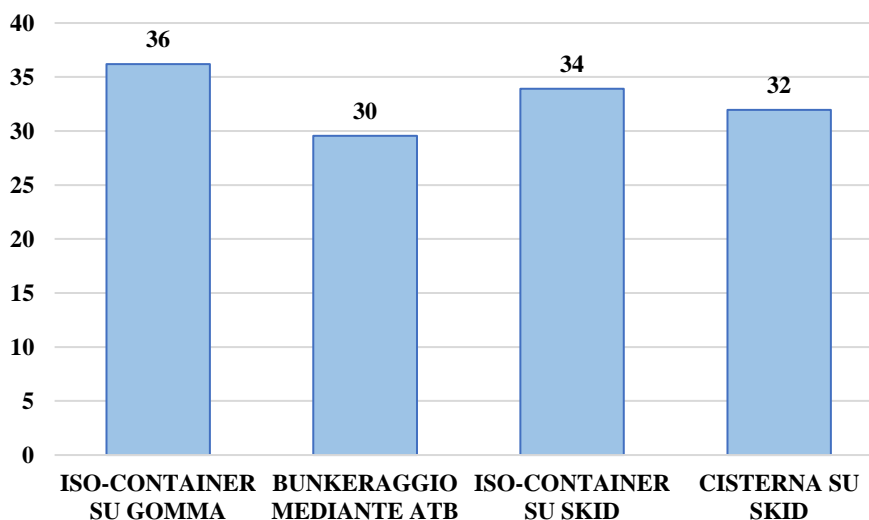


Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Il costo OPEX annuo per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica risulta perciò essere di 32 euro per m³ (3,70 milioni euro diviso 116.000 m³ di capacità totale

annua), il 6 % in meno rispetto al costo operativo annuo per metro quadro della soluzione ISO container su skid (Figura 94).

Figura 94: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità produttiva annua; ISO container su gomma, ATB, ISO container su skid e cisterna su skid



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

I maggiori costi CAPEX e OPEX in termini assoluti dell'opzione "cisterna su skid" rispetto alle opzioni TTS precedentemente esaminate derivano dal costo del terreno, dal maggior volume gestito e dalla maggiore energia consumata. Questi maggiori costi sono però ben compensati dalla maggiore capacità produttiva ottenibile dall'impianto.

4.2.5 Iso container/cisterna su multi-track

Il limite principale delle soluzioni di bunkering di GNL connesse all'utilizzo di contenitore ISO da 40', semirimorchio-cisterna, o di serbatoio di stoccaggio GNL con capacità di stoccaggio simile, è il basso tasso di bunkeringo (circa 50-60m³/h). La velocità di rifornimento è infatti condizionata dal rischio che possano essere rilasciati nell'ambiente quantità di gas indesiderate, dovute ai BOG. Tale limitazione comporta che le opzioni sopra descritte possano essere impiegate per il bunkeringo del GNL delle sole navi "locali", come imbarcazioni di servizio, piccoli traghetti, imbarcazioni da pesca e turistiche, essendo dotate di serbatoi a bordo di circa 50-60m³.

La portata del flusso di bunkeringo di GNL può tuttavia essere aumentata a circa 150m³/h, installando un blocco multi-track, che collega contemporaneamente da 4 o 6 contenitori ISO o bettoline attraverso un collettore comune dotato di apposite attrezzature (pompe, tubi, bracci di carico, ecc.). Detta opzione permette quindi di rifornire serbatoi di navi più grandi con capienza circa 200m³. Un blocco ISO-containers multi-track (Figura 95) può anche essere installato a bordo (sul ponte aperto) di una nave in fase di adeguamento al GNL come soluzione semplice per alimentare un

sistema di motori a propulsione GNL (possibilmente motori a doppio combustibile) senza modificare lo scafo, la sala macchine e i serbatoi di petrolio già esistenti.

Figura 95: Esempio di sistema Iso container/cisterna su multi-track

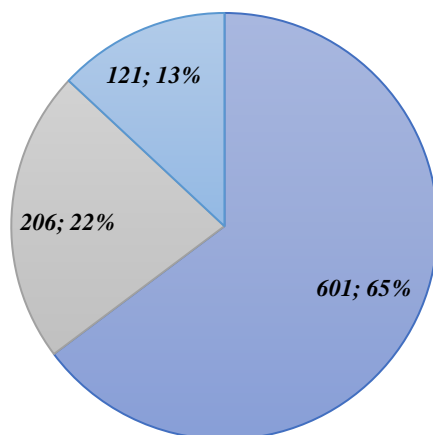


Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

La capacità annua massima di questo sistema di bunkering GNL è di circa 233.000 m³/y (40m³ x 16u/d x 7d/w x 52w/y) presupponendo che circa sei contenitori ISO da 40' si connettano simultaneamente al track block, di cui cinque inviano GNL e uno scollegato che viene sostituito da un'unità container LNG piena ogni ora e mezza.

Per quanto riguarda i CAPEX in termini assoluti delle attrezzature e macchinari utilizzati per le operazioni di storage e transfer (Figura 96), il costo di sei contenitori ISO da 40' su ruote (LNG storage in/out construction cost), con strutture di ricezione GNL, con i raccordi necessari (senza pompa e misuratore di flusso) con relativi standard di qualità e sicurezza, è di circa 100.000 euro, 600.000 in totale (65%). Il costo delle attrezzature di bunkeraggio del GNL (GNL send out to bunker cost, incluso pompa e misuratore di flusso, considerando una distanza di sicurezza minima tra l'impianto e la nave da rifornire di 10 metri), con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, è di circa 35.000 euro, 200.000 in totale (22%). Inoltre, potrebbero essere necessari ulteriori 120.000 euro di costi generali (LNG infrastructure general cost) per la creazione delle strutture di bunkeraggio del GNL (13%), tra cui i costi di ingegneria e gestione dell'installazione degli impianti, le assicurazioni e varie contingenze, portando il CAPEX delle attrezzature di bunkering ad un importo totale di circa 930.000 euro.

Figura 96: Costi CAPEX di “storage e transfer” della tecnologia Iso container/cisterna su multi-track; valori assoluti in migliaia di euro



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost ■ LNG send out to bunker.costs ■ LNG infrastructure general costs

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

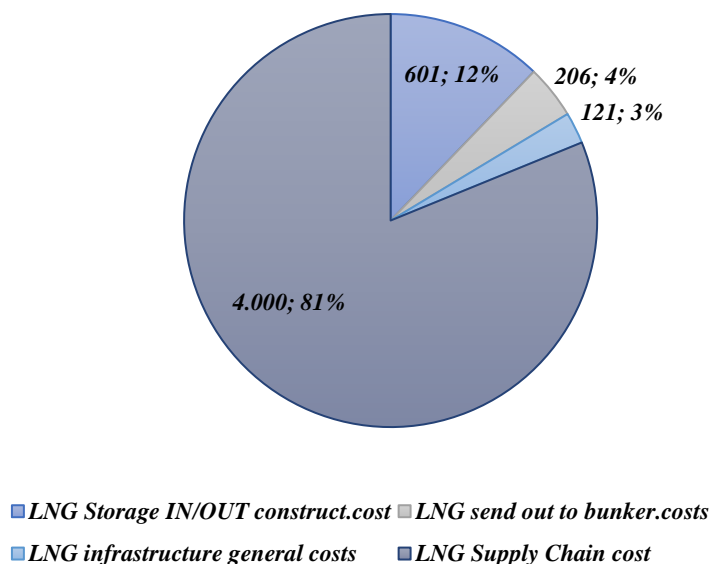
Per quanto invece riguarda i costi di capitale relativi alle attrezzature e macchinari utilizzati lungo la supply chain di questa soluzione di bunkering (LNG supply chain cost), sono necessari 16 trattori GNL (135.000 euro) e 16 rimorchi (15.000 euro), presupponendo che ognuno dei 7 contenitori ISO che forniscono bunkering nel porto può completare un round trip al giorno. In tal senso è necessario:

- ✓ un autista che viaggia per 500 km in un turno di 8 ore (60-65 km/h di velocità media);
- ✓ ricaricare il contenitore ISO presso l’hub principale di approvvigionamento del terminal GNL (circa 1 ora necessaria più tempo di inattività);
- ✓ un secondo autista che torna al sito di bunkering di Porto in altre 8 ore ed un terzo autista di riserva in standby;
- ✓ 4-6 contenitori ISO rimangano parcheggiati presso il sito di bunkeraggio e scaricano GNL finché vuoti e poi ripetono il processo.

Di conseguenza, con l'aggiunta di 3 unità di riserva/riserva, devono essere acquistati 16 ISO-container (19-6+3) con un fabbisogno di 1.600.000 Euro per la catena logistica; con l’aggiunta di 16 motrici (135.000 Euro ciascuna) e 16 rimorchi (15.000 Euro l’uno) . Il costo CAPEX totale complessivo della logistica di approvvigionamento in termini assoluti risulta perciò essere di 4 milioni di euro.

Come si evince dalla Figura 97, il costo CAPEX della supply chain incide per quasi per l’81% del costo totale CAPEX della soluzione bunkering GNL Iso container/cisterna su multi-track.

Figura 97: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia Iso container/cisterna su multi-track; valori assoluti in migliaia di euro

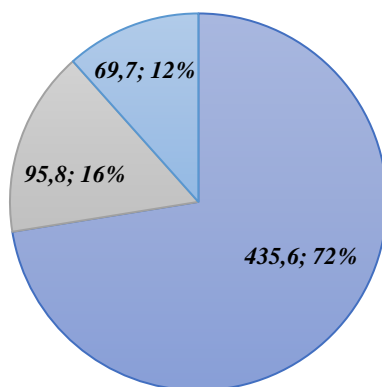


Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Il costo CAPEX totale per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica risulta essere di 21 euro per m³ (4,93 milioni euro diviso 233.000 m³ di capacità totale annua), il 5-10% in meno rispetto alle soluzioni bunkering GNL di tipo ISO container su skid e cisterna su skid e il 5% in più rispetto alla soluzione ISO container su gomma e ATB (Figura 101).

Nella Figura 98, Figura 99 e Figura 100 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX sopra riportata.

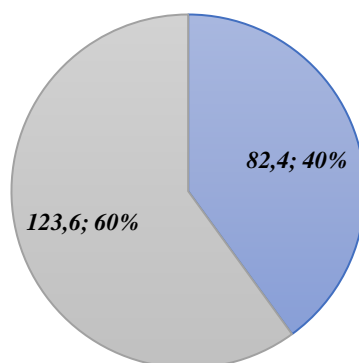
Figura 98: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 16 Iso container/cisterna su multi-track



■ LME Ni 9% ■ tank/hull structure factor ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

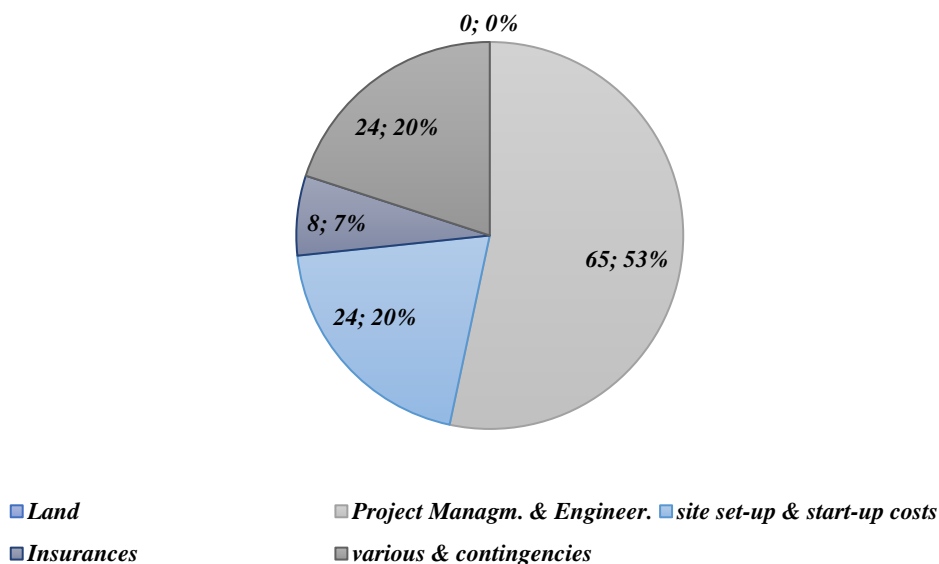
Figura 99: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto TTS da 16 Iso container/cisterna su multi-track



■ pipes & bunkering equipment ■ B.O.P.

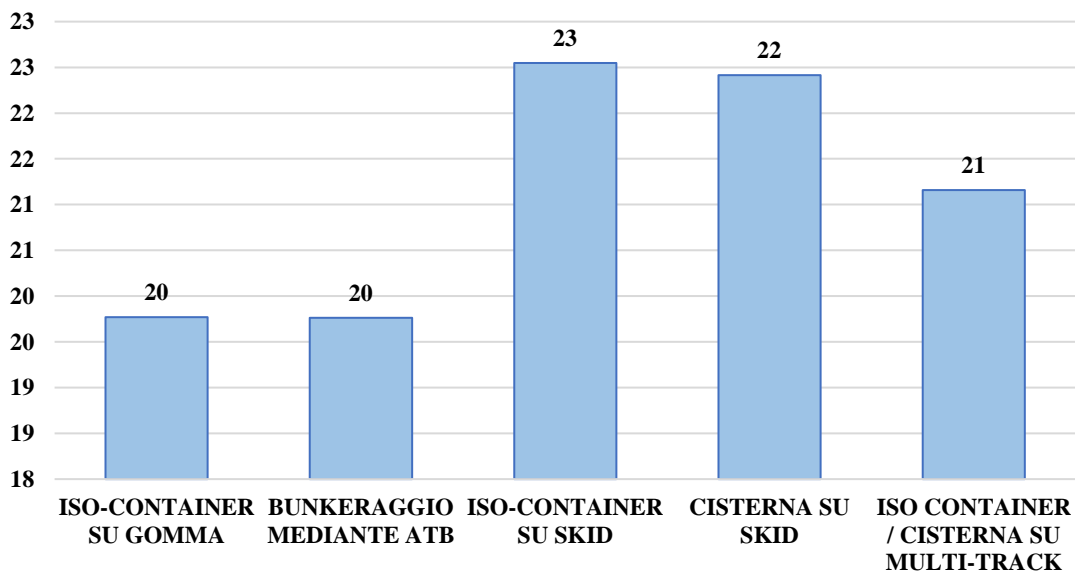
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 100: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto TTS da 16 Iso container/cisterna su multi-track; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

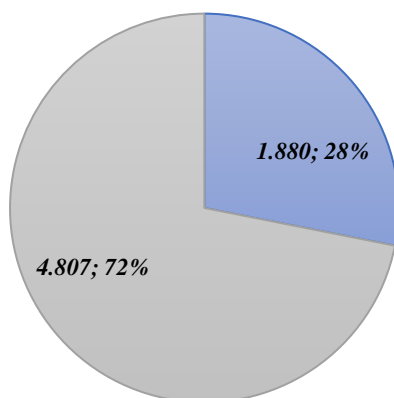
Figura 101: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua; ISO container su gomma, ATB, ISO container su skid, cisterna su skid e Iso container/cisterna su multi-track



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In relazione ai costi OPEX annui assoluti di questo sistema TTS (Figura 102), si stima un costo annuo di circa 1,88 milioni /anno (28%) per il sistema di “storage & send out” più 4,80 milioni di euro/anno (72%) per la logistica di approvvigionamento del GNL, per un totale complessivo di 6,68 milioni euro/anno.

Figura 102: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto TTS da 16 container Iso container/cisterna su multi-track; valori assoluti in migliaia di euro



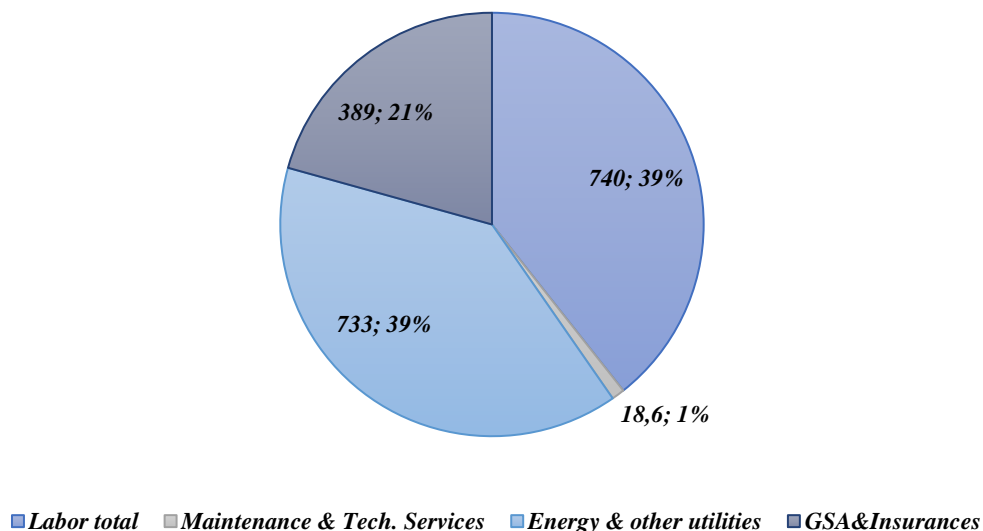
■ LNG Storage&Send-Out TOTAL OPEX ■ LNG Supply Chain TOTAL OPEX

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In relazione ai costi operativi annui assoluti della fase “storage & send out”, Figura 103, il costo del lavoro (labor cost) si aggira intorno al 39% del costo operativo totale di “storage & send out”, 0,740 milioni euro (minimo 10 addetti) mentre, il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,018 milioni euro (1%).

Il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi amministrativi (GSA&insurances cost), inclusivi delle spese di “safety” e delle assicurazioni, risultano essere rispettivamente di 0,733 milioni euro (39%) e 0,389 milioni euro (21%).

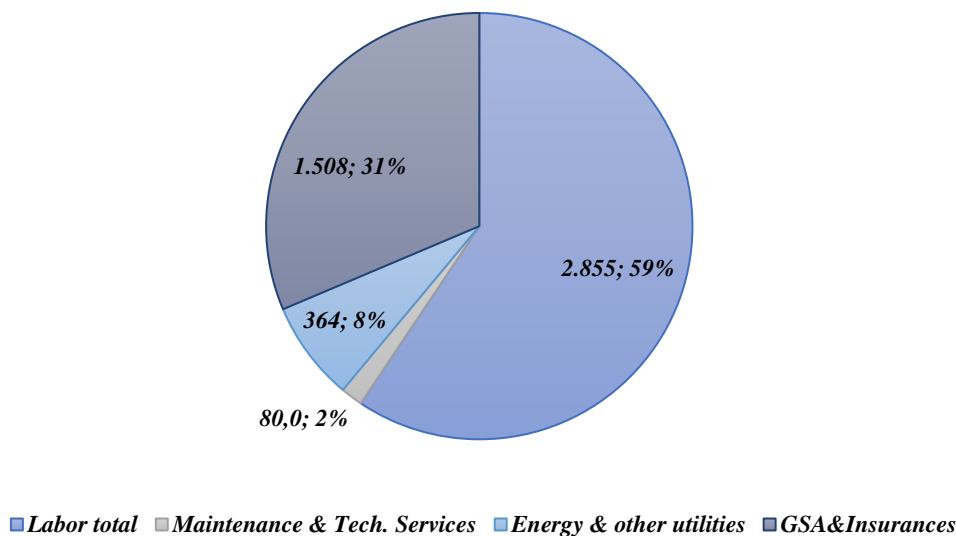
Figura 103: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & transfer” per la costruzione di un impianto TTS da 16 Iso container/cisterna su multi-track; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda i costi operativi annui assoluti di tale soluzione inerenti alla supply chain del GNL (Figura 104), il costo del lavoro (labor cost) risulta essere il 60% del totale della spesa, 2,855 milioni euro (minimo 60 addetti), mentre il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,08 milioni euro (2%). Il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities) e i costi amministrativi (GSA&insurances cost), inclusivi delle spese di “safety” e delle assicurazioni,,inerenti alla fase della supply chain del gas, risultano essere rispettivamente di 0,364 milioni euro (8%) e 1,508 milioni euro (31%).

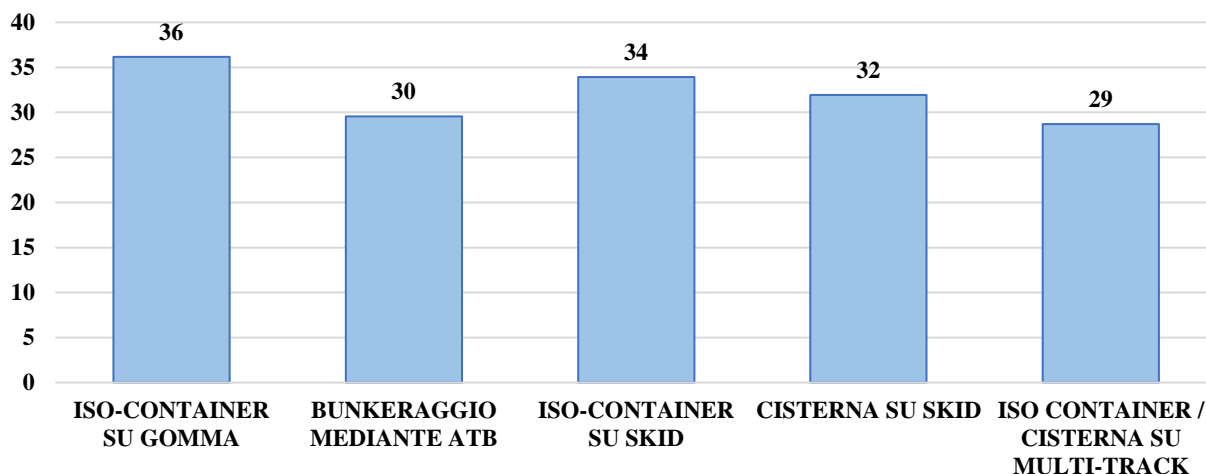
Figura 104: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “supply chain cost” per la costruzione di un impianto TTS da 16 Iso container/cisterna su multi-track; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Il costo OPEX annuo totale per m² di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica risulta essere di 29 euro per m³ (6,68 milioni euro diviso 233.000 m³ di capacità totale annua), quasi il 10% in meno rispetto alla soluzione Cisterna su skid, il 15% in meno rispetto la soluzione ISO container su skid, il 20% in meno rispetto alla soluzione ISO container su gomma e in linea con il costo OPEX annuo per m² di capacità totale annua dell’impianto TTS di tipo ATB (Figura 105).

Figura 105: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità all'anno; ISO container su gomma, ATB, SO container su skid, cisterna su skid e Iso container/cisterna su multi-track



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

I maggiori costi CAPEX e OPEX in valore assoluto di questa opzione rispetto alle opzioni TTS precedentemente analizzate derivano dal maggior costo del terreno, dal maggior volume gestito e dalla maggiore energia consumata. Questi maggiori costi sono però ben compensati dalla maggiore capacità produttiva ottenibile dall'impianto.

4.2.6 Analisi comparativa delle opzioni TTS

Come per la soluzione STS, anche in relazione alle opzioni TTS viene fornita una valutazione comparativa in merito ai profili economico-finanziari connessi alle caratteristiche tecniche e operative. In particolare, le variabili tecnico/operative considerate a tal fine riguardano essenzialmente (cfr. Tabella 9):

- ✓ Capacità media serbatoio
- ✓ Numero di rifornimenti al giorno
- ✓ Tempo di rifornimento del container/cisterna
- ✓ Capacità massima annua del sistema di bunkering; dipendente dalle tre suddette variabili
- ✓ Sistema della Catena logistica.

Tabella 9: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
Capacità media serbatoio (m ³)	40	50	40	40	40
Numero di rifornimenti al giorno	6	6	7	8	16
Tempo rifornimento un serbatoio (ore)	4	4	3	3	1,5
Capacità MAX annua (m³)	87.000	109.000	102.000	116.000	233.000
Motrici	6	6	8	9	16
Rimorchi	6		8	9	16
Semi Rimorchi		6			
Numero di mezzi necessari per l'approvvigionamento settimanale della catena logistica	12	12	16	18	32

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Come si evince dalla Tabella 9, le opzioni di bunkering TTS mostrano un'altissima flessibilità operativa ma al contempo una ridotta capacità, passando da sistemi con capacità di serbatoio da 240 m³ (sistema a 6 ISO container su ruote) e 87.000 m³ di capacità produttiva annua, a soluzioni da 640 m³ (sistema multi track da 16 ISO container) di serbatoio e 233.000 m³ di capacità produttiva annua. Nel dettaglio, la capacità annua degli impianti deriva dal prodotto tra la capacità media dei serbatoi degli impianti stessi e la frequenza annuale di rifornimento (numero di rifornimenti al giorno per 7 giorni per 52 settimane). A seguito dell'individuazione dei parametri tecnici/operativi con riflessi economici sulle soluzioni di bunkering TTS analizzate, come nel caso precedente delle soluzioni di tipo STS, si è proceduto all'analisi dei profili economici di quest'ultime, con focus sui costi di capitale e operativi così come riportati e classificati dal consulente di progetto Assocostieri srl.

Nella Tabella 10 sono riportati i dati di costo CAPEX complessivi in termini assoluti per ogni soluzione di tipo TTS mentre, in Tabella 11, è riportato il costo CAPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto, considerando una vita economica utile dell'impianto di 20 anni.

Tabella 10: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	100.000	179.000	100.000	145.000	601.000
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	92.000	63.000	92.000	92.000	206.000
Costi generali di infrastruttura del GNL	28.800	30.800	103.800	110.550	121.050
Costi della supply chain del GNL	1.500.000	1.884.000	2.000.000	2.250.000	4.000.000
Costo CAPEX totale	1.720.800	2.156.800	2.295.800	2.597.550	4.928.050

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

Tabella 11: Costo CAPEX annuo per m³ di capacità produttiva delle opzioni di bunkering TTS, 20 anni vita utile

LNG - BUNKERING TYPE	T-t-S				
	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	0,057	0,082	0,049	0,063	0,129
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	0,053	0,029	0,045	0,040	0,044
Costi generali di infrastruttura del GNL	0,017	0,014	0,051	0,048	0,026
Costi della supply chain del GNL	0,862	0,864	0,980	0,970	0,858
Costo CAPEX totale annuo per m³	0,989	0,989	1,125	1,120	1,058

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI

L'analisi comparativa mostra come i CAPEX incrementino in valore assoluto all'aumentare della dimensione dell'impianto in modo meno che proporzionale rispetto al trend della capacità di rifornimento dell'impianto TTS. Ciò si traduce in importanti effetti di scala che determinano una progressiva riduzione del CAPEX richiesto per unità di capacità. Tale conclusione è ovviamente valida anche se si considerano i volumi di rifornimento complessivi annuali ed i relativi CAPEX annuali.

Le indagini empiriche mostrano inoltre come i CAPEX totali per un sistema da 6 ISO container da 40 (240 m³ di serbatoio) siano pari a 1,7 Milioni di euro, mentre l'investimento per un impianto ISO container/cisterna su multi track da 16 unità (720 m³ di serbatoio) sia pari a 4,9 Milioni di euro. A fronte di un incremento dei CAPEX di quasi 1,8x si registra invece un aumento nell'ordine di 2x della capacità di storage/bunkering di GNL.

L'effetto delle economie di scala dell'impianto è maggiormente visibile prendendo in considerazione il rapporto tra l'investimento complessivo annuo richiesto e la capacità annua dell'impianto nave (Tabella 11). Infatti, considerando una vita utile degli impianti TTS di 20 anni, il costo di capitale annuo per m³ di capacità produttiva annua passa da 0,98 euro per m³ della soluzione "ISO container su ruote (40 m³ di serbatoio per 6 unità)" a 1,05 euro per m³ della soluzione "ISO container/cisterna su multi track da 16 unità (40 m³ di serbatoio per 16 unità)", con un aumento del 7% rispetto ad un aumento della capacità produttiva annua di oltre il 160%.

Proseguendo nell'analisi, in relazione ai costi operativi, in Tabella 12, sono riportati i dati di costo degli OPEX annui in termini assoluti per ogni soluzione di tipo TTS analizzata mentre, in Tabella 13, è riportato il costo OPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto.

Tabella 12: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
LNG - BUNKERING TYPE					
Costo del lavoro	650.000	650.000	650.000	650.000	740.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	4.400	5.400	6.000	7.000	18.600
Costi per l'energia e altre utenze	317.500	372.500	380.000	390.000	732.500
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	329.400	330.400	331.000	332.000	388.600
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	1.301.300	1.358.300	1.367.000	1.379.000	1.879.700
Costo del lavoro	1.100.000	1.100.000	1.235.000	1.370.000	2.855.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	30.000	37.680	40.000	45.000	80.000
Costi per l'energia e altre utenze	136.500	136.500	159.250	182.000	364.000
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	580.000	587.680	657.500	730.000	1.507.500
Costi della supply chain del GNL	1.846.500	1.861.860	2.091.750	2.327.000	4.806.500
Costo operativo totale	3.147.800	3.220.160	3.458.750	3.706.000	6.686.200

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Tabella 13: Costo OPEX annuo per m³ di capacità annua dell'impianto per le soluzioni di bunkering di tipo TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
LNG - BUNKERING TYPE					
Costo del lavoro	7,47	5,96	6,37	5,60	3,18
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,05	0,05	0,06	0,06	0,08
Costi per l'energia e altre utenze	3,65	3,42	3,73	3,36	3,14
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	3,79	3,03	3,25	2,86	1,67
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	14,96	12,46	13,40	11,89	8,07
Costo del lavoro	12,64	10,09	12,11	11,81	12,25
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,34	0,35	0,39	0,39	0,34
Costi per l'energia e altre utenze	1,57	1,25	1,56	1,57	1,56
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	6,67	5,39	6,45	6,29	6,47
Costi della supply chain del GNL	21,22	17,08	20,51	20,06	20,63
Costo operativo annuo totale per m³	36,18	29,54	33,91	31,95	28,70

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

Anche in relazione all'andamento dei costi operativi, si evidenziano chiaramente i benefici connessi alle economie di scala dell'impianto-di tipo TTS.

I dati riportati nella Tabella 13, suggeriscono come all'aumentare delle dimensioni dell'impianto di storage/bunkering di GNL, i costi operativi del sistema di "storage & transfer" e di approvvigionamento rimangono alquanto stabili eccetto per la soluzione ISO container/cisterna su multi track per cui si ha un aumento considerevole dei costi delle utenze, dei costi generali e del lavoro, i quali sono tuttavia ben compensati dall'aumento della capacità produttiva dell'impianto

In termini ponderati, in base alla capacità annua dell'impianto, i costi operativi annui risultano decrescere di quasi il 10%, passando dalla tecnologia ISO container su ruote (40 m³ di serbatoio per 6 unità) alla tecnologia ISO container/cisterna su multi track da 16 unità (720 m³ di serbatoio), passando da 36,18 a 28,7 euro per unità di gas prodotta dall'impianto TTS.

Successivamente all'analisi dei costi CAPEX e OPEX, considerando i costi totali delle tecnologie TTS, sia in termini assoluti che ponderati per la capacità annua dei sistemi di bunkering di tipo TTS, come riportato nella Tabella 14, Tabella 15 e nella Figura 106, è ancor più evidente l'effetto economico dell'incremento dimensionale delle tecnologie impiegate.

In termini assoluti, l'incremento percentuale del costo totale complessivo del primo anno di attività dell'infrastruttura (CAPEX totale + OPEX annuo), passando dal sistema ISO container su ruote (6 unità) a quello ISO container/cisterna su multi track (16 unità), risulta essere +138%, a fronte di un incremento della capacità produttiva annua del 168% e di una capacità di stoccaggio del 167%. Considerando il valore di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) delle tecnologie STS ponderato per le capacità annua degli impianti, passando dal sistema ISO container su ruote (6 unità) a quello ISO container/cisterna su multi track (16 unità), a fronte dell'aumento della capacità produttiva annua dell'impianto del 168% e della capacità di stoccaggio del 167%, il valore del costo totale annuo ponderato per la capacità produttiva diminuisce del 10%, passando da 37,17 a 29,75 euro anno per m³ di capacità produttiva dell'impianto.

Tabella 14: Costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo TTS, primo anno di attività

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
CAPEX	1.720.800	2.156.800	2.295.800	2.597.550	4.928.050
OPEX ANNUO	3.147.800	3.220.160	3.458.750	3.706.000	6.686.200
COSTO TOTALE I ANNO	4.868.600	5.376.960	5.754.550	6.303.550	11.614.250

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

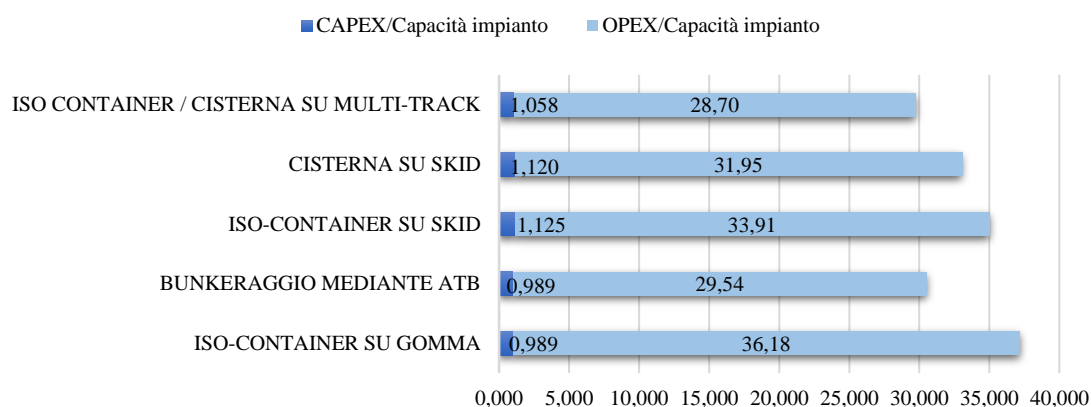
Contributo partner di progetto

Tabella 15: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m³ di capacità produttiva delle tecnologie di bunkering di tipo TTS; vita utile 20 anni

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
CAPEX ANNUO/Capacità impianto	0,989	0,989	1,125	1,120	1,058
OPEX ANNUO/Capacità impianto	36,18	29,54	33,91	31,95	28,70
COSTO TOTALE ANNUO/Capacità impianto	37,171	30,532	35,035	33,068	29,754

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 106: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva delle tecnologie TTS



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

4.3 Pipe to Ship (PTS)

La soluzione Pipe to ship (PTS) emerge come la più adatta a bunkerare GNL ad alte velocità di flusso per il rifornimento di navi oceaniche, dotate di grandi serbatoi di stoccaggio di GNL, o di chiatte e navi utilizzate a loro volta per la soluzione STS.

Per la soluzione PTS sono necessarie infrastrutture ricettive e di storage del GNL, collegate, nel caso di terminal di piccole dimensioni e/o periferici, via terra, tramite l'utilizzo di autocarri o container ISO, oppure, nel caso di terminal di grandi dimensioni, via gasdotti, mediante impianto di liquefazione, o via mare/fiumi tramite navi gassiere/chiatte. Sono altresì necessarie infrastrutture per lo stoccaggio del GNL, ovvero serbatoi di stoccaggio che possono essere costituiti sia da "cilindri di pressione", in grado di gestire il GNL a caldo (n. 4-8 bar), sia "serbatoi atmosferici" che gestiscono il GNL a "freddo", perciò a pressione atmosferica, -160 C.

La configurazione tecnologica di bunkering di tipo Terminal To Ship o Port To Ship o Pipeline To Ship (PTS), presuppone la presenza di una stazione di rifornimento a terra, in prossimità di una

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

banchina o di un pontile dedicato (Figura 107). Le operazioni di bunkeraggio avvengono mediante apposite tubazioni con caratteristiche specifiche, ossia rigidità nella parte iniziale e flessibilità in quella finale, le quali garantiscono un maggior livello di adattabilità e conformità non solo al layout ma anche agli impianti e alle strumentazioni in relazione alle esigenze operative richieste dalla nave da rifornire.

Figura 107: Rifornimento di GNL secondo configurazione PTS



Fonte: <https://www.unitest.pl/?p=3131>; <https://www.manntek.se/lng/applications/ship-to-shore>

Tanto premesso, detta configurazione tecnologica assicura una flessibilità elevata rispetto alle altre soluzioni di bunkering, poiché non risente delle variazioni del livello del mare. Infatti, la differenza di altezza tra la nave LNG-propelled rifornire e l'impianto si adatta continuamente e quindi rimane pressoché invariata. La soluzione PTS è inoltre caratterizzata dalla possibilità di rifornire grandi volumi di GNL (fino ad arrivare anche a 50.000 m³), grazie all'elevata capacità di stoccaggio della stazione o dell'impianto di rifornimento. In ragione di una portata di erogazione del combustibile compreso tra 1.000 e 2.500 m³/h, la tecnologia risulta molto vantaggiosa rispetto alle altre soluzioni, poiché consente di ridurre notevolmente i tempi di rifornimento di GNL.

Solitamente i terminali costieri dotati di soluzioni PTS non si limitano ad erogare servizi di bunkeraggio alle navi, ma sono spesso dotati anche di una stazione di rifornimento per i camion, utilizzata per inviare GNL nell'entroterra secondo un classico schema di Small Scale LNG. Inoltre, è spesso presente in loco un'infrastruttura di rigassificazione finalizzata ad inviare il gas liquefatto, riconvertito in gas, alle reti locali e centri energetici mediante pipeline.

Oltre alle criticità tipicamente connesse a qualsiasi sistema soluzione di bunkering, quali la rottura del serbatoio criogenico e/o delle tubazioni, l'innescò di incendi o esplosioni del GNL fuoriuscito accidentalmente dai serbatoi di stoccaggio, la soluzione PTS è caratterizzata da alcuni problemi specifici sotto il profilo tecnico-operativo ed economico-gestionale. Innanzitutto, si denota una certa rigidità dal punto di vista operativo-gestionale. Le operazioni di bunkering possono infatti essere effettuate solo in corrispondenza delle banchine raggiunte dalle pipeline. Ciò implica che le

caratteristiche infrastrutturali delle banchine incidano significativamente sull'accessibilità al servizio. Ad esempio, qualora il pescaggio dei fondali o la lunghezza della banchina non siano sufficienti per l'attracco di navi LNG-propelled di grandi dimensioni, queste non potranno rifornirsi in porto, sebbene sia stata configurata un'infrastruttura per tale finalità. Inoltre, la soluzione PTS richiede ingenti investimenti iniziali per lo sviluppo e la costruzione delle infrastrutture, per l'acquisto delle attrezzature e dell'equipment necessario al corretto svolgimento delle operations. Tali investimenti vengono considerati come sunk cost poiché impossibili da riconvertire in caso di abbandono o fallimento del business. L'investimento necessario all'implementazione della presente configurazione è assai variabile in ragione della capacità di stoccaggio installata e delle sovrastrutture approntate presso la banchina, ma solitamente richiede alcune decine di milioni di euro (come di seguito analizzato). Inoltre, l'installazione di impianti a terra per il GNL comporta molteplici studi preliminari, incentrati soprattutto sui rischi di safety, e l'implementazione di lunghi e complessi iter autorizzativi in relazione all'installazione e all'esercizio dell'impianto di stoccaggio e di rifornimento. La normativa prevede inoltre regole molto stringenti per la certificazione dell'equipment e per la formazione/gestione del personale impiegato nelle diverse operazioni di manipolazione del GNL⁸.

Tanto premesso, la soluzione PTS si ritiene adatta e funzionale per soddisfare una domanda di GNL elevata e stabile nel lungo periodo. A tal fine, vengono di seguito analizzate cinque differenti opzioni:

1. tre opzioni di strutture PTS a "pressione" (small/1,000m³, mid/9,000m³, large/20,000m³), impiegate per la gestione del GNL a caldo con uno o più cilindri "bullet" in grado di riscaldare il GNL a -145/-130 gradi centigradi e mantenere le pressioni BOG ai valori di progettazione di 4-8bar⁹;
2. due opzioni di strutture PTS "atmosferiche" ("secondarie" /20.000m³, "primarie"/50,000m³) per la gestione del GNL a freddo, le quali richiedono un solo serbatoio "atmosferico" mantenendo il GNL freddo a -162/-160 gradi centigradi e la pressione del gas atmosferico (1 bar, -100 kP¹⁰); ciò richiede l'estrazione ed il ricondensamento del BOG o la compressione per l'invio ad altre applicazioni energetiche.

8 Sotto il profilo normativo risulta di fondamentale importanza la UNI EN 1473 del 2007 "Installazioni ed equipaggiamenti per il Gas Naturale Liquefatto (GNL) - Progettazione delle installazioni di terra" entrata in vigore il 22 marzo del 2007. La presente normativa stabilisce le linee guida da seguire durante le fasi di progettazione, costruzione ed esercizio delle varie tipologie di installazioni a terra per il GNL, comprese quelle per la liquefazione, lo stoccaggio, la gassificazione, il trasporto e il passaggio di GNL. Al contrario, tale normativa non può essere applicata in caso di stazioni cosiddette "satellite", poiché esse sono soggette alla disciplina UNI EN 13645, in ragione della relativa capacità di stoccaggio inferiore a 200 tonnellate.

9 Normalmente, le soluzioni bullet-cilindri sono implementate fino a un fabbisogno totale di stoccaggio GNL di 10.000m³, sopra il quale singoli serbatoi atmosferici sono preferiti sia per motivi tecnici ed economici fino a dimensioni massime di 150.000-200.000m³ per un serbatoio.

10 Un serbatoio di un terminal di importazione di GNL è definito "primario" se può ricevere GNL direttamente dai terminal dei produttori di esportazione ricevendo così i migliori prezzi su scala mondiale. Di solito un serbatoio di 50.000m³ è considerato come dimensione minima per un terminale "primario". Un serbatoio terminal di importazione GNL è definito "secondario" quando riceve il GNL tramite un hub di approvvigionamento GNL intermedio, da navi cisterna GNL oppure attraverso la rete stradale o ferroviaria, aggiungendo inevitabilmente i relativi costi logistici. KP è Il chilogrammo forza o chilogrammo peso. Questa unità di misura corrisponde alla forza peso esercitata da una massa di un chilogrammo sottoposta ad un'accelerazione di gravità pari a 9,80665 m/s².

4.3.1 Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”

Un esempio di un Terminal costiero di GNL “small bullet cylinders” è il Terminal di Halhjem nei pressi di Bergen, in Norvegia, uno dei terminali iniziali attuati da Gasnor nel 2007-2008. Il terminal si compone di due serbatoi di stoccaggio da 500m³ di tipo “bullet” che operano a pressione 4 bar, ricevendo GNL da navi di alimentazione o da autocisterne. Le operazioni di bunkering GNL vengono effettuata ad una velocità di 100m³/h mediante 250m di condutture (Figura 108). Una tipica soluzione PTS GNL di queste dimensioni richiede una superficie minima di terreno di circa 2.900m² con modulo di ricezione/riempimento di GNL (da strada/ferrovia/acqua) e condutture che collegano agli impianti di bunkeraggio GNL assunti a una distanza minima di 250 m.

Questo sistema di bunkering GNL ha una capacità massima annua di bunkering di circa 233.000 m³/y (40m³ x 16u/d x 7d/w x 52w/y) presupponendo l’impiego massimo di massimo 16 contenitori ISO LNG 40’ per il rifornimento dei serbatoi (uno ogni 1h 30’), per un totale di 640m³/giorno. Pertanto, sono richieste circa 8h di servizio di bunkeraggio ad una velocità di rifornimento media di 80m³/h. In alternativa, gli stessi 640m³ di GNL possono essere riforniti nel terminal utilizzando una chiatta di bunkering GNL che si collega agli stessi bracci e tubi di carico e di scarico del terminale costiero di GNL quando non sono in servizio.

Figura 108: Esempio di sistema PTS small bullet cylinders



Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Come per il caso della tecnologia di bunkering GNL TTS, anche la tecnologia PTS presenta due voci distinte di costi di capitale (CAPEX): una parte di costo relativa ad attrezzature e macchinari utilizzati per le operazioni di bunkeraggio in porto, depisto e bunkeraggio, e un’altra relativa ai costi delle attrezzature e macchinari utilizzati nell’ambito della supply chain connessa a detta soluzione.

In relazione ai costi CAPEX in termini assoluti per le attrezzature e macchinari utilizzati per le operazioni di storage e transfer in porto (LNG storage e transfer cost), (Figura 109), il costo degli impianti di stoccaggio del GNL (LNG storage in/out construction cost, capacità 1.000 m³), con

Un corpo avente una massa di 70 kg ha un peso di 70 kgp, quindi il valore che esprime il peso in kgp coincide numericamente sulla Terra con quello che esprime la massa in kg (anche se sono dimensionalmente diversi).

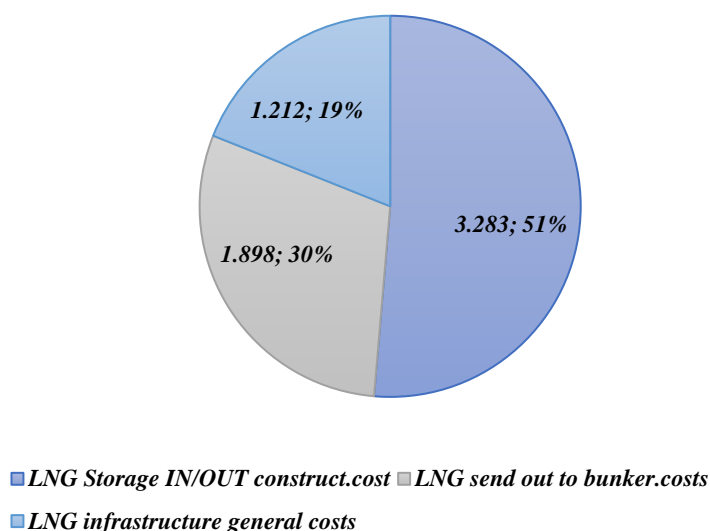
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

raccordi necessari per gli standard di qualità e sicurezza, è di circa 3,3 milioni di euro (51% del totale CAPEX storage & transfer). Il costo delle attrezzature per il trasferimento del bunkering GNL (LNG send out to bunker cost), tra cui 250m di tubazioni (per l'invio, il ritorno e il BOG), pompa e misuratore di flusso, con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenze, è di circa 1,9 milioni di euro (30%). Inoltre, potrebbero essere necessari ulteriori 1,2 milioni euro (19%) di costi generali (LNG infrastrucutre general cost) per l'acquisto del terreno (minima area di sicurezza 2.900 m³), la creazione delle strutture di bunkeraggio del GNL, tra cui i costi di progettazione ingegneristica e gestione dell'installazione degli impianti, le assicurazioni e varie contingenze, portando il CAPEX in termini assoluti delle attrezzature di bunkering ad un importo totale di circa 6,4 milioni euro.

Figura 109: Costi CAPEX di “storage e transfer” della tecnologia PTS Small bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda invece i costi di capitale assoluti inerenti all'approvvigionamento del terminal PTS a GNL di tipo small bullet (LNG supply chain cost, Figura 110) è necessario includere l'acquisto di 19 contenitori ISO, oltre a 16 trattori e rimorchi utilizzati per il viaggio di andata e ritorno giornaliero, includendo 3 unità di riserva, che richiedono ulteriori 4,75 milioni di euro. La soluzione di fornitura giornaliera di GNL via mare richiederebbe una chiatta da 750-1.000 m³ il cui costo sarebbe il medesimo della soluzione di approvvigionamento via terra. Pertanto, il costo CAPEX totale in termini assoluti inclusivo dei costi della logistica di approvvigionamento risulta essere di 11,5 milioni di euro.

Il costo CAPEX totale per metro quadro di capacità totale annua dell'impianto inclusivo dei costi della logistica risulta perciò essere di 48 euro per m³ (11,15 milioni euro diviso 233.000 m³ di capacità totale annua).

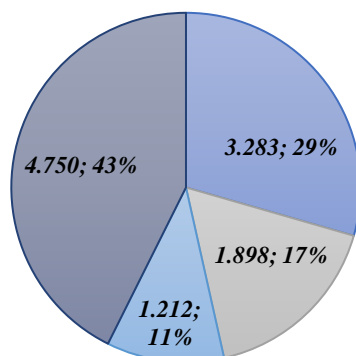
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Come si evince dalla Figura 110, il costo CAPEX in termini assoluti della supply chain incide per quasi il 45% del costo totale CAPEX della soluzione bunkering GNL PTS small bullet cylinders. Nella Figura 111, Figura 112 e Figura 113 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX sopra riportata

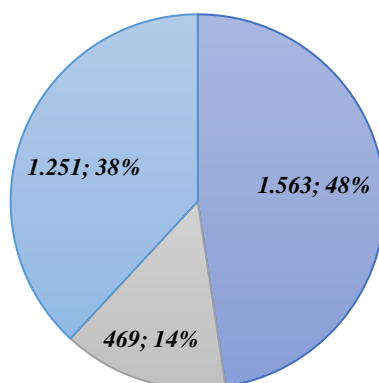
Figura 110: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia Small bullet Cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



- A) LNG Storage IN/OUT construct.cost ■ B) LNG send out to bunker.costs
- C) LNG infrastructure general costs ■ D) LNG SUPPLY CHAIN

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

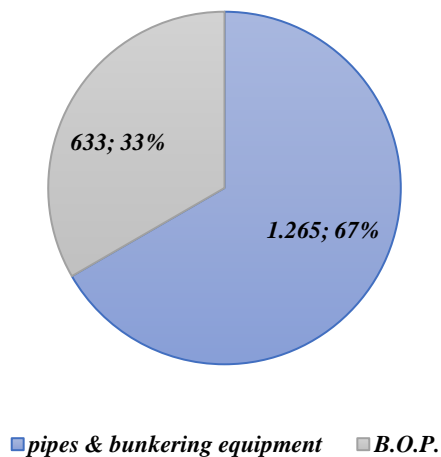
Figura 111: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto PTS small bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



- LME Ni 9% ■ tank/hull structure factor ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

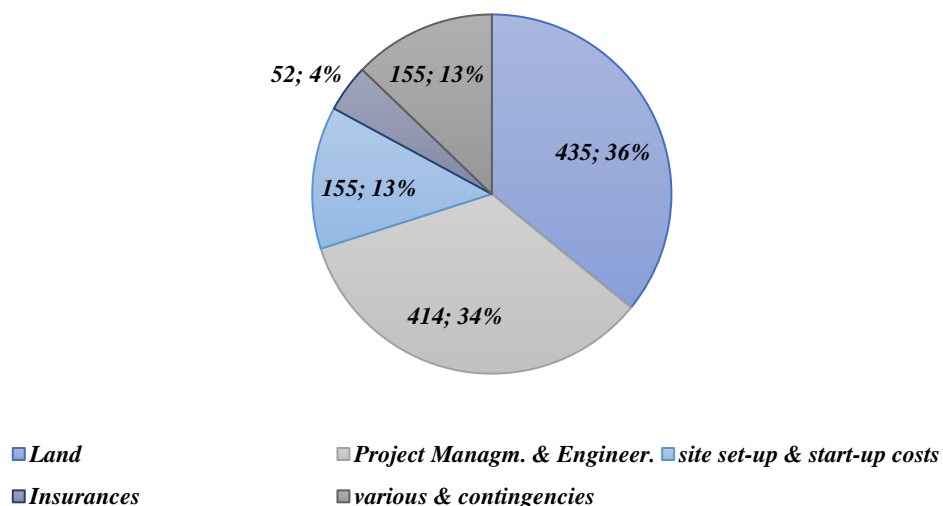
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 112: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto PTS small bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

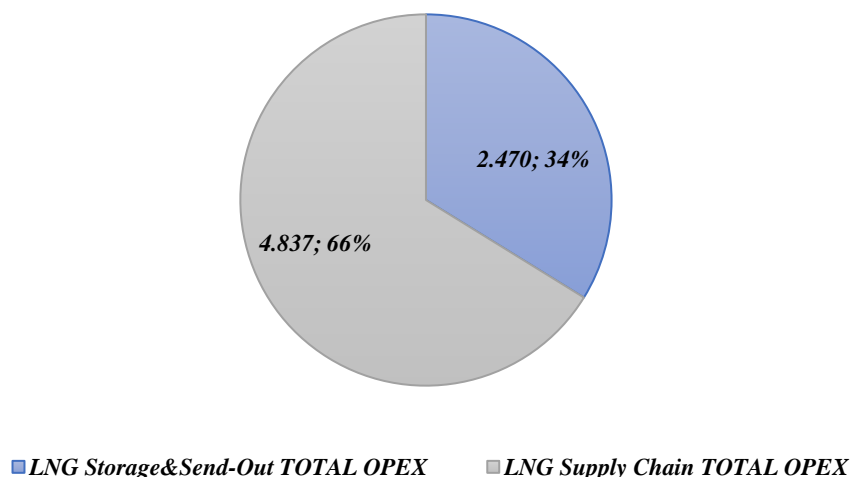
Figura 113: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto PTS small bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda i costi OPEX annui assoluti di questa tecnologia PTS (Figura 114), sono necessari 2,47 milioni/euro all’anno (34%) per il sistema di “storage & send out”, a cui si aggiungono 4,83 milioni euro all’anno (66%) per mantenere la fase di approvvigionamento, per un totale complessivo di 7,30 milioni euro all’anno.

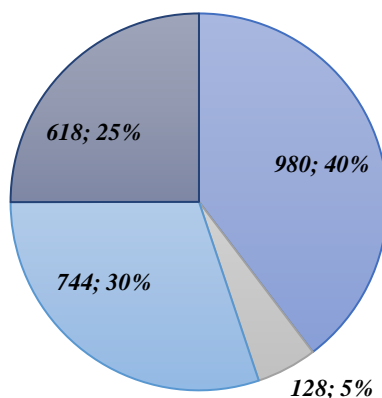
Figura 114: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto PTS small Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In relazione ai costi operativi annui assoluti del sistema di “storage & send out”, Figura 115, il costo del lavoro (labor cost) si aggira intorno al 40% del costo operativo totale di “storage & send out”, 0,98 milioni euro (minimo 15 addetti) mentre, il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,128 milioni euro (5%). Il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi amministrativi (GSA&insurances), inclusivi dei costi per la “safety” e le assicurazioni, risultano essere rispettivamente di 0,744 milioni euro (30%) e 0,618 milioni euro (25%).

Figura 115: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto PTS small bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro

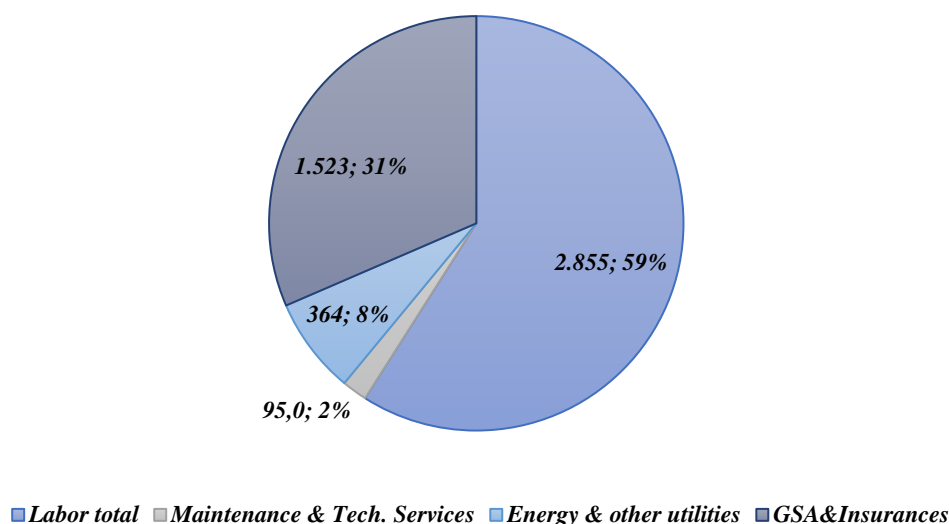


■ Labor total
 ■ Maintenance & Tech. Services
 ■ Energy & other utilities
 ■ GSA&Insurances

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda i costi operativi annui di tale soluzione inerenti alla supply chain del GNL (Figura 116) il costo del lavoro (labor cost) risulta essere il 60% del totale della spesa, pari a 2,855 milioni euro (minimo 60 addetti), mentre il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) costituisce la voce di spesa meno incidente, 0,95 milioni euro (2%). Il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) e i costi amministrativi (GSA&insurances), inclusivi dei costi per la “safety” e le assicurazioni, inerenti alla fase della supply chain del gas, risultano essere rispettivamente di 0,364 milioni euro (8%) e 1,523 milioni euro (31%).

Figura 116: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “supply chain cost” per la costruzione di un impianto PTS small bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Il costo OPEX annuo per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica risulta perciò essere di 31 euro per m³ (7,30 milioni euro diviso 233.000 m³ di capacità totale annua).

4.3.2 Terminal costiero di GNL “Mid-size bullet cylinders”

Esempi tipici di terminal costieri di tipo PTS GNL di medie dimensioni sono i 9.000-10.000m³ terminals GNL attualmente in costruzione a Goteborg (Svezia), Rauma (Finlandia), e anche Oristano (Italia), Figura 117. Possono essere costituiti da 6x1.500-9x1,100m³ serbatoi di stoccaggio di tipo “bullet” che operano al massimo a 4.0 bar, ricevendo GNL da navi feeder GNL o da camion autocisterna e bunkerano GNL ad una velocità di massimo 1.000m³/h verso a navi ormeggiate al molo vicino con circa 1 km di conduttura. Una tipica soluzione terminale GNL di queste dimensioni richiede una superficie minima di terreno di circa 15.000 m² (100mx150m), con modulo di ricezione/riempimento di GNL (per strada/ferrovia/acqua) e condutture che collegano gli impianti di bunkeraggio GNL assunti a una distanza di almeno 1 km.

Figura 117: Esempi di terminal PTS di tipo mid-size bullet cylinders



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Questo sistema di bunkering GNL ha capacità massima annua di bunkering di circa 780.000 m³/y (7.500m³ x 2u/w x 52w/y) presupponendo che ogni settimana un massimo di 2 navi da 7.500 m³ di capacità GNL riforniscano il serbatoio di stoccaggio del terminale, occupando i bracci e i tubi di carico e i tubi del terminal per circa 13 ore ad ogni operazione.

In relazione ai costi CAPEX assoluti per le attrezzature e macchinari utilizzati per le operazioni di storage e transfer del bunker in porto (LNG storage & transfer cost), Figura 118, il costo degli impianti di ricezione e stoccaggio del GNL (LNG storage in/out construction cost) per un impianto di 9.000/10.000m³ di stoccaggio con i raccordi necessari per gli standard di qualità e sicurezza, è di circa 33 milioni di euro (67%). Il costo delle attrezzature per il trasferimento del bunkering del GNL (LNG send out to bunker cost), tra cui 1 km di gasdotti (per l'invio, il ritorno e il BOG), pompa e misuratore di flusso, con pertinenti dispositivi di sicurezza ed emergenze, è circa 8 milioni di euro (16%). Ulteriori spese generali (LNG infrastructure general cost) per 9 milioni di euro (17%) possono essere necessarie per l'acquisto del terreno (area minima di sicurezza di 7.500 m³), per la costruzione di impianti di bunkeraggio GNL, tra cui i costi di ingegneria e gestione dell'installazione degli impianti, per le assicurazioni e varie contingenze. Tanto premesso, i CAPEX in termini assoluti delle attrezzature di bunkering raggiungono la cifra di circa 50 milioni di euro.

Per quanto riguarda invece i costi di capitale in termini assoluti inerenti all'approvvigionamento del terminal PTS a GNL di tipo "mid-size bullet cylinders" (LNG supply chain cost), Figura 119, è necessario includere l'acquisto di una nave "feeder" di 7.500 m³ LNG che è in grado di servire la fornitura di GNL necessaria al terminal effettuando due viaggi di andata e ritorno alla settimana tra l'hub di approvvigionamento e il terminal situato a una distanza presunta di 500 km. Ogni viaggio di andata e ritorno richiede 2x18h di navigazione a 15 nodi di velocità media, 2x9h di operazioni di carico/scarico (alla velocità di trasferimento di 900m³/h), 4x2h per le operazioni di ancoraggio, ormeggio, disormeggio, uscita dal porto e 22h di inattività. Il costo di acquisto di suddetta unità navale si aggira sui 35 milioni di euro, mentre un noleggio giornaliero si aggira sui 15-25.000 euro/giorno.

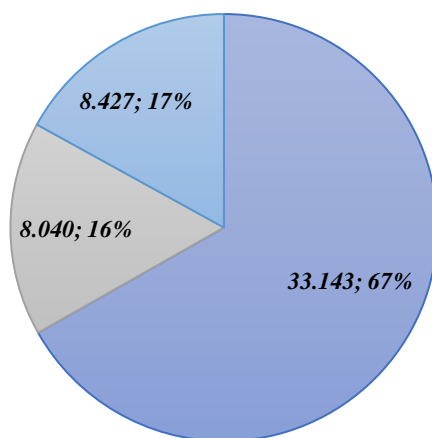
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

Perciò, il costo CAPEX totale approvvigionamento in termini assoluti inclusivo dei costi della logistica di per una soluzione di bunkering PTS del tipo "mid-size bullet cylinders" si aggira intorno agli 85 milioni di euro (Figura 119).

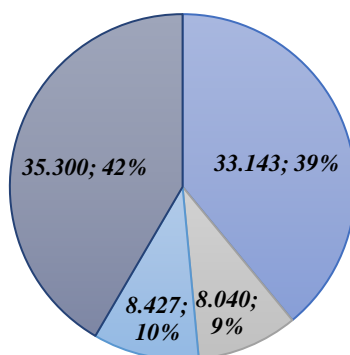
Figura 118: Costi CAPEX di "storage & transfer" della tecnologia mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost ■ LNG send out to bunker.costs ■ LNG infrastructure general costs

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 119: Costi CAPEX di "storage, transfer e approvvigionamento" della tecnologia mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



■ A) LNG Storage IN/OUT construct.cost ■ B) LNG send out to bunker.costs
 ■ C) LNG infrastructure general costs ■ D) LNG SUPPLY CHAIN

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

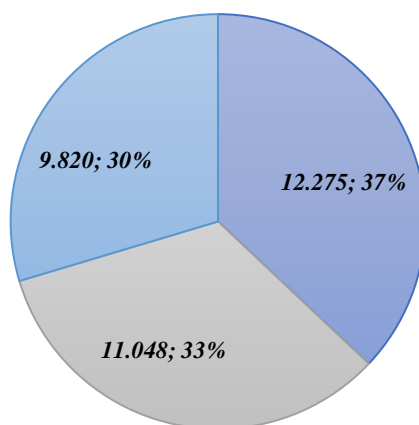
Contributo partner di progetto

Il costo CAPEX assoluto della supply chain incide per quasi il 45% del costo totale CAPEX della soluzione bunkering GNL Mid size bullet cylinders.

Il costo CAPEX totale per metro quadro di capacità totale annua dell'impianto inclusivo dei costi della logistica risulta perciò essere di 109 euro per m³ (84,9 milioni euro diviso 780.000 m³ di capacità totale annua), il 110% in più rispetto alla soluzione bunkering GNL PTS Small bullet cylinders a fronte di una capacità produttiva annua tripla rispetto alla soluzione small bullet cylinders (Figura 123).

Nella Figura 120, Figura 121 e Figura 122 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX sopra riportata.

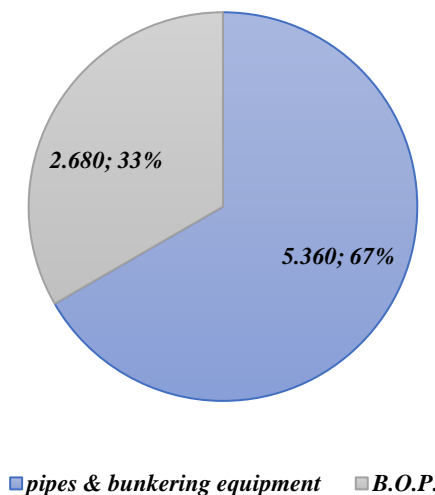
Figura 120: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale "LNG storage IN/OUT construct. costs" per la costruzione di un impianto PTS mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



■ LME Ni 9% ■ tank/hull structure factor ■ B.O.P. (pumps, pipes, meters, ...)

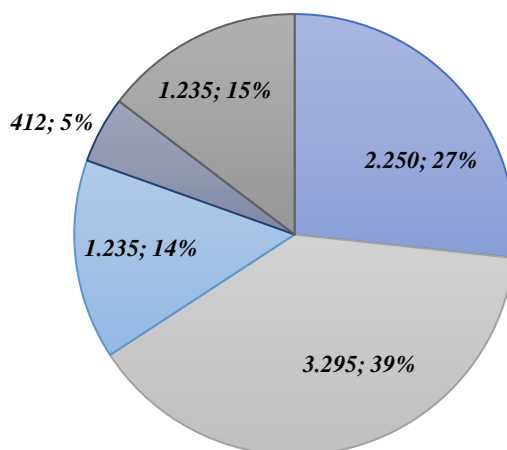
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 121: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto PTS mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

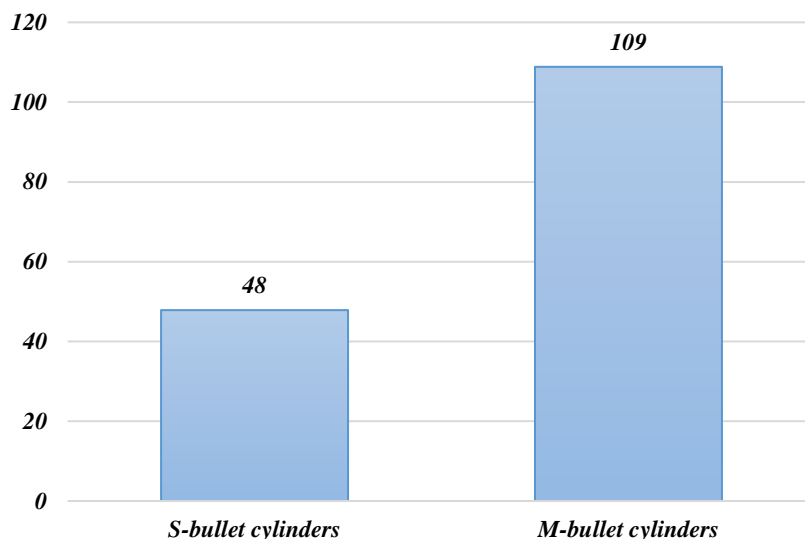
Figura 122: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto PTS mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



■ Land ■ Project Managm. & Engineer. ■ site set-up & start-up costs ■ Insurances ■ various & contingencies

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

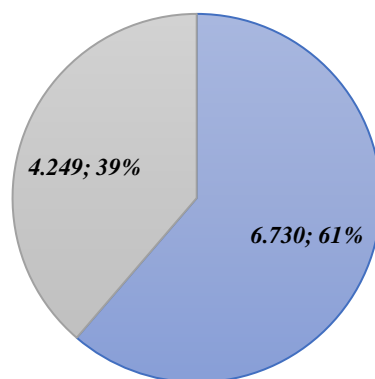
Figura 123: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità all'anno; small bullet cylinders e mid size Bullet cylinders



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda i costi operativi annui assoluti per il funzionamento di questa tecnologia PTS, Figura 124, sono necessari 6,7 milioni euro l'anno (61%) per il sistema "storage & send out", in aggiunta ai 4,2 milioni euro l'anno (39%) per la gestione della fase di approvvigionamento. Il costo operativo complessivo è quindi pari a 10,9 milioni euro/anno.

Figura 124: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto PTS mid size bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



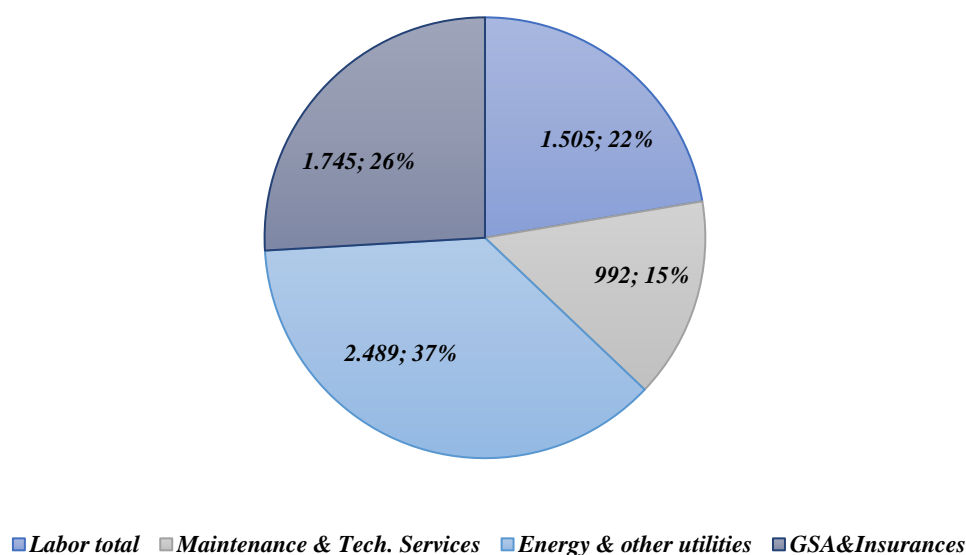
■ LNG Storage&Send-Out TOTAL OPEX ■ LNG Supply Chain TOTAL OPEX

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In relazione ai costi operativi annui assoluti della fase “storage & send out”, Figura 125, il costo preponderante risulta essere quello per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) che risulta essere di 2,48 milioni euro (37%) mentre, il costo con minore incidenza risulta essere il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical cost) risulta essere di 0,992 milioni euro (15%).

Il costo amministrativo (GSA&insurances) di tale soluzione, inclusivo delle spese di “safety” e delle assicurazioni, conta per il 26% del costo totale di “storage & send out” 1.745 milioni euro mentre, il costo del lavoro (labor cost) per il deposito e bunkeraggio di questa soluzione tecnologica si aggira intorno al 22% del costo operativo totale di “storage & send out”, 1,505 milioni euro (minimo 24 addetti).

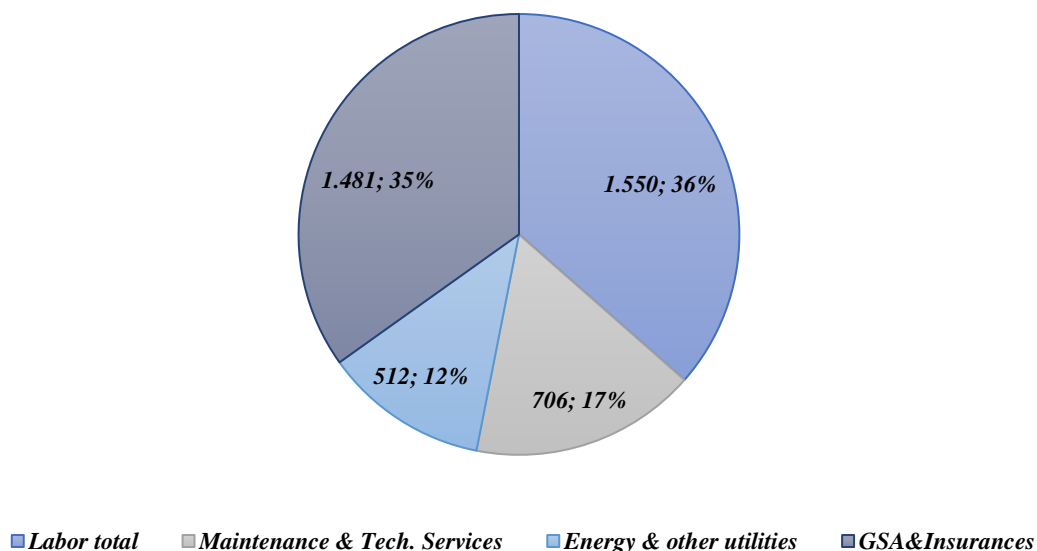
Figura 125: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto PTS mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda i costi operativi annui assoluti di tale soluzione inerenti alla supply chain del GNL, Figura 126, il costo del lavoro (labor cost) risulta incidere per il 36% del totale della spesa, ovvero 1,55 milioni euro (minimo 25 addetti), mentre il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,51 milioni euro (12%). Il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) e i costi amministrativi (GSA&insurances), inclusivi delle spese di “safety” e delle assicurazioni, inerenti alla fase della supply chain del gas, risultano essere rispettivamente di 0,706 milioni euro (17%) e 1,481 milioni euro (35%).

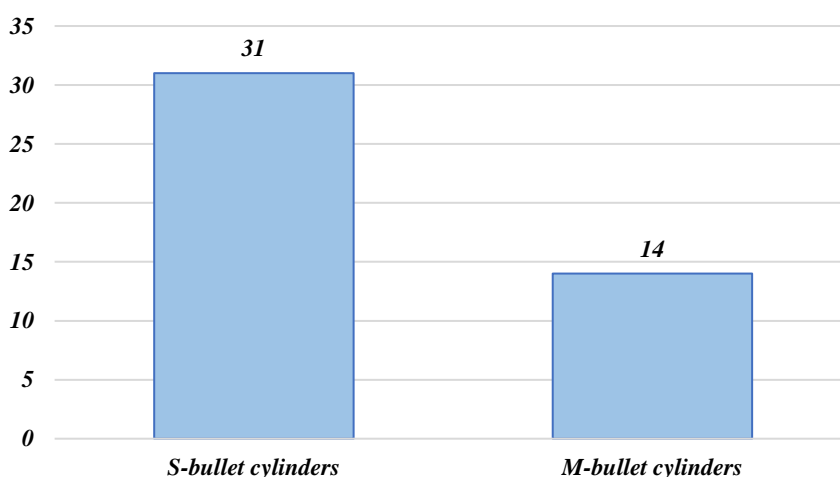
Figura 126: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “supply chain cost” per la costruzione di un impianto PTS mid size Bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Il costo OPEX annuo per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica risulta perciò essere di 14 euro per m³ (10,97 milioni euro diviso 780.000 m³ di capacità totale annua), il 55% in meno rispetto alla soluzione Small bullet (Figura 127).

Figura 127: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità all’anno; small bullet cylinders e mid size Bullet cylinders



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

L'opzione Mid size Bullets, la quale richiede meno di 10.000 m³ capacità di stoccaggio di GNL, è tipicamente utilizzata nei Terminal GNL di piccola scala, volti a soddisfare una domanda di mercato al di sotto di 1 milioni cbm/anno, combinando il bunkering lato mare, con il rifornimento di mezzi stradali e la rigassificazione del GNL per invio alla rete nazionale.

Il CAPEX più elevato della soluzione “Mid size Bullet cylinders” rispetto alla soluzione “Small size Bullet cylinders” fornisce e garantisce una maggiore sicurezza nella gestione dell'offerta del servizio di bunkering GNL.

4.3.3 Terminal costiero di GNL “Long bullet cylinders”

È consuetudine utilizzare un serbatoio di GNL singolo atmosferico, rispetto alle soluzioni multi-bullets, quando la capacità di stoccaggio ricercata è superiore a 10.000m³. Ciononostante, in Italia, i terminal costieri di GNL di Cagliari e Crotona (22.000m³) sono stati presentati per le autorizzazioni HSEIA con una soluzione di 18 cilindri di tipo “bullet” di circa 1.250 m³ di capacità lorda e 1.100 m³ di capacità netta per ciascun cilindro.

Una tipica soluzione terminale GNL di queste dimensioni richiede una superficie minima di terreno di circa 50.000m² (180mx280m), con tubazioni che si collegano alle strutture del molo, sia per il bunkeraggio GNL send-out e ricezione da navi ipotizzate con una capacità di GNL da 7.500-15.000m³, ad una distanza di almeno 1 km.

Figura 128: esempio di tecnologia PTS di tipo long bullet cylinders



Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Questo sistema di bunkering GNL ha capacità massima annua di bunkering di circa 1,56 milioni m³/y (15.000m³ x 2u /w x 52w/y), presupponendo che ogni settimana un massimo di 2 navi con serbatoi da 15.000 m³ rifornisca il serbatoio del terminale, occupando i bracci e tubi di carico e tubi del terminale circa 18 ore per ogni operazione; durante il tempo rimanente della settimana, il terminale è disponibile per l'invio al bunkeraggio nave.

In relazione ai costi CAPEX in termini assoluti per le attrezzature e macchinari utilizzati per le operazioni di storage e transfer in porto (LNG storage & transfer cost), Figura 129, il costo degli impianti di ricezione e stoccaggio del GNL (LNG storage in/out construction cost) per un impianto

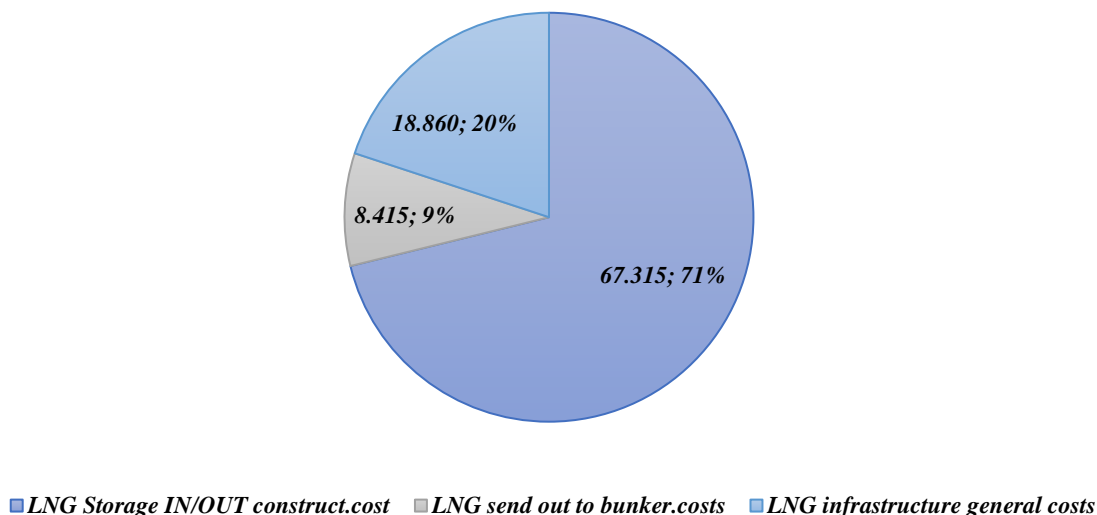
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

di 20.000m³ di stoccaggio con i raccordi necessari per gli standard di qualità e sicurezza, è di circa 67 milioni di euro (71%). Il costo delle attrezzature per il trasferimento del bunkering GNL (LNG send out to bunker cost), tra cui 1 km di gasdotti (per l'invio, il ritorno e il BOG), pompa e misuratore di flusso, con pertinenti dispositivi di sicurezza ed emergenze, è circa 9 milioni di euro (9%). Ulteriori spese generali (LNG infrastructure general cost) per 19 milioni di euro possono essere necessarie per l'acquisto del terreno (20%, area minima di sicurezza di 15.000 m³), la creazione di impianti di bunkeraggio GNL, tra cui i costi di ingegneria e gestione dell'installazione degli impianti, le assicurazioni e varie contingenze, portando il CAPEX in termini assoluti delle attrezzature di bunkering ad un importo totale di circa 95 milioni di euro.

Figura 129: Costi CAPEX di "storage e transfer" della tecnologia PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro

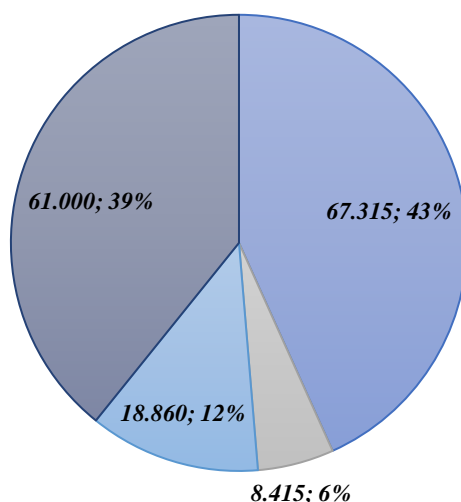


Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda invece i costi di capitale assoluti inerenti all'approvvigionamento del terminal PTS a GNL di tipo long bullet cylinders (LNG supply chain cost), Figura 130, è necessario considerare anche l'acquisto di una nave "feeder" di 15.000 m³ LNG per alimentare la fornitura di GNL necessaria al terminal, effettuando due viaggi di andata e ritorno alla settimana tra l'Hub di approvvigionamento e il terminal situato a una distanza presunta di 500 km. Ogni viaggio di andata e ritorno richiede 2x18h di navigazione a velocità media di 15 nodi, 2x14h di operazioni di carico/scarico (velocità di trasferimento del GNL pari a 1.200m³/h), 4x2h per le operazioni di ancoraggio, ormeggio, disormeggio, uscita dal porto e 12h di inattività. Il costo di acquisto di tale unità navale si aggira sui 61 milioni di euro, mentre un noleggio giornaliero si aggira sui 35-50.000 euro giorno.

Perciò, il costo CAPEX totale inclusivo dei costi della logistica per una soluzione di bunkering PTS del tipo long bullet cylinders si aggira intorno ai 156 milioni di euro.

Figura 130: Costi CAPEX di “storage, transfere approvvigionamento” della tecnologia PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro

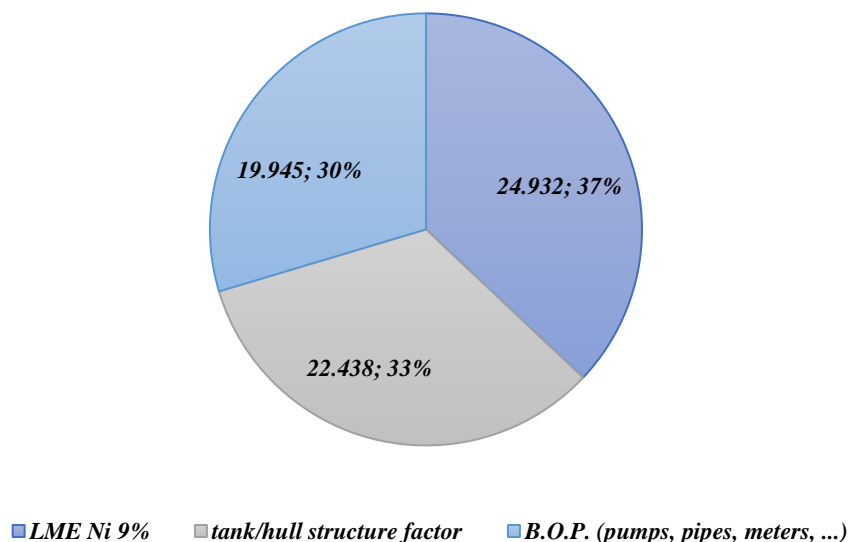


- A) LNG Storage IN/OUT construct.cost
- B) LNG send out to bunker.costs
- C) LNG infrastructure general costs
- D) LNG SUPPLY CHAIN

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

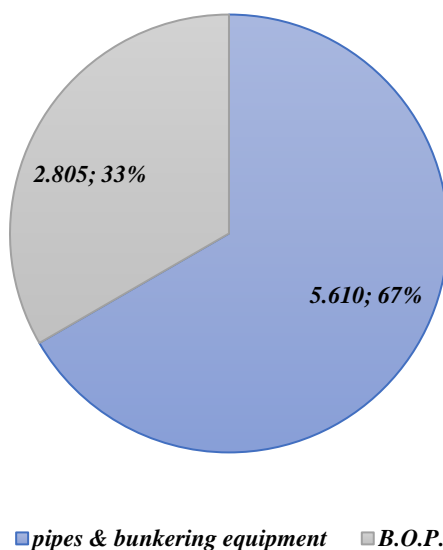
Come si evince dalla Figura 130, il costo CAPEX assoluto della supply chain incide per quasi il 40% del costo totale CAPEX della soluzione bunkering GNL PTS long bullet cylinders. Il costo CAPEX per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logisitca risulta essere di 100 euro per m³ (155,6 milioni euro diviso 1.560.000 m³ di capacità totale annua), il 10% in meno rispetto alle soluzioni bunkering GNL di tipo mid size bullet cylinders e il 100% in più rispetto alla soluzione small bullet cylinders. Nella Figura 131, Figura 132 e Figura 133 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX sopra riportata.

Figura 131: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



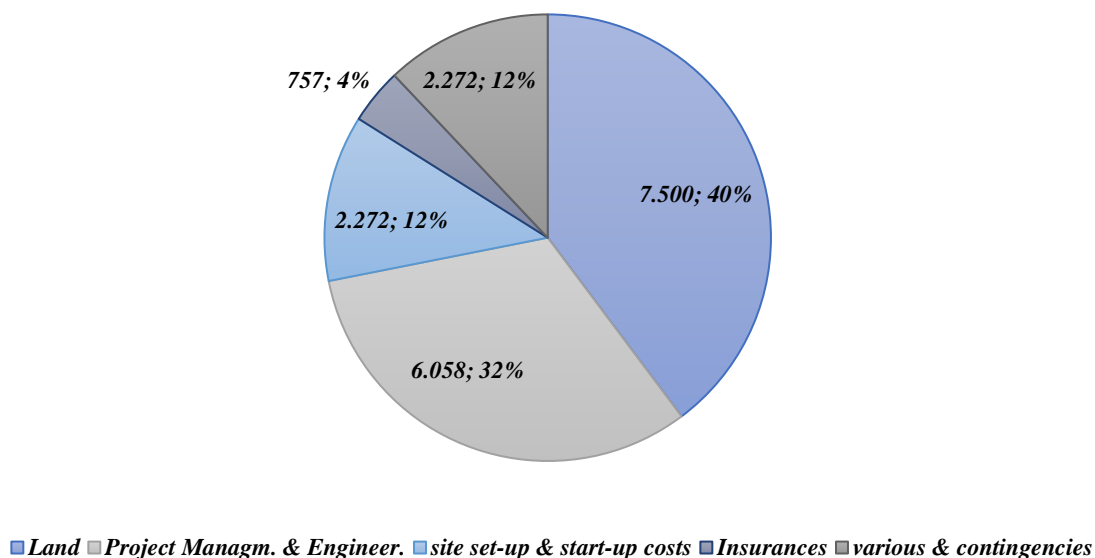
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 132: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



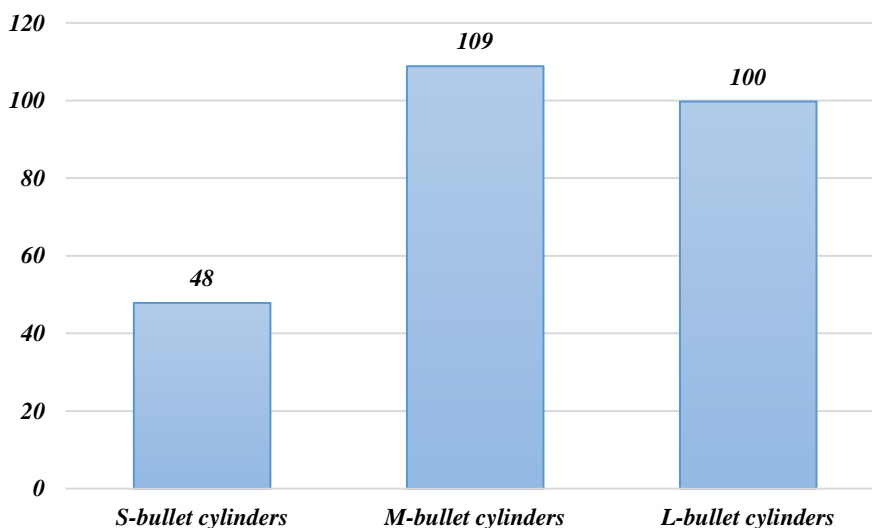
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 133: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 134: Costo CAPEX per metro quadrato di capacità all’anno; small bullet, mid size bullet e long bullet cylinders



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

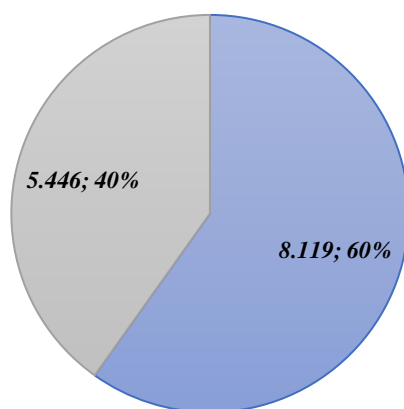
Per quanto riguarda i costi operativi (OPEX) annui assoluti per il funzionamento di questa tecnologia PTS,

Figura 135, sono necessari 8,1 milioni euro l'anno (60%) per il sistema di "storage & send out", più 5,3 milioni euro l'anno (40%) per la gestione della fase di approvvigionamento. Ciò determina un costo operativo totale annuo pari a 13,4 milioni euro.

In relazione ai costi operativi annui assoluti del sistema di "storage & send out", Figura 136, il costo preponderante risulta essere quello per l'energia e altre utenze (energy & other utilities cost) che risulta essere di 4,97 milioni euro (43%) mentre, il costo con minore incidenza risulta essere il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical cost) risulta essere di 1,89 milioni euro (16%).

Il costo amministrativo (GSA&insurances) di tale soluzione, inclusivo delle spese di "safety" e delle assicurazioni, conta per il 25% del costo totale di "storage & send out" 2.81 milioni euro mentre, il costo del lavoro (labor cost) per il deposito e bunkeraggio di questa soluzione tecnologica si aggira intorno al 16% del costo operativo totale di "storage & send out", 1,85 milioni euro (minimo 24 addetti).

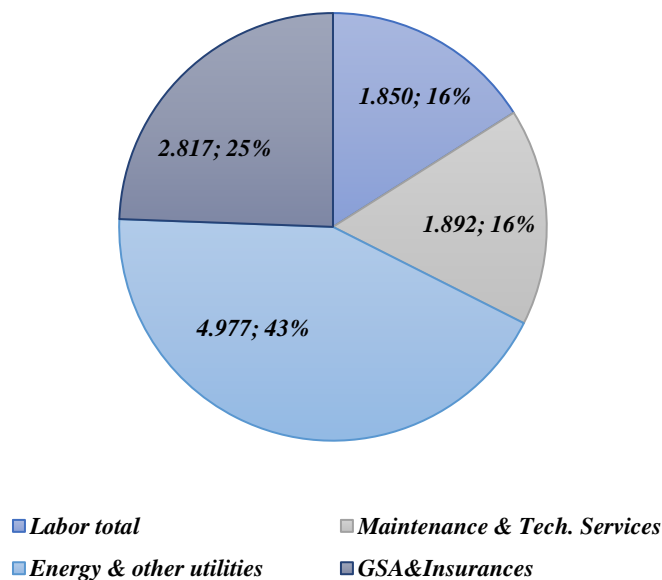
Figura 135: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



■ LNG Storage&Send-Out TOTAL OPEX ■ LNG Supply Chain TOTAL OPEX

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

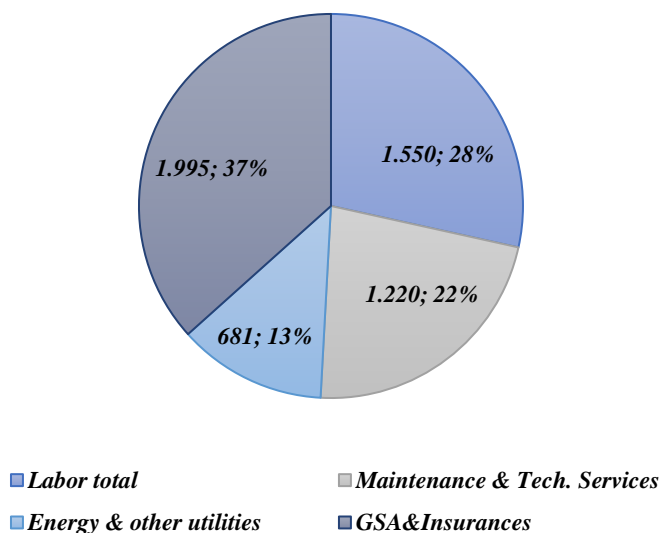
Figura 136: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda i costi operativi annui assoluti di tale soluzione inerenti alla supply chain del GNL (LNG supply chain cost), Figura 137, il costo amministrativo (GSA&insurances cost), inclusivo del costo di “safety” e delle assicurazioni, incide per il 40% sul totale della spesa, 1,99 milioni euro (minimo 25 addetti), mentre, il costo dell’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) sono la voce di spesa meno incidente, 0,681 milioni euro (13%). Il costo del lavoro (labor cost) della catena di approvvigionamento di questa soluzione tecnologica si aggira intorno al 30% del costo operativo totale di approvvigionamento, 1,55 milioni euro (minimo 25 addetti). Il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere di 1,22 milioni euro (22%).

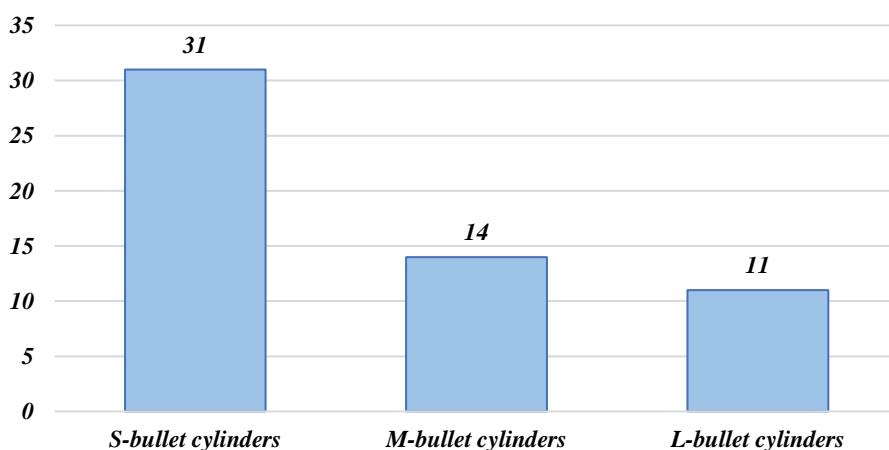
Figura 137: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “supply chain cost” per la costruzione di un impianto PTS long bullet cylinders; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Il costo OPEX annuo per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica risulta perciò essere di 11 euro per m³ (16,98 milioni euro diviso 1.560.000 m³ di capacità totale annua), il 21% in meno rispetto alla soluzione mid size bullet e il 69% in meno rispetto la soluzione small bullet cylinders.

Figura 138: Costo OPEX per metro quadrato di capacità all’anno; small bullet, mid size bullet e long bullet cylinders



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

L'opzione long-Bullets 20.000m³ è stata presa in esame per confrontare i costi CAPEX e OPEX in termini assoluti di questa tipologia di impianto con quelli di dimensione simile, tipologia terminal costiero GNL “secondario” a pressione atmosferica, che, come precedentemente accennato, risulta più economico e efficiente per impianti di dimensione maggiore ai 10.000m³. Detta soluzione risulta quindi ottimale per soddisfare una domanda di mercato del GNL di 1-2 milioni/anno, derivante dalla combinazione della domanda di bunkering di GNL marittima, terrestre e della rete locale.

Data la maggiore complessità della soluzione multi-tank Long bullet cylinders, rispetto all'opzione a singolo serbatoio descritta nel prossimo paragrafo, ed i crescenti fabbisogni in termini di materiali e macchinari, i CAPEX in termini assoluti risultano notevolmente più elevati (circa il doppio) rispetto alla soluzione singolo serbatoio a pressione atmosferica, a cui si aggiungono costi OPEX assoluti più elevati del 40%.

4.3.4 Terminal costiero di GNL “secondario” a pressione atmosferica

Il primo esempio di Terminal Costiero GNL su piccola scala con serbatoio atmosferico singolo di tipo “secondario” nell'UE è l'AGA 20.000m³, a Nijmegen, vicino a Stoccolma, che è entrato in funzione nel 2011 (Figura 139). Successivamente sono stati costruiti tre terminal del medesimo tipo da 30.000 m³, ovvero:

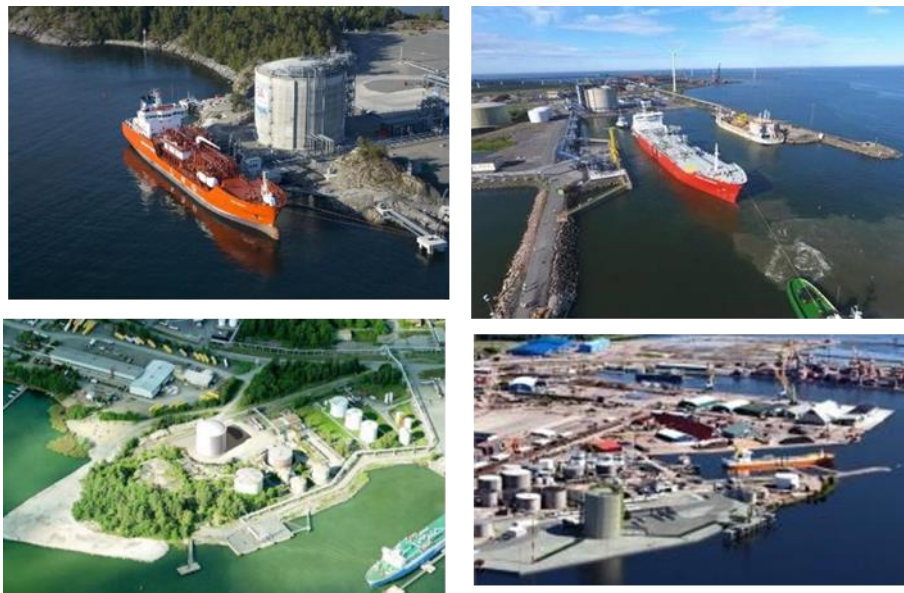
- Pori (Finlandia, start-up nel 2016),
- Turku e Hamina Kotka (Finlandia),
- Gavle e Oxelosund (Svezia).

In Italia, Edison/PIR sta progettando di costruire due serbatoi atmosferici da 10 nel porto di Ravenna.

Un terminal costiero di GNL che adotta una soluzione di tipo PTS si definisce secondario quando viene rifornito da un terminal intermediario. Ciò implica l'adozione di operazioni di re-loading e re-shipment. Al Contrario, un Terminale GNL è definito primario quando riceve il GNL direttamente da un Terminale di produzione/esportazione.

Un terminale "atmosferico" GNL di dimensioni di stoccaggio 20.000m³ è dotato di un serbatoio con contenimento realizzato completamente in calcestruzzo che misura 36m di diametro e 31m di altezza, il quale può essere parzialmente o totalmente sotterraneo se necessario. Tale opzione richiede una superficie minima di terreno di circa 15.000m² (90mx165m), con pipelines che si collegano alle strutture del molo, sia per il bunkeraggio GNL send-out, sia per la ricezione di navi con serbatoi da 7.500-15.000m³, ipotizzando una distanza di almeno 1 km. Im Figura 139 sono riportati alcuni esempi di terminal GNL costieri di tipo “secondario” a pressione atmosferica.

Figura 139: Esempio di tecnologia PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica”



Fonte: Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Questo sistema di bunkering GNL ha una capacità massima annua di bunkering di circa 1,56 mlnm³/y (15.000m³ x 2u/w x 52w/y), presupponendo che ogni settimana un massimo di 2 navi da 15.000 m³ di capacità di stoccaggio rifornisca il serbatoio terminale, occupando i bracci e tubi di carico e tubi del terminale circa 18 ore per ogni operazione mentre, durante il tempo rimanente della settimana, il terminale è disponibile per l'invio al bunkeraggio nave.

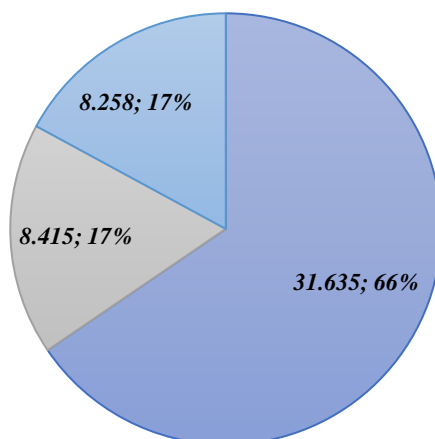
In relazione ai costi CAPEX in termini assoluti per le attrezzature e macchinari utilizzati per le operazioni di storage e transfer in porto (LNG storage & transfer cost), Figura 140, il costo degli impianti di ricezione e stoccaggio del GNL (LNG storage in/out construction cost) per un impianto di 20.000m³ di stoccaggio atmosferico con i raccordi necessari per gli standard di qualità e sicurezza, è di circa 32 milioni di euro (66%). Il costo delle attrezzature per il trasferimento del bunkering GNL (LNG send out to bunker cost), tra cui 1 km di gasdotti (per l'invio, il ritorno e il BOG), pompa e misuratore di flusso, con pertinenti dispositivi di sicurezza ed emergenze, è circa 8,5 milioni di euro (17%). Ulteriori spese generali (LNG infrastructure general cost) per 8,5 milioni di euro possono essere necessarie per l'acquisto del terreno (17%, area minima di sicurezza di 15.000 m³), per la costruzione di impianti di bunkeraggio GNL, tra cui i costi di ingegneria e gestione dell'installazione degli impianti, per le assicurazioni e per le varie contingenze. Tanto premesso, i costi CAPEX assoluti delle attrezzature di bunkering (LNG storage & transfer cost) si stimano pari a 48 milioni di euro.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Figura 140: Costi CAPEX di "storage e transfer" della tecnologia PTS di tipo "secondario" a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro



■ LNG Storage IN/OUT construct.cost
 ■ LNG send out to bunker.costs
■ LNG infrastructure general costs

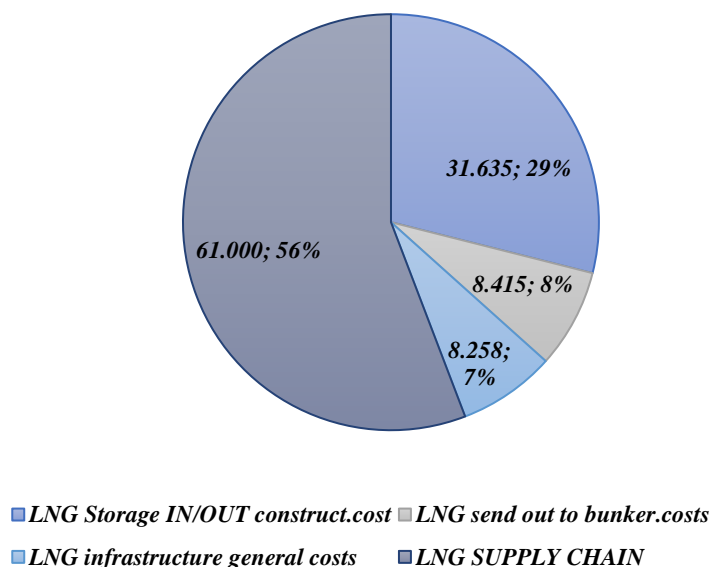
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda invece i costi di capitale inerenti all'approvvigionamento del terminal PTS a GNL di tipo "secondario" a pressione atmosferica (LNG supply chain cost), Figura 141, è necessario includere l'acquisto di una nave "feeder" di 15.000 m³ LNG capace di rifornire il terminal effettuando due viaggi di andata e ritorno alla settimana tra l'Hub di approvvigionamento e il terminal situato a una distanza presunta di 500 km.

Ogni viaggio di andata e ritorno richiede 2x18h di navigazione a 15 nodi, 2x14h di operazioni di carico/scarico (1.200m³/h), 4x2h ancoraggio/ormeggio/disormeggio/uscita dal porto e 12h di inattività. Il costo di acquisto di tale unità navale si aggira intorno ai 61 milioni di euro, mentre il noleggio giornaliero è pari a 35-50.000 euro/giorno.

Perciò, il costo CAPEX totale assoluto per una soluzione di bunkering PTS del tipo "secondario" a pressione atmosferica si aggira intorno ai 109 milioni di euro.

Figura 141: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; *valori assoluti in migliaia di euro*

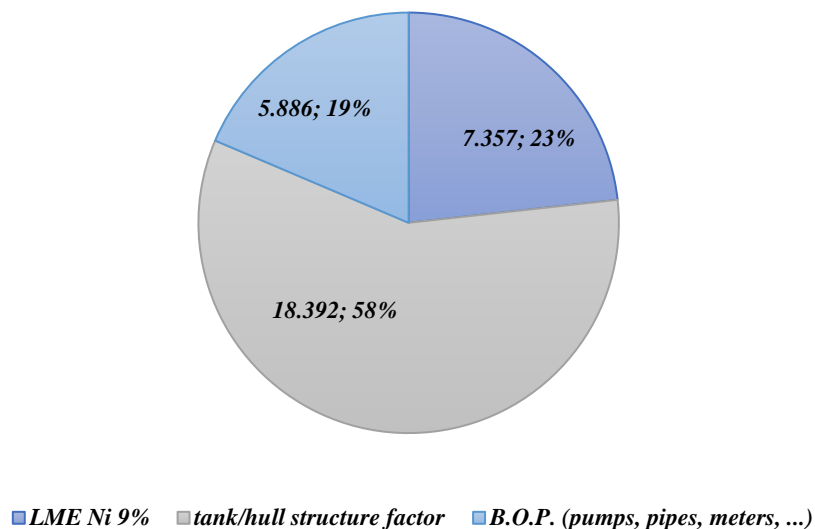


Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Come si evince dalla Figura 141, il costo CAPEX assoluto della supply chain incide per quasi il 56% del costo totale CAPEX della soluzione bunkering GNL terminal costiero di tipo “secondario” a pressione atmosferica. Il costo CAPEX totale per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica risulta perciò essere di 70 euro per m³ (109 milioni euro diviso 1.560.000 m³ di capacità totale annua), il 30% in meno rispetto alle soluzioni bunkering GNL di tipo long bullet che presenta la medesima dimensione di capacità annua (Figura 145).

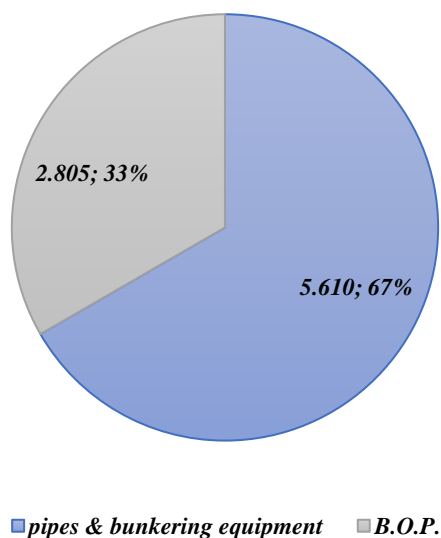
Nella Figura 142, Figura 143 e Figura 144 sono riportati i dati di costo delle micro-voci di ciascuna categoria macro di CAPEX sopra riportata.

Figura 142: Costi CAPEX di “storage, transfer e approvvigionamento” della tecnologia PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro



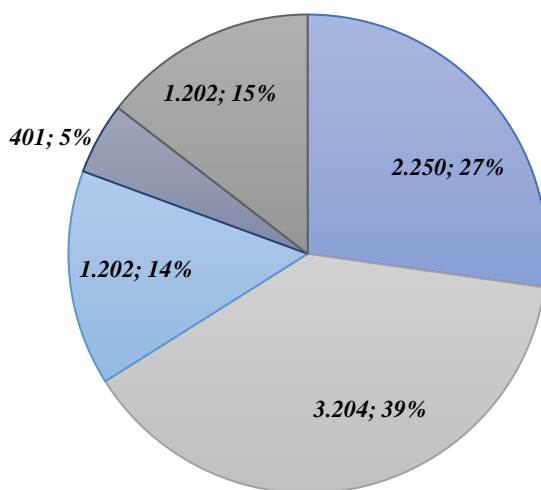
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 143: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

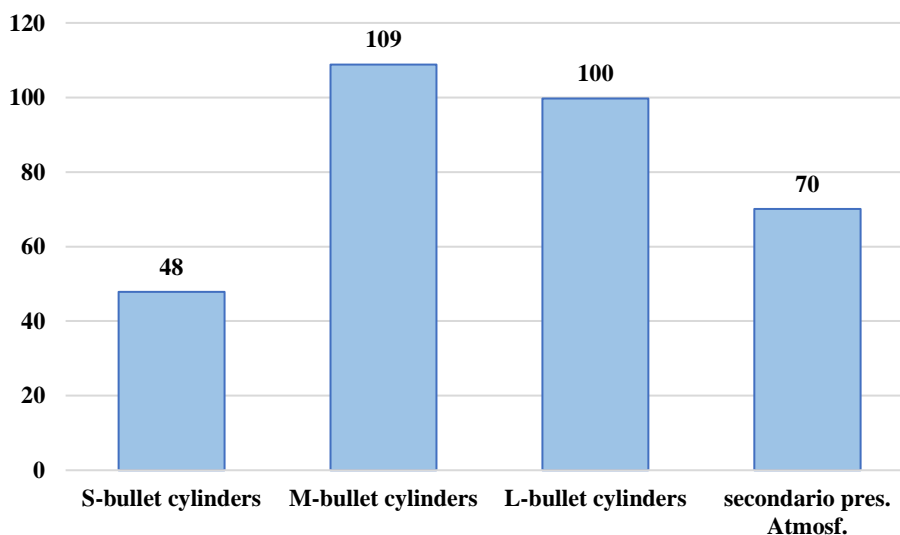
Figura 144: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro



■ Land ■ Project Managm. & Engineer. ■ site set-up & start-up costs ■ Insurances ■ various & contingencies

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

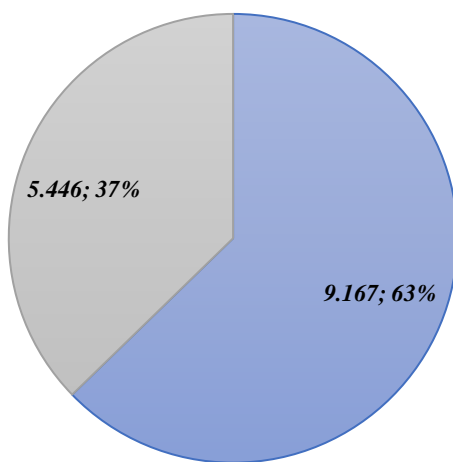
Figura 145: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua; small/mid/long bullet cylinders e “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda i costi OPEX annui assoluti di questa tecnologia PTS, Figura 146, sono necessari 9,1milioni euro l’anno (63% degli OPEX totali) per il sistema di “storage & send out”, a cui si aggiungono 5,4 milioni euro l’anno (37%) per la gestione della fase di approvvigionamento. Pertanto, il costo operativo totale annuo è di 14,6 milioni euro.

Figura 146: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro



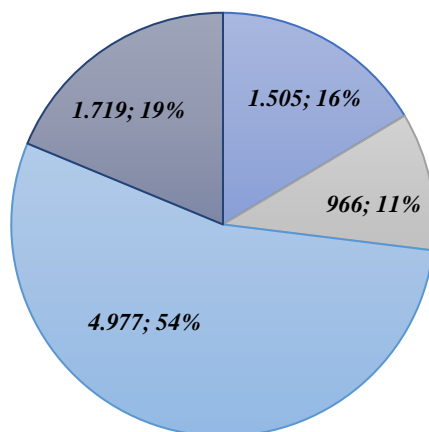
■ LNG Storage&Send-Out TOTAL OPEX ■ LNG Supply Chain TOTAL OPEX

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In relazione ai costi operativi annui assoluti della fase “storage & send out”, Figura 147, il costo preponderante risulta essere quello per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) che risulta essere di 4,97 milioni euro (54%) mentre, il costo con minore incidenza risulta essere il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical cost) risulta essere di 0,96 milioni euro (11%).

Il costo amministrativo (GSA&insurances) di tale soluzione, inclusivo delle spese di “safety” e delle assicurazioni, conta per il 19% del costo totale di “storage & send out” 1,79 milioni euro mentre, il costo del lavoro (labor cost) per il deposito e bunkeraggio di questa soluzione tecnologica si aggira intorno al 16% del costo operativo totale di “storage & send out”, 1,50 milioni euro (minimo 24 addetti).

Figura 147: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro

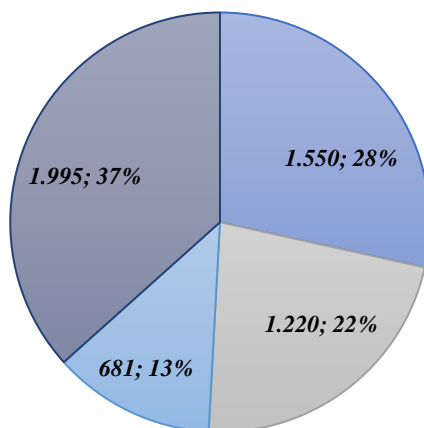


■ Labor total
 ■ Maintenance & Tech. Services
 ■ Energy & other utilities
 ■ GSA&Insurances

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda i costi operativi annui assoluti di tale soluzione inerenti alla supply chain del GNL (LNG supply chain cost), Figura 148, il costo amministrativo (GSA&insurances), inclusivo delle spese di “safety” e delle assicurazioni, incide per il 37% del totale della spesa, 1,99 milioni euro (con un minimo di 25 addetti), mentre il costo per l’energia e altre utenze risulta la voce di spesa meno incidente, 0,681 milioni euro (13%). Il costo del lavoro (labor cost) della catena di approvvigionamento di questa soluzione tecnologica si aggira intorno al 28% del costo operativo totale di approvvigionamento, 1,55 milioni euro (minimo 25 addetti). Il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere di 1,22 milioni euro (22%).

Figura 148: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “supply chain cost” per la costruzione di un impianto PTS di tipo “secondario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro

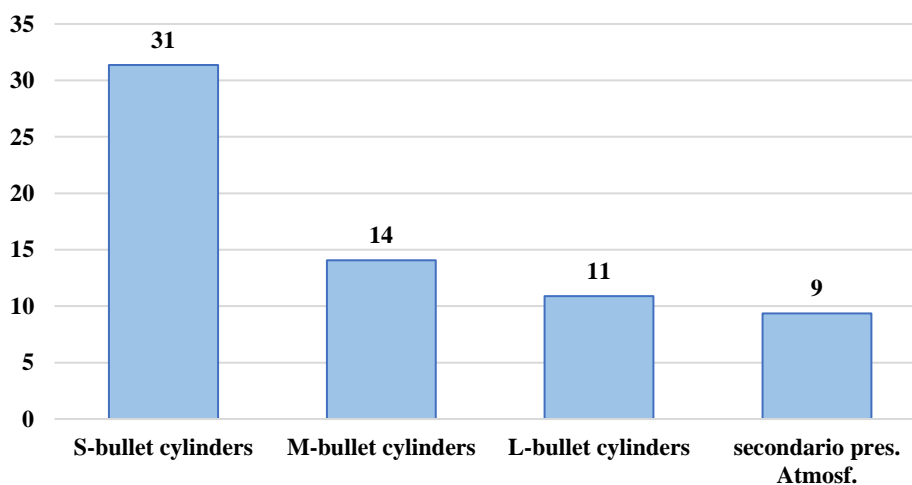


■ Labor total
 ■ Maintenance & Tech. Services
 ■ Energy & other utilities
 ■ GSA&Insurances

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Il costo OPEX annuo per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica risulta perciò essere di 9 euro per m³ (14,61 milioni euro diviso 1.560.000 m³ di capacità annua totale), il 20% in meno rispetto alla soluzione di egual capacità produttiva long bullet cylinders (Figura 149).

Figura 149: Costo OPEX annuo per metro quadrato di capacità all’anno; small/mid/Long bullet cylinders “secondario” a pressione atmosferico



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

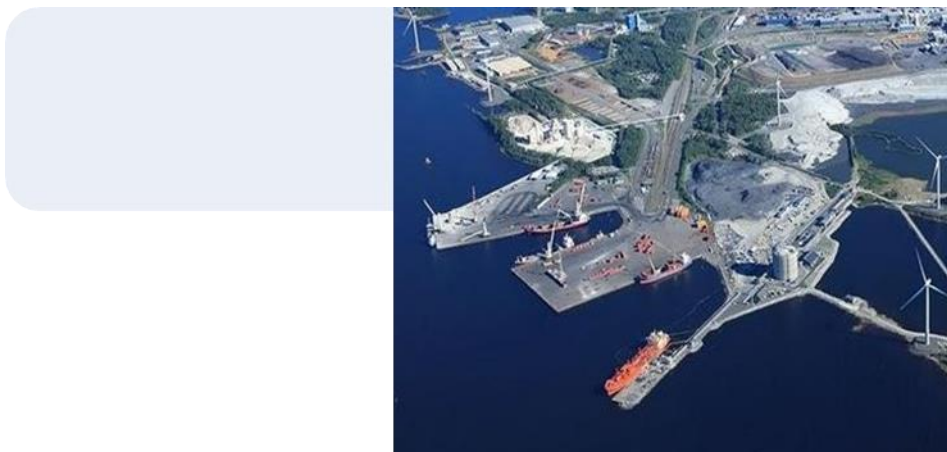
L'opzione PTS da 20.000m³ di tipo “small scale” atmosferico è tipicamente impiegata per soddisfare una domanda di mercato del GNL di 1-2 milioni m³/anno, la quale combina il bunkering delle navi, al rifornimento dei mezzi stradali e la rigassificazione del GNL per la distribuzione nella rete primaria. Tale soluzione presenta quindi un costo totale complessivo pari alla metà rispetto alla soluzione a più “proiettili”, la quale soddisfa la medesima domanda. Inoltre, a differenza della soluzione long bullet, i costi operativi annui sono nettamente più contenuti (-30%), dati i minori costi di manutenzione, personale e spese amministrative, di safety e assicurazioni. Il costo del capitale per tale soluzione è inoltre il 50% in meno rispetto alla soluzione Long bullet, dato il minor numero e la dimensione ridotta dei serbatoi di deposito.

4.3.5 Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica

Il primo esempio di Terminal costiero GNL primario PTS a pressione atmosferica su piccola scala con serbatoio atmosferico singolo in Europa è il Manga Terminal, a Tornio Finlandia, entrato in funzione nel novembre 2019 e con una capacità di 50.000m³ (Figura 150)

Una tipica soluzione terminale "atmosferica" GNL di dimensioni 50.000m³, è costituita da un serbatoio con strutture di contenimento di calcestruzzo di misura 49m di diametro e 42m di altezza, il quale può essere parzialmente o totalmente sotterraneo se necessario. Questa soluzione richiede una superficie minima di terreno di circa 20.000m² (120mx165m), con tubazioni che si collegano alle strutture del molo, sia per il l'invio e la ricezione di bunker di GNL da navi di capacità 30.000m³, assunti ad una distanza di almeno 1 km.

Figura 150: Esempio di soluzione PTS di tipo “primario” a pressione atmosferica”



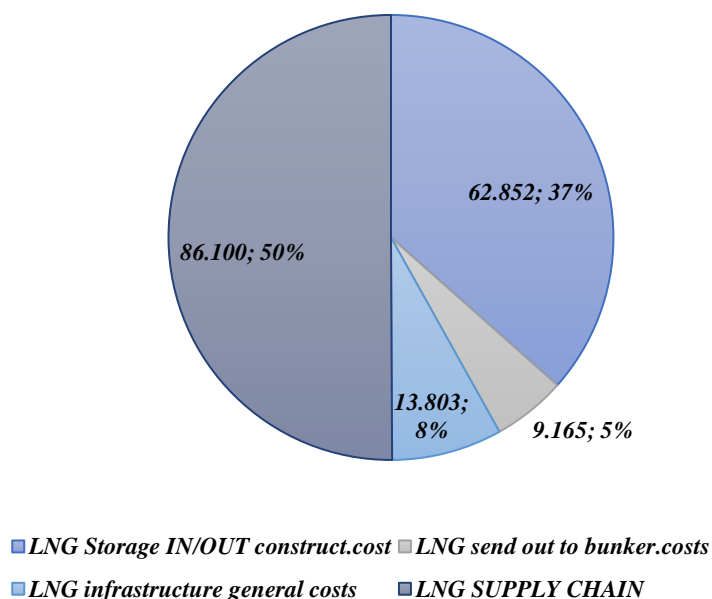
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Questo sistema di bunkering GNL ha capacità massima annua di bunkering di circa 3,12 milioni m³/y (30.000m³ x 2u/w x 52w/y), presupponendo che ogni settimana un massimo di 2 navi da 30.000 m³ riforniscano il serbatoio del terminal, occupando i bracci e tubi di carico e tubi del terminale per circa

22 ore ad ogni operazione. Durante il tempo rimanente, il terminale rimane disponibile per le attività di bunkering.

In relazione ai costi CAPEX in termini assoluti delle attrezzature e macchinari utilizzati per le operazioni di storage e transfer (LNG storage & transfer cost), Figura 151, il costo degli impianti di ricezione e stoccaggio del GNL (LNG storage in/out cost) per un impianto di 50.000m³ di stoccaggio atmosferico con i raccordi necessari per gli standard di qualità e sicurezza, è di circa 63 milioni di euro (73%). Il costo delle attrezzature per bunkering del GNL (LNG send out to bunker cost), tra cui 1 km di gasdotti (per l'invio, il ritorno e il BOG), pompa e misuratore di flusso, con pertinenti dispositivi di sicurezza ed emergenze, è circa 9 milioni di euro (11%). Ulteriori spese generali (LNG infrastructure general cost) per 13 milioni di euro (16%) possono essere necessarie per l'acquisto del terreno (area minima di sicurezza 20.000 m²), per la creazione di impianti di bunkeraggio GNL, tra cui i costi di ingegneria e gestione dell'installazione degli impianti, per le assicurazioni e varie contingenze. Tanto premesso, i costi CAPEX totali assoluti delle attrezzature di bunkering arrivano ad un importo totale di circa 86 milioni di euro.

Figura 151: Costi CAPEX di "storage e transfer" della tecnologia PTS terminal costiero "primario" a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda invece i costi di capitale inerenti all'approvvigionamento del terminal PTS a GNL, Figura 152, è necessario includere l'acquisto di una nave "feeder" di 30.000 m³ LNG, capace di servire il terminal attraverso due viaggi di andata e ritorno alla settimana tra l'Hub di approvvigionamento e il terminal stesso, localizzato a una distanza presunta di 500 km. Ciascun

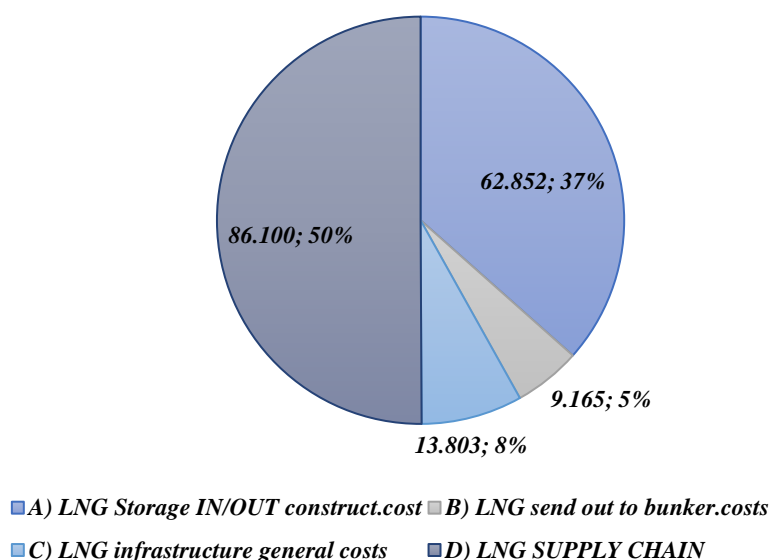
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

viaggio di andata e ritorno richiede 2x17h di navigazione a 16 nodi, 2x18h di operazioni di carico/scarico (1.800m³/h), 4x2h ancoraggio/ormeggio/disormeggio/uscita dal porto e 6h di inattività. Il costo di acquisto di tale unità navale si aggira sui 86 milioni di euro, mentre un noleggio giornaliero si aggira sui 35-50.000 euro giorno. Perciò, il costo CAPEX totale in termini assoluti inclusivo dei costi della logistica per una soluzione di bunkering PTS del tipo terminal primario a pressione atmosferica si aggira intorno ai 172 milioni di euro.

Figura 152: Costi CAPEX di "storage, transfer e approvvigionamento" della tecnologia PTS terminal costiero "primario" a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro

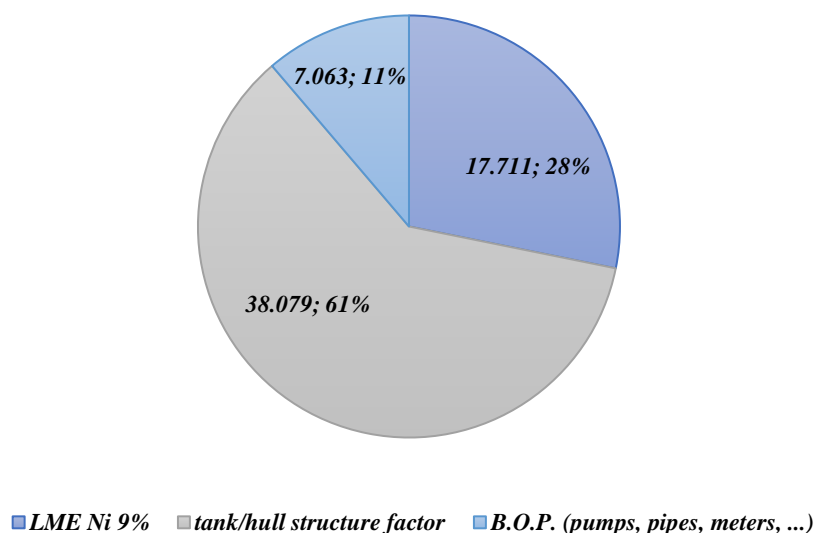


Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Come si evince dalla Figura 152, il costo CAPEX assoluto della supply chain (LNG supply chain cost) incide per quasi il 50% del costo totale CAPEX. Il costo CAPEX per metro quadro di capacità totale annua dell'impianto risulta essere di 55 euro per m³ (85,8 milioni euro diviso 3.120.000 m³ di capacità totale annua), il 21% in meno rispetto alle soluzioni bunkering GNL di tipo terminal "secondario" a pressione atmosferica (Figura 156) e il 50% in meno rispetto alla soluzione "long bullet cylinders".

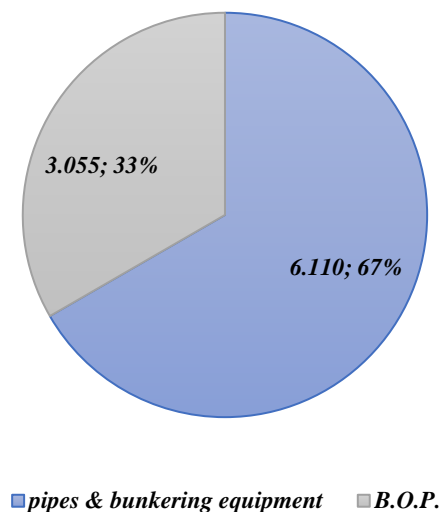
Nella Figura 153, Figura 154, e Figura 155 sono riportati i dati di costo in termini assoluti delle microvoci di ciascuna categoria macro di CAPEX sopra riportata.

Figura 153: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG storage IN/OUT construct. costs” per la costruzione di un impianto PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro



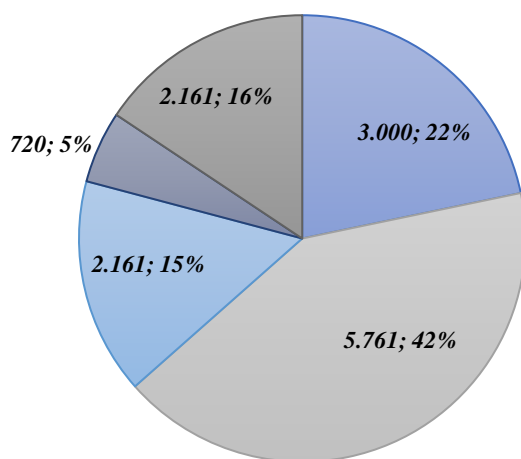
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 154: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG send OUT to bunker. costs” per la costruzione di un impianto PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

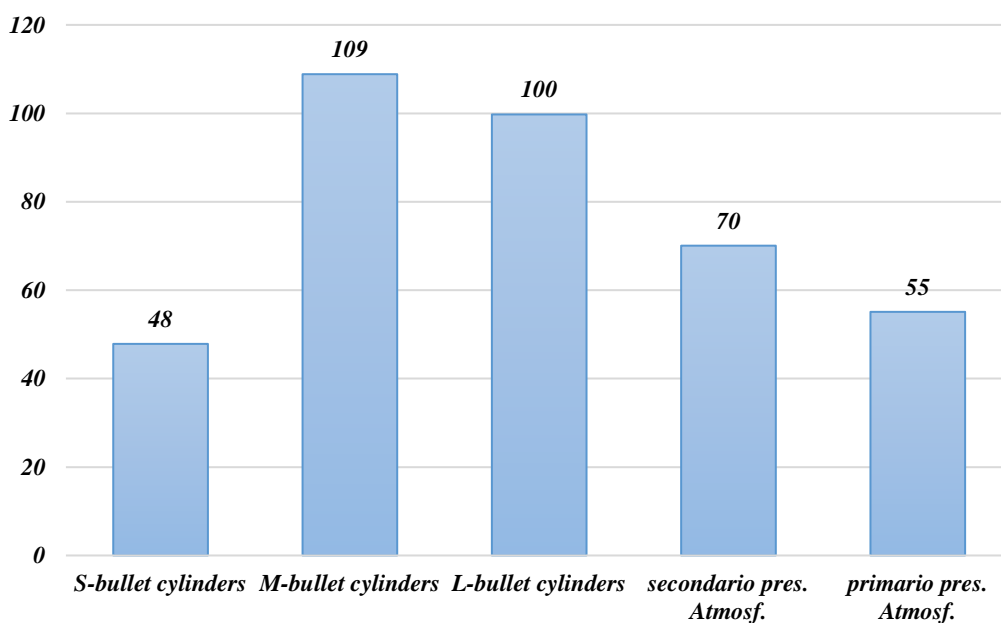
Figura 155: Distribuzione delle micro-categorie di costo capitale “LNG infrastructure general costs” per la costruzione di un impianto PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro



■ Land ■ Project Managm. & Engineer. ■ site set-up & start-up costs ■ Insurances ■ various & contingencies

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Figura 156: Costo CAPEX totale per metro quadrato di capacità produttiva annua; small/mid/long bullet cylinders, “secondario” e “primario” a pressione atmosferica



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

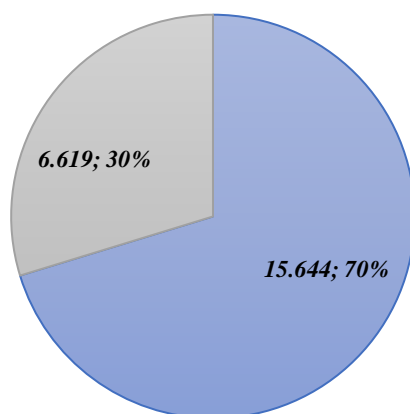
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Per quanto riguarda i costi OPEX annui assoluti di questa tecnologia PTS, Figura 157, sono necessari 15,6 milioni euro l'anno (70%) per il sistema di "storage & send out", a cui si aggiungono 6,6 milioni euro l'anno (30%) per la gestione della fase di approvvigionamento, determinando un costo operativo totale annuo di 22,2 milioni euro.

Figura 157: Distribuzione delle macrocategorie di costo operativo per la costruzione di un impianto PTS terminal costiero "primario" a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro

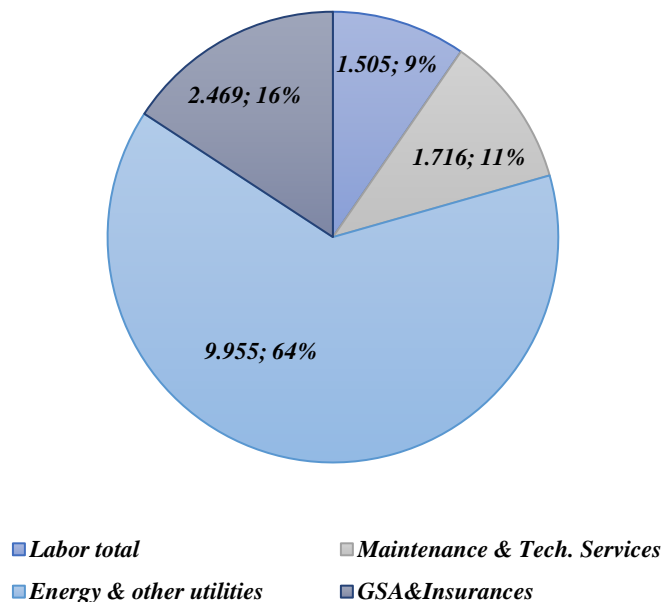


- **LNG Storage&Send-Out TOTAL OPEX**
- **LNG Supply Chain TOTAL OPEX**

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

In relazione ai costi operativi annui della fase "storage & send out", Figura 158, il costo preponderante risulta essere quello di consumo energia e delle altre utenze (energy & other utilities cost), che incidono per il 64% del costo totale di "storage & send out" (9.95 milioni euro), mentre il costo per il personale (labor cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 1,5 milioni euro (9%) milioni euro (minimo 24 addetti). Il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) e i costi amministrativi (GSA&insurances cost), inclusivi dei costi di "safety" e assicurativi, risultano essere rispettivamente di 1,716 milioni euro (11%) e 2,46 milioni euro (16%).

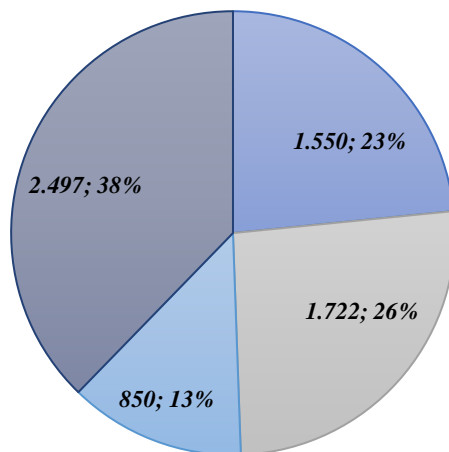
Figura 158: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “storage & send out” per la costruzione di un impianto PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Per quanto riguarda i costi operativi annui assoluti di tale soluzione inerenti alla supply chain del GNL (LNG supply chain cost), Figura 159, il costo amministrativo (GSA&insurances cost), inclusivo dei costi di “safety” e assicurativi, risulta incidere per il 38% del totale della spesa, 2,49 milioni euro (minimo 25 addetti), mentre, il costo per l’energia e altre utenze (energy & other utilities cost) risulta essere la voce di spesa meno incidente, 0,85 milioni euro (13%). Il costo del lavoro (labor cost) della catena di approvvigionamento di questa soluzione tecnologica si aggira intorno al 25% del costo operativo totale di approvvigionamento, 1,55 milioni euro (minimo 25 addetti). Il costo per la manutenzione e i servizi tecnici (maintenance & technical services cost) risulta essere di 1,722 milioni euro (26%).

Figura 159: Distribuzione delle micro-categorie di costo operativo “supply chain cost” per la costruzione di un impianto PTS terminal costiero “primario” a pressione atmosferica; valori assoluti in migliaia di euro

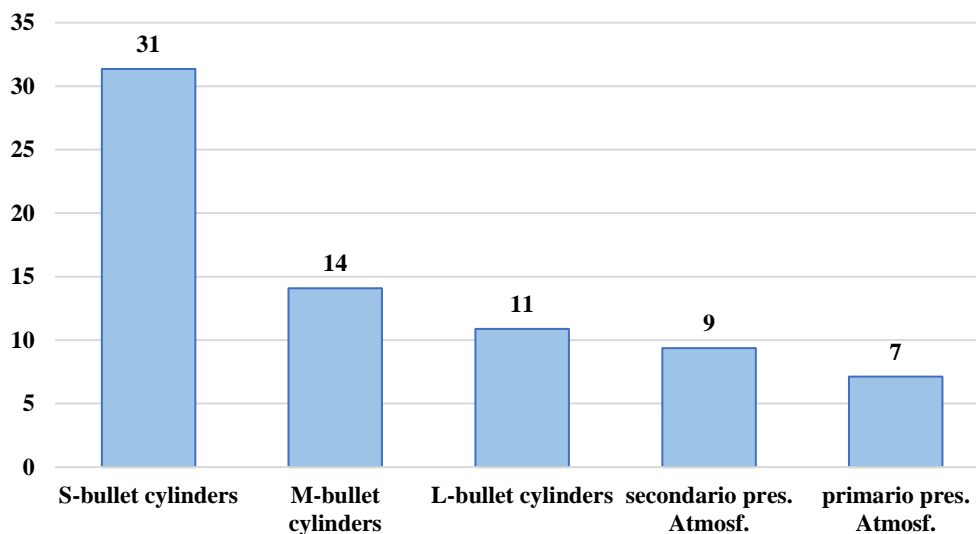


■ Labor total
 ■ Maintenance & Tech. Services
 ■ Energy & other utilities
 ■ GSA&Insurances

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI

Il costo OPEX per metro quadro di capacità totale annua dell’impianto inclusivo dei costi della logistica risulta essere perciò di 7 euro per m³ (22,26 milioni euro diviso 3.120.000 m³ di capacità totale annua), il 30% in meno rispetto alla soluzione terminal “secondario” a pressione atmosferica e il 50% in meno rispetto alla soluzione “long bullet cylinders” (Figura 160).

Figura 160: Costo OPEX per metro quadrato di capacità all’anno; small/mid/Long bullet cylinders terminal, terminal “secondario” e “primario” a pressione atmosferica



TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

4.3.6 Analisi comparativa delle opzioni PTS

Ai fini dell'analisi comparativa delle opzioni PTS si è dapprima provveduto ad individuare le variabili tecniche e operative aventi un maggiore impatto sui profili economici di suddette opzioni (cfr. Tabella 16). Le variabili tecnico/operative esaminate sono quindi le seguenti:

- ✓ Capacità media serbatoio
- ✓ Numero di serbatoi/cisterne rifornite al giorno
- ✓ Tempo di rifornimento del container/cisterna
- ✓ Capacità massima annua del sistema di bunkering; dipendente dalle tre suddette variabili
- ✓ Sistema della Catena logistica.

Tabella 16: Profili tecnico-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Capacità media serbatoio (m ³)	640-1.000	9.000-10.000	20.000	20.000	50.000
Capacità d'invio (m/h ³)	80-100	1.000	n.a	n.a	n.a
Lunghezza condutture di bunkering (m)	250	1.000	1000	1.000	1.000
Terreno (m ³)	2.900	15.000	50.000	15.000	20.000
Numero mezzi necessari per il rifornimento del serbatoio a settimana	16 ISO container/1 chiatta 500-1000 m ³	2 navi feeder da 7.500 m ³	2 navi feeder da 15.000 m ³	2 navi feeder da 15.000 m ³	2 navi feeder da 30.000 m ³
Capacità MAX annua (m³)	233.000	780.000	1.560.000	1.560.000	3.120.000
ISO container	19				
Nave feeder (7.500 m ³)		1			
Nave feeder (15.000 m ³)			1	1	
Nave feeder (30.000 m ³)					1
Numero di mezzi necessari per l'approvvigionamento settimanale della catena logistica	19	1	1	1	1

Fonte: Assocostieri Servizi Srl/ UNIGE-CIELI e Enterprise Shipping Agency Srl/UNICA-CIREM

A differenza delle opzioni TTS, le opzioni PTS possiedono una bassa flessibilità operativa, ma al contrario un'altissima capacità, passando da sistemi con capacità di serbatoio da 1.000 m³ (terminal costiero di gnl "small bullet cylinders") e 233.000 m³ di capacità produttiva annua, a soluzioni da 50.000 m³ (terminal costiero di gnl "primario" a pressione atmosferica) di serbatoio e 3.120.000 m³

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

di capacità produttiva annua. Nel dettaglio, la capacità annua degli impianti PTS deriva dal prodotto tra la capacità media dei serbatoi degli impianti e la frequenza annuale di rifornimento di quest'ultimi (numero di mezzi per il rifornimento giornaliero per la capacità dei mezzi di rifornimento per 52 settimane). A seguito dell'individuazione dei parametri tecnici/operativi con riflessi economici sulle soluzioni di bunkering PTS analizzate, come nel caso delle soluzioni STS e TTS indagate, si è proceduto all'analisi dei profili economici, con focus sui costi di capitale e operativi così come riportati e classificati dal consulente di progetto Assocostieri srl. Nella Tabella 17 sono riportati i dati di costo CAPEX complessivo in termini assoluti per ogni soluzione di tipo PTS mentre, in Tabella 18, è riportato il costo CAPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto, considerando una vita economica utile dei terminal PTS di 30 anni.

Tabella 17: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	3.283.000	33.143.000	67.315.000	31.635.000	62.852.000
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	1.898.000	8.040.000	8.415.000	8.415.000	9.165.000
Costi generali di infrastruttura del GNL	1.212.150	8.427.450	18.859.500	8.257.500	13.802.550
Costi della supply chain del GNL	4.750.000	35.300.000	61.000.000	61.000.000	86.100.000
Costo CAPEX totale	11.143.150	84.910.450	155.589.500	109.307.500	171.919.550

Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

Tabella 18: Costo CAPEX annuo per m3 di capacità produttiva delle opzioni di bunkering PTS, 30 anni vita utile

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	0,470	1,416	1,438	0,676	0,671
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	0,272	0,344	0,180	0,180	0,098
Costi generali di infrastruttura del GNL	0,173	0,360	0,403	0,176	0,147
Costi della supply chain del GNL	0,680	1,509	1,303	1,303	0,920
Costo CAPEX unitario totale annuo	1,594	3,629	3,325	2,336	1,837

Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

Similmente alle due soluzioni tecnologiche analizzate precedentemente, l'analisi comparativa dei dati riportati evidenzia come i CAPEX incrementino in valore assoluto all'aumentare della dimensione dell'impianto in modo meno che proporzionale rispetto al trend della capacità di rifornimento dell'impianto PTS. Ciò si traduce ovviamente in importanti effetti di scala che determinano una progressiva riduzione del CAPEX richiesto per unità di capacità (ovviamente lo stesso vale se si considerano i volumi di rifornimento complessivi annuali e se si considerano i CAPEX annuali).

In particolare, le indagini empiriche condotte mostrano come i CAPEX totali per un "terminal costiero di GNL small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio)" siano pari a 11,1 Milioni di euro mentre l'investimento per un terminal costiero di GNL primario a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio) sia pari a 171 Milioni di euro. A fronte di un incremento dei CAPEX di 14x si registra un aumento di 50x in relazione alla capacità di storage/bunkering di GNL.

L'effetto delle economie di scala dell'impianto è maggiormente visibile prendendo in considerazione il rapporto tra l'investimento complessivo annuo richiesto e la capacità annua dell'impianto nave (Tabella 18). Infatti, considerando una vita utile degli impianti PTS di 30 anni, il costo di capitale annuo per m³ di capacità produttiva annua passa da 1,59 euro per m³ della soluzione "terminal costiero di gnl "small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio)" a 1,8 euro per m³ della soluzione "terminal costiero di gnl "primario" a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio)", con un aumento del 16% rispetto ad un aumento della capacità produttiva annua di oltre il 1.200%.

In relazione ai costi OPEX, a Tabella 19 riporta i dati di costo operativo annuo in termini assoluti per ogni opzione di tipo PTS, mentre la Tabella 20 riporta il costo OPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto.

Tabella 19: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Costo del lavoro	980.000	1.505.000	1.850.000	1.505.000	1.505.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	128.000	992.000	1.892.000	966.000	1.716.000
Costi per l'energia e altre utenze	743.500	2.488.750	4.977.250	4.977.250	9.954.750
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	618.000	1.744.500	2.817.000	1.718.500	2.468.500
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	2.469.500	6.730.250	11.536.250	9.166.750	15.644.250
Costo del lavoro	2.855.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	95.000	706.000	1.220.000	1.220.000	1.722.000
Costi per l'energia e altre utenze	364.000	511.599	680.609	680.609	849.618
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	1.522.500	1.481.000	1.995.000	1.995.000	2.497.000
Costi della supply chain del GNL	4.836.500	4.248.599	5.445.609	5.445.609	6.618.618
Costo operativo totale	7.306.000	10.978.849	16.981.859	14.612.359	22.262.868

Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

Tabella 20: Costo OPEX annuo per m³ di capacità annua dell'impianto per le soluzioni di bunkering di tipo PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
LNG - BUNKERING TYPE					
Costo del lavoro	4,21	1,93	1,19	0,96	0,48
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,55	1,27	1,21	0,62	0,55
Costi per l'energia e altre utenze	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	2,65	2,24	1,81	1,10	0,79
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	10,60	8,63	7,40	5,88	5,01
Costo del lavoro	12,25	1,99	0,99	0,99	0,50
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,41	0,91	0,78	0,78	0,55
Costi per l'energia e altre utenze	1,56	0,66	0,44	0,44	0,27
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	6,53	1,90	1,28	1,28	0,80
Costi della supply chain del GNL	20,76	5,45	3,49	3,49	2,12
Costo operativo unitario totale annuo	31,36	14,08	10,89	9,37	7,14

Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

Anche in relazione ai costi operativi, si rilevano evidenti benefici connessi alle economie di scala dell'impianto-di tipo PTS. I dati riportati nella Tabella 20, suggeriscono come all'aumentare delle dimensioni dell'impianto di storage/bunkering di GNL, i costi operativi del sistema di "storage & transfer" e di approvvigionamento crescano meno che proporzionalmente rispetto all'aumento dimensionale dell'impianto mentre, la voce "costo del lavoro" diminuisce al crescere dell'impianto causa del maggiore livello di automazione della tecnologia.

Ragionando in termini ponderati, in base alla capacità annua dell'impianto, i costi operativi annui risultano decrescere di quasi l'80% passando dalla tecnologia "terminal costiero di gnl "small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio) alla tecnologia terminal costiero di gnl "primario" a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio), passando da 31,36 euro per m³ a 7,14 euro per unità di gas prodotta.

Infine, nella Tabella 21 e Tabella 22 sono riportati rispettivamente i valori di costo totale in termini assoluti, considerando il primo anno di attività (CAPEX totale + OPEX annuo), e i valori di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per unità di capacità annua degli impianti PTS.

Tabella 21: Costo totale (CAPEX totale+ OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo PTS, primo anno di attività

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Mid-Size Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Long-Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Secondario” A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica
CAPEX	11.143.150	84.910.450	155.589.500	109.307.500	171.919.550
OPEX ANNUO	7.306.000	10.978.849	16.981.859	14.612.359	22.262.868
COSTO TOTALE I ANNO	18.449.150	95.889.299	172.571.359	123.919.859	194.182.418

Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

Tabella 22: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m³ di capacità produttiva delle tecnologie di bunkering di tipo PTS; vita utile 30 anni

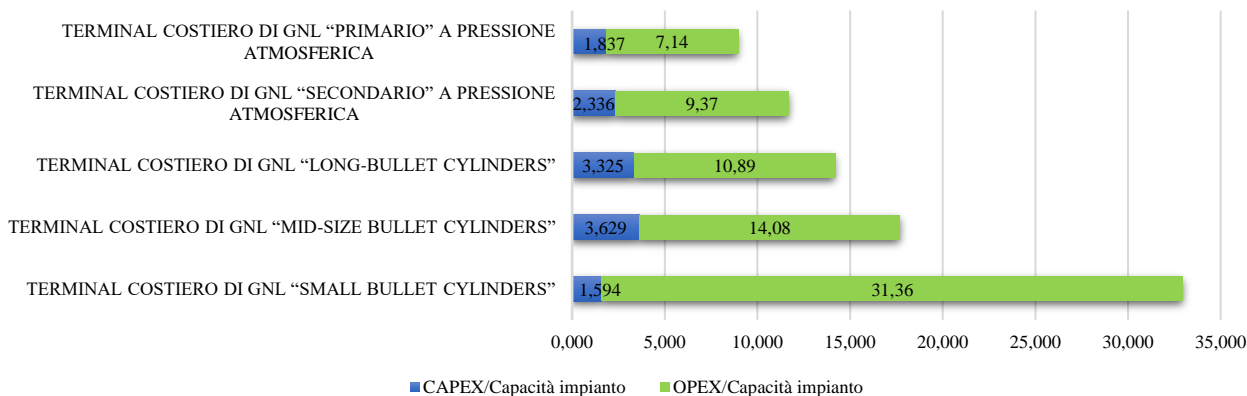
LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Mid-Size Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Long-Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Secondario” A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica
CAPEX ANNUO/Capacità impianto	1,594	3,629	3,325	2,336	1,837
OPEX ANNUO/Capacità impianto	31,36	14,08	10,89	9,37	7,14
COSTO TOTALE ANNUO/Capacità impianto	32,95	17,70	14,21	11,70	8,97

Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

In termini assoluti, passando dalla tecnologia “terminal costiero di gnl “small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio) alla tecnologia terminal costiero di gnl “primario” a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio), la variazione del costo totale complessivo in termini assoluti (CAPEX totale+ OPEX annuo) risulta essere nell’ordine di 9,5x, a fronte di una variazione della capacità annua nell’ordine di 12x e della capacità di stoccaggio di 49x.

Prendendo invece in riferimento il valore di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) ponderato per la capacità annua dell’impianto (Figura 161), passando dalla tecnologia “terminal costiero di gnl “small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio) alla tecnologia terminal costiero di gnl “primario” a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio), la variazione percentuale del costo totale unitario per unità di gas prodotta dall’impianto risulta essere -75%, passando da 32,95 a 8,97 euro per m³ di gas prodotto all’anno.

Figura 161: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva delle tecnologie PTS



Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

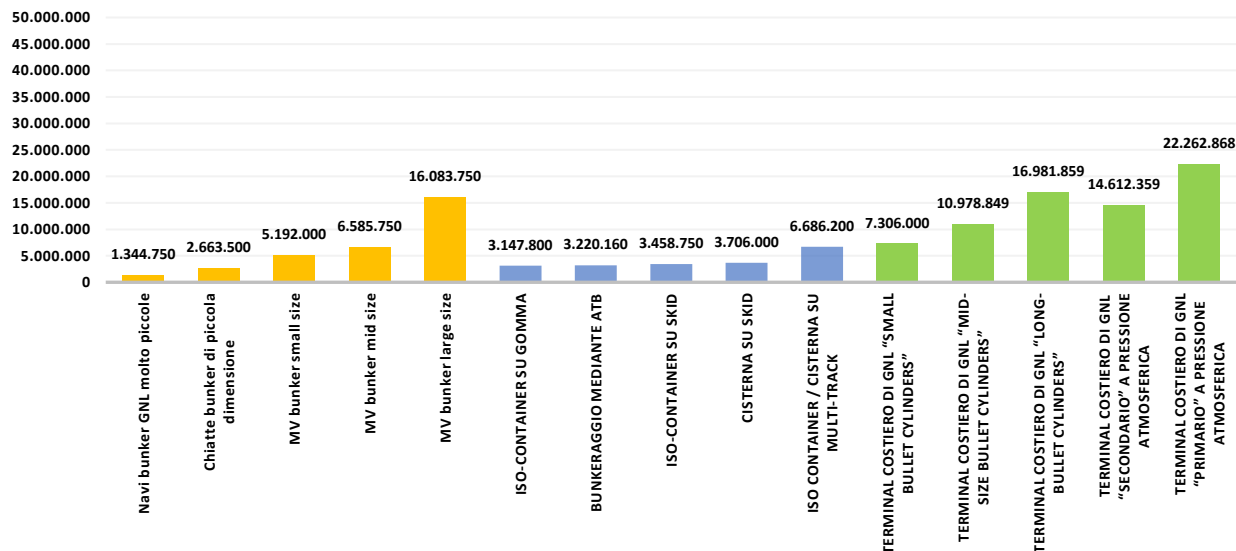
4.4 Confronto tra i costi OPEX-CAPEX delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate

Trattati singolarmente i profili economici relativi ai costi delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate, nel presente paragrafo si comparano i diversi profili economici di costo delle modalità indagate, ponendo particolare enfasi sui costi annui in termini assoluti e sui costi annui ponderati per la capacità di annua degli impianti, dato quest'ultimo che risulta essenziale al fine dell'analisi "mark-up multi scenario" svolta nel successivo paragrafo.

Come proceduto per ogni singola modalità, l'analisi comparativa dei costi delle varie modalità analizzate è stata svolta sia sui costi OPEX, sia sui costi CAPEX che sui costi totali.

In relazione ai costi operativi totali annui in termini assoluti delle diverse tecnologie, inclusi i costi di approvvigionamento, come riportato nella Figura 162, risulta come le tecnologie PTS siano quelle più "capital intensive" caratterizzate da una maggiore dimensione di impianto, da una maggiore capacità complessiva di erogazione del servizio, da un elevato standard tecnologico di riferimento e da maggiori costi connessi all'attività di manutenzione ordinaria, oltre ad un maggiore , costo del personale dovuto al numero di addettial funzionamento della tecnologia, come riportato in Tabella 23. Inoltre, data la complessità tecnologica di tali impianti energivori e la loro dimensione, fortemente maggiore rispetto alle soluzioni STS e PTS, il costo dell'energia e altre utenze risulta fortemente rilevante. Al contrario, la soluzione che in termini assoluti, risulta acquistabile e operativa ad un costo annuo minore rispetto alle tecnologie analizzate, è quella TTS, la quale richiede un numero di addetti inferiore rispetto alle altre e un grado di manutenzione limitato.

Figura 162: Costi OPEX annui delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

Tabella 23: Composizione del personale necessario per il funzionamento delle tecnologie STS-TTS-PTS

		ISO-CONTAINER SU GOMMA	BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB	ISO-CONTAINER SU SKID	CISTERNA SU SKID	ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"	TERMINAL COSTIERO DI GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"	TERMINAL COSTIERO DI GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SECONDARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA	TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Personnel	Total	10	10	10	10	10	15	24	30	24	24	7	13	25	25	25
	Directeur/Capitaine	n	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Assist.Manager/Officer	n	1	1	1	1	2	3	3	3	3	2	4	8	8	8
	Travail posté/équipage	n	6	6	6	6	10	15	20	15	15	4	8	16	16	16
	Travail diurne	n	2	2	2	4	2	5	6	5	5	0	0	0	0	0
Personnel- Chaîne logistique	Totale	21	21	24	27	60	60	25	25	25	25	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	Directeur/Capitaine	n	1	1	1	1	1	1	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	Assist.Manager/Officer	n	2	2	2	2	2	8	8	8	8	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	Pilotes/équipage	n	18	18	21	57	57	16	16	16	16	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

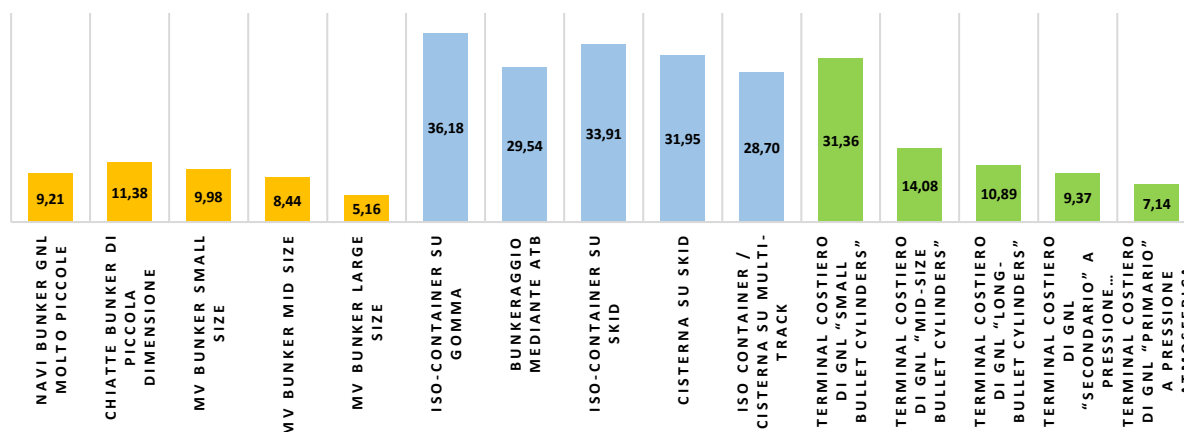
Ciononostante, ragionando in termini assoluti non si tiene conto delle diverse dimensioni degli impianti, e in particolare delle diverse capacità produttive di questi.

Perciò, prendendo in considerazione i costi operativi annui ponderati per la capacità annua dell'impianto, Figura 163, risulta come la tecnologia TTS sia quella meno efficiente da un punto di vista economico, causa la minor produttività dell'impianto in termini di capacità massima annua, la quale risulta essere nell'ordine del 5-50% rispetto alle altre modalità. Le opzioni di bunkering di tipo TTS presentano infatti un indice costo operativo annuo per capacità annua dell'impianto di 28-36 euro per m³.

L'opzione economicamente più efficiente da un punto di vista operativo risulta invece essere quella STS che presenta le migliori prestazioni in relazione ai volumi di GNL movimentato sugli OPEX sostenuti all'anno, 5-11 euro per m³.

Le opzioni PTS, che risultano in termini assoluti quelli a maggiore intensità di costo operativo, presentano invece un indice OPEX annuo su capacità annua dell'impianto di 7-31 euro per m³, potendo così essere paragonate dal punto di vista dei costi operativi alle soluzioni STS, escludendo la tecnologia "terminal costiero GNL small bullet cylinders", che data la ridotta capacità annua risulta maggiormente in linea con le soluzioni TTS.

Figura 163: Costi OPEX annui per unità di capacità produttiva delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

Similmente a quanto riportato per i costi operativi annui, prendendo in considerazione i costi di capitale delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate, inclusi i costi di capitale per l'approvvigionamento della tecnologia, come riportato in Figura 164, risulta come in termini assoluti di investimento complessivo le tecnologie PTS siano quelle per cui è richiesto un investimento iniziale maggiore.

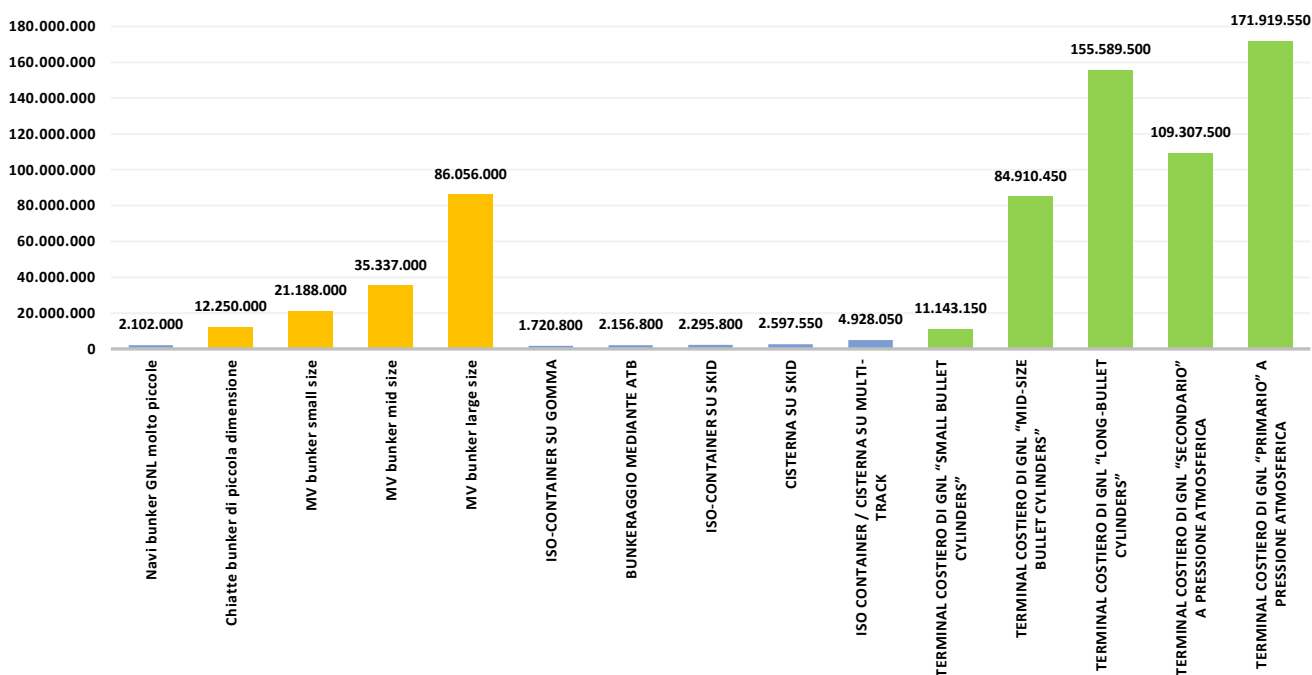
Al contrario, le soluzioni di tipo TTS sono quelle che richiedono un capitale iniziale minore, dato il limitato livello tecnologico e dimensionamento di queste.

Lo stesso si può dire in relazione ai CAPEX annui ponderati per la capacità produttiva annua degli impianti, variabile questa calcolata sulla base di una vita utile delle soluzioni STS di 25 anni, di 20 anni per quelle TTS e di 30 anni per quelle PTS.

Di particolare interesse risulta, prendendo in considerazione i valori di costo CAPEX in termini ponderati, la minore varianza tra questi rispetto alla varianza registrata tra i valori CAPEX in termini assoluti delle diverse tecnologie analizzate. Prendendo ad esempio le soluzioni a maggiore capacità produttiva delle tre modalità analizzate, la "MV bunker large size" per la soluzione STS, la "ISO Container/Cisterna su multi track" per la soluzione TTS e il "terminal costiero primario a pressione atmosferica" per la soluzione PTS, guardando ai valori di costo CAPEX assoluti e complessivi si nota un costo di capitale della soluzione PTS in oggetto di oltre il 441x rispetto a quella TTS. Inoltre,

sempre prendendo come riferimento il costo CAPEX assoluto e complessivo della soluzione PTS in oggetto (terminal costiero primario a pressione atmosferica) rispetto alla soluzione STS (ISO Container/Cisterna su multi track), l'incremento di costo risulta essere di 1x.

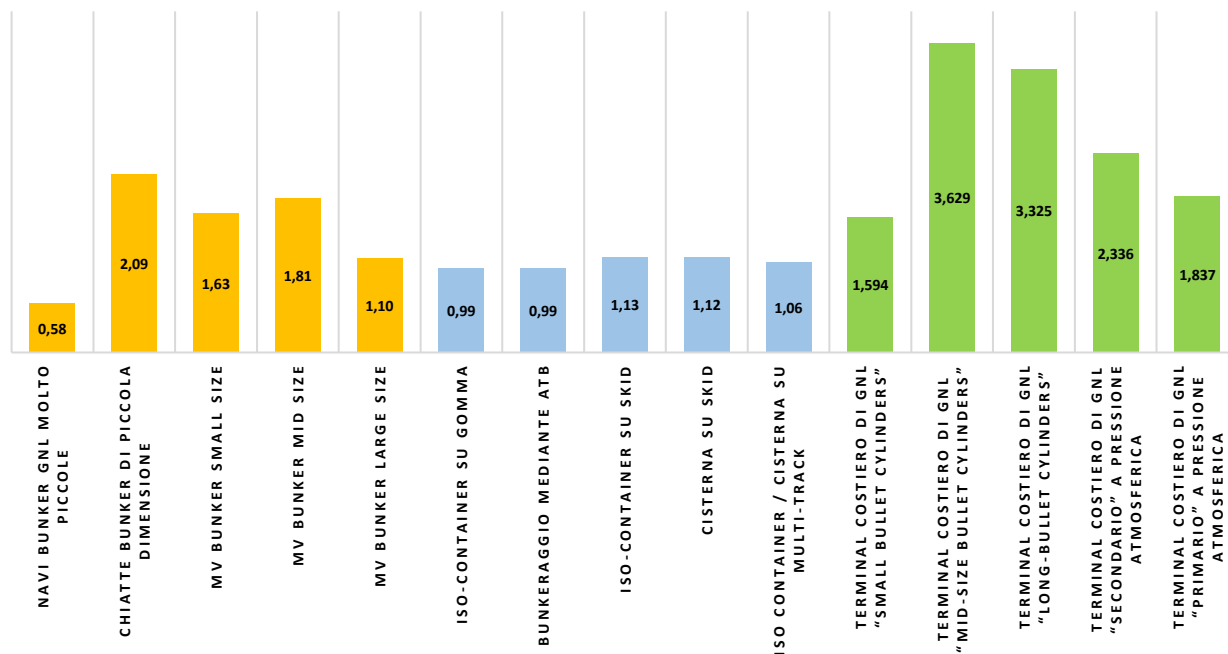
Figura 164: Costi CAPEX totali delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

Seguendo la stessa logica con riferimento ai CAPEX annui ponderati per le capacità produttive annue degli impianti, Figura 165 le percentuali scendono al 66% nel caso della soluzione PTS “terminal costiero primario a pressione atmosferica” confrontata con quella STS “MV bunker large size”, passando da 1,10 a 1,83 euro per m³ di capacità annua dell’impianto, e del 70% in relazione alla soluzione PTS in oggetto confrontata con quella TTS “ISO Container/Cisterna su multi track”, da 1,06 a 1,83 euro per m³ di capacità annua dell’impianto. In aggiunta, prendendo in considerazione la variazione percentuale del costo di capitale assoluto e complessivo della soluzione “MV bunker large size” rispetto alla soluzione “ISO Container/Cisterna su multi track”, del 2.000%, risulta come il differenziale percentuale del CAPEX annuo in termini ponderati per la capacità produttiva annua tra i due suddetti impianti si riduca dal 2.000% al 4%.

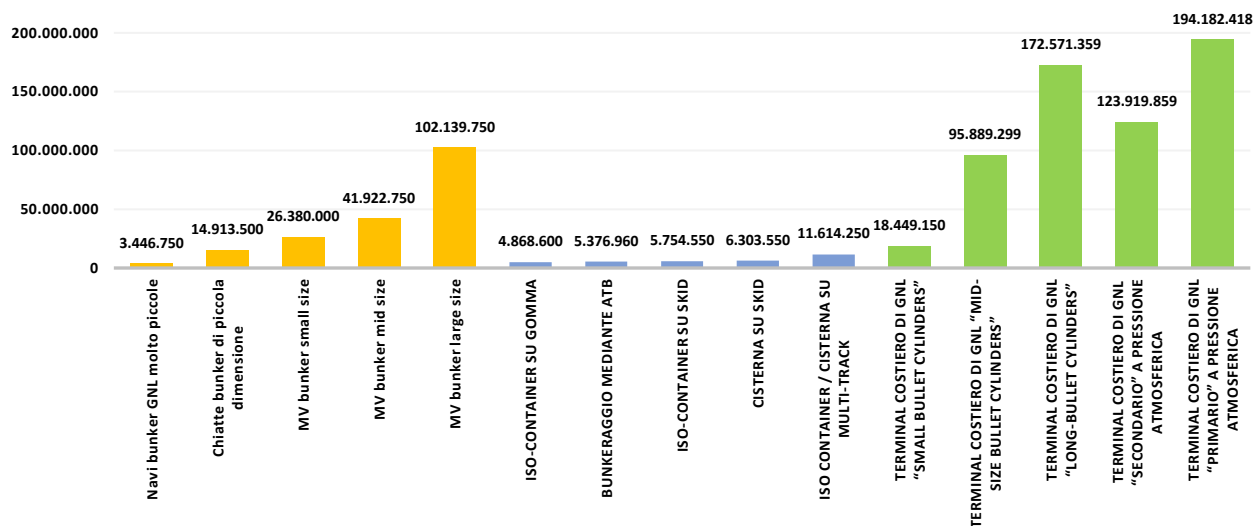
Figura 165: Costi CAPEX annui per unità di capacità produttiva delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

Da quanto fin qui riportato, è evidente come i costi totali in termini assoluti (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering GNL di tipo PTS siano di gran lunga i più elevati, seguiti dalle tecnologie STS e TTS, come riportato nella Figura 166.

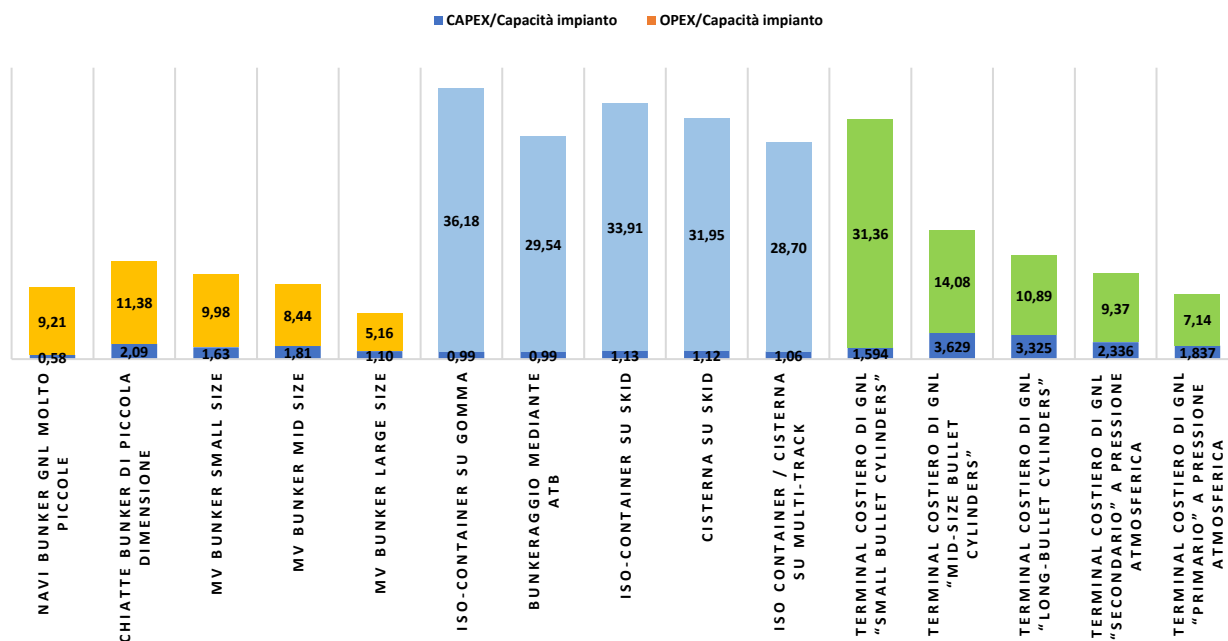
Figura 166: Costi totali (CAPEX totale+ OPEX annuo) delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

Ciononostante, come già evidenziato trattando singolarmente i costi di capitale e operativi, in termini di costo annuo ponderato per la capacità dell'impianto e, come riportato nella Figura 167, i costi totali annui (CAPEX annuo + OPEX annuo) ponderati sono maggiori per la soluzione TTS, soluzione con i minori costi totali in termini assoluti ma anche con i minori livelli di capacità produttiva annua. Da ciò deviano costi totali annui ponderati per la capacità produttiva annua che si muovono in un range compreso tra 30 e 37 euro per m³, mentre, la soluzione STS presenta le migliori prestazioni con un range di costo totale annuo per capacità produttiva annua tra 6 a 13,5 euro per m³. I dati relativi al costo totale annuo delle opzioni PTS sono simili a quelle STS, escludendo la soluzione "terminal costiero GNL small bullet cylinders", sebbene sia ovvio che per investimenti in tecnologie di tipo PTS è richiesto un investimento iniziale notevolmente maggiore, che implica un costo totale annuo in termini di m³ di capacità produttiva annua degli impianti leggermente maggiore rispetto a quello delle soluzioni STS, compreso in un range tra 9 e 33 euro per m³.

Figura 167: Costi totali annui (CAPEX annuo + OPEX annuo) per unità di capacità produttiva delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: Ns. elaborazioni da dati Assocostieri srl/UNIGE-CIELI

5. Analisi mark up multi-scenario

Successivamente all'analisi di benchmark dei relativi alle diverse soluzioni di bunkering GNL, si è proceduto a condurre un'analisi di tipo "Mark up multi scenario" al fine di individuare ulteriori possibili indicatori economico-finanziari atti ad esprimere una prima valutazione di massima in merito a progetti di investimento relativi alla realizzazione e gestione di infrastrutture per il bunkering/storage di GNL in ambito portuale che prevedano l'impiego di specifiche tecnologie.

Tale analisi è stata svolta in base ad ipotesi multi-scenario sul prezzo di vendita dei servizi di rifornimento di GNL, le quali hanno permesso di impostare i prospetti di cassa per gli investimenti nelle diverse soluzioni di bunkering GNL indagate. La base dati su cui è stata svolta tale indagine è rappresentata in primis dai costi totali annui unitari per metro cubo di GNL delle diverse soluzioni indagate, riportati in Tabella 24.

Tabella 24: Costi operativi e di capitale annui per m³ di capacità produttiva delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate

	CAPEX ANNUO/ Capacità impianto	OPEX ANNUO/ Capacità impianto	COSTO TOTALE ANNUO/ Capacità impianto
Navi Bunker GNL Molto Piccole	€ 0,58	€ 9,21	€ 9,79
Chiatte Bunker Di Piccola Dimensione	€ 2,09	€ 11,38	€ 13,48
MV Bunker Small Size	€ 1,63	€ 9,98	€ 11,61
MV Bunker Mid Size	€ 1,81	€ 8,44	€ 10,26
MV Bunker Large Size	€ 1,10	€ 5,16	€ 6,26
Iso-Container Su Gomma	€ 0,99	€ 36,18	€ 37,17
Bunkeraggio Mediante Atb	€ 0,99	€ 29,54	€ 30,53
Iso-Container Su Skid	€ 1,13	€ 33,91	€ 35,03
Cisterna Su Skid	€ 1,12	€ 31,95	€ 33,07
Iso Container / Cisterna Su Multi-Track	€ 1,06	€ 28,70	€ 29,75
Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	€ 1,59	€ 31,36	€ 32,95
Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	€ 3,63	€ 14,08	€ 17,70
Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	€ 3,32	€ 10,89	€ 14,21
Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	€ 2,34	€ 9,37	€ 11,70
Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica	€ 1,84	€ 7,14	€ 8,97

Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

In aggiunta a tali dati di costo è stato necessario indagare, al fine di individuare il range di prezzo finale del servizio di bunkering di GNL che permettesse di formulare per investimenti nelle diverse opzioni tecnologiche di bunkering GNL analizzate i relativi prospetti di cassa, il costo variabile d'acquisto per m³ di GNL, dato questo che ha permesso di ottenere il costo totale per m³ di capacità produttiva annua inclusivo del costo variabile per m³ di materia prima, ipotizzando la massima utilizzazione degli impianti secondo le ipotesi formulate nel paragrafo 4 del qui presente report.

In via semplificativa si è ipotizzato inoltre un costo di acquisto del GNL a m³ costante per tutte le tecnologie indagate, indipendentemente dal volume di GNL acquistato e gestito dalle infrastrutture. Si tratta ovviamente di un'ipotesi non realistica e comunque banalizzante, ma indispensabile in ragione del già elevato livello di complessità connesso ai processi di stima e valutazione condotti nell'ambito delle attività tecniche T2.3 del Progetto TDI RETE-GNL.

Come proxy del costo variabile per m³ di materia prima GNL, come indicato dal partner di progetto OTC (e dal relativo consulente esterno) nel report "Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL", si è preso in riferimento il prezzo degli ultimi 5 anni del GNL PEG Nord, con ciò intendendosi il prezzo del GNL scambiato nell'hub Nord francese (Point d'échange de gaz - Nord), comunemente indicato come PEG Nord, il quale è uno dei 3 punti di scambio virtuali per la vendita, l'acquisto e lo scambio di gas naturale e GNL in Francia.

In data 6 agosto, risultava come un 1 m³ di GNL nell'Hub PEG Nord fosse scambiato a 7 euro per MWh¹¹. Considerando che 1 m³ di GNL equivale a 6,933 MWh, il prezzo nell'agosto 2020 era di quasi 50 euro per m³. Tale prezzo risulta storicamente molto basso, causa la riduzione dei consumi e la seguente caduta dei prezzi delle commodities energetiche in relazione alla pandemia COVID19, e perciò non rappresentativo del reale prezzo di mercato e del possibile prezzo futuro di tale commodity.

Perciò, come anche deciso dal gruppo di lavoro di OTC, il gruppo di lavoro di ESA srl ha optato per utilizzare come proxy del prezzo di acquisto per m³ di GNL, il prezzo medio del PEG degli ultimi 5 anni, il quale risulta essere 20€/MWh. A fini prudenziali, si è inoltre optato per l'aggiunta di un mark up di sicurezza di 2 euro per MWh (GNL = PEG + 2€/MWh).

In conclusione, utilizzando un prezzo per m³ di GNL di 22 euro per MWh, il valore di mercato per m³ di GNL è risultato essere di 150 euro per m³.

Individuato tale dato, è stato possibile stimare il costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering GNL analizzate inclusivo del costo variabile della materia prima, dato essenziale per lo svolgimento dell'analisi "mark up multi scenario" in quanto parametro per l'individuazione del range di prezzo finale del servizio di bunkering GNL. Di seguito sono riportati i dati di costo totale per m³ di ogni tecnologia di bunkering GNL analizzata, Tabella 25 e Figura 168.

¹¹ La sigla MWh sta per megawattora (MWh), è un'unità di misura derivata dell'energia, definita come l'energia complessiva fornita qualora una potenza di un milione di watt (W) sia mantenuta per un'ora (h).

Tabella 25: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva, inclusivo del costo variabile della materia prima, delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate

	CAPEX ANNUO + OPEX ANNUO/ Capacità impianto	Costo per m ³ di GNL acquistato	COSTO TOTALE ANNUO/ Capacità impianto
Navi Bunker GNL Molto Piccole	€ 9,79	€ 150,00	€ 159,79
Chiatte Bunker Di Piccola Dimensione	€ 13,48	€ 150,00	€ 163,48
MV Bunker Small Size	€ 11,61	€ 150,00	€ 161,61
MV Bunker Mid Size	€ 10,26	€ 150,00	€ 160,26
MV Bunker Large Size	€ 6,26	€ 150,00	€ 156,26
Iso-Container Su Gomma	€ 37,17	€ 150,00	€ 187,17
Bunkeraggio Mediante Atb	€ 30,53	€ 150,00	€ 180,53
Iso-Container Su Skid	€ 35,03	€ 150,00	€ 185,03
Cisterna Su Skid	€ 33,07	€ 150,00	€ 183,07
Iso Container / Cisterna Su Multi-Track	€ 29,75	€ 150,00	€ 179,75
Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”	€ 32,95	€ 150,00	€ 182,95
Terminal Costiero Di Gnl “Mid-Size Bullet Cylinders”	€ 17,70	€ 150,00	€ 167,70
Terminal Costiero Di Gnl “Long-Bullet Cylinders”	€ 14,21	€ 150,00	€ 164,21
Terminal Costiero Di Gnl “Secondario” A Pressione Atmosferica	€ 11,70	€ 150,00	€ 161,70
Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica	€ 8,97	€ 150,00	€ 158,97

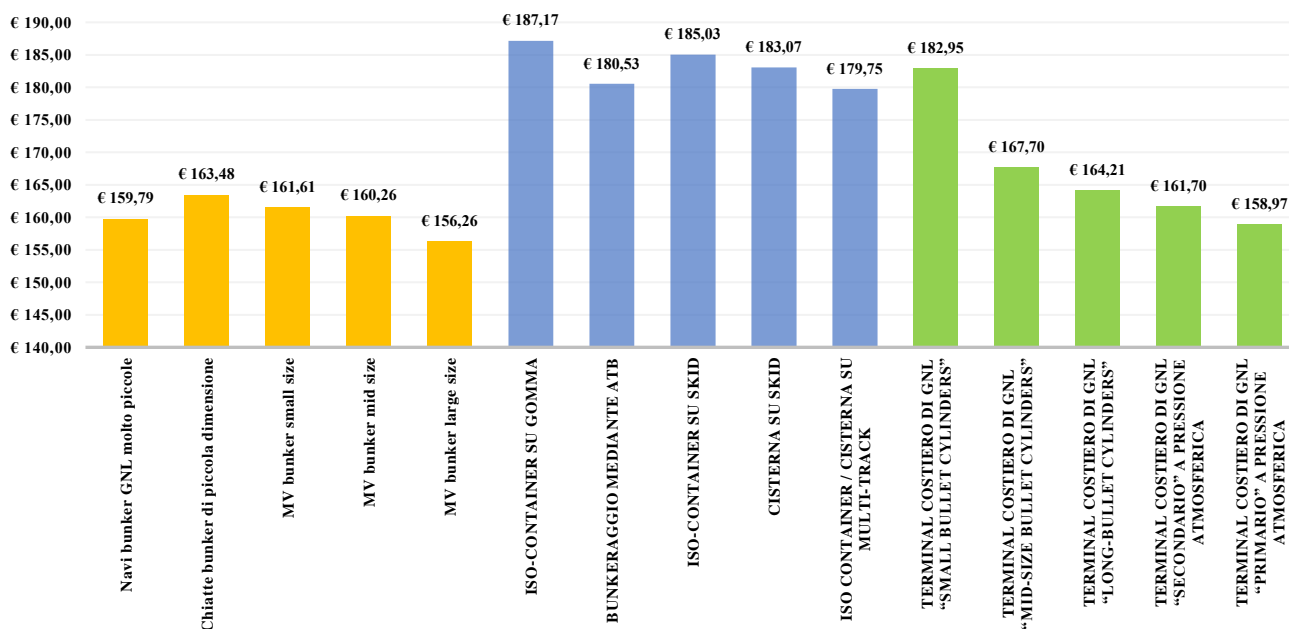
Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI e OTC P4

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Figura 168: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva, inclusivo del costo variabile della materia prima



Fonte: Ns. elaborazione su report Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI P1 UNIGE-CIELI e OTC P4

Relativamente alle soluzioni STS, il costo totale del servizio di bunkering, incluso l'acquisto della materia prima GNL, risulta in un range tra 156,26 e 163,48 euro per m³; per le soluzioni TTS il range va da 179,75 a 185,17 euro per m³ e per le soluzioni PTS da 158,97 a 182,95 euro per m³ di capacità produttiva annua dell'impianto.

Così procedendo, dopo l'individuazione del costo variabile per m³ di materia prima si è impostata l'analisi multi-scenario basata sui seguenti tre diversi livelli di mark-up parametrati a tale costo:

- ✓ scenario low: Prezzo finale del servizio = Costo totale della materia prima + 10% (165 euro per m³)
- ✓ scenario base: Prezzo finale del servizio = Costo totale della materia prima + 20% (180 euro per m³)
- ✓ scenario high: Prezzo finale del servizio = Costo totale della materia prima + 30% (195 euro per m³)

A seguito dell'impostazione dei tre diversi scenari, individuato l'ipotetico range di prezzo finale del servizio di bunkering GNL, è stata effettuata l'analisi dei flussi di cassa attualizzati (DCFA – Discounted Cash Flow Analysis) sottostanti a ciascuna delle ipotesi di investimento in impianti di bunkering di GNL analizzate.

A tal fine, oltre all'ipotesi di massimo utilizzo degli impianti e di costo per l'acquisto della materia prima costante e indipendente dai volumi acquistati, sono state impostate 5 ipotesi operative alla base dei prospetti di cassa sviluppati per ogni soluzione di bunkering GNL indagata, qui di seguito elencate e spiegate:

- ✓ tasso d'inflazione del 2% annuo;
- ✓ vita utile economica delle tecnologie: STS = 25 anni; TTS = 20 anni; PTS = 30 anni;
- ✓ Nessuna operazione di manutenzione straordinaria (ipotesi estremamente semplificatrice);
- ✓ Valore finale dell'infrastruttura uguale a 0 (analisi future dovrebbero invece considerare il probabile rischio di avere un valore finale dell'infrastruttura negativo in ragione dei costi di smantellamento della stessa);
- ✓ Costo ponderato del capitale (WACC) = 5,77% (cfr. precisazioni sottostanti);

Il tasso d'inflazione del 2% annuo, con ciò intendendosi il tasso di interesse applicato all'andamento futuro dei costi/ricavi e non il tasso d'inflazione funzionale al calcolo del tasso di attualizzazione, è stato applicato per descrivere l'effetto dell'obsolescenza tecnologica e l'effetto dello sviluppo dei sistemi economici.

Infatti, si è ipotizzato che, a partire dal sesto anno di vita degli impianti, i costi operativi aumentino a causa del fatto che le tecnologie di bunkering di GNL inizino a necessitare di una maggiore manutenzione e manodopera.

Inoltre, come indicato dalla BCE, il tasso d'inflazione del 2% annuo descrive un sistema economico in sviluppo, e si presume quindi che anche i materiali utilizzati per le manutenzioni, riparazioni e sostituzioni, per lo più parti metalliche, aumentino il loro valore di costo.

Da notare è il fatto che, il tasso d'inflazione in oggetto, non è stato applicato al costo della materia prima GNL, in quanto, come descritto, il costo per m³ di GNL acquistato è derivato dalla media del costo del GNL PEG degli ultimi 5 anni, che ad oggi risulta essere del +300% rispetto al valore attuale della materia prima GNL. Inoltre, poiché il prezzo finale è rapportato al prezzo di acquisto della materia prima, l'applicazione del tasso d'inflazione al costo della materia prima non avrebbe alcun impatto in termini di flussi di cassa¹².

Inoltre, nei prospetti di cassa elaborati per ogni soluzione di bunkering di GNL indagata, non è stato definito un valore finale dell'infrastruttura, che nel caso delle soluzioni STS solitamente è positivo ed è dato o dal valore di rivendita o dal valore di demolizione, con ciò intendendosi il valore del ferro presente nell'infrastruttura mentre, per le soluzioni PTS e TTS è solitamente negativo, comportando queste tecnologie costi di smantellamento a fine vita utile economica. Tale ipotesi è stata applicata

¹² Per tale motivo il tasso d'inflazione è stato applicato solo ai costi OPEX e non anche ai ricavi.

non avendo il gruppo di lavoro la disponibilità del dato sui costi di manutenzione straordinaria delle tecnologie in oggetto¹³.

Infine, per sviluppare i modelli di cassa e stimare il VAN di progetto (valore attuale netto dei flussi di cassa) delle varie opzioni analizzate è stato necessario individuare il costo ponderato del capitale investito (WACC¹⁴).

Attraverso l'implementazione delle ipotesi qui descritte e alla conseguente impostazione dei modelli di cassa atti ad individuare la fattibilità economica delle soluzioni di bunkering GNL analizzate, si sono evidenziati i seguenti indicatori economici finanziari dell'investimento:

- ✓ ROI dell'investimento: ritorno sul capitale investito;
- ✓ BEP dell'investimento: break even point (punto di pareggio espresso in anni);
- ✓ VAN dell'investimento: valore attuale netto dell'investimento
- ✓ IRR (TIR) dell'investimento: tasso interno di rendimento dell'investimento

Partendo dall'analisi dei flussi di cassa delle soluzioni TTS, Tabella 26, Tabella 27 e Tabella 28, risulta come l'investimento sia profittevole economicamente e finanziariamente unicamente nel caso di prezzi di vendita del servizio di bunkeraggio del +30% rispetto al costo della materia prima e perciò per un prezzo finale di vendita di 195 euro per m³. L'unica tecnologia TTS che non risulta profittevole a tale prezzo risulta essere la ISO-container su skid, per cui è richiesto un mark up sul prezzo di acquisto di almeno il 40%.

¹³ Per le soluzioni STS indagate, nell'arco della loro vita utile economica dell'asset sono solitamente previste operazioni di manutenzione straordinaria ogni 2,5 anni (dry dock costs). Nel caso specifico, le ipotesi di valore finale nullo e costi straordinari di manutenzione uguale a zero si compensano parzialmente, essendo il valore finale dell'asset positivo e consistente.

¹⁴ Il WACC, acronimo per Weighted Average Cost of Capital, è inteso come il costo che l'azienda/il soggetto investitore deve sostenere per raccogliere risorse finanziarie presso soci e terzi finanziatori. Si tratta di una media ponderata tra il costo del capitale proprio ed il costo del debito, con "pesi" rappresentati dai mezzi propri e dai debiti finanziari complessivi. Tale dato è stato ripreso dalle analisi annuali svolte dal prof. Damodaran dell'università di economia di New York, che stima un costo del capitale per investimenti in infrastrutture e tecnologie del settore "marine" del 5,77%, assumendo un costo del capitale di tipo equity del 10,49%, un costo del capitale di tipo debito del 3,37%, una leva finanziaria del 47%, un beta di settore di 1,43 e un tasso di inflazione atteso per l'euro dello 0,2% e del 1,5% per il dollaro.

Nel caso qui specifico, essendo il WACC riportato da Damodaran espresso in termini di USD, per convertirlo in WACC su base euro bisogna moltiplicare il WACC USD per il rapporto tra l'inflazione attesa dell'euro sul dollaro.

Il WACC rappresenta perciò il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa utilizzato per indagare il VAN. Al fine di comprendere se un investimento risulta profittevole bisogna comparare il tasso WACC al tasso IRR; se il tasso IRR è maggiore del WACC allora l'investimento risulta profittevole.

Tabella 26: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high

T	ISO-CONTAINER SU GOMMA				BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB				ISO-CONTAINER SU SKID				CISTERNA SU SKID				ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK			
	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)
0	1.721				2.157				2.296				2.598				4.928			
1	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	18.759	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
2	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	18.861	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
3	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	18.963	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
4	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	19.065	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
5	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	19.167	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
6	16.261	14.355	15.660	16.965	19.635	17.985	19.620	21.255	19.338	16.830	18.360	19.890	21.180	19.140	20.880	22.620	41.770	38.445	41.940	45.435
7	16.325	14.355	15.660	16.965	19.700	17.985	19.620	21.255	19.510	16.830	18.360	19.890	21.256	19.140	20.880	22.620	41.906	38.445	41.940	45.435
8	16.390	14.355	15.660	16.965	19.767	17.985	19.620	21.255	19.684	16.830	18.360	19.890	21.333	19.140	20.880	22.620	42.045	38.445	41.940	45.435
9	16.457	14.355	15.660	16.965	19.836	17.985	19.620	21.255	19.860	16.830	18.360	19.890	21.411	19.140	20.880	22.620	42.187	38.445	41.940	45.435
10	16.525	14.355	15.660	16.965	19.905	17.985	19.620	21.255	20.037	16.830	18.360	19.890	21.492	19.140	20.880	22.620	42.332	38.445	41.940	45.435
11	16.595	14.355	15.660	16.965	19.976	17.985	19.620	21.255	20.215	16.830	18.360	19.890	21.574	19.140	20.880	22.620	42.480	38.445	41.940	45.435
12	16.666	14.355	15.660	16.965	20.049	17.985	19.620	21.255	20.395	16.830	18.360	19.890	21.657	19.140	20.880	22.620	42.630	38.445	41.940	45.435
13	16.738	14.355	15.660	16.965	20.123	17.985	19.620	21.255	20.576	16.830	18.360	19.890	21.742	19.140	20.880	22.620	42.784	38.445	41.940	45.435
14	16.812	14.355	15.660	16.965	20.198	17.985	19.620	21.255	20.760	16.830	18.360	19.890	21.829	19.140	20.880	22.620	42.941	38.445	41.940	45.435
15	16.887	14.355	15.660	16.965	20.275	17.985	19.620	21.255	20.944	16.830	18.360	19.890	21.918	19.140	20.880	22.620	43.100	38.445	41.940	45.435
16	16.964	14.355	15.660	16.965	20.354	17.985	19.620	21.255	21.131	16.830	18.360	19.890	22.008	19.140	20.880	22.620	43.263	38.445	41.940	45.435
17	17.042	14.355	15.660	16.965	20.434	17.985	19.620	21.255	21.319	16.830	18.360	19.890	22.100	19.140	20.880	22.620	43.430	38.445	41.940	45.435
18	17.122	14.355	15.660	16.965	20.516	17.985	19.620	21.255	21.508	16.830	18.360	19.890	22.194	19.140	20.880	22.620	43.599	38.445	41.940	45.435
19	17.203	14.355	15.660	16.965	20.599	17.985	19.620	21.255	21.700	16.830	18.360	19.890	22.290	19.140	20.880	22.620	43.772	38.445	41.940	45.435
20	17.287	14.355	15.660	16.965	20.684	17.985	19.620	21.255	21.893	16.830	18.360	19.890	22.388	19.140	20.880	22.620	43.949	38.445	41.940	45.435
TOT	333.985	287.100	313.200	339.300	402.059	359.700	392.400	425.100	405.979	336.600	367.200	397.800	434.499	382.800	417.600	452.400	855.299	768.900	838.800	908.700

Fonte: Ns. elaborazioni

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

Tabella 27: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high

T	ISO-CONTAINER SU GOMMA			BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB			ISO-CONTAINER SU SKID			CISTERNA SU SKID			ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK		
	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)
0	-1.721	-1.721	-1.721	-2.157	-2.157	-2.157	-2.296	-2.296	-2.296	-2.598	-2.598	-2.598	-4.928	-4.928	-4.928
1	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-1.929	-399	1.131	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
2	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.031	-501	1.029	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
3	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.133	-603	927	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
4	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.235	-705	825	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
5	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.337	-807	723	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
6	-1.906	-601	704	-1.650	-15	1.620	-2.508	-978	552	-2.040	-300	1.440	-3.325	170	3.665
7	-1.970	-665	640	-1.715	-80	1.555	-2.680	-1.150	380	-2.116	-376	1.364	-3.461	34	3.529
8	-2.035	-730	575	-1.782	-147	1.488	-2.854	-1.324	206	-2.193	-453	1.287	-3.600	-105	3.390
9	-2.102	-797	508	-1.851	-216	1.419	-3.030	-1.500	30	-2.271	-531	1.209	-3.742	-247	3.248
10	-2.170	-865	440	-1.920	-285	1.350	-3.207	-1.677	-147	-2.352	-612	1.128	-3.887	-392	3.103
11	-2.240	-935	370	-1.991	-356	1.279	-3.385	-1.855	-325	-2.434	-694	1.046	-4.035	-540	2.955
12	-2.311	-1.006	299	-2.064	-429	1.206	-3.565	-2.035	-505	-2.517	-777	963	-4.185	-690	2.805
13	-2.383	-1.078	227	-2.138	-503	1.132	-3.746	-2.216	-686	-2.602	-862	878	-4.339	-844	2.651
14	-2.457	-1.152	153	-2.213	-578	1.057	-3.930	-2.400	-870	-2.689	-949	791	-4.496	-1.001	2.494
15	-2.532	-1.227	78	-2.290	-655	980	-4.114	-2.584	-1.054	-2.778	-1.038	702	-4.655	-1.160	2.335
16	-2.609	-1.304	1	-2.369	-734	901	-4.301	-2.771	-1.241	-2.868	-1.128	612	-4.818	-1.323	2.172
17	-2.687	-1.382	-77	-2.449	-814	821	-4.489	-2.959	-1.429	-2.960	-1.220	520	-4.985	-1.490	2.005
18	-2.767	-1.462	-157	-2.531	-896	739	-4.678	-3.148	-1.618	-3.054	-1.314	426	-5.154	-1.659	1.836
19	-2.848	-1.543	-238	-2.614	-979	656	-4.870	-3.340	-1.810	-3.150	-1.410	330	-5.327	-1.832	1.663
20	-2.932	-1.627	-322	-2.699	-1.064	571	-5.063	-3.533	-2.003	-3.248	-1.508	232	-5.504	-2.009	1.486
TOT	-46.885	-20.785	5.315	-42.359	-9.659	23.041	-69.379	-38.779	-8.179	-51.699	-16.899	17.901	-86.399	-16.499	53.401
ROI	-2725%	-1208%	309%	-1964%	-448%	1068%	-3022%	-1689%	-356%	-1990%	-651%	689%	-1753%	-335%	1084%
IRR			42,41%			77,72%						57,45%			76,71%
BEP			3			2						2			2

Fonte: Ns. elaborazioni

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"
Contributo partner di progetto

Tabella 28: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high

T	ISO-CONTAINER SU GOMMA			BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB			ISO-CONTAINER SU SKID			CISTERNA SU SKID			ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK		
	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)
0	-1.721	-1.721	-1.721	-2.157	-2.157	-2.157	-2.296	-2.296	-2.296	-2.598	-2.598	-2.598	-4.928	-4.928	-4.928
1	-1.742	-508	725	-1.499	47	1.593	-1.824	-377	1.070	-1.859	-214	1.431	-3.017	287	3.592
2	-1.647	-481	686	-1.417	45	1.506	-1.815	-448	920	-1.757	-202	1.353	-2.853	272	3.396
3	-1.557	-454	648	-1.340	42	1.424	-1.802	-509	784	-1.661	-191	1.279	-2.697	257	3.210
4	-1.472	-430	613	-1.267	40	1.346	-1.786	-563	659	-1.571	-181	1.210	-2.550	243	3.035
5	-1.392	-406	580	-1.197	38	1.273	-1.765	-609	546	-1.485	-171	1.144	-2.411	229	2.870
6	-1.361	-429	503	-1.178	-10	1.157	-1.791	-698	394	-1.457	-214	1.028	-2.375	121	2.618
7	-1.330	-449	432	-1.158	-54	1.050	-1.810	-777	256	-1.429	-254	921	-2.337	23	2.383
8	-1.299	-466	367	-1.138	-94	950	-1.822	-846	131	-1.400	-289	822	-2.299	-67	2.164
9	-1.269	-481	306	-1.117	-130	857	-1.829	-905	18	-1.371	-321	729	-2.259	-149	1.960
10	-1.239	-494	251	-1.096	-163	770	-1.830	-957	-84	-1.342	-349	644	-2.218	-224	1.771
11	-1.209	-504	200	-1.074	-192	690	-1.826	-1.001	-175	-1.313	-374	565	-2.177	-291	1.594
12	-1.179	-513	153	-1.053	-219	615	-1.818	-1.038	-258	-1.284	-396	491	-2.135	-352	1.431
13	-1.149	-520	109	-1.031	-243	546	-1.807	-1.069	-331	-1.255	-416	423	-2.093	-407	1.279
14	-1.120	-525	70	-1.009	-264	482	-1.792	-1.094	-396	-1.226	-433	361	-2.050	-456	1.137
15	-1.092	-529	34	-987	-283	422	-1.774	-1.114	-454	-1.197	-447	303	-2.007	-500	1.006
16	-1.063	-531	0	-965	-299	367	-1.753	-1.129	-506	-1.169	-460	249	-1.964	-539	885
17	-1.035	-533	-30	-944	-314	316	-1.730	-1.140	-550	-1.141	-470	200	-1.921	-574	773
18	-1.008	-533	-57	-922	-326	269	-1.704	-1.147	-590	-1.113	-479	155	-1.878	-605	669
19	-981	-532	-82	-900	-337	226	-1.677	-1.150	-623	-1.085	-486	114	-1.835	-631	573
20	-955	-530	-105	-879	-346	186	-1.649	-1.151	-652	-1.058	-491	76	-1.792	-654	484
VAN	-26.821	-11.570	3.682	-24.328	-5.220	13.889	-37.900	-20.018	-2.137	-29.770	-9.434	10.902	-49.793	-8.947	31.900
ROI	-1559%	-672%	214%	-1128%	-242%	644%	-1651%	-872%	-93%	-1146%	-363%	420%	-1010%	-182%	647%
IRR			34,64%			68,03%			7,07%			48,86%			67,07%

Fonte: Ns. elaborazioni

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

In relazione alle soluzioni di tipo STS, invece, a differenza delle soluzioni TTS; l'investimento risulta fattibile sia nel caso di prezzo di vendita del GNL maggiore del 10% rispetto al prezzo di acquisto della materia prima, sia nel caso di prezzo maggiore del 20% e 30% rispetto alla materia prima.

Le uniche due opzioni tecnologiche STS per cui l'investimento non risulta profittevole ad un livello di prezzo di vendita del GNL maggiore del 10% rispetto al costo della materia prima sono quelle di tipo "chiatta di piccole dimensioni" e "MV bunker small size".

Al prezzo di vendita del +10% rispetto al prezzo di acquisto del GNL, le diverse soluzioni analizzate e per cui l'investimento risulta profittevole, presentano i seguenti indicatori economici finanziari, come riportato nelle Tabella 29, Tabella 30 e Tabella 31.

Tabella 29: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high

T	Navi bunker GNL molto piccole				Chiatte bunker di piccola dimensione				MV bunker small size				MV bunker mid size				MV bunker large size			
	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)
0	2.102				12.250				21.188				35.337				86.056			
1	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	83.192	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
2	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	83.712	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
3	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	84.232	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
4	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	84.752	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
5	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	85.272	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
6	23.272	24.090	26.280	28.470	37.817	38.610	42.120	45.630	85.896	85.800	93.600	101.400	123.717	128.700	140.400	152.100	484.405	514.800	561.600	608.400
7	23.299	24.090	26.280	28.470	37.871	38.610	42.120	45.630	86.522	85.800	93.600	101.400	123.852	128.700	140.400	152.100	484.734	514.800	561.600	608.400
8	23.327	24.090	26.280	28.470	37.927	38.610	42.120	45.630	87.150	85.800	93.600	101.400	123.989	128.700	140.400	152.100	485.068	514.800	561.600	608.400
9	23.356	24.090	26.280	28.470	37.983	38.610	42.120	45.630	87.780	85.800	93.600	101.400	124.129	128.700	140.400	152.100	485.410	514.800	561.600	608.400
10	23.385	24.090	26.280	28.470	38.041	38.610	42.120	45.630	88.412	85.800	93.600	101.400	124.271	128.700	140.400	152.100	485.758	514.800	561.600	608.400
11	23.414	24.090	26.280	28.470	38.100	38.610	42.120	45.630	89.047	85.800	93.600	101.400	124.417	128.700	140.400	152.100	486.113	514.800	561.600	608.400
12	23.445	24.090	26.280	28.470	38.160	38.610	42.120	45.630	89.684	85.800	93.600	101.400	124.565	128.700	140.400	152.100	486.475	514.800	561.600	608.400
13	23.476	24.090	26.280	28.470	38.221	38.610	42.120	45.630	90.323	85.800	93.600	101.400	124.716	128.700	140.400	152.100	486.845	514.800	561.600	608.400
14	23.507	24.090	26.280	28.470	38.283	38.610	42.120	45.630	90.965	85.800	93.600	101.400	124.871	128.700	140.400	152.100	487.222	514.800	561.600	608.400
15	23.539	24.090	26.280	28.470	38.347	38.610	42.120	45.630	91.609	85.800	93.600	101.400	125.028	128.700	140.400	152.100	487.606	514.800	561.600	608.400
16	23.572	24.090	26.280	28.470	38.412	38.610	42.120	45.630	92.256	85.800	93.600	101.400	125.189	128.700	140.400	152.100	487.998	514.800	561.600	608.400
17	23.605	24.090	26.280	28.470	38.478	38.610	42.120	45.630	92.905	85.800	93.600	101.400	125.352	128.700	140.400	152.100	488.398	514.800	561.600	608.400
18	23.640	24.090	26.280	28.470	38.546	38.610	42.120	45.630	93.556	85.800	93.600	101.400	125.519	128.700	140.400	152.100	488.806	514.800	561.600	608.400
19	23.674	24.090	26.280	28.470	38.614	38.610	42.120	45.630	94.211	85.800	93.600	101.400	125.690	128.700	140.400	152.100	489.222	514.800	561.600	608.400
20	23.710	24.090	26.280	28.470	38.685	38.610	42.120	45.630	94.868	85.800	93.600	101.400	125.864	128.700	140.400	152.100	489.647	514.800	561.600	608.400
21	23.746	24.090	26.280	28.470	38.756	38.610	42.120	45.630	95.528	85.800	93.600	101.400	126.041	128.700	140.400	152.100	490.080	514.800	561.600	608.400
22	23.783	24.090	26.280	28.470	38.830	38.610	42.120	45.630	96.190	85.800	93.600	101.400	126.222	128.700	140.400	152.100	490.521	514.800	561.600	608.400
23	23.821	24.090	26.280	28.470	38.904	38.610	42.120	45.630	96.855	85.800	93.600	101.400	126.406	128.700	140.400	152.100	490.972	514.800	561.600	608.400
24	23.859	24.090	26.280	28.470	38.980	38.610	42.120	45.630	97.524	85.800	93.600	101.400	126.594	128.700	140.400	152.100	491.431	514.800	561.600	608.400
25	23.898	24.090	26.280	28.470	39.058	38.610	42.120	45.630	98.195	85.800	93.600	101.400	126.786	128.700	140.400	152.100	491.900	514.800	561.600	608.400

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"
Contributo partner di progetto

TOT	589.653	602.250	657.000	711.750	969.078	965.250	1.053.000	1.140.750	2.281.823	2.145.000	2.340.000	2.535.000	3.156.482	3.217.500	3.510.000	3.802.500	12.265.083	12.870.000	14.040.000	15.210.000
-----	---------	---------	---------	---------	---------	---------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	------------	------------	------------	------------

Fonte: Ns. elaborazioni

Tabella 30: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high

T	Navi bunker GNL molto piccole			Chiatte bunker di piccola dimensione			MV bunker small size			MV bunker mid size			MV bunker large size		
	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)
0	-2.102	-2.102	-2.102	-12.250	-12.250	-12.250	-21.188	-21.188	-21.188	-35.337	-35.337	-35.337	-86.056	-86.056	-86.056
1	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	2.608	10.408	18.208	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
2	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	2.088	9.888	17.688	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
3	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	1.568	9.368	17.168	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
4	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	1.048	8.848	16.648	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
5	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	528	8.328	16.128	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
6	818	3.008	5.198	793	4.303	7.813	-96	7.704	15.504	4.983	16.683	28.383	30.395	77.195	123.995
7	791	2.981	5.171	739	4.249	7.759	-722	7.078	14.878	4.848	16.548	28.248	30.066	76.866	123.666
8	763	2.953	5.143	683	4.193	7.703	-1.350	6.450	14.250	4.711	16.411	28.111	29.732	76.532	123.332
9	734	2.924	5.114	627	4.137	7.647	-1.980	5.820	13.620	4.571	16.271	27.971	29.390	76.190	122.990
10	705	2.895	5.085	569	4.079	7.589	-2.612	5.188	12.988	4.429	16.129	27.829	29.042	75.842	122.642
11	676	2.866	5.056	510	4.020	7.530	-3.247	4.553	12.353	4.283	15.983	27.683	28.687	75.487	122.287
12	645	2.835	5.025	450	3.960	7.470	-3.884	3.916	11.716	4.135	15.835	27.535	28.325	75.125	121.925
13	614	2.804	4.994	389	3.899	7.409	-4.523	3.277	11.077	3.984	15.684	27.384	27.955	74.755	121.555
14	583	2.773	4.963	327	3.837	7.347	-5.165	2.635	10.435	3.829	15.529	27.229	27.578	74.378	121.178
15	551	2.741	4.931	263	3.773	7.283	-5.809	1.991	9.791	3.672	15.372	27.072	27.194	73.994	120.794
16	518	2.708	4.898	198	3.708	7.218	-6.456	1.344	9.144	3.511	15.211	26.911	26.802	73.602	120.402
17	485	2.675	4.865	132	3.642	7.152	-7.105	695	8.495	3.348	15.048	26.748	26.402	73.202	120.002
18	450	2.640	4.830	64	3.574	7.084	-7.756	44	7.844	3.181	14.881	26.581	25.994	72.794	119.594
19	416	2.606	4.796	-4	3.506	7.016	-8.411	-611	7.189	3.010	14.710	26.410	25.578	72.378	119.178
20	380	2.570	4.760	-75	3.435	6.945	-9.068	-1.268	6.532	2.836	14.536	26.236	25.153	71.953	118.753
21	344	2.534	4.724	-146	3.364	6.874	-9.728	-1.928	5.872	2.659	14.359	26.059	24.720	71.520	118.320
22	307	2.497	4.687	-220	3.290	6.800	-10.390	-2.590	5.210	2.478	14.178	25.878	24.279	71.079	117.879
23	269	2.459	4.649	-294	3.216	6.726	-11.055	-3.255	4.545	2.294	13.994	25.694	23.828	70.628	117.428

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"
 Contributo partner di progetto

24	231	2.421	4.611	-370	3.140	6.650	-11.724	-3.924	3.876	2.106	13.806	25.506	23.369	70.169	116.969
25	192	2.382	4.572	-448	3.062	6.572	-12.395	-4.595	3.205	1.914	13.614	25.314	22.900	69.700	116.500
TOT	12.597	67.347	122.097	-3.828	83.922	171.672	-136.823	58.177	253.177	61.018	353.518	646.018	604.917	1.774.917	2.944.917
ROI	599%	3204%	5809%	-31%	685%	1401%	-646%	275%	1195%	173%	1000%	1828%	703%	2063%	3422%
IRR	39,30%	144,37%	248,58%		35,16%	64,12%		43,16%	82,92%	12,21%	47,41%	80,65%	35,35%	90,04%	144,45%
BEP	3	2	1		3	2		3	2	7	3	2	3	2	1

Fonte: Ns. elaborazioni

Tabella 31: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high

T	Navi bunker GNL molto piccole			Chiatte bunker di piccola dimensione			MV bunker small size			MV bunker mid size			MV bunker large size		
	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)
0	-2.102	-2.102	-2.102	-12.250	-12.250	-12.250	-21.188	-21.188	-21.188	-35.337	-35.337	-35.337	-86.056	-86.056	-86.056
1	799	2.870	4.940	800	4.119	7.437	2.466	9.840	17.215	4.835	15.897	26.959	29.041	73.288	117.535
2	756	2.713	4.671	757	3.894	7.032	1.866	8.839	15.811	4.571	15.030	25.488	27.456	69.290	111.123
3	714	2.565	4.416	715	3.682	6.648	1.325	7.917	14.509	4.322	14.210	24.098	25.959	65.510	105.061
4	675	2.425	4.175	676	3.481	6.285	837	7.070	13.302	4.086	13.435	22.783	24.542	61.936	99.329
5	639	2.293	3.947	639	3.291	5.942	399	6.291	12.183	3.863	12.702	21.540	23.204	58.557	93.911
6	584	2.149	3.713	567	3.073	5.580	-68	5.502	11.073	3.559	11.915	20.271	21.708	55.133	88.558
7	534	2.013	3.492	499	2.869	5.239	-487	4.780	10.046	3.274	11.174	19.074	20.302	51.904	83.505
8	487	1.885	3.283	436	2.677	4.918	-862	4.118	9.097	3.008	10.477	17.946	18.981	48.859	78.736
9	443	1.765	3.087	378	2.497	4.616	-1.195	3.513	8.221	2.759	9.821	16.883	17.740	45.987	74.235
10	402	1.652	2.902	325	2.328	4.331	-1.491	2.960	7.411	2.527	9.204	15.881	16.573	43.280	69.987
11	365	1.546	2.728	275	2.169	4.063	-1.752	2.456	6.665	2.311	8.623	14.936	15.477	40.727	65.977
12	329	1.446	2.563	230	2.020	3.811	-1.981	1.998	5.976	2.109	8.077	14.045	14.448	38.321	62.193
13	296	1.352	2.409	188	1.880	3.573	-2.181	1.580	5.342	1.921	7.564	13.206	13.482	36.052	58.622
14	266	1.264	2.263	149	1.749	3.350	-2.355	1.201	4.758	1.746	7.081	12.415	12.575	33.913	55.252
15	237	1.181	2.126	113	1.627	3.140	-2.504	858	4.221	1.583	6.627	11.670	11.723	31.898	52.072
16	211	1.104	1.996	81	1.511	2.942	-2.631	548	3.727	1.431	6.200	10.968	10.924	29.998	49.072
17	187	1.031	1.874	51	1.403	2.756	-2.738	268	3.274	1.290	5.798	10.307	10.174	28.207	46.241
18	164	962	1.760	23	1.302	2.581	-2.826	16	2.858	1.159	5.421	9.684	9.470	26.520	43.570
19	143	897	1.652	-2	1.207	2.416	-2.897	-210	2.476	1.037	5.067	9.097	8.810	24.930	41.050
20	124	837	1.550	-24	1.119	2.262	-2.953	-413	2.127	924	4.734	8.544	8.191	23.432	38.672

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"
Contributo partner di progetto

21	106	780	1.454	-45	1.036	2.116	-2.995	-593	1.808	819	4.421	8.023	7.611	22.020	36.429
22	89	727	1.364	-64	958	1.980	-3.024	-754	1.517	721	4.127	7.533	7.067	20.690	34.313
23	74	677	1.280	-81	885	1.851	-3.043	-896	1.251	631	3.851	7.071	6.558	19.438	32.317
24	60	630	1.200	-96	817	1.730	-3.050	-1.021	1.009	548	3.592	6.636	6.081	18.258	30.435
25	47	586	1.125	-110	753	1.617	-3.049	-1.130	788	471	3.349	6.227	5.634	17.146	28.659
VAN	6.631	35.249	63.867	-5.768	40.099	85.966	-58.378	43.549	145.476	20.169	173.060	325.950	287.673	899.236	1.510.798

Fonte: Ns. elaborazioni

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"
Contributo partner di progetto

Infine, dall'analisi economica finanziaria delle soluzioni di tipo PTS, risulta come l'investimento sia profittevole per un livello di prezzo di vendita finale del GNL del +20 e +30% rispetto al prezzo d'acquisto per tutte le tecnologie oggetto di analisi eccetto nel caso della tecnologia "Terminal costiero GNL primario a pressione atmosferica" per cui l'investimento risulta sostenibile anche ad un prezzo di vendita del + 10% rispetto al prezzo di acquisto della materia prima.

Per quanto riguarda quest'ultimo caso, il livello degli indicatori economico finanziari dell'investimento è riportato nelle Tabella 32, Tabella 33 e Tabella 34.

Tabella 32: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high

T	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"				TERMINAL COSTIERO DI GNL "MID- SIZE BULLET CYLINDERS"				TERMINAL COSTIERO DI GNL "LONG- BULLET CYLINDERS"				TERMINAL COSTIERO DI GNL "SECONDARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA				TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA			
	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)
0	11.143				84.910				155.590				109.308				171.920			
1	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	250.982	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
2	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	252.542	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
3	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	254.102	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
4	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	255.662	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
5	42.402	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	257.222	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
6	42.551	38.445	41.940	45.435	128.198	128.700	140.400	152.100	259.121	257.400	280.800	304.200	248.905	257.400	280.800	304.200	490.708	514.800	561.600	608.400
7	42.703	38.445	41.940	45.435	128.422	128.700	140.400	152.100	261.028	257.400	280.800	304.200	249.203	257.400	280.800	304.200	491.162	514.800	561.600	608.400
8	42.858	38.445	41.940	45.435	128.651	128.700	140.400	152.100	262.941	257.400	280.800	304.200	249.507	257.400	280.800	304.200	491.626	514.800	561.600	608.400
9	43.016	38.445	41.940	45.435	128.884	128.700	140.400	152.100	264.862	257.400	280.800	304.200	249.817	257.400	280.800	304.200	492.098	514.800	561.600	608.400
10	43.178	38.445	41.940	45.435	129.122	128.700	140.400	152.100	266.789	257.400	280.800	304.200	250.133	257.400	280.800	304.200	492.580	514.800	561.600	608.400
11	43.342	38.445	41.940	45.435	129.364	128.700	140.400	152.100	268.724	257.400	280.800	304.200	250.456	257.400	280.800	304.200	493.072	514.800	561.600	608.400
12	43.510	38.445	41.940	45.435	129.611	128.700	140.400	152.100	270.667	257.400	280.800	304.200	250.785	257.400	280.800	304.200	493.573	514.800	561.600	608.400
13	43.681	38.445	41.940	45.435	129.863	128.700	140.400	152.100	272.617	257.400	280.800	304.200	251.121	257.400	280.800	304.200	494.084	514.800	561.600	608.400
14	43.856	38.445	41.940	45.435	130.121	128.700	140.400	152.100	274.575	257.400	280.800	304.200	251.463	257.400	280.800	304.200	494.606	514.800	561.600	608.400
15	44.034	38.445	41.940	45.435	130.383	128.700	140.400	152.100	276.541	257.400	280.800	304.200	251.812	257.400	280.800	304.200	495.138	514.800	561.600	608.400
16	44.216	38.445	41.940	45.435	130.651	128.700	140.400	152.100	278.515	257.400	280.800	304.200	252.169	257.400	280.800	304.200	495.681	514.800	561.600	608.400
17	44.401	38.445	41.940	45.435	130.924	128.700	140.400	152.100	280.497	257.400	280.800	304.200	252.532	257.400	280.800	304.200	496.235	514.800	561.600	608.400
18	44.590	38.445	41.940	45.435	131.202	128.700	140.400	152.100	282.488	257.400	280.800	304.200	252.903	257.400	280.800	304.200	496.799	514.800	561.600	608.400
19	44.783	38.445	41.940	45.435	131.486	128.700	140.400	152.100	284.487	257.400	280.800	304.200	253.281	257.400	280.800	304.200	497.375	514.800	561.600	608.400
20	44.980	38.445	41.940	45.435	131.776	128.700	140.400	152.100	286.495	257.400	280.800	304.200	253.666	257.400	280.800	304.200	497.963	514.800	561.600	608.400
21	45.180	38.445	41.940	45.435	132.072	128.700	140.400	152.100	288.512	257.400	280.800	304.200	254.060	257.400	280.800	304.200	498.562	514.800	561.600	608.400
22	45.385	38.445	41.940	45.435	132.373	128.700	140.400	152.100	290.539	257.400	280.800	304.200	254.461	257.400	280.800	304.200	499.173	514.800	561.600	608.400
23	45.593	38.445	41.940	45.435	132.681	128.700	140.400	152.100	292.574	257.400	280.800	304.200	254.870	257.400	280.800	304.200	499.797	514.800	561.600	608.400
24	45.806	38.445	41.940	45.435	132.994	128.700	140.400	152.100	294.619	257.400	280.800	304.200	255.287	257.400	280.800	304.200	500.433	514.800	561.600	608.400
25	46.023	38.445	41.940	45.435	133.314	128.700	140.400	152.100	296.674	257.400	280.800	304.200	255.713	257.400	280.800	304.200	501.081	514.800	561.600	608.400
26	46.245	38.445	41.940	45.435	133.640	128.700	140.400	152.100	298.739	257.400	280.800	304.200	256.147	257.400	280.800	304.200	501.743	514.800	561.600	608.400
27	46.471	38.445	41.940	45.435	133.973	128.700	140.400	152.100	300.814	257.400	280.800	304.200	256.590	257.400	280.800	304.200	502.418	514.800	561.600	608.400
28	46.701	38.445	41.940	45.435	134.313	128.700	140.400	152.100	302.899	257.400	280.800	304.200	257.042	257.400	280.800	304.200	503.106	514.800	561.600	608.400
29	46.936	38.445	41.940	45.435	134.659	128.700	140.400	152.100	304.994	257.400	280.800	304.200	257.503	257.400	280.800	304.200	503.808	514.800	561.600	608.400
30	47.176	38.445	41.940	45.435	135.012	128.700	140.400	152.100	307.101	257.400	280.800	304.200	257.973	257.400	280.800	304.200	504.525	514.800	561.600	608.400
TOT	1.339.787	1.153.350	1.258.200	1.363.050	4.008.494	3.861.000	4.212.000	4.563.000	8.493.911	7.722.000	8.424.000	9.126.000	7.679.768	7.722.000	8.424.000	9.126.000	15.050.582	15.444.000	16.848.000	18.252.000

Fonte: Ns. elaborazioni

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"

Contributo partner di progetto

Tabella 33: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high

T	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "SECONDARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA			TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA		
	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)
0	-11.143	-11.143	-11.143	-84.910	-84.910	-84.910	-155.590	-155.590	-155.590	-109.308	-109.308	-109.308	-171.920	-171.920	-171.920
1	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	6.418	29.818	53.218	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
2	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	4.858	28.258	51.658	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
3	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	3.298	26.698	50.098	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
4	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	1.738	25.138	48.538	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
5	-3.957	-462	3.033	721	12.421	24.121	178	23.578	46.978	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
6	-4.106	-611	2.884	502	12.202	23.902	-1.721	21.679	45.079	8.495	31.895	55.295	24.092	70.892	117.692
7	-4.258	-763	2.732	278	11.978	23.678	-3.628	19.772	43.172	8.197	31.597	54.997	23.638	70.438	117.238
8	-4.413	-918	2.577	49	11.749	23.449	-5.541	17.859	41.259	7.893	31.293	54.693	23.174	69.974	116.774
9	-4.571	-1.076	2.419	-184	11.516	23.216	-7.462	15.938	39.338	7.583	30.983	54.383	22.702	69.502	116.302
10	-4.733	-1.238	2.257	-422	11.278	22.978	-9.389	14.011	37.411	7.267	30.667	54.067	22.220	69.020	115.820
11	-4.897	-1.402	2.093	-664	11.036	22.736	-11.324	12.076	35.476	6.944	30.344	53.744	21.728	68.528	115.328
12	-5.065	-1.570	1.925	-911	10.789	22.489	-13.267	10.133	33.533	6.615	30.015	53.415	21.227	68.027	114.827
13	-5.236	-1.741	1.754	-1.163	10.537	22.237	-15.217	8.183	31.583	6.279	29.679	53.079	20.716	67.516	114.316
14	-5.411	-1.916	1.579	-1.421	10.279	21.979	-17.175	6.225	29.625	5.937	29.337	52.737	20.194	66.994	113.794
15	-5.589	-2.094	1.401	-1.683	10.017	21.717	-19.141	4.259	27.659	5.588	28.988	52.388	19.662	66.462	113.262
16	-5.771	-2.276	1.219	-1.951	9.749	21.449	-21.115	2.285	25.685	5.231	28.631	52.031	19.119	65.919	112.719
17	-5.956	-2.461	1.034	-2.224	9.476	21.176	-23.097	303	23.703	4.868	28.268	51.668	18.565	65.365	112.165
18	-6.145	-2.650	845	-2.502	9.198	20.898	-25.088	-1.688	21.712	4.497	27.897	51.297	18.001	64.801	111.601
19	-6.338	-2.843	652	-2.786	8.914	20.614	-27.087	-3.687	19.713	4.119	27.519	50.919	17.425	64.225	111.025
20	-6.535	-3.040	455	-3.076	8.624	20.324	-29.095	-5.695	17.705	3.734	27.134	50.534	16.837	63.637	110.437
21	-6.735	-3.240	255	-3.372	8.328	20.028	-31.112	-7.712	15.688	3.340	26.740	50.140	16.238	63.038	109.838
22	-6.940	-3.445	50	-3.673	8.027	19.727	-33.139	-9.739	13.661	2.939	26.339	49.739	15.627	62.427	109.227
23	-7.148	-3.653	-158	-3.981	7.719	19.419	-35.174	-11.774	11.626	2.530	25.930	49.330	15.003	61.803	108.603
24	-7.361	-3.866	-371	-4.294	7.406	19.106	-37.219	-13.819	9.581	2.113	25.513	48.913	14.367	61.167	107.967

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"
 Contributo partner di progetto

25	-7.578	-4.083	-588	-4.614	7.086	18.786	-39.274	-15.874	7.526	1.687	25.087	48.487	13.719	60.519	107.319
26	-7.800	-4.305	-810	-4.940	6.760	18.460	-41.339	-17.939	5.461	1.253	24.653	48.053	13.057	59.857	106.657
27	-8.026	-4.531	-1.036	-5.273	6.427	18.127	-43.414	-20.014	3.386	810	24.210	47.610	12.382	59.182	105.982
28	-8.256	-4.761	-1.266	-5.613	6.087	17.787	-45.499	-22.099	1.301	358	23.758	47.158	11.694	58.494	105.294
29	-8.491	-4.996	-1.501	-5.959	5.741	17.441	-47.594	-24.194	-794	-103	23.297	46.697	10.992	57.792	104.592
30	-8.731	-5.236	-1.741	-6.312	5.388	17.088	-49.701	-26.301	-2.901	-573	22.827	46.227	10.275	57.075	103.875
TOT	-186.437	-81.587	23.263	-147.494	203.506	554.506	-771.911	-69.911	632.089	42.232	744.232	1.446.232	393.418	1.797.418	3.201.418
ROI	-1673%	-732%	209%	-174%	240%	653%	-496%	-45%	406%	39%	681%	1323%	229%	1045%	1862%
IRR			25,79%		13,17%	28,03%			30,68%	3,42%	29,08%	50,75%	12,74%	41,33%	68,67%
BEP			4		7	4			4		4	2	8	3	2

Fonte: Ns. elaborazioni

Tabella 34: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high

T	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "SECONDARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA			TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA		
	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)
0	-11.143	-11.143	-11.143	-84.910	-84.910	-84.910	-155.590	-155.590	-155.590	-109.308	-109.308	-109.308	-171.920	-171.920	-171.920
1	-3.603	-299	3.006	682	11.744	22.805	6.068	28.191	50.315	8.308	30.432	52.555	23.199	67.446	111.692
2	-3.407	-282	2.842	645	11.103	21.561	4.343	25.259	46.176	7.855	28.772	49.688	21.933	63.766	105.599
3	-3.221	-267	2.687	609	10.497	20.385	2.787	22.563	42.338	7.427	27.202	46.978	20.737	60.288	99.839
4	-3.045	-252	2.540	576	9.925	19.273	1.389	20.086	38.782	7.021	25.718	44.415	19.605	56.999	94.392
5	-2.989	-349	2.291	545	9.383	18.222	135	17.811	35.488	6.638	24.315	41.992	18.536	53.889	89.243
6	-2.933	-436	2.060	358	8.714	17.071	-1.230	15.483	32.195	6.067	22.780	39.492	17.207	50.632	84.057
7	-2.875	-515	1.845	187	8.088	15.988	-2.450	13.351	29.152	5.535	21.336	37.137	15.961	47.563	79.164
8	-2.817	-586	1.645	31	7.501	14.970	-3.538	11.401	26.340	5.039	19.978	34.917	14.795	44.672	74.550
9	-2.759	-650	1.460	-111	6.951	14.013	-4.504	9.620	23.744	4.577	18.701	32.825	13.703	41.950	70.198
10	-2.701	-706	1.288	-241	6.436	13.113	-5.358	7.995	21.349	4.147	17.500	30.854	12.680	39.387	66.093
11	-2.642	-757	1.129	-358	5.954	12.267	-6.110	6.515	19.140	3.747	16.371	28.996	11.723	36.973	62.223
12	-2.584	-801	982	-465	5.503	11.471	-6.767	5.169	17.105	3.374	15.310	27.247	10.828	34.700	58.573
13	-2.525	-840	846	-561	5.081	10.724	-7.339	3.946	15.231	3.028	14.313	25.598	9.990	32.560	55.131

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"
Contributo partner di progetto

14	-2.467	-874	720	-648	4.687	10.022	-7.831	2.838	13.508	2.707	13.376	24.046	9.208	30.546	51.885
15	-2.409	-903	604	-726	4.318	9.362	-8.251	1.836	11.923	2.409	12.496	22.583	8.476	28.651	48.825
16	-2.352	-928	497	-795	3.973	8.742	-8.606	931	10.468	2.132	11.669	21.206	7.792	26.866	45.941
17	-2.295	-948	398	-857	3.651	8.160	-8.900	117	9.134	1.876	10.893	19.909	7.154	25.187	43.221
18	-2.239	-965	308	-912	3.351	7.613	-9.140	-615	7.910	1.638	10.163	18.688	6.558	23.608	40.658
19	-2.183	-979	225	-960	3.070	7.100	-9.330	-1.270	6.790	1.419	9.479	17.539	6.002	22.121	38.241
20	-2.128	-990	148	-1.002	2.808	6.618	-9.475	-1.855	5.766	1.216	8.836	16.456	5.483	20.723	35.964
21	-2.074	-998	78	-1.038	2.564	6.166	-9.579	-2.375	4.830	1.028	8.233	15.437	4.999	19.408	33.817
22	-2.020	-1.003	15	-1.069	2.337	5.742	-9.646	-2.835	3.977	856	7.667	14.478	4.549	18.172	31.795
23	-1.967	-1.005	-44	-1.095	2.124	5.344	-9.680	-3.240	3.200	696	7.136	13.576	4.129	17.009	29.889
24	-1.915	-1.006	-97	-1.117	1.927	4.971	-9.684	-3.596	2.493	550	6.638	12.727	3.738	15.915	28.093
25	-1.864	-1.005	-145	-1.135	1.743	4.621	-9.661	-3.905	1.851	415	6.171	11.928	3.375	14.888	26.401
26	-1.814	-1.001	-188	-1.149	1.572	4.293	-9.615	-4.172	1.270	291	5.734	11.176	3.037	13.922	24.806
27	-1.765	-996	-228	-1.160	1.413	3.986	-9.546	-4.401	745	178	5.324	10.469	2.723	13.014	23.305
28	-1.716	-990	-263	-1.167	1.266	3.698	-9.459	-4.594	271	74	4.939	9.804	2.431	12.161	21.890
29	-1.669	-982	-295	-1.171	1.128	3.428	-9.355	-4.756	-156	-20	4.579	9.179	2.160	11.359	20.558
30	-1.623	-973	-324	-1.173	1.001	3.176	-9.236	-4.888	-539	-107	4.242	8.591	1.910	10.607	19.304
VAN	-83.746	-34.430	14.886	-100.185	64.906	229.996	-335.158	-4.976	325.206	-19.185	310.997	641.179	122.699	783.062	1.443.426

Fonte: Ns. elaborazioni

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale"
Contributo partner di progetto

6. Meccanismi di incentivazione per investimenti in tecnologie di tipo “green”

Avendo evidenziato nel capitolo 5 le opzioni tecnologiche di bunkering GNL per cui gli investimenti non risultano profittevoli per i diversi livelli di prezzo finale ipotizzati, nel presente capitolo si sono riportati alcuni meccanismi di incentivazione per investimenti in tecnologie di tipo “green” che permettono l’abbattimento dei costi operativi e di capitale delle soluzioni analizzate o in ogni caso di incrementare l’attrattività dell’investimento dal punto di vista dei potenziali investitori privati interessati

Tra le opzioni d’incentivazione, trattandosi di investimenti di natura “green-oriented”, le opzioni fattibili considerate sotto il profilo teorico sono:

- ✓ Realizzazione di PPP (public-private partnership), contributi a fondo perduto ed erogazione di finanziamenti a tasso agevolato.
- ✓ Certificati “green” e incentivi fiscali (tasse portuali differenziali).
- ✓ Contributi in conto esercizio per gli investimenti in tecnologie “green”.

Tra i vari strumenti finanziari ed economici in atto nel settore marittimo adatti a fornire incentivi all’utilizzo di carburante “green” e alla costruzione di nuove infrastrutture “green”, sviluppati ad oggi soprattutto nel Nord Europa, si sono descritti a titolo esemplificativo i seguenti:

- ✓ Tasse “fairway” modello svedese (differenziale fees in porto).
- ✓ Il fondo NOX Norvegese.
- ✓ Accordi volontari come il “Green Award Certificate” ed il sistema ESI (environmental ship index).
- ✓ Programma CEF (connecting europe facility)

Tali esempi di incentivi sono orientati principalmente verso figure che gestiscono e hanno la proprietà di mezzi navali alimentati a GNL e non verso le figure che investono in infrastrutture di GNL. Ciononostante, rappresentano modelli che potrebbero essere ragionevolmente replicati e applicati anche per chi realizza e gestisce infrastrutture di bunkering GNL.

Le tasse “fairway” differenziate del modello svedese, modello introdotto nel 1998, rappresentano incentivi finanziari per acquistare carburante a basso tenore di zolfo e investire in tecnologie per ridurre le emissioni di ossidi di azoto.

L’ amministrazione marittima svedese, l’associazione svedese delle autorità portuali e dei portuali e l’associazione svedese degli armatori sono stati i primi promotori di tali incentivi per la riduzione delle emissioni di SOX e NOX nelle zone navigabili e nei porti svedesi.

Le tasse “fairway” differenziate sono composte da due componenti di costo: una collegata alla stazza lorda della nave e una in base alla quantità di carico. Sola la prima componente di costo è differenziata in base ai criteri ambientali.

Il funzionamento di tale sistema è riportato in Figura 169.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

Figura 169: Modello svedese della tassa “fairway”

Selected ports	Discounts			Penalty
	< 2 g/kWh	2-6 g/kWh	6-12 g/kWh	
Port of Gothenburg	0.20	0.10	0.05	
Port of Helsingborg	0.10	0.06- 0.09	0.01- 0.05	
Port of Malmoe	0.15	0.15	0.05	
Port of Stockholm	0.20	0.15	0.05	0.10

Fonte:<http://www.gasmotion.com/Download/North%20European%20LNG%20Infrastructure%20Project%202011.pdf>

Se le emissioni, al 75 percento del carico del motore, sono inferiori a 12 g/kWh, il soggetto proprietario dell’asset alimentato a GNL può beneficiare di uno sconto sulla tassa di intensità variabile a seconda dei grammi di emissione per kWh.

A titolo esemplificativo, sotto la soglia di 2 g / kWh di emissioni, lo sconto sulle tasse portuali ammonta a euro 0,18 per GT (gross tonnage, misura della stazza lorda della nave). Ciò significa che un traghetto che è alimentato a GNL, gode di uno sconto totale di 0,28 euro per GT.

Se invece, le emissioni, al 75 percento del carico del motore, sono superiore a 12 g/kWh, non si beneficia dello sconto NOX sulle tasse portuali.

Tale modello applicato alle compagnie armatoriali, può essere facilmente replicato quale modello di incentivi anche alle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate, applicando lo sconto sulle tasse portuali e/o sui canoni di concessioni dei terminal di tipo GNL.

In relazione alle strategie di incentivazione degli investimenti “green” in Norvegia invece, si fa generalmente riferimento alla Convenzione sull'inquinamento transfrontaliero a grande distanza e al protocollo di Göteborg che tratta misure per ridurre l'acidificazione, l'eutrofizzazione e l'ozono troposferico per contrastare lo zolfo, emissioni di ossidi di azoto, particolato e composti organici volatili (COV).

Nel 2007 è stata introdotta in Norvegia una tassa sui NOx, pari a circa 2 euro al chilo per Nox emesso.

Come iniziativa complementare, è stato firmato un accordo ambientale per il fondo NOX tra 14 organizzazioni imprenditoriali e il Ministero dell'Ambiente. Gli attori economici norvegesi che emettono NOx possono ora scegliere di pagare la tassa di 2 euro o di diventare membri del fondo e pagare solo circa il 25% del prelievo fiscale per i non membri.

L'accordo è stato firmato il 14 maggio 2008 per coprire gli anni 2008-2010. Nel 2011 questo accordo è stato prorogato per durare fino al 2017. Il Fondo NOX applica una tassa sulle emissioni di ossidi di azoto (NOX), durante la produzione di energia, alle seguenti fonti energetiche:

- ✓ macchine di propulsione con una capacità installata totale di oltre 750 kW,

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Tool manageriali per valutazione investimenti in impianti rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”

Contributo partner di progetto

- ✓ motori, caldaie e turbine con una capacità installata totale superiore a 10 MW,
- ✓ razzi su installazioni offshore e su strutture a terra.

Registrandosi al fondo NOX del settore aziendale, una società può beneficiare di un'aliquota ridotta per kg di NOX emesso. Essere un membro significa inoltre aver la possibilità di richiedere sostegno monetario per investimenti che riducono le emissioni di NOx in Norvegia. Un membro può ottenere fino al 75% dell'investimento richiesto per tali misure.

Il Fondo NOX fornisce sostegno per le riduzioni di NOX nelle seguenti aree:

- ✓ Nuove costruzioni e retrofitting di propulsori a gas;
- ✓ Stazioni di rifornimento per gas;
- ✓ Nuove e promettenti misure di riduzione degli NOX;
- ✓ Riduzione catalitica con l'uso dell'urea;
- ✓ Propulsione a batteria di traghetti per auto e passeggeri;
- ✓ Gas nell'industria terrestre;
- ✓ Modifiche al motore e retrofitting;
- ✓ Altre misure di riduzione degli NOX

Il modello di incentivazione norvegese qui brevemente riassunto rappresenta una reale opportunità di ottenere fondi per gli investimenti in tecnologie “green”, a tasso agevolato e/o a fondo perduto e, inoltre, comporta la possibilità per i terminal portuali di tipo GNL di offrire prezzi più competitivi rispetto ai competitors ad alto livello di emissioni NOX.

Prendendo invece in considerazione il modello di incentivi fiscali presentato dal porto di Rotterdam, il programma di certificazione Green Award, similmente a quanto accade nel modello svedese, offre la possibilità di ottenere sconti sulle tasse portuali alle navi certificate.

In linea con la nuova pratica manageriale interna delle grandi compagnie, la Responsabilità Sociale d'Impresa (CSR), contribuisce ad offrire una migliore immagine della nave e della compagnia di navigazione oltre a una riduzione dei costi fiscali.

Per essere certificata la nave deve essere conforme alle leggi e regolamenti internazionali e nazionali

Altra tipologia di incentivo basato su accordi volontari è l' Environmental Ship Index (ESI, indice ambientale delle navi), indice che misura le emissioni di una nave in base alla quantità di ossido di azoto (NOX), ossidi di zolfo (SOX), nonché di particolato (PM) che rilascia. L'indice ESI viene utilizzato come una buona indicazione delle prestazioni ambientali delle navi.

I porti stanno ad oggi discutendo e valutando di fornire un incentivo alle navi con ESI elevato.

Sebbene si tratti di un programma completamente volontario, i porti sperano che gli incentivi motivino la comunità portuale globale ad assumere il proprio ruolo nel miglioramento dell'ambiente.

Tali tipi di incentivi basati su accordi volontari, sebbene applicati alle navi, possono essere applicati a qualsiasi infrastruttura che produca energia green, parametrando gli incentivi fiscali ai consumi in termini di emissioni di quest'ultime.

Oltre ad incentivi fiscali e modelli di finanziamento agevolati costituiti da fondi nazionali, c'è da tener presente, che a livello europeo, molti sono i programmi e i fondi di finanziamento a sostegno dei cosiddetti progetti "green".

A titolo d'esempio, uno degli ultimi casi di finanziamenti tramite programma EU, luglio 2020, è stato il finanziamento da 11 milioni di euro, a tasso agevolato, concesso tramite il programma Connecting Europe Facility (CEF)¹⁵ dell'UE a favore del fornitore europeo di Bio-GNL "Titan LNG".

Il progetto di Titan LNG finanziato dal programma CEF, Bio2Bunker, ha come obiettivo quello dello sviluppo ed espansione della catena di approvvigionamento di bunkeraggio BLNG (BIO-LNG) dei porti di Zeebrugge (Belgio), Rotterdam (Paesi Bassi) e Lubeca (Germania) attraverso l'introduzione sul mercato di tre nuove chiatte bunker a GNL.

Come si evince dai vari casi di studio qui riportati, vari sono i modelli di incentivazione allo sviluppo di infrastrutture di tipo "green" che permettono una riduzione notevole dei costi di capitale, attraverso l'utilizzo di finanziamenti agevolati o con quote di fondo perduto o tramite la partecipazione di soggetti pubblici.

In aggiunta, applicando alcuni principi dei modelli di incentivazione fiscale qui brevemente riassunti, i servizi di bunkering di tipo GNL possono potenzialmente risultare maggiormente convenienti ed appetibili in termini di prezzo d'acquisto per i clienti dei terminal comportando ciò un vantaggio competitivo per i gestori dei terminal GNL rispetto ai gestori di terminal di bunker classico.

¹⁵ Connecting Europe Facility (CEF, nota anche con la denominazione corrispondente in italiano "meccanismo per collegare l'Europa") fornisce un'assistenza finanziaria alle reti transeuropee al fine di sostenere progetti infrastrutturali di interesse comune nei settori dei trasporti, dell'energia e delle telecomunicazioni e di sfruttare le potenziali sinergie tra tali settori. Sostituisce i programmi TEN-T, TEN-E e Marco Polo II in essere nel precedente periodo di programmazione (2007-2013).

CEF promuove la realizzazione di progetti di interesse comune per lo sviluppo, la costruzione o l'adeguamento di nuovi servizi e infrastrutture di trasporto, energia e comunicazione, dando priorità ai collegamenti mancanti, ai progetti che presentano un valore aggiunto europeo e vantaggi significativi per la società e che non ricevono un finanziamento adeguato dal mercato.

CEF è uno strumento particolarmente tecnico e destinato soprattutto agli "addetti ai lavori" nel settore delle infrastrutture o del digitale e alle autorità pubbliche interessate dallo sviluppo di infrastrutture di particolare rilevanza a livello europeo.

Il programma Connecting Europe Facility fornisce principalmente le seguenti tipologie di supporto:

sovvenzioni per la realizzazione di studi specifici negli ambiti desiderati

- ✓ sovvenzioni per la realizzazione di lavori (sovvenzioni per investimenti a fondo perduto)
- ✓ gare d'appalto per specifiche azioni di supporto
- ✓ agevolazione dell'accesso a strumenti finanziari innovativi, sviluppati in collaborazione con la Banca Europea per gli Investimenti

ALLEGATO I

Esame dei profili economico-finanziari connessi alla predisposizione delle più idonee soluzioni tecnologico-produttive di bunkering e storage di GNL in ambito portuale

per il Progetto Interreg Marittimo
TDI RETE-GNL



Interreg



UNION EUROPÉENNE
UNIONE EUROPEA

MARITTIMO-IT FR-MARITIME

Fonds européen de développement régional
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



Franco-Italian interregional ports of the North-West Mediterranean Region



MARITTIMO-IT FR-MARITIME
Fonds européen de développement régional
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

Cooperation at the Hearth of the Mediterranean Sea



- cooperation area
- eligibility area for beneficiaries



6,5 MLN
Abitanti



199.649.898 €
Finanziamento



169.702.411 €
FESR

Redatto da Antonio Nicotra – Giugno 2020
per Assostieri Servizi/Roma – UNIGE-CIELI/Genova

INDICE DEL DOCUMENTO

1.Introduzione – Ambito di applicazione.....	3
2.METODOLOGIA.....	6
3.DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI BUNKERAGGIO DI GNL E DELLE OPZIONI SCELTE	6
3.1 T-t-S.....	7
A. ISO-CONTAINER SU GOMMA.....	8
B. BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB.....	10
C. ISO-CONTAINER SU SKID.....	11
D. CISTERNA SU SKID.....	13
E. ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-RACK.....	14
3.2 P-T-S.....	16
F. TERMINAL COSTIERO DI GNL “SMALL BULLET CYLINDERS”	17
G. TERMINAL COSTIERO DI GNL “MID-SIZE BULLET CYLINDERS”	18
H. TERMINAL COSTIERO DI GNL “LONG-BULLET CYLINDERS”	20
I. TERMINAL COSTIERO DI GNL “SECONDARIO” A PRESSIONE ATMOSFERICA.....	22
J. TERMINAL COSTIERO DI GNL “PRIMARIO” A PRESSIONE ATMOSFERICA.....	23
3.3 S-T-S.....	25
K. NAVI BUNKER GNL MOLTO PICCOLE – 150-300m ³	25
L. CHIATTE PER IL BUNKER DI PICCOLA DIMENSIONE – 1,000-3,000m ³	26
M. Motonavi BUNKER GNL “Small Size” – 1,000-5,000m ³	28
N. Motonavi BUNKER GNL “Mid Size” – 6,000-10,000m ³	29
O. Motonavi BUNKER GNL “Large Size” – 15,000-30,000m ³	30
4.Disclaimer - Chiarimenti sulla Tabella di Comparazione – Soluzioni di bunkeraggio di GNL assunte	32
4.1 DISCLAIMER.....	32
4.2 CHIARIMENTI SULLA TABELLA DI COMPARAZIONE	32
4.2.1 INDICE TECNOLOGICO.....	32
4.2.2 INDICE DI EFFICIENZA ENERGETICA.....	33
4.2.3 INDICE CAPEX	34
4.2.4 INDICE OPEX.....	36
4.2.5 INDICE SUI COSTI TOTALI (CAPEX AMMORTIZZATO IN 10 ANNI).....	37
5.Biografia dell’Autore.....	39
6.Bibliografia e Riferimenti	39
7.Allegati – Tabella di confronto di Modalità e Opzione di Bunkeraggio GNL.....	40
7.1 Tecnologie.....	40
7.2 CAPEX.....	41
7.3 OPEX	42

1. INTRODUZIONE – AMBITO DI APPLICAZIONE

Lo scopo del documento è di fornire un esame dei profili economico-finanziari connessi alla predisposizione delle più idonee soluzioni tecnologico-produttive di “*bunkering&storage*” di GNL in ambito portuale (per imbarcazioni a propulsione GNL) mediante la stesura di linee guida tecnico/economiche per la selezione, l'implementazione e la gestione, tra le varie opzioni disponibili, delle tecnologie più appropriate per il bunkeraggio del GNL alle imbarcazioni ed alle navi a propulsione GNL.

Conformemente alle normative IMO (fortemente sostenute dalla Commissione Europea) per la prevenzione dell'inquinamento atmosferico e marino da navi:

- <http://www.imo.org/en/Publications/Documents/Newsletters%20and%20Mailers/Mailers/I666E.pdf>,
- <https://www.epa.gov/enforcement/marpol-annex-vi-and-act-prevent-pollution-ships-apps>,
- <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=IT>: Direttiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi e impianti di rifornimento di carburante per il GNL nei porti centrali TEN-T entro il 31 dicembre 2025,

le flotte di navi alimentate a GNL sono in rapida crescita, in particolare con l'entrata in vigore, il 1° gennaio 2020, delle limitazioni sul contenuto di zolfo nei combustibili per le zone "SECA" e nei mari di tutto il mondo.

I costi per il rifornimento del GNL come combustibile bunker sono attribuibili a due principali fattori:

- 1) Il **prezzo del GNL presso l'hub di approvvigionamento**, che potrebbe essere un terminal GNL di importazione primario o direttamente un terminal di produzione ed esportazione di GNL.
- 2) I **costi dell'infrastruttura** necessaria per il trasporto, lo stoccaggio e la consegna del GNL all'**imbarcazione a propulsione a GNL**.

Le operazioni di bunkeraggio sono normalmente eseguite mentre la nave si trova all'interno di uno dei suoi porti di transito, ormeggiata per effettuare le operazioni IN/OUT ed il rifornimento viene ingenerato dove il bunkeraggio è più economico. In alternativa è anche possibile eseguire operazioni di bunkeraggio in mare (non è una soluzione ottimale considerando le tempistiche del settore marittimo).

Il trasporto di GNL, dall'infrastruttura di stoccaggio del GNL alla nave a propulsione GNL, può essere eseguito da una bunkerina o nave feeder "small scale" o mediante cisterna/ISO-container (percorso ferroviario/stradale).

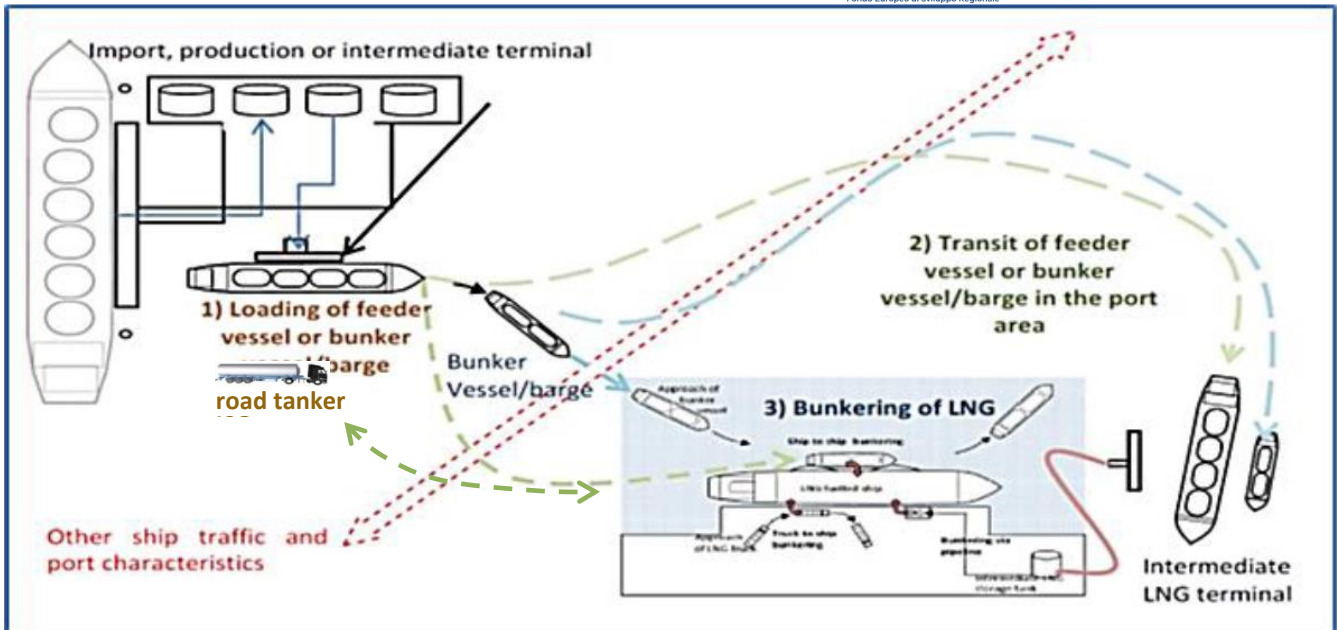


Figura 1 - Schema delle operazioni di bunkeraggio GNL

I relativi costi dell'infrastruttura dipendono, in particolare, dalla modalità di bunkeraggio scelta.

In tale ottica, le diverse opzioni tecnologiche attualmente adottate per le operazioni di bunkeraggio del GNL, sono state suddivise in 3 categorie principali:

- **T-t-S - Opzione "Truck to Ship"**: il bunkeraggio del GNL avviene trasferendo il GNL direttamente da un'autobotte (o contenitore ISO), temporaneamente parcheggiato accanto alle banchine, al serbatoio del GNL della nave destinataria.
- **P-t-S - Opzione "Port/Pipeline to Ship"**: il bunkeraggio GNL avviene trasferendo il GNL direttamente da un terminal costiero, permanentemente installato in porto, nel serbatoio del GNL della nave mediante pipeline.
- **S-t-S - Opzione "Ship to Ship"**: il bunkeraggio viene eseguito trasferendo il GNL da una bunkerina GNL (o una chiatta/pontone), che fa la spola tra il terminal costiero e la nave da rifornire; in più è possibile effettuare il bunkeraggio in mare aperto.

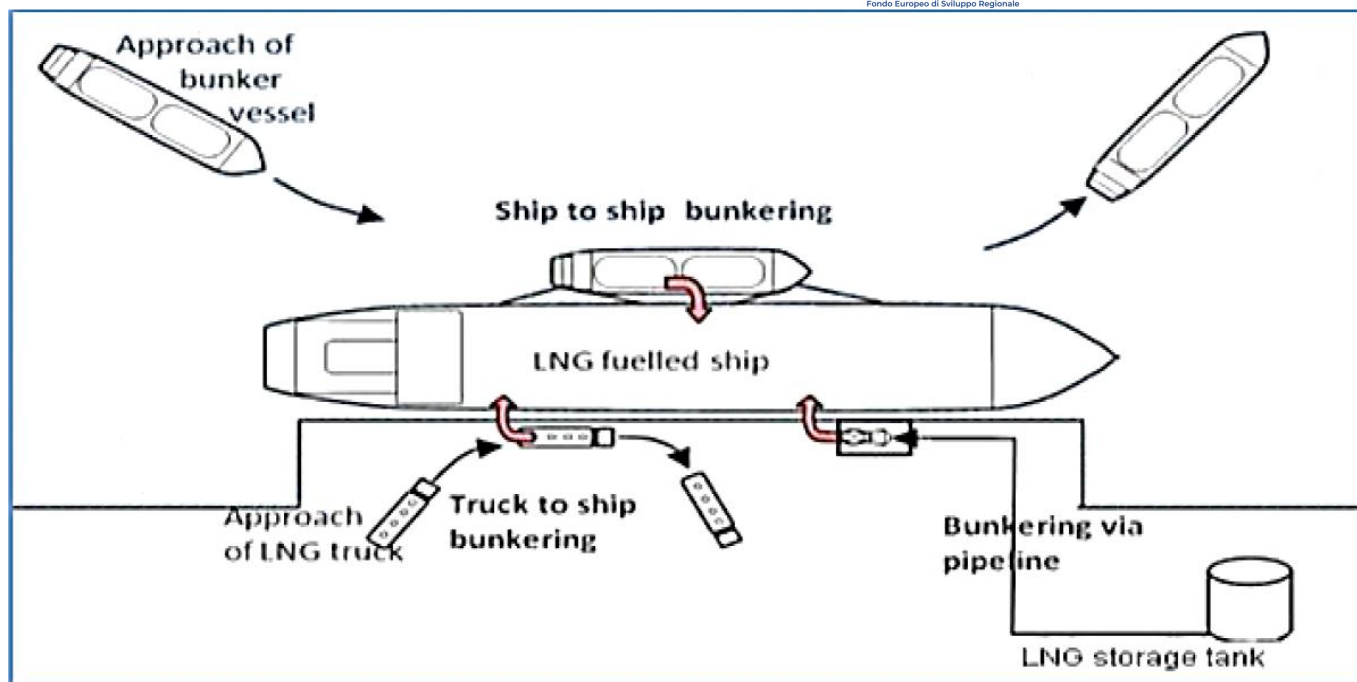


Figura 2 - Opzioni di bunkeraggio GNL

Ciascuna delle 3 modalità può essere ulteriormente articolata in diverse soluzioni alternative, a seconda delle esigenze delle navi da bunkerare, delle esigenze del porto di dotarsi di infrastrutture di bunkeraggio GNL, o in base alla domanda di bunkeraggio attuale o previsionale e alle varie tecnologie disponibili.

Sulla base dei presupposti di cui sopra, lo studio, coerentemente con gli scopi del TDI RETE-GNL (Attività T2.3; prodotto T2.3.1) analizza tanto gli aspetti tecnici quanto economico-finanziari di 5 opzioni di bunkeraggio selezionate per ciascuna delle 3 modalità di bunkeraggio sopra menzionate, scelte logicamente dopo aver esaminato gli attuali sviluppi e la crescita delle navi alimentate a GNL.

La relazione fornisce una gamma esaustiva di dati dettagliati e informazioni relative alle spese in conto capitale (CAPEX) e alle spese operative (OPEX) relativi a progettazione, costruzione e gestione di varie infrastrutture alternative per lo stoccaggio ed il bunkeraggio del GNL nel settore marittimo e portuale.

Tabella 1 – Opzioni e modalità di bunkeraggio analizzate nel presente lavoro

MODALITÀ DI BUNKERAGGIO GNL	T-T-S	P-T-S	S-T-S
OPZIONE SELEZIONATA PER OGNI MODALITÀ DI BUNKERAGGIO	ISO-CONTAINER SU GOMMA	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"	NAVI BUNKER GNL MOLTO PICCOLE – 150-300m ³
	BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB	TERMINAL COSTIERO DI GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"	CHIATTE PER IL BUNKER DI PICCOLA DIMENSIONE – 1,000-3,000m ³
	ISO-CONTAINER SU SKID	TERMINAL COSTIERO DI GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"	MOTONAVI BUNKER GNL "SMALL SIZE" – 1,000-5,000m ³
	CISTERNA SU SKID	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SECONDARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA	MOTONAVI BUNKER GNL "MID SIZE" – 6,000-10,000m ³
	ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-RACK	TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA	MOTONAVI BUNKER GNL "LARGE SIZE" – 15,000-30,000m ³

NOTA: l'opzione T-t-s "SU SKID" può prevedere l'installazione dell'impianto "ON-SKID" sia nel porto che sulla stessa nave.

Le tecnologie attualmente adottate per lo stoccaggio e il bunkeraggio delle navi e alcuni esempi di alcuni sistemi delle varie categorie già in funzione sono esaminate nel documento allegato denominato "**Review of referenced documentation for TDI RETE GNL**".

Ogni opzione di bunkeraggio GNL selezionata deve essere conforme alle norme di sicurezza EMSA e SIGTTO ben descritte nel documento "**EMSA Guidance on LNG Bunkeraggio to Port Authorities and Administrations**" del 31-01-2018.

2. METODOLOGIA

La metodologia adottata per l'elaborazione del presente documento si basa sui seguenti assunti di base:

- Per ogni soluzione sono analizzati i costi di investimento (CAPEX) e operativi (OPEX) e, sebbene tutte le soluzioni potrebbero prevedere il noleggio da un soggetto terzo specializzato, riducendo così al minimo CAPEX e incrementando tutti gli OPEX (poiché un operatore specializzato può essere più efficiente nell'implementazione e nella gestione del relativo servizio), nel presente documento i costi di "investimento" sono attribuiti come CAPEX e sono dissociati dai possibili servizi come OPEX.
- L'inquadramento del servizio di bunkeraggio del GNL in ogni soluzione prende in considerazione non solo il GNL che riceve, immagazzina e trasferisce per le operazioni navali, ma anche la catena logistica per la fornitura del GNL dal terminal GNL "primario" più vicino; dove un Terminale GNL è definito "Primario" se riceve il GNL direttamente dalle navi di grandi dimensioni e da grandi Terminali di liquefazione ed esportazione di GNL, fornendo il LNG ai migliori prezzi disponibili.
- La logistica ipotizzata nel presente documento si riferisce a una distanza di circa 500 km tra il Terminal primario di approvvigionamento del GNL e le infrastrutture di bunkeraggio del GNL di cui sopra, per cui 500 km sono i tragitti che potrebbero essere percorsi in un giorno da un camion in un turno di un autista (alla velocità media di 60-65Km/h) o da una nave (a circa 12 nodi). Ipotizzando distanze doppie sarebbero necessarie doppie infrastrutture logistiche di GNL così come i relativi costi.
- CAPEX ed OPEX di ogni soluzione esaminata sono suddivisi tra costi specificamente legati allo stoccaggio del GNL e le relative operazioni IN/OUT e i costi attribuibili ai servizi specifici del Terminal GNL per il bunkeraggio. Non sono considerati, nel presente elaborato, gli ulteriori possibili servizi GNL che il Terminal potrebbe fornire, quali, ad esempio: carico di autobotti o vaporizzazione del gas utilizzato per l'energia, le applicazioni industriali o civili, ed i relativi CAPEX ed OPEX.

3. DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI BUNKERAGGIO DI GNL E DELLE OPZIONI SCELTE

Le modalità di bunkeraggio di GNL vanno dai sistemi più semplici ed economici, ovvero il rifornimento della nave direttamente da cisterne o ISO-container posizionati accanto alla banchina o su una piccola chiatta/pontone che di solito forniscono piccole quantità di GNL, a sistemi più complessi e costosi, ad esempio quelli che sono in grado di rifornire le grandi navi in tempi relativamente rapidi durante il loro scalo nel porto.

Le caratteristiche fisiche del GNL che devono essere tenute in considerazione rispetto al gasolio, ai fini del presente studio, sono le seguenti:

- La densità del GNL è inferiore (pari circa alla metà) rispetto all'HFO (Heavy Fuel Oil) o al gasolio e la sua massa ha un valore calorifico superiore di circa il 15%.
- I serbatoi di GNL devono essere riempiti non oltre l'85-90% della relativa capacità di stoccaggio, per lasciar spazio all'espansione del gas che evapora alla pressione prevista senza degassare in atmosfera.

- Il serbatoio di stoccaggio deve essere coibentato in modo da mantenere le temperature criogeniche occupando ulteriore spazio (ulteriore 10% di volume del serbatoio)
- Le navi a propulsione GNL, rispetto alle navi a gasolio, hanno quindi quasi il doppio del volume di stoccaggio di GNL per poter percorrere le stesse distanze, o percorrerebbero circa il 54% della distanza con un serbatoio GNL delle stesse dimensioni di un serbatoio di gasolio. La seguente tabella fornisce alcuni esempi di dimensionamento dei serbatoi di stoccaggio di GNL necessarie per varie classi di navi:

Tabella 2 – Dimensionamento dei serbatoi di stoccaggio di GNL per le varie classi di imbarcazioni

Classi di imbarcazioni – dimensionamento dei serbatoi di GNL comparati al gasolio	Serbatoio di gasolio - m ³		Serbatoio di GNL equivalente - m ³	
	(Tasso di conversione Serbatoio di GNL 54%)			
Small speedboat (12–20 feet)	0.025	0.075	0.050	0.140
Sailing yacht (33–45 feet)	0.100	0.500	0.200	0.900
Motor yacht (40–60 feet)	0.750	4.5	1	8
Small tugboat (30–60 feet)	15	100	30	190
Small ferry Ro-Ro (200-300 feet)	25	50	50	90
Ocean-going tugboat (90–150 feet)	350	700	650	1,300
Ro-Ro/Ro-Pax Ferries (400-700 feet)	1,000	3,000	2,000	6,000
Bulk carrier, grain/coal (500–700 feet)	1,500	3,000	3,000	6,000
Large cruise ship (900–1,100 feet)	3,500	7,500	6,000	14,000
Inland tank barge (200–300 feet)	1,500	4,500	3,000	8,000
Panamax container ship (960 feet) 5,000TEU	5,500	7,500	10,000	14,000
New Panamax cont. ship (1,200 feet) 13,000TEU	10,000	15,000	19,000	28,000

3.1 T-t-S

La soluzione **TRUCK-TO-SHIP** rappresenta la tecnologia più semplice, economica e veloce per il bunkeraggio del GNL a imbarcazioni da diporto e piccole navi, in particolare nelle fasi iniziali di "transizione tecnologica", che richiedono possibilmente soluzioni temporanee all'interno degli impianti portuali esistenti ed il passaggio del sistema di propulsione navale esistente al GNL.

I limiti della soluzione T-t-S sono le piccole dimensioni dell'infrastruttura del bunker del GNL e la velocità di carica relativamente bassa, che limita l'uso di questo tipo di strutture al bunkeraggio di piccole imbarcazioni e traghetti, con uno stoccaggio massimo di circa 200 m³.

- È sufficiente una piccola porzione di suolo accanto alla banchina per il bunkeraggio, che dovrebbe essere recintata per prevenire intrusioni e soddisfare le distanze minime di sicurezza.
- Per il collegamento della nave sono utilizzati tubi flessibili e bracci di carico manuali/semi-automatici.
- Devono essere adottate anche attrezzature di sicurezza, tra cui: Emergency Release Systems (ERS) (EN ISO 20519, Sezione 4.3) con Emergency Release Coupling (ERC) e Emergency Shut Down (ESD), rilevatori di fuoriuscita di gas e sistema di allarme antincendio, barriere idriche e attrezzature antincendio.

Di seguito vengono analizzate cinque opzioni per la modalità T-t-S:

A. ISO-CONTAINER SU GOMMA

Un ISO-Container criogenico da 40' è l'unità più flessibile ed economica per il trasporto di GNL su strada, ferrovia, traghetto o container, dall'hub di origine all'impianto di bunkeraggio GNL, e può anche essere utilizzato come serbatoio di stoccaggio per le operazioni di bunkeraggio del GNL o come serbatoio di stoccaggio della nave stessa (principalmente in caso di re-conversione del sistema di propulsione a GNL).

- Un ISO-Container da 40' di buona qualità è costituito da un cilindro a pressione interno resistente alla criogenica in Nickel-9%/AISI-304 (primo contenimento) con un volume lordo di liquido di circa **45.000 litri**, incluso in un cilindro esterno a pressione in carbonio o acciaio inossidabile (secondo contenimento), con un isolamento intermedio (solitamente diversi strati di lamine di alluminio sottovuoto), in grado di **mantenere le basse temperature del GNL per un periodo di almeno due mesi** dal carico (possibilmente pressione atmosferica e -162° C), durante il trasporto e l'utilizzo, fino a quando la temperatura e pressione non raggiungeranno le condizioni di equilibrio (di solito 8 bar e -130° C) dopo di che le valvole di sicurezza iniziano a sfiduciare. Le apparecchiature ausiliarie includono tubi e valvole IN/OUT, sistemi di condensazione e vaporizzazione, PC, dispositivi di sicurezza LC (possibilmente con sistema remoto SCADA).

- Una pompa di servizio e un misuratore di flusso possono essere montati come opzioni aggiuntive.

- **La capacità netta di stoccaggio di GNL di un ISO-container da 40' è:**

$$45.000 \text{ m}^3 \times 89\% \approx 40.000 \text{ m}^3 \approx 17.600 \text{ t GNL}$$

La soluzione T-t-S più elementare e flessibile presenta le seguenti fasi che possono essere attuate presso le banchine in cui la nave da bunkerare è ormeggiata:

- selezionare e recintare la zona di sicurezza in cui viene eseguito il bunkeraggio GNL (di solito un rettangolo di almeno 15m x 30m),
- installazione delle attrezzature di sicurezza e per il bunkeraggio GNL: pompa e misuratore di flusso (se necessario), tubo flessibile (con bracci di carico manuali o semi-automatici) per il trasferimento di GNL e il tubo di ritorno BOG per il bilanciamento della pressione (se necessario); tutti i tubi dotati di Emergency Release Systems (ERS), Emergency Release Coupling (ERC) e Emergency Shut Down (ESD). L'intera zona deve essere protetta da rilevatori di fughe di gas, allarme antincendio, barriere idriche e attrezzature antincendio.
- Lo stesso ISO-container da 40' su gomma è collegato alle attrezzature di bunkeraggio della nave e quindi non è necessario un serbatoio fisso per lo stoccaggio del GNL.

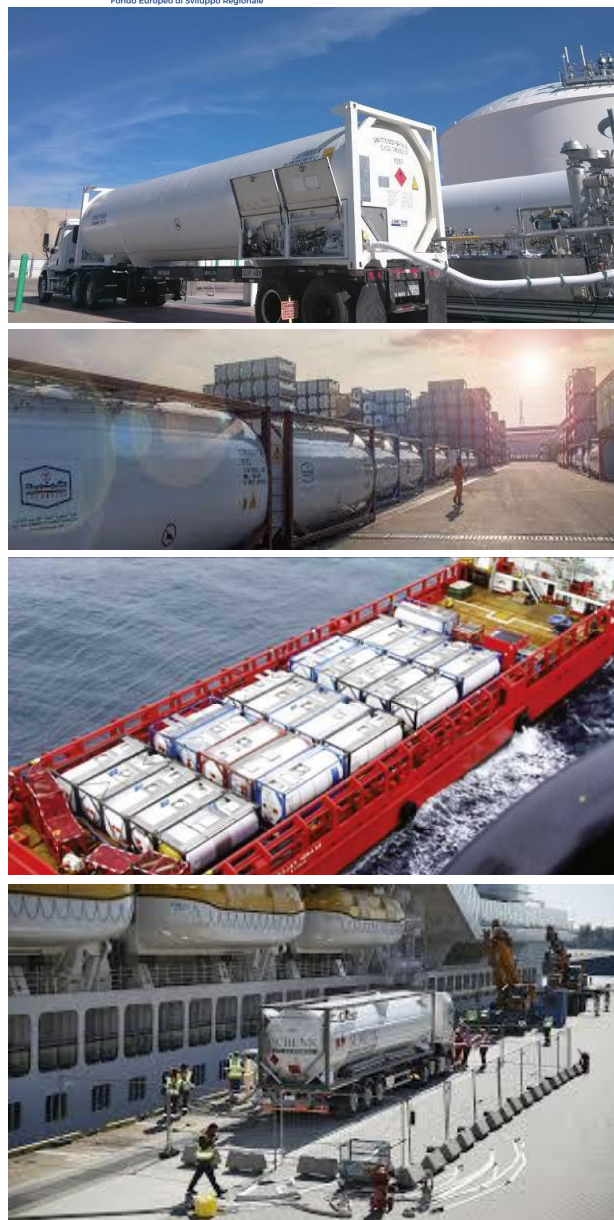


Figura3 - ISO Container

- Il bunkeraggio del GNL può essere eseguito ad una velocità massima di circa 50 m³/h per consentire un bilanciamento sicuro della pressione del BOG ed evitare il rilascio di gas nell'atmosfera. Quando il contenitore ISO è vuoto si allontana e viene sostituito da un'altra unità piena di GNL nella stessa posizione o, se richiesto, spostata in un'altra posizione per bunkerare un'altra nave.

CAPACITÀ DI BUNKERAGGIO

- In questa opzione si presuppone che ogni giorno possano effettuare il bunkeraggio in porto circa **sei ISO container da 40' di GNL** (movimentando l'attrezzatura di bunkeraggio su skid e ruote in altre banchine ogni 4 ore, o attraccando e disormeggiando sei navi nella medesima ubicazione).
 - o **Di conseguenza, questo sistema può avere una capacità massima di bunkeraggio di GNL di circa 87.000 m³/anno (40m³ x 6u/g x 7g/s x 52s/anno)¹**



Figura 4 – Bunkeraggio della AIDAprima nel porto di Amburgo, 2016

CAPEX – TERMINAL DI BUNKERAGGIO

- Il costo di un ISO-container di GNL da 40', con i raccordi necessari (senza pompa e misuratore di flusso), dotato degli standard di qualità e sicurezza, è di circa 100.000 Euro (pompa e misuratore di flusso possono costare circa 15.000 Euro ciascuno),
- il costo delle attrezzature per il bunkeraggio del GNL (compresi pompa e misuratore di flusso, su slittamento per trasferimenti), con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenze, ammonta a circa 90.000 Euro,
- Sono necessari ulteriori 30.000 euro di spese generali per la realizzazione degli impianti di bunkeraggio del GNL, tra cui la progettazione e il controllo dell'installazione, le assicurazioni e spese contingenti, determinando un **CAPEX totale pari a circa 220.000 Euro (compreso un ISO-container di GNL da 40' in loco)**.

CAPEX E SCHEMA – CATENA LOGISTICA GNL

- Ognuno dei sei ISO-container che forniscono bunker nel porto può completare un viaggio di andata e ritorno al giorno:
 - o un turno di 8 ore con un autista che viaggia per 500 km (60-65 km/h di velocità media)
 - o riempimento dell'ISO-container presso il terminal di approvvigionamento principale (circa 1 ora necessaria oltre tempi di inattività)
 - o 2° conducente che torna al sito di bunkeraggio del porto in altre 8 ore, (3° autista di riserva in standby).
 - o Gli ISO-container vengono parcheggiati presso il sito di bunkeraggio e scaricano il GNL fino a svuotarsi.
- Di conseguenza (aggiungendo un'unità di riserva/aggiunta) devono essere acquistati 6 ISO-container a 600.000 Euro per la catena logistica; sono inoltre necessari 6 motrici (a 135.000 euro ciascuno) e sei rimorchi da 15.000 Euro ciascuno, per un **CAPEX complessivo di circa 1,5 mln di Euro per la catena logistica del GNL**.

¹ Per "u" si intende Unità, per "g" si intende Giorno, per "s" si intende settimana

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:

- I costi operativi per la soluzione **T-t-S / ISO Container su gomma** ammontano a circa **1,30 mln di Euro annui**, oltre **1,85 mln di Euro annui per il rifornimento del GNL**, per un **OPEX totale di 3,15 mln di Euro annui**.

B. BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB

Lo stesso schema di bunkeraggio GNL e di approvvigionamento di GNL descritto nella precedente Opzione-A con contenitori ISO da 40', può essere applicato con serbatoi di GNL su ATB.

- Il serbatoio dell'ATB di GNL è più lungo e leggermente più largo di un ISO-container da 40', con una capacità lorda di volume liquido di **circa 56.000 litri**. Ha specifiche tecniche criogeniche e di sicurezza simili e i suoi accessori standard includono la pompa di trasmissione del GNL e il misuratore di flusso.
- Tecnicamente, il bunkeraggio di GNL e lo schema di approvvigionamento GNL è simile anche all'Opzione-A con ISO-container. Tuttavia, poiché tutti i semirimorchi GNL hanno pompa *send-out* e misuratore di flusso a bordo, questi due pezzi non sono necessari presso gli impianti di bunkeraggio in loco.



Figura 5- Bunkeraggio mediante ATB

La capacità netta di un'ATB di GNL è:
 $56.000\text{m}^3 \times 89\% \approx 50.000\text{m}^3 \approx 22.000 \text{ t GNL}$

CAPACITÀ DI BUNKER

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che si possano utilizzare, per il bunkeraggio in porto, un massimo di **sei ATB di GNL** (movimentando l'impianto di bunkeraggio su skid e ruote su altre banchine ogni 4 ore, o attraccando e distaccando **sei navi** nella medesima postazione).
 - o **Di conseguenza, questo sistema presenta una capacità annua di bunkeraggio di GNL di circa 109.000 m³ (50m³ x 6ATB/g x 7g/s x 52s/anno)**

CAPEX – TERMINAL DI BUNKERAGGIO

- Il costo di un'ATB di GNL, con i raccordi necessari, inclusi pompa e misuratore di flusso, dotato degli standard di qualità e di sicurezza, è di circa 180.000 Euro (circa l'80% in più di un ISO-container di GNL),
- Il costo dell'attrezzatura di bunkeraggio del GNL (senza pompa e misuratore di flusso, su Skidper i trasferimenti), con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, è di circa 60.000 Euro,
- Sono necessari ulteriori 30.000 Euro per la realizzazione degli impianti di bunkeraggio del GNL, tra cui la progettazione e il controllo dell'installazione, le assicurazioni e spese contingenti, determinando un **CAPEX totale di circa 270.000 Euro (compreso un'ATB di GNL in loco)**.

CAPEX E SCHEMA – CATENA LOGISTICA GNL

- Ognuna delle sei ATB che forniscono bunker nel porto può completare un viaggio a/r al giorno:
 - o un turno di 8 ore con un autista che viaggia per 500 km (60-65 km/h di velocità media)
 - o rifornimento ATB presso il terminal di approvvigionamento GNL (circa 1 ora oltre tempo di inattività)
 - o 2° conducente che torna al sito di bunkeraggio del porto in altre 8 ore, (3° autista di riserva in standby)
 - o Parcheggio dell'ATB presso il sito per il bunkeraggio, scarica del GNL fino allo svuotamento e così via.
- Di conseguenza (aggiungendo un'unità di riserva) devono essere acquistati 6 semirimorchie 6 motrici (ad Euro 315.000 ciascuno) con un risultato di **circa 1,9 mln di Euro di CAPEX per la catena logistica di GNL.**

Gli OPEX (v. tabella allegata) sono i seguenti:

- Gli OPEX del sistema T-t-S / ATB ammonta a **circa 1,36 mln di Euro annui**, oltre **1,86 mln di Euro all'anno per il rifornimento del GNL**, portando **l'OPEX complessivo a Euro 3,22 mln/anno.**

I maggiori CAPEX e OPEX dell'opzione **ATB** rispetto all'opzione "ISO-container" è attribuibile ai maggiori costi delle apparecchiature (pompe – contatori).

Tali costi sono ben compensati da una maggiore capacità.

C. ISO-CONTAINER SU SKID

Se nel porto è stato individuato un sito per il bunkeraggio di GNL per navi di traffico locale quali il piccolo servizio, la pesca e le imbarcazioni turistiche, nell'impianto di bunkeraggio GNL può essere previsto uno stoccaggio fisso di GNL, anziché utilizzare l'ISO-container "shuttling" su gomma dei due casi precedenti.

- Ancora una volta, il sistema di stoccaggio GNL più semplice ed economico consiste nell'utilizzo di un ISO-container criogenico da 40' su SKID.
- Tutte le attrezzature per il bunkeraggio restano uguali alla prima opzione.
- Il vantaggio di questa opzione è la possibilità di effettuare il bunkeraggio GNL in maniera continua, senza interruzioni dovute al disaccoppiamento e partenza dell'ISO container vuoto e l'arrivo e il riaccoppiamento della successiva unità piena, anche se un certo tempo di inattività sarà inevitabile in quanto l'unità ricevente ha lo stesso volume dell'unità di alimentazione.



Figura6 - ISO-Containersu skid

CAPACITÀ DI BUNKERAGGIO

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che l'impianto di stoccaggio GNL possa essere rifornito da un massimo di **sette ISO-container di GNL da 40'** fornendo giornalmente bunker a diverse navi ormeggiate nella stessa posizione.
 - **Di conseguenza, questo sistema presente una capacità annua massima di bunkeraggio di GNL di circa 102.000 m³ (40m³ x 7u/g x 7g/s x 52s/anno)**

CAPEX – TERMINAL DI BUNKERAGGIO

- Il costo di un ISO-container da 40' su SKID, con i raccordi necessari (senza pompa e misuratore di flusso), con dotazioni standard di qualità e di sicurezza, è di circa 100.000 Euro
- Il costo delle attrezzature per il bunkeraggio GNL tra cui pompa e misuratore di flusso, anche su SKID, con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, è di circa 90.000 Euro,
- Si stimano necessari ulteriori 75.000 Euro per l'acquisto/concessione dei terreni e 30.000 Euro per la realizzazione dell'impianto di bunkeraggio del GNL, tra cui la progettazione ed il controllo dell'installazione, le assicurazioni e spese contingenti, determinando un **CAPEX totale di circa 300.000 Euro**

CAPEX E SCHEMA – CATENA LOGISTICA GNL

- Ognuno dei sette ISO-container che forniscono bunker nel porto può completare un viaggio a/r al giorno:
 - un turno di 8 ore con un autista che viaggia per 500 km (60-65 km/h di velocità media)
 - rifornimento dell'ISO-container presso il terminal di approvvigionamento (circa 1 ora necessaria oltre tempo di inattività)
 - 2° conducente che torna al sito di bunkeraggio del porto in altre 8 ore, (3° autista di riserva in standby).
- Di conseguenza (aggiungendo un'unità di riserva) è necessario acquistare 8 contenitori ISO per un fabbisogno di **800.000 Euro per la catena logistica**; sono necessarie anche 8 motrici (Euro 135.000 l'una) e 8 rimorchi (Euro 15.000 ciascuno), determinando **2,0 mln Euro di CAPEX totale per la catena logistica di GNL.**

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:

- Gli OPEX dell'opzione **T-t-S / ISO-Container su Skid** ammontano a circa **1,37 mln di Euro all'anno**, oltre Euro **2,09 mln/anno per il rifornimento del GNL**, per un **OPEX totale di Euro 3,46 mln/anno.**

I maggiori CAPEX e OPEX dell'opzione fissa su SKID rispetto all'opzione su gomma è attribuibile al costo del suolo e da maggiori consumi di energia.

Tali costi sono ben compensati dalla maggiore capacità ottenibile.

D. CISTERNA SU SKID

Per migliorare la precedente opzione C può essere installato nell'impianto di bunkeraggio un serbatoio di stoccaggio GNL più grande, orizzontale o verticale.

- Tutte le attrezzature di bunkeraggio rimangono simili alle opzioni precedenti.

- Il vantaggio di questa opzione è la possibilità di effettuare il bunkeraggio in maniera continua, senza interruzioni dovute al disaccoppiamento del container ISO vuoto e ri-accoppiamento del successivo container pieno; inoltre, grazie alla capacità dei serbatoi di stoccaggio, superiore di oltre il 50% in volume rispetto agli ISO container, è possibile ottimizzare i tempi di scarica delle unità riceventi.



Figura 7 - Cisterna per il bunkeraggio a Samsøe (Danimarca)

- Il vantaggio di questa opzione è la possibilità di effettuare il bunkeraggio in maniera continua, senza interruzioni dovute al disaccoppiamento del container ISO vuoto e ri-accoppiamento del successivo container pieno; inoltre, grazie alla capacità dei serbatoi di stoccaggio, superiore di oltre il 50% in volume rispetto agli ISO container, è possibile ottimizzare i tempi di scarica delle unità riceventi.

CAPACITÀ DI BUNKER

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che un massimo di **otto ISO-container da 40'** sono in grado di riempire l'unità di stoccaggio GNL fornendo bunker ogni giorno nel porto a diverse navi ormeggiate nella stessa ubicazione.

- Di conseguenza, questo sistema presenta una capacità massima annua di bunkeraggio di GNL di circa **116.000 m³ (40m³ x 8u/g x 7g/s x 52s/anno)**

CAPEX – TERMINAL DI BUNKERAGGIO

- Il costo di un serbatoio GNL da 60 m³, con il necessario impianto di ricezione GNL e le dotazioni per la qualità e la sicurezza, ammonta a circa 145.000 Euro.

- Il costo delle attrezzature di bunkeraggio GNL, compresi pompa e misuratore di flusso anche su SKID, con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, ammonta a circa 90.000 Euro,

- Sono necessari ulteriori 75.000 euro per il suolo e 30.000 Euro per la creazione delle strutture di bunkeraggio del GNL, tra cui la progettazione e il controllo dell'installazione, le assicurazioni e spese contingenti, determinando un **CAPEX totale di circa 350.000 Euro**

CAPEX E SCHEMA – CATENA LOGISTICA GNL

- Ognuno degli otto serbatoi che forniscono bunker nel porto può completare giornalmente un viaggio a/r:

- un turno di 8 ore con un autista che viaggia per 500 km (60-65 km/h di velocità media)
- rifornimento dell'ISO-container presso il terminal di approvvigionamento (circa 1 ora necessaria oltre tempo di inattività)
- 2° conducente che torna al sito di bunkeraggio del porto in altre 8 ore, (3° autista di riserva in standby).

- Di conseguenza, aggiungendo un'unità di riserva, è necessario acquistare 9 serbatoi che richiedono **900.000 Euro** per la catena logistica; sono necessarie anche 9 motrici (Euro 135.000 l'una) e 9 rimorchi (Euro 15.000 ciascuno), per un **CAPEX totale di 2,25 mln di Euro per la catena logistica.**

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:

- Gli OPEX dell'opzione T-t-S / Serbatoio su Skid ammontano a circa **1,38 mln di Euro all'anno**, oltre **2,33 mln di Euro all'anno per il rifornimento del GNL**, per un **OPEX totale di 3,71 mln di Euro all'anno**.

I maggiori CAPEX e OPEX di questa opzione con **serbatoio fisso** (possibilmente su skid) rispetto alle precedenti sono dovuti ad un maggiore costo del suolo, maggiori volumi più alti e maggiori consumi di energia.

Tali costi sono ben compensati da una maggiore capacità ottenibile.

E. ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-RACK

Il principale limite del bunkeraggio di GNL direttamente da un container ISO da 40', da un'ATB, o un serbatoio di stoccaggio GNL con una capacità di volume simile, è la bassa velocità di bunkeraggio - circa 50-60m³/ora –necessaria per evitare la formazione di BOG con conseguente rilascio indesiderato di gas nell'ambiente.

Questo limita il servizio di bunkeraggio del GNL alle navi "locali", come le imbarcazioni di servizio, i piccoli traghetti, le imbarcazioni da pesca e turistiche, con un serbatoio di stoccaggio del GNL a bordo di circa 50-60m³.

La velocità di bunkeraggio del GNL può essere incrementata a circa 150m³/ora installando un blocco multi-rack, collegato e che riceva in un collettore comune il GNL contemporaneamente da 4 o 6 ISO container o cisterne, utilizzando attrezzature più grandi (pompe, tubi, bracci di carico, ecc ...) **per rifornire serbatoi di navi più grandi pari a circa 200m³**.

- Un blocco di ISO-container multi-rack può anche essere installato a bordo (sul ponte aperto) di una nave quale soluzione per l'alimentazione dei motori in ai fini del passaggio del sistema di propulsione al GNL (possibilmente motori a doppia combustibile) senza modificare lo scafo, i serbatoi di gasolio e la sala macchine esistenti.

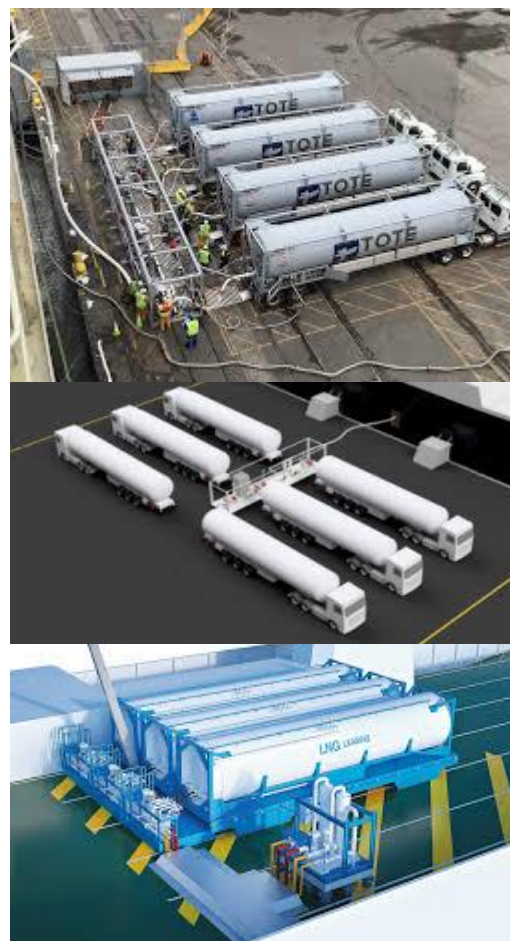


Figura 8 - ISO Container/cisterna su multi-rack

CAPACITÀ DI BUNKER

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che circa sei ISO-container da 40' si connettano simultaneamente al blocco multi-rack, di cui cinque forniscono il bunker di GNL e uno viene disconnesso e sostituito ogni 90 minuti da un ISO container pieno di GNL.
 - o Di conseguenza, questo sistema presenta una capacità massima annua di bunkeraggio di GNL di circa **233.000 m³ (40m³ x 16u/g x 7g/s x 52s/anno)**

CAPEX – TERMINAL DI BUNKERAGGIO

- Il costo di sei contenitori ISO da 40' su ruote, con i raccordi necessari (senza pompa e misuratore di flusso), con standard di qualità e sicurezza, è di circa 600.000 Euro.
- il costo delle attrezzature di bunkeraggio GNL tra cui pompa e misuratore di flusso anche su skid, con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, ammonta a circa 200.000 Euro,
- potrebbero essere necessari ulteriori 120.000 Euro per spese generali legate alla realizzazione dell'impianto di bunkeraggio del GNL, tra cui la progettazione e il controllo dell'installazione, le assicurazioni e spese contingenti, determinando un **CAPEX totale di circa 920.000 Euro**

CAPEX E SCHEMA – CATENA LOGISTICA GNL

- Ognuno dei sette ISO-container che forniscono bunker nel porto può completare giornalmente un viaggio di a/r:
 - o con un autista che viaggia per 500 km in un turno di 8 ore (60-65 km/h di velocità media)
 - o rifornimento del serbatoio presso il terminal di approvvigionamento (circa 1 ora necessaria oltre tempo di inattività)
 - o ritorno al sito di bunkeraggio in porto in altre 8 ore con il 2° autista,
 - o 4-6 ISO-container rimangono parcheggiati presso il sito per il bunkeraggio, scaricano il GNL fino a quando vuoti e così via.
- Di conseguenza, con l'aggiunta di 3 unità di riserva/riserva, devono essere acquistati 16 ISO-container (19-6+3) con un fabbisogno di **1.600.000 Euro** per la catena logistica; con l'aggiunta di 16 motrici (135.000 Euro ciascuna) e 16 rimorchi (15.000 Euro l'uno), si ottiene un **CAPEX totale di 4,0 mln di Euro per la catena logistica.**

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:

- Gli OPEX per l'opzione **T-t-S / Multi-rack su Skid** ammontano a circa **1,88 mln di Euro all'anno**, oltre **4,81 mln di Euro all'anno per il rifornimento di GNL**, per un **OPEX complessivo di 6,69 mln di Euro all'anno.**
- Questi costi più elevati sono ben compensati dalla maggiore capacità ottenibile.

3.2 P-T-S

La soluzione **PORT/PIPELINE-TO-SHIP** è la più adatta per bunkerare il GNL velocemente a navi transoceaniche che richiedono serbatoi notevoli capacità di volume e di caricazione di GNL, o anche per rifornire il GNL alle chiatte ed alle navi "bunkerine" di GNL. Questa tipologia di terminale costiero di GNL consiste in:

- **strutture di ricezione e stoccaggio del GNL:** dove il GNL può arrivare via terra (mediante auto/ferrocisterne o ISO-container nei terminal più piccoli) o via mare (da chiatte/navi GNL, nei terminal più grandi), e i serbatoi di stoccaggio del GNL possono essere sia "cilindri a pressione" in grado di gestire GNL "caldo" alla pressione di 4-8 bar, sia "serbatoi atmosferici" che gestiscono GNL "freddo" a pressione atmosferica ed ad una temperatura di -160°C.
- **Le condutture GNL inviano alla nave che riceve il bunker** (con strutture di ausiliari sulla banchina).
- Di solito, un terminal costiero di GNL non limita i suoi servizi al solo bunkeraggio, in quanto può anche presentare un impianto per il carico di ATB per inviare GNL nell'entroterra e un'unità di rigassificazione per inviare GAS alle reti locali e alle centrali. Tuttavia, la presente indagine è limitata solo al servizio di bunkeraggio P-t-S.
- Un limite della soluzione P-t-S è che il gasdotto del terminal deve raggiungere la nave ormeggiata alle banchine e fornire il bunker alle le navi durante il loro regolare periodo di servizio, affinché la nave a propulsione GNL non impieghi tempo aggiuntivo nel porto per attraccare/disancorare e fare rifornimento in una banchina separata del Terminal GNL.

Quali possibili esempi di **terminal costiero Small-Scale di GNL**, vengono di seguito esaminate **cinque opzioni**:

- **3 opzioni a "pressione"** (small/1,000m³, mid/9,000m³, large/20,000m³) **sono correlate a soluzioni di stoccaggio GNL "caldo"**, utilizzando uno o più cilindri "bullet" in grado di consentire il riscaldamento del GNL a -145/-130 gradi centigradi e le pressioni BOG che aumentano fino ai valori di progettazione di 4-8bar (prima che sfiatino le valvole di sicurezza).
- **2 opzioni "atmosferiche"** ("secondarie"/20.000m³, "primarie"/50.000m³) **sono correlate a soluzioni di stoccaggio "GNL freddo"**, di solito utilizzando un solo serbatoio "atmosferico" mantenendo il GNL freddo a -162/-160 gradi centigradi ed a pressione atmosferica (1 bar – 100kPa), estraendo e ricondensando il BOG o comprimendolo e inviandolo per applicazioni energetiche.

NOTE:

- Normalmente, le soluzioni con cilindri bullet sono utilizzate per lo stoccaggio di GNL fino a **10.000m³**, oltre i quali sono preferibili, per motivi tecnici ed economici, serbatoi atmosferici singoli fino a dimensioni massime di **150.000-200,000m³** per serbatoio.
- Un terminal per l'importazione GNL è definito "**primario**" se può ricevere GNL direttamente dal terminal per l'esportazione dei produttori tramite metaniere transoceaniche ai migliori prezzi di mercato. Di solito la dimensione minima, per un terminal "primario", prevede un serbatoio di stoccaggio da 50.000m³ se può ricevere GNL direttamente dai produttori ai migliori prezzi di mercato, anche svuotando un solo serbatoio di una metaniera di GNL transoceanica.
- Un terminal di importazione GNL è definito "**secondario**" se riceve il GNL tramite un hub di approvvigionamento di GNL intermedio, da ATB o ferrocisterna GNL o navi da navi bunker/feeder, con inevitabili costi aggiuntivi.
- Le infrastrutture logistiche necessarie per la fornitura di GNL al terminal di bunkeraggio dall'hub di approvvigionamento del GNL (assunto a una distanza di circa 500 km che potrebbero essere percorse via terra o via mar in un giorno) sono solitamente noleggiate da società specializzate

(proprietari di camion/navi), aggiungendo di conseguenza OPEX alle operazioni del terminale GNL. Nel presente documento sono considerati anche i CAPEX relativi alla catena logistica.

- Il documento allegato "**Rassegna della documentazione di riferimento per TDI RETE GNL**" fornisce ulteriori dettagli sulle tecnologie attualmente adottate per lo stoccaggio e il bunkeraggio delle navi.

F. TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"

Un esempio di piccolo Terminal costiero di GNL è l'**Halhjem LNG Terminal nei pressi di Bergen, in Norvegia**, uno dei primi terminal realizzati da Gasnor nel 2007-2008.

Si compone di 2 serbatoi di stoccaggio di tipo bullett da 500m³ che operano al massimo a 4.0 bar, ricevendo GNL da navi feeder o metaniere (al modulo di rifornimento). Il bunkeraggio del GNL avviene ad una velocità di 100m³/ora, mediante una condotta da 250m che arriva a un traghetto ormeggiato al molo vicino.

Un tipico terminal di GNL di queste dimensioni richiede un suolo di estensione di circa 2.900 m² (45mx65m), con modulo di ricezione/rifornimento di GNL (da strada/ferrovia/mare) e condutture che collegano agli impianti di bunkeraggio GNL ipotizzati ad una distanza di 250 m.



Figura 9 - Terminale di GNL Halhjem, Norvegia

CAPACITÀ DI BUNKER

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che il serbatoio di stoccaggio può essere rifornito da un massimo di **16 ISO container da 40'** (uno ogni 1,5 h, per un totale di 640m³/giorno, – lo stesso della precedente opzione E), e questa stessa quantità viene inviata alle navi per il bunkeraggio (servizio di bunkeraggio di otto ore per una media di 80m³/h).
- In alternativa, gli stessi 640m³ di GNL possono essere riforniti nel Terminal utilizzando una chiatta di GNL collegata agli stessi bracci e tubi di carico del terminale quando non sono in servizio per il bunkeraggio.
 - o **Di conseguenza, questo sistema presenta una capacità annua massima di bunkeraggio di GNL di circa 233.000 m³ (40m³ x 16u/g x 7g/s x 52s/anno)**

CAPEX – TERMINAL DI BUNKERAGGIO

- Il costo degli impianti di ricezione e stoccaggio del GNL, per uno stoccaggio di 1.000 m³, con le dotazioni per gli standard di qualità e sicurezza, ammonta a circa **3,3 mln di Euro**,
- Il costo delle attrezzature di bunkeraggio GNL, tra cui 250m di condutture (per l'invio, ritorno e BOG) pompa e misuratore di flusso, con relativi dispositivi di sicurezza e di emergenza, ammonta a circa **1,9 mln di Euro**.
- Per l'acquisto del suolo, la realizzazione degli impianti di bunkeraggio del GNL, compresi la progettazione e il controllo dell'installazione, le assicurazioni e spese contingenti, sono necessari ulteriori **1,2 mln di Euro**, determinando un **CAPEX totale di circa 6,4 mln di Euro**.

CAPEX E SCHEMA – CATENA LOGISTICAGNL

- Per la catena logistica via terra devono essere acquistati 19 ISO container: 16 unità per il viaggio di andata e ritorno giornaliero e 3 unità di ricambio, che richiedono **ulteriori 4,75 mln di Euro**. La soluzione via mare richiederebbe il servizio giornaliero di una chiatta da 750-1.000 m³ più o meno **allo stesso costo**.

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:

- Gli OPEX dell'opzione **P-t-S / Terminal costiero con Small-Bullets** ammontano a circa **2,47 mln di Euro annui**, oltre **4,84 milioni di Euro annui per l'approvvigionamento del GNL**, per un **OPEX complessivo di Euro 7,31 mln/anno**.

L'opzione di **Terminal costiero con Small-Bullets** ha una capacità di movimentazione di GNL e OPEX simili alle opzioni **ISO-container/cisterna su Multi-Rack** ma con **CAPEX molto più alti!**

Il maggiore CAPEX fornisce e garantisce maggiori condizioni di sicurezza nelle operazioni di rifornimento (i serbatoi di GNL consentono oltre un giorno di stoccaggio di GNL in loco a differenza delle poche ore di rotazione continua delle cisterne).

G. TERMINAL COSTIERO DI GNL “MID-SIZE BULLET CYLINDERS”

Esempi di terminal costieri di GNL di medie dimensioni sono i Terminal GNL da 9.000-10.000 m³ attualmente in costruzione a Goteborg (Svezia), Rauma (Finlandia) e anche Oristano (Italia).

Sono costituiti da serbatoi bullet (6 da 1.500 m³ o 9 da 1.100m³) che operano ad una pressione massima di 4.0 bar, ricevendo GNL da Navi feeder o da ATB (presso il modulo di rifornimento), e bunkerando IL GNL ad una velocità massima di 1.000m³/h, a navi ormeggiate al molo vicino con circa 1 km di condotta.

Una tipica soluzione per un terminal GNL di queste dimensioni richiede una superficie minima di suolo di circa 15.000 m² (100mx150m), con modulo di ricezione/rifornimento di GNL (da strada/ferrovia/mare) e condutture che collegano gli impianti di bunkeraggio GNL assunti a una distanza di 1 km.



Figura 10 - Terminal di GNL di Rauma, Finlandia (sopra) e progetto per il terminal di GNL di Oristano, Italia (sotto)

CAPACITÀ DEL TERMINAL E DI BUNKERAGGIO

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che ogni settimana un massimo di **2 navi feeder da 7.500 m³** riforniscano il terminal, occupando i bracci di carico / scarico e le condutture del terminal circa 13 ore per ogni operazione; nel restante tempo il terminal è libero per le operazioni di bunkeraggio

- **Di conseguenza, questo sistema presenta una capacità annua massima di bunkeraggio di GNL di circa 780.000 m³ (7.500m³ x 2u/s x 52s/anno)**

CAPEX – TERMINAL E IMPIANTO DI BUNKERAGGIO

- Il costo degli impianti di ricezione e stoccaggio del GNL per lo stoccaggio presunto 9.000/10.000m³ con le attrezzature necessarie per gli standard di qualità e sicurezza, ammonta a circa **33 mln di Euro**,
- il costo delle attrezzature di bunkeraggio GNL, tra cui 1 km di gasdotti (per l'invio, il ritorno e il BOG) pompa e misuratore di flusso, con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, ammonta a circa **8 mln di Euro**,
- per l'acquisto del terreno, la realizzazione degli impianti di bunkeraggio del GNL, tra cui la progettazione e il controllo dell'installazione, le assicurazioni e spese contingenti, potrebbero essere necessarie ulteriori **9 milioni di Euro**, determinando un **CAPEX totale di circa 50 mln di Euro**.

CAPEX E SCHEMA – CATENA LOGISTICAGNL

- Una nave "feeder" di GNL da 7.500 m³ è in grado di fornire la quantità di GNL necessaria al terminal effettuando 2 viaggi di andata e ritorno a settimana tra il terminal di approvvigionamento del GNL e il terminal di bunkeraggio, situato ad una distanza presunta di 500 km; ogni viaggio a/r richiede 2 viaggi di 18h di navigazione (a 15 nodi), 2 operazioni da 9h di carico/dscarica (a 900m³/ora), 4 operazioni da 2 ore per ormeggio/collegamento e scollegamento/partenza lasciando 22 ore residue di inattività.
- Il CAPEX richiesto per le navi "feeder" da 7.500m³ è di circa **35 mln di Euro, necessari per la catena logistica.**

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:

- Gli OPEX dell'opzione **P-t-S / Terminal costiero "Mid-Bullets"** sono di circa **6,7 milioni di Euro annui**, oltre **4,2 milioni di Euro all'anno per il rifornimento del GNL**, per un **OPEX totale di Euro 10,9 mln/anno.**

Il **terminal costiero di GNL Mid-Bullets** è il tipico deposito small-scale sviluppato per una **domanda annua di GNL inferiore ad 1 mln di m³**, **domanda che può essere soddisfatta con una capacità di stoccaggio di GNL di 10.000 m³**, combinando il bunkeraggio con il rifornimento del GNL su strada e la rigassificazione per le reti locali.

Il CAPEX più elevato fornisce e garantisce **maggiori condizioni di sicurezza** nei rifornimenti.

H. TERMINAL COSTIERO DI GNL “LONG-BULLET CYLINDERS”

In genere, per necessità di stoccaggio superiori ai 10.000 m³, è preferibile e più economica l'installazione di un singolo serbatoio atmosferico per lo stoccaggio GNL rispetto alle soluzioni multi-bullets.

Tuttavia, in Italia, i terminali di Cagliari e Crotona da 22.000 m³ di GNL sono stati presentati per le autorizzazioni con una soluzione di 18 bullet cylinders di GNL di circa 1.250 m³ lordi (1.100 netti) ciascuno.

Una tipica soluzione per un terminal GNL di queste dimensioni richiede una superficie minima di suolo di

circa 50.000 m² (180mx280m), con condutture che si collegano alle strutture del molo, sia per il bunkeraggio GNL che per la ricezione da navi feeder di 7.500-15.000m³, ipotizzate alla distanza di 1 km.



Figura 11 - Progetto per il terminal di Cagliari, Italia

CAPACITÀ DEL TERMINAL E DI BUNKERAGGIO

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che ogni settimana un massimo di 2 navi feeder da 15.000 m³ riforniscano il terminal, occupando i bracci di caricazione/dscarica e le condutture del terminal circa 18 ore per ogni operazione; durante il restante periodo della settimana, il terminal è libero per le operazioni di bunkeraggio.
 - o **Di conseguenza, questo sistema può presentare una capacità annua massima di bunkeraggio di GNL di circa 1,56 mln m³ (15.000 m³ x 2u/s x 52s/anno)**

CAPEX –TERMNAL E BUNKERAGGIO

- Il costo degli impianti di ricezione e stoccaggio del GNL per uno stoccaggio presunto di 20.000 m³ con le dotazioni necessarie per gli standard di qualità e sicurezza, ammonta a circa **67 mln di Euro**,
- Il costo dell'impianto per il bunkeraggio di GNL, tra cui 1 km di gasdotto (per l'invio, il ritorno e il BOG) pompa e misuratore di flusso, con i relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, ammonta a circa **9 mln di Euro**,
- Per l'acquisto del suolo, la realizzazione degli impianti di bunkeraggio del GNL, tra cui la progettazione e il controllo dell'installazione, le assicurazioni e spese contingenti, sono necessari **ulteriori 19 milioni di Euro**, determinando un **CAPEX totale di circa 95 mln di Euro**.

CAPEX E SCHEMA – CATENA LOGISTICA GNL

- Una nave "feeder" di GNL da 15.000 m³ è in grado di fornire la quantità di GNL necessaria al terminal effettuando 2 viaggi a/r a settimana tra l'Hub di approvvigionamento del GNL e il terminal, situato ad una distanza presunta di 500 km; ogni a/r richiede 2 viaggi da 18h di navigazione (alla velocità di 15 nodi), 2 operazioni da 14h per il carico/ scarico (1.200m³/h), 4 da 2h per ormeggio/collegamento e scollegamento/disormeggio lasciando 12h tempo di inattività.

Il CAPEX richiesto per le navi feeder da 15.000m³ è di circa **61 mln di Euro per la catena logistica**.

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:

- Gli OPEX dell'opzione **P-t-S / terminal costiero "Long-Bullets"** ammontano a circa **11,5 mln di Euro annui**, oltre a **5,4 mln di Euro all'anno** per il rifornimento del GNL, con **OPEX totali di 17,0 mln di Euro annui**

L'opzione del **Terminal Costiero di GNL "Long-Bullets" da 20.000 m³** è presa in considerazione solo per confrontare il CAPEX e l'OPEX di un tipico **Terminal di GNL small-scale con serbatoio singolo da 20.000 m³**, sviluppato per **soddisfare una domanda di GNL di 1-2 mln m³/annui**, che richiede una **capacità di stoccaggio maggiore di 10.000 m³**, e che in genere combina il bunkeraggio con il rifornimento di GNL su strada e la rigassificazione per le reti locali.

Rispetto alla soluzione con serbatoio singolo, la soluzione multi-serbatoio presenta una maggiore complessità, con più materiali e macchinari, praticamente determina un **raddoppio del CAPEX ed incrementa gli OPEX del 40%**. Il rifornimento del GNL avviene mediante una nave feeder GNL da 7.500 m³, esattamente come nella corrispondente soluzione a serbatoio singolo.

I. TERMINAL COSTIERO DI GNL “SECONDARIO” A PRESSIONE ATMOSFERICA

Il primo esempio in Europa di Terminal costiero di GNL small scale con serbatoio singolo è il Terminal AGA da 20.000m³, realizzato a Nijmegen, vicino Stoccolma (Svezia), entrato in funzione nel 2011.

Successivamente, sono stati costruiti quattro terminal da 30.000 m³:

Pori (Finlandia – avviato nel 2016), Turku e HaminaKotka (Finlandia), Gavle e Oxelosund (Svezia).

In Italia, Edison e PIR prevedono di costruire due serbatoi atmosferici da 10.000m³ nel porto di Ravenna. DECAL ha un progetto di un 30,000m³ a Marghera.

Un tipico terminal "atmosferico" di GNL da 20.000m³ (comparabile con il corrispondente "cilindri a pressione" dell'opzione precedente), ha un serbatoio con contenimento in calcestruzzo completo della misura di 36m di diametro e 31m di altezza) che può essere parzialmente/totalmente interrato se necessario.

Questa soluzione richiede una superficie minima di suolo di circa **15.000 m²** (90mx165m), con tubazioni che si collegano alle strutture del molo, sia per il l'invio che per la ricezione di bunker di GNL da parte di navi feeder da 7.500-15.000 m³, ipotizzate ad una distanza di 1 km.

CAPACITÀ DEL TERMINAL E DI BUNKERAGGIO

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che il serbatoio del terminal venga rifornito 2 volte a settimana da una nave feeder da 15.000 m³, occupando i bracci di carico / scarico e le condutture del terminal circa 18 ore per ogni operazione, durante le quali non sarà possibile effettuare operazioni di bunkeraggio
 - o **Di conseguenza, questo sistema presenta una capacità massima annua di bunkeraggio di GNL di circa 1,56 mln m³ (15.000 m³ x 2/s x 52s/anno)**

CAPEX –TERMNAL E BUNKERAGGIO

- Il costo degli impianti di ricezione e stoccaggio del GNL, nell'ipotesi di un serbatoio atmosferico della dimensione di 20.000 m³, con le necessarie attrezzature per gli standard di qualità e sicurezza, ammonta a circa **32 mln di Euro**,
- il costo delle attrezzature per il bunkeraggio GNL, tra cui 1 km di gasdotti (per l'invio, il ritorno e il BOG), pompa e misuratore di flusso, con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, ammonta a circa **8,5 mln di Euro**,



Figura 12 - Terminal di GNL (dall'alto verso il basso): Nijmegen, Svezia, Pori, Finlandia, Progetto di Turku, Finlandia, Progetto Oxelund, Svezia, Progetto di Ravenna, Italia

- per l'acquisto del suolo la realizzazione degli impianti di bunkeraggio del GNL, tra cui la progettazione e il controllo dell'installazione, le assicurazioni e spese contingenti, potrebbero essere necessarie **ulteriori 8,5 mln di Euro**, determinando un **CAPEX totale a un importo di circa 48 mln di Euro**.

CAPEX E SCHEMA – CATENA LOGISTICA GNL

- Una nave "feeder" di GNL da 15.000 m³ è in grado di fornire la quantità di GNL necessaria al terminal con 2 viaggi a/r alla settimana tra il terminal e l'Hub, per ipotesi ad una distanza di circa 500 km; ogni andata e ritorno che richiede 2 viaggi da 18h di navigazione (a 15knots), 2 operazioni da 14h per carico/scarico (1.200m³/h), 4 operazioni da 2h per ormeggio/collegamento e scollegamento/uscita lasciando 12h tempo di inattività.
- Il CAPEX richiesto per le navi feeder da 15.000m³ è pari a circa **61 mln di Euro** per la catena logistica

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:

- I costi presunti per il funzionamento di un terminal costiero P-t-S "secondario" (singolo) Atmospheric Tank sono stimati in Euro **9,2 milioni/anno**, più **5,4 mln/anno per la fornitura del GNL**, per un **OPEX totale di 14,6 mln di Euro annui**.

Questo **deposito small-scale con serbatoio atmosferico singolo di 20.000 m³** può soddisfare una **domanda annua di GNL di 1-2 mln m³**, di solito combinando il bunkeraggio delle navi con le forniture stradali e la rigassificazione per la fornitura alle reti locali. (Questa soluzione costa circa la metà di una soluzione multi-bullet).

J. TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA

Un terminal costiero small-scale è definito "**PRIMARIO**" se riceve il GNL direttamente da un terminal di un produttore/esportatore (a prezzi più bassi), mentre è "**SECONDARIO**" quando riceve GNL da un Terminal "intermediario" (con conseguenti costi aggiuntivi).

Il primo esempio in Europa di terminal costiero small-scale con serbatoio unico è il Terminal MANGA da 50.000m³, a Tornio in Finlandia, entrato in esercizio nel novembre 2019. Un tipico terminal "atmosferico" di GNL da 50.000m³, ha un serbatoio di 49m di diametro e 42m di altezza con contenimento in calcestruzzo, che può essere parzialmente/ totalmente interrato se necessario.



Figura13 - Terminal di Tornio, Finlandia

Questa soluzione richiede una superficie minima di suolo di circa 20.000 m² (120mx165m), con tubazioni collegate alle strutture del molo, sia per il bunkeraggio GNL di trasmissione che per la ricezione da parte di navi feeder da 30.000 m³, ipotizzati ad una distanza di 1 km.

CAPACITÀ DEL TERMINAL E DI BUNKERAGGIO

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che ogni settimana il deposito sia rifornito da **2 navi feeder da 30.000 m³**, occupando i bracci di carica/scarica e le condutture del terminale circa 22 ore per ogni operazione; durante il restante periodo della settimana, il terminal è disponibile per le operazioni di bunkeraggio.
 - o **Di conseguenza, questo sistema presenta una capacità annua massima di bunkeraggio di GNL di circa 3,12 mln m³ (30.000 m³ x 2u/s x 52s/anno)**

CAPEX – TERMINAL E BUNKERAGGIO

- Il costo degli impianti di ricezione e stoccaggio del GNL di 50.000 m³ con le necessarie attrezzature per gli standard di qualità e sicurezza, ammonta a circa **63 mln di Euro**,
- il costo delle attrezzature di bunkeraggio GNL, tra cui 1 km di gasdotti (per l'invio, il ritorno e il BOG) pompa e misuratore di flusso, con relativi dispositivi di sicurezza ed emergenza, ammonta a circa **9 mln di Euro**,
- per l'acquisto del suolo, la realizzazione degli impianti di bunkeraggio del GNL, tra cui la progettazione e il controllo dell'installazione, le assicurazioni e spese contingenti, possono essere necessari ulteriori **14 mln di Euro**, determinando un **CAPEX totale di circa 86 mln di Euro**.

CAPEX E SCHEMA – CATENA LOGISTICA GNL

- Una nave "feeder" di GNL da 30.000 m³ è in grado di rifornire il GNL necessario al terminal effettuando 2 corse di a/r alla settimana tra l'Hub di approvvigionamento GNL e il terminal, per ipotesi ad una distanza di 500 km; ogni andata e ritorno richiede 2 viaggi da 17h di navigazione (alla velocità di 16knots), 2 operazioni da 18h per la carica/scarica (1.800m³/h), 4 operazioni da 2h per ormeggio/collegamento e scollegamento/partenza con 6h residue di inattività.

Il CAPEX per le navi "feeder" da 30.000m³ è di circa **86 mln di Euro necessari per la catena logistica.**

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:

- Gli OPEX del **terminal costiero P-t-S/"Primary" (singolo)** sono stimati ad **Euro 15,6 mln/anno**, oltre a **Euro 6,6 mln/anno per il rifornimento del GNL**, per un **totale OPEX di Euro 22,2 mln/anno.**

3.3 S-T-S

La soluzione **S-t-S** integra tutte le componenti del servizio di bunkeraggio: la nave bunker carica GNL direttamente presso l'hub di approvvigionamento (possibilmente un terminal "primario" di scala mondiale per ottenere prezzi competitivi per il GNL), stocca e consegna il GNL direttamente alla nave da bunkerare. Di seguito sono analizzate cinque possibili opzioni di terminal **S-t-Ssmall-scale** con navi bunker/"feeder":

K. NAVI BUNKER GNL MOLTO PICCOLE – 150-300m³

Il primo esempio in Europa del bunkeraggio di GNL da nave GNL molto piccola è il SEAGAS da 180m³ della AGA che opera, dal 2013 nel porto di Stoccolma, rifornendo la Viking Grace.

- La Seagas è una vecchia nave bunker del 1974 riadattata al GNL nel 2012, con le seguenti dimensioni principali:

Tabella3 - SEAGAS - principali dimensioni

DWT	ton	129
LOA	m	49.6
BEAM	m	11.3
DRAFT	m	3.1
speed	knots	12.5

Lo stoccaggio del GNL a bordo della nave può essere costituito da un singolo serbatoio criogenico da 160-220m³, da 2 serbatoi da 100m³ o anche da più ISO container da 40' (40m³ ciascuno). Questa opzione presuppone una tipica nave bunker GNL da 200m³, con velocità di rifornimento di 150m³/h.

CAPACITÀ DI BUNKER

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che la nave bunker da 200m³ di GNL esegua due operazioni di bunkeraggio (due viaggi di andata e ritorno) al giorno se la distanza tra il terminal e la nave da bunkerare è di circa 50 km (ogni viaggio a/r richiede 2x2h (a 12,5 knots), 2x1,5h per le operazioni di carica/dscarica (a 150m³/h), 4x1h per le operazioni di ormeggio/collegamento e scollegamento/uscita con 2h di inattività residue.
 - o Di conseguenza, questo sistema presenta una capacità annua massima di bunkeraggio di GNL di circa 146.000 m³ (200m³x 2u/g x 7g/s x 52s/anno)

BUNKERAGGIO "INTEGRATO" - CAPEX

Il CAPEX richiesto per una nuova nave feeder/bunker da 200m³ ammonta a circa **2 mln di euro**.

- o Spesso, per questo tipo di soluzione, una vecchia nave viene ammodernata installando a bordo le relative strutture per il GNL (con costi inferiori del 50% rispetto ad una nave nuova).

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:



Figura 14 - Nave GNL SEAGAS da 180m³

L'opex previsto per questa nave di piccole dimensioni, con un equipaggio di circa 6 marinai ed una navigazione di circa 42.000 miglia nautiche all'anno, ammonta a circa **1,3mln di Euro/ anno** - (la stessa nave potrebbe essere noleggiata a 3.000-4.000 Euro al giorno).

L. CHIATTE PER IL BUNKER DI PICCOLA DIMENSIONE – 1,000-3,000m³

I primi esempi in Europa e negli Stati Uniti di bunkeraggio GNL con chiatte fluviali sono i seguenti (2018-2019):

Tabella 4 - Principali chiatte fluviali per il bunkeraggio GNL

Nome imbarcazione		Flexfueller 001	Clean Jacksonville	LNG London
ANNO		2019	2018	2019
Cargo GNL	m ³	1,500	2,200	3,000
Tipo	SS	Type-C (4.bar)	GTT mark III	Type-C (4.bar)
DWT	ton	1,600	2400	n.a.
LOA	M	76.0	64.62	110.0
BEAM	M	11.4	14.8	15.0
DRAFT	M	2.4	2.5	2.7
Speed	knots	7.0	9.0	9.0

Lo stoccaggio di GNL a bordo della chiatta può essere costituito da 2 o 4 cilindri a pressione da 750 m³ (in grado di contenere il GNL "a caldo") o anche da singole o multiple camere di tipo atmosferico GTT (con solo GNL "a freddo").

In questa soluzione abbiamo ipotizzato una tipica nave bunker di GNL da 1.500 m³, con capacità di scarica di 600m³/h.

I vantaggi di questa opzione, rispetto alla precedente nave bunker da 200m³, è la capacità di bunkerare GNL a navi più grandi, una maggiore capacità di stoccaggio, basso pescaggio, di contro presenta una velocità inferiore.

Attualmente sono in esercizio 5 chiatte di questa tipologia, principalmente nel Nord Europa; la chiatta Clean Jacksonville naviga tra la Florida e Portorico.

CAPACITÀ DI BUNKER

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che una nave bunker 1.500m³ di GNL esegua un'operazione di bunkeraggio (un viaggio di andata e ritorno) al giorno se la distanza tra l'Hub di approvvigionamento LNG e la nave da bunkerare è di circa 50 km (ogni andata e ritorno che richiede tempi di navigazione di 2x4 h (a 7 nodi), 2x3h per le operazioni di carica/scarica (a 600m³/h), 4x1h ormeggio/collegamento e scollegamento/partenza con tempi di inattività di 6 ore.



Figura 15 - Dall'alto verso il basso: Flexfueller - 1.500 m³, Clean Jacksonville – 2,200m³, LNG London - 3,000m³

- Di conseguenza, questo sistema può presentare una capacità massima annua di bunkeraggio di GNL di circa 234.000 m³ (1.500m³x 3u/g x 7g/s x 52s/anno)

BUNKERAGGIO “INTEGRATO” – CAPEX

Il CAPEX richiesto per una nuova chiatta/feeder da 1.500 m³ è di circa **12 mln di Euro**.

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:

L'OPEX previsto per questa chiatta fluviale/marina, con un equipaggio di circa 12 marinai e che naviga circa 28.000 miglia nautiche/anno, ammonta a **circa Euro 2,7 mln/anno** - (la stessa chiatta potrebbe essere noleggiata ad un costo di 7.500-10.000 Euro al giorno).

M. MOTONAVI BUNKER GNL “SMALLSIZE” – 1,000-5,000m³

Il primo esempio in Europa di bunkeraggio di GNL small scale di piccole dimensioni è la Knutsen Pioneer da 1.000m³ MV che naviga lungo i fiordi norvegesi dal 2004.

Tabella 5 - Motonavi bunker di piccole dimensioni

Nome imbarcazione		Knutsen Pioneer	Skangas Coralius
ANNO		2004	2018
Cargo GNL	m ³	1,000	5,000
Tipo	SS	Type-C (4.bar)	Type-C (4.bar)
DWT	ton	817	3,000
LOA	M	69.0	99.6
BEAM	M	11.8	18.0
DRAFT	M	3.5	5.7
speed	knots	13.0	13.5



Figura 16 - Pioneer LNG - 1,000m³, Coralius - 5,000m³

In questa soluzione abbiamo ipotizzato una tipica nave bunker di GNL da 5.000 m³, con capacità di scarica di 600m³/h. Il sistema di stoccaggio del GNL a bordo della nave può essere costituito da 2 cilindri a pressione da 2.500 m³ (in grado di contenere GNL “caldo” ad una pressione di 4 bar). I vantaggi di questa opzione, rispetto alla precedente chiatte/nave bunker da 1.500m³, è la possibilità di effettuare il bunkeraggio a navi più grandi, maggiori capacità di stoccaggio, e maggiore velocità.

Attualmente sono in esercizio circa 15 navi di questa tipologia, principalmente in Giappone, ma anche in Europa e negli Stati Uniti.

CAPACITÀ DI BUNKERAGGIO

- Nell’analisi di questa opzione si è presupposto che una nave bunker da 5.000m³ possa eseguire due operazioni di bunkeraggio (due viaggi di andata e ritorno) a settimana se la distanza tra l’Hub di approvvigionamento LNG e la nave da bunkerare è di circa 500 km (ogni andata e ritorno che richiede 2x22h di navigazione (13 nodi), 2x10h per operazioni di carico/ scarico (600m³/h), 4x2h per operazioni di ormeggio/collegamento e scollegamento/partenza con 12h di inattività.
 - Di conseguenza, questo sistema presenta una capacità massima annua di bunkeraggio di GNL di circa 520.000 m³ (5.000m³x 2u/s x 52s/anno)

BUNKERAGGIO “INTEGRATO” - CAPEX

Il CAPEX richiesto per una nave bunker/feeder da 5.000 m³ è di circa **21 mln di Euro**.

Gli OPEX (v. tabella allegata) sono i seguenti:

L’OPEX previsto per questa nave bunker, con un equipaggio di circa 24 marinai ed una navigazione di circa 56.000 miglia nautiche all’anno, è di circa Euro **5,2mln/anno** - (la stessa nave potrebbe essere noleggiata - 12.500-17.500 Euro al giorno).

N. MOTONAVI BUNKER GNL “MID SIZE” – 6,000-10,000m³

Il primo esempio in Europa di bunkeraggio small scale di GNL con motonavi di medie dimensioni è stato il CoralMethane della Anthony Veder, da 7.500m³, in servizio dal 2008.

Data la fase iniziale dell'industria del bunkeraggio del GNL, questa nave ha un potenziale multi-cargo (adatto anche per GPL, ETH, NH3 o CO2) con l'aggiunta di attrezzature e costi rilevanti.

Attualmente ci sono circa 20 navi di questa tipologia, in esercizio entro la fine del 2020, di cui la metà da 7.500m³

- 4 navi da 7.500m³ sono per Avenir/Oriстано

Tabella 6– Motonavi bunker di medie dimensioni

Nome imbarcazione		CoralMethane	TBN – Stolt Nielsen
ANNO		2008	2020 (x4)
Cargo GNL	m ³	7,500	7,500
Tipo	SS	Type-C (4.bar)	Type-C (4.bar)
DWT	ton	6,018	4,500
LOA	M	117.8	116.0
BEAM	M	18.6	19.0
DRAFT	M	5.8	6.0
speed	knots	15.5	13.5



Figura17 - Coral Methane 7,500 m³, Stolt Nielsen/Avenir 4x 7,500 m³

In questa soluzione abbiamo ipotizzato tipica nave bunker GNL da 7.500m³, con una capacità di invio di 900m³/h di prodotto. Lo stoccaggio di GNL a bordo può essere costituito da 2 serbatoi cilindrici a pressione da 3.000/4.000m³ (in grado di contenere GNL “caldo” alla pressione di 4 bar).

I vantaggi di questa opzione, rispetto alla precedente nave bunker 5.000m³, sono la possibilità di fornire bunker a navi più grandi, maggiori possibilità di stoccaggio, e la velocità più alta.

CAPACITÀ DI BUNKER

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che una nave bunker GNL 7.500m³ possa eseguire due operazioni di bunkeraggio (due viaggi di a/r) a settimana se la distanza tra l'Hub di approvvigionamento GNL e la nave da bunkerare è di circa 500 km (ogni andata e ritorno che richiede 2x22h di navigazione (a 13 nodi), 2x10h per operazioni di carica/scarica (900m³/h), 4x2h per operazioni di ormeggio/collegamento e scollegamento/uscita con 12h residue di inattività.
 - o **Di conseguenza, questo sistema presenta una capacità massima annua di bunkeraggio di GNL di circa 780.000 m³ (7.500m³x 2u/s x 52s/anno)**

BUNKERAGGIO “INTEGRATO” - CAPEX

Il CAPEX richiesto per una nave bunker/feeder da 7.500 m³ è di circa **35 mln Euro**.

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:

L'OPEX previsto per questa nave feeder/bunker, con un equipaggio di circa 24 marinai ed una navigazione di circa 56.000 miglia nautiche all'anno, è di circa **6,6mln di Euro/anno** - (la stessa nave potrebbe essere noleggiata a circa 15.000-25.000 euro al giorno).

O. MOTONAVI BUNKER GNL "LARGE SIZE" – 15,000-30,000m³

Il primo esempio in Europa di bunkeraggio small scale di GNL con imbarcazioni di grandi dimensioni è stata la Coral Energy della Anthony Veder, in servizio con il GNL dal 2012 nel Baltico.

Attualmente sono previste in esercizio, entro la fine del 2020, circa 30 navi di questa tipologia:

- JS Ineos ha 8 imbarcazioni da 27.500m³ che trasportano il GNL dagli USA in Europa;
- Stolt Nielsen/Avenir ha 4 imbarcazioni 20.000m³ in consegna nel 2021;
- Edison noleggia da Knutsen una nave MV da 30,000m³ per Ravenna,

Tabella 7 - Motonavi bunker di grandi dimensioni

Nome imbarcazione		Coral Energy	TBN Stolt Nielsen	CoralEncanto
ANNO		2012	2021 (2+2)	2018
Cargo GNL	m ³	15,600	20,000	30,000
Type	SS	Type-C (4.bar)	Type-C (4.bar)	Type-C (4.bar)
DWT	ton	12,268	12,500	18,637
LOA	M	155.6	159.9	181.3
BEAM	M	22.7	24.0	36.0
DRAFT	M	7.5	8.2	7.7
speed	knots	15.5	15.5	16.0



Figura18 - Coral Energy - 15,000m³, JS Ineos – 8x 20,000m³, Coral Encanto - 30,000m³

Lo stoccaggio del GNL a bordo avviene mediante 6 serbatoi cilindrici da 5.000/6.500m³ o 4 da 7.500m³ che contengono il GNL "caldo". Con questa opzione si ipotizza una tipica nave bunker GNL da 30.000 m³, con capacità di invio pari a 1.800 m³/h.

Il vantaggio di questa opzione, rispetto alle precedenti navi bunker, è la capacità di rifornire il bunker GNL a navi più grandi, le maggiori possibilità di stoccaggio, e la velocità più alta.

CAPACITÀ DI BUNKERAGGIO

- Nell'analisi di questa opzione si è presupposto che una nave bunker di GNL da 30.000m³ esegua due operazioni di bunkeraggio (due viaggi di andata e ritorno) a settimana, se la distanza tra l'Hub di approvvigionamento del GNL e la nave da bunkerare è di circa 500 km (con ogni viaggio a/r che richiede 2x18h di navigazione (a 16 nodi), 2x16h per le operazioni di carico / scarico (a 600m³/h), 4x2h per ormeggio / collegamento e scollegamento / partenza con 8h residue di inattività.
 - **Di conseguenza, questo sistema presenta una capacità massima annua di bunkeraggio di GNL di circa 3,12 mln m³ (30.000m³x 2u/s x 52s/anno)**

BUNKERAGGIO “INTEGRATO” - CAPEX

Il CAPEX richiesto per una nuova nave bunker/feeder da 30.000 m³ è di circa **86 mln di Euro**.

Gli **OPEX** (v. tabella allegata) sono i seguenti:

L'OPEX previsto per questa nave feeder, con un equipaggio di circa 24 marinai ed una navigazione di circa 56.000 miglia nautiche all'anno, è di circa **16mln di Euro annui** - (la stessa nave potrebbe essere noleggiata a circa 35.000-50.000 Euro al giorno).

4. DISCLAIMER - CHIARIMENTI SULLA TABELLA DI COMPARAZIONE – SOLUZIONI DI BUNKERAGGIO DI GNL ASSUNTE

4.1 DISCLAIMER

Tutte le elaborazioni, i prezzi e i costi riportati in questo documento e il suo foglio di calcolo allegato devono essere considerati come valori indicativi in grado di fornire un confronto economico delle opzioni esaminate.

I vari indici provengono da benchmark di settore effettuati nell'ambito di progetti realizzati, da preventivi derivanti da progetti già realizzati e da un confronto effettuato nell'ambito dei principali associati Assocostieri. Tuttavia, non sono stati richiesti nuovi preventivi agli appaltatori o ai produttori di impianti, macchinari e attrezzature pertinenti.

4.2 CHIARIMENTI SULLA TABELLA DI COMPARAZIONE

Il foglio di calcolo allegato al presente lavoro ha lo scopo di fornire una comparazione tecnico/economica delle varie opzioni di bunkering GNL esaminate, dando, alla fine dell'analisi, indici specifici che mostrano le prestazioni ed i vantaggi/svantaggi di ogni soluzione.

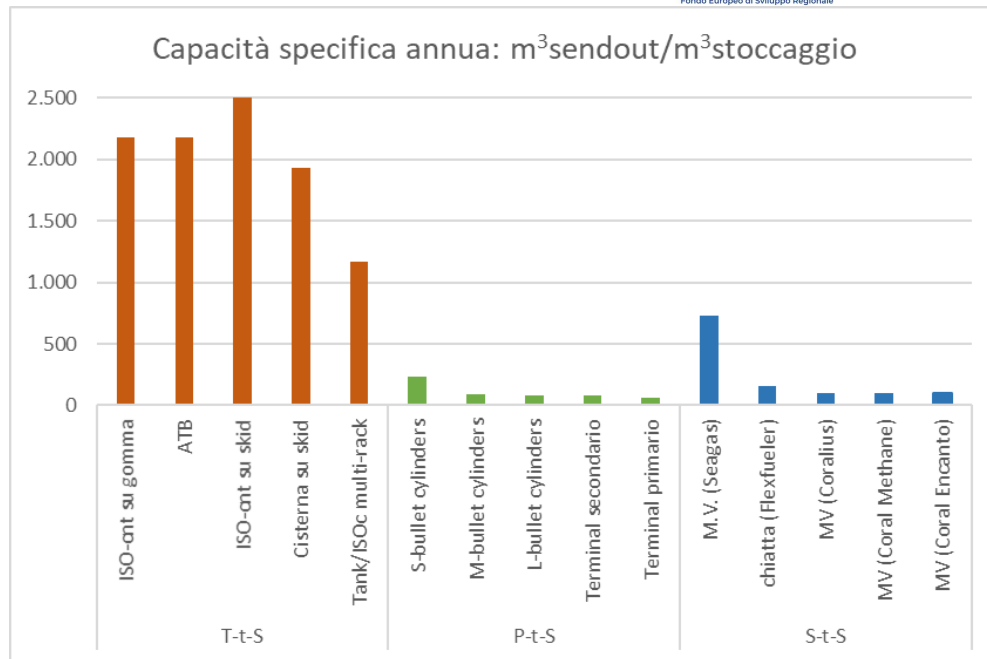
In primis, le **caratteristiche tecniche** delle varie tipologie di bunkering del GNL sono allineate, evidenziando per ciascuna i parametri e le capacità di stoccaggio ed invio del GNL, il personale necessario e le utenze e separatamente le caratteristiche tecniche della relativa catena logistica necessaria.

Successivamente, i costi di investimento (CAPEX), per l'attuazione di ciascuna opzione di bunkering del GNL, sono stati elaborati sulla base di fattori industriali allineati, tra cui anche il CAPEX della catena logistica del GNL di ciascuna opzione, al fine di evidenziare il CAPEX complessivo (anche se la catena logistica del GNL in genere è noleggiata/subappaltata a società specializzate)

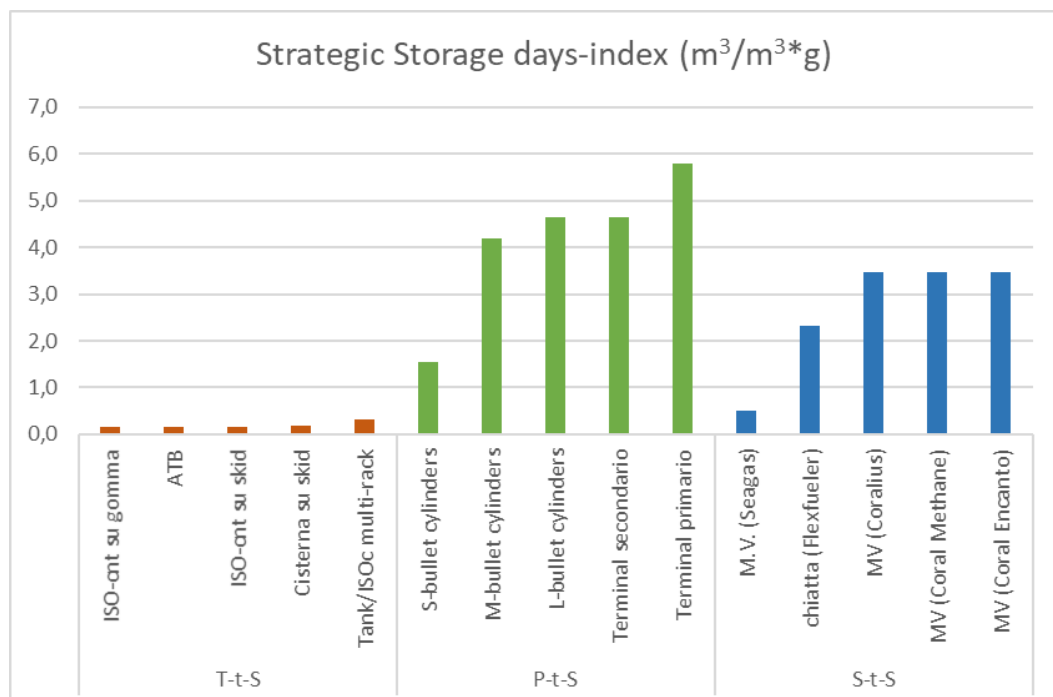
Infine sono stati elaborati, sulla base di standard di settore, i costi operativi (OPEX) per ogni opzione di bunkering del GNL, tra cui separatamente l'OPEX di ogni catena logistica di GNL relativa all'opzione, al fine di evidenziare l'OPEX complessivo.

4.2.1 INDICE TECNOLOGICO

- Il primo indice specifico che emerge da questo confronto è **l'altissima capacità di invio del prodotto rapportata alla capacità di stoccaggio (m^3 inviati/ m^3 stoccati) delle soluzioni T-t-S rispetto a P-t-S e S-t-S**
 - Con le opzioni T-t-S è possibile rifornire ogni anno 1.000-2.000 m^3 di GNL per m^3 di prodotto stoccato, mentre le soluzioni P-t-S possono rifornire da 60 a 90 m^3 per m^3 di stoccaggio e le S-t-S solo 100-150 m^3 per m^3 di stoccaggio (ad eccezione di quelle di piccolissima dimensione che presentano prestazioni inferiori).



- Tuttavia, le migliori performance delle opzioni T-s-S sono ottenute a scapito della possibilità di stoccaggio strategico a poche ore di fornitura, a causa della continua rotazione della catena logistica del GNL; le modalità P-t-S offrono maggiore affidabilità e le modalità S-t-S offrono maggiore flessibilità.
 - Le opzioni T-t-S consentono un'autonomia solo dalle 3 alle 7 ore di capacità di stoccaggio del GNL, mentre le opzioni S-t-S da 2 a 4 giorni e P-t-S da 4 a 6 giorni (ad eccezione di quelle di piccolissime dimensioni che presentano prestazioni inferiori).

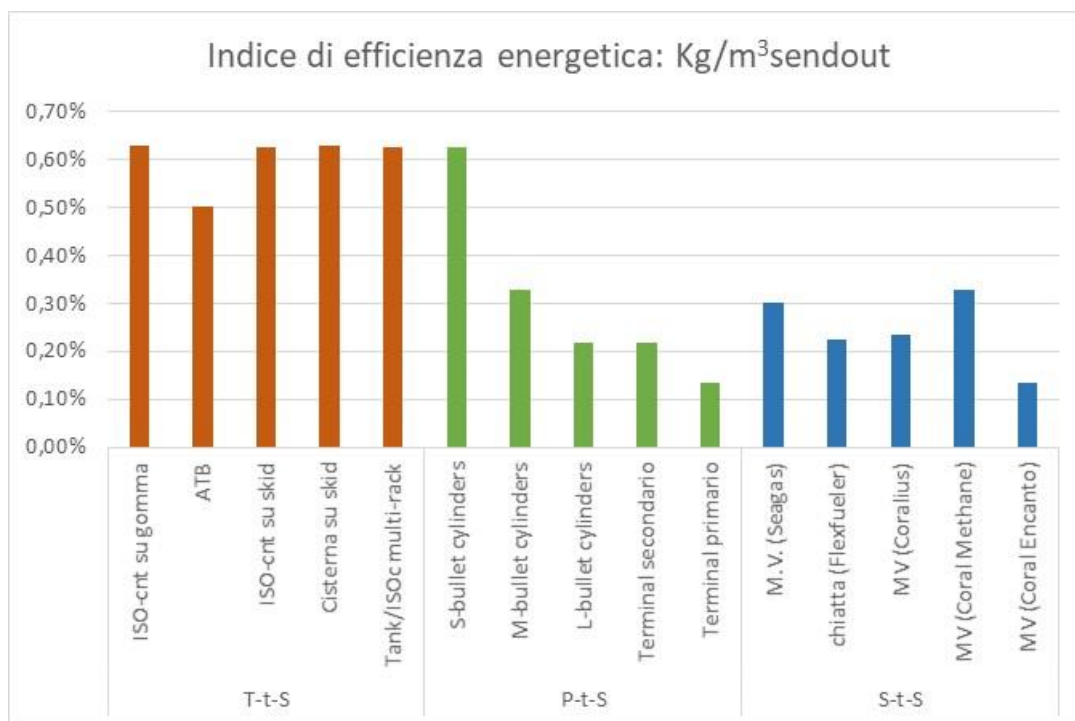


4.2.2 INDICE DI EFFICIENZA ENERGETICA

Un aspetto importante è quello del consumo di carburante della catena logistica del rifornimento di GNL che può essere su strada mediante autobotti/ISO containers o via mare con navi feeder o bettoline. Delle opzioni alternative per il rifornimento del GNL potrebbe essere il trasporto di ISO containers su ferrovia o traghetto/portacontainer.

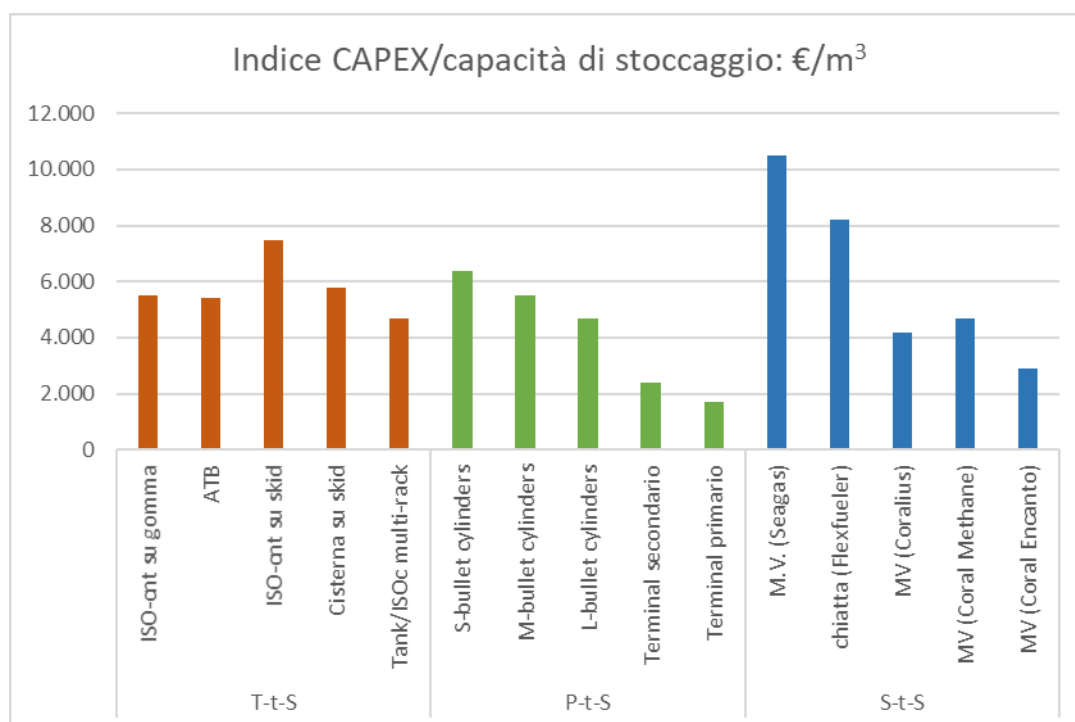
In questo documento si ipotizza che sia i camion che le imbarcazioni utilizzate siano alimentate a GNL al fine di ridurre le emissioni.

- **Le opzioni S-t-S e P-t-S presentano prestazioni migliori**, con un consumo dello 0,1%-0,3% di GNL per la catena logistica del GNL, mentre nel trasporto su strada T-t-S ha un fabbisogno di circa lo 0,6%.

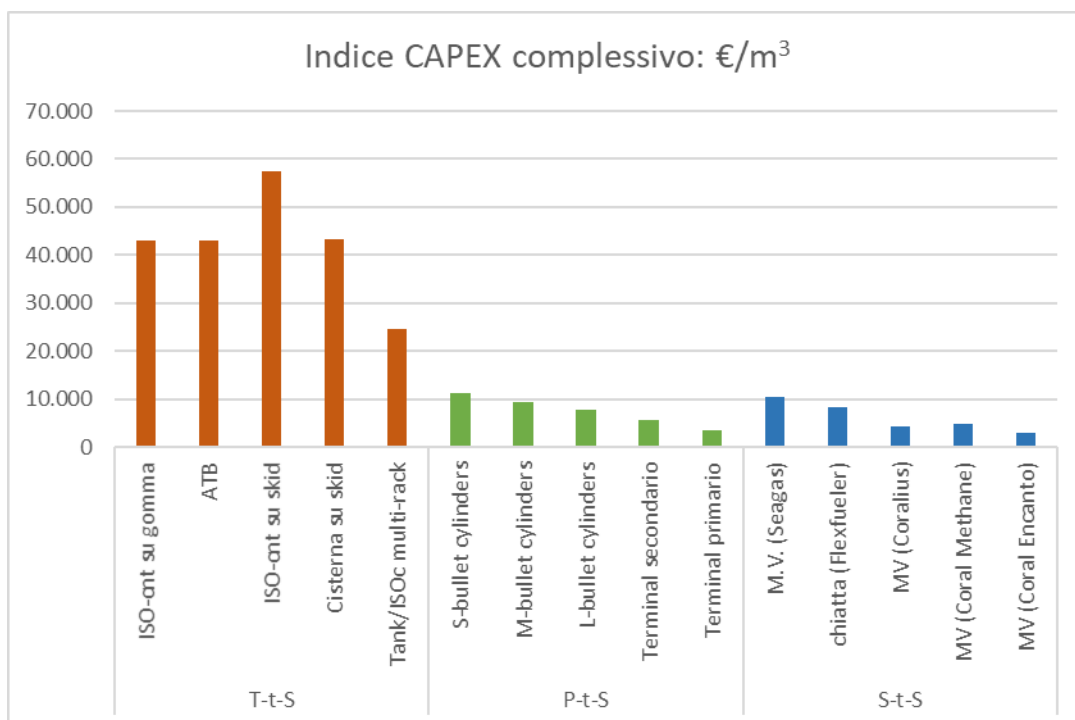


4.2.3 INDICE CAPEX

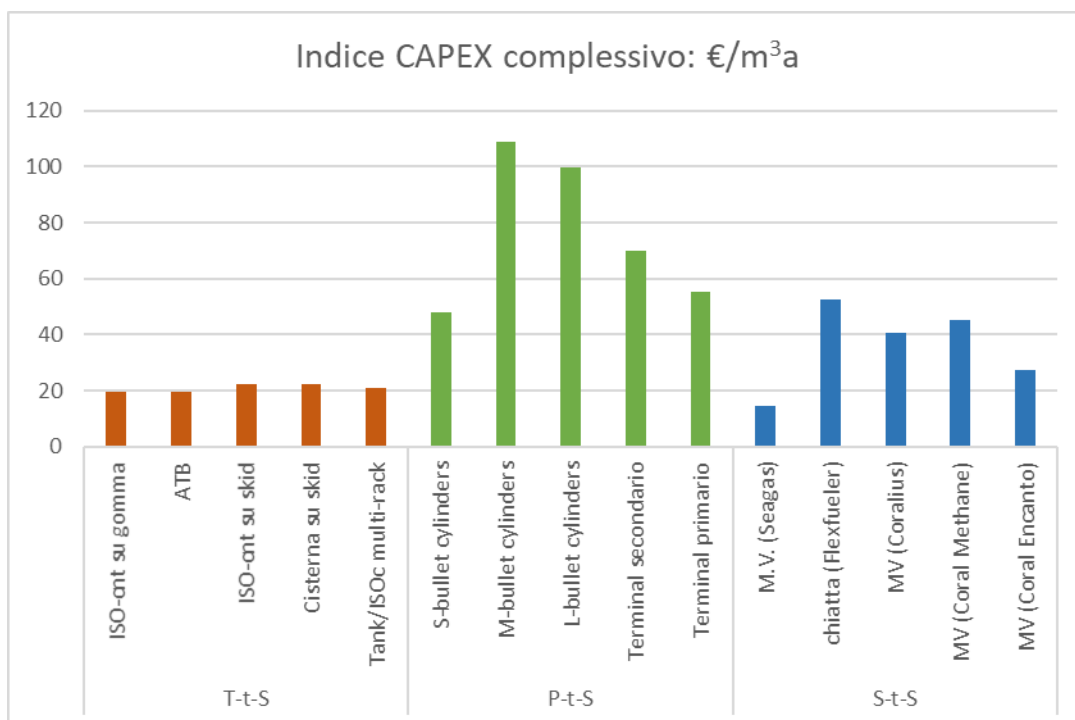
- **Le opzioni P-t-S presentano il miglior rapporto tra CAPEX e capacità di stoccaggio**: 1.700-6.400 Euro/m³, con la possibilità di migliorare le performance con ulteriori economie di scala. Le opzioni S-t-S e T-t-S seguono a 2.900 e 10.500 Euro/m³.



- **Le opzioni S-t-S offrono prestazioni migliori rispetto a P-t-S se si include l'intera catena logistica del bunker GNL** (nelle opzioni P-t-S il costo è di circa 2.900-10.500 Euro/m³, mentre nelle opzioni P-t-S salgono a 3.400-11.200 Euro/m³ e le opzioni T-S arrivano a 24.700-43.000 Euro/m³)

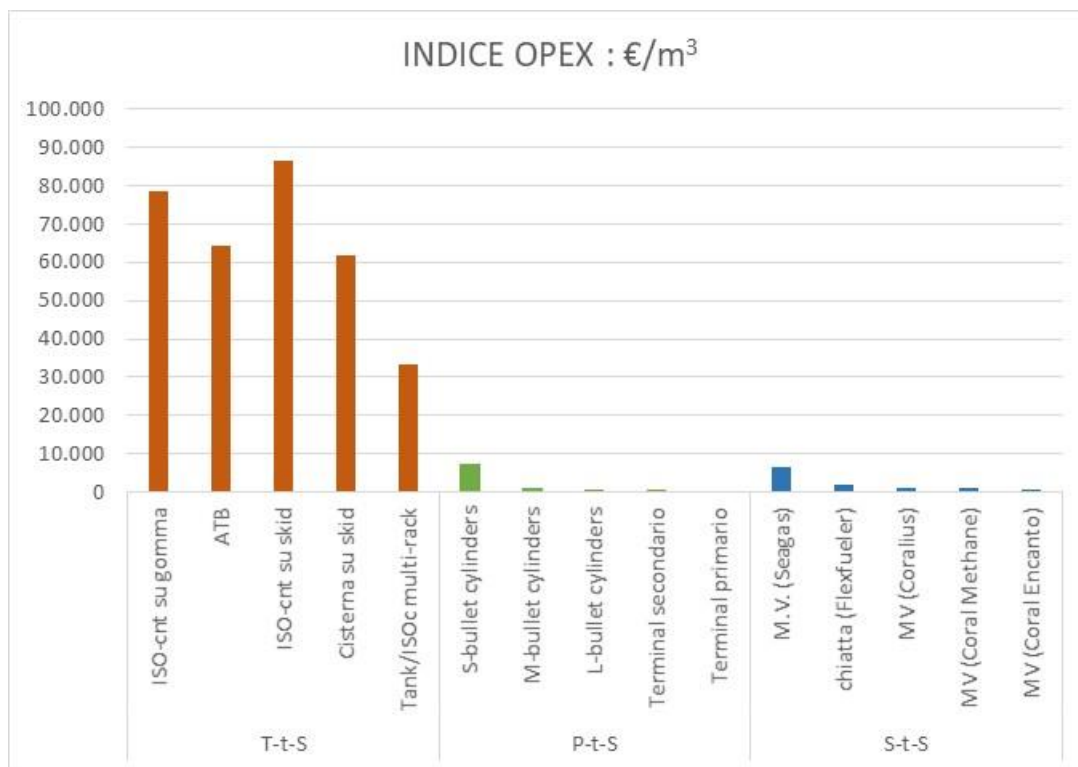


- **Tuttavia, se non sono considerati fondamentali un adeguato stoccaggio GNL in loco ed una certa sicurezza nelle forniture, le opzioni T-t-S offrono il miglior rapporto tra CAPEX e GNLrifornito: 20-23 Euro/m³ all'anno, mentre le opzioni P-t-S presentano tassi tra 30 e 50 Euro/m³ all'anno e le opzioni P-t-S tra i 55 e i 110 Euro /m³ all'anno.**

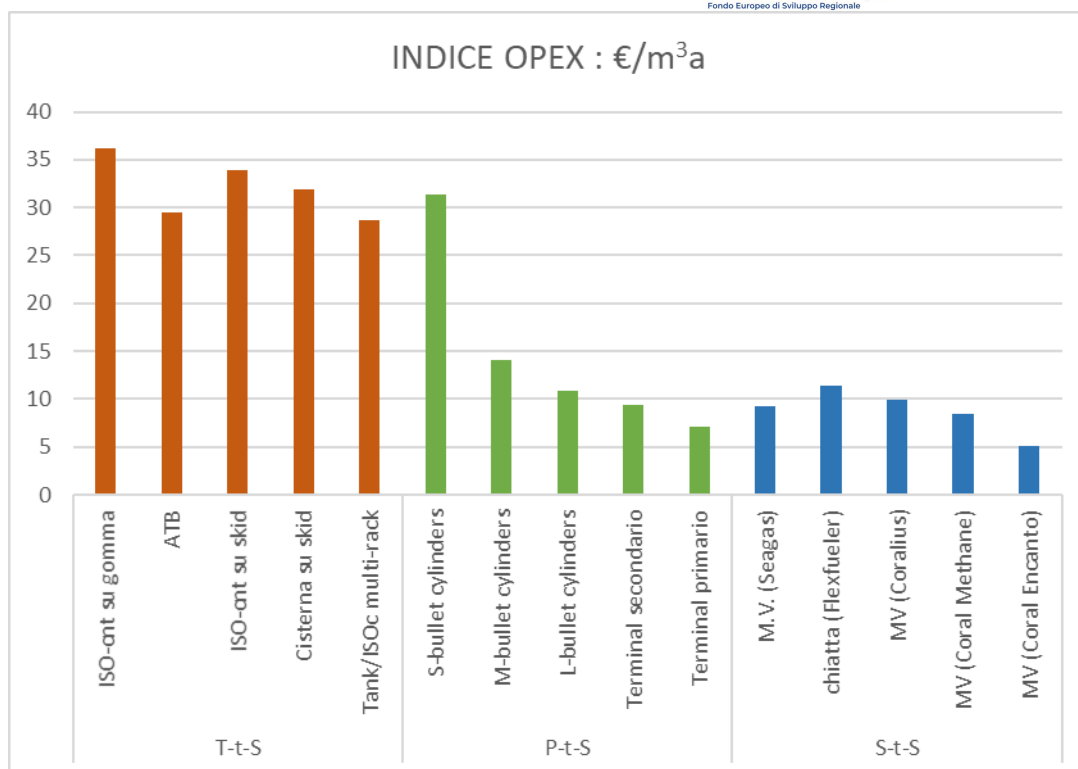


4.2.4 INDICE OPEX

- **Le opzioni P-t-S- e S-t-S presentano il più basso OPEX in relazione alla capacità di stoccaggio**, con un tasso di 300-6.000 Euro per m³ di capacità di stoccaggio, con la possibilità di migliorare le performance con ulteriori economie di scala. Le opzioni T-t-S presentano prestazioni di gran lunga inferiori a 31.000-80.000 Euro/m³ di capacità di stoccaggio di GNL.

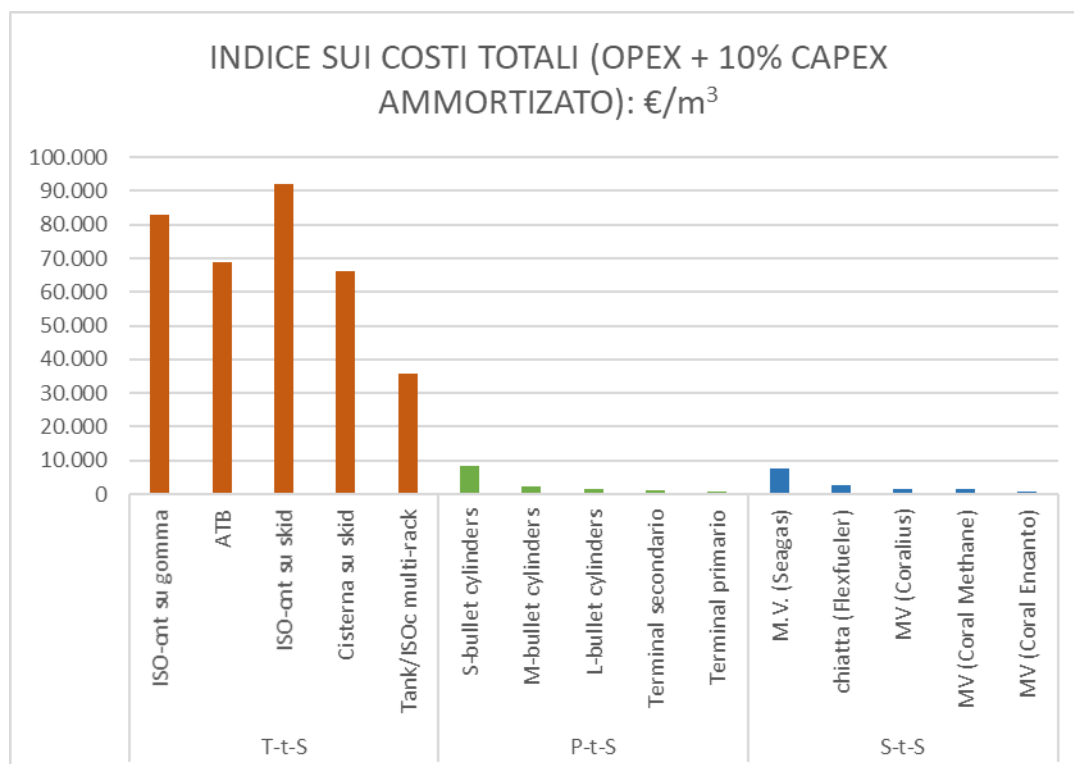


- **Le opzioni S-t-S presentano le migliori prestazioni anche in relazione ai volumi di GNL movimentato su OPEX** (se è inclusa l'intera catena logistica del bunker GNL) con 3-10 Euro/m³annui di prodotto movimentato. Le opzioni P-t-S presentano un indice di 5-12 Euro/m³annui. Le opzioni di T-t-S presentano un indice di 27-34 Euro/m³annui.

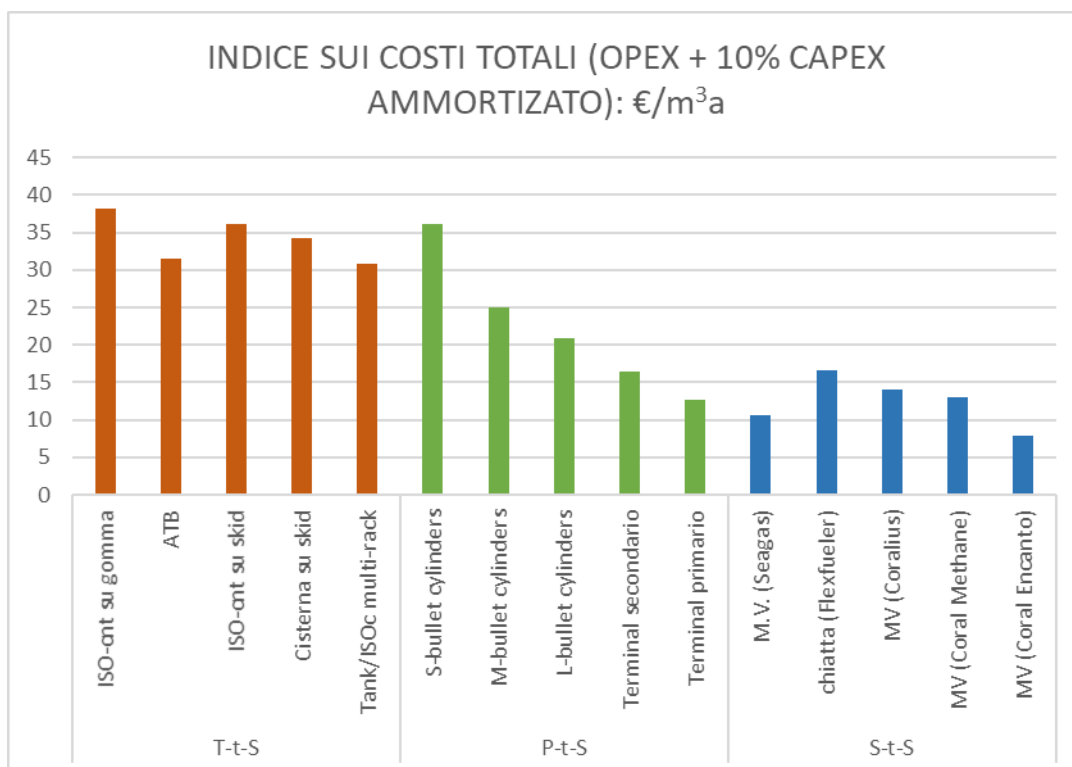


4.2.5 INDICE SUI COSTI TOTALI (CAPEX AMMORTIZZATO IN 10 ANNI)

- **Il bunkering di GNL S-t-S presenta le migliori prestazioni in relazione ai costi totali rispetto sia alla capacità di stoccaggio del GNL che ai volumi inviati** (sommando agli OPEX gli ammortamenti del CAPEX in 10 anni) con un range rispettivamente da 325 a 6.600 Euro/m³ e da 6 a 15 Euro/m³ annui, con un miglioramento delle prestazioni ottenibile mediante economie di scala e **in particolare se il GNL è acquistato a prezzi più competitivi da un terminal primario**; nelle **opzioni P-t-S** gli OPEX sono simili, variando da 650 a 7.900 Euro/m³ e, rispettivamente, a 10 - 23 - 34 Euro/m³ annui, ma entrambe richiedono notevoli investimenti di capitale.



- **L'opzione T-t-S rimane la migliore opzione a basso costo per la flessibilità di bunkeraggio del GNL per le piccole imbarcazioni e i traghetti** con indici dei costi finali, rispettivamente 33.400-77.000 Euro/m³ di capacità di stoccaggio del GNL e rispettivamente 29-36 Euro/m³ di GNL movimentato annualmente.



5. BIOGRAFIA DELL'AUTORE



Antonio Nicotra (1950, Dott. in Chimica Organica, Università di Catania 1973) è libero professionista, specialista di Oil & Gas, con oltre 45 anni di attività nel settore dei combustibili fossili e rinnovabili sempre mirando all'ottimizzazione della sostenibilità energetica su basi "well-to-wheel" e della progressiva sostituzione dei combustibili fossili con le corrispondenti molecole di origine biologica/rinnovabile per raggiungere l'obiettivo di azzeramento "carbon-neutral" delle emissioni di gas a effetto serra.

Prima di entrare in pensione nel 2017, AN è stato il Responsabile delle attività "**LNG per i Trasporti**" del Gruppo Gasfin, una holding privata Lussemburghese, azionista di riferimento di TGE Gas Engineering GmbH e TGE Marine Gas Engineering SA, specializzate in tecnologie del LNG e promotrice di soluzioni innovative per la produzione, il trasporto e l'utilizzo del LNG per i centri di energia minori e non raggiungibili dalla rete del metano e per ogni tipo di mobilità: marittima, terrestre su gomma o ferrovia e aviazione.

AN è anche stato Presidente e Partner di Liquimet S.p.A., società del Gruppo Gasfin costituita nel 2016 in Italia per sviluppare e realizzare una rete di infrastrutture del LNG al servizio dei trasporti nei nodi strategici (Porti e Interporti) dei corridoi TEN-T Italiani. La prima realizzazione è stata la Stazione di rifornimento LCNG dell'Interporto di

Padova, che riceve l'LNG in 40ft ISO-containers via treno direttamente da Rotterdam.

In precedenza, AN ha ricoperto vari incarichi nei gruppi Suez-Tractebel, Enimont ed ENI, in Italia e all'estero.

AN è anche stato membro di diverse Istituzioni e Associazioni connesse al LNG:

- Delegato **ILNAS** (Istituto di Standardizzazione Lussemburghese) per il **CEN-TC 326** (Comitato Tecnico Europeo per: "Natural Gas Vehicles – Fuelling and Operation" for implementing the European Standards for NG Vehicles refueling station and operation and coordinator of the 5th working group related to use and operation of LNG vehicles).
- Membro del **IGU WOC5.3** (International Gas Union, 5.3 Working Committee for Use of Gas in Natural Gas Vehicles).
- Coordinatore di **NGVA Europe** per il "Working Group LNG and L-CNG Stations".

Consulente del Consorzio 906, braccio operativo del Ministero dei Trasporti per l'attuazione dell'iniziativa **GAINN_IT** (infrastrutture del GNL per i trasporti in conformità)

6. BIBLIOGRAFIA E RIFERIMENTI

Le informazioni e le immagini presenti nel presente lavoro sono disponibili liberamente in rete.

Principali riferimenti:

- EMSA *Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities and Administrations, 31-01-2018*
- DNV GL *Global Status and Outlook of LNG Fuelled Ship & LNG Bunkering, December 2019*
- IMO *Studies on the feasibility and use of LNG as a fuel for shipping, 2016*
- EU COM *Follow-up study to the LNG and storage strategy - EUR 2017.2497 EN*
- EU COM *Study on the Completion of an EU Framework on LNG-fuelled Ships and its Relevant Fuel Provision Infrastructure Lot 3 - revised November 2017/2*

7. ALLEGATI– TABELLA DI CONFRONTO DI MODALITÀ E OPZIONE DI BUNKERAGGIO GNL

7.1 Tecnologie

MOD. BUNKERAGGIO GNL		T-t-S					P-t-S					S-t-S				
Opzione di Bunkeraggio		ISO-cnt su gomma	ATB	ISO-cnt su skid	Cisterna su skid	Tank/ISOc multi-rack	S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	Terminal secondario	Terminal primario	M.V. (Seagas)	chiatta (Flexfueler)	MV (Coralius)	MV (Coral Methane)	MV (Coral Encanto)
Capacità di stoccaggio netta	m³	40	50	40	60	200	1000	9.000	20.000	20.000	50.000	200	1.500	5.000	7.500	30.000
Diametro (esterno) serbatoio	m	2,50	2,60	2,50	2,75	6x 2,5	2x 5,0	6x 10	18 x 6	36,0	48,0	4,00	2x 5,0	2x 12,5	2x 12,5	3x 19
Lunghezza/altezza serbatoio	m	12,2	14,0	12,2	15,0	12,2	38,0	28,5	60,0	30,0	41,0	24,0	57,0	30,2	45,8	51,8
Pressione	kPa	800	800	800	800	800	400	400	400	15	15	800	400	400	400	400
Capacità di movimentazione GNL	m³/h	50	50	50	60	150	100	1.000	1.500	1.500	2.500	150	600	600	900	1.800
Sup. di suolo minima necessaria	m ²	500	500	500	500	1.000	2.900	15.000	50.000	15.000	20.000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
DWT	t	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	129	1652	3000	6018	18637
LOA	m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	49,7	76,0	99,6	117,8	181,3
BEAM	m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	11,3	11,4	18,0	18,6	36,0
DRAFT	m	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	3,1	2,4	5,0	5,8	6,0
speed	knots	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	12,5	7,0	13,5	15,5	16,0
Q.tà di GNL per rifornimento	m ²	40	50	40	40	40	40	7.500	15.000	15.000	30.000	200	1.500	5.000	7.500	30.000
Nr. Rifornimenti/settimana	Nr.	42	42	49	56	112	112	2	2	2	2	14	3	2	2	2
Consumi energia/carburante	1,0% t/a	1.270	1.490	1.520	1.560	2.930	2.974	9.955	19.909	19.909	39.819	1.863	2.986	6.636	9.955	39.819
Indice di efficienza energetica	Kg/m³sendout	14,6	13,7	14,9	13,4	12,6	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
		1,5%	1,4%	1,5%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
Capacità di "Send-Out"	m³/a	87.000	109.000	102.000	116.000	233.000	233.000	780.000	1.560.000	1.560.000	3.120.000	146.000	234.000	520.000	780.000	3.120.000
Capacità specifica: m³sendout/m³stoccaggio		2.175	2.180	2.550	1.933	1.165	233	87	78	78	62	730	156	104	104	104
Strategic Storage days-index	m³/m³*g	0,2	0,2	0,1	0,2	0,3	1,6	4,2	4,6	4,6	5,8	0,5	2,3	3,5	3,5	3,5
Personale	Totale	10	10	10	10	10	15	24	30	24	24	7	13	25	25	25
Manager/Captain	n	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Assist.Manager/Officer	n	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3	2	4	8	8	8
shift-work/crew	n	6	6	6	6	6	10	15	20	15	15	4	8	16	16	16
day-work	n	2	2	2	2	4	2	5	6	5	5	0	0	0	0	0
Catena logistica GNL	m³/a	87.000	109.000	102.000	116.000	233.000	233.000	780.000	1.560.000	1.560.000	3.120.000	146.000	234.000	520.000	780.000	3.120.000
Distanza dal terminal di approv.	Km	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	50	250	500	500	500
Distanza percorsa annua	Km/anno	2.184.000	2.184.000	2.548.000	2.912.000	5.824.000	5.824.000	104.000	104.000	104.000	104.000	72.800	78.000	104.000	104.000	104.000
Camion/imbarcazioni necessarie	Nr.	6,0	6,0	7,0	8,0	19,0	19,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,5	1,0	1,0	1,0
Consumo di carburante	t/anno	546	546	637	728	1.456	1.456	2.558	3.403	3.403	4.248	440	529	1.222	2.558	4.248
Indice di efficienza energetica	Kg/m³sendout	6,3	5,0	6,2	6,3	6,2	6,2	3,3	2,2	2,2	1,4	3,0	2,3	2,3	3,3	1,4
		0,63%	0,50%	0,62%	0,63%	0,62%	0,62%	0,33%	0,22%	0,22%	0,14%	0,30%	0,23%	0,23%	0,33%	0,14%
Indice di eff. en. TOTALE	Kg/m³sendout	2,1%	1,9%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	1,6%	1,5%	1,5%	1,6%	1,4%
		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Personale - Catena logistica	Totale	21	21	24	27	60	60	25	25	25	25	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Manager/Captain	n	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Assist.Manager/Officer	n	2	2	2	2	2	2	8	8	8	8	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
drivers/crew	n	18	18	21	24	57	57	16	16	16	16	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

7.2 CAPEX

MOD. BUNKERAGGIO GNL			T-t-S					P-t-S					S-t-S				
Opzione di Bunkeraggio			ISO-cnt su gomma	ATB	ISO-cnt su skid	Cisterna su skid	Tank/ISOc multi-rack	S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	Terminal secondario	Terminal primario	M.V. (Seagas)	chiatta (Flexfueler)	MV (Coralius)	MV (Coral Methane)	MV (Coral Encanto)
A) Stoccaggio GNL IN/OUT																	
tank surface factor		f.	106	125	106	141	634	2.011	6.314	21.375	5.429	9.801	327	2.262	2.728	4.091	10.977
tank pressure factor		f.	7,1	7,4	7,1	7,8	7,1	8,0	20,0	12,0	13,9	18,6	11,3	12,0	12,0	12,5	19,0
LME Ni 9%	54.000	k€	72,6	89,3	72,6	89,3	435,6	1.563	12.275	24.932	7.357	17.711	539	3.957	4.773	7.455	30.408
tank/hull structure factor	2.000	k€	16,0	44,7	16,0	19,7	95,8	469	11.048	22.438	18.392	38.079	258	1.652	6.000	12.036	37.274
B.O.P. (pompe, condutture, contatori, ...)		k€	11,6	44,7	11,6	35,7	69,7	1.251	9.820	19.945	5.886	7.063	431	3.166	3.818	5.964	5.964
A) Costo costruzione stoccaggio GNL		k€	100	179	100	145	601	3.283	33.143	67.315	31.635	62.852	1.228	8.775	14.591	25.456	73.646
B) Invio del GNL per il Bunkeraggio																	
Distanza stoccaggio dall'impianto		m	10	10	10	10	10	250	1000	1000	1000	1000	10	10	10	10	10
Condutture e impianti	54.000,0	k€	36,8	36,8	36,8	36,8	82,4	1.265	5.360	5.610	5.610	6.110	124	349	349	499	949
B.O.P.		k€	55,2	25,8	55,2	55,2	123,6	633	2.680	2.805	2.805	3.055	31	87	87	125	237
B) Costo invio del GNL per Bunkeraggio		k€	92	63	92	92	206	1.898	8.040	8.415	8.415	9.165	155	436	436	623	1.186
C) Costi generali per infrastruttura GNL																	
Terreno	150	k€	0	0	75	75	0	435	2.250	7.500	2.250	3.000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Project Managm. & Engineer.	8%	k€	15	15	15	19	65	414	3.295	6.058	3.204	5.761	443	1.474	3.606	5.216	5.987
Costi sist. suolo e start-up	3%	k€	6	6	6	7	24	155	1.235	2.272	1.202	2.161	166	829	1.352	1.956	2.245
Assicurazioni	1%	k€	2	2	2	2	8	52	412	757	401	720	28	184	301	522	748
Varie ed eventuali	3%	k€	6	7	6	7	24	155	1.235	2.272	1.202	2.161	83	553	902	1.565	2.245
C) Costi generali per infrastruttura GNL		k€	29	31	104	111	121	1.212	8.427	18.860	8.258	13.803	719	3.040	6.161	9.258	11.225
CAPEX TOTALE PER BUNKERAGGIO GNL		k€	220	270	300	350	930	6.400	49.600	94.600	48.300	85.800	2.100	12.300	21.200	35.300	86.100
Indice CAPEX/capacità di stoccaggio:		€/m³	5.500	5.400	7.500	5.800	4.700	6.400	5.500	4.700	2.400	1.700	10.500	8.200	4.200	4.700	2.900
Motrici e semirimorchi	135	15	900	810	1.200	1.350	2.400	2.850	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
D) Catena logistica		k€	1.500	1.884	2.000	2.250	4.000	4.750	35.300	61.000	61.000	86.100	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
CAPEX Compl. bunker e catena log.		k€	1.720	2.154	2.300	2.600	4.930	11.150	84.900	155.600	109.300	171.900	2.100	12.300	21.200	35.300	86.100
Indice CAPEX complessivo		€/m³	43.000	43.100	57.500	43.300	24.700	11.200	9.400	7.800	5.500	3.400	10.500	8.200	4.200	4.700	2.900
		€/m³a	20	20	23	22	21	48	109	100	70	55	14	53	41	45	28

7.3 OPEX

MOD. BUNKERAGGIO GNL			T-t-S					P-t-S					S-t-S				
Opzione di Bunkeraggio			ISO-cnt su gomma	ATB	ISO-cnt su skid	Cisterna su skid	Tank/ISOc multi-rack	S-bullet cylinders	M-bullet cylinders	L-bullet cylinders	Terminal secondario	Terminal primario	M.V. (Seagas)	chiatta (Flexfueler)	MV (Coralius)	MV (Coral Methane)	MV (Coral Encanto)
E) STOCCAGGIO GNL E SEND OUT																	
Manager/Captain	110	k€/a	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Assist.Manager/Officer	90	k€/a	90	90	90	90	90	180	270	270	270	270	180	360	720	720	720
shift-work/crew	60	k€/a	360	360	360	360	360	600	900	1.200	900	900	240	480	960	960	960
day-work	45	k€/a	90	90	90	90	180	90	225	270	225	225	0	0	0	0	0
Totale costo del lavoro		k€/a	650	650	650	650	740	980	1.505	1.850	1.505	1.505	530	950	1.790	1.790	1.790
Manutenzione e servizi tecnici	2%	k€/a	4,4	5,4	6,0	7,0	18,6	128	992	1.892	966	1.716	42	246	424	706	1.722
Energia e utenza	200	50	318	373	380	390	733	744	2.489	4.977	4.977	9.955	466	747	1.659	2.489	9.955
Spese generali e assicurazioni	50%	1%	329	330	331	332	389	618	1.745	2.817	1.719	2.469	307	721	1.319	1.601	2.617
Tot. OPEX stoccaggio e send out		k€/a	1.301	1.358	1.367	1.379	1.880	2.470	6.730	11.536	9.167	15.644	1.345	2.664	5.192	6.586	16.084
F) CATENA LOGISTICA																	
Manager/Captain	110	k€/a	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Assist.Manager/Officer	90	k€/a	180	180	180	180	180	180	720	720	720	720	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
drivers/crew	45	k€/a	810	810	945	1.080	2.565	2.565	720	720	720	720	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Totale costo del lavoro		k€/a	1.100	1.100	1.235	1.370	2.855	2.855	1.550	1.550	1.550	1.550	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Manutenzione e servizi tecnici	2%	k€/a	30,0	37,7	40,0	45,0	80,0	95,0	706	1.220	1.220	1.722	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Energia e utenza	200	50	137	137	159	182	364	364	512	681	681	850	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Spese generali e assicurazioni	50%	1%	580	588	658	730	1.508	1.523	1.481	1.995	1.995	2.497	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Tot. OPEX catena logistica		k€/a	1.847	1.862	2.092	2.327	4.807	4.837	4.249	5.446	5.446	6.619	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
OPEX Compl. Bunker e catena log.		k€	3.148	3.220	3.459	3.706	6.686	7.306	10.979	16.982	14.612	22.263	1.345	2.664	5.192	6.586	16.084
INDICE OPEX		€/m³	78.700	64.400	86.500	61.800	33.400	7.300	1.200	800	700	400	6.700	1.800	1.000	900	500
		€/m³a	36	30	34	32	29	31	14	11	9	7	9	11	10	8	5
INDICE SUI COSTI TOTALI (OPEX + 10% CAPEX AMMORTIZZATO)		€/m³	82.995	68.711	92.219	66.100	35.896	8.421	2.163	1.627	1.277	789	7.774	2.596	1.462	1.349	823
		€/m³a	38	32	36	34	31	36	25	21	16	13	11	17	14	13	8

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Schema delle operazioni di bunkeraggio GNL.....	4
Figura 2 - Opzioni di bunkeraggio GNL.....	5
Figura3 - ISO Container.....	8
Figura 4 – Bunkeraggio della AIDAprima nel porto di Amburgo, 2016.....	9
Figura 5- Bunkeraggio mediante ATB.....	10
Figura6 - ISO-Ccontainersu skid.....	11
Figura 7 - Cisterna per il bunkeraggio a Samsøe (Danimarca).....	13
Figura 8 - ISO Container/cisterna su multi-rack.....	14
Figura 9 - Terminale di GNL Halhjem, Norvegia.....	17
Figura 10 - Terminal di GNL di Rauma, Finlandia (sopra) e progetto per il terminal di GNL di Oristano, Italia (sotto).....	18
Figura 11 - Progetto per il terminal di Cagliari, Italia.....	20
Figura 12 - Terminal di GNL (dall'alto verso il basso): Nijmegen, Svezia, Pori, Finlandia, Progetto di Turku, Finlandia, Progetto Oxelund, Svezia, Progetto di Ravenna, Italia.....	22
Figura13 - Terminal di Tornio, Finlandia.....	23
Figura 14 - Nave GNL SEAGAS da 180m ³	25
Figura 15 - Dall'alto verso il basso: Flexfueler - 1.500 m ³ , Clean Jacksonville – 2,200m ³ , LNG London - 3,000m ³	26
Figura 16 - Pioneer LNG - 1,000m ³ , Coralius - 5,000m ³	28
Figura17 - Coral Methane 7,500 m ³ , Stolt Nielsen/Avenir 4x 7,500 m ³	29
Figura18 - Coral Energy - 15,000m ³ , JS Ineos – 8x 20,000m ³ , Coral Encanto - 30,000m ³	30

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 – Opzioni e modalità di bunkeraggio analizzate nel presente lavoro.....	5
Tabella 2 – Dimensionamento dei serbatoi di stoccaggio di GNL per le varie classi di imbarcazioni.....	7
Tabella3 - SEAGAS - principalidimensioni.....	25
Tabella 4 - Principali chiatte fluviali per il bunkeraggio GNL.....	26
Tabella 5 - Motonavi bunker di piccole dimensioni.....	28
Tabella 6– Motonavi bunker di medie dimensioni.....	29
Tabella 7 - Motonavi bunker di grandi dimensioni.....	30

ALLEGATO II

Analisi dei costi delle infrastrutture per la logistica del GNL in ambito portuale e relative esternalità

Progetto Interreg: “TDI Rete GNL – dimensionamento di impianti per la rete di distribuzione primaria di GNL nei porti dell’area transfrontaliera”

Il presente documento è stato realizzato a cura di Tommaso Franci (Studio Tommaso Franci – STF) per conto dell’Università di Pisa - DESTEC, nell’ambito della consulenza a supporto delle attività scientifiche relative al Progetto TDI Rete GNL Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell’area transfrontaliera”, co-finanziato dall’Unione Europea nel quadro del Programma Italia-Francia Marittimo 2014-2020.

INDICE

1. I depositi costieri SSLNG e il mercato degli usi finali del GNL
 - 1.1 Il mercato degli usi finali del GNL e il ruolo depositi costieri SSLNG
 - 1.2 Il ruolo dei depositi costieri SSLNG nel caso italiano

2. Depositari costieri SSLNG
 - 2.1 Introduzione alla rassegna
 - 2.2 Depositari costieri SSLNG in Italia autorizzati o con procedimento autorizzativo in corso
 - 2.2.1 Oristano – Higas Srl
 - 2.2.2 Oristano – Edison Spa
 - 2.2.3 Oristano – Ivi petrolifera Spa
 - 2.2.4 Cagliari - ISGAS Spa
 - 2.2.5 Ravenna - IVI Depositari Italiani GNL Spa
 - 2.2.6 Porto Marghera – Venice LNG Spa
 - 2.3 Altre iniziative senza procedimento autorizzativo nell'area di cooperazione
 - 2.3.1 Livorno – Livorno LNG Terminal
 - 2.3.2 Genova
 - 2.3.3 Porto Torres – CIP Sassari
 - 2.4 Depositari costieri SSLNG nel Mediterraneo
 - 2.4.1 Gibilterra
 - 2.4.2 Patrasso (Grecia)
 - 2.5 Depositari costieri SSLNG nel Nord Europa
 - 2.5.1 Tornio (Finlandia)
 - 2.5.2 Pori (Finlandia)
 - 2.5.3 Lysekil (Svezia)
 - 2.5.4 Øra (Norvegia)
 - 2.5.5 Risavika (Norvegia)

3. Normativa e regolazione per i depositi costieri SSLNG in Italia
 - 3.1 La direttiva 2014/94/UE, il Dlgs n. 256/2017 e il Quadro Strategico Nazionale per il GNL
 - 3.1.1 La direttiva 2014/94/UE
 - 3.1.2 I depositi costieri SSLNG nel Quadro Strategico Nazionale per il GNL
 - 3.1.3 I depositi costieri SSLNG nel Dlgs n. 257/2016
 - 3.2 La regolazione dell'ARERA per i depositi costieri SSLNG
 - 3.2.1 Il processo di definizione della regolazione per i depositi e i servizi SSLNG
La delibera 141/2017/R/gas di avvio del procedimento
Il DCO 590/2018/R/gas con orientamenti per la consultazione
 - 3.2.2 La regolazione per i depositi SSLNG
La regolazione dei servizi SSLNG presso i depositi ex art. 9 Dlgs. N. 257/2016
La regolazione dei servizi di rigassificazione presso i depositi ex art. 9 Dlgs. N. 257/2016
La regolazione per i depositi SSLNG ex art. 10 del Dlgs n. 257/2016

4. Analisi e caratterizzazione dei depositi costieri SSLNG
 - 4.1 Caratteristiche strutturali e modalità di approvvigionamento
 - 4.2 Servizi presso i depositi SSLNG
 - 4.2 Regolazione e tariffe presso i depositi SSLNG
 - 4.4 Costi di investimento per i depositi SSLNG

1. I depositi costieri SSLNG e il mercato degli usi finali del GNL

1.1 Il mercato degli usi finali del GNL e il ruolo depositi costieri SSLNG

In Italia si è iniziato a parlare delle infrastrutture per la distribuzione e vendita del GNL come combustibile diretto per i trasporti e altre attività, in sostituzione dei derivati petroliferi, nella primavera del 2013, quando la Direttiva DAFI (Development Alternative Fuel Infrastructure) muoveva i primi passi presso Commissione e Parlamento Europei.

All'epoca era già in funzione da tre anni una stazione di servizio, alimentata da un deposito satellite di GNL, che riforniva di gas compresso la automobili in una area della Provincia di Cuneo non servita da gasdotti. Il GNL, ad opera di due operatori indipendenti, era stato scelto per superare le difficoltà di approvvigionamento dalla rete del gas naturale.

Nel frattempo il settore prendeva slancio nel Nord Europa nel settore marittimo, spinto dall'istituzione di vaste aree marine SECA (Sulphur Emission Controlled Area), con limiti al tenore di zolfo dei combustibili marittimi che sono passati dal primo gennaio 2015 dallo 0,5% allo 0,1%, per ridurre le emissioni di anidride solforosa.

L'istituzione delle aree SECA deriva da decisioni dell'IMO (International Maritime Organization) agenzia dell'ONU che regola il settore marittimo mondiale, compreso l'impatto ambientale. Il limite dello 0,5% è entrato in vigore in tutto il mondo, ad eccezione delle aree SECA e delle riserve marine, lo scorso primo gennaio 2020. In precedenza era del 3,5%

Lo sviluppo atteso dell'alimentazione delle navi con il GNL in conseguenza di queste nuove normative, anche in riferimento ai maggiori costi del gasolio marino con tenore di zolfo 0,5%, e soprattutto dello 0,1%, è stato in parte frustrato dallo sviluppo degli scrubber, sistema di filtri che permette alle navi di condensare lo zolfo e di scaricarlo in mare o nei porti, e continuare ad usare i combustibili ad alto tenore di zolfo.

La forte discesa del prezzo del petrolio e dei suoi derivati, in conseguenza dell'emergenza sanitaria, sta rallentando dallo scorso mese di aprile gli ordini e le installazioni degli scrubber. Torna competitivo il gasolio marino con 0,1 di tenore di zolfo e anche il metano liquido che ha seguito lo stesso trend in discesa anche se meno marcato rispetto al petrolio.

La scelta del GNL si è concentrata soprattutto nell'armatoria crocieristica, più sensibile in generale agli aspetti ambientali delle attività, e nel settore dei traghetti, sia pure meno di quanto inizialmente previsto, fatte salve iniziative di strategia industriale complessiva ad opera di Governi e grandi operatori del settore oil & gas.

Oltre all'anticipazione dell'introduzione dei limiti ambientali, le marinerie del nord Europa hanno goduto anche del vantaggio di avere a terra, lungo le coste, un significativo numero di rigassificatori, che si sono rapidamente attrezzati costruendo punti di carico per le autobotti di GNL. Queste provvedono ai rifornimenti da bordo molo delle navi traghetto e delle altre imbarcazioni di minori dimensioni.

Successivamente, a partire dal 2014, si è manifestata la necessità di realizzare una serie di depositi costieri di minori dimensioni per sviluppare la metanizzazione delle fasce costiere e interne, in particolare di Norvegia, Svezia e Finlandia, sostituendo derivati petroliferi e gas di petrolio liquefatti.

Si stava intanto diffondendo l'uso del GNL per i camion, le industrie e aumentava il numero delle navi alimentate con questo combustibile. In quel periodo vengono anche avviate le prime esperienze di uso del biometano, prodotto da rifiuti organici e scarti agricoli.

Alcuni rigassificatori si sono attrezzati per il rifornimento diretto delle navi cisterna che approvvigionano nelle acque portuali le navi di maggiori dimensioni. Queste imbarcazioni sono poi state utilizzate per il rifornimento dei piccoli depositi costieri.

Il sistema con autobotti da bordo molo è adatto per rifornimenti di centinaia di metri cubi di GNL, quello con le navi cisterna per le migliaia come richiesto dalle navi da crociera e altre tipologie di imbarcazioni di grande stazza.

La diffusione del GNL di piccola taglia è frutto di precise decisioni di strategia industriale, coordinate tra i governi dei Paesi interessati e attuate dai principali operatori nazionali del settore che a loro volta hanno chiamato a realizzare le opere le principali società internazionali di ingegneria e costruzioni.

L'evoluzione della logistica per i rifornimenti marittimi è un aspetto fondamentale per la progettazione e gestione dei depositi costieri di GNL.

Al contrario dei mari del nord Europa, nel Mediterraneo ed in particolare in Italia, che non dispone di rigassificatori a terra da poter usare per rifornimenti diretti delle autobotti, l'esigenza iniziale ha riguardato soprattutto la domanda di GNL per il trasporto pesante terrestre.

La previsione della Direttiva DAFI per depositi costieri in tutti i principali porti europei entro il 2025, non sembra al momento essere stata una valida indicazione. Non si è tenuto conto in modo adeguato della prevalenza, soprattutto nel Mediterraneo, di città-porto rispetto ai porti più prettamente industriali e commerciali del nord Europa.

Connesso al problema della disponibilità dei siti, è quello dell'evoluzione delle navi e la loro domanda di rifornimento. Il traghetto Elio dell'armatore Caronte, con base a Messina, richiede 300 m³ di GNL, la più grande e recente nave da crociera, Costa Smeralda, ne richiede 3.600. Per l'uso delle autobotti sono stati predisposti dei kit che permettono il travaso di GNL anche con 4 mezzi contemporaneamente, riducendo in modo significativo i tempi del rifornimento.

L'aumentata capacità dei serbatoi delle navi più grandi ha di conseguenza imposto come standard minimo delle navi cisterna una capacità intorno ai 7.500 m³ di GNL. In precedenza si ipotizzavano anche bettoline da 100 o 500 m³.

Per l'economicità di queste imbarcazioni è opportuno lo svolgimento di almeno due rifornimenti per ogni viaggio, pur restando l'imbarcazione di dimensioni adeguate alla movimentazione agile nei porti. Una regolamentazione molto utile permette in alcuni porti di effettuare i rifornimenti anche con i passeggeri a bordo o nelle fasi delle loro discesa e salita.

L'esempio più evidente di questa problematica è il caso di Genova, dove si discute dal 2014 di dove posizionare un deposito costiero di GNL senza riuscire trovare un sito adatto. Tra l'altro, città-porto come il capoluogo ligure sopportano già la presenza di numerosi insediamenti industriali e depositi di altri combustibili a diretto contatto con quartieri residenziali e popolari, la cui domanda è di ridurre le presenze industriali, non di aggiungerne altre.

Da tenere presente che Genova è il porto di riferimento della MSC Crociere, che ha chiesto alle amministrazioni locali di provvedere per i rifornimenti in porto delle sue prossime navi a GNL, mentre la vicinissima Savona, altra città-porto, lo è per la flotta Costa Crociere.

Un altro esempio della ristrettezza degli spazi portuali è anche il caso di Barcellona, che pur avendo un rigassificatore proprio nel porto, ha difficoltà nel rifornire direttamente le navi cisterna per mancanza di attracchi dedicati. Gli slot dell'impianto sono spessissimo occupati dalle manovre di scarico delle grandi metaniere.

Anche i due rigassificatori nel retroporto di Marsiglia, pur dichiarandosi adeguati, non hanno fino ad ora effettuato alcun rifornimento di navi cisterna.

L'impostazione della DAFI, oggi in fase di revisione a livello europeo per essere poi trasposta nelle legislazioni nazionali, ha avuto come seguito numerosissimi studi di fattibilità che non hanno prodotto significativi risultati industriali.

Tra l'altro all'inizio si pensava possibile il rifornimento delle navi direttamente presso i depositi nei porti, cosa irrealizzabile, mentre l'evoluzione del mercato ha fatto prevalere l'attenzione sull'uso delle navi cisterna.

Oggi qualsiasi progetto di deposito costiero prevede direttamente o tramite soggetti terzi l'accoppiamento con mezzi navali dedicati allo scopo. Nel caso della Edison, ad esempio, il deposito di Ravenna da 20.000 m³ di capacità prevede due navi cisterna, una da 30.000 metri cubi per l'alimentazione del deposito stesso ed una da 7.500 per il rifornimento delle grandi navi.

Un altro esempio è quello della Coral Methane, la nave cisterna utilizzata dalla Shell che rifornisce con un contratto decennale, le navi della Costa Crociere nel porto di Barcellona, provenendo dal Nord Europa. Più recentemente la Coral Methane ha iniziato a rifornirsi presso il rigassificatore spagnolo di Huelva, sulla costa atlantica.

Lungo il viaggio verso il Medieterraneo la nave cisterna approvvigiona anche il deposito costiero di GNL di Gibilterra, asservito ad una centrale elettrica costruita di recente.

Queste evoluzioni fanno prevedere che i futuri depositi costieri non necessariamente saranno collocati in aree portuali, in favore di aree periferiche o comunque dove è più facile trovare zone sgombre da altri insediamenti.

In un contesto di questo tipo, che potrebbe essere smentito in considerazione della fase ancora iniziale in cui si trova il settore, diventano importanti i tempi di ammortamento del costo delle navi cisterna, che potranno man mano allungare le distanze delle proprie destinazioni.

Per tornare al caso ligure, è evidente la convenienza di un deposito le cui navi cisterna possano rifornire sia il porto di Genova sia quello vicino di Savona. Almeno fino a quando non sarà operativo per il rifornimento delle navi cisterna il rigassificatore OLT al largo di Livorno, annunciato da tempo ma che ancora non ha concluso l'iter autorizzativo, le due città potranno essere rifornite, se sarà avviata questa attività, dai rigassificatori di Marsiglia.

Altro esempio è il porto di Napoli, dove l'Autorità portuale ha lanciato nel 2017 una richiesta di manifestazione di interesse, poi superata dalla presentazione di un progetto della Edison, che ipotizzava un deposito costiero posizionato su di una grande chiatta accostata ad un molo.

Anche in questo caso è ipotizzabile una collocazione in aree periferiche in modo che le navi cisterna possano agevolmente operare sia nel porto partenopeo sia in quello di Salerno. Va peraltro notato che quasi tutte le coste italiane sono estremamente antropizzate.

Tra le ipotesi di lavoro, l'introduzione di depositi galleggianti in aree di mare sgombre, o in generale l'uso di piattaforme petrolifere in disuso riadattate.

In questi casi viene sacrificato il ruolo dei depositi costieri per l'alimentazione delle autocisterne dedicate ai trasporti terrestri. In molti casi, è anche complesso ipotizzare intensi traffici di autobotti di GNL all'interno delle aree delle città-porto italiane ma anche altre mediterranee.

Un caso internazionale interessante è quello di Jacksonville, in Florida, che ha posizionato il deposito costiero di Jax Lng sul fiume canale che collega la città al mare, dedicato soprattutto ai rifornimenti marittimi. Da qui le chiatte e le navi cisterna arrivano ad operare fino al porto crocieristico di Cape Canaveral, nel sud dello Stato, base per le crociere nell'area dei Caraibi.

Un secondo deposito, l'Eagle LNG Plant, sempre in posizione periferica rispetto a Jacksonville, ma all'interno, è dedicato prevalentemente ai rifornimenti delle autobotti per i trasporti terrestri. I due depositi sono dotati di piccoli liquefatori alimentati di gas naturale con gasdotti.

Un esempio analogo di deposito costiero alimentato da gasdotto con un liquefatore, è attivo dal 2016 sulla costa della Norvegia, alimentato direttamente da un gasdotto che proviene dai grandi giacimenti nel Mare del Nord.

Situazioni analoghe si potrebbero replicare (valutando i costi) anche nell'Europa centrale e meridionale. In ogni caso la logistica del GNL nelle aree periferiche della città di Jacksonville, rivela un impegno strategico concretizzato dalle iniziative imprenditoriali.

Decisione politica e strategia industriale possono riscontrarsi anche nella politica francese del GNL di piccola taglia. La Francia è dotata di quattro terminali di GNL, due nei pressi di Marsiglia, Fos Caveau e Fos Tonkin, sul Mediterraneo, e due nel nord del paese, Montoir de Bretagne, sul Golfo di Biscaglia, e Dunkerque, sul Canale della manica.

Nel 2016 l'Associazione francese del gas ha raccomandato al governo di predisporre una piattaforma nazionale del GNL di piccola taglia, mentre a Montoir e a FOS si sviluppava il rifornimento delle autocisterne. Da Montoir, destinate all'interno del Paese e per il rifornimento dal molo delle piccole navi, e da Marsiglia, per il sud ma soprattutto per le esportazioni verso l'Italia, soppiantando nel tempo i rifornimenti iniziati da Barcellona.

Successivamente è entrato in funzione il rigassificatore di Dunkerque attrezzato soprattutto per rifornimenti marittimi, ma anche per quelli terrestri. Le banchine del terminal possono ospitare navi di tutte le dimensioni.

Dopo poco la Francia ha formalizzato presso il Consiglio Europeo la proposta per fare del Mediterraneo un'area SECA, cui si sono associate la Spagna e l'Italia. Fino ad ora la proposta non ha avuto seguito, ma la scelta politica è stata chiara.

Coerentemente, la compagnia petrolifera francese Total e Engie (ex Gas de France) si sono divisi le attività, con la prima impegnata nei rifornimenti di GNL di grande e piccola taglia e la seconda nelle attività di gestione degli impianti e dei rifornimenti per autocisterne e navi cisterna, oltre che per la costruzione di stazioni di servizio a GNL.

Nel 2018 CMA CGM, il principale armatore commerciale francese, ha avviato la costruzione di 20 portacontainer di grandi dimensioni a GNL, e la Total si è impegnata a rifornirle per 10 anni nel porto di Marsiglia. Allo scopo è stata ordinata una nave cisterna da 18.000 m³ per quelle che opereranno nel Mediterraneo.

Più recentemente Total ha comunicato l'ordine per due petroliere di grandissime dimensioni che saranno alimentate anch'esse con GNL.

Della strategia francese nel GNL di piccola taglia è parte integrante l'attività nel settore della Edison, controllata dalla EDF, principale utility elettrica del Paese, con una partecipazione nel terminal di Dunkerque.

La Edison ha in costruzione un deposito costiero da 20.000 m³ di GNL a Ravenna, uno da 10 mila autorizzato nel porto di Santa Giusta-Oriстано, in Sardegna, ed ha lanciato due progetti per altrettanti depositi a Napoli e Brindisi. Il deposito di Ravenna ha l'obiettivo immediato di intercettare il mercato del GNL per i trasporti pesanti lungo la costa adriatica e ionica, con influenza da Brindisi fino alla Sicilia.

Il posizionamento su Napoli è centrale rispetto alla costa tirrenica, e il deposito sardo potrà partecipare alla metanizzazione dell'isola. Dal punto di vista marittimo Ravenna e Brindisi potranno coprire tutto il Mare Adriatico e lo Ionio, mentre da Napoli e Santa Giusta-Oriстано potranno servire tutto il Mediterraneo occidentale.

Allo scopo la Edison si è garantita una nave cisterna da 30.000 m³ che potrà servire tutti questi depositi prelevando il GNL anche a grande distanza. La Edison è stata attiva per molti anni con attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas in Egitto, ed è impegnata nel commercio del GNL a livello internazionale.

Edison è anche titolare della commercializzazione del gas naturale rigassificato presso il terminale Adriatic LNG, posto al largo di Rovigo. Il rigassificatore è stato costruito congiuntamente da Edison, Exxon Mobil e Qatar Gas. Edison ha poi ceduto le sue quote nell'impianto. La società di Qatar Gas è stata fino a poco fa, quando è stato superato dagli Stati Uniti, il principale produttore ed esportatore mondiale di GNL.

1.2 Il ruolo dei depositi costieri SSLNG nel caso italiano

L'Italia, sebbene sia stata tra i primissimi Paesi europei ad affrontare le tematiche dello sviluppo degli usi diretti del GNL, sviluppando tavoli di lavoro fin dal 2014 e la pubblicazione di un libro bianco in materia ad opera del Ministero dello sviluppo economico, ed abbia recepito tempestivamente la DAFI, non è stata capace di sviluppare una coerente strategia industriale.

La sua posizione al centro del Mediterraneo, fa dell'Italia una piattaforma ideale e un potenziale hub del GNL. In particolare per la vicinanza con potenziali fornitori di GNL come l'Algeria e prossimamente l'Egitto, considerata anche la posizione rispetto al Canale di Sicilia, in grande sviluppo di traffico marittimo grazie al raddoppio del Canale di Suez.

Non secondaria la presenza in Italia di operatori industriali di medie e grandi dimensioni leader mondiali nei loro ambiti, ed una cultura della motorizzazione e degli altri usi del gas naturale sviluppata fin dagli anni 50 del secolo scorso.

Opportunità del GNL per l'Italia anche la disponibilità di nuovi mercati per i propri prodotti e servizi su tutta la costa sud del Mediterraneo, in rapida crescita economica e con problematiche ambientali.

I depositi costieri, centrali per l'Italia che non può utilizzare i rigassificatori per il rifornimento primario di GNL, sono stati proposti, per posizionamento e dimensionamento, al di fuori di una coerente pianificazione logistica. Ne è un esempio la Sardegna, dove insistono tre progetti nello stesso sito, sia pure interessante per il posizionamento centrale nell'isola.

Nell'isola, uno sviluppo coerente avrebbe dovuto indirizzare le imprese verso una pluralità di siti, tra nord, centro e sud. Sul sito più interessante, quello di Porto Torres, a ridosso della più importante area industriale della Sardegna, non si è riusciti ad esprimere una credibile iniziativa.

In ritardo il progetto su Cagliari, nonostante l'opportunità iniziale di poter rifornire con il gas naturale rigassificato le reti locali già esistenti, fornite oggi con aria propanata.

Da aggiungere la vicinanza con l'Algeria e il Canale di Sicilia oltre all'attività portuale, che con il GNL potrebbe attirare un maggiore traffico crocieristico. La metanizzazione rapida della Sardegna sarebbe anche occasione di rinnovo di buona parte del comparto industriale con l'introduzione della cogenerazione.

Non secondario anche il mercato del GNL per i traghetti, principale sistema di collegamento con l'Italia continentale.

I depositi costieri in costruzione, in fase autorizzativa e in fase progettuale, sono proposti da aziende di medie e piccole dimensioni con capitalizzazione inadeguata, anche se molto capaci, a parte il caso Edison. Già ne sono esempio l'ingresso di grandi armatori e trader mondiali di GNL nei progetti Higas a Santa Giusta-Oristano e Isgas a Cagliari. Aspetto positivo, forse non secondario, è l'internazionalizzazione delle imprese nazionali.

Nel continente italiano, come già accennato, il traino del settore viene dal trasporto terrestre, anch'esso promosso spontaneamente da aziende di medie e piccole dimensioni con residuali aiuti pubblici. Di fatto il posizionamento delle stazioni di servizio con GNL si è sviluppato sulle grandi dorsali del centro-nord, Torino – Mestre, e Piacenza – Bologna – Pesaro

Se lo spontaneismo imprenditoriale testimonia della vivacità degli operatori, appare il rischio di un eccessivo affollamento di impianti in determinate aree, che non permette la giusta remunerazione che, sia pure temporanea, può indurre disaffezione.

Lo sviluppo degli impianti di rifornimento non appare allineato con la crescita del numero dei camion circolanti, nonostante sia urgente, anche per motivi ambientali, il rinnovo del parco circolante in Italia.

Nell'intera regione Liguria, oltre a non essere riusciti ad avviare alcun solido progetto di deposito costiero, non è stato ancora realizzato neanche nessun impianto stradale a GNL. Nonostante Genova e la regione siano il ponte naturale nazionale tra Mediterraneo ed Europa. Simile a Genova la situazione di Livorno, dove si parla di GNL da lungo tempo ma non si riesce a sciogliere il nodo della scelta del sito.

Molti ritardi sono imputabili, soprattutto per il settore marittimo, alla mancanza di regolamentazioni. In Italia non sono ancora autorizzati i rifornimenti di GNL alle navi, né con il servizio da camion a nave, né con quello da nave a nave. In altri casi sono le società proponenti a favorire i ritardi, in attesa che cresca la domanda.

Nel frattempo il GNL non riesce a scendere verso il Mezzogiorno perché il punto di approvvigionamento più vicino per le autobotti è a Marsiglia, da dove proviene la quasi totalità dei rifornimenti. Antieconomico scendere oltre l'Abruzzo, nonostante i prezzi del GNL siano particolarmente favorevoli.

Cresce l'attesa per il deposito di Ravenna, che dovrebbe intercettare il mercato terrestre soprattutto verso sud e quello di Marghera, che dovrebbe guardare verso nord e nord-est.

Nello stretto di Messina opera già da 17 mesi un moderno traghetto a GNL, già citato, che deve però continuare ad usare il gasolio perché non è possibile fare rifornimento né in Sicilia né in Calabria. Come per il settore dei camion, anche quello dei traghetti, di cui l'Italia possiede il maggior numero al mondo, richiederebbe un profondo rinnovo delle flotte.

Nonostante questa situazione infrastrutturale non soddisfacente, la partenza industriale in ritardo e senza far ricorso ai depositi costieri di GNL, nel settore dei trasporti pesanti l'Italia ha superato lo scorso anno tutti gli altri Paesi europei. Stazioni di servizio sono state inaugurate anche durante la crisi epidemica, e oggi sono vicine al traguardo dei 100 impianti, mentre i camion a GNL che circolano sono più di 2.600.

2. Depositi costieri SSLNG

2.1 Impostazione rassegna depositi costieri SSLNG

Il capitolo 2 di rassegna su depositi costieri SSLNG esistenti, in costruzione, o in progetto; è strutturato in sezioni contenenti un breve testo descrittivo di inquadramento dell'infrastruttura e una scheda di rilevazione (vedi schema nella **Tabella 1**) delle principali caratteristiche rilevanti ai fini dell'analisi del costo delle infrastrutture per la logistica del GNL in ambito portuale. Le infrastrutture considerate sono costituite dai depositi costieri SSLNG (con capacità di stoccaggio compresa tra 3.000 e 50.000 m³) con particolare riferimento all'area di cooperazione transfrontaliera interessata dal programma Interreg marittimo Italia - Francia.

L'analisi dei dati economici sulle iniziative per i depositi costieri SSLNG, a partire da quelli sui costi di investimento per la realizzazione di questo tipo di infrastrutture, deve tenere conto di vari fattori come: 1) la tecnologia costruttiva utilizzata per l'involucro del deposito, 2) le opzioni adottate per la gestione del boil-off gas (BOG), 3) la necessità o meno di investimenti per la realizzazione o adeguamento delle banchine di approdo delle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento di GNL, 4) Il tipo di servizi (e relative facilities) presenti o previste presso il deposito.

Dal punto di vista dell'approvvigionamento di GNL si considera la capacità operativa delle facilities di scarico dalle metaniere SSLNG negli stoccaggi dei depositi costieri. Questo aspetto è connesso alle informazioni sulle metaniere che opereranno per l'approvvigionamento dei depositi che in molti casi sono gestite in modo integrato dagli stessi operatori delle infrastrutture di stoccaggio ma non necessariamente. Viene contemplato anche il caso in cui l'approvvigionamento, in alternativa, è garantito da un impianto di liquefazione che utilizza il gas proveniente da giacimenti di estrazione collegati.

I servizi presenti o previsti presso i depositi SSLNG vengono ripartiti in due gruppi i "servizi SSLNG" e "altri tipi di servizi" legati alla filiera del gas naturale basata sulla supply chain del GNL.

Tra i servizi "SSLNG" vengono considerati quelli di: "Truck-loading" (carico delle autocisterne criogeniche per la distribuzione del GNL), carico di Iso-container con serbatoi criogenici GNL che possono essere successivamente movimentati per la distribuzione, carico di vagoni cisterna con serbatoi criogenici per il GNL nel caso in cui sia presso i depositi SSLNG sia accessibile la rete ferroviaria, il servizio di "Ship loading" presso gli approdi del deposito costiero SSLNG che può esser finalizzato sia al rifornimento diretto dei serbatoi di navi alimentate a GNL (Terminal to Ship bunkering) che al carico di bettoline con serbatoi criogenici utilizzate per successive operazioni di bunkeraggio del GNL (Ship to ship bunkering) nell'area portuale. Si considerano quindi anche le informazioni sulla presenza negli ambiti portuali dei depositi costieri SSLNG, di bettoline per il bunkeraggio che possono essere realizzate e gestite da operatori diversi da quelli dei depositi. Si considera infine la presenza di impianti di distribuzione per automezzi a GNL realizzati presso il deposito costiero SSLNG. Il gruppo degli "altri servizi" presso i depositi costieri SSLNG, diversi da quelli di distribuzione o fornitura di GNL, comprendono: quelli di forniti dalla presenza di un impianto di rigassificazione per l'alimentazione della rete di trasporto; quelli di rigassificazione o alimentazione diretta di reti locali di distribuzione del gas naturale; e quelli di erogazione del metano in forma gassosa per il rifornimento di mezzi di trasporto alimentati a gas naturale compresso (GNC).

Il tema dei costi dei depositi costieri SSLNG è correlato anche al fatto che anche questo tipo di infrastruttura può ricadere nell'ambito di interventi regolatori che ne disciplinano le condizioni di accesso, la formazione delle tariffe dei servizi, e in alcuni casi anche la modalità di copertura dei costi come verrà in particolare illustrato per la realtà italiana nel capitolo 3.

Sulla base delle informazioni raccolte su questi parametri tecnico-economici verrà condotta nel capitolo 4 un'analisi comparativa delle caratteristiche dei diversi depositi costieri SSLNG tramite la elaborazione di tabelle sinottiche sulle infrastrutture considerate (vedi capitolo 4.).

Tabella 1. Schema tabella di raccolta informazioni su depositi costieri SSLNG

Operatore	
Localizzazione	
Stato infrastruttura	
Stato area di insediamento deposito	
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	
Capacità utile di stoccaggio (m3)	
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	
Infrastruttura di approdo	
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	
Impianto di liquefazione	
Capacità (t/a)	
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	
Baie di carico	
Capacità di carico (m3/h)	
Carico Vagoni cisterna	
Carico di isocontainer di GNL	
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	
Facility di ship-loading	
Capacità di carico (m3/h)	
Bettoline per bunkeraggio GNL**	
Capacità (m3)	
Distributore di GNL	
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	
Capacità di rigassificazione (m3/h)	
Rigassificazione per rete di distribuzione	
Capacità di rigassificazione (m3/h)	
Distributore GNC	
Infrastruttura regolata	
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	
Truck-Loading (€/carico)	
Ship-unloading (€/scarico)	
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	
Costo di investimento complessivo (M€)	

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

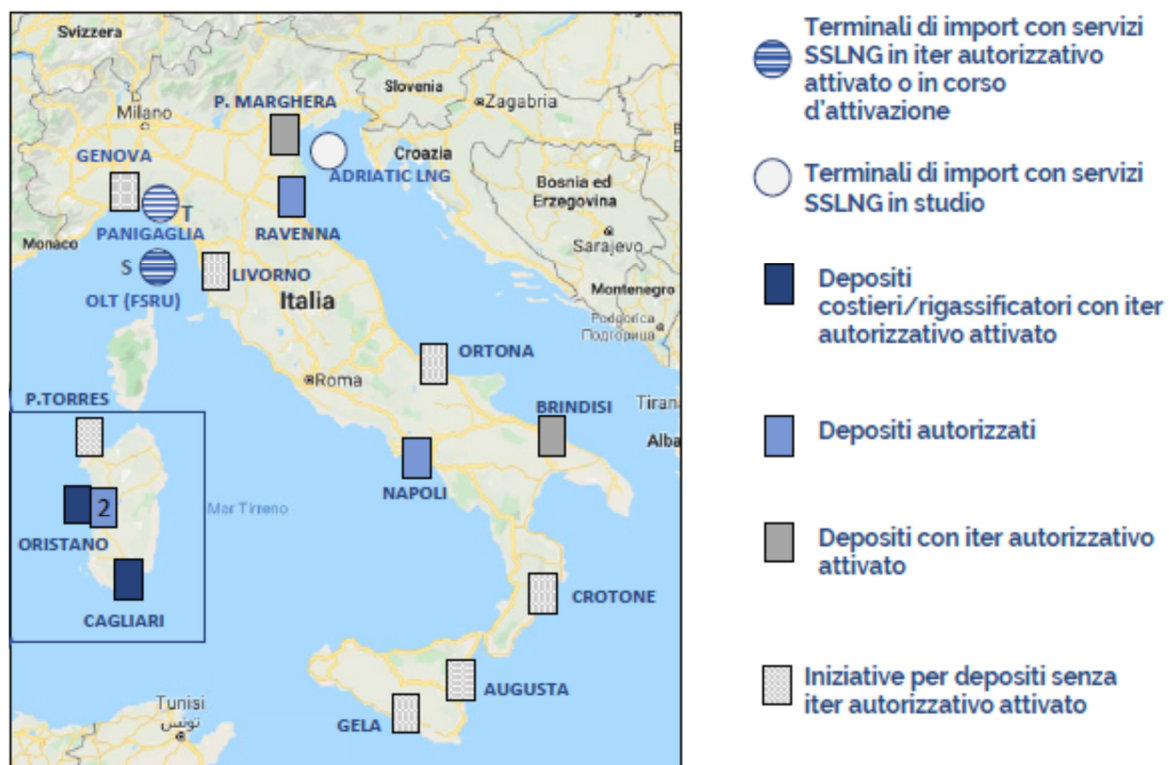
*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.2 Depositi costieri SSLNG in Italia

La prima parte della rassegna sui depositi costieri nel paragrafo 2.2 è dedicata alle iniziative italiane formalizzate con l'attivazione dei procedimenti autorizzativi, a quelle che hanno già ottenuto l'autorizzazione e in alcuni casi sono già in costruzione il cui quadro di insieme è mostrato dalla **Figura 1**. Questo quadro è costituito da due progetti autorizzati e già in costruzione (Higas nel Porto di S. Giusta (Oristano) e Depositi Italiani GNL nel porto di Ravenna), uno autorizzato ma non in costruzione (Edison nel Proto di S. Giusta), e tre in corso di autorizzazione (Ivi Petrolifera nel Porto di s. Giusta, Isgas Multiutilities nel Porto canale di Cagliari e Venice Lng a Porto Marghera). Per queste sei iniziative sono disponibili significative informazioni che i promotori hanno riportato negli elaborati resi pubblici nell'ambito delle procedure di valutazione di impatto ambientale a cui sono stati sottoposti i relativi progetti. Ai fini del presente studio nel paragrafo 2.2 si esaminano anche i casi di iniziative per depositi costieri che non hanno ancora attivato il procedimento autorizzativo ricadenti nell'area di cooperazione transfrontaliera interessata dal programma Interreg marittimo Italia- Francia. Si tratta del progetto del Consorzio Industriale Provinciale di Sassari (CIP SS) a Porto Torres, di quello di Livorno LNG Terminal nel Porto di Livorno, e delle iniziative in corso di elaborazione nel Porto di Genova.

La **Figura 1** mostra anche lo stato delle iniziative per la realizzazione di facilities per servizi SSLNG presso i grandi terminali di importazione di GNL nell'area di cooperazione, che sono quella prevista presso la FSRU di OLT al largo di Livorno per il carico di metaniere SSLNG, e quella presso il terminale di GNL Italia (SNAM) a Panigaglia per il servizio di truck-loading.

Figura 1. Iniziative per depositi costieri SSLNG in Italia al 30 aprile 2020.



Fonte: REF-E

2.2.1 Higas – S. Giusta (Oristano)

Il progetto della società Higas per un deposito costiero di GNL nel porto di Santa Giusta-Oristano, nell'area centrale della costa Ovest della Sardegna, con capacità operativa di 9.000 m³, è stato presentato a inizio 2015 alla Regione Sardegna, ottenendo nel mese di giugno l'assenso della Regione anche per gli aspetti di impatto ambientale. Nello stesso anno è stata avviata la Richiesta di autorizzazione al Ministero per lo sviluppo economico (MISE) nell'ambito di una procedura unificata prevista per questo tipo di impianti.

La società di scopo Higas Srl è stata fondata a Pisa nel 2014 da due soci paritari, la Gas and Heat di Livorno, attiva nella progettazione, costruzione e installazione di serbatoi criogenici per il trasporto marittimo di gas liquefatti, e la CPL Concordia, società cooperativa specializzata nella realizzazione e gestione di infrastrutture energetiche, specialmente di gas naturale. Il progetto è stato il primo presentato in Italia.

Obiettivo della società la progettazione e la realizzazione di un'infrastruttura dedicata al rifornimento di navi, camion, stazioni di servizio stradali e l'alimentazione delle reti cittadine limitrofe nell'area di Oristano. L'impianto prevede 6 serbatoi principali identici con capacità nominale di 1.800 m³ di GNL. In prospettiva non era esclusa la possibilità di fornire gas rigassificato anche alle restanti le reti di distribuzione della Sardegna.

Il progetto va inquadrato nel contesto energetico dell'Isola, l'unica regione italiana non metanizzata. Nel 2014 era ancora in discussione la realizzazione di un gasdotto per l'approvvigionamento di gas naturale dalla Toscana, dopo il tramonto della possibilità di un rifornimento diretto dall'Algeria.

Nell'ottobre dello stesso anno entra nella società, con il 10% del capitale, l'armatore norvegese Stolt-Nielsen, leader globale per il trasporto e stoccaggio di prodotti chimici liquidi.

Nel gennaio 2017 si conclude l'iter autorizzativo presso il MISE, il primo del suo genere in Italia, che ha richiesto l'assenso di 15 diverse amministrazioni. L'attività di rigassificazione prevista dal progetto è limitata alla alimentazione delle sole reti locali di distribuzione, Santa Giusta ed Oristano, di cui era stata annunciata la realizzazione da parte delle Istituzioni interessate.

A quel punto la società ha proceduto ad un aumento di capitale di 5,6 milioni di euro, sottoscritto da Stolt Nielsen, che è salita al 66,25% del capitale, con Gas and Heat e CPL nelle restanti quote paritetiche. Contemporaneamente il nuovo azionista di riferimento ha comunicato l'avvio delle procedure per l'acquisizione di due navi cisterna gemelle da 7.500 metri cubi di GNL, su disegno dell'italiana MES, una delle quali destinata al rifornimento dell'impianto e al bunkeraggio. La costruzione è stata poi affidata al cantiere Keppel di Singapore.

Sempre nel 2017 Higas procede all'acquisto dell'area dell'impianto, circa 17 mila m³ nel porto canale di Santa Giusta, nei pressi di Oristano in posizione centrale sulla costa Ovest della Sardegna. Nel mese di dicembre viene comunicato al MISE l'inizio attività. Gas and Heat fornirà i servizi di ingegneria, procurement e costruzione, in particolare dei 6 serbatoi criogenici previsti dal progetto.

Nell'aprile 2018 Higas procede anche all'acquisto da CPL dell'impianto di GNL da 80 m³ che alimenta le caldaie dell'azienda lattiero-casearia 3A di Arborea, nei pressi Oristano. L'impianto, il primo del suo genere

in Sardegna, era approvvigionato con autobotti via traghetto dalla Spagna e in seguito da Livorno. Nel frattempo la Gas and Heat ha realizzato e consegnato alla Keppel i serbatoi per le due navi cisterna in costruzione.

Nell'ottobre 2018, mentre si concludevano i lavori di bonifica e preparazione dell'area del cantiere, Stolt Nielsen ha raggiunto un accordo con la Golar LNG e la Hoegh LNG Holding, operatori mondiali nello sviluppo, proprietà e gestione di impianti galleggianti di GNL, per il loro ingresso (con il 25% ciascuna) nella società Avenir LNG, fondata da Stolt l'anno precedente (cui resta il 50%). Obiettivo di Avenir diventare leader globale nella fornitura di GNL per i mercati dell'energia, del bunkeraggio, dell'autotrasporto e delle industrie. L'investimento complessivo, di 182 milioni di dollari, prevede la costruzione di altre 4 navi cisterna di GNL e la costruzione del terminale Higas, di cui Avenir ha acquisito l'80% del capitale.

Grazie a questo assetto societario, il deposito costiero viene proiettato con un rilevante ruolo nella logistica mediterranea del GNL, potendosi rifornire su distanze simili dall'Algeria (Skidda), dalla Spagna (Barcellona), dalla Francia (Marsiglia) e dall'Italia (Livorno, La Spezia).

Il 29 novembre 2018 sono stati avviati i lavori nel cantiere, presso il quale nel 2019 sono stati consegnati e ed è stato avviato il montaggio dei sei serbatoi criogenici, cui è seguita la realizzazione delle infrastrutture di servizio. Prosegue la costruzione delle navi cisterna di Avenir, una già operativa e l'altra varata da poco, destinate al mercato asiatico e del Sud America, mentre la terza in costruzione dovrebbe essere destinata al Mediterraneo. Sia pur con i rallentamenti determinati dalla crisi epidemica, l'impianto è in via di completamento con la consegna prevista entro l'estate del 2020 e l'inizio delle operazioni entro l'anno. Considerando lo stato di avanzamento degli altri progetti di depositi costieri, l'impianto Higas sarà il primo del suo genere nel Mediterraneo e potrà avviare l'uso del GNL nei trasporti e nelle industrie oltre alla metanizzazione delle aree limitrofe. La costruzione delle reti locali non è però ancora stata avviata.

Figura 2. Progetto di deposito costiero Higas – Porto di S. Giusta Oristano



Fonte: Higas S.r.l.

Tabella 2. Deposito Costiero Higas - Porto di S. Giusta (Oristano)

Operatore	Higas S.r.l
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)
Stato infrastruttura	In costruzione
Stato area di insediamento deposito	Area portuale dismessa
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	10.800
Capacità utile di stoccaggio (m3)	9.000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	300.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 6 serbatoi criogenici di tipo "full containment" con contenitore primario in acciaio di capacità nominale da 1.800 m3 collocati ciascuno in un secondo contenimento di cemento armato con intercapedine di perlite
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete locale e distributore GNC.
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	600
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	7.500
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	50
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	
Distributore di GNL	SI
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	??
Distributore GNC	SI
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	n.d.
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	30

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline di bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.2.2 Edison – Porto di S. Giusta (Oristano)

Anche la Edison, storica società energetica italiana, attiva nella produzione e vendita di elettricità e gas naturale, oggi controllata dalla Francese EDF, ha scelto il sito di Santa Giusta-Oristano per la realizzazione di un deposito costiero di GNL con qualche mese di ritardo rispetto alla Higas.

Nel 2015 il progetto, previsto con una capacità complessiva di 10.000 m³ di GNL in configurazione modulare con 7 serbatoi di 1.430 m³, è stato presentato alle autorità locali e successivamente, nel dicembre dello stesso anno, è stata avviata la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale presso il Ministero dell'ambiente.

La procedura nazionale è stata necessaria per gli interventi previsti sul molo di attracco delle navi cisterna per le operazioni di scarico e ricarica del GNL per le attività di ship to ship, di competenza statale. L'area dell'impianto è sulla sponda Est del Canale Sud del Porto canale di Santa Giusta. Presentato per secondo, il progetto è il primo da parte di un grande operatore internazionale già attivo nella filiera del GNL nel Mediterraneo.

Con Qatar Gas e Exxon, Edison è stata tra i promotori del rigassificatore Adriatic LNG, posizionato al largo di Rovigo, sull'Adriatico, e dopo aver dismesso le attività gestionali e venduto la quota di proprietà, ha mantenuto il diritto all'utilizzo dell'80% della capacità dell'impianto. Altre attività di Edison hanno riguardato produzione di gas naturale in Egitto e commercializzazione di GNL.

Il progetto prevedeva approvvigionamenti con navi cisterna di dimensioni tra 7.500 e 15.600 m³ di GNL, l'effettuazione di 70 approvvigionamenti all'anno e 52 ricaricamenti per operazioni di bunkeraggio ship to ship. I ricarichi erano ipotizzati per il 20% della capacità di stoccaggio, e non è prevista attività di rigassificazione per l'alimentazione diretta delle reti.

Obiettivo del progetto la fornitura delle utenze industriali e civili della Regione, oltre che delle navi. Le operazioni di carico delle autocisterne possono essere eseguite simultaneamente alle operazioni di scarico o di carico delle navi cisterna per il rifornimento delle navi.

L'iter presso il Ministero dell'ambiente ha richiesto 23 mesi di tempo e si è concluso nell'ottobre 2017, cui è seguita l'intesa della Regione Sardegna, nel dicembre dello stesso anno, e quelle del MISE e delle altre istituzioni interessate nel febbraio 2018. Tra le prescrizioni della VIA è previsto un limite di 5 anni per la realizzazione dell'impianto, termine oltre il quale sarà necessaria la reiterazione della VIA, con la possibilità di richiedere proroghe .

Nel frattempo, come si vedrà meglio nell'ambito del progetto di deposito costiero di Edison in JV con P.I.R. Sp.a. a Ravenna (vedi paragrafo 2.2.5), la società ha deciso di dotarsi di una nave cisterna da 27.000 m³, che dovrebbe servire anche questo impianto oltre agli altri in progetto in Italia. La capogruppo EDF partecipa nell'importante rigassificatore di Dunkerque, nel Canale della Manica.

Il 13 luglio 2018 il progetto ha ottenuto una concessione demaniale marittima da parte dell'Autorità portuale del Mare di Sardegna della durata di 50 anni. In precedenza le autorità locali dell'area hanno richiesto alla Regione Sardegna di rivedere la classificazione del porto di Santa Giusta, per poter accogliere navi da crociera, anche in previsione della crescita dell'uso del GNL in questo settore.

Nel luglio del 2019 Edison ha chiesto e ottenuto dal MISE una proroga di sei mesi dei termini per la costruzione dell'impianto, motivandolo con l'incertezza regolatoria e tariffaria del gas naturale che sarà distribuito in Sardegna, di competenza dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Anche i successivi provvedimenti regolatori di ARERA (si veda il paragrafo 3.2) non sono stati giudicati da Edison sufficientemente chiarificatori per dare avvio ai lavori.

Figura 3. Progetto di deposito costiero Edison – S. Giusta (Oristano)



Fonte: Edison S.p.a.

Tabella 3. Deposito costiero Edison - Porto di S. Giusta (Oristano)

Operatore	Edison s.p.a
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)
Stato infrastruttura	Autorizzata
Stato area di insediamento deposito	Area incolta (greenfield)
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	10.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	520.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 7 serbatoi criogenici fuori terra cilindrici orizzontali di tipo "full containment" con capacità nominale di 1.430 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
Infrastruttura di approdo	Banchina da realizzare
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	7.500 - 15.600
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	4
Capacità di carico (m3/h)	60
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	250
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	1.000-2.000
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.2.3 Oristano – Ivi petrolifera Spa

Nel febbraio 2015, la società IVI Petrolifera ha comunicato l'avvio di uno studio di pre-fattibilità per un deposito costiero di GNL, anch'essa nell'ambito dell'area industriale del porto di Santa Giusta-Oristano. Alla base del progetto la disponibilità di un pontile che permette l'attracco di navi fino a 50 mila ton. di capacità e lunghezza fino a 190 metri, ristrutturato l'anno precedente.

La società IVI petrolifera, posseduta dalla famiglia De Valle, ha avviato le attività in Sardegna dal 1960 per concentrarsi nel 1976 nell'area costiera di Oristano dove ha rilevato una raffineria che ha prodotto bitume fino al 1993. Smantellata la raffineria, trasformata in deposito costiero di prodotti petroliferi, l'attività di stoccaggio si è trasferita nel 2001 nell'area portuale ex Enichem di Santa Giusta, con capacità di stoccaggio di 50 mila m3 di prodotti petroliferi.

Primo obiettivo dichiarato da IVI è stato il rifornimento di GNL del sistema industriale locale e non solo, target di riferimento per l'azienda grazie alle attività storiche.

Dal punto di vista autorizzativo l'iter, non ancora concluso, è stato particolarmente complicato, ed è iniziato con una richiesta nel mese di aprile 2015 al Demanio competente per l'ampliamento della superficie di concessione demaniale per il deposito che nella prima proposta prevedeva una capacità complessiva di 12 mila m3 di GNL.

Nel gennaio 2017 la IVI ha presentato la richiesta di autorizzazione al Ministero dello sviluppo economico ridimensionando il progetto ad una capacità di 9 mila m3 di GNL con 9 serbatoi modulari di 1.000 m3 ciascuno. Capacità annua prevista di approvvigionamento annuo è dichiarata dalla società in soli 60.000 m3, con l'arrivo di 12 navi cisterna di capacità compresa tra 4 mila e 5 mila m3 all'anno.

L'impianto sarà operativo per 25 anni e prevede attività di rifornimento di GNL per autobotti e navi cisterna, ma non ancora per l'attività di rigassificazione.

Ne è seguita una richiesta di parere del Ministero al Comune di Santa Giusta, che si è espresso negativamente nell'aprile 2017 per motivi urbanistici e incertezza sulla disponibilità dell'area demaniale. Il Comune ha peraltro rimarcato di non avere contrarietà in merito alla tipologia d'impianto, essendo già stato favorevole per quelli di Higas e Edison.

Sempre nel 2017 la Società ha richiesto la valutazione di assoggettabilità alla Valutazione d'impatto ambientale da parte della Regione Sardegna che, dopo aver valutato le risposte alle integrazioni progettuali richieste, si è espressa per la non assoggettabilità nel mese di aprile 2018, prevedendo un periodo di 5 anni per la costruzione dell'impianto dalla data di avvio lavori.

Ulteriori integrazioni sono state richieste anche da altre Amministrazioni nell'ambito della procedura unificata del MISE. Nell'agosto 2018 la IVI ha avviato la procedura di Valutazione d'impatto ambientale a livello nazionale presso il Ministro dell'Ambiente. Il progetto per la VIA è stato implementato con la previsione della rigassificazione del GNL, tramite 12 vaporizzatori, e l'immissione del gas nelle reti del gas naturale dell'isola.

Integrazioni sono state anche richieste dal Comitato tecnico regionale dei Vigili del Fuoco, che ha concesso il Nulla osta di fattibilità nell'aprile 2019. Nel mese di agosto la IVI ha risposto alle richieste di integrazione da parte del Ministero dell'ambiente, ma al momento la procedura di VIA non è ancora conclusa e di conseguenza neanche quella dell'autorizzazione del MISE.

Figura 4. Progetto di deposito costiero IVI Petrolifera – Porto di S. Giusta (Oristano)



Fonte: IVI Petrolifera (SIA)

Tabella 4. Deposito costiero IVI Petrolifera - S. Giusta (Oristano)

Operatore	IVI Petrolifera S.p.a.
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)
Stato infrastruttura	Procedimento autorizzativo in corso
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	9.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	8000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	880.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità lorda da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	450
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	4.000 - 5.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	50
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	105
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	500
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	60000
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	SI
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	n.d.
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	50

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.2.4 Cagliari - ISGAS Spa

Il progetto per un deposito costiero nel Porto canale di Cagliari è stato lanciato nel febbraio 2017 con una serie di incontri preliminari tra la Società ISGAS Energit Multiutility, società concessionaria del servizio di distribuzione di aria propanata a Cagliari, Nuoro e Oristano, con l’Autorità Portuale della Sardegna per la concessione dell’area demaniale dove dovrebbe sorgere l’impianto.

Obiettivo di Isgas, prima utility specializzata nella distribuzione di gas ad entrare nella filiera del GNL di piccola scala, sostituire in tutte le sue concessioni l’aria propanata con il gas naturale. La capacità prevista dell’impianto 22 mila m³ di GNL.

In precedenza esponenti regionali avevano ipotizzato la realizzazione di un deposito costiero di GNL di più ampie dimensioni nell’area Cagliariitana rispetto agli impianti previsti a Santa Giusta-Oristano, in occasione dell’inserimento del progetto della dorsale sarda nel piano nazionale dei gasdotti. La dorsale, che dovrebbe attraversare tutta l’isola da Cagliari fino a Porto Torres, con una deviazione verso Olbia, era stata proposta dalla Società Gasdotti Italia poi affiancata da Snam in una società congiunta.

La dorsale dovrebbe basarsi su due principali punti di immissione del gas naturale, uno a Sud e uno a Nord, con l’integrazione mediana degli impianti previsti a Santa Giusta-Oristano. Negli anni seguenti la realizzabilità economica della dorsale, messa in dubbio da esponenti politici nonostante un finanziamento già previsto dal Governo nazionale di circa 600 milioni di euro, ha condizionato e sta tuttora condizionando le prospettive del mercato sardo del gas naturale, ed in particolare dei soggetti come Isgas, vocati maggiormente all’attività di distribuzione tramite gasdotti cittadini.

La decisione finale per la realizzazione della dorsale non è stata ancora assunta. Un’analisi costi/benefici è in corso presso l’Autorità per l’energia, ARERA, cui competono le decisioni tariffarie sia per la dorsale che per le reti cittadine a carico dell’utenza finale. L’esito è stato annunciato per giugno 2020.

Nel mese di giugno 2017 Isgas ha presentato al Ministero dell’Ambiente l’istanza per l’avvio della Valutazione di impatto ambientale dell’impianto, costituito da 18 serbatoi da 1.226 m³ di GNL, 40 vaporizzatori ad aria, 9 gruppi di pompaggio, un gasdotto criogenico per il trasferimento del GNL dalla banchina di scarico all’impianto di circa 1.000 m. Capacità annua di stoccaggio valutata a 720.000 m³. L’attività, oltre alla distribuzione del gas naturale rigassificato, prevede anche il rifornimento delle autobotti e delle navi cisterna per lo ship to ship.

A luglio Isgas ha chiesto formalmente all’Autorità portuale la concessione demaniale di 50 anni per un’area di 78 mila mq. Nell’aprile 2018 il progetto Isgas ha ottenuto il Nulla osta di fattibilità da parte dei Vigili del fuoco. Nello stesso periodo è stata costituita la Società Sardinia LNG, che vede, attraverso la joint venture Vitaly, la partecipazione di due soggetti internazionali attivi sui mercati del GNL, la Vitol trader mondiale di idrocarburi, e la svizzera Comoil, specializzata nei finanziamenti di attività energetiche, che contribuiranno alla realizzazione dell’impianto. Costo ipotizzato dell’impianto 78 milioni di euro.

Nel resto del 2018, fino a giugno 2019, l’attenzione è stata dedicata soprattutto alle discussioni in merito alla realizzazione della dorsale, mentre proseguivano gli iter autorizzativi per la nuova Società Sardinia LNG, complicati non poco dagli interventi della Soprintendenza e del Ministero dei beni ambientali e culturali,

contrari ad ogni modifica del vincolo paesaggistico che ha bloccato tutti i progetti di sviluppo del Porto di Cagliari, incluso il deposito costiero di GNL, cui si sono aggiunte associazioni locali contrarie all'impianto (per la prima volta in Italia per questo tipo di progetti).

Nel mese di dicembre 2019 Isgas 33 s.r.l. partecipata da Isgas Energit Multiutilities S.p.a. ha ottenuto l'autorizzazione per l'installazione di un deposito satellite di GNL da 60 m³ per l'alimentazione della rete di distribuzione che serve il bacino regionale n. 33 nel cagliaritano, confermando la volontà di proseguire con la sostituzione dell'aria propanata con il gas naturale. A gennaio 2020 è stato aperto il cantiere che dovrebbe terminare i lavori entro l'estate. Al rifornimento del GNL provvederanno delle autocisterne che arriveranno via traghetto. Da Livorno su Olbia arrivano già le autobotti che riforniscono di GNL l'impianto della Cooperativa Casearia 3 A di Arborea.

Per quanto riguarda il deposito costiero di Sardinia LNG la procedura di VIA è ancora in corso.

Figura 5. Progetto di deposito costiero Isgas Multiutilities – Porto canale di Cagliari



Fonte: Isgas (SIA)

Tabella 5. Deposito costiero Isgas Multiutilities – Porto canale di Cagliari

Operatore	ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.
Localizzazione	Porto canale di Cagliari
Stato infrastruttura	Procedimento autorizzativo in corso
Stato area di insediamento deposito	Area incolta (Greenfield)
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	22.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	22000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	1.440.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 18 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.226 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo "full containment"
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete di trasporto
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	15.600
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	42
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	250
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	500
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	100000
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	SI
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	n.d.
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	84

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.2.5 Ravenna - Depositi Italiani GNL Spa

Il progetto di deposito costiero nel porto di Ravenna della Edison, storica società energetica italiana, attiva nella produzione e vendita di elettricità e gas naturale, oggi controllata dalla Francese EDF, prende avvio con la richiesta del Nulla Osta di Fattibilità nel 2016 al Comitato tecnico regionale dei Vigili del Fuoco dell'Emilia Romagna. Associata all'iniziativa di Edison la Società Petrolifera Italo Rumena (PIR), attiva nello stoccaggio e nella logistica di rinfuse liquide in vari porti italiani oltre che in quello di Ravenna.

Acquisito il NOF, nel marzo del 2017 è stata presentata la richiesta di Valutazione d'impatto ambientale alla Regione. Il progetto, per una capacità complessiva di 20.000 m³, prevedeva una realizzazione in due fasi, un primo serbatoio criogenico di 10.000 m³ di GNL e la successiva installazione di un secondo identico, nei temi richiesti dal mercato.

Nel maggio seguente, in occasione dell'evento internazionale ConferenzaGNL a Napoli, Edison ha precisato la propria strategia annunciando la ricerca di altri due siti nel Sud d'Italia per altrettanti depositi costieri di GNL. Nel mese di settembre la società ha avviato una gara per acquisire una metaniera con capacità di circa 27 mila metri cubi di GNL per l'approvvigionamento dei depositi di Ravenna con PIR e di Oristano (v. scheda) e degli altri depositi in progetto.

Del dicembre 2017 il parere positivo del Comune di Ravenna, che ha riconosciuto il valore strategico dell'opera, ed ha espresso il parere deliberando anche una deroga al regolamento urbanistico, a causa dell'altezza dell'opera, 24 metri, il doppio di quanto in precedenza previsto nell'area del sito. A fine dicembre il via libera della Regione e l'avvio della procedura presso il Ministero dello sviluppo economico per l'autorizzazione unica finale. Nel febbraio 2018 si è conclusa la procedura presso il Mise, dopo aver ottenuto la Valutazione di impatto positiva dal Ministero dell'Ambiente. Un comunicato della PIR ha annunciato l'avvio dei lavori prima dell'estate per una durata di circa tre anni, ad un costo complessivo dell'opera di circa 80 milioni di euro. 23.000 i metri quadrati della superficie interessata, posta lungo il porto vicino alla centrale elettrica dell'ENEL. 30/40 gli occupati previsti per la gestione dell'impianto.

Nel corso dell'anno è stata anche perfezionata la compagine societaria, con la costituzione da parte della PIR della società Depositi Italiani GNL, controllata al 51% da PIR e al 49% da Edison. Alla fine di novembre 2018, in una apposita conferenza stampa, Edison ha annunciato la sottoscrizione di un contratto di affitto con l'armatore norvegese Knutsen Shipping di 12 anni (rinnovabile per altri 8) di una nave cisterna di GNL da 30.000 m³. La costruzione della nave è stata assegnata ai cantieri Hyundai Heavy Industries in Corea del Sud, con consegna prevista a metà del 2021, ad alimentazione principale a GNL e dotata di rigassificatore per il boil off. Nello stesso periodo è prevista la conclusione dei lavori nel cantiere, per un costo complessivo lievitato a 100 milioni di euro.

Nelle previsioni di Edison il deposito a regime potrà movimentare oltre un milione di m³ di GNL, potendo rifornire almeno 12.000 camion, grazie alle 6 baie di carico previste, e fino a 48 navi traghetto all'anno, con l'utilizzo di una bettolina, da acquisire, di circa 7.500 m³. Edison si occuperà della costruzione del deposito e utilizzerà l'85% della capacità dell'impianto, mentre il resto sarà venduto a terzi dalla società congiunta Depositi Italiani GNL. Edison dispone di numerosi contratti internazionali di approvvigionamento di GNL, ed inoltre la controllante EDF possiede una quota rilevante nella gestione del rigassificatore di Dunkerque, nel canale della manica, dove è possibile rifornire navi cisterna di GNL di piccole e grandi dimensioni. Escluso al

momento per motivi tecnici il rifornimento presso il rigassificatore Adriatic LNG di cui Edison possiede l'esclusiva di commercializzazione dell'80% della capacità.

A differenza del Progetto Higas – Avenir di Oristano, ben inserito nella logistica mondiale del GNL di piccola taglia, ma che per motivi geografici non potrà avere un ruolo rilevante al di fuori della Sardegna (ma potrà svolgere rifornimenti ship to ship almeno nel Mediterraneo occidentale), quello di Ravenna è ben posizionato per intercettare i rifornimenti terrestri pesanti continentali in Italia e marittimi nei mari Adriatico e Ionio.

Oltre il 90% del GNL importato in Italia tramite autocisterne criogeniche per alimentare i depositi satellite dei distributori proviene dal rigassificatore di Marsiglia Fos e da quello di Barcellona. Facendo riferimento solo a Fos, il deposito di Ravenna dista da Genova circa 380 km, rispetto ai 390 del tragitto da Marsiglia al capoluogo ligure, mentre per i rifornimenti sulla dorsale tirrenica verso sud il risparmio per le autobotti provenienti da Ravenna, sempre rispetto a Marsiglia, è di circa 480 km al nodo di Firenze. La convenienza geografica resterà a favore di Marsiglia per la Liguria Ovest e per il Piemonte. La posizione geografica di Ravenna potrà così aprire la strada, a molto minori costi di trasporto rispetto ad oggi, all'uso del GNL nel Mezzogiorno d'Italia, almeno fin quando non sarà operativo il quarto deposito costiero progettato da Edison (con Ravenna, Oristano, e Napoli), recentemente localizzato nel Porto di Brindisi. Durante l'emergenza Coronavirus il cantiere di Ravenna ha subito alcune settimane d'interruzione, poi i lavori sono ripresi a fine marzo, ed è confermata l'operatività entro il 2021.

Figura 6. Progetto di deposito costiero Depositi Italiani GNL – Porto di Ravenna



Fonte: Depositi Italiani GNL (SIA)

Tabella 6. Deposito costiero Depositi Italiani GNL - Porto di Ravenna

Operatore	Depositi Italiani GNL S.p.a.
Localizzazione	Porto di Ravenna
Stato infrastruttura	In costruzione
Stato area di insediamento deposito	Area dismessa
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	20.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	1.040.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 2 serbatoi cilindrici verticali con capacità utile ciascuno di 10.000 m3 di tipo "full containment", composti da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	30.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	6
Capacità di carico (m3/h)	60
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	2
Capacità di carico (m3/h)	250
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	4000
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	100

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.2.6 Porto Marghera – Venice LNG Spa

L'idea di realizzare un deposito costiero di GNL nell'area del polo industriale di Marghera, contiguo con il porto Crociere di Venezia, nell'ambito della trasformazione dell'area portuale, era stata avanzata da Eni e dall'Autorità portuale di Venezia a fine 2014. Le ipotesi dei due soggetti facevano riferimento al masterplan per il Gnl nel Mar Adriatico promosso dall'Unione Europea nell'ambito dell'iniziativa Poseidon Med, per la promozione di nuove infrastrutture per la movimentazione e lo stoccaggio di GNL, ma l'intento non ha avuto seguito.

Nel dicembre 2016 la società San Marco Petroli, attiva a Marghera dal 1960 nel commercio di idrocarburi, ha affidato alla DITS s.r.l., spin off dell'Università la Sapienza di Roma, attiva in analisi economiche e finanziarie di servizi logistici, una analisi costi benefici della realizzazione nell'area industriale di Porto Marghera di un deposito di GNL.

Nel mese di aprile l'iniziativa si amplia con il coinvolgimento della Decal, altra società attiva a Marghera nel commercio di idrocarburi e si amplia il progetto, che triplica la capacità di stoccaggio di GNL previsto in 32.000 m3. Nell'impostazione iniziale un terzo del GNL avrebbe dovuto essere commercializzato da San Marco Petroli e il resto come attività di stoccaggio da parte di Decal.

Il progetto ha partecipato al bando di gara europeo Multi-annual work programme 2014-2020 nell'ambito dell'iniziativa CEF Transport 2017 Blending Call-General envelope. L'analisi costi/benefici ha rispettato le guide predisposte dalla Commissione Europea. Per il rifornimento di GNL è previsto l'arrivo di navi cisterna fino a 30 mila m3 di capacità.

Nel mese di aprile una nota della Decal informa sull'esito positivo dell'analisi economica e precisa la previsione di tre serbatoi, uno da 30 mila m3 e due da 1000 m3 ciascuno. L'accosto delle navi è previsto tra 7.500 e 30.000 m3, con possibilità di ricevere navi fino a 65 mila m3. Previsto l'accosto di barge di taglia indicativa di 1000 m3 per i rifornimenti ship to ship e 5 boe di carico per le autobotti.

L'impianto prevede la connessione con la rete di trasporto del gas naturale ai soli fini della gestione del boil-off nelle modalità disciplinate dall'Arera e dal Codice della rete di trasporto (vedi paragrafo 3.2.2).

Nel gennaio 2018 il progetto è stato presentato ufficialmente dalla nuova società Venice LNG, costituita da Decal (65%) e dalla San Marco Gas (35%), controllata della San Marco Petroli. Il sito prescelto è un'area già a disposizione di Decal lungo il Canale Industriale Sud di Porto Marghera. Le previsioni di consumo per il trasporto pesante prevedono il rifornimento di 15.000 camion all'anno.

Un mese dopo Venice LNG ha avviato le procedure per l'autorizzazione unica presso il Ministero dello sviluppo economico e la Valutazione di Impatto Ambientale presso quello dell'Ambiente. Nel mese di luglio la San Marco Gas ha deciso di uscire dal progetto cedendo la propria quota societaria alla Decal, pur confermando l'interesse per lo sviluppo del GNL con la realizzazione di stazioni di servizio e l'auspicio per future collaborazioni.

Nell'ottobre del 2018 la Commissione Europea ha annunciato il finanziamento del progetto con 12,1 milioni di euro, che si somma 6,4 milioni ottenuti con un precedente bando, per un totale di 18,5 milioni. In precedenza il progetto era stato presentato all'Autorità portuale che, come comunicato con una nota congiunta, l'ha accolto positivamente. Prevista la movimentazione annuale di circa 900 mila m³ di GNL. Uno studio dell'Autorità ha previsto al 2030 una domanda di 873 mila t/anno per usi stradali (73%), marittimi (19,7%) e portuali/locali (7,3%).

Nel giugno del 2019 il progetto ha ricevuto il parere favorevole, con prescrizioni, dal Ministero dell'Ambiente, e nel mese di ottobre quello dell'assessorato per l'ambiente della regione. Nel mese di novembre Venice LNG ha superato anche la VIA nazionale, e ha ricevuto il parere favorevole del Ministero dei beni ambientali e culturali.

Al momento la procedura autorizzativa finale del MISE non è ancora conclusa.

Figura 7. Progetto di deposito costiero Venice LNG – Porto di Marghera



Fonte: Venice LNG (SIA)

Tabella 7. Deposito costiero Venice LNG - Porto Marghera

Operatore	Venice LNG S.p.a.
Localizzazione	Porto Marghera
Stato infrastruttura	Procedimento autorizzativo in corso
Stato area di insediamento deposito	Area industriale dismessa
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	32.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	900.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 1 serbatoio a pressione atmosferica, fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 47 m ed un'altezza di circa 32 m.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	recupero del BOG tramite compressione, correzione e invio diretto del gas nella rete di trasporto di SNAM.
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	2130
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	30.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	5
Capacità di carico (m3/h)	60
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	SI
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	400
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	4000
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	100

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metanieri SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.3 Iniziative per depositi costieri SSLNG senza procedimento autorizzativo nell'area di cooperazione

2.3.1 Livorno – Livorno LNG Terminal

Nel 2013 l'Autorità portuale di Livorno ha avviato uno studio di fattibilità, concluso nel gennaio 2014, per la realizzazione di un deposito costiero di GNL nel porto della città. Per identificare la soluzione migliore lo studio si concentrava sulla previsione della domanda, ipotizzando a seconda dei volumi, il trasporto di GNL dal Terminale galleggiante di rigassificazione OLT, a 22 km dalla costa, con una bettolina o in alternativa il rifornimento tramite autobotti. Nel gennaio 2015 si affaccia l'ipotesi di utilizzare l'area nella quale sorge il deposito di GPL della società Costiero Gas Livorno, posseduta da Eni per il 65% e da Liquigas per il 35%. All'epoca, prima della pubblicazione della strategia nazionale sul GNL curata dal Ministero dello sviluppo economico, Eni prevedeva consumi di GNL al 2030 per 3 Mtep, l'80% per i trasporti terrestri e il 20% per quelli marittimi. In quel periodo il vantaggio di prezzo del GNL stradale del 30% (nel 2019 salito oltre 40%). Considerata la relativa vicinanza, le ipotesi di sviluppo di un deposito costiero a Livorno hanno sempre preso in considerazione il possibile rifornimento dal rigassificatore OLT, che nel dicembre 2015 ha comunicato l'interesse ad adeguare l'impianto per poter rifornire delle bettoline tra i 1000 e i 7.500 m³ di GNL. Previsti uno-due anni di tempo e l'avvio di uno studio finanziato in parte dal progetto Connecting European Facility (CEF).

Nella stessa occasione, Costiero Gas Livorno ha da parte sua annunciato la partecipazione ad un bando di finanziamento europeo per l'ingegnerizzazione del progetto di deposito. Lo studio sarebbe dovuto terminare entro novembre 2016 e il deposito essere operativo entro il 2019. Previsti un impianto modulare con serbatoi da 1500 m³ fino ad una capacità complessiva di 9.000 m³. L'investimento previsto era di circa 11 milioni di euro per i primi 1500 m³. Successivamente ulteriori difficoltà sono emerse per la localizzazione dell'impianto e l'ottenimento della concessione demaniale dall'Autorità portuale.

Nel mese di giugno 2016 si è svolto un incontro tra i rappresentanti della Società Higas e l'Autorità portuale, alla quale è stato segnalato l'ordine per due bettoline di GNL che potranno prelevare il GNL da OLT per alimentare il deposito di Santa Giusta-Oristano ma anche per rifornire altri depositi lungo la costa tirrenica. Nell'ottobre Costiero Gas ha confermato la previsione per il completamento del proprio progetto entro il 2019. Nel 2017 sono proseguite le difficoltà per l'identificazione del sito nel Porto di Livorno. Nel mese di maggio 2017 la società Liquigas ha annunciato un progetto di joint venture con Costiero Gas, il Gruppo Neri, che fornisce servizi marittimi e la Vulcangas, attiva nella logistica del GNL, per il deposito di Livorno. Indiscrezioni si erano avute già nel mese di marzo. Entro l'anno era prevista la definizione del progetto esecutivo.

Nel febbraio 2018 è stata formalizzata la costituzione della società Livorno LNG Terminal cui partecipano con quote paritarie Costiero Gas Livorno (con Eni e Liquigas) e Neri Vulcangas Investimenti (partecipata dalle due società). La Livorno LNG Terminal ha come ragione sociale la realizzazione del deposito costiero ed è stata confermata la capacità complessiva di 9 mila m³ da realizzare in due fasi per 4.500 m³ di capacità ciascuna. Il progetto prevede un investimento di 50 milioni di euro. Confermata l'attività di rifornimento di autocisterne e bettoline.

Una conferma della volontà di proseguire con il progetto si è avuta nel luglio 2019 dal Gruppo Neri, che ha previsto l'inizio della costruzione del deposito nel primo semestre 2020 per completarlo entro il 2021, in

modo che sia operativo a inizio 2022. Al momento non risultano ancora avviati i procedimenti autorizzativi presso il Ministero dello Sviluppo Economico e la procedura di Valutazione di impatto ambientale presso il Ministro dell'Ambiente.

Tabella 8. Deposito costiero Livorno LNG Terminal - Porto di Livorno

Operatore	Livorno LNG Terminal S.p.a.
Localizzazione	Porto di Livorno
Stato infrastruttura	In corso di progettazione
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	9.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	120.000 -170.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 6 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.500 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo "full containment"
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Impianto di liquefazione per recupero BOG o utilizzo per generazione elettrica (in corso di definizione)
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	500-7.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	3
Capacità di carico (m3/h)	60
Carico Vagoni cisterna	SI
Carico di isocontainer di GNL	n.d.
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	250
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	1.000
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	40

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.3.2 Genova

Nel settembre 2013 nel capoluogo ligure si era svolto un evento con le principali associazioni del settore marittimo e dei Ministeri interessati per discutere dell'uso del GNL nelle navi e delle necessarie infrastrutture logistiche. In quel periodo iniziava l'iter europeo della Direttiva DAFI, per lo sviluppo di infrastrutture per combustibili alternativi, tra i quali il GNL.

Da notare la rilevanza della disponibilità di GNL per i trasporti marittimi nel Porto di Genova, il principale d'Italia. In quegli anni la logistica del GNL marittimo e la navigazione con GNL si andava sviluppando nei porti del Nord Europa, punti di riferimento dello scalo ligure. Da allora ad oggi l'argomento è stato ripetutamente affrontato, senza che nascesse una iniziativa industriale in grado di ottenere il necessario consenso per essere attuata.

Una proposta per un deposito da 10 mila m³ con possibilità di raddoppio fu presentata nel corso del 2014 all'Autorità portuale dall'armatore Ottavio Novella in associazione con Autogas Nord, come si è appreso a luglio 2019. L'investimento previsto era di 50 milioni di euro per l'impianto e altri 50 per una nave cisterna.

Idee e studi di fattibilità lanciati nel 2016 con vari strumenti finanziari dalla Commissione Europea hanno coinvolto anche Genova, senza però avere un seguito. Nel luglio dell'anno seguente, l'Autorità portuale ha avviato una consultazione con i principali operatori energetici nazionali già attivi nel porto, per verificare la disponibilità di aree e volontà imprenditoriale. Dal sondaggio dell'Autorità sono emerse due possibili localizzazioni, Porto Petroli a Ponente della Città e la Calata oli minerali, all'ingresso ovest del Porto Antico.

Nello stesso periodo la MSC Crociere, che ha in Genova il porto di riferimento, aveva annunciato la costruzione di alcune navi da crociera a GNL ed aveva manifestato la necessità di fare rifornimento in loco. In precedenza Costa Crociere, che ha come base il porto ligure di Savona, aveva annunciato un programma di costruzione di navi da crociera a GNL.

A settembre 2017 è stata presentata una proposta dalle società Carmagnani, attiva dal 1904 nel commercio e stoccaggio di prodotti chimici, e dalla Superba del Gruppo PIR, che gestisce depositi petrolchimici, per un deposito di GNL da 50 mila m³ di GNL con annessa struttura di bunkeraggio per un investimento di 40 milioni di euro. Sono state identificate due possibili aree, quella della centrale Enel a carbone in dismissione e secondariamente nell'area di Ponte San Giorgio, entrambe alla base della storica Lanterna della città.

A fine 2017 si apprende che l'Eni starebbe lavorando su uno studio di fattibilità su richiesta dell'Autorità portuale. Tra le varie soluzioni prospettate lo scoglio maggiore sembra restare la scelta del sito. Nel frattempo venivano avviati progetti e cantieri in altre aree del Paese (vedi schede su Higas a Oristano e Depositi Italiani GNL a Ravenna).

Nel settembre 2018 e in altre occasioni successive alcuni rilevanti operatori marittimi e forze sociali hanno lanciato l'allarme sul ritardo del porto di Genova rispetto alla capacità di rifornire il GNL, mentre aumentava il numero di navi che lo utilizzeranno e alcuni ordini di traghetti previsti con alimentazione a GNL, operativi da Genova, sono stati rivisti tornando alla motorizzazione tradizionale .

Nel febbraio 2019 tutte le Amministrazioni pubbliche liguri interessate al deposito e allo sviluppo dell'uso del GNL anche nei trasporti terrestri pubblici e privati oltre che nelle attività portuali si sono accordate su un documento congiunto che auspica, in collaborazione congiunta e reciproca, la promozione e l'utilizzo del GNL in Liguria per la trazione come opportunità sia ambientale sia di sviluppo dell'intero territorio regionale.

Una localizzazione alternativa a quelle emerse negli anni sarebbe stata identificata alla foce del fiume Polcevera, tra Sanpierdarena e Cornigliano, a Ponente del centro città, come comunicato ad inizio ottobre 2019 dalle società Carmagnani e Superba, utilizzando 35 mila metri quadrati di un deposito container; la proposta non ha però avuto seguito.

Nel mese di dicembre 2019 viene rilanciato il progetto delle società Ottavio Novella e Autogas Nord con la costituzione di una società di scopo denominata GNLMed cui partecipa anche la società Fratelli Cosulich, attiva nei servizi marittimi. Le tre società partecipano con una quota del 33% ciascuna. Primo obiettivo la costruzione di una bettolina da 7.500 m³ di GNL. Prima di ordinare la nave, la GNLMed ha però richiesto che sia decisa la localizzazione del deposito costiero per poter servire gli scali di Genova e Savona.

Al momento nessun progetto ha avviato gli iter autorizzativi

2.3.3 Porto Torres – CIP Sassari

Tra il 2014 e il 2015 il Consorzio Industriale Provinciale di Sassari (CIPS), competente per lo sviluppo del polo industriale di Porto Torres, ha ipotizzato la realizzazione di un deposito costiero di GNL di capacità inferiore a 10 mila m³. A favore del progetto la possibilità di utilizzare per le operazioni di scarico e carico di GNL un pontile sottoutilizzato, posto al centro del porto industriale, con ampie possibilità di movimentazione delle navi.

Nel mese di dicembre del 2015 il CIPS ha siglato un'intesa con la Presidenza del Consiglio nell'ambito del Contratto d'area per le aree del Nord della Sardegna, per un totale di 7,5 milioni di euro. 3 milioni saranno utilizzati per il terminale modulare di GNL di 10 mila m³. Nel 2016 è stata richiesta all'Autorità portuale la concessione demaniale per l'area nella quale dovrebbe essere realizzato il deposito, con esito positivo.

L'ipotesi di metanizzare la Sardegna attraverso la realizzazione di un rigassificatore a Porto Torres ha attraversato tutti gli anni '90 del secolo scorso. La forte richiesta delle autorità locali per l'uso del metano anche nell'isola, mentre si andava completando la metanizzazione dell'Italia continentale, ha visto a lungo contrapporsi l'ipotesi di un gasdotto e quella di un rigassificatore. Entrambe le ipotesi non sembravano però economicamente sostenibili in considerazione degli scarsi consumi sardi.

Alla fine prevalse l'idea di un gasdotto dall'Algeria, che avrebbe attraversato la Sardegna da sud a nord per poi proseguire fino a Piombino. In questo caso sarebbe stata la domanda dell'Italia continentale a sostenere l'opera. Nel frattempo si erano sviluppate le prime reti cittadine alimentate con i gas tecnici, prodotti dalla raffineria di Sarroch. Dovendo estendere l'uso anche al resto dell'isola, in attesa della realizzazione del gasdotto, si è diffuso l'uso del GPL e dell'aria propanata.

Nell'ipotesi del rigassificatore Porto Torres era stato indicato sia per la presenza di un significativo polo industriale sia perché si prevedeva una conversione della contigua centrale elettrica a carbone di Fiume Santo dell'Enel. Con il tramonto dell'ipotesi gasdotto Galsi dall'Algeria, dovuto alla discesa dei consumi di gas dopo la crisi economica del 2008-2012, e dell'ipotesi del rigassificatore collegata, si è estesa la costruzione di reti cittadine alimentate con il GPL e l'aria propanata.

Le ipotesi formulate per la realizzazione di alcuni depositi costieri di GNL di piccole dimensioni per la metanizzazione delle reti sarde fin dal 2014 si sono dovute confrontare con le insistenti pressioni per la realizzazione di un gasdotto dalla Toscana. Dopo un paio di anni di valutazioni il Ministero dello sviluppo economico ha scartato l'ipotesi sia per motivi di sicurezza degli approvvigionamenti sia per il costo.

Nel luglio 2017 il MISE ha annunciato il prossimo avvio della procedura autorizzativa per Porto Torres dopo quelli di Santa-Giusta Oristano e Cagliari. Nel mese di ottobre la regione Sardegna ha autorizzato la realizzazione di una bioraffineria ad opera congiunta di Novamont e Versalis, nell'area industriale di Porto Torres, ipotizzando un'alimentazione dell'impianto con gas naturale derivato da GNL o con GPL.

Per l'approvvigionamento del gas naturale della Sardegna l'ENI ha manifestato, nel marzo 2018, la disponibilità a mettere a disposizione di un soggetto terzo proprie strutture e aree per la realizzazione di un terminale di rigassificazione nell'area di Porto Torres, oltre ad impegnarsi per fornire per due anni al mercato sardo GNL a un prezzo in linea con quello italiano.

Nell'aprile 2018 il MISE ha precisato la proposta dell'ENI su Porto Torres, dimensionato a 900 milioni di metri cubi di gas naturale valutandolo però sovradimensionato, e non coerente con la gradualità prevista per la metanizzazione della Sardegna.

Il CIPS nel giugno 2018 ha bandito una gara per la fornitura dei bracci di carico e scarico del GNL presso il pontile ASI nel porto industriale di Porto Torres, del valore di due milioni di euro. Annunciato contemporaneamente un successivo bando per la realizzazione dell'impianto di stoccaggio del GNL.

Nel mese di luglio 2019 l'Autorità portuale della Sardegna ha avviato l'iter il rinnovo della concessione demaniale per il terminal GNL di Porto Torres, confermando il parere favorevole già espresso sulla richiesta del 2016. Il progetto illustrato all'Autorità portuale prevede un partenariato pubblico-privato per la sia per la parte stoccaggio sia per i condotti criogenici per il trasferimento del GNL dal pontile all'impianto.

Nel febbraio del 2019 il Consorzio ha aggiudicato la gara per la fornitura dei tre bracci di carico e scarico del GNL al prezzo di 1.720 mila euro alla società Flexa, unico partecipante.

Al momento non risultano avviate le procedure autorizzative presso il Ministero dello sviluppo economico e presso il Ministero dell'Ambiente o presso la Regione Sardegna per la procedura di valutazione di impatto ambientale.

Figura 8. Porto Torres ipotesi di localizzazione del progetto di deposito costiero di C.I.P. Sassari



Fonte: C.I.P. Sassari

Tabella 9. Deposito costiero C.I.P. Sassari - Porto Torres

Operatore	C.I.P. Sassari
Localizzazione	Porto Torres
Stato infrastruttura	In corso di progettazione
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	10.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	7500
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	64.100
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 7 serbatoi da 1430 m3 criogenici, in pressione, cilindrici, orizzontali, di tipo "Full containment" costituito da doppio sistema di contenimento in acciaio.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Recupero del BOG Tramite: invio alla compressione per la l'alimentazione della rete di distribuzione, e alla compressione per il distributore di GNC
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	750
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	20.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	90
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	NO
Facility di ship-loading	-
Capacità di carico (m3/h)	-
Bettoline per bunkeraggio GNL**	NO
Capacità (m3)	-
Distributore di GNL	SI
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	1.260
Distributore GNC	SI
Infrastruttura regolata	n.d.
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	n.d.
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.4 Depositi costieri SSLNG nel Mediterraneo

2.4.1 Gibilterra

A fine agosto 2016 con un comunicato congiunto del Governo di Gibilterra e della compagnia petrolifera Shell, è stato ufficializzato l'accordo per la costruzione di un deposito di GNL per la rigassificazione del gas naturale e il rifornimento di una nuova centrale termoelettrica, già in costruzione di 80 MW, per fornire l'elettricità a tutta la regione.

L'accordo ha previsto anche la costruzione del terminal per la logistica del GNL. L'entrata in servizio dell'impianto era prevista per la seconda metà del 2017. Il rifornimento, lo stoccaggio e la rigassificazione sono operati da Gasnor, la società controllata da Shell specializzata nel GNL di piccola scala, all'epoca attiva nel Nord Europa già da 10 anni.

Prevista nell'accordo anche la possibilità di rifornire navi. Nel mese di marzo 2015 si erano già svolte due operazioni di rifornimento ship to ship nel porto di Gibilterra..

La capacità prevista dell'impianto di stoccaggio era di 5 mila metri cubi di GNL, divisi in 5 serbatoi da mille m3 ciascuno. Il terminale prevedeva circa due rifornimenti al mese, in funzione delle necessità della centrale. Deciso anche che i rifornimenti si sarebbero svolti solo di notte, per non disturbare l'attività del porto ed del vicino aeroporto.

L'impianto è stato completato e inaugurato solo nella primavera del 2019, sostituendo la produzione elettrica a Diesel. Il primo rifornimento di GNL è stato effettuato nel gennaio dello stesso anno per i test e l'avvio dell'impianto ad opera della nave cisterna Coral Methane. La nave, costruita nel 2009 per il trasporto del GPL, è stata modificata per il bunkeraggio di GNL nel 2018. In affitto a Shell ed operata dall'armatore Anthony Vender.

In coincidenza, nello stesso mese di gennaio 2019, la Coral Methane, proveniente dal mare del Nord, ha iniziato i rifornimenti ship to ship della nave da Crociera Aida Nova, del Gruppo Aida Cruisers controllato dal Gruppo Carnival, nel porto Santa Cruz de Tenerife, nelle Isole Canarie.

Da allora, la Coral Methane ha svolto con regolarità il rifornimento quindicinale di GNL a Gibilterra, proseguendo nella rotta verso le Canarie e poi verso il porto di Barcellona, dove ha rifornito prima la Aida Nova, entrata nel Mediterraneo nell'aprile 2019, poi sostituita a fine anno dalla Costa Smeralda, nuova ammiraglia di Costa Crociere.

Figura 9. Deposito costiero Gasnor – Porto di Gibilterra



Fonte: Gasnor

Tabella 10. Deposito costiero Gasnor - Porto di Gibilterra

Operatore	Gasnor AS
Localizzazione	Gibilterra
Stato infrastruttura	Operativa dal 2019
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	5.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	340.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 5 serbatoi serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	n.d.
Infrastruttura di approdo	n.d.
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	n.d.
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	8.500
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	NO
Baie di carico	-
Capacità di carico (m3/h)	-
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	NO
Facility di ship-loading	-
Capacità di carico (m3/h)	-
Bettoline per bunkeraggio GNL**	NO
Capacità (m3)	-
Distributore di GNL	NO
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	n.d.
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	NO
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.4.2 Patrasso (Grecia)

L'ipotesi di un deposito costiero nel porto di Patrasso, in Grecia, sul Mar Ionio, è stata formulata nel 2015 nell'ambito del Programma Poseidon Med II, cofinanziato dalla Commissione Europea, sviluppato per la promozione dell'uso del GNL in ambito marittimo.

Il programma, ha coinvolto tre paesi: Grecia, Italia e Cipro, sei porti europei (Pireo, Patrasso, Limassol, Venezia, Heraklion, Igoumenitsa) e il terminal GNL greco di Revithoussa, ad ovest di Atene. La Commissione ha stanziato 53 milioni di euro e le attività dovranno concludersi entro il 2020.

Nell'ambito del progetto europeo sono state analizzate le navi traghetto che svolgono servizio sulle rotte tra il greco e i porti italiani di Ancona e Bari, per valutare le necessità di GNL, in modo da quantificare la capacità di stoccaggio. Nello studio, al quale ha collaborato il Lloyd Register, è stata anche valutata la domanda potenziale di gas naturale per le industrie e i consumi civili.

Nel luglio 2016 il Ministero dell'ambiente e dell'energia greco, dopo l'analisi ambientale, di sicurezza ed economica, ha dato un primo assenso alla costruzione dell'impianto nell'area sud del porto, in una area di 25 mila metri quadrati all'estuario del fiume Glafkos. La capacità di stoccaggio è stata prevista in 3 mila m³ di GNL.

Nell'aprile 2018 è stato annunciato l'inizio della costruzione nel 2020, finanziato al 50% dalla Commissione Europea e il restante a carico dei partner privati. Prevista anche la costruzione di una nave cisterna per le operazioni di rifornimento ship to ship, che si rifornirà presso il rigassificatore di Revithoussa. I consumi industriali e civili riguarderanno anche le città di Agrinio e Pyrgos oltre a Patrasso.

Nel mese di luglio 2019 il Governo greco ha dato l'assenso finale all'iniziativa, con previsione di entrata in funzione dell'impianto entro il 2022 e la possibilità di ampliarlo se aumentasse la domanda di GNL per gli usi previsti.

Nel marzo 2020 la società greca DEPA, operatore del trasporto di gas in Grecia e del rigassificatore di Revithoussa, partecipata dall'italiana Snam, ha annunciato la costruzione di una nave cisterna di 3000 m³ di capacità di GNL, in grado di servire il porto del Pireo ma anche altri porti, come Patrasso.

Al momento la costruzione del deposito non è ancora iniziata.

2.5 Depositi costieri SSLNG nel Nord Europa

Per un termine di paragone significativo, nello scenario europeo, delle iniziative italiane per la realizzazione di depositi costieri SSLNG, è necessario considerare la realtà dello sviluppo di questo tipo di infrastrutture nel Nord Europa e in particolare nei paesi scandinavi, dove la filiera SSLNG è già operativa da tempo. In particolare si sono considerati come rappresentativi i casi di cinque depositi costieri SSLNG: due in Finlandia (Pori e Tornio), Due in Norvegia (Øra e Risavika) e uno in Svezia (Lysekil) le cui localizzazioni sono mostrate nella **Figura 10**.

Figura 10. Depositi costieri SSLNG nei paesi scandinavi



Fonte: elaborazione STF

2.5.1 Tornio (Finlandia)

Nel gennaio 2014 la società finlandese Warstila, attiva in tutta la filiera industriale del GNL, incluso lo small scale, ha presentato alle autorità il progetto per un deposito costiero a Tornio, in località Röyttä, nella Finlandia settentrionale, da realizzare “chiavi in mano”. Nel settembre il progetto ottiene l’impegno del Ministero dell’economia per un finanziamento statale, come per l’impianto di Pori (vedi paragrafo successivo 2.5.2).

La fornitura dell’impianto, primo terminal di importazione di GNL elaborato dalla Società, prevedeva le attrezzature complete per lo scarico, lo stoccaggio e la rigassificazione del GNL. La capacità di stoccaggio di GNL era di 50 mila metri cubi con un accordo di manutenzione della durata di 10 anni. Capacità di ricezione del GNL si 3.000 m3 all’ora.

Nel dicembre 2014 Wartsila ha ottenuto la piena autorizzazione d’inizio lavori, prevedendo l’avvio del cantiere nel gennaio 2015. Investimento complessivo previsto in 110 milioni di euro.

Contraente dell’incarico del terminal di importazione del gas naturale è la Manga LNG Oy, joint venture tra le società industriali Outokumpu e SSAB Europe, la compagnia energetica EPV Energy e la Gasum, compagnia energetica leader nel settore del gas naturale e del biogas in Finlandia, Svezia e Norvegia, oltre che principale importatore di GNL.

L’impianto prevedeva attività di rifornimento di GNL per le navi e per ogni altro tipo di utenze, comprese le miniere, le fabbriche e altri clienti industriali in Finlandia settentrionale e nella confinante Svezia. Tra le principali utenze la locale acciaieria Outokumpu, che sarà collegata da un gasdotto, ma saranno anche disponibili trasporti su gomma e rotaia. Sarà servita l’intera regione della baia di Botnia, nell’estremità settentrionale del Mar Baltico, che non è raggiunta da gasdotti.

Nel novembre 2017 il deposito ha ricevuto il primo carico di GNL per la fase di test e avvio delle attività, scaricato dalla nave cisterna Coral Energy costruita nel 2012 dall’armatore olandese Antony Vender ed è operata dalla Skangas, del gruppo Gasum. La capacità di carico è di 15.600 m3 di GNL. Attualmente opera nei mari dei Caraibi.

Nel mese di giugno 2019 il Tornio Manga LNG Terminal ha iniziato le attività a pieno regime. L’impianto è il secondo in Finlandia, e anche se di dimensioni maggiori alla media dei depositi costieri small scale come capacità, risponde in pieno alla logica dello sviluppo del GNL per servire ogni tipo di utenze in condizioni off grid. E’ un caso analogo allo sviluppo del GNL per la metanizzazione della Sardegna (vedi paragrafo 2.2.1), anche se in questo caso sono previsti più depositi di minore capacità.

Figura 11. Deposito costiero Manga LNG – Tornio (Finlandia) e metaniera SSLNG “Coral Energy”



Fonte: Gasum

Tabella 11. Deposito costiero Manga LNG - Tornio (Finlandia)

Operatore	Manga LNG Oy
Localizzazione	Tornio (Finlandia)
Stato infrastruttura	Operativa da giugno 2019
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità utile di stoccaggio (m3)	50000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	n.d.
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, fuori terra, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 40 m ed un'altezza fuori terra di circa 54 m.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	n.d.
Infrastruttura di approdo	n.d.
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	3000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	18.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	n.d.
Capacità di carico (m3/h)	75
Carico Vagoni cisterna	SI
Carico di isocontainer di GNL	n.d.
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	SI
Capacità di carico (m3/h)	300
Bettoline per bunkeraggio GNL**	n.d.
Capacità (m3)	n.d.
Distributore di GNL	
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	54.500
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	n.d.
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	97,9

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.5.2 Pori (Finlandia)

Nel settembre del 2014 il Ministro dell'Economia finlandese ha concesso un finanziamento pubblico per un progetto di deposito costiero di GNL a Pori, in località Tahkoluoto, nella Finlandia occidentale nel Golfo di Botnia, presentato dalla Skangass, società controllata di Gasum specializzata nel GNL fondata nel 2007. Analogo impegno per il progetto di Tornio (vedi paragrafo precedente 2.5.1)

Obiettivo del progetto rifornire di gas naturale un ampio tratto di costa dalla città di Hanko fino a Kokkola, dove arriva la competenza del deposito di Tornio, in costruzione quasi contemporanea. Il deposito di Pori prevede una capacità di stoccaggio di 30 mila metri cubi di GNL, e il completamento dell'impianto entro l'autunno del 2016.

Nel mese di novembre 2014 Skangass precisa la compagine operativa, con principale operatore la società petrolifera pubblica Neste Jacobs, e partner KVL-Tekniikka Oy, per i lavori di costruzione e preparazione del sito e FCC Industrial, per il serbatoio di stoccaggio con subappaltatori Destia Ltd e Rudus Oy.

Con Tornio e Pori saliranno a tre i depositi costieri di Skangass, che nell'estate dello stesso anno ha avviato l'operatività dell'impianto di Lysekil, in Svezia (vedi paragrafo successivo 2.5.3). Per rifornire questi impianti Skangass ha a disposizione 2 navi cisterna e un contratto di approvvigionamento di lungo termine con il liquefatore di Risavika, nell'estremo nord della Norvegia.

Nell'aprile 2015 è stata completata la parte strutturale dell'impianto, che ha rispettato le tempistiche previste. L'area del terminale comprende il serbatoio di stoccaggio del GNL, alto 35 metri e diametro esterno di 42 m, le banchine di carico e scarico per il rifornimento di navi e tre boe per le autocisterne di GNL.

A metà febbraio 2016 è stato completato anche l'impianto di rigassificazione che fornirà gas naturale per le utenze civili e industriali più vicine, sostituendo petrolio e GPL con la posa di gasdotti anche offshore (12 km) per raggiungere il parco industriale di Kaanaa e altri insediamenti industriali.

Nel mese di luglio 2016 è arrivato al terminal di Pori il primo carico di GNL, portato dalla nave cisterna Coral Energy dall'Europa nord-occidentale. Dopo una fase di prove, le consegne commerciali ai clienti inizieranno a settembre.

Grazie al rispetto dei tempi di costruzione e messa in opera, quello di Pori è stato il primo deposito costiero multiservizio ad entrare in funzione. L'investimento totale del progetto è ammontato a 81 milioni di euro con un contributo di 23 milioni di euro dal Governo, approvato dalla Commissione Europea come aiuto di stato legittimo, perché destinato a ridurre l'impatto ambientale.

Pori è l'unico deposito di GNL nel Golfo di Botnia in cui le navi possono rifornirsi direttamente da un terminal. Prevista l'apertura di alcune stazioni di rifornimento di GNL nell'estate del 2017, mentre nei progetti futuri dell'impianto il passaggio al biogas liquefatto (LBG) senza ulteriori investimenti.

Il deposito di Pori è un'infrastruttura regolata dall'Autorità per l'energia finlandese che stabilisce condizioni di accesso e tariffe dei servizi che vengono descritti nel paragrafo 4.3.

Figura 12. Deposito costiero Gasum – Pori (Finlandia)



Fonte: Gasum

Tabella 12. Deposito costiero Gasum - Pori (Finlandia)

Operatore	Gasum
Localizzazione	Pori (Finlandia)
Stato infrastruttura	Operativa da settembre 2016
Stato area di insediamento deposito	Area portuale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	30.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	27000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	n.d.
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 1 serbatoio, cilindrico verticale fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 42 m ed un'altezza di circa 35 m.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	n.d.
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1.000-1500
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	5.000-18.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	n.d.
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	SI
Capacità di carico (m3/h)	n.d.
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	n.d.
Distributore di GNL	
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	30.000
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	SI
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	SI
Truck-Loading (€/carico)	750
Ship-unloading (€/scarico)	12000
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	270
Costo di investimento complessivo (M€)	81

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metanieri SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.5.3 Lysekil (Svezia)

Il deposito costiero di GNL di Gasum a Lysekil, sulla parte settentrionale della costa occidentale della Svezia, a circa 100 km da Stoccolma, è dotato di un impianto di stoccaggio di 30 mila metri cubi di capacità. Il terminal è attrezzato per rifornire le navi cisterna, le autobotti e con GNL rigassificato le industrie dell'area. L'impianto è autorizzato a trattare 250 mila tonnellate all'anno di GNL.

Nel novembre 2012 la società tedesca The Linde Group comunica l'incarico della per costruire un terminal di importazione di GNL di medie dimensioni. Il contratto (ingegneria, costruzione e installazione) ha un valore di circa 44 milioni di euro. I lavori includono l'integrazione delle strutture del serbatoio criogenico, che sarà realizzato da una terza parte. Il nuovo terminal è programmato per iniziare le attività entro due anni.

L'incarico di realizzare il serbatoio criogenico in soluzione unica, con diametro di 34 metri e 27 di altezza. metri, impianto unico è stato poi assegnato alla tedesca Caverion.

Inaugurato nell'ottobre 2014, con Scangas ha collaborato al progetto la raffineria Preem, che ne è anche il maggior cliente, rifornito con un gasdotto di circa 10 km. Un altro importante cliente è la SSAB di Borlange, che dista 420 km, rifornito da autocisterne settimanali.

Nel novembre 2014 Gasum raggiunge un accordo con l'italiana ENI per la fornitura di GNL dall'impianto di rigassificazione di Zeebrugge, in Belgio, con la nave cisterna Coral Energy. Il fornitore principale sarà comunque l'impianto di liquefazione di Risavika, in Norvegia (vedi paragrafo 2.5.5).

Gasum ha comunicato nell'ottobre 2017 di aver effettuato il primo rifornimento di GNL dal rigassificatore Statoil nell'isola di Melkøya, fuori Hammerfest, in Norvegia, con la nave cisterna Coral Energy per essere consegnato a Lysekil.

Figura 13. Deposito costiero Gasum – Lysekil (Svezia)



Fonte: Gasum

Tabella 13. Deposito costiero Gasum - Lysekil (Svezia)

Operatore	Gasum
Localizzazione	Llysekil (Svezia)
Stato infrastruttura	Operativa dal 2014
Stato area di insediamento deposito	n.d.
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	30.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	n.d.
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	250.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 38 m ed un'altezza fuori terra di circa 45 m.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	n.d.
Infrastruttura di approdo	n.d.
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	n.d.
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	n.d.
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	n.d.
Capacità di carico (m3/h)	n.d.
Carico Vagoni cisterna	n.d.
Carico di isocontainer di GNL	n.d.
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	1
Capacità di carico (m3/h)	n.d.
Bettoline per bunkeraggio GNL**	SI
Capacità (m3)	n.d.
Distributore di GNL	
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	27.000
Rigassificazione per rete di distribuzione	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	n.d.
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	70 – 85

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.5.4 Øra (Norvegia)

Il terminal di Gasum di Øra, si trova nella periferia industriale di Fredrikstad, nella Norvegia meridionale, vicino al confine con la Svezia. Ha una capacità di 5.900 metri cubi 3 di GNL, contenuti in 9 serbatoi di stoccaggio di diverse dimensioni. La costruzione è iniziata nel 2010 e si è conclusa alla fine del 2011, per fornire sia GNL alle autobotti e alle navi sia gas compresso per le altre utenze, anche nella parte orientale del Paese.

Tra i principali obiettivi del deposito, al cui finanziamento ha contribuito la società pubblica Enova, il rifornimento, attraverso una rete locale, realizzata durante la costruzione dell'impianto, delle industrie presenti nell'area che utilizzano olio combustibile e propano.

Di rilievo l'alimentazione della Gyproc, produttrice di prodotti per l'edilizia, del gruppo Saint-Gobain con consumi di gas di circa 76 GW/h. il deposito rifornisce tra le 15 e le 20 autobotti al giorno.

Tra i clienti dell'impianto anche industrie sulle coste nel fiordo della capitale Oslo, collegata da canali marini naturali, oltre ad imprese svedesi di oltreconfine. La costruzione è avvenuta in parallelo con la realizzazione dell'impianto di Risavika (vedi paragrafo successivo 2.5.5) destinato a rifornire quello di Øra.

Nel settembre 2017 l'impianto ha iniziato ad essere rifornito dalla nave cisterna Coralius, con capacità di 5.800 m³, una petroliera modificata dall'armatore Furetank Rederi, proveniente dall'impianto di liquefazione di Rasavika. La Coralius ha anche effettuato il primo rifornimento da nave a nave in acque internazionali tra Frederikstad, la Danimarca e Göteborg, Svezia.

Nel dicembre 2018 il Terminal ha subito una fuga di gas che ha portato alla messa in sicurezza dell'area, senza però conseguenze e l'attività è ripresa in poco tempo.

Figura 14. Deposito Costiero Gasum - Øra (Norvegia)



Fonte: Gasum

Tabella 14. Deposito costiero Gasum - Øra (Norvegia)

Operatore	Gasum
Localizzazione	Øra (Norvegia)
Stato infrastruttura	Operativa dal 2011
Stato area di insediamento deposito	n.d.
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	6.400
Capacità utile di stoccaggio (m3)	5.900
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	170.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità complessiva di 6.500 m3, ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	n.d.
Infrastruttura di approdo	n.d.
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	n.d.
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	15.000
Impianto di liquefazione	NO
Capacità (t/a)	-
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	n.d.
Capacità di carico (m3/h)	n.d.
Carico Vagoni cisterna	n.d.
Carico di isocontainer di GNL	n.d.
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	NO
Facility di ship-loading	-
Capacità di carico (m3/h)	-
Bettoline per bunkeraggio GNL**	NO
Capacità (m3)	-
Distributore di GNL	
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	NO
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-
Rigassificazione per rete di distribuzione	SI
Capacità di rigassificazione (m3/h)	n.d.
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	n.d.
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

2.5.5 Risavika (Norvegia)

Il deposito costiero di Risavika (Gasum 51%, Lyse 49%), nel comune di Sola, vicino alla città di Stavanger, si caratterizza per essere collegato un impianto di piccola taglia che provvede alla liquefazione del gas naturale in GNL. Il gas arriva con condotte sottomarine della Lyse dall'impianto di ricezione di petrolio e gas di Kårstø a nord di Stavanger. A Kårstø arrivano il petrolio e il gas del giacimento Statfjord nel Mare del Nord.

L'impianto di stoccaggio di GNL di Risavika, denominato LNG Production SA, attivo dal 2011, ha una capacità nominale di 30 mila metri cubi, in serbatoio unico in cemento armato e rivestimento interno di piastre di acciaio ed è in grado di trattare 300 mila tonnellate di GNL all'anno. Si tratta di un serbatoio unico. L'impianto non svolge attività di rigassificazione e la sua funzione principale è fornire il GNL direttamente da terra alle navi utilizzatrici, alle navi cisterna e alle autobotti.

Nel 2014 è stato implementato il sistema per la fornitura del GNL alle banchine, con la posa di circa 750 metri di condotte criogeniche. L'intervento è stato necessario per rifornire le navi traghetto a GNL che fanno la spola tra Norvegia e Danimarca.

Le tre banchine sono lunghe complessivamente oltre 360 metri, con 10 di profondità. Le navi cisterna che fanno scalo a Risivika vanno prevalentemente a rifornire gli altri depositi costieri di Gasum, oltre che in Norvegia, come quello di Ora (vedi paragrafo precedente 2.5.4), ma anche in Svezia e Finlandia.

Nel 2015 sono iniziati i rifornimenti dei traghetti con l'uso di bracci di carico simili a quelli impiegati per le grandi metaniere ma progettati specificamente per le operazioni di rifornimento delle navi di tutti i tipi. I bracci di carico garantiscono maggiore velocità e sicurezza delle operazioni.

Nell'aprile 2016 Gasum ha acquistato l'intera capacità di produzione dell'impianto di liquefazione rafforzando la propria posizione di operatore leader del GNL nel mercato del Mare del Nord.

Figura 15. Deposito costiero e impianto di liquefazione Gasum - Risavika



Fonte: Gasum

Tabella 15. Deposito costiero Gasum - Risavika (Norvegia)

Operatore	Gasum
Localizzazione	Risavika (Norvegia)
Stato infrastruttura	Operativa dal 2011
Stato area di insediamento deposito	Area industriale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	30.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	28000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)*	700.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 1 serbatoio, fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera (m3/h)	1.000
Metaniera SSLNG di approvvigionamento** (m3)	n.d.
Impianto di liquefazione	SI
Capacità (t/a)	300.000
Servizi SSLNG	
Truck-Loading	SI
Baie di carico	2
Capacità di carico (m3/h)	65
Carico Vagoni cisterna	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI
Facility di ship-loading	3
Capacità di carico (m3/h)	200-1.000
Bettoline per bunkeraggio GNL**	n.d.
Capacità (m3)	n.d.
Distributore di GNL	
Altri servizi	
Rigassificazione per rete di trasporto***	n.d.
Capacità di rigassificazione (m3/h)	n.d.
Rigassificazione per rete di distribuzione	n.d.
Capacità di rigassificazione (m3/h)	n.d.
Distributore GNC	NO
Infrastruttura regolata	n.d.
Tariffe servizi SSLNG (costi fissi)	-
Truck-Loading (€/carico)	-
Ship-unloading (€/scarico)	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-
Costo di investimento complessivo (M€)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi e le bettoline per il bunkeraggio del GNL sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

*** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

3. Normativa e regolazione per i depositi costieri SSLNG in Italia

3.1 La direttiva 2014/94/UE, il Dlgs n. 256/2017 e il Quadro Strategico Nazionale per il GNL

3.1.1 Il GNL nella direttiva 2014/94/UE

La direttiva 2014/94/UE individua esplicitamente il GNL come combustibile alternativo per consentire alle navi di soddisfare i requisiti di riduzione del contenuto di zolfo nei combustibili per uso marittimo nelle zone di controllo delle emissioni, come previsto dalla direttiva 2012/33/UE¹, e indica l'obiettivo dello sviluppo di una rete centrale europea di punti di rifornimento per le navi alimentate a GNL che includa: terminali, stoccaggi, approdi attrezzati per rifornimento tramite autocisterne, e navi cisterna per il trasporto e il bunkeraggio.

Per il trasporto su strada l'uso del GNL viene individuato come tecnologia efficace ed economica per consentire ai veicoli pesanti di rispettare i limiti in materia di emissioni previsti dalle norme Euro VI, di cui al regolamento (CE) n. 595/2009², e viene indicato l'obiettivo di garantire un sistema di distribuzione adeguato tra gli impianti di stoccaggio intermedio e le stazioni di rifornimento per i mezzi alimentati a GNL.

Rilevante l'obiettivo secondo cui, lungo la rete centrale delle direttrici individuate dal programma TEN-T, gli Stati membri dovrebbero garantire la realizzazione di stazioni di rifornimento aperte al pubblico. La distanza indicativa tra le stazioni di rifornimento per i mezzi alimentati a GNL non dovrebbe superare i 400 Km.

Viene affrontato anche il problema cruciale della disponibilità e dell'omogeneità delle norme tecniche. Tra le finalità generali vi è quindi quella di stabilire specifiche tecniche comuni per le infrastrutture necessarie alla diffusione dei combustibili alternativi. Viene stabilito che l'UE persegue l'elaborazione da parte degli organismi competenti a livello europeo delle norme tecniche necessarie sia per la filiera del trasporto marittimo che terrestre. Inoltre, in assenza di norme tecniche rese disponibili dagli organismi competenti, viene conferita anche la delega alla Commissione per l'adozione di atti che definiscano i requisiti tecnici comuni, in particolare per le interfacce degli impianti di bunkeraggio delle navi alimentate a GNL per gli aspetti di sicurezza nello stoccaggio terrestre e le procedure di bunkeraggio, sempre con riferimento ai punti di rifornimento delle imbarcazioni alimentate a GNL.

La direttiva 2014/94/UE prevede che ogni Paese si doti di un quadro strategico nazionale (QSN) che comprenda i seguenti elementi:

- valutazione dello stato attuale e degli sviluppi futuri del GNL come combustibile alternativo;
- obiettivi nazionali per la realizzazione dell'infrastruttura per il GNL;
- misure necessarie per raggiungere gli obiettivi nazionali.

¹ Direttiva 2012/33/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 novembre 2012, che modifica la direttiva 1999/32/CE del Consiglio relativa al tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo (GU L 327 del 27.11.2012).

² Regolamento (CE) n. 595/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 giugno 2009, relativo all'omologazione dei veicoli a motore e dei motori riguardo alle emissioni dei veicoli pesanti (euro VI) e all'accesso alle informazioni relative alla riparazione e alla manutenzione del veicolo e che modifica il regolamento (CE) n. 715/2007 e la direttiva 2007/46/CE e che abroga le direttive 80/1269/CEE, 2005/55/CE e 2005/78/CE (GU L 188 del 18.7.2009).

In particolare, la direttiva prevede che, anche attraverso il quadro strategico nazionale, in ogni Paese membro:

- venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL nei porti marittimi, per consentire la navigazione di navi alimentate a GNL nella rete centrale TEN-T;
- venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL nei porti marittimi e della navigazione interna per consentire la navigazione di navi alimentate a GNL nella rete centrale TEN-T;
- i porti marittimi e della navigazione interna con punti di rifornimento di GNL nella rete TEN-T vengano designati nel quadro strategico nazionale;
- venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete stradale centrale TEN-T per i veicoli pesanti alimentati a GNL;
- venga garantita la disponibilità di un sistema di distribuzione del GNL, comprese le strutture di carico per veicoli cisterna di GNL, per rifornire i punti di rifornimento presso i porti e la rete stradale.

Gli Stati membri dovevano notificare alla Commissione i rispettivi quadri strategici nazionali entro il 18 novembre 2016, in corrispondenza della data fissata per il recepimento della direttiva. Successivamente è prevista una procedura di monitoraggio che prevede una relazione da parte di ogni Paese dovrà documentare lo sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi e in particolare, per il GNL, i punti di rifornimento nei porti e le stazioni di rifornimento accessibili al pubblico per i mezzi su gomma. La direttiva 2014/94/UE prevede anche che i quadri strategici nazionali “possano consistere di diversi piani, strategie o altra documentazione sulla pianificazione elaborata separatamente o in modo integrato”.

3.1.2 Il Quadro Strategico Nazionale per il GNL (QSN-GNL) e i depositi costieri SSLNG

L'Italia ha adottato il proprio QSN come allegato al Dlgs n. 256/2017 di recepimento della direttiva 2014/94/UE. Il documento ha la forma di atto di indirizzo delegificato, che può essere modificato con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (DPCM) su proposta del MIT di concerto con il MSE, il MATT e il MEF, (art. 3, comma 5 del Dlgs n. 257/2016), e deve essere aggiornato con cadenza triennale. Il QSN ha il compito di formulare organicamente a livello nazionale le politiche di promozione per ogni tipologia di combustibile alternativo, partendo da una valutazione sullo stato attuale congiunta agli sviluppi futuri dei rispettivi mercati. Sulla base di questa formulazione devono essere definiti gli obiettivi nazionali di sviluppo delle relative infrastrutture e devono essere formulate misure per la semplificazione delle procedure amministrative, nonché misure di promozione e sostegno come specificato ai commi 7 e 8 dell'articolo 3 del Dlgs n. 257/2016.

La prima sottosezione della Sezione C è la parte del Quadro Strategico Nazionale dedicata al GNL (QSN-GNL) che, oltre al campo degli usi finali del GNL per i trasporti, include anche “altri usi” costituiti dalle applicazioni della filiera dello SSLNG circa la fornitura di gas naturale alle utenze industriale e civili *off-grid*.

L'articolo 6 del Dlgs n.257/2016 richiama i contenuti fondamentali del QSN-GNL, costituiti da:

- le indicazioni per la realizzazione di punti di rifornimento per le imbarcazioni alimentate a GNL dei porti marittimi (entro il 2025) e per la navigazione interna (entro il 2030) lungo la rete centrale TEN-

T con l'individuazione di tre "macroaree" costituite: 1) dall'area mar Tirreno e mar Ligure, 2) dall'area mari del sud Italia; e 3) e dall'area mare Adriatico;

- le indicazioni per la realizzazione dei punti di rifornimento di GNL accessibili al pubblico per i mezzi stradali pesanti lungo le tratte italiane della rete centrale TEN-T, con almeno un punto accessibile ogni 400 km dei circa 3,300 km complessivi, divisi in 3 principali corridoi:
 - Asse Palermo–Napoli–Roma-Bologna-Modena-Milano-Verona-Brennero;
 - Asse Genova-Milano-Chiasso e Genova Voltri-Alessandria-Gravellona Toce;
 - Asse Frejus-Torino-Milano-Bergamo-Verona-Padova-Venezia-Trieste

Ne risulterebbero, secondo una prima ipotesi semplificata, un numero non inferiore a 10, numero ampiamente superato dall'attuale sviluppo della rete di distributori a GNL.

- Le indicazioni per il sistema di distribuzione per la fornitura del GNL, comprese le strutture di carico delle autocisterne di GNL. Le previsioni di mercato, riportate nella Tabella 11, indicano in particolare per il 2030 la realizzazione di almeno 10 punti di carico per autocisterne criogeniche e 20 punti rifornimento per i mezzi navali alimentati a GNL.

Il QSN-GNL prevede, per le infrastrutture di base della catena logistica di distribuzione primaria del GNL, la presenza in Italia nel 2030 di 5 terminali dotati di stoccaggio e *facilities* SSLNG, nonché di 30 depositi costieri intermedi (con taglie tra i 1,500 ei 10,000 mc), che sarebbero in grado consentire il funzionamento dei 10 punti di carico di autocisterne criogeniche per il trasporto del GNL, e dei 20 punti di rifornimento di navi alimentate a GNL operanti nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna. Tale dotazione infrastrutturale dovrebbe consentire la distribuzione del GNL richiesto dai diversi settori di usi finali, stimato pari a 5,3 milioni di tonnellate annue nello scenario minimo e a 7,1 in quello massimo (vedi Tabella x). In questo scenario ogni terminale movimenterebbe mediamente 1,2 milioni di tonnellate annue, e ogni deposito intermedio circa 200,000 t/a.

Gli indirizzi e gli obiettivi del QSN-GNL adottato a fine 2016 sono stati confermati e ricompresi nei successivi principali atti di indirizzo della politica energetica nazionale italiana, costituiti dalla Strategia Energetica nazionale approvata a fine 2017 (SEN 2017) e dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEC), notificato in via definitiva alla Commissione UE nel gennaio del 2020.

Tabella 16. Previsioni infrastrutturali e di mercato per SSLNG al 2020, 2025 e 2030 del Quadro Strategico Nazionale

Applicazione	Previsioni 2020	Previsioni 2025	Previsioni 2030	Note
Impianti di stoccaggio (primari) presso terminali di rigassificazione e/o terminali di ricezione	3	4	5	Depositi da 30.000-50.000 m ³
Impianti di stoccaggio (secondari) di GNL	5	15	30	Taglie da 1.500 a 10.000 m ³
Impianti di rifornimento di metano integrati con GNL	2%	10%	800	
Mezzi di trasporto pesante su strada a GNL- veicoli nuovi			12% - 15% (30-35.000)	% del parco circolante sia mono fuel che dual fuel
Domanda di GNL per trasporto pesante (t/a)	400.000	1.250.000	2.500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (t/a)			500.000	(Min.)
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (t/a)			1.000.000	(Max.)
Domanda di GNL nel mercato <i>off-grid</i> , industria (t/a)			1.000.000	(Ipotesi minima con prezzo petrolio a 30\$/b)
Domanda di GNL nel mercato <i>off-grid</i> , industria (t/a)			2.000.000	(Ipotesi Massima con prezzo petrolio 100 \$/b)
Domanda di GNL nel mercato <i>off-grid</i> , civile (t/a)			300.000	(Ipotesi minima con prezzo petrolio a 30\$/b)
Domanda di GNL nel mercato <i>off-grid</i> , civile (t/a)			600.000	(Ipotesi Massima con prezzo petrolio 100 \$/b)
Domanda di GNL <i>bunker</i> (t/a)		800.000	1.000.000	
Mezzi navali alimentati a GNL di nuova costruzione	2	20	35	
Conversione di mezzi navali alimentati a GNL	5	20	25	
Punti di carico per i veicoli cisterna di GNL	5	7	10	
N. di punti rifornimento stradale accessibili al pubblico lungo la rete TEN-T	3	5	7	
Punti rifornimento di GNL per mezzi navali che operano nei porti marittimi e per la navigazione interna	10	12	20	

Fonte: Allegato III dello Schema di Dlgs n. 257/2016

3.1.3 La normativa per i depositi costieri SSLNG nel Dlgs 257/2016

Un intero capo del Dlgs 257/2016 è dedicato a disposizioni per le infrastrutture di GNL (articoli da 9 a 14), dove vengono affrontati temi che vanno molto oltre l'ambito infrastrutturale trattato per gli altri combustibili alternativi, che si limita principalmente alla rete distributiva per i veicoli stradali.

Per il GNL la normativa coinvolge: terminali di rigassificazione, depositi costieri SSLNG, reti di trasporto e reti di distribuzione del gas naturale connesse al downstream del GNL.

L'articolo 9 prevede "Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di interesse nazionale", nel quale viene disciplinato il procedimento autorizzativo per la realizzazione e l'esercizio degli stoccaggi di GNL connessi o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, o di parti isolate della stessa; infrastrutture che vengono considerate strategiche ai sensi

della lettera i, comma 7 dell'art 4 della L. n. 239/2004 e s.m.i.. In questo comma il richiamo alla realizzazione di parti isolate della rete nazionale di trasporto del gas si riferisce alla situazione della Sardegna.

Il comma 2 dell'art 9 stabilisce che i gestori di tali infrastrutture sono soggetti agli obblighi di servizio pubblico disciplinati dall'ARERA. Il procedimento autorizzativo viene attribuito al MSE. L'articolo 9 introduce una norma per la pubblicità dei procedimenti autorizzativi delle infrastrutture di stoccaggio e trasporto SSLNG destinate all'alimentazione di reti del gas naturale, stabilendo che prima dell'avvio del procedimento il proponente deve avere avviato le procedure di consultazione pubblica previste dalle normative in materia di valutazione di impatto ambientale e/o di prevenzione dal rischio di incidente rilevante. Infine viene previsto che la valutazione del carattere strategico dell'infrastruttura debba essere preceduta da un'analisi costi-benefici, con il coinvolgimento dell'ARERA per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità di tali interventi.

L'articolo 10 è dedicato a "Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL non destinate all'alimentazione di reti di trasporto di gas naturale". In questo caso viene stabilito che la competenza del MSE nel procedimento autorizzativo gli impianti di stoccaggio del GNL sia limitata agli impianti di stoccaggio di GNL con capacità uguale o superiore a 200 tonnellate. Il comma 2 dell'articolo 10 stabilisce che i terminali di importazione di GNL possono realizzare modifiche agli impianti finalizzate al carico, stoccaggio e scarico di GNL, non destinato alla rete di trasporto nazionale, su autobotti o navi cisterna; tali modifiche devono essere autorizzate dal MSE. Il comma 3 dell'articolo stabilisce che queste attività dei terminali di rigassificazione non siano regolate, ma debbano essere svolte in regime di separazione contabile amministrativa, e attribuisce all'ARERA il compito di determinare le modalità che evitino oneri a carico delle tariffe regolate. Con il comma 4 dell'articolo 10 viene inoltre stabilito che per gli impianti di stoccaggio e trasporto di GNL non destinati alla rete di trasporto nazionale, di capacità inferiore a 200 e uguale o superiore alle 50 tonnellate, il procedimento autorizzativo sia di competenza delle regioni.

L'articolo 11 è dedicato a "Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di piccole dimensioni", che disciplinano gli stoccaggi di GNL e gli impianti di liquefazione con capacità inferiore alle 50 tonnellate, per i quali viene prevista una procedura amministrativa semplificata, di competenza comunale, analoga a quella prevista per la Segnalazione certificata di attività. Il comma 7 dell'articolo 11 stabilisce che per gli stoccaggi di GNL di capacità inferiore alle 50 tonnellate e gli impianti connessi al servizio di distributori di GNL per autotrazione, si applichino le procedure autorizzative relative agli impianti di distribuzione di gas naturale compresso. Nel caso degli impianti di liquefazione, il riferimento dovrebbe essere a quelli richiamati nel paragrafo 5.16 del QSN-GNL, che vengono considerati di "piccola taglia" se hanno capacità di liquefazione compresa tra le 4,000 e le 20,000 tonnellate all'anno.

3.2 La regolazione dell'ARERA per i depositi costieri SSLNG

3.2.1 Il processo di definizione della regolazione per i servizi e i depositi SSLNG

L'ARERA ha dato attuazione agli interventi regolatori previsti dagli articoli 9 e 10 del Dlgs n. 257/2016 con le proprie modalità di formazione dei provvedimenti che in questo caso hanno visto un percorso con due tappe preliminari, costituite: 1) dalla delibera di avvio del procedimento **141/2017/R/gas (16/3/2017)**, e 2) dal documento per la consultazione (**DCO**) **590/2018/R/gas (20/11/2018)** "*Orientamenti per la regolazione dei depositi di stoccaggio di GNL e dei servizi di Small Scale LNG forniti da infrastrutture regolate – Inquadramento generale e linee di intervento*".

La delibera 141/2017/R/gas di avvio del procedimento

Nel marzo 2017 l'ARERA con la **delibera 141/2017/R/gas (16/3/2017)**, ha avviato il procedimento per la formazione dei provvedimenti previsti dal Dlgs n. 257/2016 in materia di: regolazione delle infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL finalizzate allo sviluppo della rete di trasporto nazionale (art 9); e per la disciplina di separazione contabile delle attività per il downstream per gli usi finali del GNL presso i terminali di rigassificazione regolati (art. 10);

Per gli stoccaggi di GNL connessi o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale previsti dall'articolo 9 del Dlgs, con la delibera 141/2017/R/gas l'ARERA si era orientata per definire una prima regolazione delle condizioni di accesso. Su questo ambito il regolatore richiamava l'articolo 9, commi 1 e 2, ed evidenziava che ciò "comporta, innanzi tutto, che le condizioni di accesso e di erogazione, anche economica, dei servizi offerti mediante tali infrastrutture, sono sottoposte alle funzioni di regolazione di ARERA, anche ai sensi dell'articolo 23 e 24, del decreto legislativo 164/00.»

Per le attività di *downstream* del GNL dei terminali di rigassificazione, l'ARERA con la delibera 141/2017/R/gas aveva avviato anche il procedimento per la formazione dei provvedimenti per disciplinare la separazione contabile dei servizi SSLNG e determinare le modalità che evitino oneri a carico delle tariffe regolate. La delibera evidenziava che: "i servizi di *Small Scale* LNG possono incidere sull'operatività dei servizi regolati dall'Autorità offerti dai terminali di GNL, e le condizioni contrattuali dei servizi *Small Scale* LNG possono interferire sulle condizioni di accesso ed erogazione dei servizi regolati definite dall'Autorità e declinate dall'impresa nell'ambito del proprio codice di rigassificazione; in merito a tali possibili profili di interferenza, l'Autorità è tenuta a esercitare le sue funzioni di regolazione per garantire un efficace coordinamento tra i servizi, nella prospettiva della promozione dell'efficienza del servizio di rigassificazione, della concorrenza, della tutela del consumatore finale e degli utenti dei servizi regolati offerti dai terminali di GNL". L'ARERA, alla luce di questa premessa, ha deliberato di approfondire il perimetro e le attività riconducibili ai servizi *Small Scale* LNG forniti dai terminali di GNL, sia al fine di adottare un'adeguata disciplina in materia di obblighi di separazione contabile, sia al fine di verificare la sussistenza di eventuali esigenze di coordinamento tra tali servizi e quelli regolati dall'Autorità nella prospettiva della promozione dell'efficienza, della concorrenza e della tutela del cliente finale. L'ARERA, oltre a quanto indicato dal legislatore ai commi 2 e3 dell'articolo 10, aveva quindi stabilito anche di verificare la sussistenza di eventuali esigenze di coordinamento tra i servizi regolati e i nuovi servizi.

Il DCO 590/2018/R/gas con gli orientamenti per la consultazione

Nella prima parte del DCO 590/2018/R/gas (20/11/2018) inerente l'oggetto della consultazione e l'inquadramento procedurale il regolatore formula gli obiettivi specifici dell'intervento e formula una propria definizione dei servizi SSLNG.

Gli obiettivi specifici dei provvedimenti previsti dal regolatore a conclusione del procedimento sono:

- l'individuazione del perimetro e delle attività riconducibili ai servizi *SSLNG* forniti dai terminali di Gnl al fine di adottare una adeguata disciplina in materia di obblighi di separazione contabile;
- lo sviluppo efficiente delle infrastrutture strategiche di stoccaggio di Gnl connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, o di parti isolate della stessa, mediante la definizione delle condizioni, anche economiche, di accesso ed erogazione dei servizi che possono essere forniti da tali infrastrutture, in un'ottica di non discriminazione e di selettività degli investimenti;
- la neutralità regolatoria, adottando un approccio che non ostacoli lo sviluppo del Gnl di piccola taglia ma che, al contempo evitati sussidi incrociati a carico dei servizi infrastrutturali regolati del settore del gas naturale, nella prospettiva della promozione dell'efficienza del servizio di rigassificazione,

della concorrenza, della tutela del consumatore finale e degli utenti dei servizi regolati offerti dai terminali di Gnl.

Le definizioni dell'ARERA per la filiera e i servizi SSLNG

In questa parte del documento viene quindi proposta una definizione dei servizi SSLNG specificando che l'espressione "SSLNG" viene utilizzata per distinguere le attività connesse al trasporto, alla distribuzione e alla fornitura di Gnl su piccola scala rispetto alle attività di trasporto su larga scala del Gnl per la successiva rigassificazione nei terminali connessi con le reti di trasporto del gas naturale. Viene quindi proposta una articolazione dei segmenti della "filiera SSLNG" e dei "servizi SSLNG".

A questo proposito si può osservare, rispetto alla definizione proposta di "nave bunker", che parrebbe più opportuno parlare di "metaniere SSLNG" per le navi con cisterne criogeniche per trasporto di GNL con capacità tra 500 e 30.000 m³ e successivamente distinguere tra queste quelle denominate "bunkership" che posso effettuare anche il servizio di bunkeraggio (bunkering) direttamente da nave a nave (ship-to-ship), rispetto a quelle che possono effettuare solo il trasporto presso depositi costieri di stoccaggio del GNL. Inoltre nella gamma dei servizi "SSLNG" viene inserito il servizio di "re-loading" correttamente definito come "l'operazione con la quale il Gnl, precedentemente importato e stoccato nei serbatoi di un terminale, viene ricaricato su navi metaniere per la riesportazione del prodotto, allo scopo di cogliere eventuali opportunità commerciali", ma che appare come una definizione non specifica della filiera SSLNG se non viene specificato che si tratta del caricamento di metaniere SSLNG.

Infine vengono introdotti tra i servizi SSLNG i "servizi aggiuntivi" (limitatamente ai terminali a terra) definiti come: "servizi che permettono la fornitura di Gnl attraverso l'utilizzo di infrastrutture realizzate nei pressi di terminali di rigassificazione o dei depositi di stoccaggio di Gnl e ad essi direttamente collegate, quali il servizio di caricamento del Gnl su navi bunker, il caricamento di autocisterne mediante un serbatoio dedicato collegato al terminale o il servizio di rifornimento per mezzi destinati al trasporto di merci su gomma mediante una stazione dedicata collegata direttamente al terminale".

Inquadramento delle infrastrutture di rigassificazione regolate

La seconda parte del DCO 590/2018/R/gas, sempre di carattere introduttivo, illustra i principali aspetti normativi e regolatori rilevanti partendo dalla assunzione che, sia nel caso dei servizi SSLNG dei terminali dei terminali di rigassificazione che delle infrastrutture di stoccaggio di GNL, connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale o di parti isolate della stessa; il quadro comune di riferimento è quello già definito per terminali di rigassificazione. Sulla base di questa impostazione vengono ripercorse le attuali disposizioni regolatorie in materia di: accesso ai terminali di GNL, separazione contabile, e regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione; che vengono presentate come quadro di riferimento generale nel quale inserire le specifiche esigenze di intervento regolatorio previste dal Dlgs 257/2016. Vengono inoltre descritti sommariamente alcuni casi di regolazione dei servizi SSLNG forniti dai terminali di rigassificazione in altri paesi.

Con riferimento alla regolazione in materia di separazione contabile (TIUC) oggi già definita dall'ARERA per le "attività diverse" da quella di rigassificazione dei terminali GNL viene affermato che: "discende in ossequio al principio di correlazione tra costi e ricavi, che alle Attività oggetto di separazione contabile debbano essere attribuiti oltre ai ricavi di competenza anche i costi che hanno contribuito a generare tali ricavi".

La sezione 8 del DCO 590/2018/R/gas individua le "infrastrutture di stoccaggio di GNL connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale". Viene affermato che preliminarmente è necessario distinguere tra infrastrutture connesse o funzionali all'allacciamento e quelle non connesse alla rete di trasporto. Viene poi affermato che la regolazione dell'autorità considera solo i depositi di stoccaggio connessi alla rete di trasporto e che svolgono l'attività di rigassificazione. Mentre i depositi pur considerati strategici ai sensi dell'articolo 9 del Dlgs 257/2016 che non sono connessi alla rete di

trasporto non sono sottoposti a regolazione tariffaria fino a quando non venga effettivamente realizzato l'allacciamento.

Con riguardo alla individuazione delle infrastrutture di stoccaggio disciplinate dall'articolo 9 del Dlgs affronta il tema del riconoscimento della loro strategicità che, in base alla norma, deve essere preceduta da una analisi costi/benefici, sentita l'Autorità per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità economica, ambientale e sociale di tali interventi.

A questo proposito l'autorità ritiene che i requisiti minimi e linee guida per l'analisi costi/benefici proposti con il DCO 347/2018/R/gas per la valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto, possano costituire un efficace riferimento anche ai fini della valutazione delle infrastrutture di stoccaggio di Gnl ex art. 9 del Dlgs 257/2016, ferma restando l'opportunità per il promotore di valorizzare eventuali ulteriori specificità di tali infrastrutture attraverso l'elaborazione di benefici monetizzati non rappresentati nell'ambito dei suddetti criteri.

Viene anche specificato che non rientrano nel campo di applicazione dell'articolo 9 del Dlgs 257/2016, né i depositi di Gnl connessi e funzionali all'immissione di gas nelle sole reti di distribuzione, né i depositi di Gnl che hanno come finalità prevalente l'erogazione di servizi di SSLNG e sono connessi alla rete di trasporto esclusivamente per l'immissione in rete del boil-off gas che si produce nei serbatoi criogenici.

Orientamenti per i depositi di GNL connessi alla rete di trasporto per la sola gestione del Boil-Off

A proposito di quest'ultima casistica il documento specifica che qualora un impianto di stoccaggio del Gnl necessiti di essere allacciato alla rete di trasporto nazionale del gas naturale al fine esclusivo di immettere i quantitativi relativi al boil-off generato dall'impianto stesso, appare possibile assoggettare tali richieste alle procedure previste dai codici di rete delle imprese di trasporto per la realizzazione di nuovi punti di consegna da produzione nazionale di gas naturale. Ed inoltre l'Autorità afferma che anche in relazione al conferimento della capacità presso i punti di consegna alla rete di trasporto, i suddetti impianti di stoccaggio del Gnl possono, analogamente alle disposizioni per l'allacciamento, seguire i criteri di conferimento della capacità ai punti di consegna da produzioni nazionali di gas naturale contenute nei codici di rete.

Orientamenti sulla separazione contabile dei servizi SSLNG nelle infrastrutture di rigassificazione regolate

Seguendo l'impostazione generale adottata, l'orientamento proposto dall'Autorità nel DCO è quello di modificare il TIUC nelle parti dove sono definite le attività di rigassificazione, e in cui includere anche quelle delle infrastrutture ex articolo 9 del Dlgs 257/2016, e quelle che non vi sono incluse come i servizi SSLNG che ricadrebbero nelle "attività diverse" di carattere libero e non regolato già previste dal TIUC. Secondo l'Autorità la classificazione tra attività di rigassificazione e "attività diverse" utilizzando le regole del TIUC consente di ottenere una chiara rappresentazione contabile delle attività svolte e quindi di evitare possibili sussidi incrociati tra queste.

Il documento riferisce inoltre che nella fase di istruttoria gli operatori interessati hanno osservato che per non pregiudicare la competitività dei servizi SSLNG erogabili dai terminali esistenti sarebbe auspicabile che la separazione contabile fosse attuata in modo da imputare a questi servizi i soli costi di investimento incrementali derivanti dalla realizzazione degli adeguamenti impiantistici necessari e i costi di esercizio addizionali. Gli operatori interessati hanno inoltre osservato che gli adeguamenti dei terminali necessari per erogare i servizi SSLNG comportano in molti casi investimenti in infrastrutture comuni con i servizi di rigassificazione per quali sarebbe difficile la separazione contabile.

A fronte di questo tipo di osservazioni l'Autorità replica ribadendo di ritenere necessario che le informazioni riportate in rendiconti separati per i due tipi di attività consentendo una rappresentazione accurata, garantendo una puntuale allocazione alle attività dei costi diretti e assicurando criteri trasparenti per

l'allocazione alle attività dei costi comuni o congiunti, in ossequio al principio sopra esposto, previsto dal TIUC, di separazione delle attività come se queste fossero svolte da imprese separate e all'esigenza di una rappresentazione veritiera delle attività svolte dagli operatori, al fine di evitare il rischio di sussidi incrociati tra attività.

Al contempo l'autorità, in relazione ai costi comuni o congiunti dei servizi SSLNG presso i terminali esistenti afferma di essere orientata ad individuare uno o più criteri utili alla separazione contabile delle poste di natura patrimoniale come i nuovi investimenti, che di quelle di natura economica come i costi di esercizio addizionali. Tra questi criteri l'Autorità contempla quello della "capacità effettiva conferita" dell'impianto, un indicatore che se sistematicamente rilevato consentirebbe di ripartire investimenti o costi di esercizio comuni sia ai servizi regolati che a quelli liberi come i servizi SSLNG.

Anche per la separazione contabile dei servizi SSLNG da quelli di rigassificazione nel caso delle infrastrutture di stoccaggio di GNL connesse alla rete nazionale di trasporto del gas naturale previste dall'articolo 9 del Dlgs 257/2016, l'autorità propone quindi di introdurre nel TIUC gli aggiustamenti necessari per contemplare le specificità di questo tipo di infrastruttura mantenendo inalterate le regole generali di separazione contabile già definite.

Orientamenti sull'accesso ai servizi SSLNG presso le infrastrutture di rigassificazione regolate

Il tema dell'accesso alle infrastrutture di rigassificazione in caso di erogazione di servizi SSLNG viene affrontato dall'Autorità ribadendo che sotto questo profilo non vi è distinzione tra terminali GNL e depositi di stoccaggio ex articolo 9 del Dlgs 257/2016 e che per l'accesso ai servizi di rigassificazione si applica ad entrambi quanto già previsto dal TIRG.

Per inquadrare il tema dell'accesso ai servizi SSLNG, sia dei terminali regolati che delle infrastrutture ex articolo 9 del 257/2016, l'Autorità parte dal fatto che la capacità del terminale, in termini di volumi di Gnl che possono essere consegnati al terminale, che alimenta i servizi SSLNG possa essere assicurata tramite due modalità distinte una nel caso della presenza di una facility esclusivamente dedicata a tali servizi, oppure che si tratti della medesima capacità offerta agli utenti del servizio di rigassificazione regolato.

Secondo il Regolatori nel caso di capacità dedicata, il terminale di rigassificazione offre la possibilità di ricevere volumi di Gnl, destinati al solo servizio di SSLNG, in aggiunta alla originale capacità di rigassificazione del terminale. In questo caso l'accesso al servizio di SSLNG potrà avvenire sulla base di procedure definite in autonomia dalle imprese di rigassificazione, nel rispetto di condizioni che non pregiudichino la disponibilità delle capacità di rigassificazione né comportino effetti negativi sull'erogazione del servizio di rigassificazione, senza quindi compromettere i diritti e livelli di prestazione degli utenti del servizio di rigassificazione. In questo caso dovrà comunque essere previsto un riconoscimento economico per l'utilizzo della parte dell'infrastruttura per l'accesso al terminale condivisa tra servizio di rigassificazione e servizi SSLNG.

Nel caso di servizi SSLNG che impegnano parte della capacità di rigassificazione, l'Autorità ritiene che, ai fini dell'accesso ai servizi SSLNG, i soggetti interessati debbano disporre di capacità di rigassificazione tramite la partecipazione alle procedure di conferimento definite ai sensi del TIRG. In questo caso i servizi SSLNG erogati si configurano come servizi aggiuntivi al servizio regolato di rigassificazione, cui si può accedere nei limiti delle capacità di rigassificazione disponibile. Nei codici di rigassificazione dovrà, quindi, essere definita l'entità dei servizi aggiuntivi (SSLNG) a cui l'utente può accedere in funzione della capacità di rigassificazione nella sua disponibilità.

Sulle condizioni di accesso ai servizi SSLNG l'Autorità conclude che questi non rientrando nel perimetro delle attività regolate, l'accesso alle relative infrastrutture non necessita di alcuna disposizione di raccordo con i criteri di regolazione dell'accesso definiti dall'Autorità, purché venga fatto salvo il principio di servizio

aggiuntivo rispetto al servizio di rigassificazione, la cui erogazione non deve quindi subire una compressione dei diritti degli utenti e dei livelli di prestazione.

Orientamenti su servizi SSLNG e costi riconosciuti presso le infrastrutture di rigassificazione regolate

La sezione 12 del documento l’Autorità affronta il tema dei criteri tariffari da adottare per i servizi SSLNG presso le infrastrutture di rigassificazione regolate dotate di stoccaggi di Gnl connessi alla rete di trasporto del gas introducendo criteri di regolazione che possano contemperare altresì gli obiettivi di selettività degli investimenti e di neutralità regolatoria.

A questo proposito viene sottolineato che qualora vi siano impianti o servizi condivisi tra l’attività regolata di rigassificazione e le attività svolte in regime di libero mercato, emerge il problema di come allocare i costi comuni o congiunti tra tali attività, e quindi viene evidenziato che in relazione ai servizi SSLNG erogati dalle infrastrutture regolate, l’articolo 8 della RTRG prevede già la possibilità, per le imprese di rigassificazione, di offrire in maniera non discriminatoria, sulla base dei costi sottostanti il servizio offerto, eventuali ulteriori servizi rispetto al servizio di rigassificazione. I costi di tali servizi devono essere enucleati dai costi di capitale e operativi riconosciuti per il servizio di rigassificazione.

Tale orientamento per il riconoscimento dei costi dei servizi SSLNG comuni o congiunti alle attività regolate di rigassificazione deve però confrontarsi con due casi distinti casi concreti: quello del potenziamento di terminali GNL esistenti e quello dei nuovi futuri impianti come quelli previsti dall’articolo 9 del Dlgs 257/2016. Nel caso del potenziamento o ammodernamento di un terminale esistente per consentire l’erogazione di servizi SSLNG come previsto dall’articolo 10 del Dlgs 257/2016 il documento affronta il problema delle possibili modalità di allocazione dei costi condivisi con l’attività di rigassificazione e prospetta due possibili soluzioni: una basata su logiche di tipo contabile convenzionali e una alternativa basata su un approccio di *netback pricing* con la retrocessione di parte dei ricavi dei nuovi servizi SSLNG dai costi delle attività di rigassificazione. Il regolatore sarebbe orientato a seguire questa seconda opzione che incentiverebbe i terminali esistenti a offrire i nuovi servizi SSLNG alleviando gli oneri del sistema gas, ma evidenzia anche possibili criticità connesse a questo approccio che potrebbe introdurre distorsioni concorrenziali tra forniture di gas naturale tramite la filiera SSLNG e quelle tramite rete di trasporto, e nell’ambito della filiera SSLNG tra terminali esistenti e nuove infrastrutture.

Nel caso di nuove infrastrutture di rigassificazione regolate l’Autorità intende utilizzare un approccio coerente con quello per i terminali esistenti.

Su questi aspetti l’Autorità, al fine di favorire uno sviluppo infrastrutturale efficiente, intende comunque valutare la possibilità di introdurre costi standard per la determinazione del costo riconosciuto di capitale ascrivibile al servizio di rigassificazione, e valuterà l’avvio di una raccolta di dati e informazioni sulle caratteristiche tecniche e sui costi dei depositi e dei terminali di rigassificazione che offrono anche servizi SSLNG, al fine di verificare se sussistano le condizioni per l’introduzione di un sistema di costi standard efficace, anche in relazione alla numerosità di tali infrastrutture e alle relative caratteristiche di omogeneità.

Orientamenti su tariffe per i servizi SSLNG presso le infrastrutture di rigassificazione regolate

In linea generale l’Autorità ritiene che i gestori delle infrastrutture di rigassificazione regolate siano tenuti a pubblicare, in maniera trasparente, le condizioni tecniche ed economiche per l’erogazione degli ulteriori servizi SSLNG, determinate sulla base dei costi sottostanti e ad offrire tali servizi in maniera non discriminatoria tra utenti, ai sensi dell’articolo 8 della RTRG.

Nel caso in cui l’infrastruttura di rigassificazione metta a disposizione capacità dedicata, distinta dalla capacità di rigassificazione del terminale, per i servizi SSLNG, l’Autorità ritiene opportuno prevedere la possibilità di definire corrispettivi specifici per i servizi connessi sia all’utilizzo della quota parte dell’infrastruttura di

accesso al terminale comune al servizio di rigassificazione sia all'utilizzo delle infrastrutture specifiche per i servizi SSLNG, da fissare in funzione delle caratteristiche dei servizi SSLNG.

Nel caso in cui invece servizi SSLNG siano offerti impegnando una parte della capacità di rigassificazione, l'Autorità è orientata a prevedere che per l'utilizzo delle infrastrutture comuni al servizio di rigassificazione siano applicate le medesime condizioni economiche di accesso previste per il servizio di rigassificazione, ossia la tariffa di cui all'articolo 6 della RTRG o, in caso di procedure concorsuali per il conferimento delle capacità espletate ai sensi del TIRG, il prezzo risultante dalla procedura concorsuale.

Orientamenti su meccanismi di garanzia dei ricavi per le attività di rigassificazione presso i depositi costieri SSLNG ex art. 9 del dlgs n. 257/2016

L'ultima sezione del DCO formula gli orientamenti dell'Autorità circa l'eventuale introduzione di meccanismi di garanzia dei ricavi o di natura perequativa per le infrastrutture di stoccaggio di GNL connesse alla rete nazionale di trasporto del gas naturale, di cui all'articolo 9 del Dlgs 257/2016. Anche in questo caso l'Autorità parte dagli attuali meccanismi di garanzia vigenti per i terminali di rigassificazione regolati e sottolinea che anche questi vengono oggi applicati solo nel caso che gli impianti siano considerati strategici per il sistema nazionale gas ai sensi dell'articolo 3 del Dlgs 93/2011.

Tale carattere di strategicità applicato ai terminali regolati non è estendibile tout court, secondo l'Autorità, ai depositi di cui all'articolo 9 del Dlgs 257/2016, in quanto: *“infrastrutture di dimensioni limitate rispetto a quelle di un terminale di rigassificazione, che contribuiscono solo marginalmente al raggiungimento degli obiettivi strategici di diversificare delle fonti di approvvigionamento del Gnl ai fini della sicurezza nazionale delle forniture di gas e di sviluppo della concorrenza che giustificano una misura di socializzazione degli oneri quale quella fattore di copertura dei ricavi”*.

Al contempo l'Autorità conclude però non escludendo la possibilità di introdurre, per un limitato periodo di avviamento, un meccanismo di garanzia per le infrastrutture di cui all'articolo 9 del Dlgs 257/2016, per la sola capacità di rigassificazione e comunque entro i limiti di sostegno già definiti per i terminali di rigassificazione. Secondo il regolatore, un tale meccanismo potrebbe creare condizioni favorevoli per lo sviluppo di nuovi investimenti infrastrutturali ma la durata limitata garantirebbe il sostegno solo alle infrastrutture che possano assicurare nel medio-lungo periodo un equilibrio economico-finanziario della gestione. Anche se non viene menzionata esplicitamente questa parte del documento è riferita alle problematiche che si sono aperte con la prospettiva della metanizzazione della Sardegna basata sull'approvvigionamento di gas naturale tramite gli stoccaggi costieri di GNL introdotti con l'art. 9 del Dlgs 257/2016. Qui il problema dell'equilibrio economico-finanziario della metanizzazione della Sardegna, basata su una parte isolata della rete nazionale di trasporto costituita dal progetto di dorsale sarda, si collega ad altri profili regolatori in parte indeterminati, come quelli inerenti la collocazione delle reti distribuzione collegate alla dorsale in termini di ambito tariffario ai fini della perequazione dei costi distribuzione.

3.2.2 Regolazione per i depositi costieri SSLNG

Regolazione servizi SSLNG presso depositi ex art. 9 Dlgs n. 257/2016

La delibera 168/2019/R/gas del 7 maggio 2019

La delibera 168/2019/R/gas ha definito i **criteri di regolazione per la separazione contabile** dei servizi SSLNG presso le infrastrutture di rigassificazione regolate confermando gli orientamenti del DCO/590/2018/R/gas e

introducendo modifiche al TIUC (Testo Integrato Umbundling Contabile)³ e al TIRG (Testo Integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto)⁴.

l'Autorità ha modificato il TIUC nelle parti dove sono definite le attività di rigassificazione, e ha incluso i **servizi SSLNG nelle "attività diverse" di carattere libero e non regolato già previste dal TIUC**. Secondo l'Autorità la classificazione le attività denominate "attività diverse", utilizzando le regole del TIUC, consentirà di ottenere una chiara rappresentazione contabile delle attività svolte e quindi di evitare possibili sussidi incrociati tra queste.

Per l'**accesso ai servizi SSLNG**, l'Autorità distingue **due casi** riferiti alla modalità di gestione della capacità funzionale all'erogazione dei servizi SSLNG :

- 1) quello in cui servizi SSLNG vengano assicurati dalla capacità una **facility esclusivamente dedicata** a tali servizi,
- 2) quello in cui i servizi SSLNG vengano offerti impegnando una parte della **capacità offerta agli utenti del servizio di rigassificazione** regolato.

Sulla base di questa distinzione l'Arera ha stabilito le regole di accesso ai servizi SSLNG presso i depositi ex art. 9 del Dlgs n. 257/2016 (valide anche per l'accesso ai servizi SSLNG presso i terminali di rigassificazione regolati):

- Nel caso di **capacità dedicata**, l'accesso ai servizi SSLNG sarà basato su **procedure non discriminatorie** definite dai gestori, evitando però che venga compromessa la capacità di *rigassificazione*.
- Nel caso di servizi SSLNG **che impegnano parte della capacità di rigassificazione**, l'Autorità ha definito che i soggetti interessati debbano disporre di capacità di rigassificazione tramite la partecipazione alle **procedure di conferimento definite ai sensi del TIRG**.

I gestori delle infrastrutture di rigassificazione regolate dovranno **rendere pubbliche le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione dei servizi SSLNG**, e offrire tali servizi in modo non discriminatorio.

Infine La delibera 168/2019/R/gas del 7 maggio 2019 ha demandato la definizione delle tariffe per i servizi SSLNG presso i depositi ex art. 9 del Dlgs n. 257/2016, alla disciplina sulla regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL (RTRG) di cui era già in corso il procedimento di periodica revisione.

Criteria di regolazione tariffaria dei servizi SSLNG presso i depositi ex art 9 Dlgs 257/2016

L'Arera ha definito la regolazione tariffaria per i servizi SSLNG presso i depositi ex art. 9 Dlgs 257/2016 con la **delibera 474/2019/R/gas** del 19 novembre 2019, che ha approvato il nuovo testo integrato della "Regolazione Tariffaria per il servizio di Rigassificazione del Gas naturale liquefatto per il quinto periodo di regolazione 2020-3023" (RTRG)⁵

In materia di regolazione tariffaria, l'Autorità ha adottato un **approccio di netback pricing**, con la retrocessione di parte dei ricavi dei nuovi servizi SSLNG per la **copertura dei costi comuni**. La valorizzazione della retrocessione dei ricavi viene quindi determinata **in base alla modalità di gestione della capacità adottata**:

- Nel caso di **capacità dedicata**, una **quota dei ricavi dai servizi SSLNG è portata in riduzione dei ricavi di riferimento del servizio di rigassificazione**;

³"TESTO INTEGRATO DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO IN MERITO AGLI OBBLIGHI DI SEPARAZIONE CONTABILE (UNBUNDLING CONTABILE) PER LE IMPRESE OPERANTI NEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA, DEL GAS E PER I GESTORI DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO E RELATIVI OBBLIGHI DI COMUNICAZIONE", Arera - <https://www.arera.it/allegati/docs/16/137-16all.pdf>

⁴ Arera - <https://www.arera.it/allegati/docs/17/660-17tirg.pdf>

⁵ Arera - <https://www.arera.it/allegati/docs/19/474-19rtrg.pdf>

- Nel caso di **capacità concorrente** (ovvero impiegando la medesima capacità di rigassificazione per i servizi SSLNG), il **gettito derivante dal conferimento della capacità per servizi SSLNG** concorrerà alla copertura dei costi comuni **sarà considerato come ricavo effettivo** in caso di applicazione di eventuali fattori correttivi dei ricavi **per il servizio di rigassificazione**.

Nel caso di nuove infrastrutture di rigassificazione regolate, l’Autorità ha adottato un approccio coerente con quello per i servizi SSLNG presso i terminali regolati esistenti.

Con la delibera 474/2019/R/gas l’Autorità ha determinato, in particolare con l’articolo 27 del RTRG, le modalità per la copertura dei costi comuni attribuibili ai servizi SSLNG in ragione delle due modalità di fornitura dei servizi: 1) con capacità condivisa con il servizio di rigassificazione; o 2) tramite capacità dedicata ai servizi SSLNG.

1) Nel caso di **servizi SSLNG erogati impegnando la medesima capacità di rigassificazione** (quando l’accesso all’infrastruttura avviene per mezzo delle procedure concorsuali previste per il conferimento della capacità di rigassificazione stabilite dal TIRG), il gettito derivante dal conferimento della capacità di rigassificazione concorre alla copertura dei costi comuni.

2) Nel caso di capacità dedicata ai servizi SSLNG aggiuntiva rispetto a quella autorizzata per l’erogazione del servizio di rigassificazione, una quota percentuale dei ricavi derivanti dalla fornitura dei servizi SSLNG è portata in riduzione dei ricavi di riferimento per il servizio di rigassificazione. Tale percentuale è determinata forfettariamente in misura pari al 50% dei ricavi netti conseguiti dall’erogazione dei servizi SSLNG, dedotti i costi direttamente attribuibili a tali servizi.

Regolazione servizi di rigassificazione presso depositi SSLNG ex art. 9 Dlgs n. 257/2016

La delibera Arera 168/2019/R/gas del 7 maggio 2019

Con la **delibera 168/2019/R/gas** del 7 maggio 2019 l’Arera ha definito i criteri di regolazione per l’accesso e di erogazione anche economica dei servizi di rigassificazione presso i depositi di GNL ex art. 9 Dlgs 257/2016, confermando gli orientamenti del DCO/590/2018/R/gas.

La **regolazione è prevista solo per i depositi di stoccaggio dichiarati strategici** dal MiSE in base alle analisi costi-benefici presentate dai proponenti e sentita l’ARERA secondo quanto previsto dall’art. 9 del Dlgs 257/2016, ed esclusivamente per i **depositi che sono già effettivamente connessi alla rete di trasporto e che svolgono l’attività di rigassificazione**.

Viene **istituito un meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento afferenti al servizio di rigassificazione dei depositi di GNL considerati strategici ai sensi dell’art. 9 del Dlgs 257/2016**. Per tale meccanismo l’Autorità ha stabilito che:

- 1. avrà **un’applicazione limitata al solo periodo di avviamento dell’attività**;
- 2. il **livello di copertura dei ricavi non potrà essere superiore a quello previsto per i terminali di rigassificazione** ai sensi dell’art. 19 del RTRG.

Con la delibera 168/2019/R/gas viene inoltre stabilito che le modalità applicative di questo meccanismo in termini di **livello di copertura e durata del periodo di applicazione verranno definite nell’ambito dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione per il V periodo di regolazione, che entrerà in vigore dal 2020**. Anche in queste infrastrutture l’accesso al servizio di rigassificazione è sempre prioritario rispetto ai servizi SSLNG.

il DCO Arera 391/2019/R/gas del 26 settembre 2019

Seguendo il percorso indicato dalla delibera 168/2019/R/gas, l’Arera ha adottato il **DCO 391/2019/R/gas del 26 settembre 2019** su **“CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE DEL GAS**

NATURALE LIQUEFATTO PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE”, in cui ha messo in consultazione anche i propri orientamenti finali sulle modalità applicative del meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento afferenti al servizio di rigassificazione dei depositi di GNL considerati strategici ai sensi dell’art. 9 del Dlgs 257/2016.

Il DCO 391/2019/R/gas prospettava **una durata dell’applicazione del fattore di copertura compresa tra 3 e 5 anni**, al fine di consentire a tali infrastrutture di disporre di un adeguato intervallo temporale per la commercializzazione dei loro servizi

Con riferimento al **livello di copertura dei ricavi di riferimento** afferenti al servizio di rigassificazione dei depositi di GNL considerati strategici ai sensi dell’art. 9 del Dlgs 257/2016, l’Autorità nel DCO 391/2019/R/gas, manifestava l’orientamento di utilizzare il principio, proposto anche per i nuovi terminali di rigassificazione, di utilizzare **una quota di ricavo pari o inferiore al 64%**, stabilita caso per caso sulla base degli esiti di una specifica analisi costi-benefici presentata dal promotore dell’iniziativa.

La delibera Arera 474/2019/R/gas del 19 novembre 2019

L’Arera con la **delibera 474/2019/R/gas** del 19 novembre 2019 ha approvato il nuovo testo dei “CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE (2020-2023)” (RTRG), che all’articolo 28 disciplina il meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento per i depositi di GNL ex art. 9 del Dlgs n. 257/2016.

Con la delibera 474/2019/R/gas **l’Autorità ha stabilito una durata dell’applicazione del meccanismo di copertura dei ricavi pari a 4 anni**, al fine di offrire a tali infrastrutture un congruo intervallo di tempo per la commercializzazione dei loro servizi, e **un livello di copertura pari ad un valore percentuale, inferiore o uguale al 64%**, determinato caso per caso dall’Autorità sulla base dell’analisi costi-benefici presentata dal gestore che dimostri l’utilità di tale infrastruttura per il sistema del gas.

Regolazione per i depositi costieri SSLNG ex art. 10 Dlgs n. 257/2016

Riguardo il **campo di applicazione dell’articolo 9 del Dlgs 257/2016**, il regolatore aveva espresso i propri orientamenti nel **DCO 590/2018/R/gas del 20/11/2018**, affermando che non rientrano in questa fattispecie:

- né i depositi di Gnl che hanno come finalità prevalente l’erogazione di servizi di SSLNG e sono connessi alla rete di trasporto esclusivamente per l’immissione in rete del *boil-off gas* che si produce nei serbatoi criogenici;
- nè i depositi di Gnl connessi e funzionali all’immissione di gas nelle sole reti di distribuzione.

In base a tale tipo di scelta, le due casistiche di depositi costieri SSLNG soprarichiamate vengono considerate come facenti parte del campo di applicazione dell’articolo 10 del Dlgs n. 257/2016

Depositi costieri SSLNG ex art. 10 connessi alla rete di trasporto per la sola gestione del boil-off gas

A proposito degli impianti di stoccaggio del GNL che necessitano di essere allacciati alla rete di trasporto nazionale del gas naturale, al fine esclusivo di immettere i quantitativi relativi al boil-off generato dall’impianto stesso, secondo il regolatore, con gli **orientamenti già espressi nel DCO 590/2018/R/gas del 20/11/2018**, appariva possibile assoggettare tali richieste alle procedure previste dai codici di rete delle imprese di trasporto per la realizzazione di nuovi punti di consegna da produzione nazionale di gas naturale. Inoltre l’Autorità affermava che anche in relazione al conferimento della capacità presso i punti di consegna alla rete di trasporto, i suddetti impianti di stoccaggio del GNL potessero, analogamente alle disposizioni per

l'allacciamento, seguire i criteri di conferimento della capacità ai punti di consegna da produzioni nazionali di gas naturale contenute nei codici di rete.

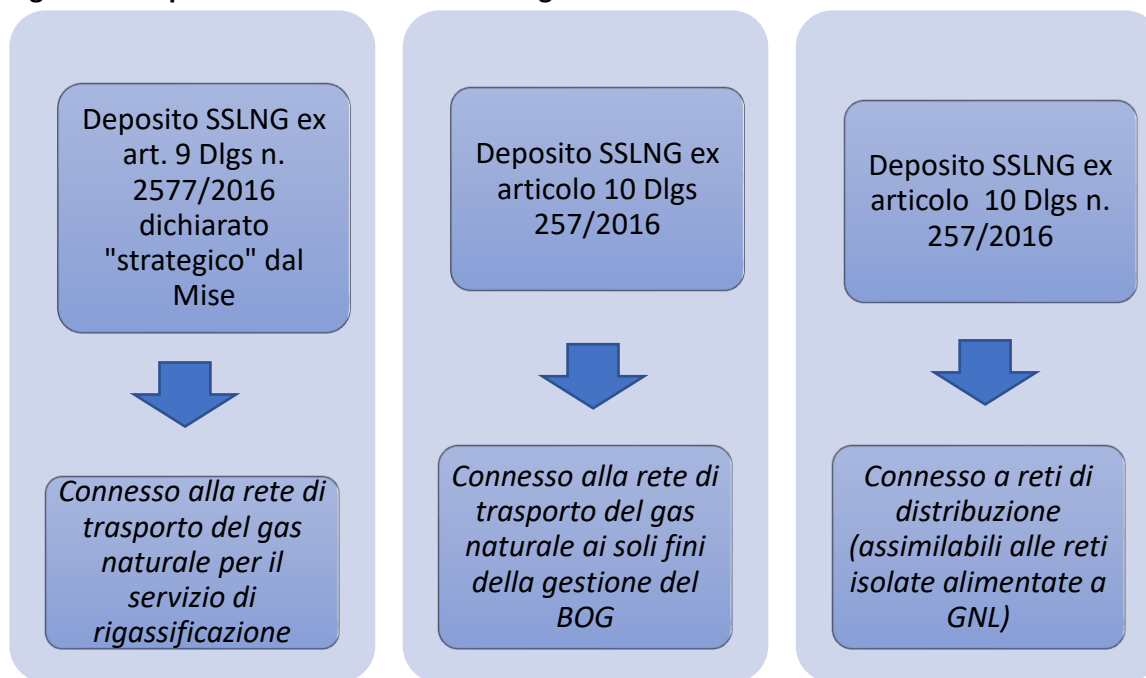
Con la **deliberazione ARERA 648//2018/R/gas dell'11 dicembre 2018**, dopo una fase di consultazione pubblica, è stata **approvata la proposta di modifica del codice della rete** di trasporto di SNAM RETE GAS S.p.A. **per la connessione di depositi di GNL non regolati (ex articolo 10 del Dlgs 257/2016) ai fini della sola gestione del boil-off**, ritenendola coerente con l'efficiente funzionamento del sistema dell'infrastruttura.

Tale scelta è stata confermata con la **delibera 168/2019/R/gas** del 7 maggio 2019, in cui all'articolo 1, comma 1.3 è stato stabilito che *"I depositi di Gnl connessi alla rete di trasporto gas ai soli fini dell'immissione in rete del boil-off gas, che quindi non sono dotati di impianti funzionali al processo di rigassificazione e non svolgono il servizio di rigassificazione come attività caratteristica, non sono sottoposti alle funzioni di regolazione tariffaria e dell'accesso dell'Autorità."*

Depositi costieri SSLNG ex art. 10 connessi e funzionali all'immissione di gas nelle sole reti di distribuzione

Questa fattispecie è riferita al caso dei depositi costieri ex art 10 connessi e funzionali all'immissione di gas naturale nelle sole reti di distribuzione che sono esclusi dal campo di applicazione dei depositi costieri ex articolo 9 in quanto non connessi ad un punto di ingresso della rete di trasporto del gas naturale così come individuata dalla normativa vigente.

Figura 16. Depositi costieri SSLNG e reti del gas naturale



Fonte: elaborazione STF

4. Analisi e caratterizzazione delle tipologie di depositi costieri SSLNG

Nell'analisi e la caratterizzazione dei 14 casi di depositi costieri SSLNG per i quali sono state raccolti dati e informazioni riportati nelle schede del capitolo 2, si considerano due ambiti:

- 1) le caratteristiche strutturali e le modalità di approvvigionamento;
- 2) i servizi previsti presso gli impianti.

4.1 Caratteristiche strutturali e modalità di approvvigionamento

Per le caratteristiche strutturali e le modalità di approvvigionamento del GNL dei depositi SSLNG sono stati considerati i seguenti aspetti:

- lo stato dell'infrastruttura;
- lo stato dell'area di insediamento del deposito;
- la capacità di stoccaggio dell'impianto;
- la tipologia dei serbatoi di stoccaggio del GNL;
- le modalità di gestione del boil-off gas (BOG);
- lo stato dell'infrastruttura di approdo per l'approvvigionamento dalle metaniere SSLNG;
- la capacità di scarico dalla metaniera allo stoccaggio del deposito;
- la tipologia di metaniera SSLNG utilizzata per l'approvvigionamento;
- le caratteristiche dell'impianto di liquefazione nel caso che questo sia modalità di approvvigionamento di GNL del deposito.

Stato dell'area di insediamento dell'infrastruttura

Lo stato dell'area di insediamento dell'infrastruttura è un dato disponibile, e particolarmente rilevante, nel caso degli 8 progetti italiani ancora in itinere; questa informazione non è invece disponibile per gli impianti esteri già in esercizio da alcuni anni, in particolare quelli scandinavi.

Nel caso delle infrastrutture italiane, ci troviamo di fronte ad aree portuali adiacenti alle infrastrutture di approdo, o in aree contermini. In alcuni progetti siamo di fronte a casi di siti "greenfield", costituiti da aree incolte, come nel progetto Edison nel porto di Santa Giusta e quello di Isgas nel porto canale di Cagliari. Negli altri 6 casi si tratta sempre di aree portuali già urbanizzate, in cui erano presenti in genere attività industriali dismesse.

Dal punto di vista dei costi di investimento per la realizzazione dell'infrastruttura, si tratta di casi sostanzialmente equivalenti, che possono presentare entrambi delle variabilità significative a seconda dello stato dei siti "greenfield", ma anche nel caso di aree industriali dismesse già urbanizzate, qualora le opere di urbanizzazione debbano essere realizzate ex-novo o addirittura presentino problematiche che richiedano interventi di bonifica ambientale.

Tabella 17. Depositi costieri SSLNG: Stato infrastruttura e area di insediamento

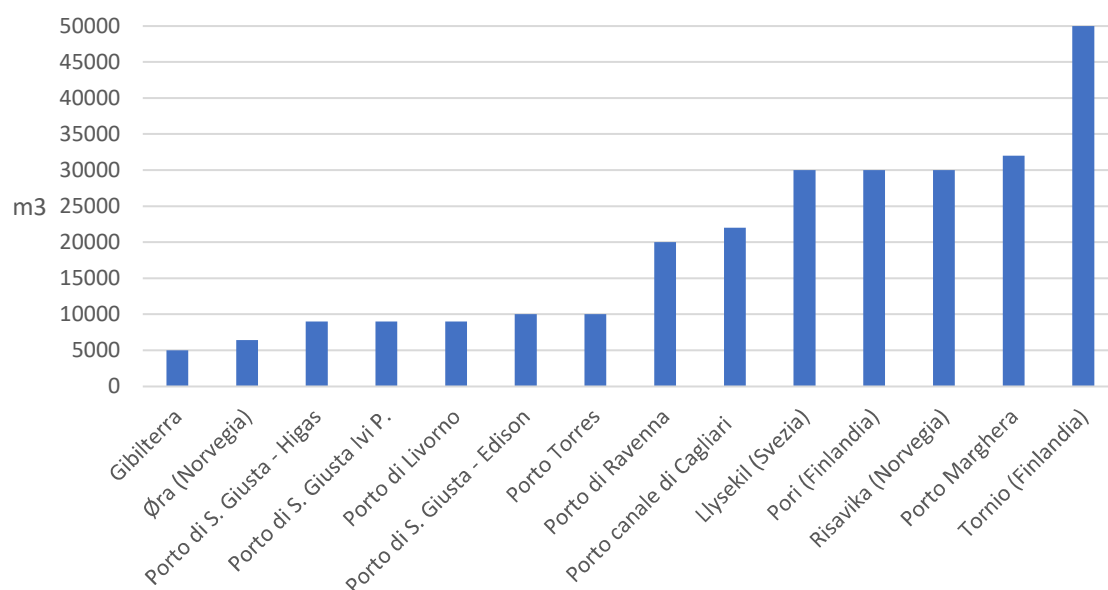
Operatore	Localizzazione	Stato infrastruttura	Stato area di insediamento
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (Oristano)	In costruzione	Area portuale dismessa
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (Oristano)	Autorizzata	Area incolta (greenfield)
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (Oristano)	Procedimento autorizzativo in corso	Area portuale
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	Procedimento autorizzativo in corso	Area incolta (Greenfield)
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	In costruzione	Area dismessa
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	Procedimento autorizzativo in corso	Area industriale dismessa
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	In progettazione	Area portuale
C.I.P. Sassari	Porto Torres	In progettazione	Area portuale
Gasnor AS	Gibilterra	Operativa dal 2019	Area portuale
Gasum	Llysekil (Svezia)	Operativa dal 2014	n.d
Gasum	Pori (Finlandia)	Operativa dal 2016	Area portuale
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	Operativa dal 2019	Area portuale
Gasum	Øra (Norvegia)	Operativa dal 2011	n.d
Gasum	Risavika (Norvegia)	Operativa dal 2011	Area industriale

Fonte: elaborazione STF

Capacità di stoccaggio

Per i 14 casi esaminati, la capacità degli stoccaggi varia da un minimo di 5000 m3 fino a 50000 m3, nel caso dell'impianto di Pori in Finlandia. Per caratterizzare le dimensioni della capacità di stoccaggio degli impianti, si utilizzano tre classi di ampiezza: una prima classe per capacità entro i 10000 m3, una seconda tra 10000 e 25000 m3, infine una terza per dimensioni comprese tra 30000 e 50000 m3.

Fig 17. Depositi costieri SSLNG, Capacità di stoccaggio (m3)



Fonte: elaborazione STF

Sette impianti hanno una capacità entro i 10000 m³, si tratta di quello di Gibilterra (5000 m³), quello di Øra in Norvegia (6400 m³), quelli di Higas, Edison, Ivi Petrolifera, Livorno e Porto Torres, tutti tra 9000 e 10000 m³.

Nella classe di ampiezza con capacità di stoccaggio compresa tra 10000 m³ e 25000 m³, ricadono due casi: quello dell'impianto di Depositi Italiani di GNL a Ravenna, attualmente in costruzione (20000 m³) e quello del progetto di Isgas nel porto canale di Cagliari (22000 m³).

Nella terza classe di ampiezza considerata, compresa tra 25000 e 50000 m³, ricadono cinque casi: Lysekil in Svezia, Pori in Finlandia, Risavika in Norvegia (30000 m³), Venice LNG di Porto Marghera (32000 m³) ed infine Manga LNG Oy a Tornio in Finlandia (50000 m³).

Tabella 18. Depositi costieri SSLNG, Capacità di stoccaggio (m³).

Operatore	Localizzazione	Capacità nominale di stoccaggio (m ³)	Capacità utile di stoccaggio (m ³)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	10.800	9.000
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	10.000	n.d.
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	9.000	8.000
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	22.000	22.000
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	20.000	n.d.
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	32.000	n.d.
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	9.000	n.d.
C.I.P. Sassari	Porto Torres	10.000	7.500
Gasnor AS	Gibilterra	5.000	n.d.
Gasum	Llysekil (Svezia)	30.000	n.d.
Gasum	Pori (Finlandia)	30.000	27.000
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	n.d.	50.000
Gasum	Øra (Norvegia)	6.400	5.900
Gasum	Risavika (Norvegia)	30.000	28.000

Fonte: elaborazione STF

Capacità annua di movimentazione dei depositi

In questo caso, i dati disponibili sono riferiti a dichiarazioni delle società che hanno predisposto i progetti o hanno in gestione i depositi, quindi non fanno riferimento a un tasso omogeneo di utilizzo della capacità di stoccaggio. Si può osservare che nei depositi con capacità di stoccaggio assai simili, la movimentazione di GNL indicata ha valori molto diversi. Ad esempio, nei depositi con capacità di 9-10000 m³, i valori indicati oscillano da un valore minimo di 100000 m³ annui (Livorno, CIP Sassari), fino ad un massimo di circa 880000 m³ annui, come nel caso del progetto Ivi Petrolifera di Oristano. Nel caso dei progetti italiani di maggiori dimensioni, le capacità di movimentazione annua indicate sono: circa 1000000 di m³ annui per il progetto GNL Spa di Ravenna (capacità 20000 m³); circa 1400000 m³ annui per il progetto Isgas (capacità 22000 m³); e 900000 m³ annui per il progetto Venice LNG di Porto Marghera.

Una variabilità così significativa è riscontrabile anche nelle dichiarazioni dei gestori di impianti già operativi all'estero: 340000 m³ annui per il deposito di Gibilterra (capacità 5000 m³); 170000 m³ annui per il deposito

Gasum di Øra in Norvegia (capacità 6000 m3); 250000 m3 annui per il deposito Gasum a Lysekil in Svezia (capacità 30000 m3); 300000 m3 annui per il deposito Gasum di Risavika in Norvegia (capacità 30000 m3).

Tabella 19. Depositi costieri SSLNG, Capacità annua di stoccaggio (m3/a).

Operatore	Localizzazione	Capacità annua di stoccaggio (m3/a)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	300.000
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	520.000
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	880.000
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	1.440.000
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	1.040.000
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	900.000
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	120.000 -170.000
C.I.P. Sassari	Porto Torres	64.100
Gasnor AS	Gibilterra	340.000
Gasum	Llysekil (Svezia)	250.000
Gasum	Pori (Finlandia)	n.d
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	n.d
Gasum	Øra (Norvegia)	170.000
Gasum	Risavika (Norvegia)	700.000

Fonte: elaborazione STF

Tipologia dei serbatoi di stoccaggio del GNL

Nell’ambito dei 14 casi considerati, in genere riconducibili alla categoria “Full containment” prevista dalla norma UNI EN 1473⁶, sono state riscontrate tre tipologie costruttive di serbatoi di stoccaggio del GNL:

- a) serbatoi criogenici cilindrici orizzontali, composti da doppio guscio di acciaio;
- b) criogenici cilindrici orizzontali in acciaio, collocati in un secondo contenimento di cemento armato;
- c) criogenici cilindrici verticali, composti da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo.

Le prime due tipologie sono caratterizzate dal fatto che i depositi sono tutti costituiti da un sistema di più serbatoi, che variano da 5 a 18 (con capacità dei singoli serbatoi comprese tra 1000 e 1800 m3), e sono le tipologie degli impianti più piccoli, al di sotto di 25000 m3. In questo ambito ricadono 8 dei 14 casi di depositi SSLNG esaminati. Tra questi uno solo, quello di Higas nel Porto di S. Giusta (OR), adotta la soluzione dei serbatoi criogenici cilindrici orizzontali in acciaio, collocati in un secondo contenimento di cemento armato; mentre agli altri 7 sono costituiti da più serbatoi criogenici cilindrici orizzontali, composti ognuno da doppio guscio di acciaio. Nella terza tipologia ricadono tutti e 6 i depositi con capacità superiore a 20.000 m3, e solo uno, quello di Depositi Italiani GNL a Ravenna, è composto da due serbatoi distinti; mentre tutti gli altri sono costituiti da un singolo serbatoio.

⁶ Norma UNI EN 1473, Installazioni ed equipaggiamenti per il GNL – Progettazione installazioni a terra.

Tabella 20. Depositi costieri SSLNG, tipologia serbatoi di stoccaggio.

Operatore	Localizzazione	Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	n. 6 serbatoi criogenici di tipo "full containment" con contenitore primario in acciaio di capacità operativa da 1.500 m3 collocati ciascuno in un secondo contenimento di cemento armato con intercapedine di perlite
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	n. 7 serbatoi criogenici fuori terra cilindrici orizzontali di tipo "full containment" con capacità nominale di 1.430 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità lorda da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	n. 18 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.226 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo "full containment"
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	n. 2 serbatoi cilindrici verticali con capacità utile ciascuno di 10.000 m3 di tipo "full containment", composti da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	n. 1 serbatoio a pressione atmosferica, fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 47 m ed un'altezza di circa 32 m.
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	n. 6 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.500 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo "full containment"
C.I.P. Sassari	Porto Torres	n. 7 serbatoi da 1430 m3 criogenici, in pressione, cilindrici, orizzontali, di tipo "Full containment" costituito da doppio sistema di contenimento in acciaio.
Gasnor AS	Gibilterra	n. 5 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.
Gasum	Llysekil (Svezia)	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 38 m ed un'altezza fuori terra di circa 45 m.
Gasum	Pori (Finlandia)	n. 1 serbatoio, cilindrico verticale fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 42 m ed un'altezza di circa 35 m.
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, fuori terra, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 40 m ed un'altezza fuori terra di circa 54 m.
Gasum	Øra (Norvegia)	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità complessiva di 6.500 m3, ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto e doppio mantello
Gasum	Risavika (Norvegia)	n. 1 serbatoio, fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato.

Fonte: elaborazione STF

Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)

Nella gestione degli impianti di stoccaggio del GNL - di qualsiasi dimensione e non solo quelli considerati in questo lavoro ma anche quelli più piccoli, come i Depositi satellite delle utenze finali o i grandi impianti di stoccaggio dei terminali - una delle principali problematiche è costituita dal processo di evaporazione del

GNL, che produce il fenomeno del BOG, e la necessità di gestire la frazione dei vapori di gas naturale così prodotta, anche al fine di evitare incidenti nel funzionamento degli impianti.

In termini generali, oltre alle procedure di ricircolo comuni a tutti gli impianti di stoccaggio di GNL, vi sono altre soluzioni che possono essere utilizzate, in particolare: il recupero o lo smaltimento verso l'esterno del metano in forma gassosa così prodottosi; o una nuova liquefazione di tali vapori, per poter essere reimmessi negli stoccaggi criogenici dell'impianto.

La prima opzione comprende una gamma articolata di diverse soluzioni, legate al funzionamento ordinario dell'impianto; non si considerano quindi in questo caso le modalità di gestione del Boil-off in situazioni di incidenti o di rischio, per le quali sono utilizzate soluzioni straordinarie, come lo smaltimento verso l'esterno con l'immissione in torcia del gas naturale (flaring), per garantire la sicurezza dell'impianto da incidenti rilevanti.

Tabella 21. Depositi costieri SSLNG, modalità di gestione del Boil-Off gas (BOG).

Operatore	Localizzazione	Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete locale e distributore GNC
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	Impianto di liquefazione per recupero BOG
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete di trasporto
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	Impianto di liquefazione per recupero BOG Utilizzo per impianto di generazione elettrica a servizio del deposito
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	recupero del BOG tramite compressione, correzione e invio diretto del gas nella rete di trasporto di SNAM.
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	Impianto di liquefazione per recupero BOG o utilizzo per generazione elettrica (in corso di definizione)
C.I.P. Sassari	Porto Torres	Recupero del BOG Tramite: invio alla compressione per la l'alimentazione della rete di distribuzione, e alla compressione per il distributore di GNC
Gasnor AS	Gibilterra	n.d.
Gasum	Llysekil (Svezia)	n.d.
Gasum	Pori (Finlandia)	n.d.
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	n.d.
Gasum	Øra (Norvegia)	n.d.
Gasum	Risavika (Norvegia)	Impianto di liquefazione per recupero BOG

Fonte: elaborazione STF

Le modalità seguite per il recupero del gas naturale prodotto dal processo BOG all'interno degli stoccaggi criogenici, sono connesse al tipo di servizi e utilizzi presenti presso l'impianto:

- 1) il Boil-off gas viene avviato, tramite un impianto di rigassificazione, ad alimentare reti di trasporto o distribuzione del gas naturale;
- 2) viene invece compresso e destinato a un distributore di GNC;

3) può essere destinato all'alimentazione di gruppi di generazione termoelettrica, per la produzione di energia elettrica utilizzata dall'impianto o immessa nella rete elettrica;

4) anche in assenza di impianto di rigassificazione, può essere immesso nella rete di trasporto, ai soli fini della gestione del BOG (vedi il caso del progetto Venice LNG a Porto Marghera).

Nel caso di stoccaggi che prevedono la presenza di sistemi di liquefazione per la gestione del Boil-off gas, vi è la possibilità di utilizzare le diverse tecnologie disponibili per questo tipo di funzionalità.

Nella casistica degli impianti esaminati (vedi **Tabella 21**), sono spesso presenti una o più modalità di recupero sottoforma gassosa del BOG proveniente dagli stoccaggi, a cui si aggiunge, in alcuni casi, l'utilizzo degli impianti di liquefazione per il recupero dei Boil-off sottoforma di GNL che viene reimpresso nel deposito.

Dal punto di vista dei costi di investimento e di gestione degli impianti, si può evidenziare che i costi della liquefazione alla scala degli impianti per il recupero del BOG dei depositi SSLNG sono assai significativi e sicuramente i depositi che non ne prevedono l'utilizzo hanno un evidente vantaggio economico.

Infrastrutture di approdo per l'approvvigionamento

Anche in questo caso le informazioni disponibili riguardano prevalentemente i progetti degli impianti italiani. Si può evidenziare come in quasi tutti i casi sia presente una banchina di approdo già esistente e in utilizzo, con caratteristiche tali da consentire l'accosto delle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento del GNL nei depositi. In un solo caso, quello del progetto Edison di Oristano, vi è invece la necessità di realizzare ex novo la banchina di approdo adiacente al sito di localizzazione del deposito.

Sotto questo profilo si può evidenziare che, dal punto di vista dei costi di investimento, è assai significativa la differenza tra i casi in cui l'infrastruttura di approdo è già presente e adeguata, rispetto a quelli in cui questa debba essere realizzata ex novo.

Metaniere SSLNG per l'approvvigionamento

Si considerano metaniere SSLNG le navi cisterna con serbatoi criogenici per il trasporto del GNL con capacità fino a 30000 m³. Generalmente le metaniere SSLNG che riforniscono i depositi sono gestite dallo stesso operatore del deposito, ma vi può essere anche il caso in cui il servizio di shipping venga effettuato da operatori diversi, con varie tipologie di contratti (affitto di lungo periodo, o di natura diversa).

Dal punto di vista dei costi di approvvigionamento del GNL da parte dei depositi, sono molto significative, oltre al prezzo di acquisto del GNL, le distanze che devono essere percorse, e le capacità delle navi stesse. Va evidenziato che, con una variabilità della capacità di trasporto delle metaniere SSLNG utilizzabili (che può andare da 4-5000 m³ fino a 30000 m³ di capacità) in termini di economie di scala vi è anche una significativa ricaduta sui costi operativi a seconda dei casi.

La nave che rifornisce l'unico deposito SSLNG attualmente operativo nel Mediterraneo, quello di Gibilterra, è la Coral Methane, che ha una capacità di 8000 m³. Di taglia simile è la metaniera da 7500 m³ del gruppo Avenir, destinata a servire il deposito Higas di Oristano (capacità 10000 m³). Nel caso dell'altro deposito in costruzione in Italia, quello di Depositi Italiani GNL di Ravenna (capacità 20000 m³), la metaniera SSLNG collegata e già ordinata avrà una capacità di 30000 m³.

Nei depositi costieri del nord della Scandinavia vengono utilizzate anche navi metaniere di una taglia intermedia tra 15000 e 18600 m³, prevista anche per il rifornimento di alcune iniziative italiane e che sarà

sicuramente la taglia della metaniera SSLNG che entrerà in servizio nel Mediterraneo nel 2022 per conto della francese Total (capacità 18600 m3).

Dal punto di vista dell'approvvigionamento di GNL si è considerata la capacità operativa di scarico dalle metaniere SSLNG agli stoccaggi dei depositi costieri, che mostra un'ampia variabilità con valori compresi tra 450 e 3.000 m3/h.

Dal punto di vista dei costi di esercizio dei depositi costieri nella fase di approvvigionamento del GNL risulta evidente che dalle possibili combinazioni della capacità (m3) delle metaniere SSLNG utilizzate, con la capacità di scarico (m3/h) dalla metaniera al deposito, le configurazioni sono assai diverse anche solo dal punto di vista dei tempi necessari a compiere le operazioni di scarico (un-loading).

Dal punto di vista della funzionalità delle metaniere SSLNG, è anche indispensabile mettere in evidenza che sia quelle attorno agli 8000 m3, sia quella da 18600 di Total, sono imbarcazioni che hanno anche la funzione di bunkership, e quindi possono effettuare operazioni di bunkeraggio ship to ship, e non solo di scarico o consegna presso i depositi costieri.

Viene contemplato anche il caso di Risavika in Norvegia, in cui l'approvvigionamento è garantito, di base, da un impianto di liquefazione che utilizza il gas proveniente da giacimenti di estrazione collegati.

Tabella 22. Capacità delle metaniere SSLNG per approvvigionamento (m3), e capacità di scarico nel deposito (m3/h) .

Operatore	Localizzazione	Capacità di scarico da metaniera a deposito (m3/h)	Metaniera/e SSLNG per l'approvvigionamento (m3 di capacità)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	600	7.500
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	1.000	7.500 - 15.600
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	450	4.000 - 5.000
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	1.000	15.600
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	1.000	30.000
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	2.130	30.000
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	1.000	500-7.000
C.I.P. Sassari	Porto Torres	750	20.000
Gasnor AS	Gibilterra	n.d.	8.500
Gasum	Llysekil (Svezia)	n.d.	n.d.
Gasum	Pori (Finlandia)	1.000-1500	5.000-18.000
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	3.000	18.000
Gasum	Øra (Norvegia)	n.d.	15.000
Gasum	Risavika (Norvegia)	1.000	n.d.

Fonte: elaborazione STF

4.2 Servizi presso i depositi SSLNG

I servizi presenti o previsti presso i depositi SSLNG vengono ripartiti in due gruppi: i “servizi SSLNG” e “altri tipi di servizi” legati alla filiera del gas naturale basata sulla supply chain del GNL.

Vengono considerati servizi “SSLNG”:

- stoccaggio del GNL nel deposito;
- truck-loading, carico di isocontainer o vagoni cisterna;
- Ship-loading per il carico di metaniere SSLNG o di bettoline con serbatoi criogenici per bunkeraggio;
- Bunkeraggio di navi alimentate a GNL (bunkering terminal-to-ship):
- stazione di rifornimento per mezzi stradali alimentati a GNL.

Servizio di stoccaggio del GNL nel deposito SSLNG

Non sono disponibili informazioni sistematiche sulle modalità di svolgimento del servizio di stoccaggio del GNL presso i depositi SSLNG esaminati, sia nel caso dei progetti italiani che degli impianti esteri.

Per la realtà italiana, in base alle informazioni disponibili è possibile enucleare tre modalità operative per il servizio di stoccaggio del GNL a cui si possono ricondurre tre modelli business per lo svolgimento di questa attività:

- 1) gestione esclusiva del deposito da parte di un operatore integrato nella filiera (dall’approvvigionamento alla vendita del GNL agli utenti finali) che non prevede la commercializzazione della capacità di stoccaggio del GNL verso terzi;
- 2) gestione del deposito da parte di un operatore che si dedica esclusivamente alla commercializzazione della capacità di stoccaggio di GNL (e dei servizi SSLNG presenti presso l’impianto) verso terzi, senza coinvolgimento in altri segmenti della filiera.
- 2) gestione dei servizi SSLNG e di stoccaggio del GNL stoccato a questo fine, presso un deposito costiero che ha le caratteristiche di impianto di rigassificazione regolato ai sensi dell’articolo 9 del Dlgs n. 257/2016.

Nei primi due casi si tratta di depositi SSLNG ex art. 10 del Dlgs n. 257/2016 che non sono sottoposti alla regolazione dell’Arera (vedi paragrafo 3.2.2) e quindi i gestori non hanno obblighi verso terzi dal punto di vista né delle modalità di accesso ai servizi, né della determinazione dei loro prezzi.

Il secondo tipo di modello di business è quello a cui sono orientati i progetti di Venice LNG a Porto Marghera e del C.i.P. di Sassari a Porto Torres.

Non si può escludere anche una gestione mista della capacità di un deposito non regolato in base ai primi due modelli di business.

Nel caso di deposito regolato, per il servizio di stoccaggio del GNL e gli altri servizi SSLNG presenti presso l’impianto (truck-loading e ship-loading), l’accesso a questi servizi non può essere discriminatorio, le tariffe sono definite secondo le modalità descritte nel paragrafo (3.2.2), e devono essere rese pubbliche dal gestore del deposito.

Per quello che riguarda i casi esteri, è possibile evidenziare che il caso del deposito di Gilbilterra è assimilabile a primo modello di business, mentre quello di Pori in Finlandia è un caso di infrastruttura regolata sia dal punto di vista dell’accesso che della definizione delle tariffe dei servizi.

Servizi di Truck-loading

Il Truck-loading è il servizio di carico delle autocisterne criogeniche per la distribuzione del GNL. Il trasporto per mezzo di autocisterna è la principale modalità di downstream del GNL presso le utenze finali per i diversi settori di utilizzo: distributori di GNL-GNC, utenze industriali off grid, reti di distribuzione isolate alimentate a GNL, ed anche per il bunkeraggio di navi alimentate a GNL con la modalità truck-to-ship. La facility di truck-loading è presente in tutti i 14 depositi SSLNG considerati (vedi **Tabella 23**), ad esclusione di quello di Gibilterra che ha come unica finalità di alimentare a gas naturale la centrale termoelettrica. Presso i depositi sono in genere presenti almeno due baie di carico per le autocisterne criogeniche, che possono operare anche in contemporanea.

La capacità di carico delle facility di truck-loading varia da 42 a 90 m³/h. Generalmente il carico di ogni singola autocisterna da 45 m³ avviene nell'arco di un'ora.

Tabella 23. Depositi costieri SSLNG-servizio di truck loading, baie di carico (n.) e capacità di carico (m³/h).

Operatore	Localizzazione	Servizio di Truck-Loading	Baie di carico(n.)	Capacità di carico (m ³ /h)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	SI	2	50
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	SI	4	60
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	SI	2	50
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	SI	2	42
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	SI	6	60
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	SI	5	60
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	SI	3	60
C.I.P. Sassari	Porto Torres	SI	2	90
Gasnor AS	Gibilterra	NO	-	-
Gasum	Llysekil (Svezia)	SI	n.d	n.d
Gasum	Pori (Finlandia)	SI	2	n.d.
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	SI	n.d	75
Gasum	Øra (Norvegia)	SI	n.d	n.d
Gasum	Risavika (Norvegia)	SI	2	65

Fonte: elaborazione STF

Servizi di carico di isocontainer o vagoni con serbatoi cisterna

Altre modalità di downstream del GNL, meno diffuse, sono: il carico di iso-container o di vagoni con serbatoi cisterna. Nel caso del carico di iso-container con serbatoi criogenici per il GNL, questi vengono successivamente movimentati per la distribuzione tramite la catena logistica degli iso-container che può utilizzare i mezzi predisposti via strada, via ferrovia o via nave. In alcuni casi è possibile anche il carico di vagoni cisterna con serbatoi criogenici per il GNL, quando presso i depositi SSLNG sia accessibile la rete ferroviaria. In base alle informazioni disponibili, la distribuzione del GNL tramite vagoni cisterna è prevista solo dal progetto di Livorno DLNG Terminal, mentre l'utilizzo degli iso-container con serbatoio criogenico di GNL è previsto esplicitamente dal progetto di Venice LNG a Porto Marghera.

Tabella 24. Depositi costieri SSLNG-servizio di carico di isocontainer e vagoni cisterna.

Operatore	Localizzazione	Carico Vagoni cisterna	Carico di isocontainer di GNL
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	NO	NO
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	NO	NO
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	NO	NO
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	NO	NO
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	NO	NO
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	NO	SI
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	SI	n.d.
C.I.P. Sassari	Porto Torres	NO	NO
Gasnor AS	Gibilterra	NO	NO
Gasum	Llysekil (Svezia)	n.d.	n.d.
Gasum	Pori (Finlandia)	NO	NO
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	SI	n.d.
Gasum	Øra (Norvegia)	n.d.	n.d.
Gasum	Risavika (Norvegia)	NO	NO

Fonte: elaborazione STF

Servizi di ship loading e bettoline per bunkeraggio di GNL

Il servizio di “Ship loading” presso gli approdi dei depositi costieri SSLNG, può esser finalizzato sia al rifornimento diretto dei serbatoi di navi alimentate a GNL (Terminal to Ship bunkering) che al carico di bettoline con serbatoi criogenici, utilizzate per successive operazioni di bunkeraggio del GNL (Ship to ship bunkering) nell’area portuale.

Nel caso delle iniziative italiane, la facility di ship loading è prevista esplicitamente da quasi tutti i progetti (vedi **Tabella 25**). Nel progetto di Depositi Italiani del porto di Ravenna è prevista la presenza di due facility di ship loading, che potrebbero consentire contemporaneamente il carico di due imbarcazioni.

La capacità di carico è in genere di 250 m³/h, valore che sale a 400 m³/h nel caso del progetto Venice LNG a Porto Marghera.

La facility ship loading o bunkeraggio terminal-to-ship è presente in genere anche presso i terminali scandinavi, particolarmente attrezzato il deposito di Risavika dotato di tre punti di approdo attrezzati con questo tipo di facilities, di cui una con capacità di carico di 1.000 m³/h.

Le bettoline per il bunkeraggio di GNL possono essere realizzate e gestite anche da operatori diversi da quelli dei depositi. Le informazioni sulla loro presenza e capacità riportate nella **Tabella 25** sono quindi indicative; ma mostrano il loro utilizzo in tutti i progetti con imbarcazioni dotate di serbatoi criogenici con capacità che può andare da 400 a 4000 m³. Nel caso dei progetti di Porto Marghera e Ravenna, la presenza di una bettolina da 4000 m³ è riferita all’imbarcazione attualmente in costruzione presso i Cantieri Visentini, per conto dell’operatore Cantieri Riuniti Panfido e C.

Tabella 25. Depositi costieri SSLNG: servizi di Ship-loading e presenza bettoline per bunkeraggio di GNL.

Operatore	Localizzazione	Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	Facility di ship- loading	Capacità di carico (m3/h)	Bettoline per bunkeraggio GNL	Capacità (m3)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	SI	1	n.d.	SI	1.000-1.500
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	SI	1	250	SI	1.000-2.000
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	SI	1	105	SI	500
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	SI	1	250	SI	500
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	SI	2	250	SI	4.000
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	SI	1	400	SI	4.000
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	SI	1	250	SI	1.000
C.I.P. Sassari	Porto Torres	NO	-	-	NO	-
Gasnor AS	Gibilterra	NO	-	-	NO	-
Gasum	Llysekil (Svezia)	SI	1	n.d.	SI	n.d.
Gasum	Pori (Finlandia)	SI	SI	n.d.	SI	n.d.
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	SI	SI	300	n.d.	n.d.
Gasum	Øra (Norvegia)	NO	-	-	NO	-
Gasum	Risavika (Norvegia)	SI	3	200-1.000	n.d.	n.d.

Fonte: elaborazione STF

Distributori di GNL per automezzi stradali

La presenza di impianti di distribuzione per automezzi a GNL, presso i depositi costieri, è un possibile servizio che può essere attivato utilizzando il GNL prelevato direttamente dagli stoccaggi degli impianti. Nel caso dei progetti italiani, questa possibilità è prevista per l'impianto di Igas in costruzione nel porto di Santa Giusta, e per il progetto del C.I.P. a Porto Torres.

Per gli impianti scandinavi non è stato possibile raccogliere informazioni esplicite sulla presenza o l'assenza di distributori di GNL per automezzi stradali, collegati al deposito. Ciò rende presumibile che non siano presenti, anche data la localizzazione di queste infrastrutture, spesso molto distanti da vie di comunicazione, per cui è difficilmente giustificabile la presenza di distributori per automezzi pesanti.

Tabella 26. Depositi costieri SSLNG: presenza di distributori di GNL per automezzi stradali.

Operatore	Localizzazione	Distributore di GNL
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	SI
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	NO
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	NO
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	NO
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	NO
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	NO
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	NO
C.I.P. Sassari	Porto Torres	SI
Gasnor AS	Gibilterra	NO
Gasum	Llysekil (Svezia)	n.d.
Gasum	Pori (Finlandia)	n.d.
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	n.d.
Gasum	Øra (Norvegia)	n.d.
Gasum	Risavika (Norvegia)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

Per “altri servizi” presso i depositi costieri SSLNG, diversi da quelli di distribuzione o fornitura di GNL si intendono:

- servizi di rigassificazione per l’alimentazione della rete di trasporto,
- servizi di alimentazione diretta di reti locali di distribuzione del gas naturale,
- erogazione del metano in forma gassosa per il rifornimento di mezzi di trasporto alimentati a gas naturale compresso (GNC).

Servizi di rigassificazione per l’alimentazione della rete di trasporto

Nel caso degli impianti italiani, la presenza del servizio di rigassificazione per alimentare la rete di trasporto del gas naturale è riferita ai progetti di depositi SSNLG che prevedono anche la realizzazione di un impianto di rigassificazione con le caratteristiche previste dall’art. 9 del DLGS n. 257/2016 (vedi capitolo3).

Si tratta di due progetti localizzati in Sardegna: quello di Isgas nel Porto Canale di Cagliari e quello di Ivi Petrolifera nel Porto di Santa Giusta, entrambi con procedimento autorizzativo in corso. La capacità di rigassificazione prevista per l’impianto di Isgas è di 100000 m3/h, mentre nel caso del progetto di Ivi Petrolifera è di 60.000 m3/h.

Nei depositi SSNLG esaminati in altri paesi europei, si considera il servizio di rigassificazione non in base a un criterio formale di tipo normativo-regolatorio, ma di carattere sostanziale rispetto alla funzionalità che dev’essere garantita dall’impianto di rigassificazione nei confronti di utenze rilevanti come una centrale termoelettrica che debba garantire il servizio della rete elettrica (caso di Gibilterra), oppure il rifornimento di grandi utenze industriali, come nei casi di Tornio (Finlandia), Pori (Finlandia) e Lysekil (Svezia) che ha una capacità di rigassificazione rispettivamente: di 55000 m3/h, 30.000 m3/h e 27.000 m3/h:

Tabella 27. Depositi costieri SSLNG-servizio di rigassificazione per rete di trasporto e capacità (m3/h).

Operatore	Localizzazione	Rigassificazione per rete di trasporto	Capacità di rigassificazione (m3/h)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	NO	-
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	NO	-
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	SI	60.000
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	SI	100.000
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	NO	-
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	NO	-
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	NO	-
C.I.P. Sassari	Porto Torres	NO	-
Gasnor AS	Gibilterra	SI	n.d.
Gasum	Llysekil (Svezia)	SI	27.000
Gasum	Pori (Finlandia)	SI	30.000
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	SI	54.500
Gasum	Øra (Norvegia)	NO	-
Gasum	Risavika (Norvegia)	n.d.	n.d

Fonte: elaborazione STF

Servizi di alimentazione diretta di reti locali di distribuzione

La casistica dei depositi SSLNG che forniscono un servizio di alimentazione diretta di reti locali di distribuzione del gas naturale, viene identificata nel caso dei progetti italiani sulla base del regime normativo regolatorio previsto dall'art. 10 del DL 257/2016. In questo ambito ricadono due progetti: quello di Higas in costruzione nel Porto di Santa Giusta a Oristano, e il Progetto del C.I.P. di Sassari a Porto Torres. In entrambi i casi i progetti prevedono l'alimentazione diretta di reti di distribuzione del gas naturale, assimilabili alle reti isolate a GNL da depositi satellite. Anche in questo caso può essere prevista una funzionalità di rigassificazione che garantisca l'alimentazione delle reti di distribuzione, ma con dimensioni molto più limitate rispetto agli impianti di rigassificazione destinati ad alimentare la rete di trasporto del gas naturale. Nel caso del progetto di Porto Torres la capacità di rigassificazione destinata ad assicurare l'alimentazione delle reti locali di distribuzione del gas naturale è di circa 1.300 m³/h, un valore molto inferiore a quelli dei depositi che prevedono un impianto di rigassificazione per la rete di trasporto come mostrato nella **Tabella 27**.

Tabella 28. Depositi costieri SSLNG-servizio di alimentazione di rete di distribuzione locale e capacità (m³/h).

Operatore	Localizzazione	Rigassificazione per rete locale di distribuzione	Capacità di rigassificazione (m ³ /h)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	SI	n.d
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	NO	-
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	NO	-
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	NO	-
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	NO	-
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	NO	-
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	NO	-
C.I.P. Sassari	Porto Torres	SI	1.260
Gasnor AS	Gibilterra	NO	-
Gasum	Llysekil (Svezia)	NO	-
Gasum	Pori (Finlandia)	NO	-
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	NO	-
Gasum	Øra (Norvegia)	SI	n.d.
Gasum	Risavika (Norvegia)	n.d.	n.d.

Distributori di GNC

La presenza di impianti di distribuzione per automezzi a GNC, presso i depositi costieri, è un possibile servizio che può essere attivato utilizzando il GNL prelevato dagli stoccaggi degli impianti. Nel caso dei progetti italiani, questa possibilità è prevista per l'impianto di Higas in costruzione nel porto di Santa Giusta, e per il progetto del C.I.P. a Porto Torres. Il servizio di erogazione per il rifornimento di mezzi di trasporto alimentati a gas naturale compresso (GNC), viene assicurato recuperando il boil-off gas prodotto dagli stoccaggi del deposito, o rigassificando il GNL. Anche in questo caso l'attivazione di un impianto di distribuzione di metano alimentato direttamente da un deposito SSLNG, presuppone una localizzazione adeguata all'esercizio di tale attività commerciale.

Non sono disponibili informazioni riguardanti questo tipo di servizio per gli impianti SSLNG in altri paesi europei. Ciò rende presumibile che non siano presenti come servizio presso i depositi, anche data la localizzazione di queste infrastrutture, spesso molto distanti da vie di comunicazione, per cui è difficilmente giustificabile la presenza di distributori per automezzi alimentati a GNC.

Tabella 29. Depositi costieri SSLNG: presenza di distributore di GNC per automezzi stradali.

Operatore	Localizzazione	Distributore GNC
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	SI
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	NO
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	NO
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	NO
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	NO
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	NO
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	NO
C.I.P. Sassari	Porto Torres	SI
Gasnor AS	Gibilterra	NO
Gasum	Llysekil (Svezia)	NO
Gasum	Pori (Finlandia)	NO
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	NO
Gasum	Øra (Norvegia)	NO
Gasum	Risavika (Norvegia)	NO

Fonte: elaborazione STF

4.3 Regolazione e tariffe per depositi SSLNG

In Italia sono due i progetti di depositi costieri che prevedono anche la presenza di un impianto di rigassificazione destinato ad alimentare la rete di trasporto nelle modalità stabilite dall'articolo 9 del Dlgs n. 257/2016. Per questi depositi è prevista la regolazione dell'Arera per il servizio di stoccaggio del GNL e i servizi SSLNG presenti presso gli impianti (truck-loading e/o ship-loading); l'accesso ai servizi non potrà essere discriminatorio, le tariffe dovranno essere definite con i criteri e le modalità descritte nel paragrafo (3.2.2), e dovranno anche essere rese pubbliche dal gestore del deposito.

Tabella 30. Depositi costieri SSLNG: regolazione servizi SSLNG.

Operatore	Localizzazione	Infrastruttura regolata	Tariffe servizi SSLNG regolati
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	NO	-
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	NO	-
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	SI	n.d.
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	SI	n.d.
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	NO	-
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	NO	-
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	NO	-
C.I.P. Sassari	Porto Torres	n.d.	n.d.
Gasnor AS	Gibilterra	NO	-
Gasum	Llysekil (Svezia)	n.d.	-
Gasum	Pori (Finlandia)	SI	SI
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	n.d.	-
Gasum	Øra (Norvegia)	n.d.	-
Gasum	Risavika (Norvegia)	n.d.	-

Fonte: elaborazione STF

L'unico caso di deposito SSLNG estero soggetto a intervento regolatorio per il quale sono disponibili informazioni sulle tariffe applicate è quello di Gasum a Pori in Finlandia. L'impianto di Pori è un'infrastruttura regolata dall'Autorità per l'energia finlandese⁷ che stabilisce condizioni di accesso e tariffe dei servizi, in particolare per quelli di stoccaggio del GNL, di Truck-loading, di ship-loading (e unloading), e di bunkeraggio terminal to ship. In particolare le tariffe sono quelle riportate dalla **Tabella 31**.

Per il servizio di truck-loading è prevista una tariffa basata su una quota fissa di 750 € per ogni operazione di carico di una autocisterna criogenica. A questo vanno aggiunti i costi una tantum per la formazione dei conducenti (1.000 €), e quelli per l'approvazione dei requisiti dell'autocisterna criogenica (1.000 €)

Per il servizio di bunkeraggio terminal-to-ship di imbarcazioni alimentate a GNL, la tariffa è basata su una quota fissa di 3.000 € per ogni operazione di bunkeraggio, e una quota variabile di 300 € per ogni ora di durata dell'operazione di bunkeraggio che comporta l'occupazione dell'approdo attrezzato con la facility di trasferimento del GNL per il bunkeraggio.

⁷ "TERMINAL RULES FOR THE PORI LNG IMPORT TERMINAL", 16/3/2018.

Per il servizio di scarico (ship-unloading) o carico (ship-loading) di metaniere SSLNG, la tariffa è basata su una quota fissa di 12.000 € per ogni operazione di scarico o carico, e una quota variabile di 300 € per ogni ora di durata dell'operazione carico o scarico, che comporta l'occupazione dell'approdo attrezzato con la facility di trasferimento del GNL dai serbatoi della metaniera allo stoccaggio a terra o viceversa.

Nel caso del servizio di stoccaggio del GNL la tariffa è basata su una quota fissa annua di 355 € per ogni m³ di capacità dello stoccaggio impegnato, e una quota variabile di 0,73 €/MWh ritirato per le operazioni di: truck-loading, ship-loading, bunkering, o rigassificazione del GNL per l'invio alla rete di trasporto del gas naturale.

Tabella 31. Tariffe servizi SSLNG presso il deposito Gasum di Pori (Finlandia)

Truck-Loading	
<i>Quota fissa (€/carico)</i>	750
Ship-loading (e unloading)	
<i>Quota fissa (€/carico o scarico)</i>	12.000
<i>Quota variabile (€/h)</i>	300
Bunkering terminal-to-ship	
<i>Quota fissa (€/carico)</i>	3.000
<i>Quota variabile (€/h)</i>	300
Servizio di stoccaggio	
<i>quota fissa capacità di stoccaggio (€/m³/a)</i>	355
<i>quota variabile operazioni di ritiro (€/MWh)</i>	0,73

Elaborazione STF su dati "TERMINAL RULES FOR THE PORI LNG IMPORT TERMINAL".

4.4 Costi di investimento

I dati sui costi di investimento sostenuti, o previsti nel caso dei progetti italiani, per la realizzazione dei depositi costieri SSLNG riportati nella **Tabella 32** sono basati su informazioni pubbliche rese disponibili dagli operatori. Tale informazione è risultata disponibile per 6 degli 8 progetti italiani considerati e per 3 degli impianti già operativi nei paesi scandinavi.

Per una valutazione di questi dati si considerano in particolare le infrastrutture nate esclusivamente per la gestione di servizi SSLNG nella filiera del downstream del GNL e non si considerano quelle nate anche con un impianto di rigassificazione destinato ad alimentare la rete di trasporto del gas naturale, per le quali sarebbe necessario incorporare la quota di costi di investimento attribuibili al servizio di rigassificazione.

Su questa base si possono valutare i dati disponibili su 5 progetti italiani, di cui due in costruzione: Higas e Ivi Petrolifera⁸ nel Porto di S. Giusta; Livorno Terminal LNG; Depositi Italiani LNG a Ravenna; e Venice LNG a Porto Marghera. Per i tre progetti con capacità simile, basati su sistemi di più serbatoi cilindrici orizzontali, con capacità complessiva di circa 9-10.000 m³, i costi di investimento variano da 30 M€ a 50 M€. Nel caso dei due progetti di maggiori dimensioni, basati sulla tipologia dei depositi cilindrici verticali, un progetto ha la taglia di 20.000 m² ripartita in due serbatoi, mentre l'altro prevede un solo serbatoio della capacità di 32.000 m³. Il costo di investimento previsto per ambedue i progetti è di 100 M€.

Si registra quindi una significativa variabilità dei costi di investimento rispetto alla capacità di stoccaggio e alla funzionalità dei servizi SSLNG previste da questi 5 progetti, sia per i 3 della tipologia da 9-10.000 m³ che per i due progetti di maggiori dimensioni.

Tabella 32. Depositi costieri SSLNG: costi di investimento (M€).

Operatore	Localizzazione	Costo di investimento complessivo (M€)
Higas S.r.l	Porto di S. Giusta (OR)	30
Edison s.p.a	Porto di S. Giusta (OR)	n.d.
IVI Petrolifera S.p.a.	Porto di S. Giusta (OR)	50
ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Porto canale di Cagliari	84
Depositi Italiani GNL S.p.a.	Porto di Ravenna	100
Venice LNG S.p.a.	Porto Marghera	100
Livorno LNG Terminal S.p.a.	Porto di Livorno	40
C.I.P. Sassari	Porto Torres	n.d.
Gasnor AS	Gibilterra	n.d.
Gasum	Llysekil (Svezia)	70 – 85
Gasum	Pori (Finlandia)	81
Manga LNG Oy	Tornio (Finlandia)	97,9
Gasum	Øra (Norvegia)	n.d.
Gasum	Risavika (Norvegia)	n.d.

Fonte: elaborazione STF

⁸ In questo caso si è utilizzato il dato di costo dell'investimento dichiarato da Ivi Petrolifera per il primo progetto di deposito, che non prevedeva l'impianto di rigassificazione.

Nel caso dei costi di investimento per ogni m³ di stoccaggio (comprensivo dei costi delle infrastrutture per l'erogazione dei servizi SSLNG), emerge un range di costo di investimento che varia da 3.000 a 5.000 €/m³, sia nella casistica dei tre progetti da 9-10.000 m³ che per gli altri due progetti di maggiori dimensioni. Uno dei fattori che influisce sui costi di investimento è certamente quello della scelta delle soluzioni adottate in questi cinque progetti per la gestione del boil-off gas (BOG). Le informazioni raccolte su questo aspetto sono riportate nella **Tabella 21**. Ci sono sicuramente maggiori costi di investimento negli impianti che adottano tecnologie di liquefazione del BOG per il suo recupero come GNL negli stoccaggi dei depositi, rispetto agli impianti che adottano altre soluzioni di recupero del BOG in forma gassosa.

Tabella 33. Depositi costieri SSLNG: caratteristiche strutturali e approvvigionamento

Operatore	Higas S.r.l	Edison s.p.a	IVI Petroliera S.p.a.	ISGAS Energit Multiutilities S.p.a.	Depositi Italiani GNL S.p.a.	Venice LNG S.p.a.	Livorno LNG Terminal S.p.a.	C.I.P. Sassari	Gasnor AS	Gasum	Gasum	Manga LNG Oy	Gasum	Gasum
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)	Porto di S. Giusta (Oristano)	Porto di S. Giusta (Oristano)	Porto canale di Cagliari	Porto di Ravenna	Porto Marghera	Porto di Livorno	Porto Torres	Gibilterra	Llysekil (Svezia)	Pori (Finlandia)	Tornio (Finlandia)	Øra (Norvegia)	Risavika (Norvegia)
Stato infrastruttura	In costruzione	Autorizzata	Procedimento autorizzativo in corso	Procedimento autorizzativo in corso	In costruzione	Procedimento autorizzativo in corso	In corso di progettazione	In corso di progettazione	Operativa dal 2019	Operativa dal 2014	Operativa da settembre 2016	Operativa da giugno 2019	Operativa dal 2011	Operativa dal 2011
Stato area di insediamento deposito	Area portuale dismessa	Area incolta (greenfield)	Area portuale	Area incolta (Greenfield)	Area dismessa	Area industriale dismessa	Area portuale	Area portuale	Area portuale	n.d.	Area portuale	Area portuale	n.d.	Area industriale
Capacità nominale di stoccaggio (m3)	10.800	10.000	9.000	22.000	20.000	32.000	9.000	10.000	5.000	30.000	30.000	n.d.	6.400	30.000
Capacità utile di stoccaggio (m3)	9.000	n.d.	8.000	22.000	n.d.	n.d.	n.d.	7.500	n.d.	n.d.	27.000	50.000	5.900	28.000
Capacità annua di stoccaggio (m3/a)	300.000	520.000	880.000	1.440.000	1.040.000	900.000	120.000-170.000	64.100	340.000	250.000	n.d.	n.d.	170.000	300.000
Tipologia serbatoi di stoccaggio del GNL	n. 6 serbatoi criogenici di tipo "full containment" con contenitore primario in acciaio di capacità operativa da 1.500 m3 collocati ciascuno in un secondo contenimento di cemento armato con intercapedine di perlite	n. 7 serbatoi criogenici fuori terra cilindrici orizzontali di tipo "full containment" con capacità nominale di 1.430 m3 ciascuno composto da doppio guscio di acciaio	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità lorda da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.	n. 18 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.226 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo "full containment"	n. 2 serbatoi cilindrici verticali con capacità utile di 10.000 m3 di tipo "full containment", composti da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato	n. 1 serbatoio a pressione atmosferica, fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno: 47 m ed un'altezza di circa 32 m.	n. 6 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità di 1.500 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio del tipo "full containment"	n. 7 serbatoi da 1430 m3 criogenici in pressione, cilindrici, orizzontali, di tipo "Full containment" costituito da doppio sistema di contenimento in acciaio.	n. 5 serbatoi serbatoi criogenici fuori terra cilindrici con capacità da 1.000 m3 ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto.	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 38 m ed un'altezza fuori terra di circa 45 m.	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, fuori terra, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 42 m ed un'altezza fuori terra di circa 35 m.	n. 1 serbatoio cilindrico verticale, fuori terra, composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato. Diametro esterno del serbatoio: 40 m ed un'altezza fuori terra di circa 54 m.	n. 9 serbatoi criogenici fuori terra orizzontali cilindrici con capacità complessiva di 6.500 m3, ciascuno composti da doppio guscio di acciaio pressurizzati con isolamento a vuoto e doppio mantello	n. 1 serbatoio, fuori terra e del tipo "full containment", composto da un serbatoio interno in acciaio e un serbatoio esterno in calcestruzzo armato.
Modalità di gestione del Boil-off gas (BOG)	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete locale e distributore GNC	Impianto di liquefazione per recupero BOG	Impianto di liquefazione per recupero BOG	Stoccaggio del BOG e utilizzo per generazione elettrica a servizio del deposito, alimentazione rete di trasporto	Impianto di liquefazione per recupero BOG	recupero del BOG tramite compressione, correzione e invio diretto del gas nella rete di trasporto di SNAM	Impianto di liquefazione per recupero BOG o utilizzo per generazione elettrica (in corso di definizione)	Recupero del BOG Tramite: invio alla compressione per la l'alimentazione della rete di distribuzione, e alla compressione per il distributore di GNC	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Impianto di liquefazione per recupero BOG
Infrastruttura di approdo	Banchina preesistente	Banchina da realizzare	Banchina preesistente	Banchina preesistente	Banchina preesistente	Banchina preesistente	Banchina preesistente	Banchina preesistente	n.d.	n.d.	Banchina preesistente	n.d.	n.d.	Banchina preesistente
Capacità di scarico da metaniera a deposito (m3/h)	600	1.000	450	1.000	1.000	2.130	1.000	750	n.d.	n.d.	1.000-1500	3.000	n.d.	1.000
Metaniera/e SSLNG per l'approvvigionamento (m3 di capacità)**	7.500	7.500-15.600	4.000-5.000	15.600	30.000	30.000	500-7.000	20.000	8.500	n.d.	5.000-18.000	18.000	15.000	n.d.
Impianto di liquefazione	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI
Capacità (t/a)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300.000
Costo di investimento complessivo (M€)	30	n.d.	50	84	100	100	40	n.d.	n.d.	70-85	81	97,9	n.d.	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* I dati sulla capacità annuale di stoccaggio dei depositi sono basati sulle informazioni rese disponibili dagli operatori e non riflettono un tasso di utilizzo omogeneo della capacità di stoccaggio dei serbatoi.

** Le informazioni sulle metaniere SSLNG per l'approvvigionamento dei depositi sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

Tabella 34. Depositi costieri SSLNG: servizi e tariffe														
Operatore	Higas S.r.l	Edison s.p.a	IVI Petrolifera S.p.a.	ISGAS Energit Multiutilities	Depositi Italiani GNL S.p.a.	Venice LNG S.p.a.	Livorno LNG Terminal S.p.a.	C.I.P. Sassari	Gasnor AS	Gasum	Gasum	Manga LNG Oy	Gasum	Gasum
Localizzazione	Porto di S. Giusta (Oristano)	Porto di S. Giusta (Oristano)	Porto di S. Giusta (Oristano)	Porto canale di Cagliari	Porto di Ravenna	Porto Marghera	Porto di Livorno	Porto Torres	Gibilterra	Llysekil (Svezia)	Pori (Finlandia)	Tornio (Finlandia)	Øra (Norvegia)	Risavika (Norvegia)
Stato infrastruttura	In costruzione	Autorizzata	Procedimento autorizzativo in corso	Procedimento autorizzativo in corso	In costruzione	Procedimento autorizzativo in corso	In corso di progettazione	In corso di progettazione	Operativa dal 2019	Operativa dal 2014	Operativa da settembre 2016	Operativa da giugno 2019	Operativa dal 2011	Operativa dal 2011
Servizi SSLNG														
Truck-Loading	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	SI	SI
Baie di carico	2	4	2	2	6	5	3	2	-	n.d.	2	n.d.	n.d.	2
Capacità di carico (m3/h)	50	60	50	42	60	60	60	90	-	n.d.	n.d.	75	n.d.	65
Carico Vagoni cisterna	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO	NO	n.d.	NO	SI	n.d.	NO
Carico di isocontainer di GNL	NO	NO	NO	NO	NO	SI	n.d.	NO	NO	n.d.	NO	n.d.	n.d.	NO
Ship-Loading (o Terminal to ship bunkering)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI	SI	NO	SI
Facility di ship-loading	1	1	1	1	2	1	1	-	-	1	SI	SI	-	3
Capacità di carico (m3/h)	n.d.	250	105	250	250	400	250	-	-	n.d.	n.d.	300	-	200-1.000
Bettoline per bunkeraggio GNL*	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI	n.d.	NO	n.d.
Capacità (m3)	1.000-1.500	1.000-2.000	500	500	4.000	4.000	1.000	-	-	n.d.	n.d.	n.d.	-	n.d.
Distributore di GNL	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO					
Altri servizi														
Rigassificazione per rete di trasporto**	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO	NO	SI	SI	SI	SI	NO	n.d.
Capacità di rigassificazione (m3/h)	-	-	60.000	100.000	-	-	-	-	n.d.	27.000	30.000	54.500	-	n.d.
Rigassificazione per rete locale di distribuzione***	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO	SI	n.d.
Capacità di rigassificazione (m3/h)	n.d.	-	-	-	-	-	-	1.260	-	-	-	-	n.d.	n.d.
Distributore GNC	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Infrastruttura regolata	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO	n.d.	NO	n.d.	SI	n.d.	n.d.	n.d.
Tariffe servizi SSLNG	-	-	n.d.	n.d.	-	-	-	n.d.	-	-	SI	-	-	-
Truck-Loading (€/carico)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	750	-	-	-
Ship-unloading (€/scarico)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.000	-	-	-
Capacità di stoccaggio (€/m3/a)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	270	-	-	-
Costo di investimento complessivo (M€)	30	n.d.	50	84	100	100	40	n.d.	n.d.	70 - 85	81	97,9	n.d.	n.d.

Fonte: elaborazione STF

* Le informazioni sulle presenza di bettoline con serbatoi criogenico per il bunkeraggio sono indicative e in alcuni casi riferite a operatori diversi da quelli dei depositi.

** Le informazioni sulla presenza di facilities di rigassificazione per la rete di trasporto è riferita o allo status regolatorio o al fatto che garantiscono l'approvvigionamento di gas naturale a grandi utenze (centrali termoelettriche o complessi industriali)

*** Il servizio di rigassificazione è riferito solo alla alimentazione diretta di reti locali di distribuzione

ALLEGATO III

Progetto TDI RETE-GNL

Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell'area transfrontaliera

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo”¹

¹Si precisa che il report T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo” è stato realizzato dalla società Enterprise Shipping Agency Srl che con D.D. n.356/2020 dell'11/06/2020 è risultata aggiudicataria di un “Servizio di consulenza per lo sviluppo delle attività di analisi economico-finanziarie connesse alla predisposizione delle più idonee soluzioni tecnologico-produttive per il bunkering di GNL in ambito portuale e valutazione dell'impatto ambientale derivante dalle diverse tipologie di configurazioni di bunkering”, CIG ZB42CC3908 – CUP F21G17000020006 - Rif. Prof. Paolo Fadda, finanziati con fondi FESR a valere sul secondo avviso del Programma Interreg Italia Francia Marittimo 2014-2020, mediante procedura di cui all'art. 36, comma 2 lett. a) D. Lgs. 50/2016 attraverso RdI su Sardegna C.A.T..

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo”



Sommario

1. Finalità del report e collocazione all'interno dell'Attività T2.3 rispetto al Prodotto T2.3.1 del progetto TDI RETE-GNL.....	5
2. Profili metodologici e procedure di raccolta dati.....	6
3. Descrizione delle voci di costo relative alle tecnologie di bunkering GNL.....	8
4. Valutazione economica-finanziaria delle diverse soluzioni di bunkering GNL.....	14
5. Confronto tra i costi OPEX-CAPEX delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate.....	40
6. Analisi “mark up multi-scenario”	47
7. Meccanismi di incentivazione per investimenti in tecnologie di tipo “green”.....	63
References	67

Indice delle figure

Figura 1: Potenziali configurazioni di bunkering di GNL.....	15
Figura 2: Modello svedese della tassa “fairway”.....	64

Indice delle tabelle

Tabella 1. Classificazione dei costi CAPEX per le varie soluzioni di bunkering GNL.....	12
Tabella 2: Classificazione dei costi OPEX per le varie soluzioni di bunkering GNL	14
Tabella 3: Soluzioni tecnologiche di bunkering GNL analizzate	15
Tabella 4: Specifiche tecniche e operative delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate.....	16
Tabella 5: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo STS	18
Tabella 6: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering STS.....	20
Tabella 7: Costo CAPEX annuo per m ³ di capacità produttiva annua delle opzioni di bunkering di tipo STS (25 anni vita utile).....	20
Tabella 8: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo STS	21
Tabella 9: Costo OPEX annuo per m ³ di capacità annua dell'impianto delle opzioni di bunkering di tipo STS.....	22
Tabella 10: Costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo STS, primo anno di attività	23
Tabella 11: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering di tipo STS; vita utile 25 anni	23
Tabella 12: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo TTS	27
Tabella 13: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering TTS.....	28
Tabella 14: Costo CAPEX annuo per m ³ di capacità produttiva annua delle opzioni di bunkering TTS, 20 anni vita utile	28
Tabella 15: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo TTS.....	29

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo”



Tabella 16: Costo OPEX annuo per m ³ di capacità annua dell'impianto per le soluzioni di bunkering di tipo TTS.....	30
Tabella 17: Costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo TTS, primo anno di attività.....	31
Tabella 18: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m ³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering di tipo TTS; vita utile 20 anni.....	31
Tabella 19: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo PTS	35
Tabella 20: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering PTS.....	36
Tabella 21: Costo CAPEX annuo per m ³ di capacità produttiva annua delle opzioni di bunkering PTS, 30 anni vita utile	36
Tabella 22: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo PTS	37
Tabella 23: Costo OPEX annuo per m ³ di capacità annua dell'impianto per le soluzioni di bunkering di tipo PTS.....	38
Tabella 24: Costo totale (CAPEX totale+ OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo PTS, primo anno di attività.....	39
Tabella 25: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m ³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering di tipo PTS; vita utile 30 anni.....	39
Tabella 26: Costi operativi e di capitale annui per m ³ di capacità produttiva annua delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate	47
Tabella 27: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva annua, inclusivo del costo variabile della materia prima, delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate	49
Tabella 28: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)	52
Tabella 29: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro).....	53
Tabella 30: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro).....	54
Tabella 31: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)	56
Tabella 32: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro).....	57
Tabella 33: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro).....	58
Tabella 34: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)	60
Tabella 35: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro).....	61
Tabella 36: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro).....	62

Indice dei grafici

Grafico 1: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m ³ di capacità produttiva annua delle tecnologie STS	24
Grafico 2: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva annua delle tecnologie TTS.....	31
Grafico 3: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva annua delle tecnologie PTS.....	40
Grafico 4: Costi OPEX annui delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	41

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



Grafico 5: Costi OPEX annui per unità di capacità produttiva annua delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	42
Grafico 6: Costi CAPEX totali delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	43
Grafico 7: Costi CAPEX annui per unità di capacità produttiva annua delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	44
Grafico 8: Costi totali (CAPEX totale+ OPEX annuo) delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	45
Grafico 9: Costi totali annui (CAPEX annuo + OPEX annuo) per unità di capacità produttiva annua delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS	46
Grafico 10: Costo totale annuo per m ³ di capacità produttiva annua, inclusivo del costo variabile della materia prima .	50

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell’area obbiettivo”



1. Finalità del report e collocazione all'interno dell'Attività T2.3 rispetto al Prodotto T2.3.1 del progetto TDI RETE-GNL.

L'intento del presente documento è quello di supportare le attività di ricerca di cui al Progetto TDI RETE-GNL (Componente T2 – Attività T2.3) funzionali alla definizione dell'architettura e delle logiche di funzionamento di specifici tool manageriali volti a supportare i decisori pubblici nell'ambito dei processi decisionali che implicano la valutazione di investimenti in impianti di rifornimento/stoccaggio GNL in aree marittimo-portuali.

Il report, pertanto, si inquadra nell'ambito delle attività di cui al progetto Interreg Italia-Francia Marittimo 2014-2020 “Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell'area transfrontaliera” (Acronimo TDI RETE-GNL) che ha tra i propri obiettivi quello di individuare soluzioni tecnologico-produttive per la distribuzione e il bunkering di GNL nei porti dell'area transfrontaliera, basate su standard e procedure operative condivise.

All'interno della Componente progettuale T2 “Studio per un piano d'azione congiunto per il GNL in ambito portuale” è prevista a formulario l'attività T2.3, che è dedicata alla valutazione economica finanziaria degli investimenti in infrastrutture di bunkering/storage di GNL. All'interno della sopramenzionata attività sono previsti due prodotti:

- ✓ T2.3.1 “Tool manageriali per la valutazione di investimenti in impianti di rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale”;
- ✓ T2.3.2 “Report su sinergie: profili economici, risparmio energetico, sostenibilità ambientale”;

Più nello specifico, il presente contributo rappresenta un documento di supporto e integrazione al prodotto T2.3.1 del progetto TDI RETE GNL, che si pone l'obiettivo di giungere alla creazione di tool manageriali per semplificare la valutazione dei principali profili economico-finanziari che derivano dalle scelte di investimento in infrastrutture per il rifornimento e lo stoccaggio di GNL in ambito marittimo-portuale.

La suddetta attività di ricerca mira a definire un know how e un quadro conoscitivo funzionale a disporre di strumenti analitici concreti diretti a semplificare le attività di valutazione economico-finanziaria preliminare di ipotesi progettuali che siano sottoposte a policy maker o decisori pubblici in relazione a questo tipo di facilities, infrastrutture o soluzioni di bunkering, mettendo a disposizione degli stessi dati e informazioni di dettaglio in relazione ai CAPEX ed OPEX che caratterizzano questo tipo di realtà produttive e primi tool manageriali in formato excel per semplificare le attività di benchmark e di confronto tra proposte imprenditoriali o richieste di concessione di spazi portuali alternative. I dati e le informazioni raccolti e presentanti in questo report appaiono peraltro rilevanti anche rispetto ai diversi operatori privati interessati a questo tipo di business, considerata la relativa carenza di dati e informazioni di dettaglio in merito ai suddetti profili economico-finanziari, quanto meno con riferimento a soluzioni tecnologiche e di processo che considerino puntualmente le specificità dei contesti nazionali italiano e francese.

Il report “valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo”, che è stato predisposto da Enterprise Shipping Agency Srl (ESA) sulla base di un'intensa attività di coordinamento con il responsabile dell'UO della Sardegna Prof. Paolo Fadda e con il CF del Progetto

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo”



TDI RETE-GNL (UNIGE-CIELI: Prof. Giovanni Satta), è stato realizzato assicurando l'integrazione e la coerenza del medesimo rispetto ai report e agli altri documenti realizzati anche da altri consulenti esterni che hanno supportato i vari partner di progetto (in primis ci si riferisce al documento prodotto da Assocostieri Servizi Srl, consulente esterno di UNIGE-CIELI in relazione alle attività del prodotto T.2.3.1 di progetto).

Il documento fornisce utili informazioni e dati di dettaglio che integrano la restante documentazione predisposta da partner e relativi consulenti nell'ambito del progetto, consentendo di meglio supportare la progettazione e l'implementazione di strategie di investimento in impianti di rifornimento/stoccaggio GNL in ambito portuale, attraverso l'esame di dettaglio di molteplici variabili economico-finanziarie e di progetto che costituiscono gli input conoscitivi necessari alla valutazione di un investimento in infrastrutture di questo tipo (es. tipo di infrastruttura, dati di dimensionamento, driver connessi ai CAPEX, driver connessi agli OPEX).

L'Output del sistema manageriale sviluppato consiste in indicatori di carattere economico finanziari descrittivi della profittabilità dell'investimento che verranno ampiamente trattati nei prossimi paragrafi.

2. Profili metodologici e procedure di raccolta dati.

Per le finalità del presente documento e in linea con quanto richiesto nel bando di gara assegnato alla società Enterprise Shipping Agency Srl (ESA), il gruppo di lavoro di ESA, ha provveduto a definire l'approccio metodologico sottostante alle attività di ricerca empirica da applicare dopo essersi coordinato con il responsabile scientifico del Committente (Prof. Paolo Fadda) e con il Capofila di Progetto (CF), ovvero UNIGE-CIELI.

La definizione del conceptual framework è stata condivisa mediante appositi incontri telematici, tra i quali si annovera quello del mese di luglio 2020 con la presenza di Committente e CF di progetto nell'ambito del quale è stato definito il planning delle attività di ricerca di cui alla presente relazione conclusiva.

In particolare, si è proceduto inizialmente ad esaminare i diversi documenti predisposti dai partner di progetto e dai relativi consulenti esterni in relazione all'attività T2.3 riconducibili al prodotto T2.3.1; successivamente, i dati e le informazioni relative agli OPEX e ai CAPEX connessi alle diverse soluzioni tecnologiche di bunkering/storage di GNL sono state oggetto di ulteriore approfondimento e integrazione al fine di disporre di una base dati completa e validata internamente ed esternamente. I dati e le informazioni in oggetto sono poi state usate come base di partenza per la definizione di una serie di analisi puntuali volte a fornire una valutazione preliminare di fattibilità economico-finanziaria di diverse ipotesi realizzative definite a livello teorico in ragione delle specificità del contesto di applicazione, ovvero i porti rientranti nell'area target di progetto e ricompresi nel formulario di progetto, ovvero Genova, Savona, La Spezia, Livorno, Cagliari, Tolone e Bastia.

I documenti di progetto esaminati vengono di seguito riportati, indicando anche il partner di progetto responsabile della documentazione o i suoi relativi consulenti esterni:

- ✓ “Esame dei profili economico-finanziari connessi alla predisposizione delle più idonee soluzioni tecnologico-produttive di bunkering e storage di GNL in ambito portuale” (P1 UNIGE-CIELI, consulente esterno Assocostieri Servizi Srl);

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo”



- ✓ “Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL” (P4 OTC - Office des transports de Crose, consulente esterno consorzio Tractebel Energie, Elengy, SeeUp-report realizzato da Tractebel Energie);
- ✓ “Analisi dei costi delle infrastrutture per la logistica del GNL in ambito portuale e relative esternalità” (P2 UNIPI, in collaborazione con la società di consulenza STF – Studio Tommaso Franci).

Successivamente all’operazione di controllo e integrazione della documentazione suddetta, il gruppo di lavoro di ESA, ha provveduto a raccogliere ulteriori dati e informazioni di dettaglio impiegando diverse fonti primarie e secondarie, quali: DNV GL energy transition outlook 2019, DNV GL AFI platform, Sea LNG bunker navigation, Allied market research, IEA report, BanchemoCosta report.

Sulla base dei dati di costo raccolti e sistematizzati, ESA ha implementato una serie di modelli di analisi economica-finanziaria sviluppati con secondo una struttura logica riconducibile a quella che in ambito marittimo-portuale si definisce modalità di calcolo dei cash flow di tipo “Mark-up” in diverse ipotesi di scenario (“Mark-up multi scenario”). Mediante le analisi in oggetto, si è cercato, pur nella carenza di dati puntuali affidabili a livello nazionale in relazione a questo tipo di infrastrutture e soluzioni di bunkering e storage di GNL, di individuare dei primi indicatori di natura economica e finanziaria funzionali a una prima valutazione di fattibilità e alla stima preliminare della profittabilità di investimenti in tecnologie di bunkering GNL nel contesto marittimo-portuale. Le analisi, in particolare, hanno consentito di stimare in modo “rough” per diverse “tipologie di soluzioni tecnologiche” e sulla base di specifiche ipotesi progettuali, indicatori quali:

1. **BEP** (break even point)²,
2. **ROI** (return on invested capital)³,
3. **TIR** (tasso interno di rendimento)⁴
4. **VAN** (Valore attuale netto dell’investimento)⁵.

Più nel dettaglio, la suddetta metodologia ha permesso di stimare i vari indicatori, ipotizzando un livello di pricing di vendita del servizio di GNL parametrato al costo di acquisto della materia prima in tre diverse ipotesi di scenario per ogni soluzione di bunkering GNL indagata (capitolo 6).

² Il punto di pareggio (break even point o break even, abbreviato in BEP) è un valore che indica la quantità, espressa in volumi di produzione o fatturato, di prodotto venduto necessaria a coprire i costi precedentemente sostenuti, al fine di chiudere il periodo di riferimento senza profitti né perdite.

³ Il return on investment (o ROI, tradotto come indice di redditività del capitale investito o ritorno sugli investimenti) è un indice di bilancio che indica la redditività e l'efficienza economica della gestione caratteristica a prescindere dalle fonti utilizzate: esprime, cioè, quanto rende il capitale investito in quell'azienda.

⁴ Il Tasso Interno di Rendimento (o TIR o IRR, acronimo dall'inglese internal rate of return) è il tasso della legge esponenziale che rende equa un'attività finanziaria.

In generale, un progetto andrebbe perseguito quando il TIR risulta essere maggiore del MARR (minimum attractive rate of return) che coincide col tasso di rendimento normalmente ottenuto dall'azienda.

Matematicamente il TIR è definito come il tasso di attualizzazione i che rende il valore attuale netto di una serie di flussi di cassa pari a zero, posto che questo tasso i esista nell'intervallo $(-1, +\infty)$ e che sia unico.

Per cui, il TIR si calcola risolvendo l'equazione del VAN con i tale che il valore del VAN sia pari a zero.

⁵ il valore attuale netto (in sigla VAN) è una metodologia tramite cui si definisce il valore attuale (in italiano abbreviato VAN, in inglese NPV da Net Present Value, con simbolo w) di una serie attesa di flussi di cassa non solo sommandoli contabilmente, ma attualizzandoli sulla base del tasso di rendimento (costo opportunità dei mezzi propri).



Inoltre, nel caso in cui l'investimento non risulti profittevole per i livelli di pricing stimati in caso di "soluzione a mercato", sono stati identificati possibili meccanismi di incentivazione e benefici a favore del settore privato atti a garantire una adeguata remunerazione degli investimenti privati necessari per la realizzazione degli interventi infrastrutturali richiesti e la gestione delle facilities per il bunkering e lo storage di GNL in considerazione del livello di rischio finanziario relativo agli investimenti in oggetto. Sotto questo punto di vista, facendo leva sulle esperienze già esistenti a livello internazionale o nazionale con riferimento a contesti e tematiche attigue sono stati prese in considerazione soluzioni di incentivazione quali:

- contributi in conto esercizio,
- certificati "green",
- incentivi fiscali;
- incentivi connessi alle modalità di calcolo delle tasse portuali;
- ricorso a soluzioni di finanziamento delle infrastrutture di tipo PPP (public private partnership);
- accesso a co-finanziamenti europei (tasso agevolato e/o a fondo perduto);
- ecc.

3. Descrizione delle voci di costo relative alle tecnologie di bunkering GNL

In prima analisi, al fine di applicare la metodologia "mark up- multi scenario" utilizzata per la valutazione degli investimenti in infrastrutture di bunkering di GNL in ambito marittimo, il gruppo di lavoro ha analizzato e integrato la documentazione dei partner di progetto inerente alla classificazione e ai dati di costo delle tecnologie in oggetto.

La configurazione delle macro e micro-categorie di costo inerenti ai **costi di capitale (CAPEX)** e ai **costi di gestione (OPEX)** dei diversi impianti di bunkering/storage di GNL descritti successivo paragrafo è quella impostata dal partner di progetto TDI RETE GNL, UNIGE-CIELI, in ragione delle attività di ricerca condotte con il supporto del consulente esterno Assocostieri Servizi Srl. A livello di tassonomia impiegata nel presente documento, pertanto, si è fatto riferimento alla struttura di costo (per CAPEX e OPEX) formulata nell'ambito del documento "Guidelines for LNG bunkering infrastructures (Esame dei profili economico-finanziari connessi alla predisposizione delle più idonee soluzioni tecnologico-produttive di bunkering e storage di GNL in ambito portuale)" la quale risulta essere estremamente dettagliata ed esaustiva.

In relazione ai costi di investimento (CAPEX), per l'attuazione di ciascuna opzione di bunkering del GNL, sono stati impiegati range di costo calcolati in ragione delle specifiche tecniche di impianto ipotizzate (size della facility, ubicazione, etc.) e in base a costi standard unitari di settore. In modo coerente rispetto all'approccio adottato nel progetto da Assocostieri Servizi Srl sono stati considerati anche i costi di investimento richiesti per l'approntamento della catena logistica del GNL di cui a ciascuna opzione tecnologica (costi per i mezzi meccanici utilizzati per l'approvvigionamento, quali ad esempio rimorchi/semirimorchi/motrici/navi). Infine, nelle stime si è ipotizzato sempre il sussistere del relativo costo di investimento nell'ipotesi di investimento diretto e non mediante soluzioni di leasing o il subappalto a terze parti specializzate per ragioni di omogeneità nelle stime di costo complessivo delle diverse ipotesi progettuali teoriche.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



Sempre sulla base di standard di settore, sono state elaborate le classificazioni e i dati di costi operativi (OPEX) per ogni opzione di bunkering del GNL, considerando disgiuntamente sia i costi operativi derivanti dalla catena logistica di cui a ciascuna soluzione tecnologica, sia i costi operativi derivanti dalla facility di bunkering/storage esaminata. Anche in questo caso la suddetta scelta si è resa necessaria per fini di omogeneità rispetto alla documentazione prodotta da altri partner/consulenti del progetto.

Al fine di categorizzazione le diverse voci di costo riconducibili a OPEX e CAPEX nelle diverse soluzioni tecnologiche prese in esame, il gruppo di lavoro di ESA srl si è costantemente coordinato con il responsabile scientifico del Committente (Partner P3 UNICA, Prof. Paolo Fadda) e con il CF di progetto (Partner P1: UNIGE-CIELI, Responsabile scientifico di Progetto: Prof. Giovanni Satta). Le suddette interlocuzioni, in particolare, hanno condotto alle seguenti regole per la classificazione dei costi in oggetto:

1. Per ogni soluzione tecnica/tecnologica considerata, vengono distintamente esaminate le singole componenti di costo riconducibili a CAPEX e OPEX, seppure tutte le soluzioni potrebbero essere noleggiate o noleggiate da una società specializzata (third party), riducendo così al minimo CAPEX e passando tutti i costi OPEX a terzi (perché un operatore specializzato può essere più efficiente nell'implementazione e gestione del servizio pertinente).
2. L'inquadramento del servizio di bunkeraggio del GNL in ogni soluzione prende in considerazione non solo il GNL che riceve, immagazzina e trasferisce per le operazioni navali, ma anche la catena logistica per la fornitura del GNL dal terminal GNL "primario" più vicino; dove un Terminale GNL è definito "Primario" se riceve il GNL direttamente dalle navi di grandi dimensioni e da grandi Terminali di liquefazione ed esportazione di GNL, fornendo il LNG ai migliori prezzi disponibili.
3. I costi di logistica stimati in relazione alle diverse soluzioni tecnologiche che richiedano una logistica di approvvigionamento via terra o via mare, sempre per coerenza rispetto alla documentazione prodotta da Assocostieri Servizi Srl, presuppongono una distanza massima di circa 500 km tra il Terminal primario di approvvigionamento del GNL e le infrastrutture di bunkeraggio/storage di GNL in ambito portuale. In tal senso, quindi la distanza massima di 500 km è quella che dovrebbe esser percorsa giornalmente da un camion in un turno di un conducente considerando la sola tratta di andata (velocità media 60-65Km/h) o da una nave (circa 12 knots). Le ipotetiche doppie distanze richiederebbero il raddoppio delle infrastrutture logistiche di GNL e i relativi costi. Le ipotesi usate dal gruppo di lavoro di ESA Srl sono state settate in linea con quelle adottate sulle medesime attività da Assocostieri Servizi Srl (fornitore esterno del CF UNIGE-CIELI) al fine di assicurare il massimo livello di omogeneità e comparabilità delle analisi e dei confronti.
4. CAPEX ed OPEX di ogni soluzione esaminata sono suddivisi tra costi specificamente legati allo stoccaggio del GNL e le relative operazioni IN/OUT e i costi attribuibili ai servizi specifici del Terminal GNL per il bunkeraggio. Non sono considerati, nel presente elaborato, gli ulteriori possibili servizi GNL che il Terminal potrebbe fornire, quali, ad esempio: carico di autobotti o vaporizzazione del gas utilizzato per l'energia, le applicazioni industriali o civili, ed i relativi CAPEX ed OPEX.

Più nello specifico, in relazione alla classificazione dei costi CAPEX, si è distinto tra:

- ✓ **Costi per le infrastrutture di storage & transfer bunkering** (Capex total pour le soutage gnl)
- ✓ **Costi della supply chain del GNL/costi di approvvigionamento** (Coût de Chaîne logistique)

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Per quanto concerne i costi CAPEX per le infrastrutture di “storage & transfer bunkering” delle diverse tecnologie analizzate riportata dal partner Assocostieri Servizi srl si sono distinte tre macrocategorie di costo, a loro volta suddivise in diverse micro-categorie di costo. Le tre macrocategorie di costo CAPEX dell’infrastruttura di “storage & transfer bunkering” delle soluzioni tecnologiche di bunkering analizzate sono:

- ✓ **Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL** (Coût de construction du stockage de GNL entrée/sortie)
- ✓ **Costi per la costruzione dell’impianto di trasferimento out del GNL** (Coût d’envoi de GNL pour le soutage)
- ✓ **Costi generali di infrastruttura del GNL** (Frais généraux de l’infrastructure GNL)

All’interno della prima macrocategoria di costo (costi per la costruzione del sistema di storage del GNL) sono state inserite le seguenti sotto-voci di costo:

- ✓ **LME ni 9%** (London Metal Exchange Nickel 9%)⁶.
- ✓ **Struttura dei serbatoi/cisterne** (Facteur de structure réservoir/ coque).
- ✓ **Tubature, pompe, valvole e attrezzature di storage** (B.o.P).

La seconda macrocategoria di costo CAPEX ovvero “costi per la costruzione dell’impianto di trasferimento (out) del GNL”, include le seguenti sotto-voci di costo:

- ✓ **Pipelines et systèmes** (Tubature e attrezzature per il bunkering).
- ✓ **B.o.P** (Tubature, pompe, valvole e attrezzature di trasferimento del bunker).

Tale voce di costo CAPEX dipende principalmente dalla distanza dell’infrastruttura di deposito di GNL alla nave/camion da rifornire.

Infine, all’interno della terza macrocategoria ovvero “costi generali di infrastruttura del GNL (general items)” sono incluse le seguenti sotto-voci di costo:

- ✓ **Terreno** (Sol); costo al m³ di un terreno edificabile, il quale può essere di proprietà o in regime di concessione.
- ✓ **Costi di progetto** (Gestionnaire de projet & Ingénieur); con ciò intendendosi i costi della progettazione preliminare ed esecutiva del progetto oltre ai costi della direzione dei lavori.
- ✓ **Costi d’avvio** (Coût du système sol et start-up); costi sostenuti per l’avviamento di una nuova impresa, o di una nuova attività relativa ad un’impresa già esistente, o per l’implementazione di un nuovo progetto, prima della sua apertura o prima che essa sia operativa/efficace (es. Costi di marketing, costi notarili, costi di assunzione e addestramento, costi di ricerca e sviluppo etc.)

⁶ LME Nickel sta per un gruppo di contratti spot, forward e futures, negoziati sul London Metal Exchange (LME), per la consegna di Nickel primario che può essere utilizzato per la copertura dei prezzi, la consegna fisica di vendite o acquisti, investimenti e speculazioni. Produttori, semi-fabbricanti, consumatori, riciclatori e commercianti possono utilizzare contratti futures sul nichel per coprire i rischi di prezzo del nichel e per i prezzi di riferimento. Al 31 dicembre 2019, il nichel LME è associato a 153.318 tonnellate di nichel fisico immagazzinato in 500 magazzini approvati dal LME in tutto il mondo. Si tratta del 5,67% della produzione mondiale di nichel estratta stimata nel 2019 pari a 2,7 milioni di tonnellate. Tale voce di costo dipende principalmente dal prodotto di due variabili, il fattore di superficie e il fattore di pressione dei serbatoi.



- ✓ **Costi assicurativi** (Assurance); costi per l'assicurazione dell'infrastruttura, sia per danni materiali che a terzi.
- ✓ **Costi vari** (Divers et possibles).

Infine, in merito alla classificazione delle voci di costo CAPEX inerenti alla catena logistica di approvvigionamento, “**costi della supply chain del GNL** (CAPEX total pour Chaîne logistique)”, sono state incluse le voci di costo inerenti ai mezzi di trasporto (rimorchi/semirimorchi/motrici/navi) necessari a rifornire settimanalmente il sito di bunkeraggio.

Come già indicato, l'analisi dei costi operativi e di capitale delle diverse soluzioni di bunkering si basa principalmente sulla classificazione e i dati di costo sviluppati nei report realizzati dagli altri partner/consulenti del progetto e in particolare sull'elaborato predisposto da Assocostieri Servizi Srl. Tuttavia, nel presente documento, in ragione delle richieste formulate da Responsabile scientifico del Committente e dal Responsabile scientifico del CF, i costi CAPEX (ricalcolati annualmente) non sono stati indicizzati su una vita utile economica degli impianti di 10 anni, ma sono rapportati ad una vita utile degli impianti in linea con quella di mercato:

- ✓ 25 anni per le soluzioni STS
- ✓ 20 anni per le soluzioni TTS
- ✓ 30 anni per le soluzioni PTS

In Tabella 1 è visibile il prospetto delle voci di costo CAPEX relative alle varie soluzioni di bunkering GNL fin qui descritte; la medesima riporta anche una breve descrizione delle singole voci/sotto voci.



Tabella 1. Classificazione dei costi CAPEX per le varie soluzioni di bunkering GNL

CAPEX	
A) Stockage de GNL ENTRÉE/SORTIE	
1. Facteur de surface du réservoir	Fattore di superficie dei serbatoi
2. Facteur de pression du réservoir	Fattore di pressione dei serbatoi
3. LME Ni 9%	London Metal Exchange Nickel 9%
4. Facteur de structure réservoir/ coque	Struttura dei serbatoi/cisterne
5. B.O.P. (pompes, conduites, compteurs, ...)	Tubature, pompe, valvole e attrezzature di storage
A) Coût de construction du stockage de GNL	Costi per la costruzione del sistema di storage del GNL (3+4+5)
B) Invoi du GNL pour le soutage	
1. Distance de stockage de l'usine	Distanza dell'infrastruttura di deposito di GNL alla nave/camion da rifornire
2. Pipelines et systèmes	Tubature e attrezzature per il bunkering
3. B.O.P.	Tubature, pompe, valvole e attrezzature per il trasferimento
B) Coût d'envoi de GNL pour le soutage	Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL (2+3)
C) Frais généraux de l'infrastructure GNL	
1. Sol	Costi del terreno
2. Gestionnaire de projet & Ingénieur	Costi di progetto
3. Coût du système sol et start-up	Costi di start up
4. Assurance	Costi assicurativi
5. Divers et possibles	Costi vari
C) Frais généraux de l'infrastructure GNL	Costi generali di infrastruttura del GNL (1+2+3+4+5)
CAPEX TOTAL POUR LE SOUTAGE GNL	Costi totali per il servizio di bunkering (a+b+c)
Camions et semi-remorques	costi dei mezzi per l'approvvigionamento del GNL
D) Chaîne logistique	Costi della supply chain del GNL
CAPEX Compl. bunker et bûche à chaîne.	Costo totale del servizio di bunkering incl. Approvvigionamento (a+b+c+d)

Fonte: ns. elaborazione su dati Assocostieri Servizi srl /UNIGE-CIELI

In relazione alla classificazione dei costi OPEX delle diverse soluzioni di bunkering di GNL analizzate, si sono individuate due macrocategorie di costo principali, ovvero:

- ✓ **Costi operativi di storage e trasmissione (out) del GNL** (Stockage et envoi de gnl).
- ✓ **Costi operativi della supply chain del GNL** (Tot. OPEX chaîne logistique).

La prima macrocategoria di costi OPEX comprende il costo di funzionamento dell'impianto di bunkering GNL e include le seguenti sotto-voci di costo:

- ✓ **Costo del lavoro** (Manager/captain, Assistant, shift work/crew); costo del personale impiegato nell'infrastruttura di bunkering di GNL.
- ✓ **Costi di manutenzione e di servizi tecnici** (Maintenance et services techniques); costi per la manutenzione ordinaria e per i servizi tecnici day-to-day rivolti all'infrastruttura di bunkering GNL.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



- ✓ **Costi per l'energia e altre utenze** (Énergie et utilisateurs); costi per kWh di energia consumata o per standard metro cubo (smc⁷) di gas consumato dall'infrastruttura di bunkering GNL.
- ✓ **Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi** (Frais généraux et assurances); costi relativi alle attrezzature e procedure di safety & security, costi assicurativi sui beni materiali e sulla responsabilità civile, costi amministrativi e contabili.

Queste voci di costo dipendono principalmente dalla tipologia di impianto e dalla dimensione.

La seconda macrocategoria di costi OPEX, ovvero “costi operativi della supply chain del GNL” include invece le spese relative all'approvvigionamento del GNL verso l'impianto di bunkering GNL, ed è suddivisa nelle seguenti sotto-voci di costo:

- ✓ **Costo del lavoro** (Directeur/Capitaine, Assist.Manager/Officier, Pilotes/équipage); costo del personale impiegato per il funzionamento dei mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL.
- ✓ **Costi di manutenzione e di servizi tecnici** (Maintenance et services techniques); costi per la manutenzione ordinaria e per i servizi tecnici day-to-day rivolti ai mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL.
- ✓ **Costi per l'energia e altre utenze** (Énergie et utilisateurs); costi per kWh di energia consumata o per standard metro cubo (smc) di gas consumato dai mezzi di approvvigionamento dell'infrastruttura di bunkering GNL.
- ✓ **Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi** (Frais généraux et assurances); costi relativi alle attrezzature e procedure di safety & security, costi assicurativi sui beni materiali e sulla responsabilità civile, costi amministrativi e contabili.

Nella Tabella 2 è riportato il prospetto delle voci di costo di cui agli OPEX relative alle varie soluzioni, i cui risultati verranno riportati e discussi nei prossimi paragrafi.

⁷ Lo standard metro cubo rappresenta l'unità di misura del gas in condizioni standard di temperatura e di pressione.



Tabella 2: Classificazione dei costi OPEX per le varie soluzioni di bunkering GNL

OPEX		
A) STOCKAGE ET ENVOI DE GNL		
1. Directeur/Capitaine		
2. Assist.Manager/Officier		
3. Travail posté/équipage		
4. Travail diurne		
5. Coût total du travail	Costo del personale (1+2+3+4+5)	
6. Maintenance et services techniques	Costi di manutenzione e di servizi tecnici	
7. Énergie et utilisateurs	Costi per l'energia e altre utenze	
8. Frais généraux et assurances	Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	
Stockage OPEX total et envoi	Costi operativi di storage e trasmissione (out) del GNL (5+6+7+8)	
B) CHAÎNE LOGISTIQUE		
1. Directeur/Capitaine		
2. Assist.Manager/Officier		
3. Pilotes/équipage		
4. Frais total du travail	Costo del personale (1+2+3+4+5)	
5. Maintenance et services techniques	Costi di manutenzione e di servizi tecnici	
6. Énergies et utilisateurs	Costi per l'energia e altre utenze	
7. Frais généraux et assurances	Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	
Tot. OPEX chaîne logistique	Costi operativi della supply chain del GNL (4+5+6+7)	
OPEX Compl. Bunker et journal de la chaîne	Costi operativi totali (a+b)	

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

4. Valutazione economica-finanziaria delle diverse soluzioni di bunkering GNL

Al fine di effettuare una prima valutazione di natura economico-finanziaria in relazione alle diverse opzioni tecnologiche per il bunkering e lo storage di GNL in base alle specifiche ipotesi progettuali teoriche di riferimento il gruppo di lavoro di ESA ha in primis avviato l'attività di analisi delle diverse soluzioni di bunkering e storage di GNL in ambito marittimo. Lo scopo di questo tipo di valutazione preliminare è quella di mettere a disposizione dei principali stakeholder del progetto una serie di dati e informazioni di costo e di natura finanziaria che consentano di avere un set minimo di informazioni e di parametri di riferimenti in merito al range medio degli investimenti e dei costi operativi richiesti dalle diverse tipologie di soluzioni in esame, secondo quella che potremmo definire come logica dei "costi standard". Ovviamente risulta impossibile, a questo livello di analisi fornire valutazioni economico-finanziarie corrette e puntuali che richiedono la disponibilità dei dati di dettaglio relativi alle singole proposte progettuali reali e che devono per forza di cose considerare la singola realtà localizzativa in ambito marittimo-portuale.

Da questa prima analisi sono state evidenziate, come riportato in Figura 1, le principali componenti economico-finanziarie riconducibili alle diverse soluzioni di bunkering di GNL in ambito marittimo, ovvero:

1. **TTS, Opzione Truck to Ship:** per cui il bunkering del GNL viene eseguito trasferendo il GNL direttamente da un camionciere-cisterna (o contenitore ISO), temporaneamente parcheggiato accanto alle banchine nel serbatoio della nave GNL.

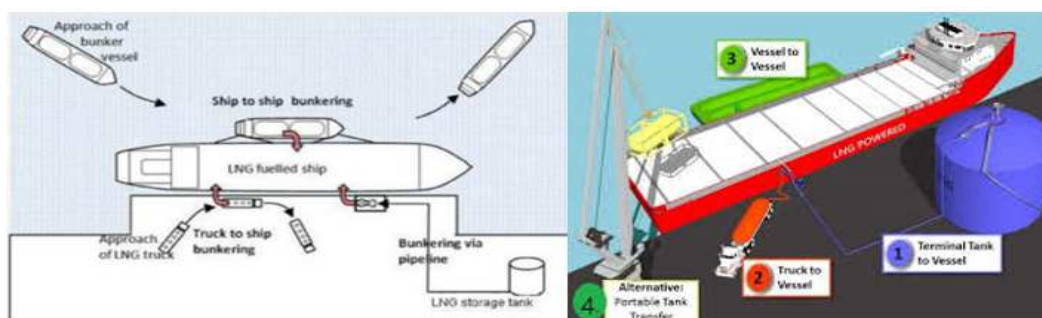
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



2. **PTS, Opzione Port/Pipeline to Ship:** per cui il bunkering GNL viene eseguito trasferendo attraverso una condotta il GNL immagazzinato direttamente dal deposito costiero, installato in modo permanente nel porto, nel serbatoio della nave a GNL.
3. **STS, Opzione Ship to Ship:** per cui il bunkering del GNL viene eseguito facendo fluire il GNL da una nave bunker GNL (bettolina/chiatta/ponton), attraccata al terminal e collegata ai depositi costieri o, in alternativa, in alto mare; verso la nave che richiede il rifornimento del GNL.

Figura 1: Potenziali configurazioni di bunkering di GNL



Fonte: DNV, “LNG Bunkering. Regulatory Framework and LNG bunker procedures” (2015).

Nelle analisi e nelle valutazioni condotte nel presente report con riferimento alle soluzioni TTS, PTS e STS il gruppo di lavoro considerato 5 opzioni praticabili rispetto a ciascuna modalità di bunkering in linea con l’approccio definito dal CF di progetto unitamente al consulente esterno Assocostieri Servizi Srl. In particolare, la Tabella 3 per ciascuna soluzione tecnologica indica le diverse opzioni di investimento valutate.

Tabella 3: Soluzioni tecnologiche di bunkering GNL analizzate

LNG BUNKERING MODE	T-T-S	P-T-S	S-T-S
OPZIONI SELEZIONATE PER OGNI MODALITÀ DI BUNKERING	ISO-CONTAINER SU GOMMA	SMALL BULLET CYLINDERS	NAVI BUNKER GNL MOLTO PICCOLE
	BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB	MID- SIZE BULLET CYLINDERS	CHIATTE BUNKER DI PICCOLA DIMENSIONE
	ISO-CONTAINER SU SKID	LONG-BULLET CYLINDERS	MV BUNKER SMALL SIZE
	CISTERNA SU SKID	SECONDARY ATMOSPHERIC TANK	MV BUNKER MID SIZE
	ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK	PRIMARY ATMOSPHERIC TANK	MV BUNKER LARGESIZE

Fonte: Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI

Questa scelta è stata presa dal gruppo di lavoro in funzione del fatto che i metodi per effettuare le operations di bunkering di GNL in ambito marittimo portuale variano da sistemi più semplici (si consideri in tal senso il caso della nave rifornita direttamente da bettoline o contenitori ISO posizionati accanto alla banchina o in una piccola chiatta / pontoon di solito adatti a trasferire piccole quantità di GNL), a sistemi più complessi e costosi che sono in grado di rifornire le grandi navi in tempi relativamente rapidi durante la sosta limitata nel porto.

Nella Tabella 4, sono riportate le principali caratteristiche tecnico/operative delle modalità di bunkering di seguito analizzate al fine di meglio comprendere le differenze tra i vari impianti, sia da un punto di vista tecnico

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell’area obiettivo”



sia dal punto di vista delle implicazioni economico-finanziarie che le diverse caratteristiche tecniche degli impianti comportano.

Tabella 4: Specifiche tecniche e operative delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate

Capacité de stockage nette	Capacità di stoccaggio	m³
Capacité de traitement du GNL	Capacità d'invio oraria	m³/h
Capacité d' "Envoi"	Capacità totale annua dell'impianto	m³/a
Surface de sol minimale requise	Superficie di sicurezza minima	m ²
Quantité de GNL par ravitaillement	Quantità di GNL per rifornimento	m ²
Nbre de fournitures/semaine	Numero di rifornimenti alla settimana	Nr.
Personnel bunkering facility	Personale bunker facility	Total
Directeur /Capitaine	Direttore/Capitano	n
Assist.Manager/Officier	Ufficiali e Assistenti	n
Chaîne logistique GNL	Catena d'approvvigionamento	m³/a
Distance de la borne d'alimentation	Distanza dal terminale di approvvigionamento	Km
Dstance parcourue par an	Distanza percorsa all'anno	Km/anno
Camions/bateaux nécessaires	Numero di camion/truck/navi per servizio	Nr.
Personnel- Chaîne logistique	Personale catena d'approvvigionamento	Total
Directeur/Capitaine	Direttore/Capitano	n
Assist.Manager/Officier	Ufficiali e Assistenti	n
Pilotes/équipage	Piloti/Crew	n

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Di particolare interesse in relazione alle caratteristiche tecniche/operative degli impianti in oggetto risultano essere le diverse specifiche delle infrastrutture, quali l' utilizzo di terreno, l' utilizzo di sistemi di invio/ricezione bunkering più o meno lunghi e performanti (m³/h), le caratteristiche tecniche delle catene di approvvigionamento, le diverse capacità di stoccaggio, trasferimento e produzione annue che i diversi impianti presentano e che rendono più o meno conveniente le diverse soluzioni in base al contesto di business in cui sono inserite.

Infatti, a titolo esemplificativo, la soluzione STS con navi di piccola taglia è adatta a rifornire navi quali le navi di servizio nei porti o i piccoli traghetti che possono sostare in porto un periodo prolungato mentre, le soluzioni PTS si adattano a rifornire navi di dimensione molto maggiore, quali ad esempio le navi metaniere di grossa taglia che necessitano di un servizio di rifornimento sostanzioso e rapido.

I principali dati tecnici/operativi delle diverse infrastrutture di bunkering GNL riportati in Tabella 4 verranno meglio evidenziati e discussi nei prossimi paragrafi, comportando queste notevoli implicazioni da un punto di vista economico finanziario.

a) STS (ship to ship)

La configurazione di bunkeraggio di tipo Ship To Ship prevede che una nave (c.d. bunkerina/bettolina o SSLNG ship) o una chiatta rifornitrice dotata di specifici serbatoi per il trasporto di GNL⁸, proceda a caricare

⁸ Normalmente la capacità di chiatte rifornitrici e quindi dei relativi serbatoi è compresa tra i 1.000 e i 20.000 m³.



il GNL direttamente sulla nave da rifornire. In questo modo è possibile garantire non solo il rifornimento di navi impossibilitate ad approdare in certi porti dotati di deposito in loco (ad esempio poiché tali depositi presentano caratteristiche remote in ragione dell'assenza di specifiche strutture per il bunkeraggio di GNL), ma anche l'attività di bunkering presso un deposito costiero oppure un terminale destinato alla consegna di GNL alla nave da rifornire.

La configurazione tecnologica di tipo Ship To Ship deriva dall'esigenza di rispondere a richieste di trasferimento di volumi significativi di GNL (anche fino a 30.000 m³), in ragione di molteplici elementi e variabili tra i quali spicca la capacità di stoccaggio dei serbatoi delle bunkerine/bettoline/chiatte rifornitrici. Quest'ultima risulta notevolmente superiore rispetto a quella dei serbatoi di cui sono dotati mediamente i camion e le autobotti impiegate nella configurazione di tipo Truck To Ship (DNV, 2014).

Questa configurazione di bunkering consente un'elevata velocità di trasferimento del GNL tra i due natanti, fino ad arrivare a 1.800 m³/h. Da ciò deriva il vantaggio economico e gestionale della configurazione di tipo STS soprattutto in caso di rifornimento di navi che operano su distanze brevi e che necessitano quindi di minimizzare i tempi di permanenza presso le infrastrutture portuali in relazione alle attività di rifornimento, di carico/scarico delle merci, dei passeggeri, ecc.

Prima del trasferimento del GNL verso la nave da rifornire secondo la modalità di bunkering di tipo STS, l'attività di rifornimento della bunkerina/bettolina (o SSLNG ship) o della chiatta rifornitrice avviene normalmente presso un terminal o un impianto per lo stoccaggio di GNL all'interno del porto oppure in prossimità dello stesso, in ragione del fatto che tale unità può, dal punto di vista operativo, spostarsi senza significative complicazioni. Da ciò deriva l'ulteriore vantaggio riconducibile alla configurazione STS, ossia la possibilità di concretizzare le operazioni di bunkeraggio senza impiegare ed occupare di aree e spazi portuali.

Oltre ai succitati vantaggi, la configurazione Ship To Ship presenta alcune criticità, tra le quali spicca la necessità di ingenti investimenti iniziali relativi alla necessità di navi o chiatte da rifornimento per eseguire le attività di bunkering. Oltre ai costi di acquisizione delle suddette unità, che mediamente si aggirano intorno a 2 milioni di euro per le chiatte più piccole (1.000-3.000 m³ di capacità serbatoi), fino a 80 milioni di euro per le micro-metaniere più grandi (15.000-30.000 m³ di capacità serbatoi), risultano elevati anche i costi operativi che originano dalla logistica di approvvigionamento e dalla gestione tecnica dell'asset (si pensi in tal senso al personale altamente specializzato). I costi operativi in oggetto tendono ovviamente anche incrementare quando la nave da rifornire non si trova in prossimità del terminale portuale o dell'impianto di stoccaggio di GNL presso cui la "bunkerina" si rifornisce.

Facendo riferimento al report di Assocostieri Servizi Srl, le cinque soluzioni di bunkering GNL su nave bunker analizzate da un punto di vista economico come esempi di sistemi STS sono:

1. Navi bunker GNL molto piccole (150-300 m³)
2. Chiatte bunker di piccole dimensioni (1.000-3.000 m³)
3. MV bunker GNL small size (1.000-5.000 m³)
4. MV bunker GNL medium size (6.000-10.000 m³)
5. MV bunker GNL large size (15.000-30.000 m³)

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



Al fine di validare i dati empirici raccolti nel progetto e fornire indicazioni di sintesi in merito ai profili economico-finanziari caratterizzanti le diverse opzioni esaminate nell'ambito del progetto (documenti UNIGE-CIELI/Assocostieri Servizi Srl, OTC e UNIPI), si è reso necessario individuare dapprima le specifiche tecniche e operative di ciascuna delle suddette opzioni di investimento, considerando primariamente i driver che impattano sui profili economici e finanziari dell'investimento. Le variabili tecnico/operative con un riflesso sugli indicatori economici delle tecnologie STS analizzate, quali ad esempio il costo operativo e di capitale per singola unità di gas prodotto all'anno dall'impianto o per singola unità di gas in stock, sono:

- ✓ Capacità media serbatoio (m³)
- ✓ Capacità d'invio (m³/h)
- ✓ Capacità massima annua (m³) la quale dipende dal numero di rifornimenti settimanali che a loro volta dipendono da:
 - Distanza tra il punto HUB di approvvigionamento e la nave da bunkerare (km)
 - Velocità della nave (knots)
 - Ore di navigazione e ore in porto

Nella Tabella 5 sono riportati i valori di tali variabili per ogni soluzione di bunkering STS presa in esame.

Tabella 5: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Capacità media serbatoio (m ³)	200	1.500	5.000	7.500	30.000
Capacità d'invio (m ³ /h)	150	600	600	900	1.800
Velocità (knts)	12,5	7	13	13	16
Distanza Hub Approvvigionamento e nave da bunkerare (km)	50	250	500	500	500
Ore navigazione e in porto (carico/scarico/inattivo/operazioni portuali)	13	56	84	84	96
Operazioni di bunkeraggio alla settimana	14	7	2	2	2
Capacità MAX annua (m ³)	146.000	234.000	520.000	780.000	3.120.000

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Le opzioni di bunkering STS considerate nel progetto TDI RETE-GNL, pertanto, includono un range di soluzioni tecniche molto ampio che va da impianti navali di piccola capacità (200 m³ di serbatoio e 146.000 m³ di capacità produttiva annua), a soluzioni tecnologiche ad alta capacità (30.000 m³ di serbatoio e 3 milioni di capacità produttiva annua).

La capacità annua degli impianti è il prodotto tra la capacità media dei serbatoi dell'impianto e la frequenza annuale di rifornimento dei serbatoi (frequenza settimanale di rifornimento per 52 settimane). La frequenza settimanale di bunkeraggio di tali tecnologie è compresa tra le 2 e 14 operazioni di rifornimenti, riprendendo

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



le seguenti ipotesi per le 5 opzioni di investimento monitorate nel progetto in relazione alla tecnologia di bunkering di tipo STS:

- ✓ La nave bunker GNL molto piccola (200m³ di GNL) esegue due operazioni di bunkeraggio (due viaggi di andata e ritorno) al giorno, 14 alla settimana, se la distanza tra il terminal e la nave da bunkerare è di circa 50 km (ogni viaggio a/r richiede 2x2h (a 12,5 knots), 2x1,5h per le operazioni di caricazione/dscarica (a 150m³/h), 4x1h per le operazioni di ormeggio/collegamento e scollegamento/uscita con 2h di inattività residue.
- ✓ La chiatta bunker di piccola dimensione (1.500 m³) di GNL esegue un'operazione di bunkeraggio (un viaggio di andata e ritorno) al giorno, 7 alla settimana, se la distanza tra l'Hub di approvvigionamento GNL e la nave da bunkerare è di circa 50 km (ogni andata e ritorno che richiede tempi di navigazione di 2x4 h (a 7 nodi), 2x3h per le operazioni di caricazione/dscarica (a 600 m³/h), 4x1h ormeggio/collegamento e scollegamento/partenza con tempi di inattività di 6 ore.
- ✓ La nave MV bunker small size da 5.000 m³ esegue due operazioni di bunkeraggio (due viaggi di andata e ritorno) a settimana se la distanza tra l'Hub di approvvigionamento GNL e la nave da bunkerare è di circa 500 km (ogni andata e ritorno che richiede 2x22h di navigazione (13 nodi), 2x10h per operazioni di carico/ scarico (600 m³/h), 4x2h per operazioni di ormeggio/collegamento e scollegamento/partenza con 12h di inattività.
- ✓ La nave MV bunker di media dimensione GNL 7.500 m³ esegue due operazioni di bunkeraggio (due viaggi di a/r) a settimana se la distanza tra l'Hub di approvvigionamento GNL e la nave da bunkerare è di circa 500 km (ogni andata e ritorno che richiede 2x22h di navigazione (a 13 nodi), 2x10h per operazioni di caricazione/dscarica (900 m³/h), 4x2h per operazioni di ormeggio/collegamento e scollegamento/uscita con 12h residue di inattività.
- ✓ La nave MV bunker di grossa dimensione GNL da 30.000 m³ esegue due operazioni di bunkeraggio (due viaggi di andata e ritorno) a settimana, se la distanza tra l'Hub di approvvigionamento del GNL e la nave da bunkerare è di circa 500 km (con ogni viaggio a/r che richiede 2x18h di navigazione (a 16 nodi), 2x16h per le operazioni di carico / scarico (a 600 m³/h), 4x2h per ormeggio / collegamento e scollegamento / partenza con 8h residue di inattività.

A seguito dell'individuazione dei parametri tecnici/operativi con riflessi economici sulle soluzioni di bunkering STS analizzate, si è proceduto all'analisi dei profili economici relative alle medesime, ponendo particolar enfasi sul dettaglio CAPEX e degli OPEX⁹, sempre in linea con le ipotesi e le categorie di costo impiegati dagli altri partner di progetto.

Nella Tabella 6 sono riportati i dati di CAPEX complessivi per ogni opzione di investimento afferente alla categoria STS mentre, in Tabella 7, sono indicati i CAPEX annui per unità di capacità annua, considerando una vita economica utile dell'impianto-nave di circa 25 anni (fonte: Allied shipping research).

⁹ Nel presente report, quando si indicano i costi CAPEX e OPEX si include sempre anche il costo della logistica di approvvigionamento



Tabella 6: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	1.228.000	8.775.000	14.591.000	25.456.000	73.646.000
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	155.000	436.000	436.000	623.000	1.186.000
Costi generali di infrastruttura del GNL	719.000	3.039.000	6.161.000	9.258.000	11.224.000
Costi della supply chain del GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costo CAPEX totale	2.102.000	12.250.000	21.188.000	35.337.000	86.056.000

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi Srl/UNIGE-CIELI.

Tabella 7: Costo CAPEX annuo per m³ di capacità produttiva annua delle opzioni di bunkering di tipo STS (25 anni vita utile).

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	0,34	1,50	1,12	1,31	0,94
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	0,04	0,07	0,03	0,03	0,02
Costi generali di infrastruttura del GNL	0,20	0,52	0,47	0,47	0,14
Costi della supply chain del GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costo CAPEX totale annuo per m³	0,58	2,09	1,63	1,81	1,10

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

L'analisi comparativa dei dati riportati nelle precedenti tabelle evidenzia come i CAPEX incrementino in valore assoluto all'aumentare della dimensione dell'asset navale in modo meno che proporzionale rispetto alla tendenza della capacità di rifornimento della nave stessa. Ciò si traduce ovviamente in importanti effetti di scala che determinano una progressiva riduzione del CAPEX richiesto per unità di capacità annua (ovviamente lo stesso vale se si considerano i volumi di rifornimento complessivi annuali e se si considerano i CAPEX annuali).

In particolare, le indagini empiriche condotte mostrano come i CAPEX totali per una nave bunker molto piccola (200 m³ di serbatoio) siano pari a 2,1 milioni di euro mentre l'investimento per una nave MV bunker di grossa dimensione (30.000 m³ di serbatoio) sia pari a 86 Milioni di euro; a fronte di un incremento dei

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



CAPEX di 42x si registra però un aumento nell'ordine di 140x in relazione alla capacità di storage/bunkering di GNL dell'asset nave.

L'effetto delle economie di scala dell'impianto è maggiormente visibile prendendo in considerazione il rapporto tra l'investimento complessivo annuo richiesto e la capacità annua dell'impianto nave (Tabella 7) Infatti, considerando una vita utile degli impianti STS di 25 anni, il costo di capitale annuo per m³ di capacità produttiva annua passa da 0,58 euro per m³ della soluzione "nave bunker molto piccola (200 m³ di serbatoio)" a 1,1 euro per m³ della soluzione "MV bunker di grossa dimensione (30.000 m³ di serbatoio)", con un aumento di 1x del costo annuo di capitale per m³ di capacità produttiva annua rispetto ad un aumento della capacità produttiva annua di oltre 20x.

In relazione all'analisi dei costi OPEX delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS, in Tabella 8 sono riportati i dati relativi agli OPEX annui espressi in euro (valore assoluto) mentre, nella Tabella 9, si riportano i dati di costo OPEX annui per unità di capacità annua dell'impianto.

Tabella 8: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
LNG - BUNKERING TYPE					
Costo del lavoro	530.000	950.000	1.790.000	1.790.000	1.790.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	42.000	246.000	424.000	706.000	1.722.000
Costi per l'energia e altre utenze	465.750	746.500	1.659.000	2.488.750	9.954.750
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	307.000	721.000	1.319.000	1.601.000	2.617.000
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	1.344.750	2.663.500	5.192.000	6.585.750	16.083.750
Costo del lavoro	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi per l'energia e altre utenze	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi della supply chain del GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costo operativo totale	1.344.750	2.663.500	5.192.000	6.585.750	16.083.750

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 9: Costo OPEX annuo per m³ di capacità annua dell'impianto delle opzioni di bunkering di tipo STS

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
Costo del lavoro	3,63	4,06	3,44	2,29	0,57
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,29	1,05	0,82	0,91	0,55
Costi per l'energia e altre utenze	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	2,10	3,08	2,54	2,05	0,84
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	9,21	11,38	9,98	8,44	5,16
Costo del lavoro	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi per l'energia e altre utenze	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costi della supply chain del GNL	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Costo operativo totale annuo per m³	9,21	11,38	9,98	8,44	5,16

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Anche in relazione all'andamento dei costi operativi, sono evidenti i benefici connessi alle economie di scala dell'impianto-nave. I dati riportati nella Tabella 9, suggeriscono come all'aumentare delle dimensioni dell'impianto di storage/bunkering di GNL aumentino in valore assoluto i costi dell'energia e delle altre utenze, anche se meno che proporzionalmente rispetto alle dimensioni dell'impianto nave, mentre i costi del lavoro, passando dall'impianto "small size MV" a quello "large" rimangono costanti causa la maggiore automazione dell'impianto. Infatti, il maggior livello di automazione della tecnologia spiega anche i maggiori costi CAPEX di "storage in/out" della soluzione "MV bunker GNL di grosse dimensioni" (Tabella 7), soluzione altamente tecnologica e automatizzata, per cui il capitale sostituisce la forza lavoro.

Ragionando in termini ponderati, in base alla capacità annua dell'impianto, i costi operativi annui risultano invece decrescere di quasi il 100% passando dalla tecnologia "nave bunker molto piccola (200 m³ di serbatoio)" alla tecnologia "MV bunker di grossa dimensione (30.000 m³)", riducendosi da 9,21 a 5,16 euro per unità di gas prodotta dall'impianto nave all'anno.

Infine, la Tabella 10 sintetizza i valori di costo totale in termini assoluti delle medesime soluzioni tecnologiche, considerando il primo anno di attività (totale CAPEX + OPEX annuo), mentre, la Tabella 11, sintetizza i valori di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per unità di capacità annua dell'impianto, prendendo come riferimento una vita utile delle tecnologie STS di 25 anni.



Tabella 10: Costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo STS, primo anno di attività

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
CAPEX	2.102.000	12.250.000	21.188.000	35.337.000	86.056.000
OPEX ANNUO	1.344.750	2.663.500	5.192.000	6.585.750	16.083.750
COSTO TOTALE I ANNO	3.446.750	14.913.500	26.380.000	41.922.750	102.139.750

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Tabella 11: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering di tipo STS; vita utile 25 anni

LNG - BUNKERING MODE	S-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Navi bunker GNL molto piccole	Chiatte bunker di piccola dimensione	MV bunker small size	MV bunker mid size	MV bunker large size
CAPEX ANNUO/Capacità impianto	0,58	2,09	1,63	1,81	1,10
OPEX ANNUO/Capacità impianto	9,21	11,38	9,98	8,44	5,16
COSTO TOTALE ANNUO/Capacità impianto	9,79	13,48	11,61	10,26	6,26

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

In termini assoluti, passando da una nave “molto piccola (200 m³)” a una “grande (30.000 m³)”, la variazione del costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) risulta essere nell’ordine delle 28x (39x costi CAPEX e 11x costi OPEX), a fronte di un aumento della capacità di stoccaggio nell’ordine di 140x e della capacità produttiva annua di 20x.

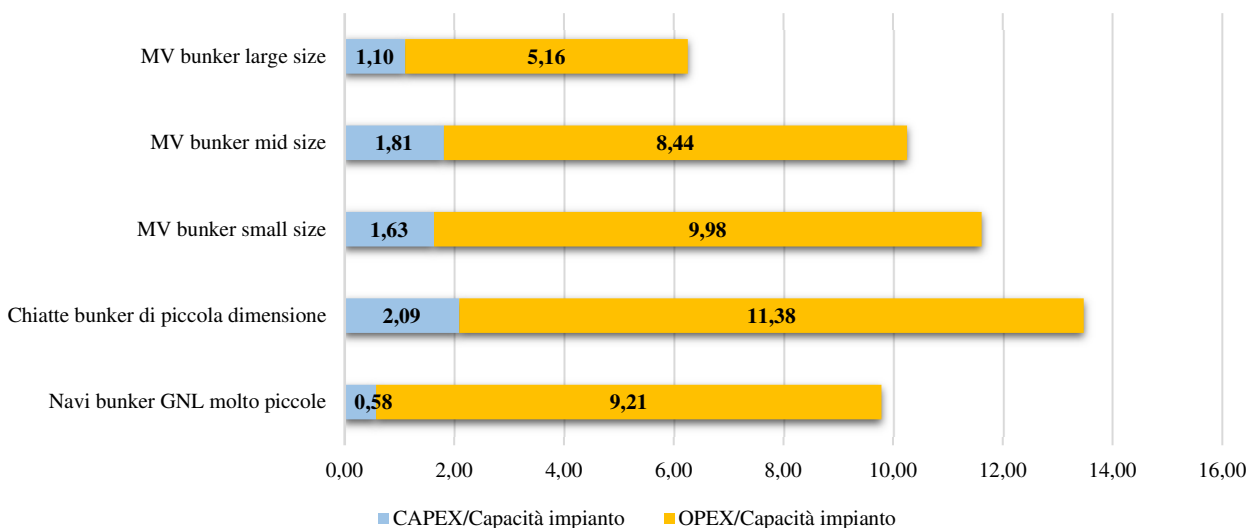
Prendendo invece in riferimento il valore di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) ponderato per la capacità annua dell’impianto Grafico 1, la variazione percentuale del costo annuo per m³ di capacità produttiva annua risulta, passando da una nave “molto piccola (200 m³)” a una “grande (30.000 m³)”, risulta essere del -36%, da 9,79 a 6,26 euro per m³.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell’area obiettivo”



Grafico 1: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie STS



Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

b) TTS (truck to ship)

La soluzione TTS (truck to ship) è la soluzione tecnologica a implementazione più semplice, economica, flessibile e veloce per il bunkeraggio del GNL delle unità navali di piccola dimensione, in particolare durante la fase iniziale di switch della tecnologia di bunkering da bunker tradizionale a GNL che inizialmente richiede soluzioni temporanee negli impianti portuali esistenti e il refitting di sistemi di propulsione navale già esistenti.

La configurazione tecnologica Truck To Ship (TTS), prevede il bunkeraggio di navi LNG-propelled a partire da un'autobotte o da un camion cisterna. Con riferimento alle principali operations espletate, questa soluzione richiede che la nave da rifornire sia ormeggiata al molo/pontile e che il camion cisterna o l'autobotte raggiunga, (dopo essere stato rifornito presso grandi terminal per lo stoccaggio di GNL oppure presso terminali intermedi lungo la filiera, o ancora in prossimità di impianti di liquefazione), la banchina al fine di essere posizionato in prossimità della nave da rifornire.

L'assenza di ingenti investimenti idiosincratici e la flessibilità operativa che la caratterizza sono le principali motivazioni per cui solitamente il bunkering di GNL è stato inizialmente introdotto in ambito portuale mediante soluzioni tecnologiche di questo tipo.

Sotto il profilo squisitamente economico-finanziario, il vantaggio di questa soluzione va ricondotto primariamente alle minime attrezzature necessarie per il corretto funzionamento della tecnologia. Il sistema di bunkering TTS, infatti, richiede solamente i seguenti elementi:

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



1. Una piccola estensione del terreno è necessaria accanto alla banchina di bunkeraggio, che dovrebbe essere recintata per prevenire le intrusioni e soddisfare le distanze minime di sicurezza.
2. Tubi flessibili e bracci di carico manuali/semiautomatici per il collegamento alla nave¹⁰
3. Utilizzo di attrezzature di sicurezza, tra cui: Emergency Release Systems (ERS¹¹) (EN ISO 20519, Sezione 4.3), Emergency Release Coupling (ERC¹²) e Emergency Shut Down (ESD¹³), rilevatori di fuoriuscite di gas e sistemi di allarme antincendio, barriere idriche e attrezzature antincendio.

A fronte dei ridotti investimenti infrastrutturali che caratterizzano tale configurazione, la soluzione di tipo TTS viene considerata come un'opzione di bunkering "di prova", nel senso che può essere implementata allo scopo di verificare l'eventuale convenienza economica da parte del terminal (o di altri soggetti economici volenterosi a sviluppare l'attività di rifornimento di GNL in porto), prima di procedere con investimenti infrastrutturali più consistenti e meno reversibili.

Tuttavia, a causa della ridotta capacità dei serbatoi dei camion/ autobotti (40-80 m³), questa soluzione è operativamente impiegabile solo in relazione al bunkering di navi LNG-propelled che richiedono volumi fino a 200-400 m³ di GNL. Oltre alla ridotta capacità dei serbatoi dei camion cisterne, un'ulteriore criticità della presente configurazione tecnologica consiste nella limitata velocità di trasferimento del GNL, che si aggira intorno ai 40-60 m³/h.

Un ulteriore punto di debolezza relativo alle soluzioni tecnologiche di tipo TTS è rappresentato dal costo variabile unitario per m³ di GNL trasferito, poiché su di esso incide in modo significativo il costo del trasporto (che ovviamente include anche eventuali pedaggi) che può superare nel medi-lungo termine e in relazione a elevati volumi movimentati i benefici connessi ai ridotti investimenti iniziali richiesti da questo tipo di configurazione tecnologica di *bunkering*. Per compensare o addirittura risolvere tale criticità, spesso viene incrementata la capacità di carico dei singoli camion/autobotti per mezzo dell'aggiunta di rimorchi (impiegando soluzioni analoghe ai multi-trailer). Questo non comporta problemi in termini di ulteriore equipment necessario alle operazioni di rifornimento della nave LNG-propelled poiché tali camion/autobotti

¹⁰ Il trasferimento di GNL viene effettuato principalmente con tubi flessibili criogenici. Questi devono soddisfare i requisiti della norma EN 1474-2.

Per una portata di 50 m³/h che consentirebbe di svuotare un ISO-container in meno di un'ora, è importante che il diametro del flessibile sia sufficiente per non superare una velocità del fluido di 10m/s nel flessibile.

Le soluzioni Truck-to-Ship spesso non prevedono un flessibile per il ritorno del gas. In questo caso la nave da bunkerare gestisce le sue evaporazioni.

La norma ISO 20519 richiede che i tubi flessibili siano dotati di un sistema di arresto di emergenza (ESD) e di un sistema di disconnessione di emergenza (ERS).

¹¹ Il sistema di disconnessione di emergenza è un dispositivo di sicurezza progettato per proteggere i tubi flessibili, ad esempio nel caso in cui la nave esca dai suoi limiti operativi o la motocisterna si sposti.

In caso di situazione pericolosa, l'ERS consente di scollegare i tubi flessibili attivando un raccordo di disconnessione di emergenza (ERC) e chiudendo le valvole di isolamento, riducendo così al minimo le perdite di GNL o di gas.

¹² L' emergency Release Coupling (ERC) è il punto di interruzione all'interno di un sistema di trasferimento ed è progettato per ridurre al minimo i rischi per le risorse, il personale, e l'ambiente.

Tale sistema arresta il flusso di trasferimento in caso di emergenza, le valvole si chiudono e l'ERC si separa. Ciò interrompe i flussi a valle e a monte all'interno del sistema di trasferimento.

¹³ Questo sistema permette di arrestare l'operazione di bunkeraggio fermando le pompe di trasferimento del GNL e chiudendo le valvole di sicurezza. Può essere attivato manualmente o automaticamente, ad esempio a seguito del rilevamento di gas da parte di un sensore. Prima di iniziare l'operazione di bunkeraggio dovrà essere sempre testato il corretto funzionamento del sistema di arresto di emergenza. Se il sistema di arresto di emergenza viene attivato, il trasferimento di GNL non può riprendere finché non sono state ripristinate le normali condizioni di sicurezza e controllati i sistemi di sicurezza.



sono spesso dotati di tutta l'attrezzatura necessaria al carico e allo scarico del GNL, inclusi i tubi e la pompa fondamentali per il bunkeraggio.

Sempre in linea con la documentazione del progetto TDI RETE- GNL, in questo documento si è proceduto a considerare e valutare cinque opzioni di bunkering riconducibili alla tecnologia TTS coerenti con i principali impieghi empiricamente riscontrabili in ambito marittimo portuale:

1. Iso-container su gomma
2. Bunkeraggio mediante atb
3. Iso-container su skid
4. Cisterna su skid
5. Iso container/cisterna su multi-track

Come per il caso precedentemente analizzato, anche in relazione alle soluzioni TTS, per fornire una prima valutazione in merito ai profili economico-finanziari connessi a queste soluzioni di bunkering di GNL è stato necessario soffermarsi su tutti i driver (caratteristiche tecniche e operative) atti a influenzare maggiormente le performance economico-finanziarie delle attività di bunkering in oggetto (Tabella 12). In particolare, le variabili tecnico/operative considerate a tal fine riguardano essenzialmente:

- ✓ Capacità media serbatoio
- ✓ Numero di rifornimenti al giorno
- ✓ Tempo di rifornimento del container/cisterna
- ✓ Capacità massima annua del sistema di bunkering; dipendente dalle tre suddette variabili
- ✓ Sistema della Catena logistica.

In relazione a quest' ultima variabile, bisogna tenere conto che per effettuare un viaggio di andata e ritorno al giorno, le singole unità di deposito delle soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS analizzate (container/cisterna/truck) hanno bisogno di:

- ✓ un turno di 8 ore con un autista che viaggia per 500 km (60-65 km/h di velocità media)
- ✓ riempimento dell'ISO-container/truck presso il terminal di approvvigionamento principale (circa 1 ora necessaria oltre tempi di inattività)
- ✓ secondo conducente che torna al sito di bunkeraggio del porto in altre 8 ore, (3° autista di riserva in standby).

Inoltre, per ogni soluzione TTS analizzata, al fine di stimare il numero di rifornimenti al giorno, si è ipotizzato che:

- ✓ Per la soluzione ISO container su gomma ogni giorno possano effettuare il bunkeraggio in porto circa sei ISO container da 40' di GNL (movimentando l'attrezzatura di bunkeraggio su skid e ruote in altre banchine ogni 4 ore, o attraccando e disormeggiando sei navi nella medesima ubicazione).
- ✓ Per la soluzione ATB si possano utilizzare, per il bunkeraggio in porto, un massimo di sei ATB di GNL al giorno (movimentando l'impianto di bunkeraggio su skid e ruote su altre banchine ogni 4 ore, o attraccando e distaccando sei navi nella medesima postazione).

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



- ✓ Per la soluzione ISO container su SKID che l'impianto di stoccaggio GNL possa essere rifornito da un massimo di sette ISO-container di GNL da 40' fornendo giornalmente bunker a diverse navi ormeggiate nella stessa posizione.
- ✓ Per la soluzione cisterna su SKID un massimo di otto ISO-container da 40' sia in grado di riempire l'unità di stoccaggio GNL fornendo bunker ogni giorno nel porto a diverse navi ormeggiate nella stessa ubicazione.
- ✓ Per la soluzione ISO container/cisterna su multi track che circa sei ISO-container da 40' si connettano simultaneamente al blocco multi-rack, di cui cinque forniscono il bunker di GNL e uno viene disconnesso e sostituito ogni 90 minuti da un ISO container pieno di GNL.

Come si evince dalla Tabella 12, le soluzioni di bunkering TTS sono soluzioni ad altissima flessibilità operativa ma a ridotta capacità, passando infatti da sistemi con capacità di serbatoio da 240 m³ (sistema a 6 ISO container su ruote) e 87.000 m³ di capacità produttiva annua, a soluzioni da 640 m³ (sistema multi track da 16 ISO container) di serbatoio e 233.000 m³ di capacità produttiva annua.

La capacità annua degli impianti è calcolata come prodotto tra la capacità media dei serbatoi degli impianti e la frequenza annuale di rifornimento di questi (numero di rifornimenti al giorno per 7 giorni per 52 settimane).

A seguito dell'individuazione dei parametri tecnici/operativi con riflessi economici sulle soluzioni di bunkering TTS analizzate, come nel caso precedente delle soluzioni di tipo STS, si è proceduto all'analisi dei profili economici di queste, con un particolare focus sui costi di capitale e operativi così come riportati e classificati dal partner di progetto Assocostieri Servizi srl.

Tabella 12: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
Capacità media serbatoio (m ³)	40	50	40	40	40
Numero di rifornimenti al giorno	6	6	7	8	16
Tempo rifornimento un serbatoio (ore)	4	4	3	3	1,5
Capacità MAX annua (m³)	87.000	109.000	102.000	116.000	233.000
Motrici	6	6	8	9	16
Rimorchi	6		8	9	16
Semi Rimorchi		6			
Numero di mezzi necessari per l'approvvigionamento settimanale della catena logistica	12	12	16	18	32

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Nella Tabella 13 sono riportati i dati di costo CAPEX complessivi in termini assoluti e in euro per ogni soluzione di tipo TTS mentre, in Tabella 14, è riportato il costo CAPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto, considerando una vita economica utile dell'impianto di 20 anni.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 13: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	100.000	179.000	100.000	145.000	601.000
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	92.000	63.000	92.000	92.000	206.000
Costi generali di infrastruttura del GNL	28.800	30.800	103.800	110.550	121.050
Costi della supply chain del GNL	1.500.000	1.884.000	2.000.000	2.250.000	4.000.000
Costo CAPEX totale	1.720.800	2.156.800	2.295.800	2.597.550	4.928.050

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Tabella 14: Costo CAPEX annuo per m³ di capacità produttiva annua delle opzioni di bunkering TTS, 20 anni vita utile

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	0,057	0,082	0,049	0,063	0,129
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	0,053	0,029	0,045	0,040	0,044
Costi generali di infrastruttura del GNL	0,017	0,014	0,051	0,048	0,026
Costi della supply chain del GNL	0,862	0,864	0,980	0,970	0,858
Costo CAPEX totale annuo per m³	0,989	0,989	1,125	1,120	1,058

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Come per il caso delle tecnologie STS, l'analisi comparativa dei dati riportati nelle precedenti tabelle evidenzia come i CAPEX incrementino in valore assoluto all'aumentare della dimensione dell'impianto in modo meno che proporzionale rispetto al trend della capacità annua di rifornimento dell'impianto TTS.

Ciò si traduce ovviamente in importanti effetti di scala che determinano una progressiva riduzione del CAPEX richiesto per unità di capacità annua (ovviamente lo stesso vale se si considerano i volumi di rifornimento complessivi annuali e se si considerano i CAPEX annuali).

In particolare, le indagini empiriche condotte mostrano come i CAPEX totali per un sistema da 6 ISO container da 40 (240 m³ di serbatoio) siano pari a 1,7 Milioni di euro mentre l'investimento per un impianto ISO container/cisterna su multi track da 16 unità (720 m³ di serbatoio) sia pari a 4,9 Milioni di euro; a fronte di un



incremento dei CAPEX di quasi 1,8x si registra però un aumento nell'ordine di 2x in relazione alla capacità di storage/bunkering di GNL.

L'effetto delle economie di scala dell'impianto è maggiormente visibile prendendo in considerazione il rapporto tra l'investimento complessivo annuo richiesto e la capacità annua dell'impianto (Tabella 14). Infatti, considerando una vita utile degli impianti TTS di 20 anni, il costo di capitale annuo per m³ di capacità produttiva annua passa da 0,98 euro per m³ della soluzione "ISO container su ruote (40 m³ di serbatoio per 6 unità)" a 1,05 euro per m³ della soluzione "ISO container/cisterna su multi track da 16 unità (40 m³ di serbatoio per 16 unità)", con un aumento del 7% rispetto ad un aumento della capacità produttiva annua di oltre il 160%.

Proseguendo nell'analisi, in relazione ai costi operativi, in Tabella 15, sono riportati i dati di costo degli OPEX annui in termini assoluti e in euro per ogni soluzione di tipo TTS analizzata mentre, in Tabella 16, è riportato il costo OPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto.

Tabella 15: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
LNG - BUNKERING TYPE					
Costo del lavoro	650.000	650.000	650.000	650.000	740.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	4.400	5.400	6.000	7.000	18.600
Costi per l'energia e altre utenze	317.500	372.500	380.000	390.000	732.500
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	329.400	330.400	331.000	332.000	388.600
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	1.301.300	1.358.300	1.367.000	1.379.000	1.879.700
Costo del lavoro	1.100.000	1.100.000	1.235.000	1.370.000	2.855.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	30.000	37.680	40.000	45.000	80.000
Costi per l'energia e altre utenze	136.500	136.500	159.250	182.000	364.000
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	580.000	587.680	657.500	730.000	1.507.500
Costi della supply chain del GNL	1.846.500	1.861.860	2.091.750	2.327.000	4.806.500
Costo operativo totale	3.147.800	3.220.160	3.458.750	3.706.000	6.686.200

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Anche in relazione all'andamento dei costi operativi, si evidenziano chiaramente i benefici connessi alle economie di scala dell'impianto-di tipo TTS.

I dati riportati nella Tabella 16, suggeriscono come all'aumentare delle dimensioni dell'impianto di storage/bunkering di GNL, i costi operativi del sistema di "storage & transfer" e di approvvigionamento rimangono alquanto stabili eccetto che per la soluzione ISO container/cisterna su multi track per cui si ha un aumento considerevole dei costi delle utenze, generali e di lavoro, ben compensati però dall'aumento della capacità produttiva annua dell'impianto.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Ragionando in termini ponderati, in base alla capacità annua dell'impianto, i costi operativi annui risultano decrescere di quasi il 10% passando dalla tecnologia ISO container su ruote (40 m³ di serbatoio per 6 unità) alla tecnologia "ISO container/cisterna su multi track da 16 unità (720 m³ di serbatoio), passando da 36,18 a 28,7 euro per unità di gas prodotta dall'impianto TTS.

Successivamente all'analisi dei costi CAPEX e OPEX, considerando i costi totali delle tecnologie TTS, sia in termini assoluti che ponderati per la capacità annua dei sistemi di bunkering di tipo TTS, come riportato nella Tabella 17, Tabella 18 e nel Grafico 2, è ancor più chiaro l'effetto economico dell'incremento dimensionale delle tecnologie.

Tabella 16: Costo OPEX annuo per m³ di capacità annua dell'impianto per le soluzioni di bunkering di tipo TTS

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
Costo del lavoro	7,47	5,96	6,37	5,60	3,18
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,05	0,05	0,06	0,06	0,08
Costi per l'energia e altre utenze	3,65	3,42	3,73	3,36	3,14
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	3,79	3,03	3,25	2,86	1,67
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	14,96	12,46	13,40	11,89	8,07
Costo del lavoro	12,64	10,09	12,11	11,81	12,25
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,34	0,35	0,39	0,39	0,34
Costi per l'energia e altre utenze	1,57	1,25	1,56	1,57	1,56
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	6,67	5,39	6,45	6,29	6,47
Costi della supply chain del GNL	21,22	17,08	20,51	20,06	20,63
Costo operativo totale annuo per m³	36,18	29,54	33,91	31,95	28,70

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

In termini assoluti, l'incremento percentuale del costo totale complessivo del primo anno di attività dell'infrastruttura (CAPEX totale + OPEX annuo), passando dal sistema ISO container su ruote (6 unità) a quello ISO container/cisterna su multi track (16 unità), risulta essere pari al 138% a fronte di un incremento della capacità produttiva annua del 168% e di una capacità di stoccaggio del 167%.

Considerando il valore di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) delle tecnologie STS ponderato per le capacità annua degli impianti, passando dal sistema ISO container su ruote (6 unità) a quello ISO container/cisterna su multi track (16 unità), a fronte dell'aumento della capacità produttiva annua dell'impianto del 168% e della capacità di stoccaggio del 167%, il valore del costo totale annuo ponderato per

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



la capacità produttiva diminuisce del 10%, passando da 37,17 a 29,75 euro anno per m³ di capacità produttiva annua dell'impianto.

Tabella 17: Costo totale (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo TTS, primo anno di attività

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
CAPEX	1.720.800	2.156.800	2.295.800	2.597.550	4.928.050
OPEX ANNUO	3.147.800	3.220.160	3.458.750	3.706.000	6.686.200
COSTO TOTALE I ANNO	4.868.600	5.376.960	5.754.550	6.303.550	11.614.250

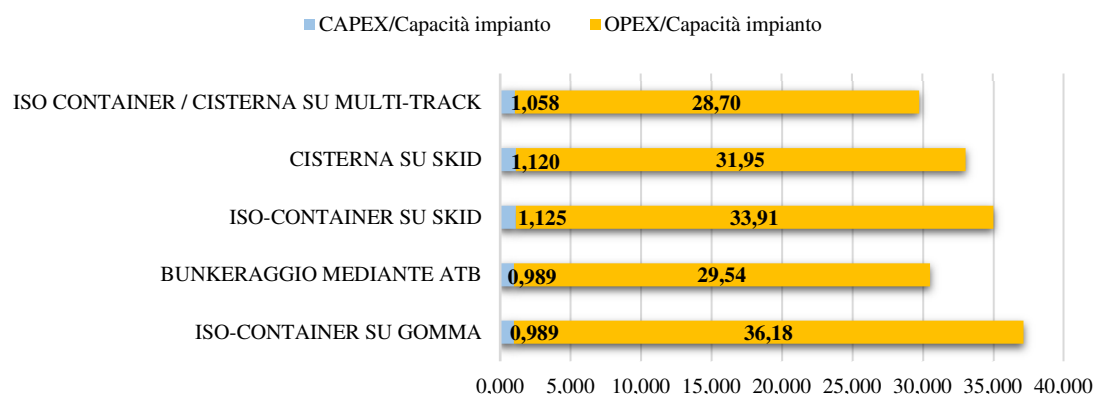
Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI

Tabella 18: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering di tipo TTS; vita utile 20 anni

LNG - BUNKERING MODE	T-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Iso-Container Su Gomma	Bunkeraggio Mediante Atb	Iso-Container Su Skid	Cisterna Su Skid	Iso Container / Cisterna Su Multi-Track
CAPEX ANNUO/Capacità impianto	0,989	0,989	1,125	1,120	1,058
OPEX ANNUO/Capacità impianto	36,18	29,54	33,91	31,95	28,70
COSTO TOTALE ANNUO/Capacità impianto	37,171	30,532	35,035	33,068	29,754

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI

Grafico 2: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie TTS



Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



c) PTS (pipe to ship)

La soluzione Pipe to ship (PTS) è la soluzione più adatta per bunkerare il GNL ad alte velocità di flusso in navi oceaniche che richiedono grandi capacità di volume di serbatoio GNL o anche per il caricamento di GNL nelle chiatte e nelle navi di bunkeraggio GNL.

Questa infrastruttura terminale costiera GNL consiste in:

- ✓ Le infrastrutture ricettive e di storage del GNL dove il GNL può arrivare da terra tramite strade o su rotaie con autocarri GNL o container ISO nei terminal più piccoli o tramite gasdotti (mediante impianto di liquefazione) o dalle acque tramite chiatte/navi GNL, nei terminal più grandi, e dove il GNL viene stoccato in serbatoi di stoccaggio che possono essere sia costituiti da "cilindri di pressione" in grado di gestire il GNL a caldo (n. 4-8 bar), o "serbatoi atmosferici" che gestiscono il GNL a "freddo", perciò a pressione atmosferica, -160 C.
- ✓ Le condutture GNL che inviano alla nave il GNL

La configurazione tecnologica di bunkering di tipo Terminal To Ship o Port To Ship o Pipeline To Ship (PTS), presuppone la presenza di una stazione di rifornimento a terra, in prossimità di una banchina o di un pontile dedicato. La presente configurazione prevede che le operazioni di bunkeraggio nei confronti di navi LNG-propelled avvengano facendo attraccare tale unità alla banchina ed impiegando, per il rifornimento, apposite tubazioni dotate da caratteristiche ben precise, ossia rigidità nella parte iniziale e flessibilità in quella finale (il tubo dell'impianto di rifornimento), le quali garantiscono un maggior livello di adattabilità e conformità non solo del layout ma anche degli impianti e delle strumentazioni rispetto alle esigenze operative richieste dalla nave da rifornire.

Tale soluzione di bunkeraggio è caratterizzata dalla possibilità di rifornire grandi volumi di GNL (fino ad arrivare anche a 50.000 m³), grazie all'elevata capacità di stoccaggio della stazione o dell'impianto di rifornimento. In ragione di una portata di erogazione del combustibile compreso tra 1.000 e 2.500 m³/h, la tecnologia di tipo PTS risulta molto vantaggiosa rispetto alle altre, poiché consente di ridurre notevolmente i tempi di rifornimento di GNL. Inoltre, solitamente, un terminal costiero di GNL non limita i suoi servizi solamente al bunkeraggio rivolto alle navi, in quanto può anche avere una stazione di carico per i camion GNL utilizzata per inviare GNL nell'entroterra. Inoltre, un terminal costiero configurato come PTS può essere composto da un'unità di rigassificazione che invia GAS alle reti locali e centri energetici.

Una limitazione del sistema PTS è la minima flessibilità dell'impianto poiché il gasdotto del terminal deve raggiungere la nave presso le banchine dove la nave è ormeggiata, e essere in grado di bunkerare le navi durante il tempo di servizio regolare, poiché gli armatori delle navi a propulsione GNL non desiderano trascorrere tempo extra nel porto per il disancoraggio e ancoraggio o il refuelling in una banchina diversa da quella del Terminal GNL.

Oltre alle criticità tipicamente connesse a qualsiasi sistema di configurazione di *bunkering*, quali la possibile rottura del serbatoio criogenico e/o delle tubazioni, l'innescò di incendi o esplosioni del GNL fuoriuscito accidentalmente e l'eventuale effetto domino, ecc., il sistema di bunkeraggio di tipo PTS presenta alcuni svantaggi specifici sotto il profilo tecnico-operativo ma anche economico-gestionale. Tra questi ultimi troviamo la necessità di ingenti investimenti per lo sviluppo di tutte le infrastrutture, attrezzature ed equipment

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



fondamentali per il corretto svolgimento delle *operations*: tali investimenti vengono configurati come *sunk cost* poiché impossibili da riconvertire in caso di abbandono del presente business.

In virtù dell'infrastruttura necessaria all'implementazione della configurazione di tipo PTS, quest'ultima rappresenta un'opzione particolarmente indicata nel caso di porti caratterizzati da una domanda di rifornimento di GNL elevata e stabile nel lungo periodo (quanto meno prevista in crescita).

Cinque opzioni "terminali costieri GNL" su piccola scala sono state analizzate come esempi delle possibilità TTS:

1. 3 opzioni di strutture PTS a "pressione" (small/1,000m³, mid/9,000m³, large/20,000m³ di capacità di stoccaggio) che sono utilizzate per la gestione del GNL a caldo, utilizzando uno o più cilindri "bullet" in grado di consentire il riscaldamento del GNL a -145/-130 gradi centigradi e le pressioni BOG (boil off gas) ai valori di progettazione di 4-8bar.¹⁴
2. 2 opzioni di strutture PTS "atmosferiche" ("secondarie" /20.000m³, "primarie"/50,000m³ di capacità di stoccaggio) che sono utilizzate per la gestione del GNL a freddo, di solito utilizzando un solo serbatoio "atmosferico" mantenendo il GNL freddo a -162/-160 gradi centigradi e la pressione del gas atmosferico (1 bar, -100 kP¹⁵), estraendo e ricondensando il BOG o comprimendolo per l'invio ad altre applicazioni energetiche.

Come nel caso delle tecnologie di bunkering GNL precedentemente analizzate, al fine di riassumere i risultati economici riportati da Assocostieri Servizi srl, in linea con quelli attestati da OTC e UNIPI, si è reso necessario individuare le caratteristiche tecniche e operative delle diverse soluzioni di tipo PTS aventi un impatto sugli indicatori economici delle soluzioni (Tabella 19). Le variabili tecnico/operative con riflessi sui profili economici delle soluzioni PTS sono:

- ✓ Capacità media serbatoio
- ✓ Numero di serbatoi/cisterne rifornite al giorno
- ✓ Tempo di rifornimento del container/cisterna
- ✓ Capacità massima annua del sistema di bunkering; dipendente dalle tre suddette variabili
- ✓ Sistema della Catena logistica.

¹⁴ Normalmente, le soluzioni bullet-cilindri sono implementate fino a un fabbisogno totale di stoccaggio GNL di 10.000m³, sopra il quale singoli serbatoi atmosferici sono preferiti sia per motivi tecnici ed economici fino a dimensioni massime di 150.000-200,000m³ per un serbatoio.

¹⁵ Un serbatoio di un terminal di importazione di GNL è definito "primario" se può ricevere GNL direttamente dai terminal dei produttori di esportazione ricevendo così i migliori prezzi su scala mondiale. Di solito un serbatoio di 50.000m³ è considerato come dimensione minima per un terminale "primario".

Un serbatoio terminal di importazione GNL è definito "secondario" quando riceve il GNL tramite un hub di approvvigionamento GNL intermedio, da navi cisterna GNL oppure attraverso la rete stradale o ferrovia, aggiungendo inevitabilmente i relativi costi logistici.

KP è il chilogrammo forza o chilogrammo peso. Questa unità di misura corrisponde alla forza peso esercitata da una massa di un chilogrammo sottoposta ad un'accelerazione di gravità pari a 9,80665 m/s². Un corpo avente una massa di 70 kg ha un peso di 70 kgp, quindi il valore che esprime il peso in kgp coincide numericamente sulla Terra con quello che esprime la massa in kg (anche se sono dimensionalmente diversi).



In relazione a questa ultima variabile, bisogna tenere conto che per effettuare un viaggio di andata e ritorno al giorno, le singole unità di deposito delle soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS analizzate (container/cisterna/truck) hanno bisogno di:

- ✓ un turno di 8 ore con un autista che viaggia per 500 km (60-65 km/h di velocità media)
- ✓ riempimento dell'ISO-container/truck presso il terminal di approvvigionamento principale (circa 1 ora necessaria oltre tempi di inattività)
- ✓ secondo conducente che torna al sito di bunkeraggio del porto in altre 8 ore, (3° autista di riserva in standby).

Inoltre, per ogni soluzione TTS analizzata, al fine di stimare il numero di rifornimenti settimanali dei terminal GNL costieri, si è ipotizzato che:

- ✓ Per la soluzione terminal costiero di gnl “small bullet cylinders” il serbatoio di stoccaggio può essere rifornito da un massimo di 16 ISO container da 40' (uno ogni 1,5 h, per un totale di 640 m³/giorno, – lo stesso della precedente opzione E), e questa stessa quantità viene inviata alle navi per il bunkeraggio (servizio di bunkeraggio di otto ore per una media di 80 m³/h).
- ✓ Per la soluzione terminal costiero di gnl “mid-size bullet cylinders” ogni settimana un massimo di 2 navi feeder da 7.500 m³ riforniscono il terminal, occupando i bracci di carico / scarico e le condutture del terminal circa 13 ore per ogni operazione; nel restante tempo il terminal è libero per le operazioni di bunkeraggio.
- ✓ Per la soluzione terminal costiero di gnl “long-bullet cylinders” ogni settimana un massimo di 2 navi feeder da 15.000 m³ riforniscono il terminal, occupando i bracci di caricazione/discarica e le condutture del terminal circa 18 ore per ogni operazione; durante il restante periodo della settimana, il terminal è libero per le operazioni di bunkeraggio.
- ✓ Per la soluzione terminal costiero di gnl “secondario” a pressione atmosferica il serbatoio del terminal venga rifornito 2 volte a settimana da una nave feeder da 15.000 m³, occupando i bracci di carico / scarico e le condutture del terminal circa 18 ore per ogni operazione, durante le quali non sarà possibile effettuare operazioni di bunkeraggio.
- ✓ Per la soluzione terminal costiero di gnl “primario” a pressione atmosferica ogni settimana il deposito sia rifornito da 2 navi feeder da 30.000 m³, occupando i bracci di caricazione/discarica e le condutture del terminale circa 22 ore per ogni operazione; durante il restante periodo della settimana, il terminal è disponibile per le operazioni di bunkeraggio.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo”



Tabella 19: Profili tecnici-operativi rivelanti per l'analisi economico finanziaria delle diverse opzioni di investimento riconducibili alla soluzione tecnologica di bunkering di tipo PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Capacità media serbatoio (m ³)	640-1.000	9.000-10.000	20.000	20.000	50.000
Capacità d'invio (m/h ³)	80-100	1.000	n.a	n.a	n.a
Lunghezza condutture di bunkering (m)	250	1.000	1000	1.000	1.000
Terreno (m ³)	2.900	15.000	50.000	15.000	20.000
Numero mezzi necessari per il rifornimento del serbatoio a settimana	16 ISO container/1 chiatta 500-1000 m ³	2 navi feeder da 7.500 m ³	2 navi feeder da 15.000 m ³	2 navi feeder da 15.000 m ³	2 navi feeder da 30.000 m ³
Capacità MAX annua (m³)	233.000	780.000	1.560.000	1.560.000	3.120.000
ISO container	19				
Nave feeder (7.500 m ³)		1			
Nave feeder (15.000 m ³)			1	1	
Nave feeder (30.000 m ³)					1
Numero di mezzi necessari per l'approvvigionamento settimanale della catena logistica	19	1	1	1	1

Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Le soluzioni di bunkering PTS, a differenza delle soluzioni TTS, sono soluzioni a bassa flessibilità operativa ma ad altissima capacità, passando infatti da sistemi con capacità di serbatoio da 1.000 m³ (terminal costiero di GNL "small bullet cylinders") e 233.000 m³ di capacità produttiva annua, a soluzioni da 50.000 m³ (terminal costiero di GNL "primario" a pressione atmosferica) di serbatoio e 3.120.000 m³ di capacità produttiva annua.

La capacità annua degli impianti PTS è il prodotto tra la capacità media dei serbatoi degli impianti e la frequenza annuale di rifornimento di questi (numero di mezzi per il rifornimento giornaliero per la capacità dei mezzi di rifornimento per 52 settimane).

A seguito dell'individuazione dei parametri tecnici/operativi con riflessi economici sulle soluzioni di bunkering PTS analizzate, come nel caso delle soluzioni STS e TTS indagate, si è proceduto all'analisi dei

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



profili economici di queste, con un particolare focus sui costi di capitale e operativi così come riportati e classificati dal partner di progetto Assocostieri Servizi srl.

Nella Tabella 20 sono riportati i dati di costo CAPEX complessivo in termini assoluti e in euro per ogni soluzione di tipo PTS mentre, in Tabella 21, è riportato il costo CAPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto, considerando una vita economica utile dei terminal PTS di 30 anni.

Tabella 20: Costo CAPEX totale delle soluzioni di bunkering PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	3.283.000	33.143.000	67.315.000	31.635.000	62.852.000
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	1.898.000	8.040.000	8.415.000	8.415.000	9.165.000
Costi generali di infrastruttura del GNL	1.212.150	8.427.450	18.859.500	8.257.500	13.802.550
Costi della supply chain del GNL	4.750.000	35.300.000	61.000.000	61.000.000	86.100.000
Costo CAPEX totale	11.143.150	84.910.450	155.589.500	109.307.500	171.919.550

Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Tabella 21: Costo CAPEX annuo per m³ di capacità produttiva annua delle opzioni di bunkering PTS, 30 anni vita utile

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Costi per la costruzione dello storage IN/OUT del GNL	0,470	1,416	1,438	0,676	0,671
Costi per la costruzione dell'impianto di trasferimento (out) del GNL	0,272	0,344	0,180	0,180	0,098
Costi generali di infrastruttura del GNL	0,173	0,360	0,403	0,176	0,147
Costi della supply chain del GNL	0,680	1,509	1,303	1,303	0,920
Costo CAPEX totale annuo per m³	1,594	3,629	3,325	2,336	1,837

Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI

In modo analogo a quanto si verifica per le due tecnologie precedentemente esaminate, l'analisi comparativa dei dati riportati nelle precedenti tabelle evidenzia come i CAPEX incrementino in valore assoluto

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



all'aumentare della dimensione dell'impianto in modo meno che proporzionale rispetto al trend della capacità di rifornimento anche nel caso di impianti PTS. Ciò si traduce ovviamente in importanti effetti di scala che determinano una progressiva riduzione del CAPEX richiesto per unità di capacità annua (ovviamente lo stesso vale se si considerano i volumi di rifornimento complessivi annuali e se si considerano i CAPEX annuali).

In particolare, le indagini empiriche condotte mostrano come i CAPEX totali per un "terminal costiero di gnl small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio)" siano pari a 11,1 Milioni di euro mentre l'investimento per un "terminal costiero di gnl primario a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio)" sia pari a 171 Milioni di euro; a fronte di un incremento dei CAPEX di 14x si registra però un aumento nell'ordine di 50x in relazione alla capacità di storage/bunkering di GNL.

L'effetto delle economie di scala dell'impianto è maggiormente visibile prendendo in considerazione il rapporto tra l'investimento complessivo annuo richiesto e la capacità annua dell'impianto (Tabella 21). Infatti, considerando una vita utile degli impianti PTS di 30 anni, il costo di capitale annuo per m³ di capacità produttiva annua passa da 1,59 euro per m³ della soluzione "terminal costiero di gnl "small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio)" a 1,8 euro per m³ della soluzione "terminal costiero di gnl "primario" a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio)", con un aumento del 16% rispetto ad un aumento della capacità produttiva annua di oltre il 1.200%.

Successivamente all'analisi dei costi CAPEX, in relazione ai costi OPEX, in Tabella 22 sono riportati i dati di costo operativo annuo in termini assoluti per ogni soluzione di tipo PTS mentre, in Tabella 23, è riportato il costo OPEX annuo per unità di capacità annua dell'impianto.

Tabella 22: Costo OPEX annuo per le soluzioni di bunkering di tipo PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Costo del lavoro	980.000	1.505.000	1.850.000	1.505.000	1.505.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	128.000	992.000	1.892.000	966.000	1.716.000
Costi per l'energia e altre utenze	743.500	2.488.750	4.977.250	4.977.250	9.954.750
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	618.000	1.744.500	2.817.000	1.718.500	2.468.500
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	2.469.500	6.730.250	11.536.250	9.166.750	15.644.250
Costo del lavoro	2.855.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	95.000	706.000	1.220.000	1.220.000	1.722.000
Costi per l'energia e altre utenze	364.000	511.599	680.609	680.609	849.618
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	1.522.500	1.481.000	1.995.000	1.995.000	2.497.000
Costi della supply chain del GNL	4.836.500	4.248.599	5.445.609	5.445.609	6.618.618
Costo operativo totale	7.306.000	10.978.849	16.981.859	14.612.359	22.262.868

Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 23: Costo OPEX annuo per m³ di capacità annua dell'impianto per le soluzioni di bunkering di tipo PTS

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl "Small Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Mid-Size Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Long-Bullet Cylinders"	Terminal Costiero Di Gnl "Secondario" A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl "Primario" A Pressione Atmosferica
Costo del lavoro	4,21	1,93	1,19	0,96	0,48
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,55	1,27	1,21	0,62	0,55
Costi per l'energia e altre utenze	3,19	3,19	3,19	3,19	3,19
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	2,65	2,24	1,81	1,10	0,79
Costo operativo dell'infrastruttura di bunkering GNL	10,60	8,63	7,40	5,88	5,01
Costo del lavoro	12,25	1,99	0,99	0,99	0,50
Costi di manutenzione e di servizi tecnici	0,41	0,91	0,78	0,78	0,55
Costi per l'energia e altre utenze	1,56	0,66	0,44	0,44	0,27
Costi generali di amministrazione, safety e assicurativi	6,53	1,90	1,28	1,28	0,80
Costi della supply chain del GNL	20,76	5,45	3,49	3,49	2,12
Costo operativo totale annuo per m³	31,36	14,08	10,89	9,37	7,14

Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Anche in relazione all'andamento dei costi operativi, si evidenziano chiaramente i benefici connessi alle economie di scala dell'impianto di tipo PTS.

I dati riportati nella Tabella 23, suggeriscono come all'aumentare delle dimensioni dell'impianto di storage/bunkering di GNL, i costi operativi del sistema di "storage & transfer" e di approvvigionamento crescano meno che proporzionalmente rispetto all'aumento dimensionale dell'impianto mentre, la voce "costo del lavoro" diminuisce al crescere dell'impianto causa del maggiore livello di automazione della tecnologia.

Ragionando in termini ponderati, in base alla capacità annua dell'impianto, i costi operativi annui risultano decrescere di quasi l'80% passando dalla tecnologia "terminal costiero di gnl "small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio) alla tecnologia terminal costiero di gnl "primario" a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio), passando da 31,36 euro per m³ a 7,14 euro per unità di gas prodotta.

Infine, analizzati i costi CAPEX e OPEX delle tecnologie di bunkering PTS, nella Tabella 24 e Tabella 25 sono riportati rispettivamente i valori di costo totale in termini assoluti e in euro, considerando il primo anno di attività (CAPEX totale + OPEX annuo), e i valori di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per unità di capacità annua degli impianti PTS.



Tabella 24: Costo totale (CAPEX totale+ OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering di tipo PTS, primo anno di attività

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Mid-Size Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Long-Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Secondario” A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica
CAPEX	11.143.150	84.910.450	155.589.500	109.307.500	171.919.550
OPEX ANNUO	7.306.000	10.978.849	16.981.859	14.612.359	22.262.868
COSTO TOTALE I ANNO	18.449.150	95.889.299	172.571.359	123.919.859	194.182.418

Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Tabella 25: Costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering di tipo PTS; vita utile 30 anni

LNG - BUNKERING MODE	P-t-S				
LNG - BUNKERING TYPE	Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Mid-Size Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Long-Bullet Cylinders”	Terminal Costiero Di Gnl “Secondario” A Pressione Atmosferica	Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica
CAPEX ANNUO/Capacità impianto	1,594	3,629	3,325	2,336	1,837
OPEX ANNUO/Capacità impianto	31,36	14,08	10,89	9,37	7,14
COSTO TOTALE ANNUO/Capacità impianto	32,95	17,70	14,21	11,70	8,97

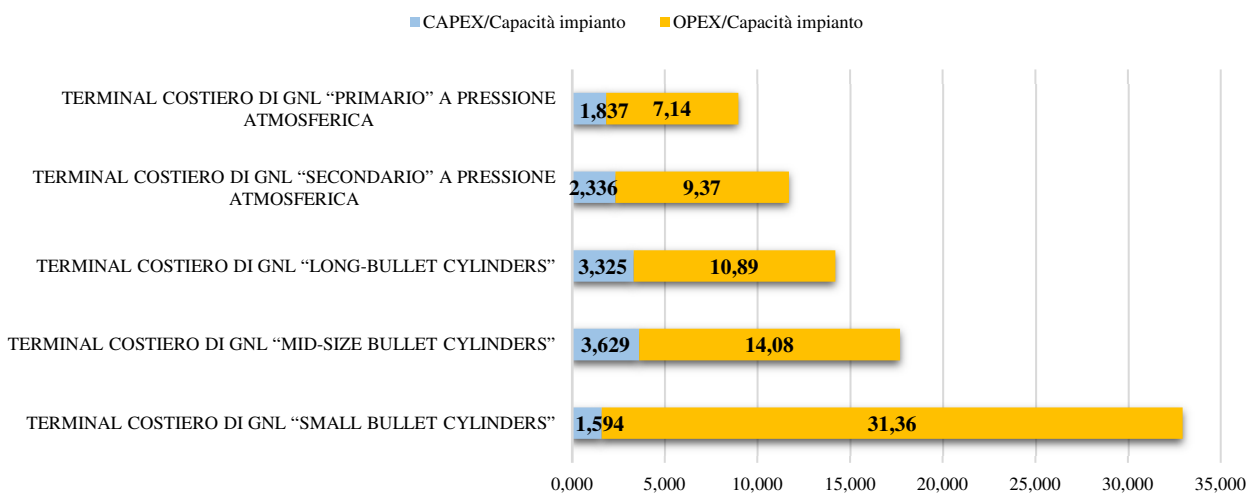
Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

In termini assoluti, passando dalla tecnologia “terminal costiero di gnl “small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio) alla tecnologia terminal costiero di gnl “primario” a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio), la variazione del costo totale complessivo in termini assoluti (CAPEX totale+ OPEX annuo) risulta essere nell’ordine di 9,5x, a fronte di una variazione della capacità annua nell’ordine di 12x e della capacità di stoccaggio di 49x.

Prendendo invece in riferimento il valore di costo totale annuo (CAPEX annuo + OPEX annuo) ponderato per la capacità annua dell’impianto, Grafico 3; passando dalla tecnologia “terminal costiero di gnl “small bullet cylinders (1.000 m³ di serbatoio) alla tecnologia terminal costiero di gnl “primario” a pressione atmosferica (50.000 m³ di serbatoio), la variazione percentuale del costo totale unitario per unità di gas prodotta dall’impianto risulta essere del meno 75%, passando da 32,95 a 8,97 euro per m³ di gas prodotto all’anno.



Grafico 3: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

5. Confronto tra i costi OPEX-CAPEX delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate

Trattati singolarmente i profili economici relativi ai costi delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate, nel presente paragrafo si procede invece a comparare i principali profili economico-finanziari relativi alle varie soluzioni tecnologiche e rispettive opzioni di bunkering di GNL considerate nel progetto, ponendo particolare enfasi sui costi annui in termini assoluti e sui costi annui unitari (ponderati per la capacità annua degli impianti), dato quest'ultimo che risulta essenziale al fine dell'analisi di valutazione delle performance economico-finanziarie degli investimenti in tali tecnologie, denominata "mark-up multi scenario analisi" e descritta nel capitolo finale.

L'analisi comparativa dei costi annui delle varie modalità analizzate è stata svolta sia sulle voci di costo di tipo OPEX, sia su quelle di tipo CAPEX sia sui costi totali delle varie modalità di bunkering GNL.

In relazione ai costi operativi totali annui in termini assoluti delle diverse tecnologie, inclusi i costi di approvvigionamento, come riportato nel Grafico 4, le opzioni di bunkering di tipo PTS risultano ovviamente quelle maggiormente "capital intensive", mentre in posizione diametralmente opposta di collocano le varie opzioni d'investimento riconducibili alla tecnologia TTS. Le opzioni di tipo PTS, caratterizzate da una maggiore dimensione di impianto, da una maggiore capacità complessiva di erogazione del servizio, da un elevato standard tecnologico di riferimento e da maggiori costi connessi all'attività di manutenzione ordinaria, alla gestione del personale impiegato e dai consumi energetici più elevati, comportano costi operativi annui nell'ordine di 2x-5x rispetto alle soluzioni TTS.

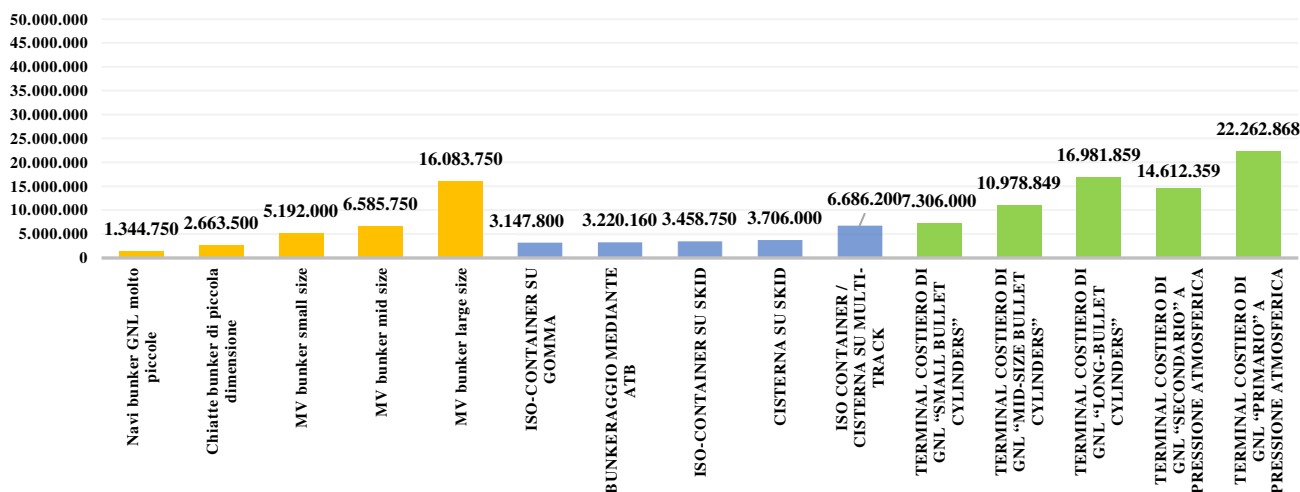
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Le soluzioni STS, soluzioni con un dimensionamento in termini di capacità di stoccaggio del GNL in generale più simile a quello delle soluzioni PTS, ma tecnologicamente meno complesse, sono risultate in termini assoluti di costo OPEX annuo meno “capital intensive” rispetto alle soluzioni PTS ma non rispetto alle soluzioni TTS, rappresentando così una via intermedia in termini economici tra le varie modalità analizzate (Grafico 4).

Grafico 4: Costi OPEX annui delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELLI.

Ciò detto, si sottolinea però che ragionando in termini assoluti non si tiene conto delle diverse dimensioni degli impianti, e in particolare delle diverse capacità produttive annue di questi.

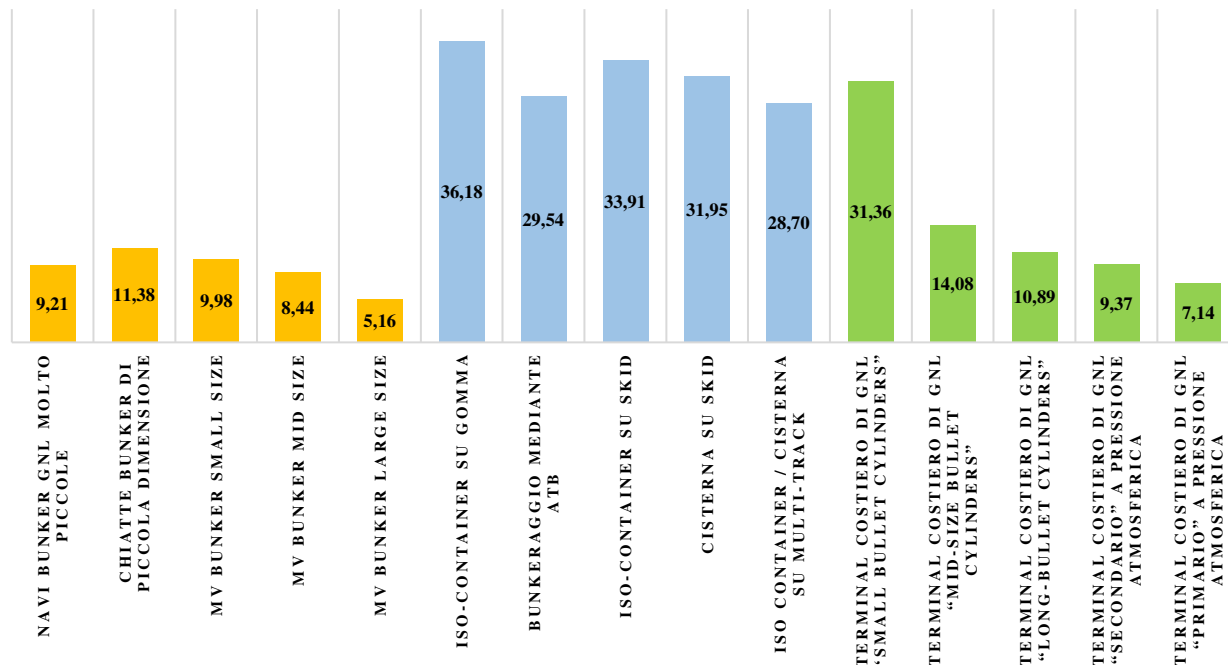
Perciò, prendendo in considerazione i costi operativi annui ponderati per la capacità annua dell'impianto, Grafico 5, risulta come la tecnologia TTS sia quella meno efficiente da un punto di vista economico, causa la minor produttività dell'impianto in termini di capacità massima annua, la quale risulta essere nell'ordine del 5-50% rispetto alle altre modalità. Le opzioni di bunkering di tipo TTS presentano infatti un indice costo operativo annuo per capacità annua dell'impianto di 28-36 euro per m³.

L'opzione economicamente più efficiente da un punto di vista operativo risulta invece essere quella STS che presenta le migliori prestazioni in relazione ai volumi di GNL movimentato sugli OPEX sostenuti all'anno, 5-11 euro per m³.

Le opzioni PTS, che risultano in termini assoluti quelli a maggiore intensità di costo operativo, presentano invece un indice OPEX annuo su capacità annua dell'impianto di 7-31 euro per m³, potendo così essere paragonate dal punto di vista dei costi operativi alle soluzioni STS, escludendo la tecnologia “terminal costiero GNL small bullet cylinders”, che data la ridotta capacità annua risulta maggiormente in linea con le soluzioni TTS.



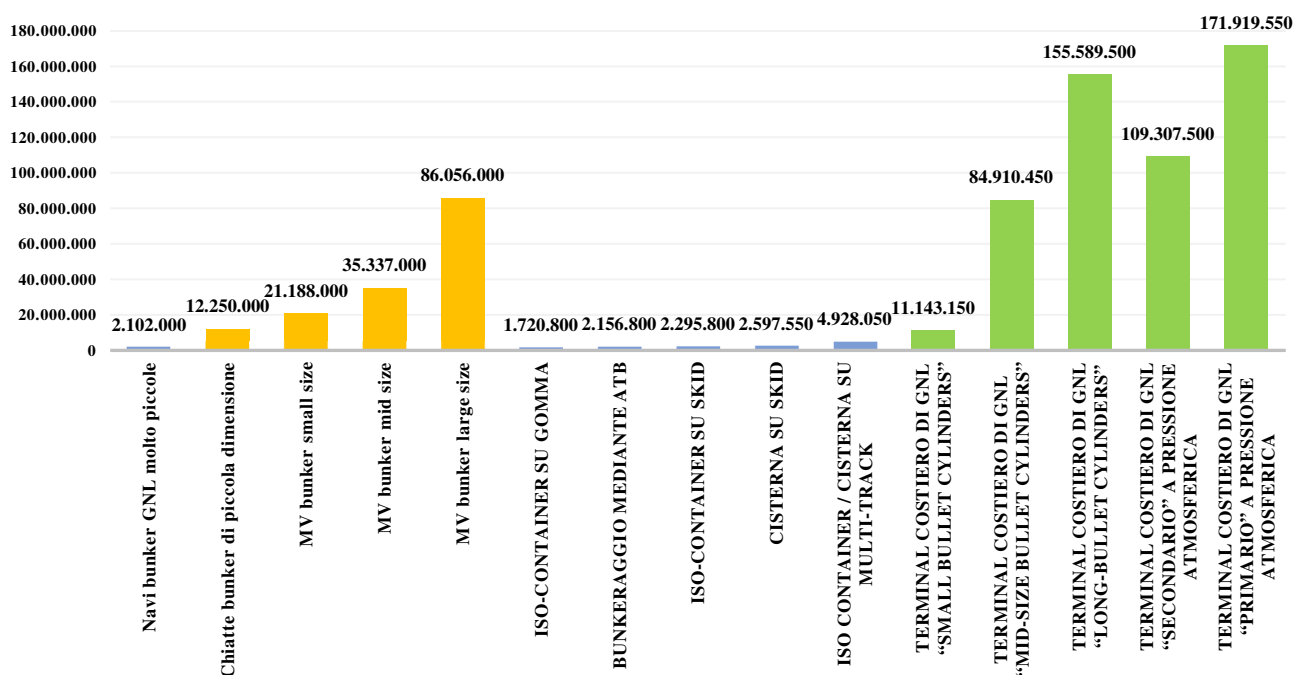
Grafico 5: Costi OPEX annui per unità di capacità produttiva annua delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Similmente a quanto riportato per i costi operativi annui, prendendo in considerazione i costi di capitale delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate, inclusi i costi di capitale per l'approvvigionamento della tecnologia, come riportato nel Grafico 6, risulta come in termini assoluti di investimento complessivo le tecnologie PTS siano quelle per cui è richiesto un investimento iniziale maggiore. Al contrario, le soluzioni di tipo TTS sono quelle che richiedono un capitale iniziale minore, dato il limitato livello tecnologico e dimensionamento di queste.

Grafico 6: Costi CAPEX totali delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Lo stesso si può dire in relazione ai CAPEX annui ponderati per la capacità produttiva annua degli impianti, variabile questa calcolata sulla base di una vita utile delle soluzioni STS di 25 anni, di 20 anni per quelle TTS e di 30 anni per quelle PTS (Grafico 7).

Di particolare interesse risulta, prendendo in considerazione i valori di costo CAPEX in termini ponderati, la minore varianza tra questi rispetto alla varianza registrata tra i valori CAPEX in termini assoluti delle diverse tecnologie analizzate. Prendendo ad esempio le soluzioni a maggiore capacità produttiva delle tre modalità analizzate, la "MV bunker large size" per la soluzione STS, la "ISO Container/Cisterna su multi track" per la soluzione TTS e il "terminal costiero primario a pressione atmosferica" per la soluzione PTS, guardando ai valori di costo CAPEX assoluti e complessivi si nota un costo di capitale della soluzione PTS in oggetto di oltre il 441x rispetto a quella TTS. Inoltre, sempre prendendo come riferimento il costo CAPEX assoluto e complessivo della soluzione PTS in oggetto (terminal costiero primario a pressione atmosferica) rispetto alla soluzione STS (ISO Container/Cisterna su multi track), l'incremento di costo risulta essere di 1x.

Seguendo la stessa logica con riferimento ai CAPEX annui ponderati per le capacità produttive annue degli impianti, Grafico 7, le percentuali scendono al 66% nel caso della soluzione PTS "terminal costiero primario a pressione atmosferica" confrontata con quella STS "MV bunker large size", passando da 1,10 a 1,83 euro per m³ di capacità annua dell'impianto, e del 70% in relazione alla soluzione PTS in oggetto confrontata con quella TTS "ISO Container/Cisterna su multi track", da 1,06 a 1,83 euro per m³ di capacità annua dell'impianto.

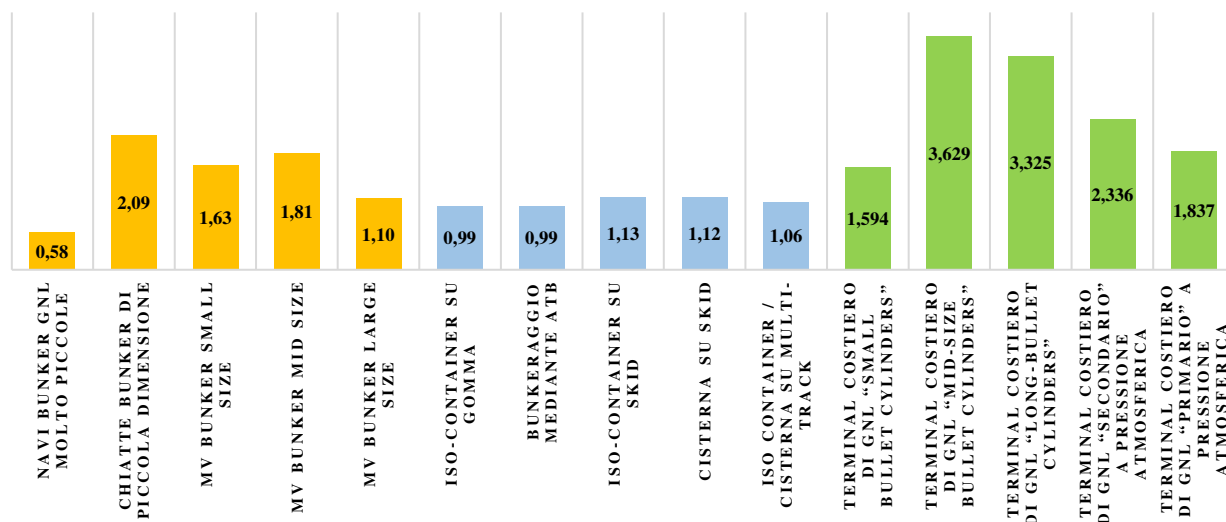
TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



In aggiunta, prendendo in considerazione la variazione percentuale del costo di capitale assoluto e complessivo della soluzione “MV bunker large size” rispetto alla soluzione “ISO Container/Cisterna su multi track”, del 2.000%, risulta come il differenziale percentuale del CAPEX annuo in termini ponderati per la capacità produttiva annua tra i due suddetti impianti si riduca dal 2.000% al 4%.

Grafico 7: Costi CAPEX annui per unità di capacità produttiva annua delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

Da quanto fin qui riportato, è evidente come i costi totali in termini assoluti (CAPEX totale + OPEX annuo) delle tecnologie di bunkering GNL di tipo PTS siano di gran lunga i più elevati, seguiti dalle tecnologie STS e TTS, come riportato nel Grafico 8.

Ciononostante, come evidenziato trattando singolarmente i costi di capitale e operativi, in termini di costo annuo ponderato per la capacità annua dell'impianto e, come riportato nel Grafico 9, i costi totali annui (CAPEX annuo + OPEX annuo) ponderati sono maggiori per la soluzione TTS, soluzione con i minori costi totali in termini assoluti ma anche con i minori livelli di capacità produttiva annua. Da ciò deviano costi totali annui ponderati per la capacità produttiva annua che si muovono in un range compreso tra 30 e 37 euro per m³, mentre, la soluzione STS presenta le migliori prestazioni con un range di costo totale annuo per capacità produttiva annua tra 6 a 13,5 euro per m³.

I dati relativi al costo totale annuo delle opzioni PTS sono simili a quelle STS, escludendo la soluzione “terminal costiero GNL small bullet cylinders”, sebbene sia ovvio che per investimenti in tecnologie di tipo PTS è richiesto un investimento iniziale notevolmente maggiore, che implica un costo totale annuo in termini di m³ di capacità produttiva annua degli impianti leggermente maggiore rispetto a quello delle soluzioni STS, compreso in un range tra 9 e 33 euro per m³.

Ciononostante, come evidenziato trattando singolarmente i costi di capitale e operativi, in termini di costo annuo ponderato per la capacità annua dell'impianto e, come riportato nel Grafico 9, i costi totali annui

TDI RETE-GNL

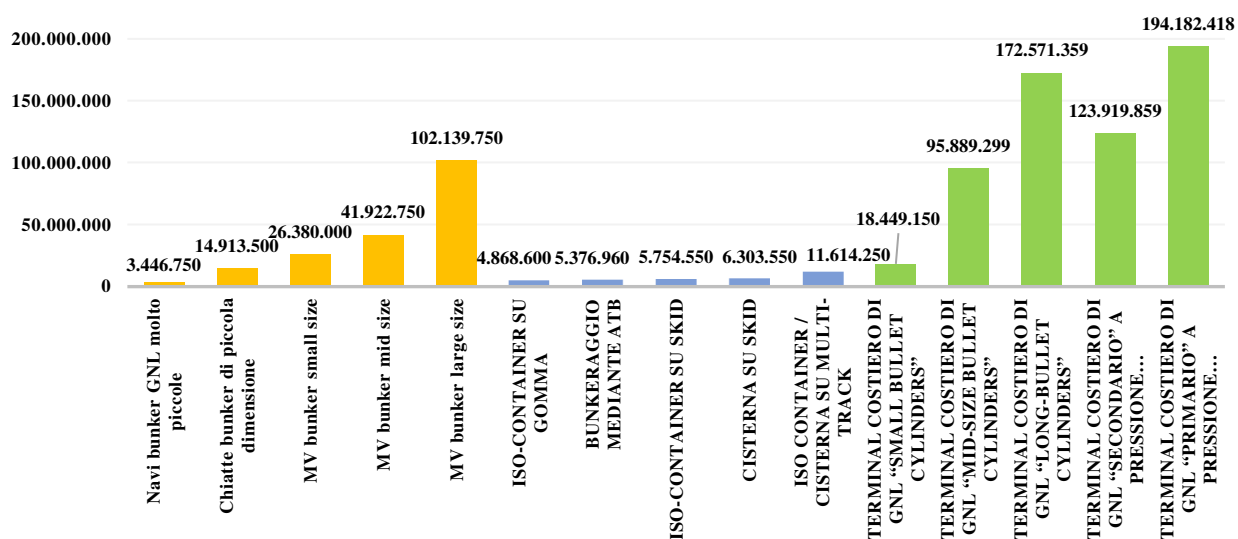
Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo”



(CAPEX annuo + OPEX annuo) ponderati sono maggiori per la soluzione TTS, soluzione con i minori costi totali in termini assoluti ma anche con i minori livelli di capacità produttiva annua. Da ciò deviano costi totali annui ponderati per la capacità produttiva annua che si muovono in un range compreso tra 30 e 37 euro per m³, mentre, la soluzione STS presenta le migliori prestazioni con un range di costo totale annuo per capacità produttiva annua tra 6 a 13,5 euro per m³.

I dati relativi al costo totale annuo delle opzioni PTS sono simili a quelle STS, escludendo la soluzione “terminal costiero GNL small bullet cylinders”, sebbene sia ovvio che per investimenti in tecnologie di tipo PTS è richiesto un investimento iniziale notevolmente maggiore, che implica un costo totale annuo in termini di m³ di capacità produttiva annua degli impianti leggermente maggiore rispetto a quello delle soluzioni STS, compreso in un range tra 9 e 33 euro per m³.

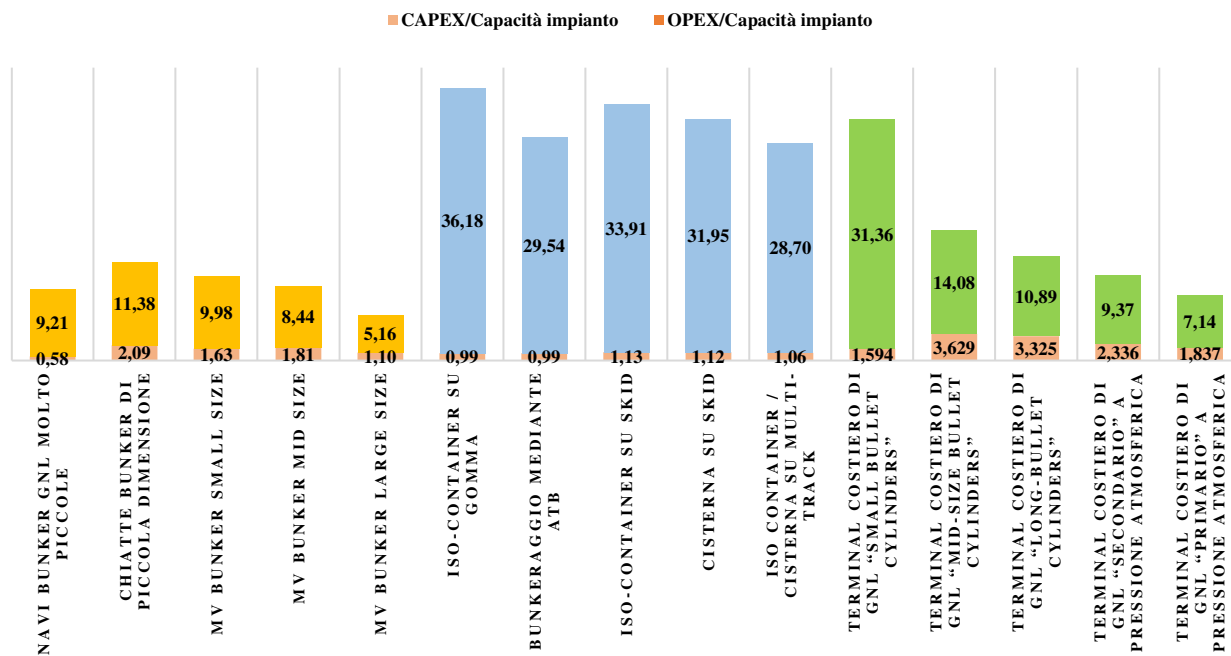
Grafico 8: Costi totali (CAPEX totale+ OPEX annuo) delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.



Grafico 9: Costi totali annui (CAPEX annuo + OPEX annuo) per unità di capacità produttiva annua delle soluzioni di bunkering GNL di tipo STS-TTS-PTS



Fonte: ns. elaborazioni da dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



6. Analisi “mark up multi-scenario”

Successivamente all’analisi di benchmark dei relativi alle diverse soluzioni di bunkering GNL, si è proceduto a condurre un’analisi di tipo “Mark up multi scenario” al fine di individuare ulteriori possibili indicatori economico-finanziari atti ad esprimere una prima valutazione di massima in merito a progetti di investimento relativi alla realizzazione e gestione di infrastrutture per il bunkering/storage di GNL in ambito portuale che prevedano l’impiego di specifiche tecnologie.

Tale analisi è stata svolta in base ad ipotesi multi-scenario sul prezzo di vendita dei servizi di rifornimento di GNL, le quali hanno permesso di impostare i prospetti di cassa per gli investimenti nelle diverse soluzioni di bunkering GNL indagate.

La base dati su cui è stata svolta tale indagine è rappresentata in primis dai costi totali annui unitari per metro cubo di GNL delle diverse soluzioni indagate, riportati in Tabella 26.

Tabella 26: Costi operativi e di capitale annui per m³ di capacità produttiva annua delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate

	CAPEX ANNUO/ Capacità impianto	OPEX ANNUO/ Capacità impianto	COSTO TOTALE ANNUO/ Capacità impianto
Navi Bunker GNL Molto Piccole	€ 0,58	€ 9,21	€ 9,79
Chiatte Bunker Di Piccola Dimensione	€ 2,09	€ 11,38	€ 13,48
MV Bunker Small Size	€ 1,63	€ 9,98	€ 11,61
MV Bunker Mid Size	€ 1,81	€ 8,44	€ 10,26
MV Bunker Large Size	€ 1,10	€ 5,16	€ 6,26
Iso-Container Su Gomma	€ 0,99	€ 36,18	€ 37,17
Bunkeraggio Mediante Atb	€ 0,99	€ 29,54	€ 30,53
Iso-Container Su Skid	€ 1,13	€ 33,91	€ 35,03
Cisterna Su Skid	€ 1,12	€ 31,95	€ 33,07
Iso Container / Cisterna Su Multi-Track	€ 1,06	€ 28,70	€ 29,75
Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”	€ 1,59	€ 31,36	€ 32,95
Terminal Costiero Di Gnl “Mid-Size Bullet Cylinders”	€ 3,63	€ 14,08	€ 17,70
Terminal Costiero Di Gnl “Long-Bullet Cylinders”	€ 3,32	€ 10,89	€ 14,21
Terminal Costiero Di Gnl “Secondario” A Pressione Atmosferica	€ 2,34	€ 9,37	€ 11,70
Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica	€ 1,84	€ 7,14	€ 8,97

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI.

In aggiunta a tali dati di costo è stato necessario indagare, al fine di individuare il range di prezzo finale del servizio di bunkering di GNL che permettesse di formulare per investimenti nelle diverse opzioni tecnologiche

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell’area obiettivo”



di bunkering GNL analizzate i relativi prospetti di cassa, il costo variabile d'acquisto per m³ di GNL, dato questo che ha permesso di ottenere il costo totale per m³ di capacità produttiva annua inclusivo del costo variabile per m³ di materia prima, ipotizzando la massima utilizzazione degli impianti secondo le ipotesi formulate nel paragrafo 4 del qui presente report.

In via semplificativa si è ipotizzato un costo di acquisto del GNL a m³ costante per tutte le tecnologie indagate, indipendentemente dal volume di GNL acquistato e gestito dalle infrastrutture. Si tratta ovviamente di un'ipotesi non realistica e comunque banalizzante, ma indispensabile in ragione del già elevato livello di complessità connesso ai processi di stima e valutazione condotti nell'ambito delle attività tecniche T2.3 del Progetto TDI RETE-GNL.

Come proxy del costo variabile per m³ di materia prima GNL, come indicato dal partner di progetto OTC (e dal relativo consulente esterno) nel report "Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL", si è preso in riferimento il prezzo degli ultimi 5 anni del GNL PEG Nord, con ciò intendendosi il prezzo del GNL scambiato nell'hub Nord francese (Point d'échange de gaz - Nord), comunemente indicato come PEG Nord, il quale è uno dei 3 punti di scambio virtuali per la vendita, l'acquisto e lo scambio di gas naturale e GNL in Francia.

In data 6 agosto, risultava come un 1 m³ di GNL nell'Hub PEG Nord fosse scambiato a 7 euro per MWh¹⁶. Considerando che 1 m³ di GNL equivale a 6,933 MWh, il prezzo nell'agosto 2020 era di quasi 50 euro per m³. Tale prezzo risulta molto basso se confrontato con i valori storici registrati da questa commodity, causa la riduzione dei consumi e la seguente caduta dei prezzi delle commodities energetiche in relazione alla pandemia COVID19, e perciò non rappresentativo del reale prezzo di mercato e del possibile prezzo futuro di tale commodity.

Perciò, come anche deciso dal gruppo di lavoro di OTC, il gruppo di lavoro di ESA ha optato per utilizzare come proxy del prezzo di acquisto per m³ di GNL, il prezzo medio del PEG Nord degli ultimi 5 anni, il quale risulta essere 20€/MWh. A fini prudenziali, si è inoltre optato per l'aggiunta di un mark up di sicurezza di 2 euro per MWh (GNL = PEG + 2€/MWh).

In conclusione, utilizzando un prezzo del GNL di 22 euro per MWh, il valore di mercato per m³ di GNL è risultato essere di 150 euro per m³.

Individuato tale dato, è stato possibile stimare il costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua delle tecnologie di bunkering GNL analizzate inclusivo del costo variabile della materia prima, dato essenziale per lo svolgimento dell'analisi "mark up multi scenario" in quanto parametro per l'individuazione del range di prezzo finale del servizio di bunkering GNL. Di seguito sono riportati i dati di costo totale per m³ di ogni tecnologia di bunkering GNL analizzata, Tabella 27 e Grafico 10.

¹⁶ La sigla MWh sta per megawattora (MWh), è un'unità di misura derivata dell'energia, definita come l'energia complessiva fornita qualora una potenza di un milione di watt (W) sia mantenuta per un'ora (h).



Tabella 27: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua, inclusivo del costo variabile della materia prima, delle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate

	CAPEX ANNUO + OPEX ANNUO/ Capacità impianto	Costo per m ³ di GNL acquistato	COSTO TOTALE ANNUO/ Capacità impianto
Navi Bunker GNL Molto Piccole	€ 9,79	€ 150,00	€ 159,79
Chiatte Bunker Di Piccola Dimensione	€ 13,48	€ 150,00	€ 163,48
MV Bunker Small Size	€ 11,61	€ 150,00	€ 161,61
MV Bunker Mid Size	€ 10,26	€ 150,00	€ 160,26
MV Bunker Large Size	€ 6,26	€ 150,00	€ 156,26
Iso-Container Su Gomma	€ 37,17	€ 150,00	€ 187,17
Bunkeraggio Mediante Atb	€ 30,53	€ 150,00	€ 180,53
Iso-Container Su Skid	€ 35,03	€ 150,00	€ 185,03
Cisterna Su Skid	€ 33,07	€ 150,00	€ 183,07
Iso Container / Cisterna Su Multi-Track	€ 29,75	€ 150,00	€ 179,75
Terminal Costiero Di Gnl “Small Bullet Cylinders”	€ 32,95	€ 150,00	€ 182,95
Terminal Costiero Di Gnl “Mid-Size Bullet Cylinders”	€ 17,70	€ 150,00	€ 167,70
Terminal Costiero Di Gnl “Long-Bullet Cylinders”	€ 14,21	€ 150,00	€ 164,21
Terminal Costiero Di Gnl “Secondario” A Pressione Atmosferica	€ 11,70	€ 150,00	€ 161,70
Terminal Costiero Di Gnl “Primario” A Pressione Atmosferica	€ 8,97	€ 150,00	€ 158,97

Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI e OTC P4.

Relativamente alle soluzioni STS, il costo totale del servizio di bunkering, incluso l'acquisto della materia prima GNL, risulta in un range tra 156,26 e 163,48 euro per m³; per le soluzioni TTS il range va da 179,75 a 185,17 euro per m³ e per le soluzioni PTS da 158,97 a 182,95 euro per m³ di capacità produttiva annua dell'impianto.

Così procedendo, dopo l'individuazione del costo variabile per m³ di materia prima si è impostata l'analisi multi-scenario basata sui seguenti tre diversi livelli di mark-up parametrati a tale costo:

- ✓ scenario low: Prezzo finale del servizio = Costo totale della materia prima + 10% (165 euro per m³)
- ✓ scenario base: Prezzo finale del servizio = Costo totale della materia prima + 20% (180 euro per m³)
- ✓ scenario high: Prezzo finale del servizio = Costo totale della materia prima + 30% (195 euro per m³)

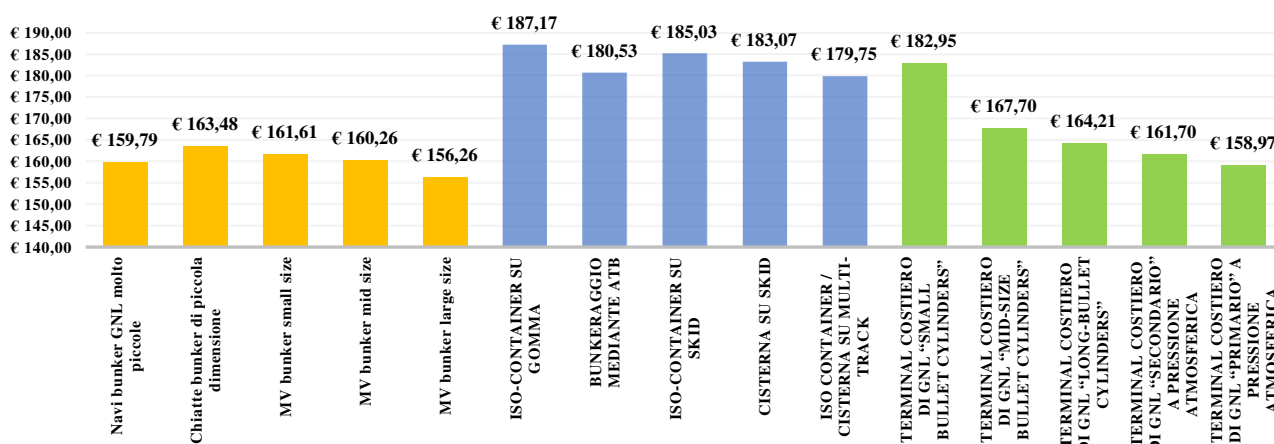
A seguito dell'impostazione dei tre diversi scenari, individuato l'ipotetico range di prezzo finale del servizio di bunkering GNL, è stata effettuata l'analisi dei flussi di cassa attualizzati (DCFA – Discounted Cash Flow Analysis) sottostanti a ciascuna delle ipotesi di investimento in impianti di bunkering di GNL analizzate.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo”



Grafico 10: Costo totale annuo per m³ di capacità produttiva annua, inclusivo del costo variabile della materia prima



Fonte: ns. elaborazioni su dati Assocostieri Servizi srl/UNIGE-CIELI e OTC P4.

A tal fine, oltre all'ipotesi di massimo utilizzo degli impianti e di costo per l'acquisto della materia prima costante e indipendente dai volumi acquistati, sono state impostate 5 ipotesi operative alla base dei prospetti di cassa sviluppati per ogni soluzione di bunkering GNL indagata, qui di seguito elencate e spiegate:

- ✓ tasso d'inflazione del 2% annuo;
- ✓ vita utile economica delle tecnologie: STS = 25 anni; TTS = 20 anni; PTS = 30 anni;
- ✓ Nessuna operazione di manutenzione straordinaria (ipotesi estremamente semplificatrice);
- ✓ Valore finale dell'infrastruttura uguale a 0 (analisi future dovrebbero invece considerare il probabile rischio di avere un valore finale dell'infrastruttura negativo in ragione dei costi di smantellamento della stessa);
- ✓ Costo ponderato del capitale (WACC) = 5,77% (cfr. precisazioni sottostanti).

Il tasso d'inflazione del 2% annuo, con ciò intendendosi il tasso di interesse applicato all'andamento futuro dei costi/ricavi e non il tasso d'inflazione funzionale al calcolo del tasso di attualizzazione, è stato applicato per descrivere l'effetto dell'obsolescenza tecnologica e l'effetto dello sviluppo dei sistemi economici.

Infatti, si è ipotizzato che, a partire dal sesto anno di vita degli impianti, i costi operativi aumentino a causa del fatto che le tecnologie di bunkering di GNL inizino a necessitare di una maggiore manutenzione e manodopera.

Inoltre, come indicato dalla BCE, il tasso d'inflazione del 2% annuo descrive un sistema economico in sviluppo, e si presume quindi che anche i materiali utilizzati per le manutenzioni, riparazioni e sostituzioni, per lo più parti metalliche, aumentino il loro valore di costo.

Da notare è il fatto che, il tasso d'inflazione in oggetto, non è stato applicato al costo della materia prima GNL, in quanto, come descritto, il costo per m³ di GNL acquistato è derivato dalla media del costo del GNL PEG degli ultimi 5 anni, che ad oggi risulta essere del +300% rispetto al valore attuale della materia prima GNL.



Inoltre, poiché il prezzo finale è rapportato al prezzo di acquisto della materia prima, l'applicazione del tasso d'inflazione al costo della materia prima non avrebbe alcun impatto in termini di flussi di cassa¹⁷.

Inoltre, nei prospetti di cassa elaborati per ogni soluzione di bunkering di GNL indagata, non è stato definito un valore finale dell'infrastruttura, che nel caso delle soluzioni STS solitamente è positivo ed è dato o dal valore di rivendita o dal valore di demolizione, con ciò intendendosi il valore del ferro presente nell'infrastruttura mentre, per le soluzioni PTS e TTS è solitamente negativo, comportando queste tecnologie costi di smantellamento a fine vita utile economica. Tale ipotesi è stata applicata non avendo il gruppo di lavoro la disponibilità del dato sui costi di manutenzione straordinaria delle tecnologie in oggetto¹⁸.

Infine, per sviluppare i modelli di cassa e stimare il VAN di progetto (valore attuale netto dei flussi di cassa) delle varie opzioni analizzate è stato necessario individuare il costo ponderato del capitale investito (WACC¹⁹).

Attraverso l'implementazione delle ipotesi qui descritte e alla conseguente impostazione dei modelli di cassa atti ad individuare la fattibilità economica delle soluzioni di bunkering GNL analizzate, si sono evidenziati i seguenti indicatori economici finanziari dell'investimento:

- ✓ ROI dell'investimento: ritorno sul capitale investito;
- ✓ BEP dell'investimento: break even point (punto di pareggio espresso in anni);
- ✓ VAN dell'investimento: valore attuale netto dell'investimento;
- ✓ IRR (TIR) dell'investimento: tasso interno di rendimento dell'investimento.

Partendo dall'analisi dei flussi di cassa delle soluzioni TTS, Tabella 28, Tabella 29 e Tabella 30, risulta come l'investimento sia profittevole economicamente e finanziariamente in base alle ipotesi formulate unicamente nel caso di prezzi di vendita del servizio di bunkeraggio del +30% rispetto al costo della materia prima e perciò per un prezzo finale di vendita di 195 euro per m³. L'unica tecnologia TTS che non risulta profittevole a tale prezzo risulta essere la ISO-container su skid, per cui è richiesto un mark up sul prezzo di acquisto di almeno il 40%.

¹⁷ Per tale motivo il tasso d'inflazione è stato applicato solo ai costi OPEX e non anche ai ricavi.

¹⁸ Per le soluzioni STS indagate, nell'arco della loro vita utile economica dell'asset sono solitamente previste operazioni di manutenzione straordinaria ogni 2,5 anni (dry dock costs). Nel caso specifico, le ipotesi di valore finale nullo e costi straordinari di manutenzione uguale a zero si compensano parzialmente, essendo il valore finale dell'asset positivo e consistente.

¹⁹ Il WACC, acronimo per Weighted Average Cost of Capital, è inteso come il costo che l'azienda/il soggetto investitore deve sostenere per raccogliere risorse finanziarie presso soci e terzi finanziatori. Si tratta di una media ponderata tra il costo del capitale proprio ed il costo del debito, con "pesi" rappresentati dai mezzi propri e dai debiti finanziari complessivi. Tale dato è stato ripreso dalle analisi annuali svolte dal prof. Damodaran dell'università di economia di New York, che stima un costo del capitale per investimenti in infrastrutture e tecnologie del settore "marine" del 5,77%, assumendo un costo del capitale di tipo equity del 10,49%, un costo del capitale di tipo debito del 3,37%, una leva finanziaria del 47%, un beta di settore di 1,43 e un tasso di inflazione atteso per l'euro dello 0,2% e del 1,5% per il dollaro.

Nel caso qui specifico, essendo il WACC riportato da Damodaran espresso in termini di USD, per convertirlo in WACC su base euro bisogna moltiplicare il WACC USD per il rapporto tra l'inflazione attesa dell'euro sul dollaro.

Il WACC rappresenta perciò il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa utilizzato per indagare il VAN. Al fine di comprendere se un investimento risulta profittevole bisogna comparare il tasso WACC al tasso IRR; se il tasso IRR è maggiore del WACC allora l'investimento risulta profittevole.



Tabella 28: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	ISO-CONTAINER SU GOMMA				BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB				ISO-CONTAINER SU SKID				CISTERNA SU SKID				ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK			
	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)
0	1.721				2.157				2.296				2.598				4.928			
1	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	18.759	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
2	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	18.861	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
3	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	18.963	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
4	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	19.065	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
5	16.198	14.355	15.660	16.965	19.570	17.985	19.620	21.255	19.167	16.830	18.360	19.890	21.106	19.140	20.880	22.620	41.636	38.445	41.940	45.435
6	16.261	14.355	15.660	16.965	19.635	17.985	19.620	21.255	19.338	16.830	18.360	19.890	21.180	19.140	20.880	22.620	41.770	38.445	41.940	45.435
7	16.325	14.355	15.660	16.965	19.700	17.985	19.620	21.255	19.510	16.830	18.360	19.890	21.256	19.140	20.880	22.620	41.906	38.445	41.940	45.435
8	16.390	14.355	15.660	16.965	19.767	17.985	19.620	21.255	19.684	16.830	18.360	19.890	21.333	19.140	20.880	22.620	42.045	38.445	41.940	45.435
9	16.457	14.355	15.660	16.965	19.836	17.985	19.620	21.255	19.860	16.830	18.360	19.890	21.411	19.140	20.880	22.620	42.187	38.445	41.940	45.435
10	16.525	14.355	15.660	16.965	19.905	17.985	19.620	21.255	20.037	16.830	18.360	19.890	21.492	19.140	20.880	22.620	42.332	38.445	41.940	45.435
11	16.595	14.355	15.660	16.965	19.976	17.985	19.620	21.255	20.215	16.830	18.360	19.890	21.574	19.140	20.880	22.620	42.480	38.445	41.940	45.435
12	16.666	14.355	15.660	16.965	20.049	17.985	19.620	21.255	20.395	16.830	18.360	19.890	21.657	19.140	20.880	22.620	42.630	38.445	41.940	45.435
13	16.738	14.355	15.660	16.965	20.123	17.985	19.620	21.255	20.576	16.830	18.360	19.890	21.742	19.140	20.880	22.620	42.784	38.445	41.940	45.435
14	16.812	14.355	15.660	16.965	20.198	17.985	19.620	21.255	20.760	16.830	18.360	19.890	21.829	19.140	20.880	22.620	42.941	38.445	41.940	45.435
15	16.887	14.355	15.660	16.965	20.275	17.985	19.620	21.255	20.944	16.830	18.360	19.890	21.918	19.140	20.880	22.620	43.100	38.445	41.940	45.435
16	16.964	14.355	15.660	16.965	20.354	17.985	19.620	21.255	21.131	16.830	18.360	19.890	22.008	19.140	20.880	22.620	43.263	38.445	41.940	45.435
17	17.042	14.355	15.660	16.965	20.434	17.985	19.620	21.255	21.319	16.830	18.360	19.890	22.100	19.140	20.880	22.620	43.430	38.445	41.940	45.435
18	17.122	14.355	15.660	16.965	20.516	17.985	19.620	21.255	21.508	16.830	18.360	19.890	22.194	19.140	20.880	22.620	43.599	38.445	41.940	45.435
19	17.203	14.355	15.660	16.965	20.599	17.985	19.620	21.255	21.700	16.830	18.360	19.890	22.290	19.140	20.880	22.620	43.772	38.445	41.940	45.435
20	17.287	14.355	15.660	16.965	20.684	17.985	19.620	21.255	21.893	16.830	18.360	19.890	22.388	19.140	20.880	22.620	43.949	38.445	41.940	45.435
TOT	333.985	287.100	313.200	339.300	402.059	359.700	392.400	425.100	405.979	336.600	367.200	397.800	434.499	382.800	417.600	452.400	855.299	768.900	838.800	908.700

Fonte: ns. elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 29: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	ISO-CONTAINER SU GOMMA			BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB			ISO-CONTAINER SU SKID			CISTERNA SU SKID			ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK		
	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)
0	-1.721	-1.721	-1.721	-2.157	-2.157	-2.157	-2.296	-2.296	-2.296	-2.598	-2.598	-2.598	-4.928	-4.928	-4.928
1	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-1.929	-399	1.131	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
2	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.031	-501	1.029	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
3	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.133	-603	927	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
4	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.235	-705	825	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
5	-1.843	-538	767	-1.585	50	1.685	-2.337	-807	723	-1.966	-226	1.514	-3.191	304	3.799
6	-1.906	-601	704	-1.650	-15	1.620	-2.508	-978	552	-2.040	-300	1.440	-3.325	170	3.665
7	-1.970	-665	640	-1.715	-80	1.555	-2.680	-1.150	380	-2.116	-376	1.364	-3.461	34	3.529
8	-2.035	-730	575	-1.782	-147	1.488	-2.854	-1.324	206	-2.193	-453	1.287	-3.600	-105	3.390
9	-2.102	-797	508	-1.851	-216	1.419	-3.030	-1.500	30	-2.271	-531	1.209	-3.742	-247	3.248
10	-2.170	-865	440	-1.920	-285	1.350	-3.207	-1.677	-147	-2.352	-612	1.128	-3.887	-392	3.103
11	-2.240	-935	370	-1.991	-356	1.279	-3.385	-1.855	-325	-2.434	-694	1.046	-4.035	-540	2.955
12	-2.311	-1.006	299	-2.064	-429	1.206	-3.565	-2.035	-505	-2.517	-777	963	-4.185	-690	2.805
13	-2.383	-1.078	227	-2.138	-503	1.132	-3.746	-2.216	-686	-2.602	-862	878	-4.339	-844	2.651
14	-2.457	-1.152	153	-2.213	-578	1.057	-3.930	-2.400	-870	-2.689	-949	791	-4.496	-1.001	2.494
15	-2.532	-1.227	78	-2.290	-655	980	-4.114	-2.584	-1.054	-2.778	-1.038	702	-4.655	-1.160	2.335
16	-2.609	-1.304	1	-2.369	-734	901	-4.301	-2.771	-1.241	-2.868	-1.128	612	-4.818	-1.323	2.172
17	-2.687	-1.382	-77	-2.449	-814	821	-4.489	-2.959	-1.429	-2.960	-1.220	520	-4.985	-1.490	2.005
18	-2.767	-1.462	-157	-2.531	-896	739	-4.678	-3.148	-1.618	-3.054	-1.314	426	-5.154	-1.659	1.836
19	-2.848	-1.543	-238	-2.614	-979	656	-4.870	-3.340	-1.810	-3.150	-1.410	330	-5.327	-1.832	1.663
20	-2.932	-1.627	-322	-2.699	-1.064	571	-5.063	-3.533	-2.003	-3.248	-1.508	232	-5.504	-2.009	1.486
TOT	-46.885	-20.785	5.315	-42.359	-9.659	23.041	-69.379	-38.779	-8.179	-51.699	-16.899	17.901	-86.399	-16.499	53.401
ROI	-2725%	-1208%	309%	-1964%	-448%	1068%	-3022%	-1689%	-356%	-1990%	-651%	689%	-1753%	-335%	1084%
IRR			42,41%			77,72%						57,45%			76,71%
BEP			3			2						2			2

Fonte: ns. elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 30: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo TTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	ISO-CONTAINER SU GOMMA			BUNKERAGGIO MEDIANTE ATB			ISO-CONTAINER SU SKID			CISTERNA SU SKID			ISO CONTAINER / CISTERNA SU MULTI-TRACK		
	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)
0	-1.721	-1.721	-1.721	-2.157	-2.157	-2.157	-2.296	-2.296	-2.296	-2.598	-2.598	-2.598	-4.928	-4.928	-4.928
1	-1.742	-508	725	-1.499	47	1.593	-1.824	-377	1.070	-1.859	-214	1.431	-3.017	287	3.592
2	-1.647	-481	686	-1.417	45	1.506	-1.815	-448	920	-1.757	-202	1.353	-2.853	272	3.396
3	-1.557	-454	648	-1.340	42	1.424	-1.802	-509	784	-1.661	-191	1.279	-2.697	257	3.210
4	-1.472	-430	613	-1.267	40	1.346	-1.786	-563	659	-1.571	-181	1.210	-2.550	243	3.035
5	-1.392	-406	580	-1.197	38	1.273	-1.765	-609	546	-1.485	-171	1.144	-2.411	229	2.870
6	-1.361	-429	503	-1.178	-10	1.157	-1.791	-698	394	-1.457	-214	1.028	-2.375	121	2.618
7	-1.330	-449	432	-1.158	-54	1.050	-1.810	-777	256	-1.429	-254	921	-2.337	23	2.383
8	-1.299	-466	367	-1.138	-94	950	-1.822	-846	131	-1.400	-289	822	-2.299	-67	2.164
9	-1.269	-481	306	-1.117	-130	857	-1.829	-905	18	-1.371	-321	729	-2.259	-149	1.960
10	-1.239	-494	251	-1.096	-163	770	-1.830	-957	-84	-1.342	-349	644	-2.218	-224	1.771
11	-1.209	-504	200	-1.074	-192	690	-1.826	-1.001	-175	-1.313	-374	565	-2.177	-291	1.594
12	-1.179	-513	153	-1.053	-219	615	-1.818	-1.038	-258	-1.284	-396	491	-2.135	-352	1.431
13	-1.149	-520	109	-1.031	-243	546	-1.807	-1.069	-331	-1.255	-416	423	-2.093	-407	1.279
14	-1.120	-525	70	-1.009	-264	482	-1.792	-1.094	-396	-1.226	-433	361	-2.050	-456	1.137
15	-1.092	-529	34	-987	-283	422	-1.774	-1.114	-454	-1.197	-447	303	-2.007	-500	1.006
16	-1.063	-531	0	-965	-299	367	-1.753	-1.129	-506	-1.169	-460	249	-1.964	-539	885
17	-1.035	-533	-30	-944	-314	316	-1.730	-1.140	-550	-1.141	-470	200	-1.921	-574	773
18	-1.008	-533	-57	-922	-326	269	-1.704	-1.147	-590	-1.113	-479	155	-1.878	-605	669
19	-981	-532	-82	-900	-337	226	-1.677	-1.150	-623	-1.085	-486	114	-1.835	-631	573
20	-955	-530	-105	-879	-346	186	-1.649	-1.151	-652	-1.058	-491	76	-1.792	-654	484
VAN	-26.821	-11.570	3.682	-24.328	-5.220	13.889	-37.900	-20.018	-2.137	-29.770	-9.434	10.902	-49.793	-8.947	31.900

Fonte: ns. elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



In relazione alle soluzioni di tipo STS, invece, a differenza delle soluzioni TTS, l'investimento risulta economicamente e finanziariamente sostenibile in base alle ipotesi formulate sia nel caso di prezzo di vendita del GNL maggiore del 10% rispetto al prezzo di acquisto della materia prima, sia nel caso di prezzo maggiore del 20% e 30% rispetto alla materia prima.

Le uniche due opzioni tecnologiche STS per cui l'investimento non risulta profittevole ad un livello di prezzo di vendita del GNL maggiore del 10% rispetto al costo della materia prima sono quelle di tipo "chiatta di piccole dimensioni" e "MV bunker small size" (cfr. Tabella 31, Tabella 32 e Tabella 33).

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"

55



Tabella 31: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	Navi bunker GNL molto piccole				Chiatte bunker di piccola dimensione				MV bunker small size				MV bunker mid size				MV bunker large size			
	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)
0	2.102				12.250				21.188				35.337				86.056			
1	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	83.192	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
2	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	83.712	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
3	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	84.232	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
4	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	84.752	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
5	23.245	24.090	26.280	28.470	37.764	38.610	42.120	45.630	85.272	85.800	93.600	101.400	123.586	128.700	140.400	152.100	484.084	514.800	561.600	608.400
6	23.272	24.090	26.280	28.470	37.817	38.610	42.120	45.630	85.896	85.800	93.600	101.400	123.717	128.700	140.400	152.100	484.405	514.800	561.600	608.400
7	23.299	24.090	26.280	28.470	37.871	38.610	42.120	45.630	86.522	85.800	93.600	101.400	123.852	128.700	140.400	152.100	484.734	514.800	561.600	608.400
8	23.327	24.090	26.280	28.470	37.927	38.610	42.120	45.630	87.150	85.800	93.600	101.400	123.989	128.700	140.400	152.100	485.068	514.800	561.600	608.400
9	23.356	24.090	26.280	28.470	37.983	38.610	42.120	45.630	87.780	85.800	93.600	101.400	124.129	128.700	140.400	152.100	485.410	514.800	561.600	608.400
10	23.385	24.090	26.280	28.470	38.041	38.610	42.120	45.630	88.412	85.800	93.600	101.400	124.271	128.700	140.400	152.100	485.758	514.800	561.600	608.400
11	23.414	24.090	26.280	28.470	38.100	38.610	42.120	45.630	89.047	85.800	93.600	101.400	124.417	128.700	140.400	152.100	486.113	514.800	561.600	608.400
12	23.445	24.090	26.280	28.470	38.160	38.610	42.120	45.630	89.684	85.800	93.600	101.400	124.565	128.700	140.400	152.100	486.475	514.800	561.600	608.400
13	23.476	24.090	26.280	28.470	38.221	38.610	42.120	45.630	90.323	85.800	93.600	101.400	124.716	128.700	140.400	152.100	486.845	514.800	561.600	608.400
14	23.507	24.090	26.280	28.470	38.283	38.610	42.120	45.630	90.965	85.800	93.600	101.400	124.871	128.700	140.400	152.100	487.222	514.800	561.600	608.400
15	23.539	24.090	26.280	28.470	38.347	38.610	42.120	45.630	91.609	85.800	93.600	101.400	125.028	128.700	140.400	152.100	487.606	514.800	561.600	608.400
16	23.572	24.090	26.280	28.470	38.412	38.610	42.120	45.630	92.256	85.800	93.600	101.400	125.189	128.700	140.400	152.100	487.998	514.800	561.600	608.400
17	23.605	24.090	26.280	28.470	38.478	38.610	42.120	45.630	92.905	85.800	93.600	101.400	125.352	128.700	140.400	152.100	488.398	514.800	561.600	608.400
18	23.640	24.090	26.280	28.470	38.546	38.610	42.120	45.630	93.556	85.800	93.600	101.400	125.519	128.700	140.400	152.100	488.806	514.800	561.600	608.400
19	23.674	24.090	26.280	28.470	38.614	38.610	42.120	45.630	94.211	85.800	93.600	101.400	125.690	128.700	140.400	152.100	489.222	514.800	561.600	608.400
20	23.710	24.090	26.280	28.470	38.685	38.610	42.120	45.630	94.868	85.800	93.600	101.400	125.864	128.700	140.400	152.100	489.647	514.800	561.600	608.400
21	23.746	24.090	26.280	28.470	38.756	38.610	42.120	45.630	95.528	85.800	93.600	101.400	126.041	128.700	140.400	152.100	490.080	514.800	561.600	608.400
22	23.783	24.090	26.280	28.470	38.830	38.610	42.120	45.630	96.190	85.800	93.600	101.400	126.222	128.700	140.400	152.100	490.521	514.800	561.600	608.400
23	23.821	24.090	26.280	28.470	38.904	38.610	42.120	45.630	96.855	85.800	93.600	101.400	126.406	128.700	140.400	152.100	490.972	514.800	561.600	608.400
24	23.859	24.090	26.280	28.470	38.980	38.610	42.120	45.630	97.524	85.800	93.600	101.400	126.594	128.700	140.400	152.100	491.431	514.800	561.600	608.400
25	23.898	24.090	26.280	28.470	39.058	38.610	42.120	45.630	98.195	85.800	93.600	101.400	126.786	128.700	140.400	152.100	491.900	514.800	561.600	608.400
TOT	589.653	602.250	657.000	711.750	969.078	965.250	1.053.000	1.140.750	2.281.823	2.145.000	2.340.000	2.535.000	3.156.482	3.217.500	3.510.000	3.802.500	12.265.083	12.870.000	14.040.000	15.210.000

Fonte: ns. elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 32: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	Navi bunker GNL molto piccole			Chiatte bunker di piccola dimensione			MV bunker small size			MV bunker mid size			MV bunker large size		
	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)
0	-2.102	-2.102	-2.102	-12.250	-12.250	-12.250	-21.188	-21.188	-21.188	-35.337	-35.337	-35.337	-86.056	-86.056	-86.056
1	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	2.608	10.408	18.208	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
2	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	2.088	9.888	17.688	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
3	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	1.568	9.368	17.168	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
4	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	1.048	8.848	16.648	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
5	845	3.035	5.225	847	4.357	7.867	528	8.328	16.128	5.114	16.814	28.514	30.716	77.516	124.316
6	818	3.008	5.198	793	4.303	7.813	-96	7.704	15.504	4.983	16.683	28.383	30.395	77.195	123.995
7	791	2.981	5.171	739	4.249	7.759	-722	7.078	14.878	4.848	16.548	28.248	30.066	76.866	123.666
8	763	2.953	5.143	683	4.193	7.703	-1.350	6.450	14.250	4.711	16.411	28.111	29.732	76.532	123.332
9	734	2.924	5.114	627	4.137	7.647	-1.980	5.820	13.620	4.571	16.271	27.971	29.390	76.190	122.990
10	705	2.895	5.085	569	4.079	7.589	-2.612	5.188	12.988	4.429	16.129	27.829	29.042	75.842	122.642
11	676	2.866	5.056	510	4.020	7.530	-3.247	4.553	12.353	4.283	15.983	27.683	28.687	75.487	122.287
12	645	2.835	5.025	450	3.960	7.470	-3.884	3.916	11.716	4.135	15.835	27.535	28.325	75.125	121.925
13	614	2.804	4.994	389	3.899	7.409	-4.523	3.277	11.077	3.984	15.684	27.384	27.955	74.755	121.555
14	583	2.773	4.963	327	3.837	7.347	-5.165	2.635	10.435	3.829	15.529	27.229	27.578	74.378	121.178
15	551	2.741	4.931	263	3.773	7.283	-5.809	1.991	9.791	3.672	15.372	27.072	27.194	73.994	120.794
16	518	2.708	4.898	198	3.708	7.218	-6.456	1.344	9.144	3.511	15.211	26.911	26.802	73.602	120.402
17	485	2.675	4.865	132	3.642	7.152	-7.105	695	8.495	3.348	15.048	26.748	26.402	73.202	120.002
18	450	2.640	4.830	64	3.574	7.084	-7.756	44	7.844	3.181	14.881	26.581	25.994	72.794	119.594
19	416	2.606	4.796	-4	3.506	7.016	-8.411	-611	7.189	3.010	14.710	26.410	25.578	72.378	119.178
20	380	2.570	4.760	-75	3.435	6.945	-9.068	-1.268	6.532	2.836	14.536	26.236	25.153	71.953	118.753
21	344	2.534	4.724	-146	3.364	6.874	-9.728	-1.928	5.872	2.659	14.359	26.059	24.720	71.520	118.320
22	307	2.497	4.687	-220	3.290	6.800	-10.390	-2.590	5.210	2.478	14.178	25.878	24.279	71.079	117.879
23	269	2.459	4.649	-294	3.216	6.726	-11.055	-3.255	4.545	2.294	13.994	25.694	23.828	70.628	117.428
24	231	2.421	4.611	-370	3.140	6.650	-11.724	-3.924	3.876	2.106	13.806	25.506	23.369	70.169	116.969
25	192	2.382	4.572	-448	3.062	6.572	-12.395	-4.595	3.205	1.914	13.614	25.314	22.900	69.700	116.500
TOT	12.597	67.347	122.097	-3.828	83.922	171.672	-136.823	58.177	253.177	61.018	353.518	646.018	604.917	1.774.917	2.944.917
ROI	599%	3204%	5809%	-31%	685%	1401%	-646%	275%	1195%	173%	1000%	1828%	703%	2063%	3422%
IRR	39,30%	144,37%	248,58%		35,16%	64,12%		43,16%	82,92%	12,21%	47,41%	80,65%	35,35%	90,04%	144,45%
BEP	3	2	1		3	2		3	2	7	3	2	3	2	1

Fonte: ns. elaborazioni

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 33: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo STS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	Navi bunker GNL molto piccole			Chiatte bunker di piccola dimensione			MV bunker small size			MV bunker mid size			MV bunker large size		
	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)
0	-2.102	-2.102	-2.102	-12.250	-12.250	-12.250	-21.188	-21.188	-21.188	-35.337	-35.337	-35.337	-86.056	-86.056	-86.056
1	799	2.870	4.940	800	4.119	7.437	2.466	9.840	17.215	4.835	15.897	26.959	29.041	73.288	117.535
2	756	2.713	4.671	757	3.894	7.032	1.866	8.839	15.811	4.571	15.030	25.488	27.456	69.290	111.123
3	714	2.565	4.416	715	3.682	6.648	1.325	7.917	14.509	4.322	14.210	24.098	25.959	65.510	105.061
4	675	2.425	4.175	676	3.481	6.285	837	7.070	13.302	4.086	13.435	22.783	24.542	61.936	99.329
5	639	2.293	3.947	639	3.291	5.942	399	6.291	12.183	3.863	12.702	21.540	23.204	58.557	93.911
6	584	2.149	3.713	567	3.073	5.580	-68	5.502	11.073	3.559	11.915	20.271	21.708	55.133	88.558
7	534	2.013	3.492	499	2.869	5.239	-487	4.780	10.046	3.274	11.174	19.074	20.302	51.904	83.505
8	487	1.885	3.283	436	2.677	4.918	-862	4.118	9.097	3.008	10.477	17.946	18.981	48.859	78.736
9	443	1.765	3.087	378	2.497	4.616	-1.195	3.513	8.221	2.759	9.821	16.883	17.740	45.987	74.235
10	402	1.652	2.902	325	2.328	4.331	-1.491	2.960	7.411	2.527	9.204	15.881	16.573	43.280	69.987
11	365	1.546	2.728	275	2.169	4.063	-1.752	2.456	6.665	2.311	8.623	14.936	15.477	40.727	65.977
12	329	1.446	2.563	230	2.020	3.811	-1.981	1.998	5.976	2.109	8.077	14.045	14.448	38.321	62.193
13	296	1.352	2.409	188	1.880	3.573	-2.181	1.580	5.342	1.921	7.564	13.206	13.482	36.052	58.622
14	266	1.264	2.263	149	1.749	3.350	-2.355	1.201	4.758	1.746	7.081	12.415	12.575	33.913	55.252
15	237	1.181	2.126	113	1.627	3.140	-2.504	858	4.221	1.583	6.627	11.670	11.723	31.898	52.072
16	211	1.104	1.996	81	1.511	2.942	-2.631	548	3.727	1.431	6.200	10.968	10.924	29.998	49.072
17	187	1.031	1.874	51	1.403	2.756	-2.738	268	3.274	1.290	5.798	10.307	10.174	28.207	46.241
18	164	962	1.760	23	1.302	2.581	-2.826	16	2.858	1.159	5.421	9.684	9.470	26.520	43.570
19	143	897	1.652	-2	1.207	2.416	-2.897	-210	2.476	1.037	5.067	9.097	8.810	24.930	41.050
20	124	837	1.550	-24	1.119	2.262	-2.953	-413	2.127	924	4.734	8.544	8.191	23.432	38.672
21	106	780	1.454	-45	1.036	2.116	-2.995	-593	1.808	819	4.421	8.023	7.611	22.020	36.429
22	89	727	1.364	-64	958	1.980	-3.024	-754	1.517	721	4.127	7.533	7.067	20.690	34.313
23	74	677	1.280	-81	885	1.851	-3.043	-896	1.251	631	3.851	7.071	6.558	19.438	32.317
24	60	630	1.200	-96	817	1.730	-3.050	-1.021	1.009	548	3.592	6.636	6.081	18.258	30.435
25	47	586	1.125	-110	753	1.617	-3.049	-1.130	788	471	3.349	6.227	5.634	17.146	28.659
VAN	6.631	35.249	63.867	-5.768	40.099	85.966	-58.378	43.549	145.476	20.169	173.060	325.950	287.673	899.236	1.510.798

Fonte: ns. elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Infine, dall'analisi economico-finanziaria delle soluzioni di tipo PTS, risulta come l'investimento sia profittevole in base alle ipotesi formulate per un livello di prezzo di vendita finale del GNL del +20 e +30% rispetto al prezzo d'acquisto per tutte le tecnologie oggetto di analisi eccetto nel caso della tecnologia "Terminal costiero GNL primario a pressione atmosferica" per cui l'investimento risulta sostenibile anche ad un prezzo di vendita del + 10% rispetto al prezzo di acquisto della materia prima.

Per quanto riguarda quest'ultimo caso, il livello degli indicatori economico finanziari dell'investimento viene riportato nelle seguenti Tabella 34, Tabella 35 e Tabella 36.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



Tabella 34: Flussi di cassa in entrata e uscita delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"				TERMINAL COSTIERO DI GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"				TERMINAL COSTIERO DI GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"				TERMINAL COSTIERO DI GNL "SECONDARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA				TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA			
	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)	Flussi U	Flussi E (MARK UP 10%)	Flussi E (MARK UP 20%)	Flussi E (MARK UP 30%)
0	11.143				84.910				155.590				109.308				171.920			
1	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	250.982	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
2	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	252.542	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
3	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	254.102	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
4	42.256	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	255.662	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
5	42.402	38.445	41.940	45.435	127.979	128.700	140.400	152.100	257.222	257.400	280.800	304.200	248.612	257.400	280.800	304.200	490.263	514.800	561.600	608.400
6	42.551	38.445	41.940	45.435	128.198	128.700	140.400	152.100	259.121	257.400	280.800	304.200	248.905	257.400	280.800	304.200	490.708	514.800	561.600	608.400
7	42.703	38.445	41.940	45.435	128.422	128.700	140.400	152.100	261.028	257.400	280.800	304.200	249.203	257.400	280.800	304.200	491.162	514.800	561.600	608.400
8	42.858	38.445	41.940	45.435	128.651	128.700	140.400	152.100	262.941	257.400	280.800	304.200	249.507	257.400	280.800	304.200	491.626	514.800	561.600	608.400
9	43.016	38.445	41.940	45.435	128.884	128.700	140.400	152.100	264.862	257.400	280.800	304.200	249.817	257.400	280.800	304.200	492.098	514.800	561.600	608.400
10	43.178	38.445	41.940	45.435	129.122	128.700	140.400	152.100	266.789	257.400	280.800	304.200	250.133	257.400	280.800	304.200	492.580	514.800	561.600	608.400
11	43.342	38.445	41.940	45.435	129.364	128.700	140.400	152.100	268.724	257.400	280.800	304.200	250.456	257.400	280.800	304.200	493.072	514.800	561.600	608.400
12	43.510	38.445	41.940	45.435	129.611	128.700	140.400	152.100	270.667	257.400	280.800	304.200	250.785	257.400	280.800	304.200	493.573	514.800	561.600	608.400
13	43.681	38.445	41.940	45.435	129.863	128.700	140.400	152.100	272.617	257.400	280.800	304.200	251.121	257.400	280.800	304.200	494.084	514.800	561.600	608.400
14	43.856	38.445	41.940	45.435	130.121	128.700	140.400	152.100	274.575	257.400	280.800	304.200	251.463	257.400	280.800	304.200	494.606	514.800	561.600	608.400
15	44.034	38.445	41.940	45.435	130.383	128.700	140.400	152.100	276.541	257.400	280.800	304.200	251.812	257.400	280.800	304.200	495.138	514.800	561.600	608.400
16	44.216	38.445	41.940	45.435	130.651	128.700	140.400	152.100	278.515	257.400	280.800	304.200	252.169	257.400	280.800	304.200	495.681	514.800	561.600	608.400
17	44.401	38.445	41.940	45.435	130.924	128.700	140.400	152.100	280.497	257.400	280.800	304.200	252.532	257.400	280.800	304.200	496.235	514.800	561.600	608.400
18	44.590	38.445	41.940	45.435	131.202	128.700	140.400	152.100	282.488	257.400	280.800	304.200	252.903	257.400	280.800	304.200	496.799	514.800	561.600	608.400
19	44.783	38.445	41.940	45.435	131.486	128.700	140.400	152.100	284.487	257.400	280.800	304.200	253.281	257.400	280.800	304.200	497.375	514.800	561.600	608.400
20	44.980	38.445	41.940	45.435	131.776	128.700	140.400	152.100	286.495	257.400	280.800	304.200	253.666	257.400	280.800	304.200	497.963	514.800	561.600	608.400
21	45.180	38.445	41.940	45.435	132.072	128.700	140.400	152.100	288.512	257.400	280.800	304.200	254.060	257.400	280.800	304.200	498.562	514.800	561.600	608.400
22	45.385	38.445	41.940	45.435	132.373	128.700	140.400	152.100	290.539	257.400	280.800	304.200	254.461	257.400	280.800	304.200	499.173	514.800	561.600	608.400
23	45.593	38.445	41.940	45.435	132.681	128.700	140.400	152.100	292.574	257.400	280.800	304.200	254.870	257.400	280.800	304.200	499.797	514.800	561.600	608.400
24	45.806	38.445	41.940	45.435	132.994	128.700	140.400	152.100	294.619	257.400	280.800	304.200	255.287	257.400	280.800	304.200	500.433	514.800	561.600	608.400
25	46.023	38.445	41.940	45.435	133.314	128.700	140.400	152.100	296.674	257.400	280.800	304.200	255.713	257.400	280.800	304.200	501.081	514.800	561.600	608.400
26	46.245	38.445	41.940	45.435	133.640	128.700	140.400	152.100	298.739	257.400	280.800	304.200	256.147	257.400	280.800	304.200	501.743	514.800	561.600	608.400
27	46.471	38.445	41.940	45.435	133.973	128.700	140.400	152.100	300.814	257.400	280.800	304.200	256.590	257.400	280.800	304.200	502.418	514.800	561.600	608.400
28	46.701	38.445	41.940	45.435	134.313	128.700	140.400	152.100	302.899	257.400	280.800	304.200	257.042	257.400	280.800	304.200	503.106	514.800	561.600	608.400
29	46.936	38.445	41.940	45.435	134.659	128.700	140.400	152.100	304.994	257.400	280.800	304.200	257.503	257.400	280.800	304.200	503.808	514.800	561.600	608.400
30	47.176	38.445	41.940	45.435	135.012	128.700	140.400	152.100	307.101	257.400	280.800	304.200	257.973	257.400	280.800	304.200	504.525	514.800	561.600	608.400
TOT	1.339.787	1.153.350	1.258.200	1.363.050	4.008.494	3.861.000	4.212.000	4.563.000	8.493.911	7.722.000	8.424.000	9.126.000	7.679.768	7.722.000	8.424.000	9.126.000	15.050.582	15.444.000	16.848.000	18.252.000

Fonte: ns elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obbiettivo"



Tabella 35: Flussi di cassa totali, ROI, IRR e BEP delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "SECONDARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA			TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA		
	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)	Flussi U/E (MARK UP 10%)	Flussi U/E (MARK UP 20%)	Flussi U/E (MARK UP 30%)
0	-11.143	-11.143	-11.143	-84.910	-84.910	-84.910	-155.590	-155.590	-155.590	-109.308	-109.308	-109.308	-171.920	-171.920	-171.920
1	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	6.418	29.818	53.218	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
2	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	4.858	28.258	51.658	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
3	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	3.298	26.698	50.098	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
4	-3.811	-316	3.179	721	12.421	24.121	1.738	25.138	48.538	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
5	-3.957	-462	3.033	721	12.421	24.121	178	23.578	46.978	8.788	32.188	55.588	24.537	71.337	118.137
6	-4.106	-611	2.884	502	12.202	23.902	-1.721	21.679	45.079	8.495	31.895	55.295	24.092	70.892	117.692
7	-4.258	-763	2.732	278	11.978	23.678	-3.628	19.772	43.172	8.197	31.597	54.997	23.638	70.438	117.238
8	-4.413	-918	2.577	49	11.749	23.449	-5.541	17.859	41.259	7.893	31.293	54.693	23.174	69.974	116.774
9	-4.571	-1.076	2.419	-184	11.516	23.216	-7.462	15.938	39.338	7.583	30.983	54.383	22.702	69.502	116.302
10	-4.733	-1.238	2.257	-422	11.278	22.978	-9.389	14.011	37.411	7.267	30.667	54.067	22.220	69.020	115.820
11	-4.897	-1.402	2.093	-664	11.036	22.736	-11.324	12.076	35.476	6.944	30.344	53.744	21.728	68.528	115.328
12	-5.065	-1.570	1.925	-911	10.789	22.489	-13.267	10.133	33.533	6.615	30.015	53.415	21.227	68.027	114.827
13	-5.236	-1.741	1.754	-1.163	10.537	22.237	-15.217	8.183	31.583	6.279	29.679	53.079	20.716	67.516	114.316
14	-5.411	-1.916	1.579	-1.421	10.279	21.979	-17.175	6.225	29.625	5.937	29.337	52.737	20.194	66.994	113.794
15	-5.589	-2.094	1.401	-1.683	10.017	21.717	-19.141	4.259	27.659	5.588	28.988	52.388	19.662	66.462	113.262
16	-5.771	-2.276	1.219	-1.951	9.749	21.449	-21.115	2.285	25.685	5.231	28.631	52.031	19.119	65.919	112.719
17	-5.956	-2.461	1.034	-2.224	9.476	21.176	-23.097	303	23.703	4.868	28.268	51.668	18.565	65.365	112.165
18	-6.145	-2.650	845	-2.502	9.198	20.898	-25.088	-1.688	21.712	4.497	27.897	51.297	18.001	64.801	111.601
19	-6.338	-2.843	652	-2.786	8.914	20.614	-27.087	-3.687	19.713	4.119	27.519	50.919	17.425	64.225	111.025
20	-6.535	-3.040	455	-3.076	8.624	20.324	-29.095	-5.695	17.705	3.734	27.134	50.534	16.837	63.637	110.437
21	-6.735	-3.240	255	-3.372	8.328	20.028	-31.112	-7.712	15.688	3.340	26.740	50.140	16.238	63.038	109.838
22	-6.940	-3.445	50	-3.673	8.027	19.727	-33.139	-9.739	13.661	2.939	26.339	49.739	15.627	62.427	109.227
23	-7.148	-3.653	-158	-3.981	7.719	19.419	-35.174	-11.774	11.626	2.530	25.930	49.330	15.003	61.803	108.603
24	-7.361	-3.866	-371	-4.294	7.406	19.106	-37.219	-13.819	9.581	2.113	25.513	48.913	14.367	61.167	107.967
25	-7.578	-4.083	-588	-4.614	7.086	18.786	-39.274	-15.874	7.526	1.687	25.087	48.487	13.719	60.519	107.319
26	-7.800	-4.305	-810	-4.940	6.760	18.460	-41.339	-17.939	5.461	1.253	24.653	48.053	13.057	59.857	106.657
27	-8.026	-4.531	-1.036	-5.273	6.427	18.127	-43.414	-20.014	3.386	810	24.210	47.610	12.382	59.182	105.982
28	-8.256	-4.761	-1.266	-5.613	6.087	17.787	-45.499	-22.099	1.301	358	23.758	47.158	11.694	58.494	105.294
29	-8.491	-4.996	-1.501	-5.959	5.741	17.441	-47.594	-24.194	-794	-103	23.297	46.697	10.992	57.792	104.592
30	-8.731	-5.236	-1.741	-6.312	5.388	17.088	-49.701	-26.301	-2.901	-573	22.827	46.227	10.275	57.075	103.875
TOT	-186.437	-81.587	23.263	-147.494	203.506	554.506	-771.911	-69.911	632.089	42.232	744.232	1.446.232	393.418	1.797.418	3.201.418
ROI	-1673%	-732%	209%	-174%	240%	653%	-496%	-45%	406%	39%	681%	1323%	229%	1045%	1862%
IRR			25,79%		13,17%	28,03%			30,68%	3,42%	29,08%	50,75%	12,74%	41,33%	68,67%
BEP			4		7	4			4		4	2	8	3	2

Fonte: ns. elaborazioni

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



Tabella 36: Valore attuale netto dei flussi di cassa totali delle diverse soluzioni di bunkering GNL di tipo PTS; scenario low-base-high (dati in migliaia euro)

T	TERMINAL COSTIERO DI GNL "SMALL BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "MID-SIZE BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "LONG-BULLET CYLINDERS"			TERMINAL COSTIERO DI GNL "SECONDARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA			TERMINAL COSTIERO DI GNL "PRIMARIO" A PRESSIONE ATMOSFERICA		
	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)	VAN (MARK UP 10%)	VAN (MARK UP 20%)	VAN (MARK UP 30%)
0	-11.143	-11.143	-11.143	-84.910	-84.910	-84.910	-155.590	-155.590	-155.590	-109.308	-109.308	-109.308	-171.920	-171.920	-171.920
1	-3.603	-299	3.006	682	11.744	22.805	6.068	28.191	50.315	8.308	30.432	52.555	23.199	67.446	111.692
2	-3.407	-282	2.842	645	11.103	21.561	4.343	25.259	46.176	7.855	28.772	49.688	21.933	63.766	105.599
3	-3.221	-267	2.687	609	10.497	20.385	2.787	22.563	42.338	7.427	27.202	46.978	20.737	60.288	99.839
4	-3.045	-252	2.540	576	9.925	19.273	1.389	20.086	38.782	7.021	25.718	44.415	19.605	56.999	94.392
5	-2.989	-349	2.291	545	9.383	18.222	135	17.811	35.488	6.638	24.315	41.992	18.536	53.889	89.243
6	-2.933	-436	2.060	358	8.714	17.071	-1.230	15.483	32.195	6.067	22.780	39.492	17.207	50.632	84.057
7	-2.875	-515	1.845	187	8.088	15.988	-2.450	13.351	29.152	5.535	21.336	37.137	15.961	47.563	79.164
8	-2.817	-586	1.645	31	7.501	14.970	-3.538	11.401	26.340	5.039	19.978	34.917	14.795	44.672	74.550
9	-2.759	-650	1.460	-111	6.951	14.013	-4.504	9.620	23.744	4.577	18.701	32.825	13.703	41.950	70.198
10	-2.701	-706	1.288	-241	6.436	13.113	-5.358	7.995	21.349	4.147	17.500	30.854	12.680	39.387	66.093
11	-2.642	-757	1.129	-358	5.954	12.267	-6.110	6.515	19.140	3.747	16.371	28.996	11.723	36.973	62.223
12	-2.584	-801	982	-465	5.503	11.471	-6.767	5.169	17.105	3.374	15.310	27.247	10.828	34.700	58.573
13	-2.525	-840	846	-561	5.081	10.724	-7.339	3.946	15.231	3.028	14.313	25.598	9.990	32.560	55.131
14	-2.467	-874	720	-648	4.687	10.022	-7.831	2.838	13.508	2.707	13.376	24.046	9.208	30.546	51.885
15	-2.409	-903	604	-726	4.318	9.362	-8.251	1.836	11.923	2.409	12.496	22.583	8.476	28.651	48.825
16	-2.352	-928	497	-795	3.973	8.742	-8.606	931	10.468	2.132	11.669	21.206	7.792	26.866	45.941
17	-2.295	-948	398	-857	3.651	8.160	-8.900	117	9.134	1.876	10.893	19.909	7.154	25.187	43.221
18	-2.239	-965	308	-912	3.351	7.613	-9.140	-615	7.910	1.638	10.163	18.688	6.558	23.608	40.658
19	-2.183	-979	225	-960	3.070	7.100	-9.330	-1.270	6.790	1.419	9.479	17.539	6.002	22.121	38.241
20	-2.128	-990	148	-1.002	2.808	6.618	-9.475	-1.855	5.766	1.216	8.836	16.456	5.483	20.723	35.964
21	-2.074	-998	78	-1.038	2.564	6.166	-9.579	-2.375	4.830	1.028	8.233	15.437	4.999	19.408	33.817
22	-2.020	-1.003	15	-1.069	2.337	5.742	-9.646	-2.835	3.977	856	7.667	14.478	4.549	18.172	31.795
23	-1.967	-1.005	-44	-1.095	2.124	5.344	-9.680	-3.240	3.200	696	7.136	13.576	4.129	17.009	29.889
24	-1.915	-1.006	-97	-1.117	1.927	4.971	-9.684	-3.596	2.493	550	6.638	12.727	3.738	15.915	28.093
25	-1.864	-1.005	-145	-1.135	1.743	4.621	-9.661	-3.905	1.851	415	6.171	11.928	3.375	14.888	26.401
26	-1.814	-1.001	-188	-1.149	1.572	4.293	-9.615	-4.172	1.270	291	5.734	11.176	3.037	13.922	24.806
27	-1.765	-996	-228	-1.160	1.413	3.986	-9.546	-4.401	745	178	5.324	10.469	2.723	13.014	23.305
28	-1.716	-990	-263	-1.167	1.266	3.698	-9.459	-4.594	271	74	4.939	9.804	2.431	12.161	21.890
29	-1.669	-982	-295	-1.171	1.128	3.428	-9.355	-4.756	-156	-20	4.579	9.179	2.160	11.359	20.558
30	-1.623	-973	-324	-1.173	1.001	3.176	-9.236	-4.888	-539	-107	4.242	8.591	1.910	10.607	19.304
VAN	-83.746	-34.430	14.886	-100.185	64.906	229.996	-335.158	-4.976	325.206	-19.185	310.997	641.179	122.699	783.062	1.443.426

Fonte: ns. elaborazione.

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



7. Meccanismi di incentivazione per investimenti in tecnologie di tipo “green”

Avendo evidenziato nel capitolo 6 le opzioni tecnologiche di bunkering GNL per cui gli investimenti non risultano profittevoli per i diversi livelli di prezzo finale ipotizzati, nel presente capitolo si sono riportati alcuni meccanismi di incentivazione per investimenti in tecnologie di tipo “green” che permettono l’abbattimento dei costi operativi e di capitale delle soluzioni analizzate o in ogni caso di incrementare l’attrattività dell’investimento dal punto di vista dei potenziali investitori privati interessati.

Tra le opzioni d’incentivazione, trattandosi di investimenti di natura “green”, le opzioni fattibili considerate sotto il profilo teorico sono:

- ✓ Realizzazione di PPP (public-private partnership).
- ✓ Certificati “green” e incentivi fiscali (tasse portuali differenziali).
- ✓ Contributi a fondo perduto, erogazione di finanziamenti a tasso agevolato, contributi in conto esercizio per investimenti in tecnologie “green”.

Tra i vari strumenti finanziari ed economici in atto nel settore marittimo adatti a fornire incentivi all’utilizzo di carburante “green” e alla costruzione di nuove infrastrutture “green”, sviluppati ad oggi soprattutto nel Nord Europa, si sono descritti a titolo esemplificativo i seguenti:

- ✓ Tasse “fairway” modello svedese (differenziale fees in porto).
- ✓ Il fondo NOX Norvegese.
- ✓ Accordi volontari come il “Green Award Certificate” ed il sistema ESI (environmental ship index).
- ✓ Programma CEF (connecting europe facility)

Tali esempi di incentivi sono orientati principalmente verso figure che gestiscono e hanno la proprietà di mezzi navali alimentati a GNL e non verso le figure che investono in infrastrutture di GNL. Ciononostante, rappresentano modelli che potrebbero essere ragionevolmente replicati e applicati anche per chi realizza e gestisce infrastrutture di bunkering GNL.

Le tasse “fairway” differenziate del modello svedese, modello introdotto nel 1998, rappresentano incentivi finanziari per acquistare carburante a basso tenore di zolfo e investire in tecnologie per ridurre le emissioni di ossidi di azoto.

L’amministrazione marittima svedese, l’associazione svedese delle autorità portuali e dei portuali e l’associazione svedese degli armatori sono stati i primi promotori di tali incentivi per la riduzione delle emissioni di SO_x e NO_x nelle zone navigabili e nei porti svedesi.

Le tasse “fairway” differenziate sono composte da due componenti di costo: una collegata alla stazza lorda della nave e una in base alla quantità di carico. Sola la prima componente di costo è differenziata in base ai criteri ambientali. Il funzionamento di tale sistema è riportato in Figura 2.



Figura 2: Modello svedese della tassa “fairway”

Selected ports	Discounts			Penalty
	< 2 g/kWh	2-6 g/kWh	6-12 g/kWh	
Port of Gothenburg	0.20	0.10	0.05	0.10
Port of Helsingborg	0.10	0.06- 0.09	0.01- 0.05	
Port of Malmoe	0.15	0.15	0.05	
Port of Stockholm	0.20	0.15	0.05	

Fonte: <http://www.gasmotion.com/Download/North%20European%20LNG%20Infrastructure%20Project%202011.pdf>

Se le emissioni, al 75% del carico del motore, sono inferiori a 12 g/kWh, il soggetto proprietario dell’asset alimentato a GNL può beneficiare di uno sconto sulla tassa di intensità variabile a seconda dei grammi di emissione per kWh. A titolo esemplificativo, sotto la soglia di 2 g / kWh di emissioni, lo sconto sulle tasse portuali ammonta a euro 0,18 per GT (gross tonnage, misura della stazza lorda della nave). Ciò significa che un traghetto che è alimentato a GNL, gode di uno sconto totale di 0,28 euro per GT. Se invece, le emissioni, al 75 percento del carico del motore, sono superiore a 12 g/kWh, non si beneficia dello sconto NOX sulle tasse portuali. Tale modello applicato alle compagnie armatoriali, può essere facilmente replicato quale modello di incentivi anche alle diverse soluzioni di bunkering GNL analizzate, applicando lo sconto sulle tasse portuali e/o sui canoni di concessioni dei terminal di tipo GNL.

In relazione alle strategie di incentivazione degli investimenti “green” in Norvegia invece, si fa generalmente riferimento alla Convenzione sull'inquinamento transfrontaliero a grande distanza e al protocollo di Göteborg che tratta misure per ridurre l'acidificazione, l'eutrofizzazione e l'ozono troposferico per contrastare lo zolfo, emissioni di ossidi di azoto, particolato e composti organici volatili (COV). Nel 2007 è stata introdotta in Norvegia una tassa sui NOx, pari a circa 2 euro al chilo per NOx emesso.

Come iniziativa complementare, è stato firmato un accordo ambientale per il fondo NOX tra 14 organizzazioni imprenditoriali e il Ministero dell'Ambiente. Gli attori economici norvegesi che emettono NOx possono ora scegliere di pagare la tassa di 2 euro o di diventare membri del fondo e pagare solo circa il 25% del prelievo fiscale per i non membri.

L'accordo è stato firmato il 14 maggio 2008 per coprire gli anni 2008-2010. Nel 2011 questo accordo è stato prorogato per durare fino al 2017. Il Fondo NOX applica una tassa sulle emissioni di ossidi di azoto (NOX), durante la produzione di energia, alle seguenti fonti energetiche:

- ✓ macchine di propulsione con una capacità installata totale di oltre 750 kW,
- ✓ motori, caldaie e turbine con una capacità installata totale superiore a 10 MW,
- ✓ razzi su installazioni offshore e su strutture a terra.

Registrandosi al fondo NOx del settore aziendale, una società può beneficiare di un'aliquota ridotta per kg di NOx emesso. Essere un membro significa inoltre aver la possibilità di richiedere sostegno monetario per investimenti che riducono le emissioni di NOx in Norvegia. Un membro può ottenere fino al 75% dell’investimento richiesto per tali misure.

Il Fondo NOx fornisce sostegno per le riduzioni di NOx nelle seguenti aree:

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 “Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell’area obiettivo”



- ✓ Nuove costruzioni e retrofitting di propulsori a gas;
- ✓ Stazioni di rifornimento per gas;
- ✓ Nuove e promettenti misure di riduzione degli NO_x;
- ✓ Riduzione catalitica con l'uso dell'urea;
- ✓ Propulsione a batteria di traghetti per auto e passeggeri;
- ✓ Gas nell'industria terrestre;
- ✓ Modifiche al motore e retrofitting;
- ✓ Altre misure di riduzione degli NO_x.

Il modello di incentivazione norvegese qui brevemente riassunto rappresenta una reale opportunità di ottenere fondi per gli investimenti in tecnologie “green”, a tasso agevolato e/o a fondo perduto e, inoltre, comporta la possibilità per i terminal portuali di tipo GNL di offrire prezzi più competitivi rispetto ai competitors ad alto livello di emissioni NO_x.

Prendendo invece in considerazione il modello di incentivi fiscali presentato dal porto di Rotterdam, il programma di certificazione Green Award, similmente a quanto accade nel modello svedese, offre la possibilità di ottenere sconti sulle tasse portuali alle navi certificate.

In linea con la nuova pratica manageriale interna delle grandi compagnie, la Responsabilità Sociale d'Impresa o Corporate Social Responsibility (CSR), contribuisce ad offrire una migliore immagine della nave e della compagnia armatoriale oltre a una riduzione dei costi fiscali. Per essere certificata la nave deve essere conforme alle leggi e regolamenti internazionali e nazionali

Altra tipologia di incentivo basato su accordi volontari è l' Environmental Ship Index (ESI, indice ambientale delle navi), indice che misura le emissioni di una nave in base alla quantità di ossido di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x), nonché di particolato (PM) che rilascia. L'ESI viene utilizzato come indicatore delle prestazioni ambientali delle navi. I porti (ESPO) stanno ad oggi discutendo e valutando di fornire un incentivo alle navi con ESI elevato. Sebbene si tratti di un programma completamente volontario, i porti sperano che gli incentivi motivino la comunità portuale globale ad assumere il proprio ruolo nel miglioramento dell'ambiente.

Tali tipi di incentivi basati su accordi volontari, sebbene applicati alle navi, possono essere applicati a qualsiasi infrastruttura che produca energia green, parametrando gli incentivi fiscali ai consumi in termini di emissioni di quest'ultime.

Oltre ad incentivi fiscali e modelli di finanziamento agevolati costituiti da fondi nazionali, c'è da tener presente, che a livello europeo, molti sono i programmi e i fondi di finanziamento a sostegno dei cosiddetti progetti “green”.

A titolo d'esempio, uno degli ultimi casi di finanziamenti tramite programma EU, luglio 2020, è stato il finanziamento da 11 milioni di euro, a tasso agevolato, concesso tramite il programma Connecting Europe Facility (CEF)²⁰ dell'UE a favore del fornitore europeo di Bio-GNL “Titan LNG.

²⁰ Connecting Europe Facility (CEF, nota anche con la denominazione corrispondente in italiano “meccanismo per collegare l'Europa”) fornisce un'assistenza finanziaria alle reti transeuropee al fine di sostenere progetti infrastrutturali di interesse comune nei settori dei trasporti, dell'energia e delle telecomunicazioni e di sfruttare le potenziali sinergie tra tali settori. Sostituisce i programmi TEN-T, TEN-E e Marco Polo II in essere nel precedente periodo di programmazione (2007-2013).



Il progetto di Titan LNG finanziato dal programma CEF, Bio2Bunker, ha come obiettivo quello dello sviluppo ed espansione della catena di approvvigionamento di bunkeraggio BLNG (BIO-LNG) dei porti di Zeebrugge (Belgio), Rotterdam (Paesi Bassi) e Lubeca (Germania) attraverso l'introduzione sul mercato di tre nuove chiatte bunker a GNL.

Come si evince dai vari casi di studio qui riportati, vari sono i modelli di incentivazione allo sviluppo di infrastrutture di tipo "green" che permettono una riduzione notevole dei costi di capitale, attraverso l'utilizzo di finanziamenti agevolati o con quote di fondo perduto o tramite la partecipazione di soggetti pubblici.

In aggiunta, applicando alcuni principi dei modelli di incentivazione fiscale qui brevemente riassunti, i servizi di bunkering di tipo GNL possono potenzialmente risultare maggiormente convenienti ed appetibili in termini di prezzo d'acquisto per i clienti dei terminal comportando ciò un vantaggio competitivo per i gestori dei terminal GNL rispetto ai gestori di terminal di bunker classico.

CEF promuove la realizzazione di progetti di interesse comune per lo sviluppo, la costruzione o l'adeguamento di nuovi servizi e infrastrutture di trasporto, energia e comunicazione, dando priorità ai collegamenti mancanti, ai progetti che presentano un valore aggiunto europeo e vantaggi significativi per la società e che non ricevono un finanziamento adeguato dal mercato.

CEF è uno strumento particolarmente tecnico e destinato soprattutto agli "addetti ai lavori" nel settore delle infrastrutture o del digitale e alle autorità pubbliche interessate dallo sviluppo di infrastrutture di particolare rilevanza a livello europeo.

Il programma Connecting Europe Facility fornisce principalmente le seguenti tipologie di supporto:

sovvenzioni per la realizzazione di studi specifici negli ambiti desiderati

- ✓ sovvenzioni per la realizzazione di lavori (sovvenzioni per investimenti a fondo perduto)
- ✓ gare d'appalto per specifiche azioni di supporto
- ✓ agevolazione dell'accesso a strumenti finanziari innovativi, sviluppati in collaborazione con la Banca Europea per gli Investimenti

TDI RETE-GNL

Prodotto T2.3.1 "Valutazione economico-finanziaria preliminare di impianti di bunkering e stoccaggio GNL nei porti dell'area obiettivo"



References

- Allied shipbroking (2020). *Allied market research*.
- Assocostieri Servizi S.r.l. (2020). *Esame dei profili economico-finanziari connessi alla predisposizione delle più idonee soluzioni tecnologico-produttive di bunkering e storage di GNL in ambito portuale*.
- BancheroCosta. (2020). *LNG fleet report*.
- DNV GL. (2015). *LNG Bunkering. Regulatory Framework and LNG bunker procedures*.
- DNV GL. (2019a). *Energy transition outlook*.
- DNV GL. (2019b). *Alternative Fuels Insights platform, Sea LNG bunker navigation*.
- Franci, T. (2020). *Analisi dei costi delle infrastrutture per la logistica del GNL in ambito portuale e relative esternalità*.
- International Energy Agency. (2019). *World Energy Outlook*.
- International Energy Agency. (2020). *World Energy Outlook*.
- Kim, J., Seo, Y., & Chang, D. (2016). Economic evaluation of a new small-scale LNG supply chain using liquid nitrogen for natural-gas liquefaction. *Applied Energy*, 182, 154-163.
- Maxwell, D., & Zhu, Z. (2011). Natural gas prices, LNG transport costs, and the dynamics of LNG imports. *Energy Economics*, 33(2), 217-226.
- North European LNG Infrastructure Project*. (2020). Eurogas. <http://www.gasmotion.com/Download/North%20European%20LNG%20Infrastructure%20Project%202011.pdf>.
- Nox-fondet. (2020). <https://www.nho.no/samarbeid/nox-fondet/the-nox-fund/>
- Office des transports de Corse. (2020). *Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL*.
- Offshore energy. (2012). <https://www.offshore-energy.biz/green-award-foundation-environmental-ship-index-join-forces/>.
- Songhurst, B. (2018). LNG plant cost reduction. *OIES Paper NG*, 137.
- Titan LNG awarded grant from EU's CEF*. (2020). LNG industry news. <https://www.lngindustry.com/liquid-natural-gas/21072020/titan-lng-awarded-grant-from-eus-cef/#:~:text=Titan%20LNG%2C%20one%20of%20the,to%20greener%20fuels%20for%20transport,>.



ALLEGATO IV

T2.3.1 Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL

Progetto TDI-RETE-GNL



Interreg



UNION EUROPÉENNE
UNIONE EUROPEA

MARITTIMO-IT FR-MARITIME

Fonds européen de développement régional
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

TDI RETE-GNL



Office des Transports de Corse (OTC)
FRANCIA / CORSICA

CULLETTIVÀ DI **CORSICA**
COLLECTIVITÉ DE **CORSE**

Uffiziu di i Trasporti
di a Corsica
Office des Transports
de la Corse



PUBBLICO

13 agosto 2020
OTCG-ELY-PJ-RP-003



Intertek

Ns. Rif. OTCG-ELY-PJ-RP-003

Entità: Energia

Imputazione: P.015760

Cliente: Office des Transports de Corse (OTC)

Progetto: Studio di rifornimento-stoccaggio-bunkeraggio di GNL combustibile

Paese/Città: Francia / Corsica

Titolo: T2.3.1 Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL

Sottotitolo: Progetto TDI-RETE-GNL

Autori: Karim GAID, Valère ESCUDIE

Data : 13 agosto 2020

Sinossi : -

Commenti : -

Parole chiave :-

N. pagine : 35

02	01/09/2020	Modifica della carta grafica	FINE	M. DELEAU	A. GUITTAT	A. GUITTAT
01	13/08/2020	Prima emissione	PREL	K. GAID V. ESCUDIE	S. MAUREL	A. GUITTAT

REV.	GG/MM/AA	OGGETTO DELLA REVISIONE	STAT.	REDAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE
------	----------	-------------------------	-------	-----------	----------	--------------

STUDIO DI RIFORNIMENTO-STOCCAGGIO-BUNKERAGGIO DI GNL COMBUSTIBILE

**T2.3.1 Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in
strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL****INDICE**

1.	AMBITO	9
2.	OBIETTIVI DELLO STUDIO	9
3.	CONFRONTO DELLE PRINCIPALI SOLUZIONI DI BUNKERAGGIO DI GNL	10
4.	SCELTA DELLE SOLUZIONI DI BUNKERAGGIO PER LA CORSICA	14
4.1.	Definizione delle ipotesi	14
4.1.1.	Volumi di GNL da bunkerare	14
4.1.2.	Tipi di nave.....	16
4.1.3.	Fonti di approvvigionamento di GNL.....	17
4.1.4.	Zona disponibile	18
4.2.	Soluzioni di bunkeraggio previste per la Corsica	19
4.2.1.	Soluzione 1: bunkeraggio da motocisterne.....	19
4.2.1.1.	Schema logistico	19
4.2.1.2.	Attrezzature	20
4.2.1.2.1.	ISO-container	20
4.2.1.2.2.	Tubi flessibili criogenici.....	22
4.2.1.2.3.	Sistema di arresto di emergenza (ESD)	23
4.2.1.2.4.	Sistema di disconnessione di emergenza (ERS).....	23
4.2.1.2.5.	Pompe e/o PBU	24
4.2.1.2.6.	Attrezzature di sicurezza	24
4.2.1.3.	Modello economico	25
4.2.1.3.1.	Soluzione chiavi in mano proposta da un operatore privato.....	25
4.2.1.3.2.	Ipotesi di volume	25
4.2.1.3.3.	Investimenti e finanziamento	27
4.2.1.3.4.	Costi di esercizio	27
4.2.1.3.5.	Ricavi.....	27
4.2.1.3.6.	Risultati semplificati e test di sensibilità.....	28
4.2.1.3.7.	Ottimizzazioni	28
4.2.2.	Soluzione 2: bunkeraggio con nave bunker dedicata.....	29
4.2.2.1.	Schema logistico	29
4.2.2.2.	Modello economico	30
4.2.2.2.1.	Ipotesi di costo	30
4.2.2.2.2.	Ipotesi operative.....	30

4.2.2.2.3.	Risultati	31
4.2.3.	Soluzione 3: giro di servizio	33
4.2.3.1.	Schema logistico	33
4.2.3.2.	Modello economico	34
4.2.3.2.1.	Ipotesi economiche	34
4.2.3.2.2.	Ipotesi operative.....	34
4.2.3.2.3.	Risultati	35
4.3.	Sintesi.....	36

STUDIO DI RIFORNIMENTO-STOCCAGGIO-BUNKERAGGIO DI GNL COMBUSTIBILE

**T2.3.1 Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in
strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL****ELENCO DELLE FIGURE**

Figura1: Ripartizione delle soluzioni di bunkeraggio nel mondo.....	10
Figura 2: Soluzione 1 per la Corsica - bunkeraggio da motocisterne.....	19
Figura 3: ISO-container GNL 40"	21
Figura 4: Carico di un ISO-container GNL su un autocarro	21
Figura 5: Autocarro che trasporta un ISO-container GNL	21
Figura 6: Accatastamento di ISO-container GNL.....	22
Figura 7: Bunkeraggio con tubo criogenico da motocisterna.....	22
Figura 8: Esempio di configurazione del tubo flessibile.....	23
Figura 9: Soluzione 2 per la Corsica - bunkeraggio con nave bunker dedicata	29
Figura 10: Soluzione 3 per la Corsica - bunkeraggio con nave bunker comune.....	33
Figura 11: Costi di fornitura del GNL in €/m ³ a seconda del numero di operazioni di rifornimento effettuate in diversi porti della Corsica e tempi di rotazione necessari.....	35
Figura 12: Costi di fornitura del GNL in €/m ³ a seconda del numero di operazioni di rifornimento effettuate a Bastia e tempi di rotazione necessari.....	35

STUDIO DI RIFORNIMENTO-STOCCAGGIO-BUNKERAGGIO DI GNL COMBUSTIBILE

**T2.3.1 Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in
strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL****ELENCO DELLE TABELLE**

Tabella 1: Vantaggi e svantaggi delle principali soluzioni di bunkeraggio di GNL.....	13
Tabella 2: Capacità di bunkeraggio dei diversi tipi di nave.....	16
Tabella 3: Possibili soluzioni di bunkeraggio per diversi tipi di nave.....	17
Tabella 4: Principali caratteristiche tecniche di un ISO-container da 40"	20
Tabella 5: Prezzo stimato della soluzione di rifornimento in €/m ³ con una nave bunker dedicata a Bastia in funzione della nave e del volume di rifornimento	31

STUDIO DI RIFORNIMENTO-STOCCAGGIO-BUNKERAGGIO DI GNL COMBUSTIBILE

**T2.3.1 Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in
strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL****ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI E ACRONIMI**

AFG	Association Française du Gaz
BOG	Boil-Off Gas Gas risultante dall'evaporazione del GNL
EMSA	European Maritime Safety Agency
ERC	Emergency Release Coupler
ERS	Emergency Release System
ESD	Emergency Shutdown. Sistema di arresto di emergenza
FSRU	Floating Storage & Regasification Unit - Unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione
GBS	Gravity Based Structure
GNL	Gas Naturale Liquefatto
ICPE	Impianti Classificati per la tutela dell'ambiente
MTTS	Multi Truck-to-Ship
OTC	Office des Transports de Corse (OTC)
PBU	Pressure Build Up - Aumento di pressione
PPE	Programmazione energetica pluriennale
SGMF	The Society for Gas as a Marine Fuel
SIMOPs	SIMultaneous Operations - Operazioni simultanee

STUDIO DI RIFORNIMENTO-STOCCAGGIO-BUNKERAGGIO DI GNL COMBUSTIBILE

T2.3.1 Strumento di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio/stoccaggio di GNL**REFERENZE**

- Norma ISO 20519 “Specifiche per il bunkeraggio di navi alimentate a gas naturale liquefatto”.
- Norma ISO / TS 18683 “Linee guida per i sistemi e gli impianti di distribuzione di gas naturale liquido come combustibile per le navi”.
- SGMF “LNG bunkering with hose bunker systems: considerations and recommendations” (Bunkeraggio GNL con sistemi di bunkeraggio con tubi flessibili: considerazioni e raccomandazioni) - 2020.
- SGMF “Bunkering safety guidelines” (Linee guida per la sicurezza del bunkeraggio) - 2017
- SGMF “Recommendations for linked emergency shutdown arrangements for LNG bunkering” (Raccomandazioni per i sistemi di arresto di emergenza collegati per il bunkeraggio di GNL) - 2019.
- AFG “Rôle du GNL carburant marin et fluvial dans la transition énergétique pour la croissance verte” (Ruolo del GNL carburante marino e fluviale nella transizione energetica per la crescita verde) - 2016.
- DNV GL “LNG regulatory update” (Aggiornamento normativo GNL) - 2018.
- EMSA “Guidance on LNG bunkering to Port Authorities and Administrations” (Guida al bunkeraggio di GNL per le autorità e le amministrazioni portuali) - 2018.

1. AMBITO

Nell'ambito del programma di cooperazione transfrontaliera europea INTERREG IFM 2014-2020, l'Office des Transports de Corse (OTC) ha elaborato con altri partner europei un progetto globale per la preparazione all'utilizzo del gas naturale liquefatto (GNL) nelle attività legate al trasporto marittimo come anche ad altri impieghi.

L'OTC ha avviato la produzione di uno studio di nove capitoli sull'approvvigionamento, lo stoccaggio e il bunkeraggio di GNL nei porti della Corsica.

Il presente studio riguarda il capitolo intitolato **TDI-RETE-GNL-T2.3.1** relativo agli strumenti di gestione per la valutazione degli investimenti in strutture di bunkeraggio e stoccaggio di GNL.

2. OBIETTIVI DELLO STUDIO

Lo studio si concentrerà sull'individuazione delle soluzioni di bunkeraggio di GNL più adatte per la Corsica. Preliminarmente sarà predisposta una tabella comparativa dei principali metodi di bunkeraggio che elenca i vantaggi e gli svantaggi di ciascuno di essi.

Saranno poi proposte diverse soluzioni dopo l'analisi di quattro parametri fondamentali che sono: il volume di GNL dedicato al bunkeraggio, i tipi di nave da bunkerare, la vicinanza delle fonti di approvvigionamento di GNL e l'area disponibile per la soluzione di bunkeraggio.

Per ciascuna soluzione di bunkeraggio individuata verrà proposta una descrizione tecnica delle infrastrutture e delle attrezzature da installare.

Oltre alla descrizione tecnica, verrà effettuato uno studio economico con stima dei costi di investimento (CAPEX) e dei costi operativi (OPEX).

Si noti infine che lo stoccaggio di GNL è studiato solo ai fini del bunkeraggio e che, a seconda delle soluzioni di bunkeraggio individuate, lo stoccaggio di GNL non sarà sistematicamente utile.

3. CONFRONTO DELLE PRINCIPALI SOLUZIONI DI BUNKERAGGIO DI GNL

Il capitolo 2.T1.1.3 sulle buone pratiche delle procedure di stoccaggio e bunkeraggio del GNL ha descritto le varie soluzioni tecniche utilizzate per il bunkeraggio di GNL.

La Figura 1 mostra la distribuzione di queste diverse soluzioni nel mondo nel 1° trimestre del 2019.

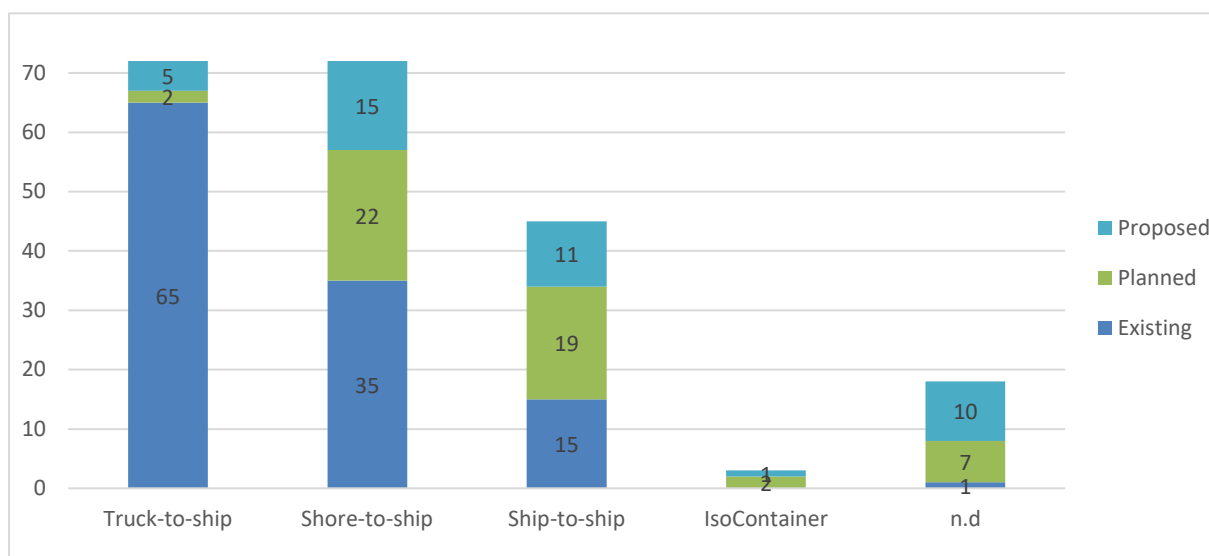





Figura1: Ripartizione delle soluzioni di bunkeraggio nel mondo
(fonte: DNV GL)

Tra le soluzioni già implementate, le più diffuse sembrano essere:

- Bunkeraggio da motocisterna (Truck-to-Ship)
- Bunkeraggio da stazione a terra (Shore-to-Ship)
- Bunkeraggio da nave bunker (Ship-to-Ship)

Ogni soluzione presenta vantaggi e svantaggi e la scelta dell'una o dell'altra dipende da diversi parametri, in particolare dalle quantità di GNL da bunkerare, dal tempo dedicato all'operazione di bunkeraggio, dalla vicinanza di una fonte di approvvigionamento di GNL e dalle caratteristiche specifiche dell'area di bunkeraggio.

La Tabella 1 presenta i principali vantaggi e svantaggi delle 3 soluzioni di bunkeraggio di GNL sopra indicate.

	Bunkeraggio da motocisterna Truck-to-Ship	Bunkeraggio da stazione di bunkeraggio a terra Shore-to-Ship	Bunkeraggio da nave bunker Ship-to-Ship
			
Portate caratteristiche trasferimento di	~ 50 m ³ /h per motocisterna Possibilità di collegare più motocisterne contemporaneamente.	~ 1.500 m ³ /h La portata di trasferimento dipenderà dal progetto della stazione di bunkeraggio.	~ 1.500 m ³ /h Le portate di trasferimento sono simili a quelle Shore- to-Ship.
Vantaggi	È il metodo più comune di bunkeraggio per via di: ➤ Grande flessibilità: il bunkeraggio di GNL può avvenire quasi ovunque, ➤ Semplicità di implementazione: trasferimento di GNL tramite tubi flessibili, ➤ Bassi costi di investimento, ➤ MTTs (Multi truck- to-Ship) possibile per aumentare la portata di trasferimento.	È la soluzione che permette di bunkerare i maggiori volumi di GNL (a seconda dei serbatoi di stoccaggio presenti) ➤ Elevate portate di trasferimento di GNL, ➤ Possibilità di avere grandi volumi di stoccaggio, ➤ Connessioni per il bunkeraggio (tubi flessibili o bracci di trasferimento) disponibili direttamente in banchina, ➤ Attrezzature di sicurezza già presenti, ➤ Per via della presenza delle attrezzature sul posto, le procedure di bunkeraggio possono essere più veloci	➤ Soluzione adatta al bunkeraggio di tutti i tipi di nave (navi passeggeri, traghetti, ...), ➤ Possibilità di trasferire grandi volumi di GNL a portate elevate, ➤ Il bunkeraggio può essere effettuato in banchina o in mare aperto (riduzione dei costi portuali), ➤ Bunkeraggio effettuato dal mare che limita le interferenze con le operazioni in banchina, ➤ Il GNL viene consegnato direttamente alla nave da bunkerare.

		rispetto ad altre soluzioni.	
Svantaggi	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Questa soluzione presenta le più basse portate di trasferimento di GNL, ➤ Basso volume bunkerato a causa della ridotta capacità della cisterna, ➤ Il bunkeraggio via terra può essere vincolante per le altre operazioni commerciali della nave. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Vincolante per la nave da bunkerare che deve recarsi in un luogo specifico per il bunkeraggio, ➤ Necessità di avere spazio disponibile nell'area portuale per costruire la stazione di bunkeraggio, ➤ La stazione di bunkeraggio è soggetta a una procedura di autorizzazione più complessa, ➤ Il bunkeraggio via terra può essere vincolante per le altre operazioni commerciali della nave. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Costi di investimento e operativi molto elevati, ➤ Possibili vincoli di manovrabilità in alcuni porti.

<p>Conclusioni</p>	<p>Il bunkeraggio con motocisterne è una soluzione che offre molta flessibilità con bassi costi di investimento.</p> <p>Questa soluzione è preferibile per piccoli volumi di bunkeraggio o per avviare una logistica di bunkeraggio.</p> <p>Date le basse portate di trasferimento, può essere implementata anche quando il tempo dedicato al bunkeraggio non è soggetto a vincoli.</p>	<p>Questa soluzione è adatta ai porti che non dispongono di una fonte di GNL nelle vicinanze e che hanno grandi volumi di bunkeraggio. I serbatoi di stoccaggio sono dimensionati in modo da fungere da tampone per fornire i volumi di bunkeraggio necessari tra un rifornimento e l'altro.</p> <p>L'esigenza che la nave da bunkerare si rechi in un luogo specifico può rappresentare un forte vincolo che rende preferibile questa soluzione per le navi che effettuano rotazioni fisse e che tornano sempre allo stesso luogo di attracco.</p>	<p>Il bunkeraggio con nave bunker permette di adattarsi a tutti i tipi di nave combinando alti volumi e alte portate di trasferimento.</p> <p>Tuttavia questa soluzione è molto costosa e dovrebbe essere implementata solo se i volumi bunkerati sono sufficientemente alti da giustificare un investimento di questo tipo.</p>
---------------------------	---	---	--

Tabella1: Vantaggi e svantaggi delle principali soluzioni di bunkeraggio di GNL

4. SCELTA DELLE SOLUZIONI DI BUNKERAGGIO PER LA CORSICA

Il bunkeraggio del GNL deve essere visto dal punto di vista di una catena logistica disegnata per rispondere ad un determinato bisogno. Per determinare il metodo di bunkeraggio più adatto è quindi importante conoscere:

- Le previsioni o le stime dei volumi di GNL da bunkerare,
- I tipi di navi previste,
- Le fonti di approvvigionamento di GNL per la soluzione di bunkeraggio,
- Lo spazio disponibile per la soluzione di bunkeraggio.

4.1. Definizione delle ipotesi

4.1.1. Volumi di GNL da bunkerare

La questione dei volumi di GNL da bunkerare è una delle prime da porsi per dimensionare la soluzione di bunkeraggio.

La Programmazione energetica pluriennale (PPE) per la Corsica firmata a dicembre 2015 definisce gli obiettivi di politica energetica per l'isola e intende guidare il lavoro degli operatori pubblici per aderire alla transizione energetica. Per quanto riguarda l'uso del GNL, la PPE prevede solo la conversione delle centrali elettriche di Lucciana e di Ajaccio, che verrebbero alimentate con gas naturale proveniente da una FSRU. Non viene fatto cenno al bunkeraggio di GNL in Corsica.

Un'analisi della flotta di navi che operano in Corsica può quindi costituire una modalità per stimare i volumi di GNL destinati al bunkeraggio. Si fa riferimento in particolare alle compagnie di traghetti che assicurano collegamenti regolari tra la Corsica e il continente.

- Traghetti
 - Corsica Linea: A luglio 2019 la compagnia ha annunciato la costruzione della sua prima nave alimentata a GNL, la cui consegna è prevista per il 2022. La soluzione per il bunkeraggio della nave non è stata ancora decisa (motocisterna o chiatta) ma l'operazione si svolgerà nel porto di Marsiglia.
 - Corsica ferries: La compagnia prevede di convertire quattro delle sue navi all'alimentazione a GNL entro il 2024 e di ricevere una nuova nave dual-GNL nel 2023.
 - La Méridionale: A settembre 2018 La Méridionale ha testato una soluzione GNL nel porto di Ajaccio per effettuare il collegamento elettrico delle sue navi alla banchina, ma la compagnia ad oggi non ha fatto alcun annuncio in merito alla conversione delle navi o all'ordinazione di navi alimentate a GNL.
 - Moby lines: Il Gruppo MSC ha effettuato una commessa presso un cantiere cinese per la fornitura di due navi per Grandi Navi Veloci (GNV). Il contratto prevede inoltre la possibilità di ordinare altre due navi a GNL per Moby Lines.
- Navi da crociera

- Costa Crociere: Dopo AIDAnova, la prima nave da crociera a GNL, la compagnia Costa Crociere ha inaugurato alla fine del 2019 la Costa Smeralda ed è in attesa della consegna di una terza nave a GNL, la Costa Toscana, nel 2021. Oggi alcuni itinerari della Costa Smeralda prevedono uno scalo ad Ajaccio. La compagnia prevede diverse altre navi a GNL entro il 2025 che potrebbero fare scalo in Corsica.
- MSC Crociere: La compagnia ha effettuato un ordine per cinque navi da crociera a GNL presso i Chantiers de l'Atlantique, la prima delle quali, la MSC Europa, dovrebbe entrare in servizio nel 2022.
- TUI Crociere: La compagnia, che effettua alcuni itinerari con scalo ad Ajaccio, ha ordinato due navi da crociera a GNL, la Mein Schiff 8 e la Mein Schiff 9, la cui consegna è prevista per il 2024 e 2026.
- Navi porta-container
 - CMA CGM: Alla fine del 2017 il Gruppo CMA CGM ha annunciato una commessa per 9 navi porta-container da 23.000 TEU alimentate a GNL. Queste navi, che hanno un serbatoio con capacità di 18.600 m³, saranno le più grandi navi alimentate a GNL. La CMA CGM JACQUES SAADE è la prima ad essere entrata nella flotta nel 2020.

Entro il 2022 il Gruppo avrà la più grande flotta di navi porta-container alimentate a GNL, composta da: 9 navi da 23.000 TEU, 5 navi da 15.000 TEU e 6 navi da 1.400 TEU.

Per il bunkeraggio di queste navi porta-container, CMA CGM ha firmato un accordo con Total per la fornitura annuale di circa 300.000 tonnellate di GNL a partire dal 2020. L'operazione sarà effettuata in Ship-to-Ship nel porto di Marsiglia-Fos utilizzando una nave bunker da 18.600 m³ appositamente costruita.

Questo elenco non esaustivo di navi alimentate a GNL che incrociano nelle acque della Corsica rappresenta le potenziali candidate per le operazioni di bunkeraggio sull'isola.

Tuttavia, la mancanza di terminali metanieri in Corsica, che costituiscono l'infrastruttura di ricezione del GNL e il punto di partenza della catena logistica di bunkeraggio, unita al costo aggiuntivo del trasporto di GNL in Corsica, rendono molto improbabile che le navi che necessitano di grandi volumi di GNL, come le navi da crociera o le grandi navi porta-container, svolgano le operazioni di bunkeraggio in Corsica. Preferiranno piuttosto i grandi porti continentali, come il porto di Marsiglia-Fos o il porto di Barcellona, tanto più che alcuni degli accordi di fornitura di GNL sono già stati firmati.

I traghetti che effettuano frequenti rotazioni tra la Corsica e il continente, e che richiedono quantità minori di GNL, avranno maggiori probabilità di bunkerare sull'isola, anche se le operazioni rimarranno occasionali. Le navi hanno un'autonomia sufficiente per effettuare meno di un bunkeraggio per rotazione ed è verosimile che facciano il rifornimento completo sul continente.

Infine, le navi "locali" come le navi di servizio (rimorchiatori o pilotine) e lo yachting dovrebbero essere i più interessati ad un servizio di bunkeraggio in Corsica. Purtroppo ad oggi nessuno di questi operatori ha manifestato l'intenzione di convertire la propria flotta al GNL.

Questa rapida panoramica suggerisce quindi che i volumi di rifornimento di GNL in Corsica saranno bassi ma dovrà essere perfezionata con studi di mercato più dettagliati.

4.1.2. Tipi di nave

La scelta della soluzione di bunkeraggio dipende anche dal tipo di navi da bunkerare, che si distinguono per:

- Capacità di bunkeraggio

Può variare notevolmente da un tipo di nave all'altro, come mostrato in Tabella 2.

Tipo di nave	Capacità di bunkeraggio (m ³ di GNL)
Grandi navi porta-container a lungo raggio	da 7.000 a 20.000
Navi da crociera	1.800 - 4.000
Navi porta-container feeder	900 - 1.800
Traghetti, RoRo	300 - 700
Navi di servizio	50 - 300

Tabella2: Capacità di bunkeraggio dei diversi tipi di nave

(fonte: AFG)

- Tempo dedicato al bunkeraggio

Alcune navi, come le navi da crociera o i traghetti che hanno rotazioni fisse con tempi di scalo limitati, avranno tempi dedicati al bunkeraggio ridotti, il che significa che si rende necessaria una soluzione con elevate portate di trasferimento di GNL. Per contro le navi di servizio, come i rimorchiatori, potrebbero essere bunkerate, ad esempio, prima o al termine del servizio, consentendo così di dedicare più tempo all'operazione.

Il bunkeraggio con motocisterne è considerato **adatto per quantità di GNL fino a 200 tonnellate** (circa 440 m³ di GNL) (fonte: AFG). Questo metodo di bunkeraggio è particolarmente adatto per navi con piccole capacità di bunkeraggio come le navi di servizio (rimorchiatori, draghe), i traghetti e i RoRo.

Al contrario, visti i grandi volumi di GNL da bunkerare, l'uso di una nave bunker sembra essere la soluzione da preferirsi per il bunkeraggio delle navi da crociera e delle grandi navi porta-container.

La tabella 3 in basso mostra l'idoneità del metodo di bunkeraggio per tipo di nave.

Tipo di nave	Truck-to-Ship	Shore-to-Ship	Ship-to-Ship	
			Piccola nave bunker (1000 - 2000 m ³)	Grande nave bunker (5000 – 20.000 m ³)
Grandi navi porta-container	Non adatto	Condizionato	Non adatto	Adatto
Navi da crociera	Non adatto	Non adatto	Condizionato	Adatto
Navi porta-container feeder	Condizionato	Condizionato	Adatto	Adatto
Traghetti, RoRo	Adatto	Adatto	Adatto	Adatto
Navi di servizio	Adatto	Adatto	Adatto	Condizionato

Tabella3: Possibili soluzioni di bunkeraggio per diversi tipi di nave
(fonte: AFG & EMSA)

4.1.3. Fonti di approvvigionamento di GNL

I terminali metanieri sono i siti di provenienza del GNL da cui verrà allestita la logistica di bunkeraggio. I terminali GNL più vicini alla Corsica sono:

- In Francia: i terminali di Fos Cavaou e Fos Tonkin, situati nel comune di Fos-sur-Mer, vicino a Marsiglia. Entrambi i terminali propongono un servizio di rifornimento per piccole navi/navi bunker e sono dotati di banchine di carico da motocisterne.
- In Italia: il terminale di Panigaglia nella zona di La Spezia. La sua posizione incuneata non consente attualmente il carico di motocisterne o navi bunker. Sono tuttavia in corso studi di fattibilità per poter sviluppare questi servizi in futuro.
Si segnala che in Sardegna è in costruzione un terminale di piccole dimensioni ad Oristano che dovrebbe offrire servizi di carico per motocisterne e navi bunker.
- In Spagna: il terminale di Barcellona dispone di banchine di carico da motocisterne e propone un servizio di carico delle navi bunker; ma attualmente questo terminale è saturo.

Alla luce di questi fattori, i terminali GNL di Fos-sur-Mer appaiono oggi come i migliori candidati per la costruzione di una catena logistica di bunkeraggio di GNL in Corsica.

La Programmazione energetica pluriennale indica che l'approvvigionamento in gas naturale della Corsica potrebbe essere effettuato da una FSRU situata al largo di Lucciana. Se un tale progetto dovesse concretizzarsi, la FSRU potrebbe anche fungere da fonte di GNL per il mercato del bunkeraggio in Corsica. A tal fine dovranno essere raggiunti accordi con l'operatore della FSRU.

4.1.4. Zona disponibile

Le proprietà del GNL (infiammabile, ustioni fredde, ecc.) lo classificano come sostanza pericolosa di categoria 1 in base alla normativa europea sulla classificazione, l'etichettatura e l'imballaggio delle sostanze chimiche e delle miscele. Devono essere prese specifiche precauzioni per la sua manipolazione e il suo stoccaggio in conformità con le normative vigenti.

Un impianto di stoccaggio di GNL è considerato un impianto classificato (ICPE) che presenta rischi. A seconda delle quantità, l'autorizzazione da parte dei servizi statali è soggetta a una procedura amministrativa obbligatoria. A partire da 50 tonnellate di prodotto è necessario effettuare uno studio per quantificare il rischio e determinare il possibile impatto sulle zone limitrofe. In alcuni casi può essere richiesta la realizzazione di servitù di pubblica utilità.

Il bunkeraggio di GNL in area portuale deve essere conforme alle disposizioni della normativa portuale in vigore. Le nostre discussioni con l'Autorità Portuale di Bastia hanno indicato che qualora fosse possibile effettuare operazioni di bunkeraggio all'interno dell'area portuale, lo scarico di ISO-container o l'installazione di impianti di stoccaggio di GNL rimangono vietati. Inoltre, poiché il porto è piccolo, non ci sarebbe spazio sufficiente per costruirvi un impianto di stoccaggio di GNL tenendo conto dell'impatto sugli impianti vicini. Per contro la manipolazione e lo stoccaggio di sostanze pericolose sono consentiti nel porto di Île-Rousse.

Di conseguenza, il bunkeraggio di GNL da una stazione Shore-to-Ship nel porto di Bastia (o di Ajaccio) non sembra adeguato. Anche se si potesse prevedere una modifica della regolamentazione portuale o una richiesta di deroga, la congestione del porto rimane un vincolo difficile da eliminare.

Si potrebbero cercare località alternative sulla costa, al di fuori dell'area portuale, ma è improbabile che navi come le navi da crociera o i traghetti passeggeri siano disposte a fare una deviazione per effettuare l'operazione di bunkeraggio.

Si potrebbe prendere in considerazione la possibilità di trasportare il GNL fino alle navi. Il trasferimento del GNL dallo stoccaggio fino al porto potrebbe essere effettuato tramite condotte criogeniche in acciaio, ma se il luogo di stoccaggio è molto distante il costo del progetto sarebbe proibitivo (indipendentemente dai vincoli amministrativi da superare) e quindi rapidamente abbandonato. Si potrebbe anche sviluppare una logistica di trasferimento del GNL con motocisterna, ma anche in questo caso, se il serbatoio è destinato solo al mercato del bunkeraggio, i costi della catena di approvvigionamento sarebbero probabilmente troppo elevati e il progetto non andrebbe a buon fine.

4.2. Soluzioni di bunkeraggio previste per la Corsica

Dopo aver passato in rassegna i diversi criteri che consentono di dimensionare la logistica di bunkeraggio, per la Corsica si delineano tre soluzioni:

- Bunkeraggio da motocisterne,
- Bunkeraggio da nave bunker,
- Un giro di servizio che serve diversi porti.

4.2.1. Soluzione 1: bunkeraggio da motocisterne

4.2.1.1. SCHEMA LOGISTICO

Questa prima soluzione viene proposta se le previsioni di bunkeraggio di GNL confermano una domanda ridotta. La catena logistica prevista si basa sul trasporto di ISO-container tra il continente e la Corsica.

Descrizione della catena logistica:

- 1- Riempimento degli ISO-container presso i terminali GNL di Fos-sur-Mer,
- 2- Instradamento degli ISO-container su rimorchio con autocarro verso il porto di Marsiglia-Fos,
- 3- Trasporto degli ISO-container su rimorchio con traghetto dal porto di Marsiglia-Fos al porto di Ile-Rousse,
- 4- Trasporto degli ISO-container su rimorchio con autocarro fino al sito di bunkeraggio,
- 5- Bunkeraggio Truck-to-Ship,
- 6- Ritorno degli ISO-container vuoti su rimorchio con autocarro al porto di Ile-Rousse,
- 7- Rimpatrio al porto di Marsiglia-Fos su traghetto, poi con autocarro fino al terminale GNL per il ricaricamento degli ISO-container.

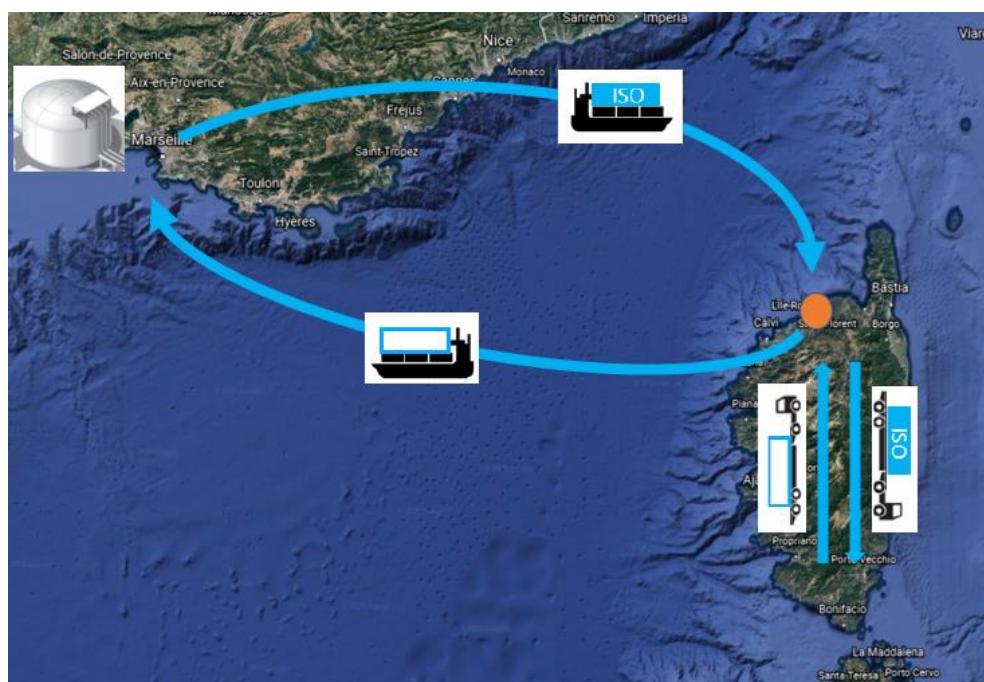


Figura2: Soluzione 1 per la Corsica - bunkeraggio da motocisterne

Questa soluzione si ispira alla catena logistica implementata nel 2014 dal Grupo Sousa per rifornire in gas naturale l'isola di Madeira. Gli ISO-container vengono caricati nel terminale GNL di Sines e poi trasportati su autocarro fino al porto di Lisbona. Vengono poi trasportati via nave fino al porto di Caniço e nuovamente su autocarro fino ad un terminale di rigassificazione. (vedere video: <https://www.youtube.com/watch?v=aVxli7hDCKg>).

Per evitare che questa catena operi "just-in-time" e per ridurre l'impatto di alcuni imprevisti come i ritardi di trasporto, si potrebbe prevedere uno stoccaggio tampone degli ISO-container nel porto di Ile-Rousse, a condizione di ottenere le necessarie autorizzazioni per lo stoccaggio di sostanze pericolose.

4.2.1.2. ATTREZZATURE

Il presente paragrafo descrive le diverse attrezzature necessarie per l'implementazione di una soluzione di bunkeraggio di GNL tramite autocarri che trasportano ISO-container.

4.2.1.2.1. ISO-container

Sul mercato sono disponibili diversi tipi di ISO-container, ma per ottimizzare i volumi trasportati è preferibile optare per ISO-container da 40". (Si noti che esistono casse mobili di maggiore capacità).

Nonostante l'ottimo isolamento termico, gli ISO-container sono soggetti all'ingresso di calore durante il trasporto e l'immagazzinamento, con conseguente aumento della pressione interna. Una pressione troppo elevata potrebbe danneggiare la struttura dell'ISO-container, per questo motivo vengono installate valvole di sicurezza per scaricare la pressione in eccesso. Tuttavia questo dispositivo di sicurezza deve rimanere eccezionale e l'apertura delle valvole non deve avvenire in normali condizioni operative. È quindi necessario trovare un compromesso tra la percentuale di riempimento degli ISO-container e il tempo di mantenimento ("holding time") della pressione.

La tabella sottostante fornisce le caratteristiche principali degli ISO-container da 40".

Caratteristiche tecniche	ISO-container 40"
Dimensioni L x P x H	12,19 m x 2,44 m x 2,59 m
Volume lordo	43 – 46 m ³
Percentuale di riempimento	80% - 90%
Pressione massima di esercizio	7,6 - 10 barg
Tempo di mantenimento della pressione	60 - 120 giorni
Vita utile	15 - 30 anni

Tabella4: Principali caratteristiche tecniche di un ISO-container da 40"



Figura3: ISO-container GNL 40''

Gli ISO-container vengono trasportati con autocarri a pianale. Il principio del bunkeraggio è del tutto analogo a quello delle classiche motocisterne.



Figura4: Carico di un ISO-container GNL su un autocarro
(fonte: Chart Industries)



Figura5: Autocarro che trasporta un ISO-container GNL

Gli ISO-container possono essere utilizzati anche per lo stoccaggio temporaneo di GNL. Anche se devono essere movimentati con cautela, gli ISO-container possono essere accatastati per ottimizzare lo spazio a terra. Lo stoccaggio e la sua durata devono essere validati dalle autorità competenti e rispettare le norme vigenti.



Figura6: Accatastamento di ISO-container GNL

4.2.1.2.2. Tubi flessibili criogenici

Nel caso di una soluzione di bunkeraggio da motocisterna, il trasferimento di GNL viene effettuato principalmente con tubi flessibili criogenici. Questi devono soddisfare i requisiti della norma EN 1474-2.

Per una portata di 50 m³/h che consentirebbe di svuotare un ISO-container in meno di un'ora, è importante che il diametro del flessibile sia sufficiente per non superare una velocità del fluido di 10m/s nel flessibile.

Le soluzioni Truck-to-Ship spesso non prevedono un flessibile per il ritorno del gas. In questo caso la nave da bunkerare gestisce le sue evaporazioni.

La norma ISO 20519 richiede che i tubi flessibili siano dotati di un sistema di arresto di emergenza (ESD) e di un sistema di disconnessione di emergenza (ERS).



Figura7: Bunkeraggio con tubo criogenico da motocisterna

4.2.1.2.3. Sistema di arresto di emergenza (ESD)

Deve essere implementato un sistema di arresto di emergenza utilizzando un collegamento ESD tra la nave da bunkerare e gli autocarri che trasportano gli ISO-container. Questo sistema permette di arrestare l'operazione di bunkeraggio fermando le pompe di trasferimento del GNL e chiudendo le valvole di sicurezza. Può essere attivato manualmente o automaticamente, ad esempio a seguito del rilevamento di gas da parte di un sensore.

Prima di iniziare l'operazione di bunkeraggio dovrà essere sempre testato il corretto funzionamento del sistema di arresto di emergenza.

Se il sistema di arresto di emergenza viene attivato, il trasferimento di GNL non può riprendere finché non sono state ripristinate le normali condizioni di sicurezza e controllati i sistemi di sicurezza.

4.2.1.2.4. Sistema di disconnessione di emergenza (ERS)

Il sistema di disconnessione di emergenza è un dispositivo di sicurezza progettato per proteggere i tubi flessibili, ad esempio nel caso in cui la nave esca dai suoi limiti operativi o la motocisterna si sposti.

In caso di situazione pericolosa, l'ERS consente di scollegare i tubi flessibili attivando un raccordo di disconnessione di emergenza (ERC) e chiudendo le valvole di isolamento, riducendo così al minimo le perdite di GNL o di gas.

L'ERS deve essere progettato come un sistema di disconnessione a secco. Può essere attivo o passivo.

- Sistema attivo: l'apertura dell'ERC è legata all'attivazione dell'arresto di emergenza ESD. Quest'ultimo può essere attivato manualmente da un operatore tramite un pulsante o automaticamente a seguito di un'azione di sicurezza.
- Sistema passivo: l'apertura dell'ERC avviene al raggiungimento di una determinata soglia, ad esempio quando le forze applicate al tubo flessibile sono troppo elevate.

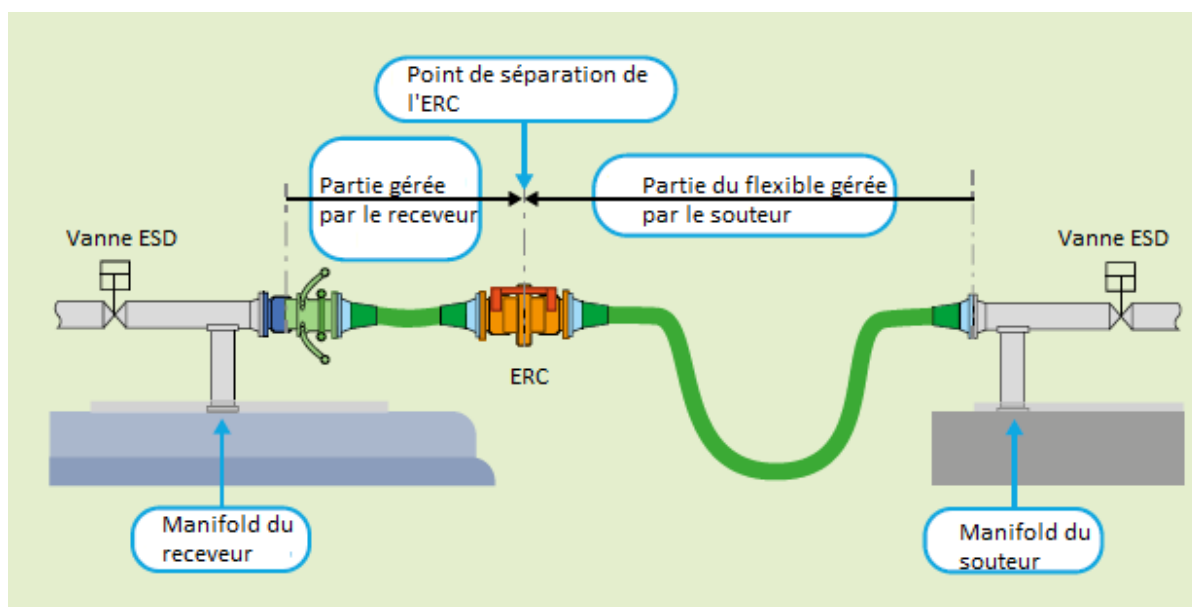


Figura8: Esempio di configurazione del tubo flessibile
(fonte: SGMF)

4.2.1.2.5. Pompe e/o PBU

Il trasferimento di GNL dagli ISO-container ai serbatoi della nave da bunkerare è effettuato mediante:

- Una pompa esterna
- Un sistema PBU integrato all'ISO-container: una piccola quantità di GNL viene vaporizzata per aumentare la pressione nell'ISO-container e poi il liquido viene trasferito per differenza di pressione.

Con un sistema PBU, la pressione nell'ISO-container alla fine del bunkeraggio è più alta che con una pompa criogenica, il che aumenta il rischio di apertura delle valvole durante il viaggio di ritorno. Inoltre con un sistema PBU le portate di trasferimento sono più basse. D'altro canto, il vantaggio del sistema PBU è il basso costo di investimento.

Per aumentare i volumi bunkerati e le portate di trasferimento di GNL, è possibile collegare e scaricare più motocisterne contemporaneamente utilizzando uno skid dedicato. In questa soluzione, chiamata Multi Truck-to-Ship, il trasferimento di GNL è effettuato da una pompa criogenica integrata nello skid.

4.2.1.2.6. Attrezzature di sicurezza

Durante l'operazione di bunkeraggio, l'autocarro deve essere posizionato correttamente a motore fermo almeno durante il collegamento, lo scollegamento e lo spurgo dei tubi flessibili. Devono essere predisposte misure di sicurezza per impedire qualsiasi movimento dell'autocarro durante il trasferimento di GNL, ad esempio posizionando dei cunei sotto le ruote.

Intorno all'area di bunkeraggio devono essere installati diversi tipi di rilevatori per gas, fuoco, freddo. Questi devono essere collegati al sistema di arresto di emergenza e qualsiasi rilevamento deve attivare un allarme chiaramente percepibile dagli operatori (segnale acustico o visivo) e/o un'azione di sicurezza come ad esempio l'arresto completo del trasferimento di GNL con chiusura delle valvole ESD.

I mezzi antincendio, come gli estintori o i cannoni a polvere, devono essere presenti nelle vicinanze per consentire agli operatori di intervenire rapidamente in caso di incendio.

SGMF raccomanda l'uso della videosorveglianza con ritrasmissione alla sala di controllo della nave da bunkerare per monitorare l'andamento dell'operazione, garantire che non vi siano perdite di GNL al collettore e monitorare i movimenti del tubo flessibile. In caso contrario, è necessario un monitoraggio fisico permanente.

Poiché il GNL può danneggiare lo scafo della nave, si raccomanda di disporre di una protezione. Può trattarsi di un sistema di protezione passiva, come un sistema di recupero delle scolature con ritorno in mare, e/o un sistema di protezione attiva, come una cortina d'acqua, per tutta l'operazione di bunkeraggio.

4.2.1.3. MODELLO ECONOMICO

4.2.1.3.1. Soluzione chiavi in mano proposta da un operatore privato

In base all'attuale modello di rifornimento, una tale soluzione di bunkeraggio di GNL Truck-to-Ship potrebbe a priori essere offerta "chiavi in mano" da un operatore privato ad una compagnia di navigazione. Quest'ultimo sarebbe in tal caso responsabile della fornitura del GNL, dell'organizzazione del trasporto e delle operazioni di bunkeraggio.

Presentiamo le seguenti ipotesi:

- Per controllare il rischio di una nuova attività, l'operatore darebbe priorità al:
 - noleggio degli ISO-container piuttosto che al loro acquisto;
 - subappalto delle operazioni di trasporto tra il continente e la Corsica, affidandosi quindi ad un trasportatore che dispone già di rimorchi porta-container da 40";
 - subappalto delle operazioni di rifornimento ad un operatore locale specializzato (rifornitore di carburante, operatore del gas, ecc.)
- Il suo investimento sarebbe limitato ai set di tubi flessibili di scarico e/o ad una pompa se è necessario il multi-truck.

4.2.1.3.2. Ipotesi di volume

La soluzione Truck-to-Ship tramite ISO-container verrebbe implementata sulla base di un contratto a lungo termine con una compagnia di navigazione per una fornitura di GNL alla settimana ad una nave tipo traghetto. Il rifornimento verrebbe effettuato durante l'orario di attracco della nave, quindi al di fuori del suo orario di lavoro (cioè prima delle 9.00 o dopo le 16.00). Il rifornimento potrebbe eventualmente essere effettuato durante l'orario di lavoro, in quanto queste operazioni utilizzano il portellone di poppa, mentre il bunkeraggio verrebbe effettuato sul fianco della nave. Tuttavia si dovrebbe effettuare uno studio SIMOPS per chiarire le condizioni di questa attività in contemporanea.

Il primo passo è quello di dimensionare l'attrezzatura necessaria con le seguenti ipotesi:

- Volume del serbatoio del traghetto: 500 m³ GNL
- Capacità di un ISO-container di 40 piedi = 40 m³ di GNL
- Tempi di collegamento e scollegamento dei tubi flessibili: 0,5 h per ISO-container
- Portata di scarico: 50 m³/h
- Intervallo di tempo massimo di rifornimento: 7 ore (al di fuori delle ore di carico e scarico della nave)

Il volume del serbatoio richiede **13 ISO-container**. Per rispettare la fascia oraria di rifornimento sarebbe necessaria una soluzione che permetta di travasare contemporaneamente 3 ISO-container, ossia con una pompa e 3 set di tubi flessibili.

Il tempo di rotazione di un ISO-container tra 2 carichi sul continente presso i terminali GNL di FOS sarebbe compreso tra 3 e 5 giorni, a seconda:

- dell'orario di travaso dell'ISO-container durante l'operazione di rifornimento: se l'ISO-container viene travasato per primo, può tornare rapidamente a Ile Rousse per prendere il traghetto della sera; se viene travasato troppo tardi, non può tornare in tempo a Ile Rousse e dovrà attendere il giorno successivo per partire per il continente, perché la frequenza del servizio per Ile Rousse è attualmente di 3 arrivi/partenze a settimana (lunedì, mercoledì e venerdì);
- del possibile stoccaggio degli ISO-container carichi o vuoti: a Ile Rousse o nelle vicinanze delle operazioni di rifornimento.

Operazioni a rotazione	Tempo minimo teorico:	Tempo probabile
	2 giorni	4 - 5 giorni
Caricamento dell'ISO-container a Fos	Giorno A	Giorno A
Imbarco sul traghetto Marsiglia	Giorno A (sera)	Giorno A (sera)
Sbarco a Ile Rousse	Giorno B (mattina)	Giorno B (mattina)
Eventuale stoccaggio al porto di Ile Rousse e trasporto su strada fino al porto	Giorno B (mattina)	Giorno B
Eventuale stoccaggio nell'area portuale e bunkeraggio della nave	Giorno B	Giorno C
Trasporto su strada fino a Ile Rousse ed eventuale stoccaggio	Giorno B	Giorno C
Imbarco sul traghetto Ile Rousse	Giorno B (sera)	Giorno D (sera)
Sbarco a Marsiglia	Giorno A (mattina)	Giorno E
Trasporto su strada fino al terminale GNL di Fos ed eventuale stoccaggio	Giorno A (mattina)	Giorno E

Il rifornimento di una nave di 500 m³ alla settimana sarebbe quindi possibile con un parco di 13 ISO-container. Inoltre, anche se rimangono teoricamente possibili 2 rotazioni alla settimana, l'attuale servizio da Ile Rousse consente una sola rotazione alla settimana degli ISO-container (ad eccezione dei pochi ISO-container che verrebbero travasati per primi e potrebbero tornare a Ile Rousse per imbarcarsi sul traghetto serale).

4.2.1.3.3. Investimenti e finanziamento

Nel caso considerato di bunkeraggio multi truck, l'operatore dovrebbe investire 350 k€ ammortizzabili in 5 anni:

- 3 set di tubi flessibili per consentire il rifornimento simultaneo da 3 ISO-container: 150 k€ (50 k€/ set)
- 1 pompa per regolare il flusso e la pressione: 200 k€

Gli investimenti sarebbero finanziati interamente da un prestito decennale al tasso di interesse del 2%.

4.2.1.3.4. Costi di esercizio

Nel modello menzionato al punto 4.2.1.3.1 l'operatore avrebbe i seguenti principali costi operativi:

- Acquisto di GNL (130 €/m³) e servizio di riempimento degli ISO-container (600 €/autocarro)
- Noleggio dei 13 ISO-container (70 €/g/ISO)
- Acquisto della prestazione di logistica e trasporto di un ISO-container (inclusi gli eventuali costi di stoccaggio) dall'inizio alla fine: 2200€ / rotazione
- Supervisione e realizzazione delle operazioni di rifornimento (installazione e regolazione delle attrezzature, collegamento degli ISO-container, organizzazione delle operazioni, ecc.) per un forfait di circa 2000€/rifornimento.
- Cura e manutenzione delle attrezzature (tubi e pompa) ~5% del valore d'acquisto, all'anno
- Risorse umane: 1 responsabile della gestione e dell'aspetto commerciale (salario annuo: 70.000€)
- Costi operativi: assicurazione, locali, comunicazione, marketing, commerciale, onorari, piccole forniture amministrative, ecc. → 50% dei costi del personale, ovvero 35.000€ all'anno.

4.2.1.3.5. Ricavi

Per il GNL l'operatore offre un prezzo al m³. Per fissare il prezzo, divide i suoi costi di esercizio per il volume annuo previsto e aggiunge un margine del 10% sulle spese, al netto dell'acquisto del GNL.

4.2.1.3.6. Risultati semplificati e test di sensibilità

I valori sotto riportati si riferiscono al prezzo della soluzione di fornitura di GNL, a cui va aggiunto il prezzo di acquisto della molecola.

Con le precedenti ipotesi, il rifornimento Truck-to-Ship di una nave traghetto in un porto della Corsica, con GNL proveniente da Fos-sur-Mer, **costerebbe circa 100€/m³ di GNL da aggiungersi al prezzo di acquisto del GNL**. A questo prezzo l'operatore che effettua il rifornimento può rendere redditizio il suo investimento e coprire i costi di esercizio.

Il rifornimento della nave effettuato presso i terminali di Marsiglia con GNL trasportato da Fos con motocisterna verrebbe fatturato circa 50€/m³ (calcolo con ipotesi analoghe).

Inoltre, la struttura dei costi dell'operatore che effettua il rifornimento è essenzialmente variabile, il che spiega perché il costo del servizio cambia poco a seconda dei volumi riforniti, come mostrato nella tabella sottostante.

Simulazioni: **1 rifornimento a** **1 rifornimento a** **2 rifornimenti a**
settimana di 300 m³ **settimana di 500 m³** **settimana di 500 m³**

Volume annuo	15.600 m ³ /anno	26.000 m ³ /anno	52.000 m ³ /anno
Parco di ISO-container necessario	8	13	20 ¹
Investimenti	Attrezzatura multi truck (2) 150 k€	Attrezzatura multi truck (3) 350 k€	Attrezzatura multi truck (3) 350 k€
Prezzo del servizio (escluso il costo del GNL)	112 €/m ³	104 €/m ³	98 €/m ³

4.2.1.3.7. Ottimizzazioni

I costi che precedono potrebbero essere ottimizzati favorendo la rotazione degli ISO-container nel caso di 2 forniture alla settimana. Infatti, con la possibilità di tornare nel continente al termine del rifornimento dei primi ISO-container e il giorno successivo per gli altri, sarebbe possibile effettuare 2 rotazioni per ISO-container alla settimana, riducendo così la dimensione del parco di ISO-container necessario a 13 per 2 rifornimenti (invece di 20). Tuttavia, l'impatto sul costo del servizio rimane basso: 94€/m³ contro 98€/m³.

¹ I primi ISO-container scaricati possono tornare a Ile Rousse e imbarcarsi per la partenza serale il giorno stesso.

4.2.2. Soluzione 2: bunkeraggio con nave bunker dedicata

4.2.2.1. SCHEMA LOGISTICO

La Programmazione energetica pluriennale prevede la conversione a gas naturale delle centrali termiche di Lucciana e Ajaccio. La fornitura di gas sarebbe sotto forma di GNL, che verrebbe scaricato in una FSRU al largo della costa. La FSRU opera come impianto di stoccaggio di GNL e permette di rigassificare il GNL prima che venga inviato in forma gassosa a terra.

Se il progetto fosse realizzato, con una FSRU o altra struttura equivalente (esempio: GBS), l'impianto potrebbe essere la fonte di approvvigionamento di GNL per una futura catena di bunkeraggio in Corsica.

Descrizione della catena logistica:

- 1- La FSRU riceve il GNL per il fabbisogno delle centrali termiche,
- 2- La parte di GNL destinata al bunkeraggio viene trasferita dalla FSRU a una nave bunker dedicata in Ship-to-Ship off-shore utilizzando tubi criogenici,
- 3- Una volta caricata, la nave bunker parte per le operazioni di bunkeraggio,
- 4- Quando la nave bunker è vuota, ritorna alla FSRU per essere ricaricata.



Figura9: Soluzione 2 per la Corsica - bunkeraggio con nave bunker dedicata

4.2.2.2. MODELLO ECONOMICO

La soluzione 2 prevede una nave bunker dedicata alle operazioni di rifornimento di GNL nei porti della Corsica (o nelle vicinanze). In questo tipo di attività l'operatore che commercializza la soluzione generalmente noleggia la nave ad una società specializzata che ne sostiene il finanziamento. Questo modello di leasing riduce il rischio per l'operatore e consente di adattare, se necessario, la capacità del rifornitore. Per coprire gli elevatissimi costi di noleggio di queste navi, l'operatore deve garantire un volume di attività sufficiente.

4.2.2.2.1. Ipotesi di costo

- Costo del noleggio per un rifornitore:
 - Nave da 7000 m³: 25.000€/g
 - Nave da 5000 m³: 23.000€/g
 - Nave da 3500 m³: 20.000 €/g
 - Questi costi coprono la fornitura di una nave armata e funzionale, compresi i costi di equipaggio, di manutenzione e assistenza e di assicurazione.
- Costi portuali: le navi bunker sono esenti da tasse portuali durante le operazioni di rifornimento. Inoltre, una nave di questo tipo deve ottimizzare il tempo operativo, quindi il tempo relativamente breve di sosta dovrebbe essere alla fonda, se le condizioni del mare lo consentono.
- Costi dell'operazione di carico della nave cisterna da parte della FSRU: ~10€/m³
- Costi GNL: ~ 150€/m³²
- Costi operativi dell'operatore + margine + altri costi: 15% dei costi (escluso il costo del noleggio della nave bunker)
- Costi di rimorchio in caso di imprevisti meteorologici (in particolare per operazioni di carico sulla FSRU o di rifornimento nel porto in presenza di venti forti) → 460€/ora

4.2.2.2.2. Ipotesi operative

- Caratteristiche della nave bunker:
 - Velocità media di navigazione in mare: 10 nodi
 - Consumo in navigazione: 20 m³ di GNL al giorno
 - Consumo operativo bunkeraggio, o in banchina: 1 m³ al giorno
- Operazione di bunkeraggio
 - Volume medio di bunkeraggio: 500 m³/h
 - Possibilità di rifornimento di carburante durante le operazioni di carico e scarico della nave
 - Portata di rifornimento: 1500 m³/h
 - Tempi di preparazione, collegamento e scollegamento dei tubi flessibili: 1h / operazione di rifornimento

² 1 m³ di GNL = 6,933 MWh; prezzo PEG al 6 agosto 2020: 7€/MWh, molto basso e poco rappresentativo; si considera piuttosto il prezzo medio del PEG degli ultimi 5 anni: 20€/MWh; supplemento GNL = PEG + 2€/MWh

- Tempo di percorrenza della nave bunker tra 2 rifornimenti nello stesso porto: 0,5 h
- Volumi di attività
 - All'interno dello stesso porto, su 10 ore di attività diurna corrispondenti alla disponibilità di navi traghetto per il rifornimento, la nave bunker può effettuare fino a 5 operazioni di rifornimento di 500 m³ all'interno dello stesso porto. Con il rifornimento alla FSRU effettuato di notte, tutte le navi previste (da 3500 m³ a 7000 m³) hanno la capacità di effettuare queste 5 operazioni.
 - Vengono simulate diverse situazioni, da 1 operazione di rifornimento alla settimana a 4 al giorno (caso che rimane realistico alla luce degli scali possibili a Bastia: fino a 83 traghetti alla settimana in alta stagione).
- Distanza tra la FSRU e il porto di Bastia: 12 nm

4.2.2.2.3. Risultati

I valori sotto riportati si riferiscono al prezzo della soluzione di fornitura di GNL, a cui va aggiunto il prezzo di acquisto della molecola.

Il costo di questa soluzione è altamente variabile a seconda del volume annuale fornito. Diventa economicamente accettabile a partire da 5 rifornimenti alla settimana.

N. di rifornimenti a settimana	1	3	5	7	14	21	28
nave 3500 m ³	297	108	70	54	34	27	24
nave 5000 m ³	339	122	78	60	37	29	25
nave 7000 m ³	367	131	84	64	39	30	26

Tabella5: Prezzo stimato della soluzione di rifornimento in €/m³ con una nave bunker dedicata a Bastia in funzione della nave e del volume di rifornimento
(fonte: See'Up)

Inoltre, la nave bunker potrebbe anche andare a rifornire delle navi ad Ajaccio navigando di notte (circa 12 ore). La navigazione tra la FSRU (al largo di Bastia) e Ajaccio rappresenta un extracosto marginale che incide sulla fornitura da 6 €/m³ (per 1 rifornimento di 500m³) a 1 €/m³ (per 5 rifornimenti di 500 m³).

4.2.3. Soluzione 3: giro di servizio

4.2.3.1. SCHEMA LOGISTICO

Questa terza soluzione è una variante della soluzione precedente. Il bunkeraggio viene sempre effettuato da una nave bunker, ma quest'ultima non è più dedicata; effettua un "giro di servizio" tra diversi porti partner nel Mediterraneo.

Descrizione della catena logistica:

- 1- La nave bunker viene ricaricata in un terminale GNL nel Mediterraneo,
- 2- La nave bunker parte per effettuare il suo giro secondo un programma di bunkeraggio definito,
- 3- Una volta vuota, la nave ritorna a rifornirsi di GNL.

Un potenziale candidato per questo giro sarebbe la futura nave bunker Total da 18.600 m³, progettata per il bunkeraggio dei grandi porta-container CMA CGM a lungo raggio. È previsto che la nave bunker venga ricaricata nei terminali GNL di Fos-sur-Mer e quindi abbastanza vicino alla Corsica da potervi fare una deviazione in caso di necessità.

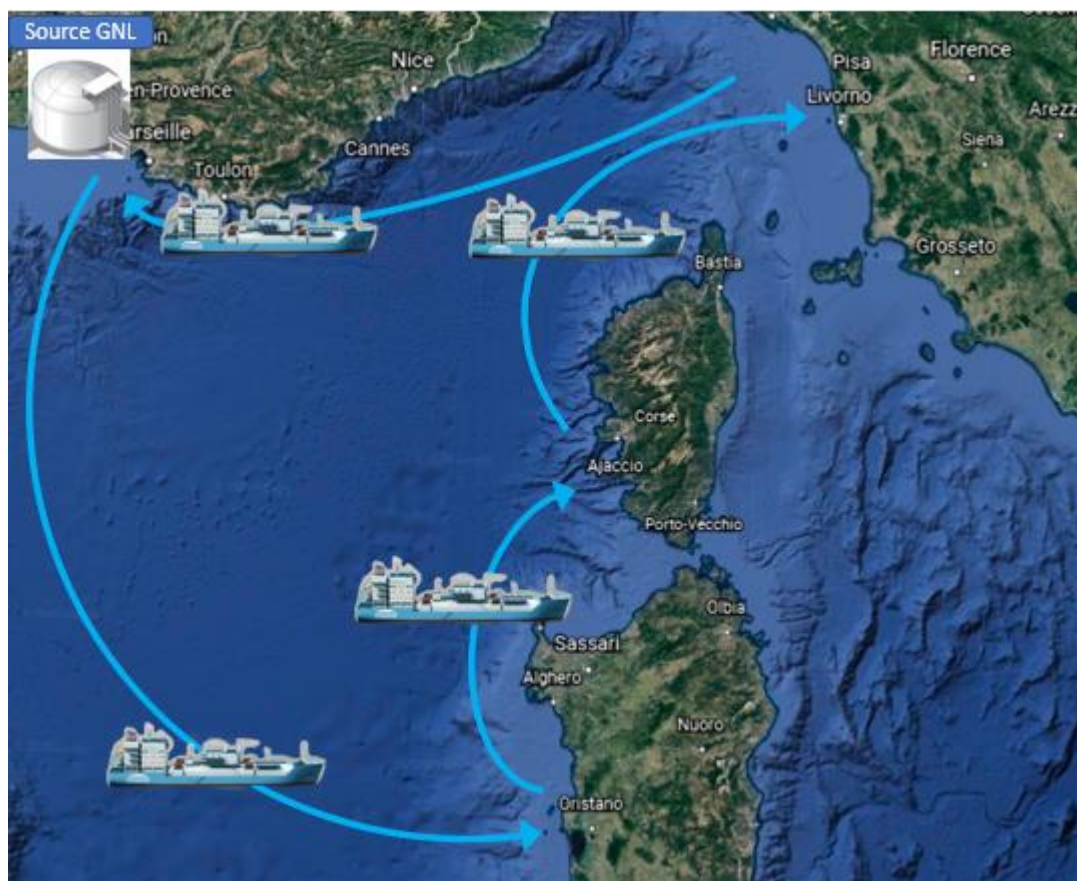


Figura10: Soluzione 3 per la Corsica - bunkeraggio con nave bunker comune

4.2.3.2. MODELLO ECONOMICO

L'operatore della nave commercializza occasionalmente, su richiesta, una o più operazioni di rifornimento in uno o più porti della Corsica. L'operatore organizza e ottimizza la rotazione per soddisfare le richieste dei vari clienti. Come per la soluzione 2, si considera che l'operatore noleggi la nave per tutto l'anno e cerchi di ottimizzarne l'uso.

L'operatore costruirà così il suo prezzo in funzione del numero di giorni in cui la sua nave viene mobilitata e dei costi associati alla fornitura di GNL alle navi richiedenti in una stessa rotazione.

4.2.3.2.1. Ipotesi economiche

- Costi di noleggio nave 18.600 m³: 40.000 €/g
- Costi dell'operazione di carico del rifornitore presso i terminali GNL di FOS: ~10€/m³
- Costo del GNL: 150€/m³
- Costi operativi dell'operatore + margine + altri costi: 15% dei costi (escluso il costo del noleggio della nave bunker)

4.2.3.2.2. Ipotesi operative

- Caratteristiche della nave bunker da 18.600 m³:
 - Velocità media di navigazione in mare: 13 nodi
 - Consumo in navigazione: 40 m³ di GNL al giorno
 - Consumo in esercizio, o in banchina: 3 m³ al giorno
- Operazione di bunkeraggio: stesse ipotesi della soluzione 2
- Volumi di attività:
 - Fino a 5 operazioni al giorno nello stesso porto
 - Navigazione notturna tra i porti della Corsica
- Sono stati simulati diversi casi:
 - La nave viene noleggiata per diverse operazioni di rifornimento nel porto di Bastia: carica a Fos, salpa verso Bastia, effettua le operazioni di rifornimento e ritorna a Fos.
 - La nave viene noleggiata per diverse operazioni di rifornimento in diversi porti della Corsica: carica a Fos, naviga verso la Corsica, effettua le operazioni in ogni porto e ritorna a Fos.

È possibile che dopo alcune operazioni in Corsica, la nave bunker continui la sua rotta verso altri porti del Mediterraneo. In tal caso è probabile che l'operatore distribuisca i costi di rotazione proporzionalmente sui vari clienti serviti. I prezzi in questa situazione sarebbero simili ai 2 casi precedenti (modulo di costi di navigazione più elevati, ma volumi di rifornimento elevati per renderli redditizi).

4.2.3.2.3. Risultati

I valori sotto riportati si riferiscono al prezzo della soluzione di fornitura di GNL, a cui va aggiunto il prezzo di acquisto della molecola.

Se la nave effettua diverse operazioni di rifornimento a Bastia e poi ad Ajaccio (o in altri porti della Corsica), l'operazione diventa economicamente realistica a partire da 10 bunkeraggi (~50€/m³), effettuati in una rotazione di 3 giorni (ossia 5 bunkeraggi per porto in un giorno, per 2 porti). Ad esempio, se la nave facesse solo 2 bunkeraggi (1 a Bastia e 1 ad Ajaccio), l'operazione non sarebbe interessante (~144€/m³).

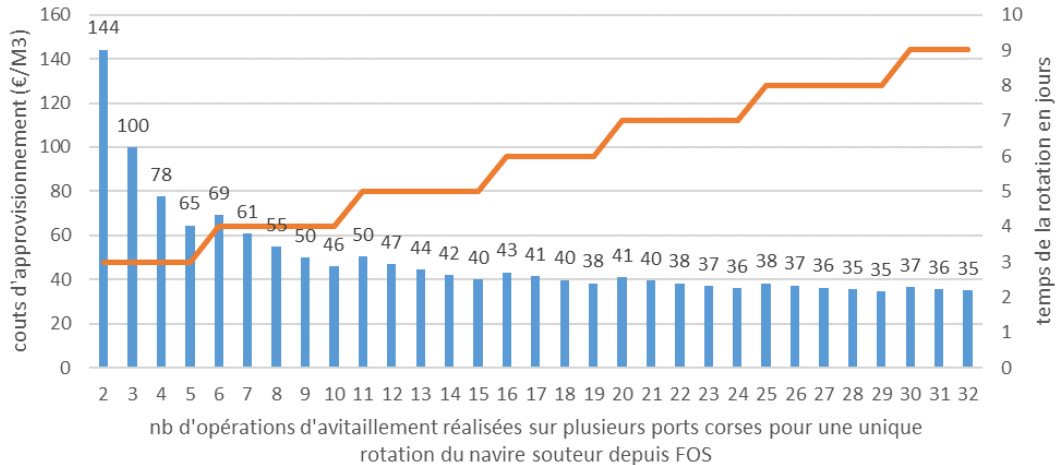


Figura11: Costi di fornitura del GNL in €/m³ a seconda del numero di operazioni di rifornimento effettuate in diversi porti della Corsica e tempi di rotazione necessari
(Fonte: See' Up)

Supponendo che la nave bunker vada solo a Bastia, l'operazione diventa economicamente fattibile a partire da 8 operazioni di rifornimento su una rotazione di 4 giorni (1 giorno di navigazione per l'andata, 2 giorni di rifornimento con 4 bunkeraggi al giorno, 1 giorno di navigazione per il ritorno), una situazione poco realistica.

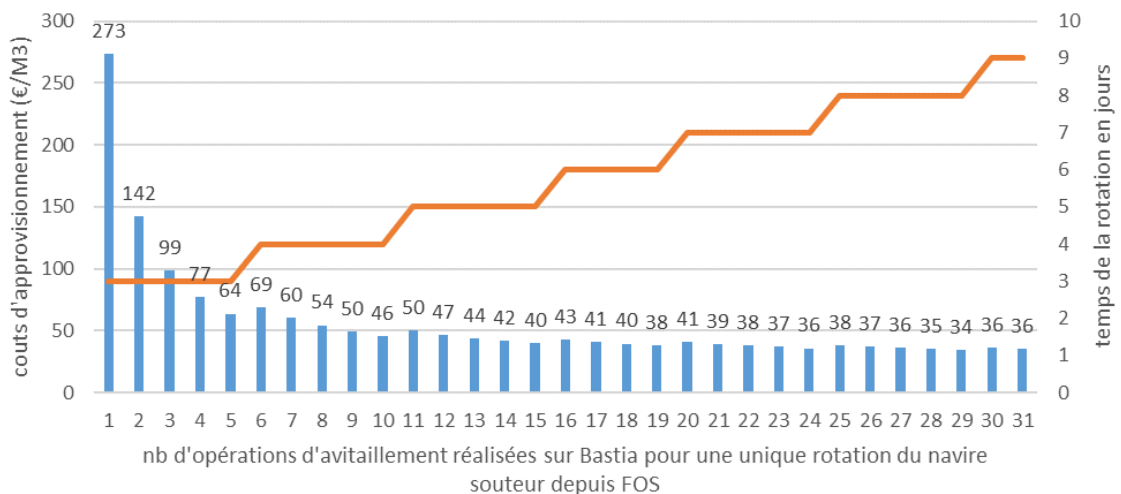


Figura12: Costi di fornitura del GNL in €/m³ a seconda del numero di operazioni di rifornimento effettuate a Bastia e tempi di rotazione necessari
(Fonte: See' Up)

4.3. Sintesi

- Il bunkeraggio su larga scala in Corsica non è realistico: i traghetti sarebbero riforniti sul continente, perché più vicino all'impianto di stoccaggio GNL (a Fos), e sarebbero autonomi con un pieno per almeno 1 viaggio di andata e ritorno Corsica/continente.
- Allo stato attuale i volumi necessari in Corsica per la fattibilità delle soluzioni studiate non sono sufficienti e non sembrano realizzabili in considerazione della domanda.
- Qualunque sia la soluzione prevista, gli investimenti sono bassi o nulli, perché il modello economico si basa sul noleggio (cioè il leasing) di mezzi di trasporto (ISO-container o navi) su base annuale e non sull'acquisto delle attrezzature.

	Soluzione 1 Catena di ISO- container	Soluzione 2 Nave bunker dedicata	Soluzione 3 Nave bunker su richiesta
Condizioni tecniche di realizzazione	Possibilità di effettuare il rifornimento nei porti in multi truck	Esistenza di una FSRU di capacità (o soluzione simile) al largo della Corsica Disponibilità di una piccola nave da rifornimento da 3500m ³	Nessuna
Volumi minimi richiesti per l'attrattiva della soluzione	1 rifornimento a settimana di 500 m ³ →26.000 m ³ /anno	5 bunkeraggi a settimana di 500 m ³ →130.000 m ³ /anno	2 giorni di funzionamento con 4 rifornimenti/giorno + 2 giorni di navigazione →4.000 m ³
Costi della soluzione (con volume minimo), escluso il prezzo del GNL	104 €/m ³	70 €/m ³	54 €/m ³
Effetto di scala (con aumento di volume)	Basso perché principalmente costi variabili	Forte può arrivare fino a 24€/m ³ con 4 rifornimenti al giorno (730.000m ³ /anno)	Medio può arrivare fino a 40€/m ³ con 15 operazioni in 5 giorni di rotazioni
Probabilità di realizzazione	Molto bassa: Catena logistica autocarro poco virtuosa + Costo elevato	Molto bassa: Costo elevato + volume insufficiente in Corsica	Molto bassa Costo elevato + volume insufficiente in Corsica



La cooperazione nel cuore del Mediterraneo

