

Piano Integrato per la distribuzione del GNL

Piano di gestione degli approvvigionamenti via mare

Il seguente studio è stato sviluppato nell'ambito del Progetto SIGNAL - Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido, co-finanziato dal Programma INTERREG Marittimo Italia-Francia 2014-2020.

Il presente report è stato realizzato in collaborazione con i partner del progetto SIGNAL - Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido (GNL) secondo la ripartizione dei task previsti a formulario.

I partner coinvolti sono:

- Regione Autonoma della Sardegna Assessorato dell'Industria, Settore Energia ed Economia Verde, Italia (P1, capofila di progetto).
- Centralabs, Italia (P2).
- Office des Transports de la Corse, Francia (P3).
- Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Settentrionale, Italia (P4).
- Chambre de Commerce et d'Industrie Territoriale du Var, Francia (P5).
- Università degli studi di Genova, Italia (P6).
- Regione Liguria, Italia (P7).



Per ulteriori approfondimenti e l'analisi delle singole fonti, si rimanda ai singoli task elaborati dai partner secondo il formulario previsto per il progetto.

Sommario

Indice delle figure.....	7
Indice delle tabelle	10
Introduzione	15
Il Progetto SIGNAL	16
Definizione di un sistema integrato per l'utilizzo del GNL	20
1 Bunkeraggio e trasporto del GNL: soluzioni tecnologiche disponibili e quadro normativo nell'ambito di riferimento.....	22
1.1 Premessa.....	23
1.2 Fasi principali e caratteristiche della filiera del gas naturale liquefatto (GNL).....	24
1.2.1 Configurazione Truck to Ship (TTS).....	25
1.2.2 Configurazione Ship to Ship (STS)	25
1.2.3 Configurazione Port to Ship, Terminal to Ship e pipelines (PTS)	26
1.2.4 Configurazione Mobile Fuel Tanks.....	26
1.3 Quadro normativo di riferimento	28
1.3.1 La normativa nazionale in Italia.....	29
1.3.2 La normativa nazionale in Francia	72
1.3.3 Alcune considerazioni sul recepimento della Direttiva DAFI nell'area di cooperazione (Italia e Francia)	99
2 La domanda attuale di GNL nel contesto territoriale di riferimento	119
2.1 Profili metodologici connessi alla stima della domanda di GNL.....	119
2.1.1 Aspetti metodologici mutuati dal progetto TDI RETE-GNL.....	119
2.1.1.1 <i>Stima della domanda marittima di GNL</i>	120
2.1.1.2 <i>Quantificazione della domanda portuale di GNL</i>	123
2.1.1.3 <i>Stima della domanda terrestre di GNL</i>	127
2.1.2 Specificità della metodologia impiegata in relazione al progetto SIGNAL	128
2.2 Metodologia & Strumenti per la stima dei fabbisogni onshore	131
2.2.1 Approccio metodologico	132
2.2.2 Metodologia di ricerca	134
2.2.3 Caso studio: Area Portuale di Livorno.....	136
2.2.4 Definizione Linee Guida Generali	160
2.3 Estensione Area di Analisi	162
2.3.1 Area portuale di Cagliari.....	162
2.3.2 Area portuale di Genova	166
2.3.3 Area portuale di Bastia	170
2.3.4 Area portuale di Nizza	172
2.3.5 Area portuale di Tolone	174

2.3.6	Area portuale di Oristano	177
2.3.7	Area portuale di Portoferraio	180
2.3.8	Overview.....	182
2.4	Conclusioni	185
3	Stima della domanda futura e delle relative infrastrutture	187
3.1	Descrizione del database sulla domanda di GNL.	187
3.2	Mappatura domanda marittima.	191
3.2.1	Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “Cruise”	192
3.2.2	Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “Ferry”	196
3.2.3	Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “Other tanker”	200
3.2.4	Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “Dry bulk”	203
3.2.5	Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “Tug and auxiliary services”	206
3.2.6	Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “PSV/FPSO/Offshore” 208	
3.2.7	Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo”	211
3.2.8	Distribuzione della domanda marittima di servizi di GNL tra i diversi porti del progetto SIGNAL	212
3.2.9	Analisi dei benefici ambientali nell’area Obiettivo: risultati dello studio	222
3.3	Mappatura della domanda portuale.	231
3.3.1	Indagine sull’applicazione delle buone pratiche nei porti	257
3.3.2	Risultati dell’indagine: i porti sedi di buone pratiche	263
3.4	Mappatura della domanda terrestre.....	273
4	Analisi dell’offerta attuale e autorizzata nel contesto territoriale di riferimento.....	277
4.1	Procedure per la raccolta e la rielaborazione dei dati	277
4.1.1	Attività di tipo “on-line research”	278
4.1.2	Attività di tipo “on-field research”	279
4.1.3	Posizionamento del sistema infrastrutturale per il GNL dell’Area di Programma rispetto alla supply chain complessiva europea e del bacino del Mediterraneo	279
4.1.4	Terminali di rigassificazione	280
4.1.5	Impianti di stoccaggio e depositi costieri di GNL	281
4.1.6	Rete di distribuzione carburante metano liquido LNG per veicoli pesanti	282
4.1.7	Analisi e mappatura degli impianti esaminati	283
5	Il sistema infrastrutturale del GNL dell’Area di Programma rispetto all’Europa e al Mediterraneo	314
5.1	Analisi del sistema infrastrutturale per il GNL fuori dell’area di programma	314
5.1.1	Italia	315
5.1.2	Francia.....	320
5.1.3	Spagna	323

6	Modelli di analisi, valutazione e pianificazione della rete di trasporto marittimo per l'approvvigionamento dei depositi costieri di GNL	325
6.1	L'applicazione di un modello di ottimizzazione di rete analitico nello spazio di cooperazione	325
6.1.1	Introduzione	326
6.1.2	Il caso studio	327
6.1.3	Il modello di ottimizzazione	332
6.1.4	Gli scenari test.....	335
6.1.5	Risultati.....	339
6.1.6	Conclusioni.....	345
6.2	Studio di un modello di "Vehicle Routing" applicato alla distribuzione via mare del GNL	353
6.2.1	I risultati dell'applicazione su un test esemplificativo	355
7	Analisi delle possibili soluzioni adottabili nel contesto ligure	358
7.1	Analisi dei macro scenari di riferimento	358
7.1.1	Fase di avvio (start-up) della rete.....	358
7.1.2	Fasi di sviluppo intermedia (scale-up) e finale (roll-out) della rete	361
7.1.3	Quadro della domanda marittima potenziale di GNL e delle relative infrastrutture di terra	365
7.2	Analisi SWOT delle soluzioni tecnologiche adottabili.....	371
7.3	Analisi qualitativa della fattibilità delle diverse opzioni adottabili nel contesto ligure	381
8	Analisi degli scenari in Francia	384
8.1	Disposizioni in Francia	384
8.1.1	Gas Infrastructure Europe (GIE)	384
8.1.2	Investimento di GNL in Francia	385
8.1.3	Servizi di GNL in Francia.....	387
8.1.4	Stoccaggio di GNL in Francia	387
8.1.5	Nuovi servizi di GNL - Francia	391
8.2	Casi studio in Francia: Porto di Tolone.....	394
8.2.1	Procedure normative per il trasporto, la logistica e lo stoccaggio nel porto di Tolone.....	395

Indice delle figure

Figura 1 - Fonti giuridiche nell'Area di cooperazione del Programma Marittimo Interreg per l'utilizzo di energie sostenibili	28
Figura 2 - Impianto di tipo L-GNC	55
Figura 3 - Impianto di tipo L-GNL	56
Figura 4 - Impianto di tipo L-GNC/GNL	56
Figura 5 - Figura 1- Impiego del GNL come combustibile marino entro il 2030: scenario di base	75
Figura 6 - Impiego del GNL come combustibile marino entro il 2030: scenario ottimistico	76
Figura 7: le previsioni di sviluppo del GNL per i prossimi anni (fonte: PWC sulla base dei dati QSN, 2017)	102
Figura 8: Sintesi dello Scenario della domanda previsto dal Quadro Strategico Nazionale	103
Figura 9 - Scenario della domanda nazionale per tipologia di utilizzo al 2030 (Snam)	104
Figura 10 - Scenario della domanda nazionale (kt) per tipologia di utilizzo al 2030 (REF-E)	104
Figura 11 - Ripartizione della domanda nazionale per tipologia di utilizzo al 2030 (REF-E)	105
Figura 12 - Stazioni di rifornimento GNL realizzate in Europa (sn) e in Italia (dx)	106
Figura 13 - Stazioni di rifornimento di GNL nell'Italia Nord-Orientale	107
Figura 14 - Il processo di produzione del Bio-GNL	112
Figura 15 - I progetti di liquefazione del biometano in Italia (Fonte: Consorzio Italiano Biogas, 2019)	112
Figura 16 - Domanda di GNL in ambito marittimo portuale: componenti principali (Fonte: Progetto TDI RETE-GNL, Prodotto T2.1.2, 2019)	120
Figura 17 - Quadro concettuale per lo studio della domanda di GNL in ambito marittimo portuale (Fonte: Progetto TDI RETE-GNL, Prodotto T2.1.2, 2019)	128
Figura 18 - Processo di data gathering & tuning di tipo "Ciclo di Deming", PDCA	134
Figura 19 - Metodologia di analisi.	136
Figura 20 - Macrocategorie utenze onshore	141
Figura 21 - Zone di interesse - Porto di Livorno.	142
Figura 22 - Ripartizione consumi aggregati per terminal multipurpose, elettrico + gasolio.	148
Figura 23 - Ripartizione consumi di energia elettrica per TDT includendo refrigerazione container e movimentazione con gru elettriche.	148
Figura 24 - Domanda di energia primaria relativa agli uffici ed all'illuminazione dei piazzali (torri faro)	149
Figura 25 - ZONA 1, Terminal Darsena Toscana. Ripartizione percentuale della domanda totale di energia primaria (elettrico + gasolio in kWh equivalenti).	149
Figura 26 - ZONA 1, Terminal Darsena Toscana. Stima della domanda annuale di energia primaria per tipologia (kWhanno).	150
Figura 27 - ZONA 1, Terminal Darsena Toscana. Stima della domanda attuale specifica di energia primaria per tipologia (kWhmzona2anno).	150
Figura 28 - ZONA 1, Terminal Darsena Toscana. Stima della domanda equivalente annuale (teorica) di GNL per tipologia (m3 @ criogenic conditions)	151
Figura 29 - Analisi di sensitività per diversi scenari generici per l'area relativa al porto di Livorno.	158
Figura 30 - Metodologia per l'assessment dei fabbisogni energetici portuali onshore.	161
Figura 31 - Cagliari, porto.	162
Figura 32 - Genova, porto.	166
Figure 33 - Bastia, porto	170
Figura 34 - Nizza, porto.	172
Figura 35 - Nizza, area limitrofa aeroporto.	172
Figura 36 - Tolone, porto.	174

Figura 37 - Oristano, porto.....	177
Figura 38 - Portoferraio, porto.....	180
Figura 39 - Subtotale domanda di energia elettrica attuale, relativi a tutta l'area d'interesse	182
Figura 40 - Domanda totale di energia (elettrico + termico) attuale, relativi a tutta l'area d'interesse.	183
Figura 41 - Stima della domanda di energia totale prospettica (elettrico) per differenti scenari e interventi di riqualificazione.	184
Figura 42 - Distribuzione della domanda marittima rivolta ai singoli porti dell'area obbiettivo, anno 2019, in valore assoluto e valori percentuali (Fonte. Ns. elaborazioni)	218
Figura 43 - Totale della domanda marittima rivolta ai singoli porti dell'area obbiettivo, anno 2020, in termini di valore assoluto e percentuale (Fonte. Ns. elaborazioni)	219
Figura 44 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Genova: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)	244
Figura 45 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Livorno: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)	244
Figura 46 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Portoferraio: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)	245
Figura 47 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Cagliari: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)	245
Figura 48 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Oristano: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)	246
Figura 49 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Toulon: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)	246
Figura 50 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Nizza: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)	247
Figura 51 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Bastia: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)	247
Figura 52 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico "diesel" del porto di Genova: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)	248
Figura 53 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico "diesel" del porto di Livorno: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione).....	249
Figura 54 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico "diesel" di Portoferraio: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)	249
Figura 55 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico "diesel" del porto di Cagliari: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione).....	250
Figura 56 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico "diesel" del porto di Oristano: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione).....	250
Figura 57 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico "diesel" del porto di Toulon: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)	251
Figura 58 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico "diesel" del porto di Nizza: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione.)	251
Figura 59 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico "diesel" del porto di Bastia: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione).....	252
Figura 60 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Genova: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione)	253
Figura 61 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Livorno: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione.)	253

Figura 62 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per Portoferraio: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione)	254
Figura 63 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Cagliari: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione)	254
Figura 64 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Oristano: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione.)	255
Figura 65 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Toulon: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione)	255
Figura 66 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Nizza: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione)	255
Figura 67 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Bastia: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione)	256
Figura 68 - Stato attuale dei porti	264
Figura 69 - Stato attuale dei porti	264
Figura 70 - Filiera dei combustibili alternativi	265
Figura 71 Filiera dei combustibili alternativi	266
Figura 72 Sicurezza	267
Figura 73 Sicurezza	268
Figura 74 Vantaggio combustibile	269
Figura 75 - Vantaggio combustibile	269
Figura 76 - Sistemi alternativi	270
Figura 77 - Sistemi alternativi	270
Figura 78 - Risultati totali	271
Figura 79 - Contesto di riferimento per l’offerta di servizi Small Scale GNL nell’area del Tirreno-Ligure (Fonte: GIE Europe)	277
Figura 80 - Capacità di rigassificazione dei terminal europei	280
Figura 81 - Terminal di rigassificazione nel Mediterraneo	280
Figura 82 - Terminal di rigassificazione nell’area di programma	281
Figura 83 - Capacità di stoccaggio di GNL dei terminal europei	282
Figura 84 - Rete di distribuzione SSLNG e LSLNG dei paesi europei mediterranei	283
Figura 85 - Terminal di Rigassificazione di Panigaglia	285
Figura 86 - Impianto FSRU OLT Offshore LNG Toscana (Fonte: OLT Offshore)	294
Figura 87 - Schema dei flussi di processo del terminale “FSRU Toscana” (Fonte: OLT annual report 2018)	295
Figura 88 - Depositi GNL nel Porto di Oristano	300
Figura 89 - Il terminale Small Scale GNL di Oristano (Fonte: Gas&Heat)	302
Figura 90 - Deposito GNL nel Porto di Cagliari	307
Figura 91 - Impianti GNL della Region PACA	309
Figura 92 - Terminal GNL di Fos Tonkin	310
Figura 93 - Infrastrutture GNL fuori dall'Area di Programma	314
Figura 94 - Il Rendering del deposito costiero GNL del terminale di Venezia (Fonte: Venice LNG)	316
Figura 95 - Schema di funzionamento del terminale GNL di importazione di ENAGAS (Fonte: rielaborazione su fonte ENAGAS)	324
Figura 96 - Limiti di pescaggio per l’ingresso delle navi nei porti	354
Figura 97 - I porti considerati nei test di calibrazione del modello	356
Figura 98 - Le rotte individuate dal modello	356
Figura 99: Schematizzazione dell’assetto di rete nella prima fase di start-up	359

Figura 100: Schematizzazione dell'assetto di rete nella fase intermedia di scale-up	362
Figura 101: Schematizzazione dell'assetto di rete nelle fasi di sviluppo della rete ligure e relativi fabbisogni finanziari (mil. Eur).....	363
Figura 102: Schematizzazione dell'assetto di rete nella fase finale di roll-out.....	364
Figura 103: Comparazione degli assetti della rete GNL finale e della rete del bunker tradizionale	364
Figura 104: I diversi scenari della domanda potenziale marittima di GNL in relazione alle diverse ipotesi impiantistiche di terra	368
Figura 105: le capacità di distribuzione delle diverse soluzioni impiantistiche di terra	370
Figura 106 - Capacità di rigassificazione di terminal su larga scala in Europa (Fonte: GIE)	386
Figura 107 - Mappa del porto di Tolone	394

Indice delle tabelle

Tabella 1 - Stima della domanda di GNL per il trasporto navale – Progetto COSTA	34
Tabella 2 - Previsioni di installazioni per il 2020, 2025 e 2030	35
Tabella 3 - Quadro sintetico delle previsioni di cui all'art. 18 del D Lgs n. 257/2016	37
Tabella 4 - Distanze di sicurezza interne	58
Tabella 5 - Terminali di Rigassificazione sul territorio francese al 2017.....	74
Tabella 6 - Scenari sulla domanda di GNL per il trasporto marittimo al 2025	77
Tabella 7 - Scenari sulla domanda di GNL per il trasporto fluviale al 2030	78
Tabella 8 - Criteri di accessibilità per la stima del numero di punti di rifornimento a GNC e GNL – scenario base.....	79
Tabella 9 - Analisi delle voci ICPE a cui sono potenzialmente soggetti gli impianti GNL	88
Tabella 10 - Analisi delle sezioni IOTA a cui sono potenzialmente soggetti gli impianti GNL	91
Tabella 11 - Analisi del regolamento generale di polizia	98
Tabella 12 - Immatricolazioni autocarri con Ptt>3,5 ton. Per tipologia di alimentazione (Fonte: Federmetano su dati ANFIA)	108
Tabella 13 - Il meccanismo incentivante previsto dal DM Biometano (Fonte: Assocostieri, 2018)	111
Tabella 14 - Ipotesi impiantistiche di trattamento del biometano e relativi volumi di Bio-GNL prodotto	116
Tabella 15 - Ipotesi impiantistiche di trattamento del biometano e rifornimenti di Bio-GNL equivalenti	116
Tabella 16 - Tipologie e quantità di rifiuti prodotti dalle navi nel porto di Genova compatibili con il trattamento di biodegradazione (Fonte: Piano di gestione della raccolta dei rifiuti del Porto di Genova (2018)	117
Tabella 17 - Produzione di biogas e bio-GNL per tipologia di rifiuto trattato	118
Tabella 18 - KPIs connessi ai consumi energetici portuali (energia elettrica primaria ed energia termica) stimati nell'ambito del prodotto T2.1.2 di TDI RETE-GNL (Fonte: Progetto TDI RETE-GNL, Prodotto T2.1.2, 2019)	125
Tabella 19 - Categoria di concessionari "Terminal pax e ro-ro": componenti (4) per la stima del KPIs relativo ai consumi energetici (Fonte: ns. elaborazione)	130
Tabella 20 - KPIs connessi ai consumi energetici portuali (energia elettrica primaria ed energia termica) stimati nell'ambito del prodotto T1.3.2 del Progetto SIGNAL (Fonte: ns. elaborazione)	131
Tabella 21 - Descrittori (a) Cluster & KPIs (b)	135
Tabella 22 - Principali Industrie presenti nell'area portuale di Livorno	137
Tabella 23 - Principali Progetti di Ricerca	138
Tabella 24 - Fabbisogno di energia netta per destinazione d'uso.	140
Tabella 25 - Database Zone d'interesse.....	143
Tabella 26 - Fonti dati di fabbisogno/consumo energetico disponibili in letteratura.	144

Tabella 27 - Equipment del Terminal Darsena Toscana.	145
Tabella 28 - Fattori di conversione per la stima del fabbisogno di energia primaria.....	146
Tabella 29 - Database Descrittori & KPIs.	155
Tabella 30 - Interventi di riqualificazione energetica individuati.....	157
Tabella 31 - Overview sensitive analysis.	159
Tabella 32 - Fabbisogno attuale di energia primaria, porto di Cagliari.	165
Tabella 33 - Stima della domanda attuale di energia primaria, porto di Genova (le zone in verde sono state validate e opportunamente confrontate con la domanda totale di energia primaria elettrico + gasolio + benzina. Per le zone evidenziate in arancio non sono pervenute informazioni relative ai consumi aggregati).....	169
Tabella 34: Fabbisogno attuale di energia primaria, porto di Bastia.	171
Tabella 35 - Fabbisogni di energia primaria area portuale di Nizza.	173
Tabella 36 - Fabbisogni di energia primaria area portuale di Tolone.	176
Tabella 37 - Fabbisogno di energia primaria, area portuale di Oristano.	179
Tabella 38 - Fabbisogno di energia primaria, area portuale di Portoferraio.	181
Tabella 39 - Domanda totale di GNL riconducibili ai porti target del progetto SIGNAL (dati in m3): scenario base, anni 2020-2030	189
Tabella 40 - Domanda totale di GNL riconducibili ai porti target del progetto SIGNAL (dati in m3): scenario “low-growth”, anni 2020-2030.	189
Tabella 41 - Domanda totale di GNL riconducibili ai porti target del progetto SIGNAL (dati in m3): scenario “high-growth”, anni 2020-2030.	190
Tabella 42 - Flotta navi “cruise”: stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2019 (Fonte: ns. elaborazione).....	194
Tabella 43 - Flotta navi “cruise”: stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2025 (Fonte: ns. elaborazione).....	195
Tabella 44 - Flotta navi “cruise”: scenari (stime sintetiche) relativi alla domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2030 (Fonte: ns. elaborazione).....	196
Tabella 45 - Flotta navi “ferry”: stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2019 (Fonte: ns. elaborazione.).....	198
Tabella 46 - Flotta navi “ferry”: stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2025 (Fonte: ns. elaborazione).....	199
Tabella 47 - Flotta navi “cruise”: scenari (stime sintetiche) relativi alla domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2030 (Fonte: ns. elaborazione).....	200
Tabella 48 - Flotta navi “other tanker”: stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2019 (Fonte: ns. elaborazione).....	202
Tabella 49 - Flotta navi “other tanker”: scenari (stime sintetiche) relativi alla domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2030 (Fonte: ns. elaborazione)	203
Tabella 50 - Flotta navi “dry bulk”: stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2019 (Fonte: ns. elaborazione).....	204
Tabella 51 - Flotta navi “dry bulk”: scenari (stime sintetiche) relativi alla domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2030 (Fonte: ns. elaborazione)	205
Tabella 52 - Flotta navi “tug and auxiliary services”: stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2019 (Fonte: ns. elaborazione)	207
Tabella 53 - Flotta navi “tug and auxiliary services”: scenari (stime sintetiche) relativi alla domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2030 (Fonte: ns. elaborazione).....	208
Tabella 54 - Flotta navi “PSV/FPSO/Offshore”: stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2019 (Fonte: ns. elaborazione).....	210

Tabella 55 - Flotta navi "PSV/FPSO/Offshore": scenari (stime sintetiche) relativi alla domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell'area obiettivo al 2025 e al 2030 (Fonte: ns. elaborazione).....	211
Tabella 56 - Domanda marittima di GNL rivolta ai porti dell'area obbiettivo dal 2019 al 2030, low-growth scenario (Fonte: Ns. elaborazioni)	213
Tabella 57 - Domanda marittima di GNL rivolta ai porti dell'area obbiettivo dal 2019 al 2030, scenario base (Fonte: Ns. elaborazioni)	213
Tabella 58 - Domanda marittima di GNL rivolta ai porti dell'area obbiettivo dal 2019 al 2030, high-growth scenario (Fonte. Ns. elaborazioni)	213
Tabella 59 - Movimentazioni merci e passeggeri nei porti dell'area obbiettivo, anno 2018 (Fonte: Ns. elaborazioni)	215
Tabella 60 - Incidenza percentuale dei singoli porti dell'area obiettivo sul totale traffici (2018) (Fonte: Ns. elaborazioni)	216
Tabella 61 - Distribuzione della domanda marittima di GNL rivolta ai porti dell'area obiettivo, anno 2019 (Fonte. Ns. elaborazioni)	217
Tabella 62 - Distribuzione della domanda marittima di GNL rivolta ai porti dell'area obbiettivo, anno 2020 (Fonte. Ns. elaborazioni)	219
Tabella 63 - Distribuzione della domanda marittima nei diversi porti esaminati Fonte. Ns. elaborazioni	221
Tabella 64 - Riduzione delle emissioni di SOx nell'area obiettivo: stima dei benefici ambientali cumulati (2020 tonnellate) (Fonte: ns. elaborazione).....	225
Tabella 65 - Riduzione delle emissioni di NOx nell'area obiettivo: stima dei benefici ambientali cumulati (2020-2035) per tipologia navale (emissioni espresse in tonnellate). (Fonte: s. elaborazione)	226
Tabella 66 - Riduzione delle emissioni di CO2 nell'area obiettivo: stima dei benefici ambientali cumulati (2020-2035) per tipologia navale (emissioni espresse in tonnellate). (Fonte: ns. elaborazione)	227
Tabella 67 - Numero di terminal/concessionari mappati analiticamente per categorie omogenee (Fonte: ns. elaborazione)	231
Tabella 68 - Spazi destinati alle diverse categorie di terminalisti/concessionari omogenei: valori mappati in modo analitico (dati espressi in mq) (Fonte: ns. elaborazione).....	232
Tabella 69 - Spazi destinati alle diverse categorie di terminalisti/concessionari omogenei: dati da fonte ufficiale (valori espressi in mq) (Fonte: ns. elaborazione)	233
Tabella 70 - Dati di traffico relativi alle diverse categorie di terminal per porti esaminati (dati relativi al 2016) (Fonte: ns. elaborazione).....	233
Tabella 71 - Dati per la stima dei consumi elettrici portuali connessi alle Marine (Fonte: ns. elaborazione).....	234
Tabella 72 - Categoria "Terminal passeggeri e ro-ro": valori impiegati congiuntamente alle componenti di KPI specifico per la stima dei consumi energetici portuali dei porti target (Fonte: ns. elaborazione)	234
Tabella 73 - Stima consumi energetici (elettrici e termici) per ciascun porto esaminato (anno 2016) (Fonte: ns. elaborazione)	235
Tabella 74 - Stima consumi energetici (elettrici e termici) per porto e per aggregati di categorie omogenee di terminal/concessionari (anno 2016) (Fonte: ns. elaborazione)	236
Tabella 75 - Ipotesi connesse alla propensione alla conversione a GNL dei consumi diesel per porto: documentazione consultata (Fonte: ns. elaborazione).....	239
Tabella 76 - Tassi di conversione a GNL dei consumi diesel supposti in relazione al porto di Genova per Scenario e per arco temporale di analisi (Fonte: ns. elaborazione)	240
Tabella 77 - Distribuzione della domanda portuale nei diversi porti target del progetto SIGNAL: scenario base, anni 2020-203, dati in m³ (Fonte: ns. elaborazione).	256
Tabella 78 - Distribuzione della domanda portuale nei diversi porti target del progetto SIGNAL: scenario lowgrowth, anni 2020-203, dati in m³ (Fonte: ns. elaborazione).....	256

Tabella 79. Distribuzione della domanda portuale nei diversi porti target del progetto SIGNAL: scenario high-growth, anni 2020-203, dati in m ³ (Fonte: ns. elaborazione).....	257
Tabella 80 - Buone pratiche	272
Tabella 81 - Assegnazione dei distributori terrestri di GNL rispetto ai nodi portuali target: anno 2020 (Fonte: ns. elaborazione)	273
Tabella 82 - Assegnazione dei distributori terrestri di GNL rispetto ai nodi portuali target: periodo 2020-2030 (Fonte: ns. elaborazione)	274
Tabella 83 - Tassi di crescita annuali dei volumi di GNL riconducibili a distributori terrestri di GNL (Fonte: ns. elaborazione)	275
Tabella 84 - Domanda terrestre di GNL riferibile ai porti target nel periodo 2020-2030: scenario low-growth (dati in m ³).	276
Tabella 85 - Domanda terrestre di GNL riferibile ai porti target nel periodo 2020-2030: scenario base (dati in m ³) (Fonte: ns. elaborazione).....	276
Tabella 86 - Domanda terrestre di GNL riferibile ai porti target nel periodo 2020-2030: scenario high-growth (dati in m ³) (Fonte: ns. elaborazione).....	276
Tabella 87 - Impianti mappati.....	284
Tabella 88 - Tariffe per servizi small scale GNL applicati nel terminale di Fos Marseille	312
Tabella 89 - Tariffe per servizi small scale GNL applicati nel terminale di Barcellona (ENAGAS).....	324
Tabella 90 - Caratteristiche dei terminal marittimi della rete small-scale SIGNAL.....	329
Tabella 91 - Matrice delle distanze (mn).	330
Tabella 92 - Domanda mensile di GNL (m ³ /mese), anno di riferimento: 2025.....	331
Tabella 93 - Caratteristiche delle navi GNL a servizio della rete considerata	331
Tabella 94 - Caratterizzazione degli scenari di rete nell'assetto di progetto.....	337
Tabella 95 - Caratterizzazione degli scenari di rete con Livorno porto di approvvigionamento della rete.	338
Tabella 96 - Costo di trasporto del GNL per via marittima nell'assetto senza coalizione (€/mese).	340
Tabella 97 - Costo di trasporto del GNL per via marittima nell'assetto senza coalizione (€/mese) - Ipotesi di potenziamento infrastrutturale sui nodi di Genova e Cagliari.....	341
Tabella 98 - Istanze del Gruppo A - Costo di trasporto del GNL per via marittima nell'assetto in coalizione (€/mese).	342
Tabella 99 - Istanze del Gruppo B - Costo di trasporto del GNL per via marittima nell'assetto in coalizione con ipotesi di potenziamenti infrastrutturali nei nodi di Genova e Cagliari (€/mese).	342
Tabella 100 - Istanze del Gruppo C - Costo di trasporto del GNL nell'ipotesi in cui Livorno diventi porto di approvvigionamento.	343
Tabella 101 - Istanze dello Scenario 4 - Costo di trasporto del GNL nello scenario prospettico con attributi di offerta migliorati nei nodi compratori.....	344
Tabella 102 - Risparmio percentuale sui costi di trasporto ottenibile nel passaggio dall'assetto senza coalizione (BAU) all'assetto con coalizione (Gruppo A).	345
Tabella 103 - Variazione percentuale dei costi di trasporto ottenibile nel passaggio dall'assetto senza coalizione (BAU) all'assetto con coalizione e potenziamenti infrastrutturali (Gruppo B).	346
Tabella 104 - Risparmio percentuale sui costi di trasporto ottenibile nel passaggio dall'assetto senza coalizione (BAU) all'assetto con coalizione e attributi di offerta migliorati (Scenario 4).	346
Tabella 105 - Emission factors (kg pollutant per tonne fuel). Fonte: Fourth IMO GHG Study (2020)	348
Tabella 106 - Consumi medi delle navi considerate	349
Tabella 107 - Distanze navigate mensilmente per tipologia di nave.....	349
Tabella 108 - Consumi di carburante mensili (t/mese): alimentazione con HFO e alimentazione con LNG.....	350
Tabella 109 - Valori di emissione mensili (kg/mese) relativi ai diversi scenari – alimentazione HFO.	350

Tabella 110 - Valori di emissione mensili (kg/mese) relativi ai diversi scenari – alimentazione LNG.	351
Tabella 111 - Riduzione dell'inquinamento nel passaggio dallo scenario BAU ai diversi scenari di progetto.	351
Tabella 112 - Riduzione percentuale media degli inquinanti nel passaggio da navi alimentate con HFO a navi alimentate con GNL.	352
Tabella 113: Schematizzazione dell'assetto di rete nelle fasi di sviluppo della rete ligure e relativi fabbisogni finanziari (mil. Eur).....	361
Tabella 114: le diverse ipotesi di sviluppo della domanda potenziale marittima di GNL	365
Tabella 115: le capacità di distribuzione delle diverse soluzioni impiantistiche di terra	366
Tabella 116: le capacità di distribuzione delle diverse soluzioni impiantistiche di terra	369
Tabella 117: Analisi SWOT - Deposito di grandi dimensioni (>10.000m³)	373
Tabella 118: Analisi SWOT - Stoccaggi di GNL di medie dimensioni (10.000 m³)	374
Tabella 119: Analisi SWOT - Piccolo deposito portuale (< 500 m³)	375
Tabella 120: Analisi SWOT - Sistema portuale di connessione multipla-simultanea TTS	376
Tabella 121 - Analisi SWOT - Impiego di ISO Container-autobotti	377
Tabella 122 - Analisi SWOT - Bunker ship GNL (es. 5.000 - 7.500 m³).....	378
Tabella 123 - Analisi SWOT - Bettolina/pontone GNL (es. 1000 - 3000 m³)	379
Tabella 124 - Analisi SWOT - Impianto di Bio-GNL (liquefazione di piccola-media taglia).....	380
Tabella 125: Analisi qualitativa della fattibilità delle diverse opzioni adottabili nel contesto ligure	383
Tabella 126 - Mappa della GIE	384
Tabella 127 - Dati della mappa della GIE relativa al GNL con l'anno di riferimento 2020 e le proiezioni del 2025 (Fonte: GIE).....	385
Tabella 128 - Capacità di rigassificazione e conservazione basata sullo stato di strutture su larga scala (Fonte GIE).....	386
Tabella 129 - Elenco dei servizi di GNL per terminal in Francia.....	387
Tabella 130 - Impianti di stoccaggio del gas naturale in Francia	389
Tabella 131 - Panorama degli investimenti dell'UE per lo stoccaggio del gas (Fonte: GIE).....	390
Tabella 132 - Panorama degli investimenti dell'UE per lo stoccaggio del gas - Dati aggregati (anno di riferimento 2018)	390
Tabella 133 - Nuovi servizi di GNL in Francia - Rifornimento	392
Tabella 134 - Nuovi servizi di GNL in Francia - Trasbordo	392
Tabella 135 - Nuovi servizi di GNL in Francia - GNL su piccola scala.....	393
Tabella 136 - Nuovi servizi di GNL in Francia - Caricamento di camion.....	393

Introduzione

Il presente documento è stato redatto nell'ambito della stesura del Piano Transfrontaliero per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido redatto di partner del progetto SIGNAL.

Nello specifico, esso costituisce il Piano per la gestione dell'approvvigionamento del GNL via mare nei territori dell'Area di Cooperazione, stilato a partire dall'analisi della domanda e delle principali condizioni dell'offerta a livello attuale/prospettico delle aree di cooperazione individuate, che si avvale di un modello di rappresentazione della rete di trasporto marittimo.

Il documento è articolato in 8 sezioni di seguito descritte sinteticamente:

1. descrizione delle caratteristiche e delle fasi principali che costituiscono la filiera del gas naturale liquefatto (GNL);
2. analisi della domanda attuale di GNL nel contesto territoriale di riferimento;
3. stima della domanda futura, marittima, portuale e terrestre, di GNL e delle relative infrastrutture;
4. analisi dell'offerta attuale e autorizzata nel contesto territoriale di riferimento;
5. descrizione del sistema infrastrutturale del GNL dell'Area di Programma rispetto all'Europa e al Mediterraneo;
6. presentazione dei modelli di analisi, valutazione e pianificazione della rete di trasporto marittimo per l'approvvigionamento dei depositi costieri di GNL;
7. analisi delle possibili soluzioni adottabili nel contesto ligure;
8. analisi degli scenari in Francia.

Il presente piano è stato redatto con il contributo di tutti i partner del progetto SIGNAL ai cui elaborati si rimanda per gli specifici approfondimenti.

Il Progetto SIGNAL¹

Il progetto SIGNAL, che beneficia di un finanziamento FESR pari a € 1.613.654,63, è parte integrante di un Cluster di 4 progetti GNL (tutti cofinanziati dal programma INTERREG Italia-Francia Marittimo) focalizzato sul miglioramento della sostenibilità delle attività portuali e finalizzato alla realizzazione di uno spazio marittimo interregionale comune del Mediterraneo Settentrionale, che si imponga come riferimento per la navigazione pulita nel futuro.

I progetti del Cluster sono i seguenti:

- GNL FACILE;
- PROMO-GNL;
- TDI RETE-GNL;
- SIGNAL.

I principali obiettivi dei progetti appartenenti al Cluster, unitamente alle loro possibili sovrapposizioni con il progetto SIGNAL, sono riassunti di seguito.

- **GNL FACILE - GNL Fonte ACcessibile Integrata per la Logistica Efficiente:** il progetto ha come obiettivo la riduzione dell'utilizzo dei combustibili più inquinanti e della dipendenza del petrolio nei porti commerciali. Come indicato nella Direttiva 2014/94/EU (Direttiva DAFI), ogni porto marittimo deve avere un punto di rifornimento di GNL, a mare o a terra, fisso o mobile. Il progetto GNL-Facile intende assistere i porti dell'area di cooperazione nello svolgimento delle seguenti attività:
 - definizione delle priorità e verifica delle soluzioni di piccola scala per il rifornimento di GNL;
 - creazione di due infrastrutture mobili dedicate al rifornimento di GNL dei mezzi marittimi o terrestri nei porti;
 - realizzazione di 8 azioni pilota nei porti di progetto (Livorno, Genova, Piombino, Bastia, Cagliari, Savona, La Spezia e Tolone) con le stazioni mobili di rifornimento al fine di testare l'immediata applicabilità del rifornimento GNL;
 - dimostrazione agli operatori non solo portuali, del funzionamento delle tecnologie nel campo dei combustibili alternativi.

¹ Il progetto SIGNAL, della durata di 30 mesi, è finanziato a valere sul II Avviso Interreg Marittimo ITA-FRA 1420 nell'Asse prioritario 3 - Miglioramento della connessione dei territori e della sostenibilità delle attività portuali e all'interno dell'obiettivo specifico 7C2 - Migliorare la sostenibilità delle attività portuali commerciali contribuendo alla riduzione delle emissioni di carbonio.

- **PROMO-GNL – Studio e azioni congiunte per la promozione dell’uso del GNL nei porti commerciali:** il progetto PROMO-GNL raccoglie la sfida di promuovere ed accelerare l'adozione del GNL nelle operazioni portuali e marittime. L'obiettivo è quello di realizzare una cornice coordinata di studi di fattibilità congiunti che favoriscano scelte per la promozione degli impieghi ottimali del GNL come combustibile meno inquinante nei porti di commercio della zona di cooperazione. Il partenariato è rappresentativo degli attori chiave pubblici della zona di cooperazione con l'appoggio della ricerca universitaria ed industriale. Inoltre, il progetto si coordina con tutti gli altri progetti GNL della stessa componente Italia-Francia Marittimo. Gli studi di fattibilità previsti si focalizzano sugli elementi in comune e sulle specificità territoriali. Le azioni di promozione rivolte agli attori chiave si basano su un quadro congiunto di opzioni ottimali.
- **TDI RETE-GNL - Tecnologie e Dimensionamento di Impianti per la RETE di distribuzione primaria di GNL nei porti dell’area transfrontaliera:** il progetto si pone l'obiettivo 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. Il progetto identifica la possibile localizzazione degli impianti e dei depositi della rete di distribuzione primaria, verificandone le potenziali esternalità e la sostenibilità economico-finanziaria. La recente diffusione del gas naturale liquefatto (GNL) nei porti richiede, infatti, l’implementazione di un sistema infrastrutturale che privilegi logiche di corridoio e la costituzione di una rete di distribuzione affidabile, sicura e integrata. La realizzazione di tale infrastruttura implica decisioni strategiche circa la localizzazione degli impianti per il bunkering, lo stoccaggio e l’approvvigionamento del GNL in relazione al loro dimensionamento secondo logiche sistemiche.
- **SIGNAL - Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido (GNL) -** La strategicità del progetto discende dalla sua valenza interregionale, dal posizionamento dello spazio transfrontaliero IT-FR marittimo nel Nord Mediterraneo e dalle ricadute connesse allo sviluppo di competenze integrate per lo sviluppo di un sistema infrastrutturale comune. L’approccio transfrontaliero è imposto dalla densità di servizi marittimi con origine/destinazione nell’area di progetto e dalla necessità di disporre di impianti con caratteristiche tecnologiche omogenee. Gli output del progetto consistono nella predisposizione di report per la definizione e la diffusione di standard tecnologici e procedure comuni per il bunkering di GNL e di un piano d’azione integrato a beneficio dei porti. Mentre i porti dell’Area di Programma relativa al progetto TDI RETE-GNL risultano essere appartenenti sostanzialmente a reti core, quelli ricompresi nel progetto SIGNAL appartengono sia a reti core che comprehensive e, inoltre, riscontrano consistenti differenze dal punto di vista delle aree merceologiche, distinguendo i terminal cargo multipurpose, general

cargo container, terminal rinfuse solide, terminal rinfuse liquide, cantieristica, terminal passeggeri, marine e “altro”. All'interno di quest'ultima categoria rientrano attività disomogenee sotto il profilo della natura/consumi energetici, ad esempio attività di logistica, magazzinaggio, ecc.

Partner del Progetto SIGNAL

SIGNAL coinvolge un partenariato coerente con le esigenze di progetto e con la strategia d'intervento e offre una copertura geografica completa dei territori dell'Area di Cooperazione.

I partner coinvolti sono:

- Regione Autonoma della Sardegna Assessorato dell'Industria, Settore Energia ed Economia Verde, Italia (P1, capofila di progetto).
- Centralabs, Italia (P2).
- Office des Transports de la Corse, Francia (P3).
- Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Settentrionale, Italia (P4).
- Chambre de Commerce et d'Industrie Territoriale du Var, Francia (P5).
- Università degli studi di Genova, Italia (P6).
- Regione Liguria, Italia (P7).

Obiettivi del progetto SIGNAL

Il progetto INTERREG Italia-Francia Marittimo “Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas NATurale Liquido” (acronimo **SIGNAL**) è finalizzato a definire un sistema integrato di distribuzione del GNL nei cinque territori partner coinvolti (Liguria, Toscana, Sardegna, Corsica e Regione PACA²), attualmente accomunati da un'inadeguatezza in relazione alla disponibilità di risorse di GNL nei porti e nei siti di stoccaggio e desiderosi di trasformare l'opportunità offerta dal GNL in valore aggiunto, con l'obiettivo ultimo di ridurre le emissioni inquinanti prodotte dal settore dei trasporti nell'ambito territoriale considerato dal progetto.

² La regione Provenza-Alpi-Costa Azzurra (PACA) è una delle 18 regioni amministrative della Francia, nell'estremo sud-est continentale, il cui capoluogo è Marsiglia. Conta una popolazione di circa 5 milioni di persone ed è la terza più importante in Francia a livello economico

Attraverso le politiche di valorizzazione e maggior utilizzo del GNL nelle aree marittimo-portuali, il progetto si pone l'obiettivo di contribuire alla riduzione delle emissioni di CO₂ e quindi al miglioramento della sostenibilità delle attività portuali e commerciali.

In sintesi, il progetto promuove:

- a) lo sviluppo di modelli transfrontalieri per l'ottimizzazione della rete marittima;
- b) la realizzazione di piani per la localizzazione delle aree di stoccaggio e di distribuzione del Gas Naturale Liquido (GNL) all'interno dei porti;
- c) l'adozione di strategie transfrontaliere per l'utilizzo e la valorizzazione del GNL all'interno dei porti di Liguria, Sardegna, Toscana, Corsica e PACA.

L'impiego del Gas Naturale Liquido, finalizzato al miglioramento della sostenibilità delle attività portuali e alla riduzione delle emissioni di CO₂, da una parte richiede la realizzazione di un sistema di infrastrutture che si basi su una rete affidabile e sicura, dall'altra comporta l'adozione di decisioni strategiche sulla localizzazione dei siti di stoccaggio e di fornitura del GNL.

Attraverso le tre Componenti Attuative (T), il progetto SIGNAL:

1. definisce un Piano Integrato per la gestione dell'approvvigionamento del GNL via mare, a partire dall'analisi della normativa e delle attuali domanda e offerta di GNL (T1 "Piano della rete di approvvigionamento");
2. definisce un Piano di Localizzazione dei siti di stoccaggio del GNL nei porti commerciali dell'area di cooperazione, a partire dall'analisi delle buone prassi esistenti e dall'analisi dei contesti territoriali (T2 "Piano di localizzazione dei siti di stoccaggio del GNL nei porti commerciali");
3. definisce un Piano di Gestione della distribuzione del GNL tra Liguria, Sardegna, Toscana, Corsica e PACA, a partire dall'analisi dei costi e dei benefici dell'assetto di rete previsto.

Definizione di un sistema integrato per l'utilizzo del GNL

I territori coinvolti nel programma transfrontaliero sono accomunati da una inadeguatezza dei porti in termini di disponibilità di servizi di bunkering per il GNL e di siti di stoccaggio che rendano possibile il rifornimento ai natanti ed ai mezzi di movimentazione terrestri in aree portuali e mezzi per il trasporto terrestre. Per sviluppare nuove infrastrutture è utile effettuare un'analisi dei consumi energetici delle zone nelle quali esse saranno insediate.

Lo sviluppo di strategie e di piani energetici che contemplino un proficuo impiego del GNL nelle aree portuali si basa sulla quantificazione preventiva dei consumi energetici, attuali e prospettici, e sulla definizione di ipotesi di scenario che comprendano la parziale, o totale, integrazione e la sostituzione delle fonti energetiche primarie attuali con una economia basata sullo sfruttamento della disponibilità di GNL, in ambito portuale, o limitrofo.

Uno dei motivi che giustifica questo tipo di studio è legato alla aleatorietà e alla discontinuità, che si possono immaginare afferire alla richiesta di servizi di bunkering di GNL, che condurrebbero a sovradimensionare le infrastrutture dedicate ad esso e, al contempo, ad operare con un basso coefficiente di utilizzazione nel tempo. In questi casi, è possibile smorzare l'effetto prodotto da una singola utenza, molto discontinua, inserendola in una più ampia rete di utilizzatori che possano sfruttare l'offerta nei periodi di tempo residuo.

Il progetto SIGNAL vuole rispondere a queste mancanze attraverso lo sviluppo di piani e strategie che siano in grado di supportare l'attuazione della direttiva europea 2012/33 UE, ed allo stesso tempo di assistere i territori caratterizzati da reti di metanizzazione limitate o assenti e trasformare l'opportunità offerta dal GNL per ridurre le emissioni inquinanti prodotte dal settore industriale e dei trasporti nell'ambito dei territori insulari interessati dall'intervento.

È infatti evidente che circoscrivere la definizione dei piani e della strategia congiunta ai soli ambiti ed alle attività portuali, senza considerare un'ottica di sistema integrato che preveda una pianificazione anche per altri usi industriali e civili che interessano i territori transfrontalieri, con specifico riferimento ai sistemi insulari, sia limitativo e scarsamente strategico per supportare il raggiungimento degli obiettivi economici, ambientali e sociali previsti dalla strategia "Europa 2020".

Conformemente alla "Strategia dell'UE in materia di gas naturale liquefatto (COM 2016/49)", ed agli impegni assunti a livello internazionale in occasione della conferenza sul clima di Parigi, il progetto SIGNAL prevede la definizione di piani e strategie congiunte per l'utilizzo del GNL nei porti e nella navigazione marittima, nonché per altri usi civili e industriali. In questo modo il progetto sarà in grado di assistere l'attuazione e la capitalizzazione del "principio guida" della politica di coesione europea ovvero attivare processi di cooperazione tra territori per assistere il miglioramento della connessione degli stessi e della sostenibilità delle attività portuali nelle Regioni più svantaggiate.

L'elemento innovativo del progetto è identificato nell'approccio metodologico per la definizione dei piani e delle strategie, nonché nel ruolo assegnato ai porti commerciali quali hubs di valorizzazione per l'utilizzo del GNL:

- i porti come punti della rete di rifornimento marittimo di GNL;
- i porti come luogo di stoccaggio ed utilizzo diretto del GNL;
- i porti come “nodi” e porte di accesso per l'utilizzo del GNL nelle aree interne (profilo quest'ultimo particolarmente rilevante per la Sardegna, non essendo dotata di una rete per la distribuzione capillare del gas metano sul territorio).

Nell'area di cooperazione transfrontaliera la pianificazione di un sistema di impianti di stoccaggio e rigassificazione in ambito portuale e costiero costituirà la base di sviluppo strategico del sistema distributivo e di utilizzo del GNL.

1 Bunkeraggio e trasporto del GNL: soluzioni tecnologiche disponibili e quadro normativo nell'ambito di riferimento

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL) sta assumendo sempre maggiore importanza come carburante alternativo in ambito portuale, terrestre e per l'alimentazione di sistemi di generazione localizzata di calore ed energia Elettrica.

Il trasporto del gas naturale in forma liquefatta ha determinato una trasformazione del mercato di approvvigionamento aumentando le opportunità di diversificazione e generando condizioni geopolitiche di maggiore stabilità del mercato stesso.

Ai Paesi produttori si andranno ad affiancare nuovi depositi costieri Hub in un quadro attualmente in via di potenziamento dei fornitori.

La distribuzione del GNL, allo stato attuale, è del tutto basata sulla libera concorrenza fra fornitori e acquirenti che regolano il proprio approvvigionamento attraverso un approccio individualistico.

Ogni deposito costiero o impianto di rigassificazione contratta direttamente il prezzo con il distributore di GNL. La rete di distribuzione è composta da servizi diretti dedicati O/D. La rete di distribuzione e la logistica conseguente è costosa e inefficiente, in particolare nei casi in cui il deposito è molto lontano dall'area dei porti da servire.

Al costo della materia prima deve essere inoltre associato il costo ambientale generato da un sistema marittimo che complessivamente consuma un'entità di carburante molto superiore a quello necessario per la distribuzione del GNL.

Il mercato e le contrattazioni con i produttori risentono di questa organizzazione.

L'obiettivo è quello di creare una rete di distribuzione in cui i porti si coordinano fra di loro utilizzando servizi di distribuzione in cui una nave può servire più porti, lungo la propria rotta, senza ripassare dal deposito fornitore.

In questo modo si abbatterebbero i costi di distribuzione e si disporrebbe anche di uno spazio maggiore di contrattazione sul prezzo di vendita alla fonte.

La rete di distribuzione dei depositi costieri, concepita in termini di sistema, avrà la doppia valenza di costituire sia l'elemento fondamentale per l'approvvigionamento dei natanti, così da incentivarne la realizzazione di nuovi o la riconversione di quegli attualmente in operatività verso l'adozione di sistemi propulsivi a GNL, sia il primo nucleo fondamentale della rete distributiva del GNL dei veicoli stradali di trasporto delle merci.

1.1 Premessa

A livello mondiale i principali porti stanno realizzando infrastrutture dedicate al bunkeraggio e allo stoccaggio di GNL. A livello europeo, nell'ambito delle reti TEN-T, i porti sono sempre più decisivi nello sviluppo e nel radicamento dei combustibili meno inquinanti (quali ad esempio il GNL), infatti entro il 2025 dovranno prevedere la costituzione di una rete per il Gas Naturale Liquefatto che assicuri continuità del rifornimento di GNL per navi, veicoli e mezzi portuali, nel rispetto della sostenibilità ambientale ed economica. Ai porti sono infatti richieste scelte strategiche in merito al dimensionamento degli impianti e all'impiego di specifiche soluzioni in grado di favorire la penetrazione di questi carburanti.

Nell'ambito dei progetti Interreg ITA-FRA Marittimo, il Progetto SIGNAL (Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido) riguarda la definizione di un sistema integrato di distribuzione del GNL nei 5 territori partner coinvolti, accomunati da un'inadeguatezza dei porti nella disponibilità di risorse di GNL e siti di stoccaggio che rendano possibile il rifornimento ai natanti e ai mezzi di trasporto. L'obiettivo generale è quello di affrontare queste criticità attraverso lo sviluppo di piani e strategie a supporto dell'attuazione della Direttiva 2012/33UE ed inoltre assistere i territori caratterizzati da reti di metanizzazione limitate o assenti a trasformare l'opportunità offerta dal GNL in valore aggiunto per ridurre le emissioni inquinanti prodotte dal settore industriale e dei trasporti dei territori interessati dal progetto. In quest'ambito il progetto si pone come obiettivo quello di sviluppare:

- un modello di ottimizzazione della rete marittima per l'approvvigionamento del GNL nei 5 territori coinvolti;
- un modello di localizzazione dei siti di stoccaggio nei porti di destinazione;
- un modello di distribuzione interna nei territori delle aree più deboli coinvolte.

In SIGNAL le attività verranno sviluppate in modo sinergico e partecipato con l'obiettivo di sfruttare il potenziale dei singoli territori a beneficio di un sistema integrato più complesso ed efficiente che coinvolga l'intera area di cooperazione. In questo contesto l'approccio metodologico utilizzato nel progetto SIGNAL è quello di definire piani e strategie, assegnando ai porti il ruolo di hubs per la valorizzazione e per l'utilizzo del GNL. I porti sono infatti luoghi di rifornimento marittimo e dei mezzi terrestri; luogo di stoccaggio ed utilizzo diretto del GNL; porte di accesso per la distribuzione del GNL sul territorio. SIGNAL rappresenta un elemento di comunicazione tra i 5 territori coinvolti al fine di realizzare un sistema integrato, per l'approvvigionamento, lo stoccaggio e la distribuzione nel territorio del GNL, che sia efficiente e competitivo, e garantisca all'intera area di cooperazione vantaggi economici, potenziando la sostenibilità ambientale delle attività portuali commerciali attraverso la riduzione delle emissioni di CO2 grazie al maggiore utilizzo del GNL.

La diffusione del gas naturale liquefatto (GNL) nei porti, infatti, richiede l'implementazione di un sistema infrastrutturale che privilegi logiche di corridoio e la costituzione di una rete di distribuzione affidabile, sicura e integrata.

La realizzazione delle infrastrutture portuali implica decisioni strategiche circa l'ottimizzazione della rete di approvvigionamento e distribuzione marittima del GNL, un piano per la localizzazione degli impianti di stoccaggio, di bunkering e l'approvvigionamento del GNL, e la definizione di un modello ottimale per la distribuzione interna nei territori privi di reti del metano. All'interno di questo documento, il quale rappresenta la Componente T1 nel Formulario di Progetto, sarà sviluppata una prima *analisi della domanda e delle principali condizioni dell'offerta a livello attuale/prospettico delle aree di cooperazione individuate*.

1.2 Fasi principali e caratteristiche della filiera del gas naturale liquefatto (GNL)

Nei capitoli seguenti si concentrerà l'attenzione *sull'analisi della domanda attuale e futura di GNL nel contesto territoriale di riferimento e dei sistemi di offerta di servizi marittimi della filiera del GNL* nell'area di Cooperazione. A tal proposito, verranno prima descritte le caratteristiche e le fasi principali che costituiscono la filiera del gas naturale liquefatto (GNL). La filiera può essere suddivisa in cinque fasi principali:

- estrazione e produzione del gas;
- liquefazione;
- trasporto del GNL;
- rigassificazione;
- logistica distributiva del GNL.

Ciascuna di queste fasi è resa possibile da una serie di elementi e impianti che consentono la gestione del GNL a seconda delle specifiche esigenze. Seguendo la classificazione proposta da GIE (Gas Infrastructure Europe), gli elementi principali di gestione del gas sono:

- LNG import terminal;
- LNG liquefaction plant / liquefaction station;
- LNG bunker facility for vessels / fuel loading ship (on-shore);
- LNG bunker ship (off-shore);
- LNG refuelling station for trucks / fuel loading road;
- LNG satellite storages;
- Small Scale LNG plants.

Per quanto attiene al caso specifico delle soluzioni di bunkering di GNL, si possono individuare quattro principali configurazioni, ovvero:

- Configurazione Truck to Ship (TTS);
- Configurazione Ship to Ship (STS);
- Configurazione Terminal to Ship (TPS);
- Configurazione Mobile Fuel Tanks.

1.2.1 Configurazione Truck to Ship (TTS)

La configurazione di bunkering GNL definita “*Truck-to-Ship*” (TTS) prevede che il rifornimento della nave avvenga mediante l’impiego di un camion cisterna o un’autobotte adibiti allo stoccaggio e al trasporto di GNL. Dal punto di vista operativo, il camion cisterna si posiziona in banchina nel luogo prestabilito per il rifornimento, in conformità con le procedure di sicurezza. Successivamente vengono collegati dei tubi flessibili di diametro compreso tra 2” e 4” (rispettivamente circa 5 e 10 cm) dal camion ai serbatoi della nave, supportati da specifiche strumentazioni volte a garantire la stabilità del collegamento e la sicurezza delle operazioni (Bunkering of liquefied Natural Gas fuelled Marine Vessels in North America, 2014). Alternativamente, è possibile utilizzare una condotta di cui, come nel caso precedente, è dotato il camion cisterna, sebbene per motivi di sicurezza e velocità delle operazioni venga preferita la prima soluzione mediante connessione dirette. Il trasferimento di GNL avviene grazie all’ausilio di una pompa installata sul camion cisterna oppure agganciata esternamente all’autobotte al momento del rifornimento, qualora quest’ultima ne fosse sprovvista. terminate le operazioni di rifornimento, il camion o l’autobotte lasciano la banchina e si dirigono verso gli impianti di stoccaggio di GNL localizzati nell’area più vicina al porto, al fine di rifornire nuovamente le cisterne per un nuovo ciclo di bunkering. A differenza delle operazioni di rifornimento effettuate in banchina mediante le strumentazioni di cui sono dotati gli stessi mezzi terrestri, il riempimento delle cisterne dei camion e delle autobotti si realizza attraverso l’impiego delle tubature flessibili dell’impianto di stoccaggio di GNL. Tale procedura consente di velocizzare e semplificare il rifornimento, sebbene sia richiesto un costante controllo della temperatura delle cisterne, al fine di evitare che, una volta trasferito, il GNL evapori.

1.2.2 Configurazione Ship to Ship (STS)

La configurazione “*Ship-to-Ship*” (STS), prevede l’impiego di chiatte o piccole unità navali (definite bettoline), per il compimento delle operazioni di bunkering di GNL. Le procedure di rifornimento vengono effettuate sia in mare aperto, sia all’interno delle acque del porto, in zone protette dagli agenti atmosferici. In particolare, le unità navali di rifornimento si affiancano alle navi da rifornire ed effettuano il trasferimento del GNL mediante l’ausilio di tubature flessibili e sistemi di pompaggio di cui le stesse sono dotate. La configurazione

STS viene attualmente impiegata in Svezia, dove il traghetto “Viking Grace” è quotidianamente rifornito attraverso la chiatta “Seagas” (i cui serbatoi hanno una capacità di 187 m³), e in Norvegia, dove la nave metaniera “Pioneer Knutsen” è stata opportunamente attrezzata per effettuare operazioni di bunkering. Per quanto riguarda il primo caso, bisogna sottolineare la particolarità del sistema utilizzato, progettato dalla Linde, che permette di eliminare il tubo di ritorno del vapore per compensare la variazione di pressione nel serbatoio della nave bunker, che viene invece gestita tramite un vaporizzatore ad acqua.

Un altro particolare distintivo di questa tecnologia è l’assenza di un sistema di pompaggio del GNL. Il trasferimento viene infatti eseguito sfruttando la pressione del serbatoio nella nave di rifornimento, comportando tuttavia la necessità di mantenere valori di pressione fino a 15 bar.

1.2.3 Configurazione Port to Ship, Terminal to Ship e pipelines (PTS)

La configurazione “*Terminal-to-Ship*” che può essere anche particolareggiata in “*Pipeline-to-Ship*” (PTS), nel caso in cui il rifornimento della nave avvenga attraverso tubazioni (pipeline), consiste nella predisposizione di una stazione di bunkering GNL a terra (presso una banchina o un pontile dedicati), dove le navi, una volta attraccate, effettuano il rifornimento. Le operazioni richiedono l’utilizzo di tubazioni rigide che consentono di velocizzare il trasferimento del carburante. Sono altresì impiegate tubazioni flessibili nella parte finale di collegamento con la nave al fine di garantire un certo grado di adattabilità e flessibilità dell’impianto di rifornimento. In questo modo, l’impianto riesce a servire tipologie di navi differenti senza che debba essere modificato il suo layout.

Il serbatoio di stoccaggio del GNL è posizionato all’interno della stazione di bunkering in banchina e può essere sia di grandi dimensioni (a pressione atmosferica), oppure di dimensioni più contenute nel caso di serbatoi in pressione. Come precedentemente descritto, la configurazione TPS richiede che la nave sia attraccata alla banchina dove è situata la stazione o l’impianto di bunkering. Tuttavia, sono state progettate delle soluzioni alternative: avvalendosi di un pontone galleggiante, sul quale viene posizionato un serbatoio di stoccaggio di GNL, collegato all’impianto a terra tramite apposite condutture, la nave può effettuare rifornimento anche ad una certa distanza dalla banchina.

Tale opzione, richiede lo sviluppo di un apparato infrastrutturale atto ad assicurare che i movimenti della piattaforma galleggiante, imputabili per esempio ai moti ondosi e agli agenti atmosferici, non danneggino l’attrezzatura impiegata per il trasferimento.

1.2.4 Configurazione Mobile Fuel Tanks

La configurazione tecnologica “*Mobile Fuel Tank*” prevede l’impiego di serbatoi mobili per il rifornimento di GNL. Si tratta di cisterne o ISO-container criogenici con isolamento a doppia parete o in poliuretano a parete singola, utilizzati come deposito temporaneo di carburante: al manifestarsi della domanda tali serbatoi sono trasportati sulle banchine del porto per effettuare il rifornimento delle navi. La particolarità di questa configurazione consiste nella

possibilità di movimentare i fuel tanks da un luogo ad un altro utilizzando semplici mezzi meccanici, ralle o camion. Pertanto, il *mobile fuel tank* si configura come una soluzione molto flessibile sul piano operativo poiché permette di modulare rapidamente l'offerta in base alla domanda di GNL manifestata. Tuttavia, i volumi di carburante gestiti sono complessivamente piuttosto ridotti in quanto legati alla limitata capacità dei singoli serbatoi utilizzati per il bunkering.

In questa prospettiva, la quantità di GNL che detta configurazione consente di gestire dipende dal numero di cisterne movimentate ed impiegate per ogni singolo servizio di bunkering. Ciò implica che la soluzione con *mobile fuel tanks* sia più adatta nel caso di piccoli rifornimenti, sebbene la scalabilità della tecnologia consenta di soddisfare anche una maggiore domanda, avvalendosi di un numero crescente di serbatoi.

Una volta che il serbatoio GNL giunge sulla banchina, in prossimità della nave, le operazioni di bunkering sono effettuate attraverso un tubo coibentato che connette il serbatoio alle cisterne della nave. Le procedure risultano simili a quelle già analizzate per la configurazione TTS: gli ISO containers sono tendenzialmente già equipaggiati per effettuare il collegamento e pompare il carburante nei serbatoi della nave.

Tra le questioni più significative da tenere in considerazione quando si tratta il bunkeraggio del Gas Naturale Liquefatto (GNL) vi sono le componenti dei sistemi di rifornimento del combustibile, sia in relazione agli aspetti tecnici che a quelli normativi. È particolarmente importante che non solo siano assicurati standard tecnologici in grado di garantire la sicurezza delle operazioni, ma anche che le norme ed i requisiti siano armonizzati.

In tale fase, infatti, possono emergere potenziali discrepanze nella formazione, incompatibilità delle attrezzature e altri fattori che possono sostanzialmente influire sulla sicurezza e danneggiare l'ambiente con emissioni di metano. La riduzione del rischio per la vita e la proprietà e la mitigazione dei rilasci di gas sono driver fondamentali per rendere la catena di GNL nei porti più lineare e semplice possibile.

A seconda della combinazione delle soluzioni alle suddette questioni sono diversi gli strumenti normativi a cui si deve fare ricorso (di livello nazionale, regionale oppure internazionale).

L'identificazione di potenziali requisiti conflittuali sarà inoltre rilevante per mettere a punto le linee guida per poter risolvere tali conflitti, chiarendo, ottimizzando ed identificando procedure adeguate.

In relazione alle opzioni di rifornimento è possibile dettagliare come le diverse alternative influenzino le operazioni di rifornimento all'interno del porto, quali aspetti siano maggiormente sfidanti per le Autorità Portuali ed in che termini esse potrebbero condizionare i Piani Regolatori Portuali.

1.3 Quadro normativo di riferimento

Il quadro normativo di riferimento a livello internazionale, comunitario³ e nazionale pone rilevanti vincoli giuridici alla selezione delle soluzioni tecnologiche da adottare e costituisce il driver fondamentale rispetto ai trend che stanno caratterizzando il settore, anche in considerazione dei pilastri previsti nel Quadro Strategico di sviluppo per le energie e i carburanti alternativi. Esso è schematizzato nella Figura 1 a segue.



Figura 1 - Fonti giuridiche nell'Area di cooperazione del Programma Marittimo Interreg per l'utilizzo di energie sostenibili

All'interno dell'Area Obiettivo del Programma INTERREG Marittimo, che coinvolge territori sia italiani che francesi, la disciplina nazionale di recepimento delle direttive comunitarie appare, almeno in parte, differente. L'Italia ha infatti recepito la Direttiva DAFI con il Dlgs 257/2016 "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi" mentre la Francia si è adeguata al disposto comunitario nel corso del 2016 con il Decreto n° 2017-1673 del 8 dicembre 2017, "Cadre d'action national pour le développement des carburants alternatifs dans le secteur des transports et le déploiement des infrastructures correspondantes" (CANCA).

Attualmente, dunque, in relazione ai territori inclusi nell'area di Cooperazione del Programma, coesistono elementi di convergenza e profili di disomogeneità sotto il profilo normativo, ma soprattutto con riferimento ai profili di pianificazione e di programmazione strategica nazionale. Ciò è almeno in parte riconducibile alle diverse interpretazioni date dal legislatore italiano e da quello francese nei rispettivi quadri strategici nazionali in merito al

³ Per il quadro normativo internazionale e comunitari si veda il documento "Linee Guida"

differente approccio utilizzato per la stima e lo sviluppo delle reti di distribuzione dei carburanti alternativi.

In linea generale, si può rilevare che il nuovo panorama normativo in via di definizione si evolve in parallelo con un mercato che vede il GNL come combustibile marino. Sono infatti sempre più numerose le navi di recente costruzione con propulsione a GNL, principalmente traghetti Ro-Ro e Ro-Pax su tratte brevi, e le navi da crociera che utilizzano tale combustibile. D'altra parte, i porti europei stanno investendo ingenti somme in conto capitale (CAPEX) sulla loro capacità di bunkeraggio del GNL con l'espansione pianificata degli impianti di gestione e stoccaggio del GNL oltre il 2020.

Nei paragrafi a seguire si fornisce un quadro di sintesi per quanto attiene alle normative di riferimento sia nel contesto italiano sia in quello francese: la normativa italiana ha come base il D.lgs. del 3 aprile del 2006, che attua la delega conferita al Governo dalla legge n. 308 del 2004 per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale. Quindi, sempre considerando le leggi e le prescrizioni italiane, sono state descritte le procedure ambientali sia di livello nazionale che specifiche per ogni regione, tra cui le procedure di valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC). Per quanto concerne le normative francesi, si tiene di conto del Codice dell'Ambiente e della legislazione per gli impianti classificati per la tutela dell'ambiente (ICPE), a seconda delle capacità dell'impianto stesso.

Per i requisiti minimi che gli ambiti territoriali, le infrastrutture industriali, civili e di mobilità debbano avere per evitare e monitorare le interferenze che si possono generare a seguito degli interventi, si rimanda al documento *T2.1.1 Piano Integrato per la distribuzione del GNL - Piano di localizzazione dei siti di stoccaggio del GNL nei porti commerciali*.

Nel succitato documento, trattandosi comunque di interventi in ambito portuale (e comunque cittadino), sono state valutate tutte le prescrizioni esistenti relative a Piani Comunali o Piani Portuali di livello urbanistico. Sono stati presi in considerazione, infatti, per quanto concerne i porti italiani, i piani regolatori sia di livello generale (Piano Regolatore Generale comunale o Piani di Area Vasta) che di livello attuativo (Piani Strutturali o altri piani settoriali), sia nella scala comunale che in quella portuale (Piani Regolatori Portuali).

1.3.1 La normativa nazionale in Italia

In coerenza con le indicazioni e le prescrizioni impartite dall'Europa, l'Italia ha assunto nel suo quadro pianificatorio di riferimento, fra gli altri, due elementi significativi che sono stati un riferimento importante anche per la messa a punto del programma di lavoro del progetto SIGNAL. Essi sono:

- rafforzamento della Sostenibilità sociale ed ambientale, dell'efficienza e della sicurezza del sistema energetico (con effetti sull'occupazione);

- approvvigionamenti dall'esterno per prodotti petroliferi, raffinati da petrolio e gas: modificazione già in atto della dipendenza da Paesi a rischio geopolitico attraverso la diversificazione dei fornitori.

Per conseguire tali obiettivi vengono raccomandate le seguenti strategie:

- impiego di nuove tecnologie e nuovi assetti nel settore elettrico: utilizzo sempre più massiccio del gas naturale per produrre energia elettrica, oltre che nei settori industriali e di uso domestico. Ciò anche per la presenza delle Rinnovabili che richiederà nuove visioni e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento;
- maggiore penetrazione delle Rinnovabili;
- sicurezza delle reti di approvvigionamento e distribuzione del gas.

Più nello specifico, la Direttiva 2014/94/UE è stata recepita in Italia con il **D. Lgs 16 dicembre 2016, n. 257** "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi". Al fine di ridurre la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti. Il Dlgs 257/2016 stabilisce i requisiti minimi per la costruzione di infrastrutture per i combustibili alternativi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici e i punti di rifornimento di gas naturale liquefatto e compresso, idrogeno e gas di petrolio liquefatto, da attuarsi mediante il Quadro Strategico Nazionale (QSN).

Il **QSN**, di cui all'allegato III, in ottemperanza a quanto disposto dall'art. 6 della Direttiva, per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione della relativa infrastruttura prevede i seguenti elementi:

- una valutazione dello stato attuale e degli sviluppi futuri del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti;
- gli obiettivi nazionali per la realizzazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi;
- la valutazione della necessità di installare punti di rifornimento per il gas naturale liquefatto-GNL nei porti all'esterno della rete centrale della TEN-T;
- la valutazione della necessità di installare sistemi di fornitura di elettricità negli aeroporti per l'utilizzo da parte degli aerei in stazionamento.

Il documento è articolato nelle seguenti sezioni:

- a. "fornitura di elettricità per il trasporto";
- b. "fornitura di idrogeno per il trasporto stradale";
- c. "fornitura di gas naturale per il trasporto e per altri usi";

d. “fornitura di gas di petrolio liquefatto - GPL per il trasporto”.

In particolare, la Prima sottosezione del punto c riporta “fornitura di gas naturale liquefatto (GNL) per la navigazione marittima e interna, per il trasporto stradale e per altri usi”. Essa, dopo aver richiamato le politiche europee nel settore dei trasporti ed alcune caratteristiche tecnologiche del GNL, delinea alcuni aspetti del mercato internazionale e fornisce un quadro delle principali esperienze di Small Scale LNG (SSLNG). L’analisi di tali esperienze consente di evidenziarne i principali fattori di successo:

- disponibilità delle norme tecniche applicabili alla costruzione delle navi a gas;
- disponibilità di chiare procedure autorizzative per la costruzione e il funzionamento delle installazioni infrastrutturali terrestri per il rifornimento (sia esso da terminale a nave, da autocisterna a nave, da nave a nave);
- disponibilità sul territorio di infrastrutture di stoccaggio di GNL;
- scelta della tecnologia per applicazioni navali, terrestri e di trasferimento del combustibile da terra a nave e da nave a nave e da nave a terra che assicuri la sicurezza in tutte le fasi del processo, dallo stoccaggio, al rifornimento, dallo stoccaggio a bordo all’utilizzo finale;
- sostenibilità finanziaria dei progetti e sostenibilità economico-sociale e ambientale del sistema GNL;
- accettazione sociale del GNL e delle relative infrastrutture.

Vengono pertanto riconosciute come di fondamentale importanza la semplificazione dei processi autorizzativi, l’esistenza di meccanismi di incentivazione ed agevolazione fiscale e la disponibilità di norme di regolazione e di sicurezza.

Il Quadro Strategico Nazionale fornisce inoltre il quadro di dimensionamento della rete di stazioni di rifornimento.

Viene ipotizzato al **2030** uno **sviluppo dell’infrastruttura** tale da coprire un volume globale di mercato di 3,2 Mton (4 Mtep), così caratterizzato:

- 5 depositi costieri di GNL da 30.000 – 50.000 m³;
- 3 navi di cabotaggio da 25.000 – 30.000 m³;
- 4 bettoline;
- circa 800 stazioni di servizio GNL, anche con L-CNG.

I principali fattori critici sono da identificarsi in:

- esistenza di una normativa su terminali costieri di piccola e media taglia;

- disponibilità di aree ben collocate, in seno ad insediamenti industriali;
- costi di realizzazione;
- propensione degli operatori industriali a investire in infrastrutture SSLNG;
- fiducia nella permanenza dell'attuale assetto fiscale dei carburanti gassosi;
- collocazione razionale dei distributori di GNL ed L-CNG;
- sinergie tra i diversi sistemi modali e operativi (es. interporti: opzione ferro +gomma; opzione distributori pubblici-privati);
- aumento dei modelli di veicoli offerti al mercato.

Relativamente alla **rete di rifornimento del GNL per uso autotrazione**, il QSN richiama l'obbligo della Direttiva DAFI di assicurare un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TEN-T entro il 31/12/2025 e l'ipotesi di autonomia minima per veicoli pesanti a GNL pari a circa 400 km.

Secondo tali presupposti, considerando che in Italia la rete TEN-T conta circa 3.300 km, viene ipotizzando uno sviluppo della rete di distribuzione di primo livello non inferiore a 10 punti vendita, da raddoppiarsi per garantire un livello di servizio adeguato. Lo sviluppo della rete è tuttavia da subordinarsi alle scelte imprenditoriali, che dipendono da fattori sia tecnici che economici.

Per quel che riguarda la **rete di distribuzione del GNL nel settore marittimo e portuale**, il QSN evidenzia come lo sviluppo dell'intera filiera legata al GNL in termini di approvvigionamento, stoccaggio, distribuzione primaria e secondaria presupponga un'analisi di alcuni fattori:

- la tipologia di traffico: i servizi di linea, soprattutto quelli point-to-point nei quali una nave scala a brevi intervalli il medesimo porto, sono avvantaggiati nell'utilizzo del GNL (la distanza tra due porti infatti influisce sulla preferenza del GNL perché incide sull'autonomia della nave), così come i servizi svolti in ambito portuale come rimorchio e bunkeraggio (anche se in misura minore in quanto meno continuativi);
- età della nave: al crescere dell'età della nave può essere preferibile la sua sostituzione rispetto ad operazioni di adeguamento alle nuove normative, che possono risultare poco convenienti;
- area di traffico: alcune aree, quali porti limitrofi ad aree densamente popolate e già densamente inquinate, possono presentare maggiore sensibilità sociale verso i livelli di emissione.

Il QSN ipotizza due possibili scenari legati domanda di GNL per uso marittimo, uno di breve periodo e uno di medio-lungo. Nel primo caso (fino al 2020) la domanda di GNL potrebbe

essere piuttosto limitata, sia quantitativamente che geograficamente, e potrebbe collocarsi in aree a forte traffico passeggeri con breve percorrenza e con rotte e scali definiti (essendo la quantità di combustibile necessaria ridotta ed il punto di rifornimento facilmente individuabile). In particolare, i punti di rifornimento di GNL dovrebbero in questa fase essere idonei a servire anche il traffico pesante su gomma che transita nelle vicinanze dello scalo marittimo.

Nello scenario di medio-lungo periodo (dal 2020 in poi) potrebbero verificarsi dinamiche non più legate alla sola domanda nazionale e ad uno specifico tipo di navigazione; da qui scaturisce la predisposizione di procedure semplificate per la realizzazione di impianti di piccole dimensioni e per l'adeguamento delle infrastrutture esistenti (es. terminali di rigassificazione off-shore).

In termini di **proposta di reti nazionali** si evidenzia una duplice necessità:

- configurare una rete che tenga conto delle varie soluzioni intermodali di rifornimento delle navi (vale a dire “nave-nave”, “terra-nave”, “camion-nave” e imbarco/sbarco di serbatoi mobili);
- creare reti di dimensioni geografiche ridotte che, basate su standard comuni, possano concorrere alla formazione di una rete nazionale che a sua volta si interfacci con il panorama internazionale del GNL.

Un'ipotesi di questo tipo è individuabile nelle tre macro aree: mar Tirreno e mar Ligure, mari sud Italia e mar Adriatico. Esse potranno far parte di una rete nazionale di distribuzione del GNL costituita da porti della rete TEN-T e da altri porti che potrebbero favorire il completamento della rete di rifornimento (eventualmente anche a servizio del trasporto pesante su strada dove i raccordi stradali lo consentano).

Viene inoltre effettuata una **stima della domanda di GNL** per il trasporto navale per i porti “Core” delle tre macro aree sopra descritte, che coprono la rete principale TEN-T e sfruttano i terminali di GNL sul territorio (FSRU in Toscana, terminal di GNL di Panigaglia⁴). Per la stima presentata nella Tabella 1 si assume il 25% (in virtù di considerazioni circa il mercato, l'età delle navi, la possibile presenza di nuove navi alimentate a GNL) come valore massimo teorico potenziale di bunkeraggio al 2025.

Nel dettaglio i porti individuati sono i seguenti:

- attraverso il corridoio del Mediterraneo, i porti principali di **Livorno, La Spezia, Napoli, Palermo, Bari, Taranto, Gioia Tauro**;

⁴ Secondo il GIE, il terminal di GNL di Panigaglia ha completato lo studio di fattibilità per servizi su piccola scala e di caricamento di camion. La decisione finale sugli investimenti è prevista per la fine del 2020.

- attraverso il corridoio Reno-Alpi, il porto principale di **Genova**;
- attraverso il corridoio Baltico-Adriatico, i porti principali di **Venezia, Ravenna, Ancona e Trieste**.

Tra questi, sei appartengono alla zona franco-italiana (Gioia Tauro, Livorno, Palermo, Napoli, La Spezia, Genova).

CORE PORTS	Max theoretical value of LNG consumption m ³ /year	% Maximum Bunkering Potential	Potential LNG Bunkering Demand 2025 (m ³ /year)
GENOVA	1.295.803	25%	323.951
LIVORNO	816.237	25%	204.059
NAPOLI	700.786	25%	175.196
ANCONA	688.438	25%	172.109
PALERMO	654.691	25%	163.673
TRIESTE	622.262	25%	155.566
VENEZIA	584.914	25%	146.229
RAVENNA	502.535	25%	125.634
LA SPEZIA	365.464	25%	91.366
GIOIA TAURO	315.606	25%	78.901
BARI	152.418	25%	38.104
TARANTO	43.946	25%	10.987

Tabella 1 - Stima della domanda di GNL per il trasporto navale – Progetto COSTA

Dal punto di vista del tema della **sicurezza dello stoccaggio e della distribuzione**, al fine di garantire una crescita coerente del settore è necessario tenere conto sia dello specifico quadro normativo esistente, sia degli aspetti legati alla diffusione di una corretta formazione, informazione e addestramento del personale addetto all'esercizio ed alla manutenzione dei depositi di GNL, oltre che delle persone che lo utilizzano per esempio come carburante.

Anche l'**accettabilità sociale** delle infrastrutture energetiche da parte delle comunità locali e dell'opinione pubblica rappresenta un fattore condizionante la loro realizzazione: questo determina che un possibile uso preventivo degli strumenti di comunicazione e partecipazione, anche quando non previsti dalle normative in materia di tutela ambientale, può costituire un supporto nello sviluppo della filiera del GNL per usi finali.

Sotto il profilo dell'accettabilità sociale la principale tematica, su cui concentrare le attività preventive di comunicazione, è quella del rischio incidentale in connessione alle dinamiche di conflitto ambientale relative ai procedimenti autorizzativi dei terminali di rigassificazione del GNL. Anche a questo proposito è intenzione del Ministero dello Sviluppo Economico attivare un sito web dedicato alla filiera del GNL per assicurare una corretta informazione sul prodotto e sulle infrastrutture di stoccaggio e distribuzione.

In termini di **mercato potenziale** del GNL il QSN fornisce poi alcune previsioni (Tabella 2) sullo sviluppo del mercato Small Scale GNL attraverso scenari al 2020, 2025 e 2030, elaborati sulla base di studi già eseguiti da operatori del settore, da cui è possibile evincere il contributo significativo a breve-medio termine del GNL sia per il trasporto su strada che per quello marittimo.

Applicazione	Previsioni 2020	Previsioni 2025	Previsioni 2030	Note
Impianti di stoccaggio (primari) di GNL presso terminali di rigassificazione e/o terminali di ricezione	3	4	5	depositi da 30.000-50.000 mc
Impianti di stoccaggio (secondari) di GNL	5	15	30	per una taglia da 1.500 mc liquidi fino a 10.000 mc liquidi
Impianti di rifornimento di metano integrati con GNL	2%	10%	800	
Mezzi di trasporto pesante su strada a GNL. Veicoli nuovi		0	12-15% (ovvero 30.000 - 35.000 mezzi)	percentuale sul parco circolante sui mono fuel che dual fuel
Domanda di GNL per trasporto pesante (tonnellate/anno)	400.000	1.250.000	2.500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (tonnellate/anno) - MIN			500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (tonnellate/anno) - MAX			1.000.000	
Domanda di GNL nel mercato OFF-GRID (tonnellate/anno)			Industria: 1.000.000 - 2.000.000 Civile: 300.000 - 600.000	
domanda GNL bunker (tonnellate)		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 sistema di GNL	5	7	10	
Numero di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TENT-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti a GNL	3	5	7	
Punti di rifornimento del GNL per le navi che operano nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna	10	12	20	

Tabella 2 - Previsioni di installazioni per il 2020, 2025 e 2030

Dal punto di vista del **mercato potenziale del trasporto merci stradale** alimentato con GNL, è stato sviluppato un modello⁵ che ha quantificato e localizzato gli spostamenti effettuabili con mezzi alimentati a GNL, dal quale si evince che circa un quarto del totale degli spostamenti sulla rete stradale primaria italiana (pari a 311.300 viaggi/giorno) per movimentazioni merci può essere realizzato con mezzi a GNL, con conseguenti significativi benefici ambientali connessi alle minori emissioni di inquinanti e gas serra.

Vengono inoltre fornite alcune considerazioni rispetto ad altri usi del GNL, in particolare la domanda energetica dei mercati off-grid e il relativo potenziale di penetrazione del GNL. Il GNL, infatti, può rispondere alle esigenze delle utenze non raggiunte dalla rete di distribuzione del gas naturale e a questo proposito è il settore industriale quello di maggiore interesse visti i volumi interessati (la penetrazione nel mercato domestico e nel terziario appare infatti ad oggi poco attraente per il GNL nel caso di utenze di piccola e media taglia).

Nell'ambito del mercato degli altri usi industriali off-grid, lo sviluppo dell'impiego del GNL può essere favorito dai vantaggi ambientali dell'impiego dei combustibili gassosi rispetto a quelli solidi e liquidi e dalle politiche comunitarie verso la decarbonizzazione dell'Europa. In un orizzonte temporale al 2030 si ipotizza dunque come realistica una penetrazione del 20% del GNL, restando ferma la necessità di predisporre, anche per gli impieghi off-grid, una struttura distributiva adeguata, con infrastrutture di stoccaggio per una capacità stimata pari a circa 3,5 milioni di metri cubi di GNL.

⁵ Il modello è basato su alcune ipotesi specifiche relativamente alla rete stradale, all'autonomia dei veicoli commerciali pesanti a GNL, alla domanda potenziale dei viaggi, al volume dei traffici merci nazionale al 2013, alla presenza e distanza dei punti di rifornimento GNL, ecc.

Il QSN riporta, infine, alcuni elementi di interoperabilità a livello europeo evidenziando come, laddove la realizzazione di una nuova infrastruttura in prossimità di confini lo richieda, sarebbe opportuna una collaborazione tra gli Stati Membri per garantire la continuità transfrontaliera delle infrastrutture per i combustibili alternativi, ponendo particolare attenzione ai punti di rifornimento lungo i collegamenti stradali transfrontalieri.

Il d.lgs. n. 257/2016 fornisce inoltre, secondo quanto previsto dalla Direttiva 2014/94/UE, misure per la realizzazione e la promozione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi. In particolare, vengono adottate (Titolo IV) alcune **misure per la semplificazione delle procedure amministrative**.

Per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di interesse nazionale, connesse alla rete di trasporto del gas naturale, viene stabilito che esse siano da considerarsi quali infrastrutture ed insediamenti strategici di pubblica utilità nonché indifferibili ed urgenti ai sensi del DPR 8 giugno 2001, n. 327. I gestori di tali impianti ed infrastrutture sono soggetti agli obblighi di servizio pubblico e le autorizzazioni degli impianti sono rilasciate dal Ministero dello sviluppo economico (MISE) di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti (MIT), d'intesa con le regioni interessate, al termine di un procedimento unico svolto ai sensi della legge n. 241/1990.

Le disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL non destinate all'alimentazione di reti di trasporto di gas naturale vengono distinte in tre casi, a seconda della capacità (C) dell'infrastruttura di stoccaggio del GNL:

1. $C \geq 200$ t: le opere e le infrastrutture sono da ritenersi strategiche e sono soggette ad una autorizzazione unica, rilasciata dal MISE di concerto con il MIT e d'intesa con le regioni interessate;
2. $50 \leq C < 200$ t: le opere e le infrastrutture sono soggette ad una autorizzazione unica rilasciata dalla regione o dall'ente delegato dalla regione;
3. $C < 50$ t: le opere e le infrastrutture sono eseguite a conclusione di una procedura amministrativa semplificata, che prevede la trasmissione al comune di una dichiarazione accompagnata da una dettagliata relazione e dagli opportuni elaborati progettuali, che attestino il rispetto delle norme in materia ambientale, sanitaria e di sicurezza. Alla predetta dichiarazione è allegato il parere dell'Ufficio delle dogane competente per territorio relativo all'idoneità del progetto al rispetto delle normative vigenti in materia di accisa. Al termine dell'esecuzione dell'intervento viene trasmesso un certificato di collaudo finale all'amministrazione comunale e all'ufficio delle dogane territorialmente competente, nonché la dichiarazione dell'eventuale avvenuta presentazione della variazione catastale.

Nel caso in cui la realizzazione degli impianti e delle infrastrutture comporti modifiche sostanziali del piano regolatore di sistema portuale, l'autorizzazione unica di cui agli articoli

9 e 10, previa acquisizione del parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici, costituisce anche approvazione di variante al piano regolatore di sistema portuale.

Il Decreto (Titolo V) indica inoltre alcune misure per promuovere la diffusione dei combustibili alternativi.

Esso prevede per il trasporto stradale, fatte salve documentate impossibilità tecniche, gli obblighi riferiti alle varie casistiche di impianti riportati nella Tabella 3.

TIPOLOGIA DI CASO	OBBLIGO	
Realizzazione di nuovi impianti e ristrutturazione totale degli impianti di distribuzione carburanti esistenti.	Dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica di potenza elevata almeno veloce, nonché di rifornimento di GNC o GNL anche in esclusiva modalità self-service.	
Impianti di distribuzione di carburanti stradali esistenti al 31 dicembre 2015, che hanno erogato nel 2015 un quantitativo di benzina e gasolio superiore a 10 milioni di litri e ubicati nelle province in Allegato IV (superamento valori PM ₁₀).	Presentare entro il 31 dicembre 2018 un progetto, al fine di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di distribuzione di GNC o GNL, da realizzare nei successivi 24 mesi dalla data di presentazione del progetto.	I concessionari autostradali entro il 31 dicembre 2018 presentano al concedente un piano di diffusione dei servizi di ricarica elettrica, di GNC e GNL garantendo un numero adeguato di punti di ricarica e di rifornimento lungo la rete autostradale e la tutela del principio di neutralità tecnologica degli impianti.
Impianti di distribuzione di carburanti stradali esistenti al 31 dicembre 2017, che hanno erogato nel 2017 un quantitativo di benzina e gasolio superiore a 5 milioni di litri e ubicati nelle province in Allegato IV (superamento valori PM ₁₀).	Presentare entro il 31 dicembre 2020 un progetto, al fine di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di distribuzione di GNC o GNL, da realizzare nei successivi 24 mesi dalla data di presentazione del progetto.	

Tabella 3 - Quadro sintetico delle previsioni di cui all'art. 18 del D Lgs n. 257/2016

Nel caso di sostituzione del parco autovetture, autobus e mezzi di servizio di pubblica utilità, i soggetti pubblici e le società controllate nelle province in Allegato IV (soggette al superamento dei valori di PM₁₀) sono inoltre tenuti all'acquisto di almeno il 25% di veicoli alimentati a GNL/GNC/elettrici/ibridi.

Parallelamente il decreto prevede che gli enti territoriali consentano, con propri provvedimenti, la circolazione di veicoli alimentati da combustibili alternativi nelle aree a traffico limitato.

1.3.1.1 Sintesi della normativa di riferimento per la realizzazione di un deposito costiero di GNL

Le normative di maggiore interesse da tenere in considerazione in Italia per la realizzazione di un deposito costiero sono le seguenti (in ordine di emissione):

- Legge n. 308 del 2004;
- D.lgs. n. 152 del 2006;
- D.lgs. n. 105 del 2015;
- D.lgs. n. 257 del 2016;
- Circolare dei VVFF 12 settembre 2018, n. 12112.

La **Legge 15 dicembre 2004 n. 308** ha come oggetto la “Delega al Governo per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale e misure di diretta applicazione”. Lo scopo principale e dichiarato della norma è quello di procedere al riordino, coordinamento e integrazione della legislazione in materia ambientale attraverso la promulgazione di decreti legislativi ed eventualmente, ove necessario, di testi unici sulle seguenti materie:

- gestione dei rifiuti e bonifica dei siti contaminati;
- tutela delle acque dall'inquinamento e gestione delle risorse idriche;
- difesa del suolo e lotta alla desertificazione;
- gestione delle aree protette, conservazione e utilizzo sostenibile degli esemplari di specie protette di flora e di fauna;
- tutela risarcitoria contro i danni all'ambiente;
- procedure per la valutazione di impatto ambientale (VIA), per la valutazione ambientale strategica (VAS) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC);
- tutela dell'aria e riduzione delle emissioni in atmosfera.

L'obiettivo generale della legge è quindi individuare la migliore strada percorribile per riorganizzare l'intera normativa ambientale, coordinare le norme nazionali tra di loro e con le direttive comunitarie, completare il recepimento di queste ultime ed eliminare eventuali disarmonie.

Il **Decreto Legislativo n.152 del 2006**, cosiddetto Testo Unico Ambientale, ha inglobato varie disposizioni in materia di ambiente (rifiuti, scarichi idrici, emissioni in atmosfera, ecc.). Risulta rilevante la seconda parte della legge, che disciplina tutte le autorizzazioni ambientali

(Valutazione Ambientale Strategica, Valutazione d’Impatto Ambientale e Autorizzazione Ambientale Integrata) ad eccezione di quelle previste per le grandi opere.

Il **Decreto legislativo n. 105 del 2015**, relativo al “Controllo pericolo incidente rilevante connesso a sostanze pericolose”, definisce la tipologia di stabilimento in relazione ai quantitativi ed alla tipologia di sostanze presenti. Nello specifico, per il GNL:

- stabilimento soglia inferiore $50t \leq x < 200t$;
- stabilimento soglia superiore $x \geq 200t$.

Per definizione e caratteristiche operative, gli impianti «small scale» ricadono nell’ambito di applicazione del decreto c.d. Seveso, nella categoria stabilimento soglia superiore: “Chiunque intende realizzare un nuovo stabilimento di soglia superiore, prima di dare inizio alla costruzione degli impianti, oltre a tutte le autorizzazioni previste dalla legislazione vigente, deve ottenere il nulla osta di fattibilità di cui all'articolo 17, comma 2; a tal fine, presenta al CTR di cui all'articolo 10, un rapporto preliminare di sicurezza redatto secondo i criteri di cui all'allegato C. Il permesso di costruire non può essere rilasciato in mancanza del nulla osta di fattibilità...”.

Per un ulteriore riferimento al D.lgs. 105 del 2015, si rimanda al paragrafo 1.3.1.2.3.

Il **Decreto Legislativo del 2016 numero 257** copre tutte le fattispecie impiantistiche necessarie alla crescita dell’infrastruttura di distribuzione delineando i procedimenti necessari per la realizzazione degli stoccaggi, attraverso procedimenti semplificati e con previsione di tempi certi di conclusione degli stessi. Inoltre, prevede norme autorizzative diversificate e tarate sulle specifiche realtà che vengono considerate:

- impianti di rigassificazione che intendono offrire anche il servizio di trasporto, stoccaggio e distribuzione di GNL (Art. 9);
- impianti definiti «small scale LNG» (Art. 10);
- depositi di stoccaggio del GNL di piccole dimensioni destinati ad alimentare le utenze finali (Art. 11).

Per un’analisi del Decreto in riferimento al recepimento della Direttiva DAFI si rimanda al paragrafo 1.3.1.2.5

Per quanto concerne la **Circolare n.12112 del 12 settembre 2018**, emessa dal Dipartimento dei Vigili del Fuoco, questa contiene una guida tecnica di prevenzione incendi per l’analisi dei progetti di impianti di stoccaggio di gas GNL di capacità superiore a 50 tonnellate, elaborata dal Corpo nazionale dei Vigili del fuoco in collaborazione con l’associazione Assogasliquidi e l’Università di Pisa. Si tratta di impianti non ancora dotati di una regola tecnica di prevenzione incendi, per i quali è quindi fondamentale la conoscenza

delle caratteristiche impiantistiche dello stoccaggio di GNL, delle peculiarità connesse all'individuazione dei rischi specifici degli impianti e delle principali criticità.

Per l'approfondimento della Circolare, si rimanda al paragrafo 1.3.1.2.5.

Cercando di far chiarezza, a valle di tutte queste normative vigenti in Italia, l'iter autorizzativo è possibile schematizzarlo come segue:

- **Stoccaggi superiori a 200 tonnellate:** sono assoggettati ad autorizzazione unica rilasciata dal MiSE, di concerto con il Ministero dei Trasporti e d'intesa con la Regione;
- **Stoccaggi inferiori a 200 e superiori a 50 tonnellate:** sono assoggettati ad una autorizzazione unica rilasciata dalla Regione o Ente da lei delegato;
- **Impianti di stoccaggio di GNL inferiori a 50 tonnellate:** è prevista una procedura amministrativa semplificata, basata sulla presentazione presso il Comune di una dichiarazione in cui si attesta il rispetto delle normative in materia ambientale, sanitaria e di sicurezza;
- **Impianti di distribuzione di GNL per uso autotrazione:** si applicano le procedure amministrative applicabili per il CNG.

Inoltre, gli stoccaggi di gas naturale liquefatto con capacità complessiva superiore a 20.000 m³ devono essere sottoposti a procedimento di VIA statale, così come previsto nel punto 8 dell'allegato II del D.lgs. 152/2006, modificato dal D.lgs. 16/06/2017 n°104.

1.3.1.1.1 Valutazione Ambientale Strategica (VAS)

"La valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente naturale" è stata introdotta nella Comunità europea dalla Direttiva 2001/42/CE, detta Direttiva VAS, che rappresenta un importante contributo all'attuazione delle strategie comunitarie per lo sviluppo sostenibile, rendendo operativa l'integrazione della dimensione ambientale nei processi decisionali strategici.

A livello nazionale la Direttiva 2001/42/CE è stata recepita con la parte seconda del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 entrata in vigore il 31 luglio 2007, modificata e integrata dal D.lgs. 16 gennaio 2008, n. 4 entrato in vigore il 13/02/2008 e dal D.lgs. 29 giugno 2010, n. 128 pubblicato nella Gazz. Uff. 11 agosto 2010, n. 186.

La valutazione ambientale di piani e programmi, che possono avere un impatto significativo sull'ambiente, ha la finalità di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione, dell'adozione e approvazione di detti piani e programmi, assicurando che siano coerenti e contribuiscano alle condizioni per uno sviluppo sostenibile.

La valutazione ambientale può essere avviata su iniziativa sia pubblica che privata: la pubblica amministrazione può sia elaborare il piano/programma oppure recepire l'iniziativa di un soggetto privato. La pubblica amministrazione, che recepisce, adotta o approva il piano o programma, contestualmente al processo di formazione del piano o programma, avvia la valutazione ambientale strategica, la quale comprende:

- lo svolgimento di una verifica di assoggettabilità;
- l'elaborazione del rapporto ambientale;
- lo svolgimento di consultazioni;
- la valutazione del rapporto ambientale e degli esiti delle consultazioni;
- la decisione;
- l'informazione della decisione;
- il monitoraggio.

Per ciascuna delle componenti suddette della valutazione, nel Decreto sono stabilite le modalità di svolgimento, i contenuti, i Soggetti coinvolti.

L'autorità competente è la pubblica amministrazione, cui compete l'adozione del provvedimento di verifica di assoggettabilità e l'elaborazione del parere motivato: il provvedimento obbligatorio con eventuali osservazioni e condizioni che conclude la fase di valutazione di VAS.

La VAS si applica ai piani e ai programmi:

- che sono elaborati per la valutazione e gestione della qualità dell'aria ambiente, per i settori agricolo, forestale, pesca, energetico, industriale, trasporti, gestione dei rifiuti e delle acque, telecomunicazioni, turismo, pianificazione territoriale o destinazione dei suoli, e che allo stesso tempo definiscono il quadro di riferimento per l'approvazione, l'autorizzazione, l'area di localizzazione o comunque la realizzazione di opere o interventi i cui progetti sono sottoposti a VIA;
- per i quali si ritiene necessaria una Valutazione d'Incidenza ai sensi dell'art. 5 del D.P.R. 357/1997 e s.m.i.

Per i piani e programmi delle suddette categorie, che determinano l'uso di piccole aree a livello locale e per le modifiche minori di tali piani e programmi, la valutazione ambientale è necessaria qualora l'autorità competente valuti, attraverso un procedimento denominato Verifica di Assoggettabilità, che producano impatti significativi sull'ambiente in base a specifici criteri riportati nell'allegato I del D.lgs. 152/2006 e s.m.i. e tenuto conto del diverso livello di sensibilità ambientale dell'area oggetto di intervento.

Per i piani e programmi che non rientrano nelle suddette categorie, che definiscono il quadro di riferimento per l'autorizzazione di progetti, è prevista la VAS qualora l'autorità competente valuti (verifica di assoggettabilità) che detti piani/programmi possano avere impatti significativi sull'ambiente.

L'applicazione del processo VAS attraverso le specifiche componenti del processo, quali la verifica di sostenibilità degli obiettivi di piano, l'analisi degli impatti ambientali significativi delle misure di piano, la costruzione e la valutazione delle ragionevoli alternative, la partecipazione al processo dei soggetti interessati e il monitoraggio delle performances ambientali del piano, rappresenta uno strumento di supporto sia per il proponente che per il decisore per la definizione di indirizzi e scelte di pianificazione sostenibile.

In sostanza la VAS costituisce per il piano/programma, elemento costruttivo, valutativo, gestionale e di monitoraggio.

1.3.1.1.2 Valutazione di Impatto Ambientale (VIA)

La Valutazione d'Impatto Ambientale è nata negli Stati Uniti nel 1969 con il National Environment Policy Act (NEPA) anticipando il principio fondatore del concetto di Sviluppo Sostenibile. In Europa tale procedura è stata introdotta dalla Direttiva Comunitaria 85/337/CEE (Direttiva del Consiglio del 27 giugno 1985, Valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati) quale strumento fondamentale di politica ambientale.

La procedura di VIA viene strutturata sul principio dell'azione preventiva, in base al quale la migliore politica ambientale consiste nel prevenire gli effetti negativi legati alla realizzazione dei progetti anziché combatterne successivamente gli effetti. La struttura della procedura viene concepita per dare informazioni al pubblico e guidare il processo decisionale in maniera partecipata. La VIA nasce come strumento per individuare, descrivere e valutare gli effetti diretti/indiretti di un progetto su alcune componenti ambientali e di conseguenza sulla salute umana.

La VIA è stata recepita in Italia con la Legge n. 349 dell'8 luglio 1986 e s.m.i., legge che Istituisce il Ministero dell'Ambiente e le norme in materia di danno ambientale. Il D.P.C.M. 27 dicembre 1988 e s.m.i contiene le Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità.

La Direttiva 97/11/CE (Direttiva del Consiglio concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, Modifiche ed integrazioni alla Direttiva 85/337/CEE) è stata presentata come revisione critica dopo l'esperienza di applicazione delle procedure di VIA in Europa. La direttiva ha ampliato il numero dei tipi di progetti da sottoporre a VIA (allegato I) e ha introdotto le fasi di "screening" e "scoping".

Il quadro normativo in Italia, relativo alle procedure di VIA, è stato ampliato a seguito dell'emanazione della cd. "Legge Obiettivo" (L.443/2001) ed il relativo decreto di attuazione (D.lgs. n. 190/2002). Il D.lgs. individua una procedura di VIA speciale, con una apposita Commissione dedicata. Attraverso la delibera CIPE n. 57/2002 venivano date disposizioni sulla Strategia Nazionale Ambientale per lo sviluppo sostenibile 2000-2010 e si affermava come la VIA dovesse essere integrata a monte con Piani e Programmi che avessero già i criteri di sostenibilità ambientale, tramite la Valutazione Ambientale Strategica.

Il D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 intraprende la riorganizzazione della legislazione italiana in materia ambientale e cerca di superare tutte le dissonanze con le direttive europee pertinenti. La Parte II tratta le procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC).

I concetti fondamentali alla base della procedura di VIA sono riassumibili con:

- **Prevenzione:** analisi di tutti i possibili impatti derivati dalla realizzazione dell'opera/progetto, al fine non solo di salvaguardare ma anche di migliorare la qualità dell'ambiente e della vita;
- **Integrazione:** analisi di tutte le componenti ambientali e delle interazioni fra i diversi effetti possibili (effetti cumulativi);
- **Confronto:** dialogo e riscontro tra chi progetta e chi autorizza nelle fasi di raccolta, analisi ed impiego di dati scientifici e tecnici;
- **Partecipazione:** apertura del processo di valutazione all'attivo contributo dei cittadini in un'ottica di maggiore trasparenza (pubblicazione della domanda di autorizzazione e possibilità di consultazione).

In particolare, la valutazione di impatto ambientale (VIA) dei progetti, così come la VAS, è concepita per assicurare che l'attività dell'uomo sia compatibile con le condizioni per uno sviluppo sostenibile, pertanto comporta la individuazione, la descrizione e la stima degli impatti diretti ed indiretti che un progetto può avere su:

- uomo, fauna e flora;
- suolo, acqua, aria e clima;
- beni materiali e patrimonio culturale;

valutando anche l'interazione tra tali fattori, in modo da poter individuare la soluzione progettuale più idonea al perseguimento degli obiettivi di cui al co. 3 dell'art. 4 del D.lgs. n. 152/2006.

La valutazione di impatto ambientale, all'interno della quale si colloca la fase di verifica di assoggettabilità alla VIA stessa, come prevede l'art. 19 del D.lgs. n. 152/2006, riguarda i

progetti definiti dall'art. 5 come “la realizzazione di lavori di costruzione o di altri impianti od opere e di altri interventi sull'ambiente naturale o sul paesaggio, compresi quelli destinati allo sfruttamento delle risorse del suolo”, quindi nella nozione di progetto rientrano la costruzione e la modifica degli impianti o delle opere interessate riportate negli Allegati II, III e IV alla Parte II del decreto, con le modalità esplicitate nei paragrafi successivi.

Per quanto concerne i progetti soggetti alla valutazione di impatto ambientale, dal punto di vista operativo è opportuno tenere distinte la verifica di assoggettabilità alla VIA dalla VIA vera e propria, in quanto nel Titolo III della Parte II del D.lgs. n. 152/2006 si rinvengono procedure specifiche per ciascuna di esse.

1.3.1.1.2.1 La verifica di assoggettabilità alla VIA

La verifica di assoggettabilità è definita come la procedura che deve essere attivata per “valutare, ove previsto, se progetti possono avere un impatto significativo e negativo sull'ambiente” e debbano quindi essere sottoposti alla fase di VIA. Rappresenta, pertanto, una fase propedeutica alla VIA vera e propria.

Secondo quanto stabilito dall'art. 20 del D.lgs. n. 152/2006, la verifica di assoggettabilità alla VIA (nota anche come “screening”) è prevista per:

- i progetti elencati nell'Allegato II alla Parte II che servano esclusivamente o essenzialmente per lo sviluppo ed il collaudo di nuovi metodi o prodotti e non siano utilizzati per più di due anni;
- le modifiche o le estensioni dei progetti riportati nell'Allegato II la cui realizzazione “potenzialmente può produrre effetti negativi e significativi sull'ambiente”;
- i progetti elencati nell'Allegato IV;
- i progetti di cui all'Allegato IV ricadenti all'interno di aree naturali protette, le soglie dimensionali, ove previste, sono ridotte del cinquanta per cento.

L'art. 7 del D.Lgs n. 152/2006 stabilisce la competenza circa i progetti di cui all'Allegato II è del MATTM (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare), mentre i progetti di cui all'Allegato IV sono di competenza delle autorità alle quali le leggi regionali o delle province autonome abbiano affidato compiti di tutela, protezione e valorizzazione ambientale (vedasi comma 6 dell'art. 7), pertanto nel panorama nazionale vi sono situazioni differenti da Regione a Regione con competenze affidate spesso anche ai Comuni.

L'Allegato IV e le soglie dimensionali in esso stabilite meritano approfondimenti in quanto oggetto di contenziosi e, soprattutto, di procedure di infrazioni comunitarie. Occorre, quindi, comprendere quale sia stata la sua evoluzione normativa a livello comunitario e nazionale. La Direttiva 85/337/CEE, prima direttiva comunitaria in tema di VIA, (recepita in Italia con la L. n. 349/1986 e completata con strumenti attuativi quali il DPCM 377/88, il DPCM 27.12.1988 ed il DPR 16.4.1996) forniva due elenchi di progetti:

- quelli riportati nell'Allegato I della direttiva per i quali era obbligatoria la VIA;
- quelli di cui all'Allegato II (privi di soglie) per i quali gli Stati membri avrebbero potuto stabilire l'obbligo della VIA in funzione delle loro caratteristiche specificando "alcuni tipi di progetti da sottoporre ad una valutazione d'impatto o fissare criteri e/o soglie limite" (vedasi paragrafo 2 dell'art. 4 della Direttiva 85/337/CEE testo storico).

La Direttiva 85/337/CEE, quindi, non forniva alcuna indicazione per la fissazione delle soglie, pertanto le soglie stabilite dal D.P.R. 16 aprile 1996⁶ erano conformi alle disposizioni comunitarie. Ma con la Direttiva 97/11/CE, le disposizioni di cui alla direttiva madre vennero modificate, per cui all'art. 4 venne previsto che per valutare l'assoggettabilità alla VIA dei progetti di cui all'Allegato II gli Stati membri avrebbero dovuto procedere:

- esaminandoli "caso per caso";
- fissando soglie o criteri tenendo conto dei relativi criteri di selezione riportati nell'Allegato III alla direttiva stessa.

1.3.1.1.3 La valutazione di impatto ambientale vera e propria

In base a quanto stabilito dai co. 6 e 7 dell'art. 6 la VIA è obbligatoriamente prevista per:

- progetti di cui agli Allegati II e III alla Parte II del D.lgs. n. 152/2006;
- progetti di cui all'Allegato IV, relativi ad opere o interventi di nuova realizzazione, che ricadono, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette come definite dalla L. n. 394/1991;
- per i seguenti progetti qualora la procedura di verifica di assoggettabilità alla VIA abbia dimostrato che "possano produrre impatti significativi e negativi sull'ambiente":
- progetti elencati nell'Allegato II che servono esclusivamente o essenzialmente per lo sviluppo ed il collaudo di nuovi metodi o prodotti e non sono utilizzati per più di due anni;
- modifiche o estensioni dei progetti elencati nell'Allegato II che possono avere impatti significativi e negativi sull'ambiente;
- progetti elencati nell'Allegato IV.

Rispetto allo screening, la VIA prevede un ovvio livello di dettaglio maggiore per quanto riguarda le informazioni che devono essere prodotte all'autorità competente, tant'è che

⁶ Atto di indirizzo e coordinamento alle Regioni atto di indirizzo e coordinamento relativo alle condizioni, criteri e norme tecniche per l'applicazione della procedura d'impatto ambientale ai progetti inclusi nell'Allegato II alla Direttiva del 85/337/CEE, in attuazione del co. 1 dell'art. 40 della L. n. 146/1994 – legge comunitaria 1993

all'art. 21 del D.lgs. n. 152/2006 viene prevista anche una fase, facoltativa, di consultazione tra il proponente, l'autorità competente ed i soggetti competenti in materia ambientale, finalizzata alla definizione del grado di approfondimento delle informazioni, della metodologia da seguirsi necessaria alla redazione dello studio di impatto ambientale (SIA).

Tale fase, conosciuta anche con il termine di "scoping", viene condotta sulla base del progetto preliminare e dello studio preliminare ambientale, nonché dell'elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri nulla osta ed assensi necessari per la costruzione e l'esercizio del progetto, da prodursi prioritariamente in formato elettronico. È evidente che per progetti non già sottoposti a verifica di assoggettabilità alla VIA, i documenti previsti devono essere elaborati allo scopo, quindi a prima vista potrebbe risultare un onere aggiuntivo, ma lo scoping presenta vantaggi non trascurabili: il confronto preliminare può prevenire una successiva richiesta di integrazioni od ulteriori approfondimenti ed impegna l'autorità competente a verificare "l'esistenza di eventuali elementi di incompatibilità", senza però vincolarla alla decisione prevista per la VIA.

La fase di consultazione deve concludersi entro 60 giorni con una espressa pronuncia dell'autorità competente sugli aspetti elencati dal co. 2 dell'art. 21.

Prima di attivarsi per la presentazione dell'istanza, il proponente deve quindi elaborare lo studio di impatto ambientale (SIA), che rappresenta il documento principale riguardante gli aspetti ambientali e gli impatti del progetto. Il co. 3 dell'art. 22 del D.lgs. n. 152/2006 prevede un contenuto minimo per il SIA:

- descrizione del progetto e delle sue caratteristiche, analizzando la zona in cui sarà localizzato;
- descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e possibilmente compensare gli impatti negativi rilevanti;
- indicazione dei dati necessari all'individuazione e valutazione dei principali impatti sull'ambiente e sul patrimonio culturale che il progetto può produrre, sia in fase di realizzazione sia in fase di esercizio dell'opera;
- descrizione sommaria delle principali alternative prese in esame, compresa l'opzione zero, illustrando le motivazioni della scelta progettuale per quanto attiene l'impatto ambientale;
- piano di monitoraggio degli impatti che saranno prodotti.

Indicazioni di maggior dettaglio per la redazione del SIA sono forniti dall'Allegato VII alla Parte II del D.lgs. n. 152/2006, dal quale si desume altresì che il proponente debba effettuare un confronto, sotto il profilo ambientale, delle possibili alternative individuate con il progetto presentato.

Tutte le informazioni devono essere riassunte in una sintesi non tecnica per l'informazione del pubblico meno esperto.

L'istanza deve essere presentata direttamente all'autorità competente, che per i progetti di cui all'Allegato II è individuata nel MATTM, mentre per quelli di cui agli Allegati III e IV la competenza è attribuita secondo le disposizioni delle leggi regionali. La domanda deve essere corredata da:

- progetto definitivo (ossia il progetto avente un livello di dettaglio analogo a quanto previsto dal co. 4 dell'art. 93 del D.lgs. n. 163/2006[2]);
- studio di impatto ambientale;
- sintesi non tecnica;
- elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire per la costruzione e l'esercizio dell'opera;
- copia informatizzata degli elaborati, conforme agli originali presentati;
- copia di un avviso a mezzo stampa (per progetti di competenza statale l'annuncio deve essere pubblicato su un quotidiano a diffusione nazionale e su uno a diffusione regionale, mentre per i progetti di cui agli Allegati III e IV la pubblicazione va effettuata su quotidiani a diffusione regionale o provinciale).

Come nel caso della verifica di assoggettabilità alla VIA, anche nella VIA è garantita la riservatezza industriale o commerciale, consentendo di sottrarre all'accesso del pubblico informazioni riservate (co. 4 dell'art. 9 del D.lgs. n. 152/2006).

La documentazione deve essere depositata non solo presso l'autorità competente, sul cui sito web deve essere data notizia della presentazione dell'istanza (co. 1 art. 24), ma anche presso gli uffici di regioni, province e comuni eventualmente interessati anche parzialmente dagli impatti. Pertanto, a differenza di quanto visto per lo screening, per il quale è sufficiente che la documentazione sia depositata presso gli enti in cui il progetto è localizzato, la VIA garantisce un maggior coinvolgimento dei territori interessati, non solo dal progetto, ma anche dagli impatti conseguenti la sua realizzazione. A tal fine è indispensabile che il proponente stimi con scrupolosità i propri impatti, anche al fine di evitare un nuovo deposito della domanda presso uffici di enti inizialmente trascurati ed eventualmente anche una nuova ripubblicazione con una nuova decorrenza dei termini, visto che il co. 3 dell'art. 24 prevede che la pubblicazione indichi una breve descrizione dei "possibili principali impatti ambientali" del progetto.

A garanzia che la documentazione presentata sia completa, il legislatore ha previsto una fase finalizzata alla verifica di completezza sia di quanto presentato, sia dell'avvenuto

pagamento degli oneri istruttori previsti dall'art. 33 del D.lgs. n. 152/2006. Questa fase deve compiersi entro 30 giorni dalla presentazione della domanda, trascorsi i quali, se non sono state chieste integrazioni documentali (comportanti l'interruzione dei termini), l'istanza si intende correttamente presentata. Questa prima fase comporta esclusivamente la verifica che alla domanda siano allegati i documenti previsti senza, però, impegnare l'autorità competente ad effettuare una valutazione in merito ai contenuti, cosa che avviene in fase istruttoria. Eventuali integrazioni devono essere presentate entro il termine stabilito dall'autorità competente, che non può essere superiore a 30 giorni, prorogabile qualora la documentazione da produrre sia particolarmente complessa. La mancata produzione di quanto richiesto "entro il termine stabilito" va intesa come ritiro dell'istanza. Si è quindi in presenza di una archiviazione ex lege (non prevista per la procedura di verifica di assoggettabilità alla VIA), che non comporta necessariamente una risposta dell'autorità competente, né tantomeno l'avvio delle procedure dell'art. 10-bis della L. n. 241/1990, anche se potrebbe, comunque, risultare opportuna.

La partecipazione pubblica è garantita dalla possibilità di visionare il progetto e presentare osservazioni entro 60 giorni dalla presentazione della domanda. A differenza dello screening, la VIA prevede anche forme di partecipazioni più attive del pubblico, in quanto il co. 6 dell'art. 24 del D.lgs. n. 152/2006 dà la possibilità all'autorità competente di effettuare la consultazione tramite un'inchiesta pubblica durante la quale i cittadini possono formulare le proprie osservazioni.

Il proponente potrebbe essere convocato ad un contraddittorio con i soggetti che hanno presentato pareri od osservazioni, contraddittorio che potrebbe essere richiesto anche dal proponente.

Documentazione integrativa può essere presentata sia su iniziativa del proponente, anche a seguito delle osservazioni presentate (co. 9 dell'art. 24), sia su richiesta dell'autorità competente (co. 3 dell'art. 26); in ogni caso, sia la proposta del richiedente che la richiesta dell'autorità competente, devono avvenire entro 30 giorni dalla scadenza del termine previsto per la presentazione delle osservazioni (quindi entro 90 giorni dalla presentazione dell'istanza). Tale evenienza allunga i tempi istruttori, che possono dilatarsi ulteriormente qualora l'autorità competente ritenga che le modifiche apportate siano sostanziali (in base alla definizione di cui alla lett. l-bis) del co. 1 dell'art. 5) e, quindi, soggette ad un nuovo deposito con le modalità già descritte; conseguentemente i termini per l'adozione del provvedimento di VIA, di norma stabiliti in 150 giorni dalla presentazione dal co. 1 dell'art. 26, possono protrarsi fino a 330 giorni.

I proponenti devono prestare particolare attenzione alle scadenze fissate per la presentazione della documentazione integrativa stabilite dall'autorità competente, in quanto il co. 3-ter dell'art. 26 prevede che "non si procede all'ulteriore corso della valutazione"

qualora non si ottemperi alle richieste. La disposizione non è comunque chiara come quella che prevede il ritiro ex lege dell'istanza in caso di omesso deposito nei termini fissati della documentazione mancante in sede di verifica di completezza (si ricordi il co. 4 dell'art. 23): il fatto che il legislatore all'art. 26 abbia adottato una formulazione differente "non ottemperi alle richieste di integrazioni" potrebbe lasciare aperta la possibilità che l'autorità competente tenga comunque conto di documentazione fornita con un ritardo minimo, ad esempio dell'ordine di alcuni giorni, proseguendo l'istruttoria.

In caso di inquinamento transfrontaliero è previsto che lo Stato toccato venga informato tramite apposita notifica in modo che questo possa esprimere, entro 60 giorni, l'interesse a partecipare alla procedura. Il recente D.L. n. 91/2014, convertito con modifiche dalla L. n. 116/2014 ha previsto che sul sito web dell'autorità competente sia data evidenza della notifica. Qualora lo Stato straniero manifesti l'intenzione di partecipare, le autorità pubbliche ed il pubblico transfrontaliero possono inviare rispettivamente pareri ed osservazioni entro 90 giorni dalla dichiarazione di interesse, ossia entro 150 giorni dalla notifica, rendendo di fatto impraticabile il termine di 150 giorni per la conclusione del procedimento di VIA.

Per quanto attiene all'istruttoria, non è obbligatoriamente prevista la conferenza di servizi, che tuttavia si ritiene essere il miglior strumento di confronto tra autorità competente, soggetti competenti in materia ambientale e proponente. In mancanza di conferenza di servizi, l'autorità competente deve acquisire il parere dei soggetti che devono rilasciare autorizzazioni, pareri o altri titoli in materia ambientale, entro i termini stabiliti dal co. 3 dell'art. 25; nel caso di progetti di competenza statale, il MATTM deve provvedere all'acquisizione anche del parere delle Regioni interessate. In caso di mancata espressione dei pareri previsti o in caso di dissenso, l'autorità competente "procede, comunque, ai sensi dell'articolo 26" per pervenire alla decisione finale. A tal proposito, risulta particolarmente evidente che l'indizione di una conferenza di servizi ai sensi della L. n. 241/1990, ritenuta compatibile alle procedure della Parte II del D.lgs. n. 152/2006 in virtù di quanto disposto dall'art. 9, costituirebbe un importante vantaggio per l'autorità competente, soprattutto per la gestione del dissenso, in quanto, in base al co. 1 dell'art. 14-ter della L. n. 241/1990, il dissenso:

- non potrebbe essere espresso al di fuori della conferenza;
- dovrebbe essere congruamente motivato e pertinente all'oggetto della conferenza;
- dovrebbe fornire precise indicazioni delle modifiche progettuali necessarie per ottenere l'assenso.

Quindi la conferenza di servizi verrebbe a svolgere un ruolo di confronto fattivo.

Purtroppo, non tutte le disposizioni previste dalla L. n. 241/1990 riguardanti la conferenza di servizi sono applicabili ai procedimenti di VIA. In particolare, risulta preclusa, per espressa indicazione del co. 7 dell'art. 14-ter della L. n. 241/1990, la possibilità di considerare acquisto

per la VIA (così come per la VAS e l'AIA) l'assenso delle amministrazioni "il cui rappresentante, all'esito dei lavori della conferenza, non abbia espresso definitivamente la volontà dell'amministrazione rappresentata". Conseguentemente, l'autorità competente che non riesca ad ottenere i previsti pareri neppure in conferenza di servizi è obbligata comunque a procedere ai sensi dell'art. 26 del D.lgs. n. 152/2006.

Qualora si prefiguri l'adozione di un provvedimento negativo, l'autorità competente deve attivare le procedure previste dall'art. 10-bis della L. n. 241/1990 in modo da garantire al proponente di produrre, entro 10 giorni, eventuali osservazioni che possano contenere giustificazioni tali da far ritenere superati gli elementi ostativi.

Il provvedimento di VIA, se favorevole, deve contenere prescrizioni riguardanti l'impatto ambientale non solo durante l'esercizio di un'opera, ma anche durante la costruzione e la dismissione della stessa (co. 5 dell'art. 26), riportando le misure di monitoraggio degli impatti (co. 1 dell'art. 28), ed è auspicabile che ricordi l'obbligo, prorogabile, di realizzare i progetti entro 5 anni dalla pubblicazione della decisione finale stabilito dal co. 6 dell'art. 26.

Il monitoraggio degli impatti è basilare per testare la veridicità delle valutazioni effettuate sia in sede di richiesta che in sede istruttoria e, soprattutto, per dare all'autorità competente il potere di apportare modifiche al provvedimento qualora risultino "impatti negativi ulteriori e diversi" ed addirittura di sospendere l'attività in attesa di individuare le azioni correttive applicabili nel caso in cui "possano derivare gravi ripercussioni negative non preventivamente valutate sulla salute pubblica e sull'ambiente" (co. 1-bis dell'art. 28).

Il provvedimento di VIA è vincolante per definizione (lett. o) del co. 1 dell'art. 5 del D.lgs. n. 152/2006) e sostituisce o coordina (vedasi sempre la definizione e il co. 4 dell'art. 26) tutte le autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assensi comunque denominati in materia ambientale necessari per la costruzione e l'esercizio dell'opera progettata; nel caso di installazioni soggette a VIA ed AIA l'art. 10 del D.lgs. n. 152/2006 prevede che quando la competenza è statale (installazioni rientranti nell'Allegato XII alla Parte II del decreto) il provvedimento di VIA "fa luogo" dell'AIA, mentre negli altri casi le regioni devono assicurare che il procedimento di AIA sia coordinato nella VIA.

Il legislatore non ha ben precisato cosa intendesse con "sostituisce o coordina", in quanto la sostituzione di un'autorizzazione determinerebbe una nuova forma giuridica di titolo ambientale, mentre un semplice coordinamento implicherebbe un'unica istruttoria per tutti i titoli necessari, ognuno dei quali manterrebbe il suo status. La procedura di VIA, per come è impostata nella normativa nazionale, non può essere intesa come una nuova autorizzazione, in quanto, prima di tutto, non viene indicata una sua durata e, secondariamente, nell'art. 29, relativo alle sanzioni, sono fatte salve quelle delle norme vigenti (a differenza dell'AIA per la quale sono individuate sanzioni specifiche).

1.3.1.2 La normativa tecnica sul trasporto e lo stoccaggio del GNL in Italia

1.3.1.2.1 Gli impianti GNL per autotrazione

I distributori di carburanti di ogni tipo sono sottoposti alle visite ed ai controlli di prevenzione incendi da parte del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, in quanto compresi nella voce 13 dell'allegato I "Elenco delle attività soggette alle visite e ai controlli di prevenzione incendi" al D.P.R. 151/2011 recante: "Impianti fissi di distribuzione carburanti per l'autotrazione, la nautica e l'aeronautica; contenitori-distributori rimovibili di carburanti liquidi".

Nel corso degli anni sono seguite numerose circolari del Ministero dell'Interno contenenti specifiche, chiarimenti e dettagli riguardanti in particolare i distributori.

Per la distribuzione del gas naturale per autotrazione oggi è vigente il Decreto del Ministro dell'Interno del 24 maggio del 2002 (G.U. n. 131 del 6/6/2002) riguardanti le "Norme di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione".

Il Decreto prende in esame sostanzialmente due tipologie di impianto (a Gas Naturale Compresso - GNC): gli impianti alimentati da condotta e gli impianti alimentati da autobotte.

Il Decreto, al fine di mantenere gli standard di sicurezza, individua aree favorevoli dal punto di vista della sicurezza, lontane dai centri abitati o comunque in luoghi con scarsa densità abitativa.

La normativa antincendio riguardava solamente il caso di stazioni di rifornimento a GNC prelevato da rete fissa o da autobotte e non contemplava ancora la realizzazione di impianti di distribuzione di gas naturale mediante stoccaggio criogenico di metano liquido (GNL).

Il D.M. 24/05/2002 è stato in particolare recentemente modificato e integrato con il D.M. 12/03/2019, che ha aggiornato e definito le norme tecniche per gli impianti automatici ed in modalità self-service, con un particolare focus sulle necessarie istruzioni che devono essere somministrate agli utenti.

La Guida tecnica emanata con **Circolare del Ministero dell'Interno Prot. n. 3819 del 21/03/2013** si è occupata per prima di fornire indicazioni specifiche relative alla progettazione, costruzione e esercizio di impianti GNL sul territorio nazionale.

Nell'ottica di migliorare l'efficacia degli strumenti di progettazione antincendio in linea con l'evoluzione tecnologica e le nuove esigenze di riduzione dei costi e dell'impatto ambientale, la Guida è stata oggetto di revisione e aggiornamento nel maggio 2015 tramite Lettera **Circolare Prot. n. 5870 del 18/05/15**, attualmente in fase di trasformazione da guida a regola tecnica, da effettuarsi tramite emanazione di apposito decreto. Le due circolari sono approfondite nei paragrafi 1.3.1.2.2 e 1.3.1.2.3.

1.3.1.2.2 Lettera Circolare Prot. N° 3819 del 21/03/2013

Sin dal 2013, al fine di garantire la diffusione capillare del GNL per l'autotrazione in condizioni di sicurezza uniformi su tutto il territorio nazionale, il Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, con la Lettera Circolare Prot. N° 3819 del 21/03/2013, ha emanato la "Guida tecnica ed atti di indirizzo per la redazione di progetti di prevenzione incendi relativi ad impianti di alimentazione di gas naturale liquefatto (GNL) con serbatoio criogenico fuori terra a servizio di stazioni di rifornimento di gas naturale compresso (GNC) per autotrazione". Come indicato nel titolo del documento, non si tratta di una norma tecnica bensì di una Guida tecnica applicabile:

- solo per impianti di distribuzione stradale di gas naturale compresso;
- per impianti di alimentazione da 5 t a 50 t di GNL.

La Guida tecnica di prevenzione incendi si applica a:

- impianti di nuova realizzazione;
- impianti in regola con la normativa antincendio nel caso si vogliano apportare modifiche che comportino un aggravio delle preesistenti condizioni di sicurezza antincendio;
- casi di potenziamento dell'impianto ovvero aumento della capacità di stoccaggio dei serbatoi;
- casi di ristrutturazione dell'impianto.

La Guida tecnica del 2013, visto lo stato delle conoscenze sperimentali in materia di impianti GNL, ha portato all'accantonamento dell'approccio deterministico e ha comportato l'abbandono dell'approccio prescrittivo in favore dell'adozione di linee di indirizzo per una corretta progettazione e buona tecnica in materia di costruzione e gestione di impianti GNC/GNL per uso autotrazione.

La Guida tecnica lascia ad ogni modo al professionista incaricato la libertà di progettare gli impianti, nel rispetto delle "Direttive per l'attuazione dell'approccio ingegneristico alla sicurezza antincendio" (con le metodologie richiamate nel D.M. 09/05/2007), dimostrando il raggiungimento degli obiettivi di sicurezza anche con "sistemi/distanze/impiantistica" diversi da quelli segnalati con la Circolare.

La Guida raccomanda il rispetto della norma tecnica UNI EN 13645-2006 "Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (GNL) - Progetto di installazioni di terra a capacità di stoccaggio fra 5 e 200 t" nella progettazione e realizzazione dell'impianto. Per quanto riguarda le caratteristiche generali del gas naturale liquefatto, vengono richiamate le definizioni contenute nella normativa tecnica europea EN 1160.

Gli obiettivi della Guida tecnica nel rispetto delle esigenze di sicurezza sono i seguenti:

1. minimizzare le cause di rilascio accidentale di gas nonché di incendio e di esplosione;
2. limitare, in caso di evento incidentale, danni alle persone;
3. limitare, in caso di evento incidentale, danni ad edifici o a locali contigui all'impianto;
4. ridurre per quanto possibile la frequenza delle operazioni di riempimento dei serbatoi fissi;
5. permettere ai soccorritori di operare in condizioni di sicurezza.

Gli argomenti analizzati dalla Guida sono i seguenti:

- informazioni relative al GNL (Il prodotto, Effetti fisici);
- ubicazione dell'impianto;
- elementi costitutivi dell'impianto di alimentazione GNL;
- elementi pericolosi dell'impianto di alimentazione GNL;
- serbatoi criogenici e altre attrezzature;
- sistema di emergenza finalizzato alla sicurezza antincendio;
- dispositivi e configurazione del punto di riempimento dei serbatoi criogenici;
- impianto elettrico, impianto di terra, fognature e caditoie;
- distanze di sicurezza (interne-esterne) e distanze di protezione;
- norme di esercizio dell'impianto di alimentazione GNL (sosta dell'autocisterna, operazioni di riempimento, sorveglianza, emergenza, verifiche, segnaletica).

Per l'analisi dei contenuti di dettaglio, si rimanda a seguire alla versione Guida tecnica, aggiornata nel 2015.

1.3.1.2.3 Lettera Circolare Prot. n. 5870 del 18/05/15

Nel 2015 il Comitato Centrale Tecnico Scientifico per la Prevenzione del corpo nazionale VV.F. ha approvato:

- a) la "Guida tecnica ed atti di indirizzo per la redazione dei progetti di prevenzione incendi relativi a impianti di distribuzione di tipo L-GNL, L-GNC E L-GNC/GNL per autotrazione";
- b) la "Guida tecnica ed atti di indirizzo per la redazione dei progetti di prevenzione incendi relativi a impianti di alimentazione GNL con serbatoio

criogenico fisso a servizio di impianti di utilizzazione diversi dall'autotrazione" (c.d. utenze off-grid).

I seguenti elementi sono comuni alle due guide tecniche:

- sono applicabili per ogni installazione civile e industriale che riguarda il GNL;
- sono applicabili per serbatoi criogenici fino a 50 t di GNL (sotto i valori di soglia del D.lgs. 105/15 c.d. Seveso);
- mantengono la forma di linee di indirizzo di corretta progettazione e buona tecnica, accantonando l'approccio deterministico prescrittivo, lasciando ai professionisti "ogni libertà" di progettazione con metodologie validate e riconosciute dalle specifiche normative;
- forniscono indicazioni utili alla progettazione di installazioni di terra a capacità di stoccaggio fino a 50 t, valide anche per impianti diversi dall'autotrazione;
- non contengono indicazioni relative agli aspetti urbanistici e territoriali nel rispetto del principio dell'attribuzione di queste competenze agli Enti Locali.

Rispetto alla precedente versione del 2013, le novità introdotte sono le seguenti:

- sono stati rivisitati i criteri di individuazione dei punti pericolosi degli impianti e, di conseguenza, le relative indicazioni progettuali;
- si è ampliata la possibilità di attuare soluzioni impiantistiche compatibili con gli obiettivi di sicurezza antincendio riconosciuti a livello comunitario;
- si sono riviste le distanze di sicurezza in ragione nuovi e approfonditi studi su modelli validati da letteratura tecnica del settore;
- per gli apparecchi di distribuzione del GNL si sono mantenute le distanze di sicurezza relative agli apparecchi di distribuzione del GNC;
- è possibile accorpate in un unico apparecchio di distribuzione l'erogazione di GNL e di Gasolio a condizione che l'erogazione contemporanea dei prodotti sia interdetta.

La Guida tecnica per impianti destinati ad uso autotrazione mantiene gli obiettivi ed i campi di applicabilità della guida del 2013.

Per quanto riguarda gli impianti destinati ad uso autotrazione, la Circolare M.I. n. 5870/2015 identifica tre diverse tipologie di impianti:

- impianto di Tipo **L-GNC** che distribuisce il GNL stoccato nel serbatoio sotto forma di GNC (Gas Naturale Compresso) per il rifornimento degli autoveicoli alimentati a metano tradizionale attraverso una sezione di pompaggio-vaporizzazione-accumulo in alta pressione (300 bar);

- impianti di Tipo **L-GNL** che distribuisce il GNL stoccato nel serbatoio sotto forma di metano liquido per il rifornimento dei mezzi alimentati a GNL di nuova concezione (trasporto pesante) attraverso una sezione di pompaggio di bassa pressione (15 bar);
- Impianti di Tipo **L-GNC/GNL** che si compone di entrambe le sezioni impiantistiche degli impianti Tipo L-GNC e Tipo L-GNL.

Nelle immagini a seguire si riportano le tipologie di impianti ad uso autotrazione identificati dalla Circolare M.I. n. 5870/2015.

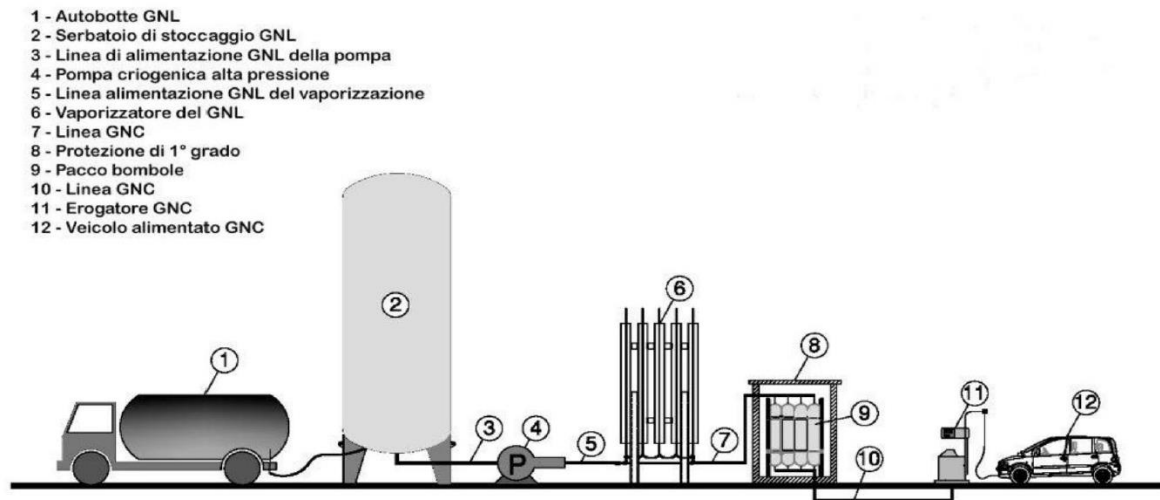


Figura 2 - Impianto di tipo L-GNC

- 1 - Autobotte GNL
- 2 - Serbatoio di stoccaggio GNL
- 3 - Linea di alimentazione GNL
- 4 - Pompa criogenica
- 5 - Linea alimentazione GNL dell'erogatore
- 6 - Erogatore GNL
- 7 - Veicolo alimentato GNL

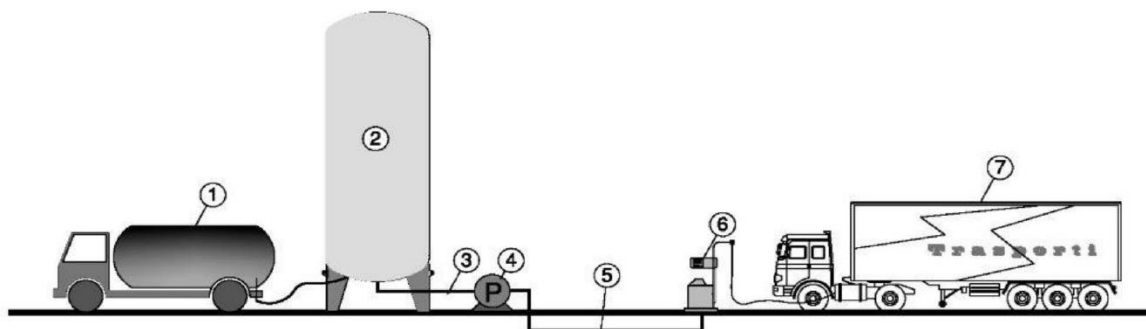


Figura 3 - Impianto di tipo L-GNL

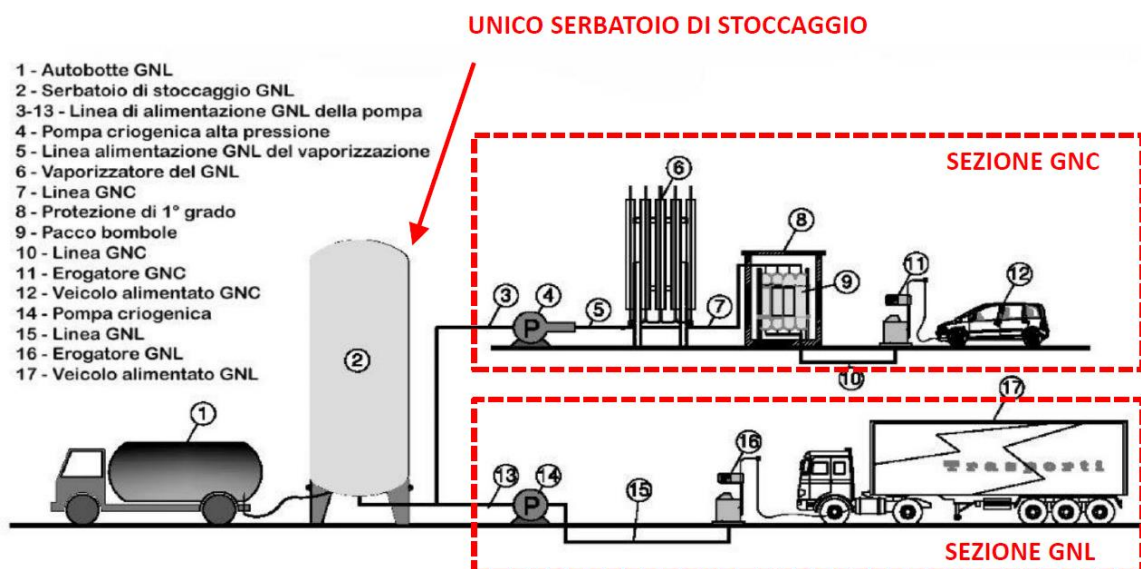


Figura 4 - Impianto di tipo L-GNC/GNL

Gli allegati tecnici della Guida forniscono disposizioni generali sui seguenti aspetti:

1. elementi costitutivi;
2. elementi pericolosi;
3. serbatoi criogenici;
4. pompe;
5. vaporizzatori e scambiatori/regolatori di temperatura;

6. sistema di contenimento;
7. barriera di confinamento;
8. torcia fredda;
9. recinzione;
10. sistema di emergenza finalizzato alla sicurezza antincendio;
11. dispositivi e configurazione del punto di riempimento dei serbatoi criogenici;
12. tubazioni di GNL;
13. impianto elettrico;
14. impianto di terra e di protezione delle strutture dalle scariche atmosferiche;
15. fognature e caditoie;
16. protezione antincendio;
17. recupero dei gas di evaporazione (boil-off) di GNL dell'impianto di distribuzione;
18. convogliamento dei gas di evaporazione (boil-off) dei serbatoi GNL dei veicoli;
19. apparecchio di distribuzione di GNL;
20. distanze di sicurezza (interne, impianti misti, esterne);
21. distanze di protezione;
22. sosta dell'autocisterna;
23. verifica sismica;
24. norme di esercizio dell'impianto di alimentazione GNL;
25. self-service (presidiato, non presidiato).

Di seguito vengono passati in rassegna le principali indicazioni tecniche relative agli impianti GNL.

Protezione antincendio

Sono prescritti estintori a polvere carrellati con la capacità minima di 50kg.

Laddove nell'impianto o nelle vicinanze non ci sia la disponibilità di un impianto idrico antincendio, si dovrà predisporre un approvvigionamento idrico per le squadre VVF., con un idrante 300 l/min a 0,2 MPa con riserva minima di 10 mc, oppure un punto di rifornimento pubblico con le caratteristiche suddette.

Elementi pericolosi

L'identificazione dei potenziali rischi in un impianto di stoccaggio e distribuzione GNL ricalca i riferimenti stabiliti dalla norma UNI EN ISO 16903:2015 e sono sinteticamente riportati a seguire:

- fuoriuscite di GNL: FLASH-FIRE e JET-FIRE;
- aumento incontrollato della temperatura di depositi e veicoli: BLEVE;
- espansione e dispersione delle nubi di gas: FIREBALL;
- asfissia ed esposizioni al freddo.

Gli "elementi costitutivi pericolosi" dell'impianto sono:

- punti di riempimento;
- serbatoio criogenico configurazione standard 60 m³;
- pompa ad alta pressione L-GNC;
- erogatori GNC e/o GNL;
- locale di recupero per gas di Boil-Off;
- locale contenente i recipienti di accumulo.

La torcia fredda non è più considerata elemento costitutivo pericoloso dell'impianto, ma si è introdotto l'obbligo di convogliare tutti gli scarichi di valvole di sicurezza e spurghi in torcia fredda.

Distanze di sicurezza

Le distanze di sicurezza interne dagli elementi pericolosi A, B ed E di cui alla tabella sono ridotte con la regola del filo teso (in pianta) per un massimo del 50% qualora vengano realizzate barriere di confinamento.

Tra gli elementi pericolosi dell'impianto devono essere osservate, come minimo, le distanze [m] riportate nella seguente tabella:

Elementi Pericolosi dell'impianto	A	B	C	D	E	F
A - Punto di riempimento	-	-	8	(3)	8 ⁽⁴⁾	(3)
B - serbatoi, barrel, pompe,	-	(2)	8	(3)	8 ⁽⁵⁾	(3)
C - Apparecchi di distribuzione GNC	8	8	(1)	(1)	8	(7)
D - Locale recipienti di accumulo	(3)	(3)	(1)	-	(6)	-
E - Apparecchio distribuzione GNL	8 ⁽⁴⁾	8 ⁽⁵⁾	8	(6)	8	(7)
F - Locale sistema recupero vapori boil-off	(3)	(3)	(7)	-	(7)	-

Tabella 4 - Distanze di sicurezza interne

- (1) Distanze di cui al D.M. 28/6/2002 e s.m.i.
- (2) La distanza tra serbatoi non deve essere minore di 1,5 m.
- (3) Il locale recipienti di accumulo ed il locale sistema di recupero vapori di boil-off dovranno essere posizionati esternamente al sistema di contenimento di cui al punto 6.
- (4) Non è prevista alcuna distanza di sicurezza se sono adottati sistemi automatici atti ad impedire la contemporaneità dell'operazione di travaso dei serbatoi fissi con quella di rifornimento dei veicoli.
- (5) Non è prevista nessuna distanza di sicurezza se è interposto un muro di schermo con resistenza al fuoco di 120 minuti con h=2m (EI 120) e larghezza sufficiente a schermare gli elementi pericolosi B della tabella dagli apparecchi di distribuzione GNL.
- (6) Vedi distanze di cui al DM 28/6/2002 e s.m.i. applicabili all'apparecchio di distribuzione GNC.
- (7) Nel caso di sistemi di cui al punto 17.1 lettera a), vedi distanze stabilite dal DM 28/6/2002 e s.m.i. applicabili ai locali compressori, mentre nel caso di sistemi di cui al punto 17.2 lettera b), vedi distanze di sicurezza interne stabilite dal DM 30/4/2012 applicabili al VRA.

Ulteriori distanze di sicurezza interne:

- parcheggi, anche all'aperto, con numero di autoveicoli maggiore di 9: **15m**;
- parcheggi, anche all'aperto, con numero di autoveicoli minore di 9: **10m**;
- aperture poste comunicanti con locali interrati o seminterrati: **20 m**;
- a partire dall'area di sosta dell'autocisterna, dagli apparecchi di distribuzione, dai fabbricati pertinenti l'impianto, dai parcheggi e dalle aperture: **8m**.

Distanze di sicurezza per impianti misti:

- tra gli elementi A, B ed E della tabella precedente ed i pozzetti di carico dei serbatoi di combustibili liquidi (benzine e gasolio): **10 m**;
- tra gli elementi A, B ed E della tabella precedente ed i pozzetti di carico dei serbatoi di combustibili liquidi (benzine e gasolio) e GPL: **8 m**;
- tra l'area di sosta dell'autocisterna di GNL e quella di altri combustibili liquidi o gassosi: **5m**;
- tra gli elementi A e B della tabella I e gli stessi elementi pericolosi dell'impianto di distribuzione del GPL: **10m**.

Distanze di sicurezza esterne. Dagli elementi pericolosi A, B ed E di cui alla tabella precedente, devono essere osservate le seguenti distanze di sicurezza:

- dal punto di riempimento: **30 m**;
- da serbatoi, barrel, pompe: **20 m (30 m per depositi di capacità complessiva > di 30 m³)**;
- dall'apparecchio di distribuzione GNL: **20 m**;
- rispetto ad altre strade destinate alla circolazione dei veicoli a motore e alle vie navigabili: **15 m**;
- a partire dall'area di sosta dell'autocisterna, rispetto ai fabbricati esterni, autostrade, linee ferroviarie pubbliche e linee tranviarie in sede propria: **15 m**, e rispetto alle altre strade e vie navigabili: **10 m**;
- rispetto a parcheggi all'aperto, con numero di autoveicoli maggiore di 9: **20 m**.

Le distanze di sicurezza esterne, ad eccezione delle distanze dalle linee elettriche aeree, sono ridotte con la regola del filo teso (in pianta) per un massimo del 50% qualora vengano realizzate barriere di confinamento.

Le distanze di sicurezza sopra indicate devono essere aumentate del 50% rispetto a fabbricati per il culto, caserme, musei, mercati stabili, stazioni di linee di trasporto pubbliche e private, cimiteri, aree destinate allo stazionamento di circhi e parchi di divertimento e rispetto alle attività di cui ai punti 65, 66, 67, 68, 69 e 71 dell'Allegato I al D.P.R. 1/8/2011 n.151.

Distanze di protezione. Rispetto agli elementi pericolosi dell'impianto devono essere osservate le seguenti distanze di protezione:

- dal punto di riempimento: **5 m**;
- da serbatoi, barrel, pompe: **5 m**;
- dall'area di sosta dell'autocisterna: **5 m**;

Serbatoi criogenici

Con la Guida del 2015 è stato introdotto l'obbligo di assicurare la facile ispezionabilità del contorno del serbatoio e delle relative apparecchiature.

Rispetto alla precedente versione della guida tecnica, inoltre, è stata aumentata la percentuale del livello massimo indicato dal costruttore entro il quale si deve attivare il sistema di allarme per alto livello (da 85% a 95%) e sono state definite in dettaglio le "attrezzature ausiliarie" di cui deve essere dotato il serbatoio.

Le seguenti disposizioni sono indicate per i serbatoi criogenici (capacità utile di stoccaggio inferiore alle 50 t):

- devono essere installati e connessi all'impianto in modo fisso (essere idoneamente ancorati alla loro platea);
- possono essere ad asse verticale o orizzontale, termicamente isolati, a gruppi di due o più serbatoi;
- sono installati fuori terra e possono essere installati sotto tettoia;
- devono assicurare facilità di ispezione visiva dell'intero serbatoio e delle relative apparecchiature. Gli accessori dei serbatoi devono essere facilmente accessibili da parte del personale addetto;
- le linee di collegamento dei serbatoi devono essere dotate di valvole di intercettazione;
- le linee che immettono direttamente in atmosfera devono essere provviste di doppia valvola, di cui la seconda deve potersi chiudere automaticamente ove cessi l'intervento dell'operatore;

devono essere dotati di:

- sistema di misura del livello in grado di attivare un preallarme di alto livello al raggiungimento del 95% del livello massimo indicato dal costruttore;
- sistema indipendente di blocco automatico del riempimento per il raggiungimento del massimo livello indicato dal costruttore;
- sistema di misura a traboccamento per la verifica del massimo livello;
- sistema di controllo della pressione;
- almeno una valvola di sicurezza di riserva e un dispositivo idoneo ad escludere, a scopo manutenzione, le singole valvole di sicurezza dall'esercizio;
- un manometro collegato alla parte alta del serbatoio.

Sistema di contenimento e barriere di confinamento

Deve essere previsto almeno un sistema di contenimento di volume pari a 2 m³ e di superficie minima di 2 m² per le eventuali perdite di GNL. Devono inoltre essere previsti idonei sistemi di allontanamento delle acque meteoriche.

Le barriere di confinamento, realizzate in muratura o con strutture metalliche, devono essere di tipo continuo e devono avere estensione in lunghezza non inferiore a 20 m ovvero inferiore a 20 m, ma non inferiore alla distanza di sicurezza che si intende ridurre.

Le distanze di sicurezza degli elementi pericolosi della sezione di alimentazione sono ridotte fino ad un massimo del 50% qualora detta sezione sia circoscritta integralmente dalla barriera di confinamento, qualunque sia il suo perimetro.

Sistema di emergenza

Il sistema di emergenza finalizzato alla sicurezza antincendio prevede che:

- gli impianti di alimentazione GNL debbano essere dotati di un sistema di emergenza ad attivazione automatica, attivabile da:
 - pulsanti a riarmo manuale;
 - rilevatori elettronici o meccanici di incendio;
 - rilevatori di atmosfere infiammabili e sistema di allarme acustico.
- il sistema di emergenza debba nel più breve tempo possibile e comunque entro massimo 15 secondi dall'attivazione:
 - isolare completamente ciascun serbatoio criogenico e l'autocisterna, mediante chiusura delle valvole di intercettazione automatiche comandate a distanza;
 - arrestare le pompe criogeniche ed i compressori installati nell'impianto;
 - arrestare l'eventuale pompa criogenica in dotazione all'autocisterna;
 - interrompere l'alimentazione elettrica dell'impianto di distribuzione.
 - il ripristino delle condizioni di esercizio debba essere eseguibile solo manualmente.

Specifiche costruttive delle autobotti GNL

Il servizio di logistica e trasporto del GNL per il rifornimento dei distributori di norma viene effettuato con autobotti munite di misuratore volumetrico secondo le specifiche di sicurezza del trasporto e dello scarico di gas infiammabili (ADR). Ogni autobotte deve avere le caratteristiche tecniche previste dall'ADR, tra cui:

- pulsante di emergenza per blocco delle attrezzature di scarico;
- blocco automatico delle ruote del mezzo ed apertura delle valvole di fondo della cisterna sollevando almeno uno dei portelloni del conta litri;
- valvole di non ritorno sulle flange e/o raccordi di carico.

Procedure di scarico del GNL

Le seguenti procedure sono indicate per le operazioni di scarico del GNL:

- non si può eseguire il travaso GNL contemporaneamente al travaso di altri prodotti petroliferi ed al rifornimento degli autoveicoli GNL;
- lo scarico deve avvenire nell'apposita area riservata ed attrezzata per questa operazione;
- prima di iniziare le operazioni, devono essere predisposte diverse misure di sicurezza.

Le operazioni di riempimento del/i serbatoio/i fissi non possono iniziare se non dopo che:

- il motore dell'autocisterna sia stato spento e i circuiti elettrici del mezzo interrotti. Le autobotti dotate di sistema di arresto di emergenza possono scaricare con motore in moto se tale sistema è in grado di chiudere le valvole di radice del serbatoio e spegnere il motore;
- il sistema di arresto in dotazione all'autocisterna sia stato collegato al sistema di emergenza dell'impianto;
- le ruote dell'autoveicolo siano state bloccate con appositi dispositivi esterni.

Modalità self-service

È consentito il rifornimento in modalità self-service sia con impianto presidiato che con impianto non presidiato, alle seguenti condizioni:

- presenza di sistemi atti a rilevare la presenza dell'utente;
- dettagliate istruzioni fornite agli utenti;
- presenza di sistemi di comunicazione in grado di fornire assistenza all'operazione di rifornimento;
- presenza di sistemi di controllo a distanza della zona di erogazione.

Per quanto riguarda il dettaglio delle indicazioni fornite in materia di distributori automatici, erogazione in modalità self-service e istruzioni all'utenza, si rimanda all'aggiornamento fornito con il D.M. 12/03/2019, analizzato a seguire.

1.3.1.2.4 Decreto 12 marzo 2019 – sviluppo della modalità self-service

Il Decreto Ministeriale del 12 marzo 2019 apporta modifiche ed integrazioni al D.M. 24/05/2002, con un aggiornamento ed una nuova definizione delle “Norme di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione”.

Tale Decreto recepisce quanto previsto dal D.lgs. 16/12/2016, n. 257 recante attuazione della Direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi e, in particolare, l'art. 18, comma 2, che prevede : “Al fine di sviluppare la modalità self-service per gli impianti di distribuzione del GNC, entro dodici mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministero dell'interno, di concerto con il Ministero dello sviluppo economico, è aggiornata la normativa tecnica di cui al decreto del Ministro dell'interno del 24 maggio 2002 n.131, e successive modificazioni, in materia di sicurezza, tenendo conto degli standard di sicurezza utilizzati in ambito europeo”

Il Decreto entra in vigore a 30 giorni dalla pubblicazione in Gazzetta Ufficiale. Le modifiche alla regola tecnica interessano le seguenti fattispecie:

- apparecchi di distribuzione automatici;
- segnaletica di sicurezza;
- funzionamento in modalità self-service;
- istruzioni per gli utenti del distributore self-service.

Di seguito vengono analizzate le principali novità introdotte dal decreto, con particolare focus sulle prescrizioni e indicazioni fornite relativamente alla possibilità di utilizzo dei distributori ad uso autotrazione in modalità self-service, che rappresenta un elemento di forte attualità e interesse da parte degli operatori del settore in quanto riconosciuta come misura di stimolo per lo sviluppo del mercato.

Per gli apparecchi di distribuzione automatici (titolo II, punto 2.7.5 del D.M. 12/03/2019) le integrazioni apportate prevedono:

- I distributori per l'erogazione di gas naturale per autotrazione devono essere provvisti di marcatura CE e relativa dichiarazione di conformità ai sensi del d.lgs. 19 maggio 2016, n. 85. Tale marcatura CE deve attestare che il distributore è costruito in maniera idonea in conformità all'analisi di rischio effettuata dal fabbricante ai sensi di tutte le direttive comunitarie applicabili.
- È consentita l'erogazione contemporanea di carburanti liquidi e gassosi mediante apparecchi di distribuzione multi-prodotto conformi alle disposizioni vigenti applicabili; è tuttavia vietato rifornire il medesimo veicolo con più carburanti contemporaneamente.

- Gli apparecchi di distribuzione devono essere dotati di giunto antistrappo sulla manichetta di carico del veicolo.
- Il collegamento dell'apparecchio di distribuzione alla linea di adduzione del gas deve essere effettuato tramite una valvola di eccesso di flusso.
- Prima della pistola di erogazione gas al veicolo deve essere inserita una valvola di non ritorno.
- L'impianto di scarico in atmosfera deve essere in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche prodotte dal gas effluente alla pressione di esercizio. Il condotto di scarico in atmosfera deve essere convogliato in area sicura e comunque l'estremità superiore di detto condotto deve essere situata ad una distanza dal piano di calpestio non minore di 2,50 m e protetta da dispositivo taglia fiamma inossidabile.
- Ogni apparecchio di distribuzione deve fare capo ad un dispositivo di intercettazione posto alla radice dell'apparecchio stesso.
- Al fine di impedire l'erogazione a pressione superiore a 220 bar, su ciascun punto di erogazione degli apparecchi di distribuzione deve essere inserito un sistema di controllo automatico della pressione che interagisca con la testata contometrica oppure un sistema di equivalente efficacia e non assoggettabile a manomissione.

Lo stesso articolo precisa che, al fine di consentire il rifornimento in modalità self-service, si devono tenere in considerazione le seguenti prescrizioni:

- Ciascun apparecchio di distribuzione deve essere asservito ad un pulsante di ritenuta che comanda l'erogazione del gas mediante l'azione manuale sul dispositivo stesso. L'eventuale successiva pressione dello stesso pulsante deve bloccare immediatamente l'erogazione del gas. Il pulsante di ritenuta deve essere collocato in modo da consentire all'utente una completa visione dell'apparecchio di distribuzione al fine del controllo della regolare erogazione.
- Negli impianti self-service presidiati, in zona sicura posta ad adeguata distanza dagli apparecchi di distribuzione ed in posizione tale da garantire una completa visione dell'apparecchio stesso, deve essere posizionato un sistema di comunicazione che permetta all'utente di ricevere assistenza da parte del personale addetto e deve essere installato almeno un punto di controllo a distanza dell'apparecchio di distribuzione dal quale il personale addetto possa comandare l'interruzione dell'erogazione.
- Negli impianti self-service non presidiati, si mantengono le prescrizioni sopra descritte, salvo il sistema di comunicazione essere configurato in remoto, attivabile mediante un apposito pulsante o attraverso la chiamata ad un numero telefonico chiaramente esposto, con un centralino dedicato attivo h24, che consenta all'utente

di ricevere assistenza all'operazione di rifornimento nonché permetta di segnalare un incidente o una situazione di emergenza ricevendo istruzioni sulle operazioni da compiere e sul comportamento da tenere. Il personale in servizio presso il suddetto centralino deve avere conseguito l'attestato di idoneità tecnica (di cui all'art. 3 della legge 28 novembre 1996, n. 609, a seguito della frequenza del corso di tipo C di cui all'allegato IX del Decreto del Ministro dell'Interno 1 del 0 marzo 1998).

Il titolo IV, paragrafo 4.7 del Decreto definisce i requisiti e le modalità di **funzionamento self-service di impianti presidiati e non presidiati**, definendo alcune comuni prescrizioni tra cui: la presenza dell'addetto formato, il sistema di videosorveglianza, il riconoscimento utente, l'istruzione e la registrazione in apposita banca dati degli utenti per il self-service, ecc.

In particolare, per quanto riguarda il rifornimento in modalità self-service, il decreto prevede che:

- È consentito il funzionamento in modalità self-service presso gli impianti di distribuzione di gas **di tipo presidiato**, se è presente un addetto in grado di intervenire con cognizione di causa e tempestivamente in caso di emergenza. A tal fine l'addetto deve seguire un corso antincendio per attività a rischio di incendio elevato ai sensi del decreto del Ministro dell'interno 10 marzo 1998 e acquisire la perfetta conoscenza del piano di emergenza e delle relative modalità di intervento per mettere in sicurezza l'impianto.
- È consentito il rifornimento di gas naturale per autotrazione in modalità self-service **non presidiato** alle seguenti condizioni:
- Gli impianti siano dotati di un sistema di videosorveglianza, che consenta la visione dell'apparecchio di distribuzione, della zona di rifornimento dei veicoli, della targa e del veicolo che ha effettuato il rifornimento. Il sistema deve essere in grado di archiviare opportunamente le immagini, in modo tale che possano essere consultate esclusivamente dagli organi di controllo nell'ambito delle attività di competenza.
 - a) Gli impianti siano dotati di un sistema di riconoscimento dell'utente, che viene identificato mediante l'inserimento dello strumento di pagamento elettronico che fornisce il consenso all'erogazione.
- Gli utenti, che intendono usufruire della modalità self-service, devono essere preventivamente istruiti in merito alle modalità di effettuazione del rifornimento self-service, ai rischi ad esso connessi, nonché alle avvertenze, limitazioni, divieti e comportamenti da tenere in caso di emergenza, alle conseguenze relative a comportamenti scorretti o non permessi ed essere registrati all'interno di una specifica banca dati. Detta registrazione avviene secondo modalità individuate dal Ministero dell'interno, condivise con i Ministeri dello sviluppo economico e delle

infrastrutture e dei trasporti, ed effettuata su portale telematico presente sul sito del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. In alternativa la registrazione può essere effettuata su portale telematico implementato da una società regolata dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, ovvero in subordine, sul portale di un sito internet di un organismo che opera nel settore delle infrastrutture del gas presente su tutto il territorio nazionale, previo assenso del Corpo nazionale VV.F.

Per quanto riguarda la formazione (istruzione) necessaria per poter usufruire della modalità self-service presso impianti non presidiati (di cui al punto c), il decreto precisa che l'istruzione dovrà avvenire mediante uno dei seguenti procedimenti:

- Istruzione effettuata presso un distributore di gas naturale per autotrazione con impianto self-service a cura del gestore o di personale dallo stesso delegato, che deve prevedere anche un addestramento sul corretto utilizzo del distributore self-service e deve essere accompagnata da apposito opuscolo dimostrativo (c.1). Il completamento dell'istruzione comporta la registrazione dell'utente, nella banca dati precedentemente citata, da parte del gestore.
- Istruzione effettuata avvalendosi di un "tutorial" (c.2), almeno in lingua italiana ed inglese, disponibile sul portale precedentemente citato. L'evidenza della sua comprensione, ovvero dell'avvenuta istruzione dell'utente, avviene mediante la registrazione dei dati personali dell'utente che ha usufruito dell'istruzione e, a completamento della procedura, l'utente è automaticamente registrato nella banca dati precedentemente citata.

Nel caso di impianto non presidiato, in entrambe le modalità di istruzione, l'utente dovrà dichiarare di essere stato adeguatamente istruito sulle modalità di effettuazione del rifornimento self-service e dei rischi connessi, sulle avvertenze, limitazioni, divieti e comportamento da tenere in caso di emergenza, che i veicoli destinati al rifornimento devono essere in possesso dei requisiti per la circolazione nel rispetto delle disposizioni vigenti, compresi gli aspetti relativi alla omologazione delle bombole installate e alle relative verifiche periodiche, assumendosi ogni responsabilità in merito al corretto uso di tale sistema di rifornimento (d).

Durante la fase di utilizzo degli impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione gli utenti devono, in due fasi successive:

- dichiarare sotto la propria responsabilità di essere stati adeguatamente istruiti, secondo le modalità previste nel precedente punto c) e che i veicoli destinati al rifornimento sono in possesso dei requisiti per la circolazione nel rispetto delle disposizioni vigenti, compresi gli aspetti relativi alla omologazione delle bombole installate e alle relative verifiche periodiche;

- dichiarare di utilizzare personalmente lo strumento elettronico di pagamento, identificativo per la modalità self-service per il rifornimento, confermando ulteriormente, prima di iniziare l'erogazione del carburante, le precedenti dichiarazioni sulla istruzione e i requisiti del veicolo, assumendosi ogni responsabilità conseguente all'utilizzo non consentito dell'impianto.

Segnaletica di sicurezza (titolo IV, paragrafo 4.5 del D.M. 12/03/2019)

Per la segnaletica di sicurezza devono osservarsi le disposizioni di cui al decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81. Inoltre, nell'ambito dell'impianto ed in posizione ben visibile deve essere esposta idonea cartellonistica recante uno schema di flusso dell'impianto a gas ed una planimetria dell'impianto di distribuzione evidenziando anche i comandi di emergenza. Sono inoltre previste specifiche indicazioni in merito a:

- cartellonistica,
- divieti (di fumare, usare cellulari, fiamme libere),
- comportamenti da tenere in caso di emergenza,
- posizione dei dispositivi di sicurezza
- manovre da eseguire per mettere in sicurezza l'impianto (es. azionamento dei pulsanti di emergenza e funzionamento dei presidi antincendio).

Istruzioni per gli utenti del distributore self-service (titolo IV, punto 4.7.1 DEL D.M. 12/03/2019)

Il D.M. 12/03/2019 definisce nel dettaglio le informazioni che devono essere fornite "in prossimità degli apparecchi di distribuzione, in posizione facilmente visibile, con idonea cartellonistica, redatta in almeno due lingue, italiano e inglese". Si rimanda al testo del decreto per le specifiche indicazioni.

1.3.1.2.5 Impianti di stoccaggio GNL di capacità superiore a 50 tonnellate

Con la Circolare del Ministero dell'Interno 12 settembre 2018, prot. n. 12112, è stata emanata la Guida tecnica di prevenzione incendi per l'analisi dei progetti di impianti di stoccaggio di GNL di capacità superiore a 50 t.

Tale Guida Tecnica è stata redatta secondo l'esigenza di fornire informazioni che consentano una valutazione omogenea sul territorio nazionale relativamente ad impianti simili ed in ordine alle possibili soluzioni impiantistiche adottabili e analizzate nei percorsi autorizzativi di detti impianti.

La Guida ha lo scopo di diffondere la conoscenza delle caratteristiche impiantistiche e delle peculiarità connesse alla individuazione dei rischi specifici degli impianti di stoccaggio di GNL di medie e grandi dimensioni, approfondendo le principali criticità ed i relativi sistemi di mitigazione per impianti di stoccaggio di GNL (definiti impianti “secondari” dalla tabella 6 dell’Allegato III al D.lgs. n. 257/2016) aventi capacità superiore a 50 t.

I contenuti della Guida tecnica non sono da interpretare come adozione di criteri di prevenzione incendi o di principi per la valutazione dei rapporti di sicurezza, ma come una raccolta di riferimenti tecnici, a cui gli stakeholder ed il personale del CNVVF⁷ possono attingere nell’esercizio delle competenze stabilite dal D.lgs. n. 105/2015 e dai relativi procedimenti autorizzativi.

La Guida potrà essere oggetto di periodici aggiornamenti sulla base dei contributi e delle osservazioni che perverranno, nonché in relazione alle ulteriori novità che potranno emergere da emanazione di nuove normative tecniche di settore.

Il riferimento principale per il settore di interesse della Guida è costituito dalla norma UNI EN 1473:2016 “Installazioni ed equipaggiamenti per il gas naturale liquefatto (GNL) Progettazione delle installazioni di terra” che fa riferimento ad una nutrita serie di altre norme richiamate nel seguito del documento. Per impianti di minori dimensioni, la norma EN 13645:2006 rappresenta un utile riferimento per la progettazione degli impianti di stoccaggio GNL con capacità compresa fra 5 t e 200 t.

Di seguito vengono riportati alcuni dei principali aspetti relativi agli elementi di stoccaggio (serbatoi), fermo restando che le relative norme tecniche costituiscono l’effettiva fonte cui fare riferimento e rimandando alla Guida tecnica per le informazioni di dettaglio sulle restanti componentistiche.

⁷ Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco

Aree di stoccaggio (serbatoi criogenici)

Gli elementi delle aree di stoccaggio sono essenzialmente costituiti dai serbatoi criogenici, assieme alle pompe criogeniche al loro servizio.

I serbatoi criogenici sono realizzati con materiali idonei a sopportare le basse temperature del prodotto. La norma tecnica di riferimento è la ISO EN UNI 16903:2015.

I serbatoi attualmente impiegati operano, normalmente, a pressioni operative che possono partire dalla pressione atmosferica fino a raggiungere i 9 bar.

I serbatoi possono essere di tre diverse tipologie:

- Singolo Contenimento (single Containment): prevede un unico recipiente di materiale opportuno, contornato da uno strato di coibentazione;
- Doppio Contenimento (double Containment): prevede due contenitori uno interno all'altro. Il contenitore interno è costruito di materiale opportuno per contenere il GNL, mentre il secondo è costruito con materiale non in grado di contenere il GNL per lungo tempo. Tra i due contenitori è frapposta apposita coibentazione;
- Contenimento Totale (full Containment): presenta un contenimento esterno costruito anch'esso in materiale idoneo a contenere eventuali fuoriuscite di GNL in fase liquida.

Per i serbatoi cilindrici e sferici a singolo contenimento è necessario prevedere un'area di contenimento per raccogliere e contenere ogni possibile fuoriuscita di GNL, realizzata in modo tale da evitare, in caso di rilascio, lo stazionamento di prodotto liquido sottostante il serbatoio stesso.

Per i serbatoi a doppio contenimento i bacini devono essere realizzati in modo tale da evitare, in caso di rilascio, lo stazionamento di prodotto liquido sottostante il serbatoio stesso secondo i criteri di cui alla norma UNI EN 1473: 2016, mentre, secondo la stessa norma, per i serbatoi a pieno contenimento non è prevista la costruzione di aree di contenimento accessorie.

Sulle tubazioni di collegamento tra l'impianto ed i sistemi di collegamento (per operazioni di travaso del GNL) sono presenti valvole di intercettazione, mentre un sistema di inertizzazione e drenaggio è previsto sulle tubazioni.

Nel caso del GNL, i materiali devono essere adatti alle temperature di impiego. Inoltre, così come previsto dalla norma UNI EN 1473: 2016, per serbatoi atmosferici di GNL con pressioni inferiori a 0,5 bar, le tubazioni di collegamento devono avvenire esclusivamente dal tetto del serbatoio.

Per quanto riguarda le distanze di sicurezza, nella norma UNI EN 1473:2016 l'unica indicazione prevede che lo spazio tra due tank adiacenti debba essere al minimo la metà del diametro del contenimento secondario del tank più largo.

Massima percentuale di riempimento dei serbatoi

La massima percentuale di riempimento non è un valore comune standard e dipende da sito a sito, dalla tipologia di serbatoio impiegato e dalle scelte progettuali effettuate dal progettista per garantire la sicurezza.

La norma tecnica di riferimento (UNI EN 1473:2016) non fornisce specifiche indicazioni sul limite al riempimento massimo di un serbatoio. Pertanto, il massimo grado di riempimento viene definito in fase progettuale dal progettista entro i limiti stabiliti dal costruttore.

Anche le norme richiamate dalla Direttiva 2014/68/EU (sull'armonizzazione della legislazione relativa alla progettazione di apparecchi in pressione) applicabile ai serbatoi non fissano limiti sul massimo livello di riempimento. Tuttavia, la normativa stabilisce che i serbatoi debbano ottenere la relativa certificazione rilasciata da un organismo notificato.

La norma tecnica di riferimento per la progettazione, fabbricazione, controlli e prove di recipienti criogenici fissi isolati sottovuoto progettati per una pressione massima ammissibile maggiore di 0,5 bar (UNI EN 13458-2:2004) indica come percentuale massima di riempimento della fase liquida il 98% del volume totale del serbatoio, ridotto al 95% nel caso di serbatoi deputati a contenere liquidi infiammabili. Tale norma può anche essere utilizzata come utile riferimento per i medesimi recipienti con una pressione massima ammissibile inferiore a 0,5 bar.

I serbatoi a fondo piatto operano, in generale, con percentuali di riempimento attorno all'80%.

1.3.2 La normativa nazionale in Francia

La Francia partecipa al MoU di Parigi, l'organizzazione che armonizza i sistemi di controllo dello Stato di approdo, assicurando che le navi soddisfino gli standard internazionali di sicurezza e ambiente. All'inizio del 2019, il MoU di Parigi, in cooperazione con altri memorandum, ha condotto congiuntamente una campagna di sensibilizzazione per le navi che non erano pronte a conformarsi alla direttiva sullo zolfo. Gli ufficiali di controllo dello Stato di approdo del MoU di Parigi controlleranno la conformità alla direttiva sullo zolfo mediante bolle di consegna, diari di bordo e registri delle navi, nonché mediante il campionamento dei tubi del carburante per verificare il tenore di zolfo dei combustibili utilizzati⁷. Inoltre, il Ministero dell'ecologia, dello sviluppo sostenibile e dell'energia francese ha già pubblicato nel marzo 2017 una nota tecnica che descrive il piano d'azione che le autorità pubbliche devono seguire in caso di violazione dello zolfo segnalata con l'uso di un drone⁸.

Più specificamente, la Francia ha assegnato la fornitura di campionamento a SGS Oil, Gas & Chemicals. Ogni anno vengono analizzati circa 5.000 campioni nei depositi e 20.000 nelle stazioni di servizio, con un tasso generale di non conformità molto basso (0,1%).

Per affrontare i casi di non conformità, la Francia ha già messo in atto una legislazione appropriata per sanzionare le violazioni della direttiva sullo zolfo. Più specificamente, secondo la legge 218-15, c'è una pena detentiva e una multa di 200.000 € per la violazione dei limiti di zolfo⁹.

Infine, dal 2011, la Francia ha già stabilito per legge un registro pubblico con fornitori di combustibili marini¹⁰.

Secondo la legge n. 2015-992 (articolo 52) e la legge n. 2016-816 (articolo 86)⁸, lo Stato francese deve sostenere le operazioni pilota e gli impianti di bunkeraggio/distribuzione del GNL nei porti, a meno che non vi sia mancanza di domanda o costi sproporzionati (compresi benefici per l'ambiente).

Una panoramica delle linee guida relative alle operazioni di bunkeraggio del GNL è inclusa nel Regolamento per il trasporto e la movimentazione di merci pericolose in porti marittimi (RDM), emanato dal Ministero dell'ecologia, dello sviluppo sostenibile e dell'energia.

Le normative locali sul bunkeraggio del GNL sono state sviluppate anche in vari porti, come il porto di Havre:

⁸ Law 2015- 992 for the energy transition for green growth e Law 2016-816 for the blue economy.

Inoltre, il Ministero dell'ecologia, dello sviluppo sostenibile e dell'energia ha definito il piano nazionale per l'impiego del GNL come combustibile marino, che ha contribuito al completamento dell'NPF. Il piano mira a sostenere le parti interessate nel finanziamento di progetti pertinenti, nell'armonizzazione delle normative relative all'uso del GNL come combustibile marino, nel monitoraggio della formazione di tutte le parti coinvolte e nella promozione di progetti per infrastrutture di GNL come combustibile in Francia.

In recepimento della Direttiva DAFI, 2014/94/UE, la Francia ha provveduto alla redazione del proprio Quadro Strategico Nazionale (QSN) per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e per la realizzazione della relativa infrastruttura con il **“Cadre d'action national pour le développement des carburants alternatifs dans le secteur des transports et le déploiement des infrastructures correspondantes”** (CANCA).

Esso è articolato nelle seguenti macro sezioni:

- “Stato dell'arte dei carburanti alternativi nel settore dei trasporti”;
- “Misure ed Obiettivi per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per carburanti alternativi”;
- Allegati tecnici sulla metodologia per il dimensionamento delle reti di ricarica elettrica e di rifornimento del gas naturale per il trasporto e per altri usi e sulla stima della domanda annuale futura di GNL marino e fluviale.

Ogni sezione affronta la relativa tematica declinandola per i vari combustibili alternativi (alimentazione elettrica, gas naturale per trasporti, GNL per il trasporto marittimo e fluviale, idrogeno e biocarburanti).

Per quanto riguarda il GNL per il **trasporto marittimo e fluviale**, il CANCA evidenzia come lo sviluppo di questo combustibile rappresenti una priorità per la Francia fin dal 2011, in qualità di principale soluzione tecnologica per far fronte alle esigenze ambientali attuali e future.

I primi potenziali utenti di GNL per uso marittimo vengono individuati nelle navi da crociera in relazione ad operazioni di “cold ironing”, che consentirebbero alle navi di utilizzare solo motori ausiliari a GNL durante le soste in porto. Anche le navi porta container e le navi traghetto presentano un forte potenziale per il mercato del GNL.

Nel settore fluviale, pur essendo accertato il suo interesse dal punto di vista ambientale, il GNL non rappresenta una priorità, in quanto questa modalità di trasporto utilizza già un carburante a basso tenore di zolfo e presenta un tasso di rinnovo più debole della sua flotta.

Al fine di operare un dimensionamento attendibile dei punti di rifornimento di GNL sulla rete centrale TEN-T per i porti marittimi entro il 2025 e per i porti interni entro il 2030, così come

richiesto dalla Direttiva 2014/94/UE, si è reso necessario uno studio previsionale di valutazione della domanda di GNL, che è stato condotto dall'Associazione Francese del Gas coinvolgendo diversi attori del settore (Autorità portuali, armatori, operatori dei terminali di rigassificazione, fornitori di gas).

Lo studio ha preso in considerazione i seguenti cinque parametri principali:

1. il traffico attuale e previsionale per ogni porto;
2. la capacità di rifornimento attuale in ogni porto;
3. i consumi attuali annuali di benzina per tipo di navi e le quantità imbarcate per ogni operazione di approvvigionamento;
4. le procedure operative degli armatori (contratti coi fornitori di energia, il riempimento di uno o più depositi di stoccaggio, ecc.);
5. il tasso di conversione delle navi a GNL correlato alle pratiche di rinnovo delle flotte degli armatori.

Altri fattori considerati determinanti nell'evoluzione del mercato del GNL sono inoltre:

- presenza di terminali di rigassificazione e loro localizzazione geografica (Tabella 5);
- densità del trasporto marittimo Short Sea Shipping (SSS);
- iscrizione di un porto alla rete centrale TEN-T;
- la messa in opera di strumenti incentivanti di iniziativa pubblica o privata e l'accesso a finanziamenti europei.

ZONA MARITTIMA	PORTO	TERMINALE METANIERE	CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE	CAPACITÀ DI STOCCAGGIO	OPERATORE
Atlantica	Nantes-Saint	Montoir-de-Bretagne	10	360 000	Elengy
Mediterranea	Marseille	Fos-Tonkin	3	80 000	Elengy
		Fos-Cavaou	8,25	330 000	Elengy
Manica – Mare del Nord	Dunkerque	Dunkerque	13	570 000	Dunkerque LNG

Tabella 5 - Terminali di Rigassificazione sul territorio francese al 2017

Lo studio della domanda futura di GNL prevede due scenari, uno di base e uno più ottimistico, per i piani di bunkeraggio del GNL.

Secondo lo scenario di base (Figura 5), i 7 punti di rifornimento del GNL saranno sviluppati nei porti marittimi entro il 2025 e nei 3 porti interni entro il 2030, attraverso la rete principale TEN-T, sfruttando i terminal di GNL esistenti nel territorio francese.

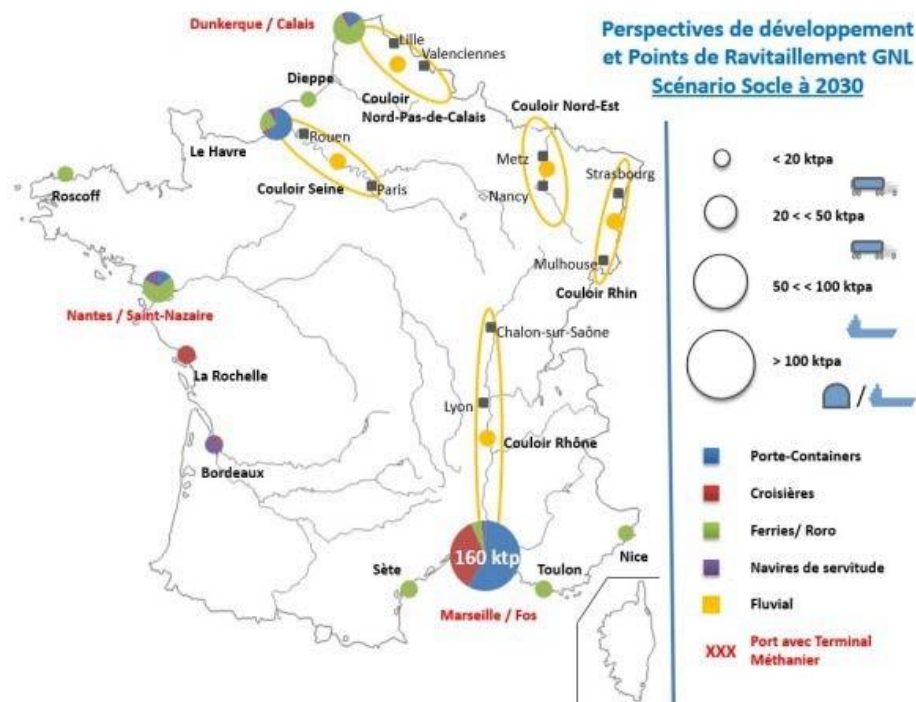


Figura 5 - Figura 1- Impiego del GNL come combustibile marino entro il 2030: scenario di base

Più specificamente, attraverso il corridoio Mediterraneo, l'esistenza di due terminal di GNL (Fos Cavaou, Fos Tonkin), il forte mercato crocieristico e il traffico marittimo a corto raggio creano un terreno fertile per lo sviluppo del servizio di bunkeraggio del GNL nel porto marittimo principale di **Marsiglia FoS** entro il 2025. Un impianto di bunkeraggio del GNL è già stato pianificato e le linee guida e le procedure operative sono in fase di sviluppo.

Inoltre, nel canale del Mare del Nord, il **porto di Havre** da maggio 2016 ospita i servizi di bunkeraggio del GNL. Grazie alla posizione geografica, l'ingresso in Nord Europa e la vicinanza all'area SECA, nonché l'esistenza del terminal di GNL a Dunkerque, anche i porti di **Rouen** e **Dunkerque** prevedono di fornire il bunkeraggio del GNL entro il 2025.

Sulla costa atlantica, il terminal di LNG di Montoir-de-Bretagne ha già sostenuto il caricamento delle cisterne di GNL. A causa della domanda emergente, la capacità di carico deve essere ampliata sostenendo i porti principali di **Nantes Saint-Nazaire** e **Bordeaux** e il porto onnicomprensivo di **La Rochelle**.

Per quanto riguarda i porti interni, nei porti di **Strasburgo, Havre e Rouen** entro il 2030 potrebbero essere sviluppati il bunkeraggio del GNL mobile da camion a nave o piccoli piani di impianti di GNL, attraverso i corridoi Reno-Alpi, Atlantico, Mare del Nord-Mediterraneo, Reno-Danubio.

Lo scenario ottimistico (Figura 6) include anche:

- il principale porto marittimo di **Calais** nel corridoio del Mare del Nord;
- i grandi porti marittimi di Dieppe, Brest, Nizza, Tolone, Roscoff, Caen Ouistreham Cherbourg;
- il porto interno di **Parigi** e ciascun sistema delle vie navigabili interne (Senna, Nord-Est, Nord-Pas-de-Calais, Rodano-Saona).

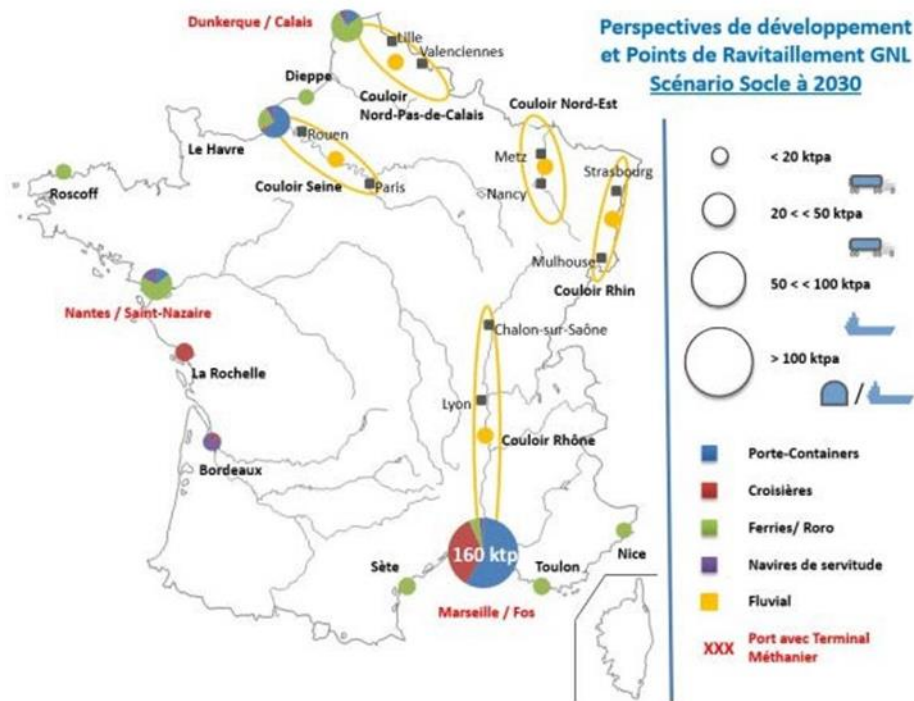


Figura 6 - Impiego del GNL come combustibile marino entro il 2030: scenario ottimistico

Per quanto riguarda la stima nazionale della domanda di GNL per il **trasporto marittimo**, alla fine del 2025 questa varia tra circa 150 kt per lo scenario progressivo e circa 500 kt per quello ottimista, secondo la ripartizione riportata nella tabella a seguire.

ZONA MARITTIMA	SCENARIO PROGRESSIVO (KT)	SCENARIO OTTIMISTA (KT)
Atlantica	60	220
Mediterranea	30	50
Manica – Mare del Nord	60	220
Totale GNL marino	150	490

Tabella 6 - Scenari sulla domanda di GNL per il trasporto marittimo al 2025

La Francia intende migliorare l'attuale offerta di rifornimento, mirando all'incremento della rete in almeno un porto per ognuna delle tre aree marittime al 2025:

Area Manica-Mare del Nord: presenta un forte potenziale per la sua posizione geografica, la sua appartenenza alla zona SECA e la presenza del terminale di rigassificazione di Dunkerque. Dal 2016 è attivo un servizio di approvvigionamento presso il porto di Havre ed entro il 2025 questo potrà essere assicurato, attraverso autocisterne, anche negli altri grandi porti marittimi delle zone di Rouen e Dunkerque.

Area del Mediterraneo: è l'area dove si concentrano maggiormente gli obiettivi di sviluppo al 2025 dell'offerta di GNL sia marittimo che fluviale, grazie alla presenza di due terminali di rigassificazione (Fos Tonkin e Fos Cavaou), la densità di trasporto del tipo SSS ed all'opportunità di captare il mercato, in pieno sviluppo, dell'approvvigionamento delle navi da crociera. La presenza congiunta dei suddetti fattori favorirà l'aumento della capacità di rifornimento del Porto di Marsiglia.

Area Atlantica: offre già un servizio di approvvigionamento attraverso autocisterne a partire dal terminale di rigassificazione di Montoir, la cui capacità di carico è prevista in aumento al fine di rinforzare la distribuzione di GNL anche per usi diversi quali le stazioni di rifornimento per i mezzi pesanti e gli usi industriali.

Lo studio evidenzia come la soluzione di approvvigionamento attraverso autocisterne sia la più semplice e veloce da mettere in opera, ma potrebbe rivelarsi limitata per i bisogni di mercato potenzialmente avviati dalle navi da crociera o da porta container che necessitano di importanti volumi di GNL. Si stima che a partire da 700 m³ sia necessario adottare un modo di approvvigionamento per nave o per canalizzazione da una stazione terrestre.

Tenuto conto delle previsioni di domanda, la messa in opera di una soluzione di rifornimento di capacità superiore alle autocisterne potrebbe rivelarsi necessaria nel breve termine per i porti di Le Havre e di Marsiglia.

Per quanto riguarda la stima nazionale della domanda di GNL per il **trasporto fluviale**, alla fine del 2030 questa varia tra circa 20 kt per lo scenario base e circa 50 kt per quello ottimista (in entrambi gli scenari più del 70% è attribuito al solo bacino del Reno, che presenta imbarcazioni dalla taglia maggiore), secondo la ripartizione riportata nella tabella a seguire.

BACINO	SCENARIO PROGRESSIVO	SCENARIO OTTIMISTA
Nord-Pas-de-Calais	1	2
Nord-Est	2	2
Rhin	12	35
Seine	3	5
Rhone	1	2
Totale GNL fluviale	20	50

Tabella 7 - Scenari sulla domanda di GNL per il trasporto fluviale al 2030

Le incertezze più forti riguardano la domanda futura di GNL fluviale, già espresse in precedenza, non hanno consentito di stabilire precisamente le future localizzazioni di infrastrutture e/o di servizi di approvvigionamento in GNL necessari al 2030 per rispondere alla domanda stimata.

Il CANCA propone inoltre alcune considerazioni sull'utilizzo sul territorio nazionale del gas naturale per il **trasporto stradale**, detto Gas Naturale Veicolo (GNV), sia nella sua forma compressa (GNC) che nella forma liquefatta (GNL).

Alla fine del 2015 in Francia la rete di rifornimento di GNV era costituita da 43 stazioni in totale, 42 stazioni per il GNC (12 accessibili anche ai mezzi pesanti) e 1 stazione per il GNL (accessibile anche ai mezzi pesanti).

La Direttiva 2014/94/UE mira allo sviluppo della rete di distribuzione del GNV sia in prossimità degli agglomerati urbani e altre zone densamente popolate al 2020 (per il GNC), sia lungo la TEN-T al 2025 (per il GNC ed il GNL).

Ai fini della stima di un numero adeguato di punti di rifornimento (unico scenario "base") per rispondere alle richieste della Direttiva, è stato condotto uno studio specifico che si è focalizzato inizialmente sugli assi e sui nodi principali della rete stradale francese, dove la

domanda di GNV è ritenuta maggiormente significativa (rete TEN-T e 9 grandi aree urbane francesi (Parigi, Lione Marsiglia, Aix en Provence, Tolosa, Lille, Bordeaux, Nizza, Nantes e Strasburgo).

L'approccio dello studio, detto "discendente", è indipendente della domanda futura di carburante e si fonda unicamente su criteri di accessibilità fisica alle stazioni e distanza chilometrica tra due stazioni, basati sui seguenti principi:

- lungo le infrastrutture della rete TEN-T, l'interdistanza tra due stazioni è considerata pari alla metà dell'autonomia media attuale dei veicoli a seconda del tipo di alimentazione;
- in aree urbane, l'interdistanza tra due stazioni si traduce in un tempo di accesso massimo ad una stazione di rifornimento, in base alle tipologie di approvvigionamento.

In particolare, si riportano nella tabella a seguire i criteri di accessibilità considerati.

	Aree urbane	Lungo la Rete TEN-T centrale
GNC	Interdistanza di 30 km tra due stazioni (pari a 30 minuti al massimo di tempo di spostamento del veicolo)	<ul style="list-style-type: none"> • Densità delle stazioni dei grandi agglomerati della rete • Interdistanza di 200 km tra due stazioni • Stazioni situate nelle aree urbane con più di 100.000 abitanti e a meno di 10 km dalla rete centrale TEN-T • Inoltre, i porti della rete centrale TEN-T sono anche equipaggiati con una stazione a GNC per il rifornimento di veicoli
GNL		<ul style="list-style-type: none"> • Interdistanza di 400 km tra due stazioni • Stazioni situate a meno di 10 km dalla rete centrale TEN-T • Inoltre, i porti della rete centrale TEN-T sono anche equipaggiati con una stazione a GNL per il rifornimento di veicoli

Tabella 8 - Criteri di accessibilità per la stima del numero di punti di rifornimento a GNC e GNL – scenario base

Sulla base di questi criteri lo studio ha fornito i risultati dello scenario base:

- 79 punti di rifornimento a GNC al 31 dicembre 2020 tenendo conto delle stazioni esistenti;
- 116 punti di rifornimento a GNC al 31 dicembre 2025, di cui circa 70 lungo gli assi o nelle aree urbane della TEN-T;
- **25 punti di rifornimento di GNL** al 31 dicembre 2025 lungo la rete TEN-T.

Si evidenzia che l'approccio discendente consente di fornire un primo dimensionamento per i punti di rifornimento di GNC e GNL, volto allo sviluppo iniziale di tali carburanti, minimizzando il rischio di sotto utilizzazione delle stazioni; occorrerà poi un affinamento dei risultati per tenere conto delle specificità locali del territorio e del dialogo con gli attori coinvolti, in primis le comunità locali.

Inoltre, una volta che la domanda sarà sufficientemente forte da saturare questa iniziale rete o giustificare la presenza di ulteriori stazioni al di là degli agglomerati urbani e degli assi di trasporto inizialmente considerati, la rete potrà essere intensificata sulla base di ulteriori analisi socioeconomiche.

Infine, il CANCA presenta una sezione in Allegato 6.6 dedicata alle “Misure adottate per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica/rifornimento per i combustibili alternativi” che riporta le misure già intraprese e quelle di prossimo avvio, raggruppate per le seguenti categorie:

1. Quadro legislativo e misure normative – comprende le misure di natura legislativa relative ai mezzi di trasporto su assi viari, aerei e marittimi, con particolare attenzione al settore della mobilità elettrica. Relativamente al GNL si evidenzia la misura “Evoluzione dei regolamenti nazionali e portuali per un uso sicuro ed economicamente sostenibile del GNL come combustibile marittimo” che mira all’adeguamento del quadro normativo per la sicurezza dell’emergente filiera del GNL. Attualmente, infatti, le operazioni di bunkeraggio di GNL nei porti francesi rispondono ai Regolamenti nazionali (RPM) e locali (RLDM) per il trasporto e la movimentazione di merci pericolose e si rende necessario uno studio specifico del rischio per ogni porto.
2. Informazione, supporto e competenze – riguarda misure di informazione e supporto (Linee Guida) per autorità locali e altri stakeholder. Relativamente al GNL si evidenzia la misura “Schema nazionale di orientamento per la distribuzione del GNL come carburante marittimo” approvato nel 2016, che presenta, tra i molteplici obiettivi, la definizione di un quadro regolatorio e di finanziamenti pubblici necessari allo sviluppo del GNL marittimo. Viene inoltre riportata la misura “Azioni per la formazione di operatori del settore del GNL

marittimo” relativamente alle operazioni di stoccaggio e movimentazione sia terrestri che portuali.

3. Incentivi – riunisce misure incentivanti sia per l’implementazione delle infrastrutture sia per l’acquisto e l’utilizzo di veicoli che utilizzano combustibili alternativi. Relativamente al GNL si evidenzia la misura “Assistenza finanziaria per la conversione e la costruzione di navi alimentate a GNL” che istituisce il programma “Investimenti per il Futuro” per finanziare progetti di ricerca nel settore delle costruzioni navali e sostenere gli armatori nell’adeguamento delle navi ai nuovi limiti di emissioni di zolfo e azoto.
4. Progetti – comprende le proposte progettuali sviluppate a livello nazionale sul tema dei combustibili alternativi, sia relativamente alle infrastrutture che ai mezzi di trasporto stradali e marittimi. Relativamente al GNL si evidenzia la misura “Creazione di porti energetici esemplari in termini di efficienza, fornitura e distribuzione di energia alternativa” che sostiene la progettazione e lo sviluppo di una catena logistica innovativa per il rifornimento, lo stoccaggio e la distribuzione di GNL nei porti.
5. Ricerca, sviluppo e innovazione – comprende alcuni progetti di ricerca e sviluppo portati avanti sul territorio francese, come il riutilizzo delle batterie dei veicoli elettrici e lo sviluppo di infrastrutture per i veicoli a idrogeno.
6. Progetti coordinati transfrontalieri – riunisce i progetti, le misure e le iniziative europee a cui la Francia partecipa con altri Stati membri per lo sviluppo di una mobilità transfrontaliera basata sull’uso di carburanti alternativi. Relativamente al GNL si evidenzia il progetto europeo “GAINN4MOS” che sviluppa azioni pilota innovative volte a sostenere l’uso del GNL marittimo per le navi nelle aree atlantiche e mediterranee e riunisce 6 Stati membri (Spagna, Francia, Croazia, Italia, Portogallo e Slovenia).

1.3.2.1 La normativa tecnica sullo stoccaggio e il trasporto del GNL in Francia

Il quadro normativo francese tratta in modo diverso gli impianti e le attrezzature di stoccaggio di GNL, per i quali esiste una normativa vigente, e le operazioni di bunkeraggio nelle aree portuali, per le quali la normativa è in corso di stesura, con l'obiettivo di armonizzazione a livello nazionale e integrazione ai regolamenti locali di ogni porto.

Sebbene la regolamentazione del trasporto di GNL non riguardi direttamente i progetti di realizzazione di impianti di stoccaggio e distribuzione di GNL nelle aree portuali, nel proseguo della trattazione, vengono descritte le grandi linee del quadro normativo che disciplina il trasporto. La normativa vigente può essere inoltre applicata allo stazionamento di motocisterne o navi e chiatte nel porto.

1.3.2.1.1 Normativa ICPE

Gli impianti di stoccaggio e distribuzione di GNL possono rientrare nel Codice dell'Ambiente e nella legislazione per gli impianti classificati per la tutela dell'ambiente (ICPE), a seconda delle capacità in questione.

Qualsiasi impianto industriale o agricolo che possa mettere a rischio l'ambiente, la sicurezza e la salute pubblica è un impianto classificato. Le attività contemplate dalla normativa sugli impianti classificati sono elencate in una nomenclatura che le sottopone ad un relativo regime amministrativo a cui si fa riferimento per regolare il funzionamento dell'impianto, a seconda dell'importanza dei rischi o degli inconvenienti che possono determinare:

- **Dichiarazione:** per le attività meno inquinanti e meno pericolose. È necessaria una semplice dichiarazione alla prefettura;
- **Registrazione:** concepita come autorizzazione semplificata per i settori per i quali le misure tecniche di prevenzione degli inconvenienti sono ben note e standardizzate. La prassi è stata introdotta con l'ordinanza n. 2009-663 dell'11 giugno 2009 e attuata da una serie di disposizioni pubblicate sulla gazzetta ufficiale del 14 aprile 2010;
- **Autorizzazione:** per gli impianti che presentano i rischi o l'inquinamento più elevati. Il gestore deve richiedere l'autorizzazione ambientale prima della messa in servizio, dimostrando l'accettabilità del rischio. Il Prefetto può autorizzare o rifiutare l'operazione.

La tabella che segue elenca le attività potenzialmente coperte da una voce della nomenclatura degli impianti classificati per la tutela dell'ambiente (allegato all'articolo R511-9 del Codice dell'Ambiente). E presenta le seguenti informazioni:

- numero e titolo della voce della nomenclatura degli Impianti classificati per la tutela dell'ambiente;
- dettagli dell'attività che richiede la classificazione;

- soglie di classificazione;
- schema di classificazione previsto (D(C)): Dichiarazione (con Controllo), E: Registrazione; A: Autorizzazione);
- raggio di visualizzazione espresso in chilometri (per le attività soggette ad autorizzazione);
- testi normativi associati: questi decreti stabiliscono i requisiti minimi e le disposizioni costruttive da prevedere per il progetto.

In Tabella 9 si riportano gli impianti GNL potenzialmente interessati e l'analisi delle voci ICPE a cui sono potenzialmente soggetti.

Si precisa che gli impianti di stoccaggio e distribuzione di GNL non sono coperti dalle seguenti in tabella sono:

- 1434 Impianti per lo stoccaggio o la distribuzione di liquidi infiammabili. Questa voce riguarda i liquidi con un punto di infiammabilità compreso tra 60°C e 93°C e il punto di infiammabilità del GNL è >-58°C;
- 1435 Stazioni di servizio. Questa voce riguarda gli impianti in cui i carburanti vengono trasferiti da serbatoi di stoccaggio fissi nei serbatoi di carburante di autoveicoli, navi o aerei. Tuttavia la voce 1414-3 consente già di tener conto di questi impianti ed è specifica per i gas liquefatti. È quindi meglio applicabile alle attività del progetto della 1435.

Sezione	Descrizione dell'attività	Soglie	Sistema - Raggio di visualizzazione	Testi normativi	Impianti potenzialmente interessati
1414 Impianti per lo stoccaggio o la distribuzione di gas infiammabili liquefatti	1. Impianti di riempimento di bombole o container	-	(A - 1)	Ordinanza del 04/10/2010 Ordinanza del 02/02/1998	Riempimento di container GNL
	2. Impianti di servizio per lo stoccaggio di gas infiammabili (compreso lo stoccaggio interrato):	a) Impianti di carico o scarico che servono un impianto di stoccaggio di gas infiammabili soggetto ad autorizzazione	(A - 1)	Ordinanza del 04/10/2010 Ordinanza del 02/02/1998	Distribuzione di GNL associata allo stoccaggio soggetto ad autorizzazione di cui alla voce 4718 <u>Esempio:</u> operazioni di carico/scarico di chiatte in un terminale GNL
		b) Strutture diverse da quelle di cui al punto 2.a, in cui il numero massimo di operazioni di carico e scarico è ≥ 20 al giorno	(A - 1)	Ordinanza del 04/10/2010 Ordinanza del 02/02/1998	Distribuzione di GNL senza stoccaggio di cui alla voce 4718 o associata allo stoccaggio soggetto ad autorizzazione di cui alla voce 4718
		c) Strutture diverse da quelle di cui al punto 2.a e 2.b, in cui il numero massimo di operazioni di carico e scarico è ≥ 75 alla settimana	(DC)	Ordinanza del 05/12/2016	<u>Esempio:</u> operazioni di carico/scarico di autocarri o chiatte associate allo stoccaggio di GNL < 50 tonnellate
	3. Impianti di riempimento di serbatoi che alimentano motori o altre apparecchiature operative dotati di dispositivi di sicurezza (manometri e valvole)	-	(DC)	Ordinanza del 30/08/2010	Riempimento di motori GNL dotati di dispositivi di sicurezza <u>Esempio:</u> riempimento di traghetti passeggeri

Sezione	Descrizione dell'attività	Soglie	Sistema - Raggio di visualizzazione	Testi normativi	Impianti potenzialmente interessati
	4. Impianti per il carico o lo scarico da cisterna a cisterna, esclusi quelli utilizzati esclusivamente per la manutenzione delle cisterne, dove le cisterne sono definite dalle norme relative al trasporto di merci pericolose su strada (ADR) o su rotaia (RID)	-	(A - 1)	Ordinanza del 04/10/2010 Ordinanza del 02/02/1998	Travaso di cisterne <u>Esempio</u> : da un treno a un autocarro
2910 Combustione	A - Quando vengono consumati esclusivamente, da soli o in miscela: gas naturale, gas di petrolio liquefatto, biometano, gasolio da riscaldamento, carbone, olio combustibile pesante, biomassa, come definita ai paragrafi a) o b), i) o b) iv) della definizione di biomassa, prodotti connessi di segheria e scarti di lavorazione meccanica del legno grezzo di cui alla lettera b) v) della definizione di biomassa, biomassa da rifiuti ai sensi dell'articolo L. 541-4-3 del Codice dell'Ambiente, o biogas proveniente da impianti classificati alla voce 2781-1, se la potenza termica nominale è:	1) ≥ 20 MW e < 50 MW	(E)	Ordinanza del 03/08/2018	Gruppi elettrogeni alimentati a gas naturale per l'alimentazione elettrica delle navi ormeggiate (vaporizzazione del GNL prima di essere bruciato)
		2) ≥ 1 MW e < 20 MW	(DC)	Ordinanza del 03/08/2018	

Sezione	Descrizione dell'attività	Soglie	Sistema - Raggio di visualizzazione	Testi normativi	Impianti potenzialmente interessati
	B - Quando vengono consumati, da soli o in miscela, prodotti diversi da quelli di cui alla lettera A, o biomassa come definita alla lettera b) ii) o b) iii) o b) v) della definizione di biomassa:	1) Solo biomassa come definita alla lettera b) ii) o b) iii) o b) v) della definizione di biomassa, biogas diverso da quello di cui alla voce 2910-A, o un prodotto diverso dalla biomassa da rifiuti ai sensi dell'articolo L. 541-4-3 del Codice dell'Ambiente, con una potenza termica nominale ≥ 1 MW e < 50 MW	(E)	Ordinanza del 03/08/2018	Non applicabile (prodotti diversi dal gas naturale)
		2) Combustibili diversi da quelli di cui al precedente punto 1, con potenza termica nominale $\geq 0,1$ MW e < 50 MW	(A - 3)	Ordinanza del 04/10/2010 Ordinanza del 02/02/1998	Non applicabile (prodotti diversi dal gas naturale)

Sezione	Descrizione dell'attività	Soglie	Sistema - Raggio di visualizzazione	Testi normativi	Impianti potenzialmente interessati
4718 Gas liquefatti infiammabili di categoria 1 e 2 (compreso il GPL) e gas naturale (compreso il biogas raffinato, se trattato conformemente alle norme applicabili per il biogas purificato e raffinato, che garantisce una qualità equivalente a quella del gas naturale, compreso il tenore in metano, e con un tenore massimo di ossigeno dell'1%)	La quantità totale che può essere presente negli impianti (*) comprese le cavità sotterranee (strati naturali, falde acquifere, cavità saline e miniere abbandonate, escluso il gas naturale presente prima del funzionamento dell'impianto) è: 1) Per lo stoccaggio in recipienti in pressione trasportabili:	a) ≥ 35 t	(A - 1)	Ordinanza del 02/01/2008	Non applicabile (nessun deposito di GNL sotto pressione)
		b) ≥ 6 t e < 35 t	(DC)	Ordinanza del 23/08/2005 Ordinanza del 07/01/2003	

Sezione	Descrizione dell'attività	Soglie	Sistema - Raggio di visualizzazione	Testi normativi	Impianti potenzialmente interessati
	La quantità totale che può essere presente negli impianti (*) comprese le cavità sotterranee (strati naturali, falde acquifere, cavità saline e miniere abbandonate, escluso il gas naturale presente prima del funzionamento dell'impianto) è: 2) Per gli altri impianti:	a) ≥ 50 t	(A - 1)	Ordinanza del 04/10/2010	Stoccaggio di GNL in serbatoio
		Quantità SEVESO soglia bassa: 50 t Quantità SEVESO soglia alta: 200 t		Ordinanza del 02/02/1998 Ordinanza del 02/01/2008	
		b) ≥ 6 t e < 50 t	(DC)	Ordinanza del 23/08/2005 Ordinanza del 07/01/2003	

Tabella 9 - Analisi delle voci ICPE a cui sono potenzialmente soggetti gli impianti GNL

Le procedure applicabili per la creazione di un impianto coperto dalla nomenclatura ICPE dipendono dal sistema individuato e dalla sua collocazione all'interno di un sito ICPE esistente o meno. Se l'impianto previsto rientra in più voci e in più sistemi, per la definizione della procedura da applicare si sceglie il sistema più importante (ad esempio, una procedura di Autorizzazione terrà conto della Dichiarazione).

Per la realizzazione di un impianto in un nuovo sito occorre seguire le seguenti procedure (oltre, se necessario, alla presentazione di una domanda di licenza edilizia):

- Per il sistema di **dichiarazione**: la procedura è digitalizzata con l'uso del teleservizio e la compilazione del modulo Cerfa n. 15271. Ad eccezione delle aree sensibili (Natura 2000 ecc.) o delle domande di deroga, la procedura non richiede uno studio specifico (a parte le descrizioni e le piante) e la sua applicazione è immediata. In questo caso il rischio è considerato accettabile con l'applicazione di misure standard su scala nazionale e definite in "ordinanze tipo". Per il sistema DC, oltre alla dichiarazione al Prefetto prima della messa in servizio, l'impianto è soggetto a un controllo periodico da parte di un organismo accreditato.
- Per il sistema di **registrazione**: deve essere presentata una domanda di registrazione alla prefettura del dipartimento. Nel caso classico, i consigli comunali vengono consultati prima di esaminare il dossier che eventualmente viene trasmesso al CODERST. Quando il Prefetto autorizza l'esercizio dell'impianto, viene predisposta un'ordinanza prefettizia di autorizzazione (la registrazione è un sistema di autorizzazione semplificato). L'intera procedura di registrazione può richiedere fino a 5 mesi (7 mesi in caso di trasferimento al CODERST). A seconda della sensibilità del progetto (impatto ambientale, rischi per le zone limitrofe, ecc.), il Prefetto può decidere di istruire la domanda di registrazione come procedura di autorizzazione. In questo caso il dossier richiederà uno studio dei rischi ed eventualmente uno studio di impatto ambientale. Il termine per l'istruzione della domanda è lo stesso che per un dossier di autorizzazione.
- Per il sistema di **autorizzazione**: la domanda di autorizzazione ambientale deve essere presentata alla prefettura del dipartimento. In particolare, il dossier richiede la realizzazione di uno studio dei rischi per dimostrare l'accettabilità del rischio e può essere sottoposto a valutazione ambientale con, in questo caso, l'obbligo di effettuare uno studio di impatto ambientale. Se il Prefetto autorizza l'esercizio dell'impianto, viene predisposta un'ordinanza prefettizia di autorizzazione dopo aver consultato il pubblico ed eventualmente passando per il CODERST. L'istruzione della procedura di autorizzazione dura generalmente 11 mesi.

L'installazione di una stazione fissa a terra di GNL con capacità di stoccaggio superiore a 50 t deve pertanto essere oggetto di un esame particolare nell'ambito della classificazione Seveso "Soglia bassa" e l'installazione di una stazione fissa a terra di GNL con capacità di

stoccaggio superiore a 200 t deve essere oggetto di un esame particolare nell'ambito della classificazione Seveso “Soglia alta”, che segnatamente richiede il controllo dello sviluppo urbanistico (realizzazione di servitù).

Per l'**integrazione di impianti all'interno di un sito ICPE esistente** le modifiche devono essere comunicate all'amministrazione (tramite nota conoscitiva). In caso di modifiche significative, queste devono essere notificate presentando tutti i relativi elementi tecnici, quantitativi e organizzativi che consentano all'amministrazione di valutare il loro potenziale di causare rischi e/o inconvenienti significativi nell'ambiente del sito.

A seconda dell'importanza della modifica, il sito sarà soggetto a requisiti aggiuntivi stabiliti con ordinanza prefettizia oppure ad una nuova domanda di autorizzazione ambientale.

Infine, si noti che un progetto può essere soggetto a **dibattito pubblico**; il dibattito deve avvenire, all'occorrenza, prima della presentazione ufficiale dei dossier. L'elenco delle categorie di operazioni relative a progetti di sistemazione o di attrezzature da sottoporre alla Commissione Nazionale per il Dibattito Pubblico è stabilito dall'articolo R121-2 del Codice dell'Ambiente.

Per le attrezzature industriali, il plafond per l'invio di un progetto al dibattito pubblico è di 300 milioni di euro.

1.3.2.1.2 Normativa Legge sull'Acqua

La Legge sull'Acqua, codificata al Capitolo 4 del Titolo I del Libro II del Codice dell'Ambiente, si applica agli IOTA (Impianti Opere lavori e Attività) di cui all'articolo R214-1 del medesimo Codice. La nomenclatura classifica gli IOTA in voci secondo un sistema di autorizzazione (A) o di dichiarazione (D), generalmente in base a delle soglie. Gli impianti di stoccaggio e distribuzione di GNL possono rientrare nel Codice dell'Ambiente e nella legislazione degli IOTA. Le voci potenzialmente applicabili ad un progetto dovranno essere identificate in base ai volumi, alla qualità e all'origine dei prelievi e degli scarichi dell'impianto.

Le voci identificate dipendono in particolare da:

- la localizzazione del progetto;
- la dimensione dell'appezzamento associato al progetto;
- la provenienza dell'acqua utilizzata;
- la destinazione dell'acqua scaricata.

Non è possibile determinare le voci IOTA applicabili in assenza di dettagli sul progetto. Tuttavia nella tabella a seguire di sono elencate alcune voci potenzialmente rilevanti.

Sezione IOTA	Descrizione	Soglie	Sistema
Titolo I – Prelievi			
Non applicabile			
Titolo II – Scarichi			
2.1.5.0	Scarico di acque piovane in acque dolci superficiali o sul suolo o nel sottosuolo; la superficie totale del progetto, più la superficie corrispondente alla parte del bacino naturale il cui deflusso è intercettato dal progetto, è:	≥ 20 ha	(A)
		> 1 ha e < 20 ha	(D)
2.2.2.0	Scarichi in mare; capacità totale di scarico:	> 100.000 m ³ /giorno	(D)
2.2.4.0	Impianti o attività che comportano un apporto di effluenti nell'ambiente acquatico superiore a 1 t/giorno di sali disciolti	-	(D)
2.3.1.0	Scarichi di effluenti nel suolo o nel sottosuolo, esclusi gli scarichi di cui al punto 2.1.5.0, gli scarichi degli impianti di cui ai punti 2.1.1.0, 2.1.2.0, gli spargimenti di cui ai punti 2.1.3.0 e 2.1.4.0 e le reiniezioni di cui al punto 5.1.1.0.	-	A
Titolo III - Impatto sull'ambiente acquatico o sulla sicurezza pubblica			
Non applicabile			
Titolo IV - Impatto sull'ambiente marino			
4.1.2.0	Lavori di sistemazione portuale e altre opere realizzate a contatto con l'ambiente marino e che hanno un impatto diretto su tale ambiente. Per un importo:	≥ 1.900.000 €	(A)
		≥ 160.000 € e < 1.900.000 €	(D)
Titolo V - Sistemi di autorizzazione validi come autorizzazione ai sensi della Legge sull'Acqua			
Non applicabile			

Tabella 10 - Analisi delle sezioni IOTA a cui sono potenzialmente soggetti gli impianti GNL

Per un nuovo sito occorre seguire le seguenti procedure (oltre, se necessario, alla presentazione di una domanda di licenza edilizia):

- Se il progetto è soggetto a dichiarazione ai sensi della Legge sull'Acqua, è necessario presentare un dossier di dichiarazione allo sportello IOTA del territorio in cui si insedia il progetto. Il Prefetto può opporsi alla dichiarazione o comunicare dei requisiti specifici per la realizzazione del progetto entro due mesi dal ricevimento del progetto completo. La mancata risposta costituisce accettazione per l'avvio dei lavori allo scadere dei due mesi.
- Se il progetto è soggetto ad autorizzazione, la soglia di autorizzazione raggiunta nella nomenclatura "acqua" apre la porta alla procedura di autorizzazione ambientale. Ma questa comprenderà altre procedure di regolamentazione (ad es. deroga per le specie protette, autorizzazione per la sistemazione di terreno incolto, dichiarazione ICPE), che devono essere elencate. Il tempo di istruzione di un dossier di autorizzazione ambientale è di circa 11 mesi.

In caso di autorizzazione ICPE e/o Legge sull'Acqua, deve essere presentata alla Prefettura un'unica domanda di autorizzazione ambientale che dovrà coprire eventuali domande (dichiarazione o registrazione) relative all'altra procedura.

Per la modifica di impianti all'interno di un sito IOTA esistente, ogni modifica effettuata deve essere segnalata al Prefetto del Dipartimento. Quest'ultimo potrà modificare in qualsiasi momento i requisiti con ordinanza, su richiesta motivata del titolare o su proposta del servizio di polizia dell'acqua.

1.3.2.1.3 Regolamenti portuali

Le operazioni di bunkeraggio del GNL nei porti sono disciplinate dalle norme relative al trasporto e alla movimentazione delle merci pericolose nei porti: **I'RPM** a livello nazionale (risultante dalle norme del **codice dei trasporti**), **I'RLMD** ed eventuali **vincoli di sicurezza** a livello locale, in particolare attraverso **I'RPP**.

L'RPM (Regolamento Portuale Marittimo: ordinanza del 9 dicembre 2010 recante modifica del regolamento allegato all'ordinanza del 18 luglio 2000 che disciplina il trasporto e la movimentazione di materiali pericolosi nei porti marittimi) specifica che "le operazioni di bunkeraggio sono autorizzate [...] per navi, chiatte gemelle o motocisterne, a meno che non siano previste disposizioni speciali dalla normativa locale". Specifica inoltre che per ogni porto marittimo, il Prefetto del Dipartimento in cui si trova il porto emette un regolamento locale per il trasporto e la movimentazione delle merci pericolose, dopo istruzione locale (nello specifico, l'istruzione dello studio dei rischi permetterà di stabilire le regole per la sistemazione e l'esercizio). A seconda del contesto locale, il regolamento può definire procedure più precise in base alle quali devono essere effettuate le operazioni di bunkeraggio.

È quindi necessario un adeguamento della normativa portuale locale RLMD (Regolamento locale per il trasporto e la movimentazione di sostanze pericolose) per tener conto delle specificità del GNL. L'RLMD, rilasciato dal Prefetto del Dipartimento in cui si insedia il progetto, deve specificare in particolare le zone e le condizioni in cui possono essere effettuate le operazioni di bunkeraggio.

Nel caso dei porti marittimi, le disposizioni possono anche essere integrate da disposizioni del regolamento generale di Polizia per i porti marittimi commerciali e di pesca.

Inoltre, nelle aree portuali, i vincoli di sicurezza possono indurre ulteriori requisiti relativi alle condizioni di accesso e di traffico in tali aree. Questi possono includere impianti di importanza vitale, zone portuali di sicurezza, zone ad accesso limitato, ecc.

Il quadro normativo per le operazioni di bunkeraggio di navi alimentate a GNL è in fase di elaborazione per l'armonizzazione su scala nazionale. Nel complesso, le procedure di base raccomandate per lo svolgimento di queste operazioni, con l'obiettivo di definire dei minimi accettabili, sono:

- realizzazione di un'analisi preliminare dei rischi per determinare le potenziali aree di bunkeraggio nei porti;
- realizzazione di un'analisi completa del rischio dell'area selezionata, tenendo conto delle specificità locali (segnatamente se il bunkeraggio è previsto durante le operazioni commerciali, per tenere conto della potenziale presenza di pubblico o di navi nelle vicinanze);
- ottenimento dell'accredito della società di bunkeraggio da parte delle autorità portuali;
- integrazione delle operazioni di bunkeraggio nella regolamentazione locale di ogni porto con determinazione delle modalità di autorizzazione del bunkeraggio.

L'autorità portuale, pertanto, conduce rigorosamente degli studi preliminari per definire le aree che possono ospitare in sicurezza le operazioni di bunkeraggio. Le compagnie di bunkeraggio/navi effettuano poi degli studi dettagliati per dimostrare che le attività previste rispettano le zone di sicurezza raccomandate dal porto.

Inoltre, la legge n. 2003-699 del 30 luglio 2003, relativa alla prevenzione dei rischi tecnologici e naturali e alla riparazione dei danni, ha introdotto nel Codice dell'Ambiente l'obbligo di effettuare degli **studi di rischio per alcune infrastrutture di trasporto**. Le infrastrutture interessate comprendono, in particolare, le aree di stazionamento stradale e i porti marittimi e fluviali. È il caso segnatamente dell'area di studio del porto di Tolone (e di vari altri porti in Francia, elencati nel decreto del 15 giugno 2012): questo porto rientra nell'articolo R. 551-10 del Codice dell'Ambiente. In tal senso, **lo studio dei rischi del porto potrà essere aggiornato** per includere nella descrizione delle attività portuali gli impianti di

stoccaggio/bunkeraggio di GNL. Si ricorda tuttavia che le operazioni di bunkeraggio di GNL non rientrano di per sé nel quadro di queste norme.

1.3.2.1.4 Trasporto di GNL per via marittima o fluviale

Per il settore marittimo, le navi rientrano nei codici **IMO**, nel **codice IGC** per le navi bunker e nel **codice IGF** per le navi alimentate a GNL.

L'IMO (International Maritime Organization) è l'agenzia specializzata delle Nazioni Unite incaricata di garantire la sicurezza e la garanzia del trasporto marittimo e di prevenire l'inquinamento dei mari ad opera delle navi.

Il Codice IGC (International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk) fa parte del Capitolo VII (Carriage of dangerous goods) della Convenzione SOLAS (International Convention for the Safety of Life at Sea) adottata nel 1974 e relativa alla sicurezza delle navi mercantili. Il Codice IGC raggruppa una serie di requisiti per la costruzione di navi e chiatte bunker. Le navi che trasportano GNL devono essere ispezionate e certificate secondo le condizioni stabilite da tale codice.

Il Codice IGF (International Code of Safety for Ships using Gases or other Lowflashpoint Fuels) è uno standard internazionale che stabilisce dei requisiti per le navi alimentate a GNL. Il capitolo 8 di questo codice è interamente dedicato al bunkeraggio e in particolare agli aspetti costruttivi relativi all'ubicazione e ai dettagli di una stazione di bunkeraggio. Vengono descritti i requisiti funzionali, nonché gli elementi relativi all'ubicazione dell'impianto e delle apparecchiature, ecc.

Le raccolte e i codici marittimi sono stati recepiti in Francia con l'ordinanza del 23 novembre 1987 sulla sicurezza delle navi e dai regolamenti allegati, per tutte le questioni relative alla sicurezza della vita umana in mare, alla prevenzione dell'inquinamento, alla sicurezza e alla certificazione sociale delle navi.

Per il settore fluviale, le navi (sia bunker che bunkerate) rientrano **nell'accordo europeo ADN** e nella CCNR per il Reno, non interessato da questo progetto. L'ADN (Accordo europeo relativo al trasporto internazionale di merci pericolose per vie navigabili interne) è una convenzione europea che stabilisce i requisiti relativi alla costruzione e alla gestione di navi e chiatte e alla formazione del personale.

Questo accordo consente il trasporto di GNL per alcuni tipi di cisterne pressurizzate. Per contro, occorre integrare l'ADN con la possibilità di effettuare il trasporto di GNL con cisterne a membrana. La revisione dell'accordo ADN era prevista per il 2019 ma non è stata pubblicata al momento della stesura del presente studio: ultima versione gennaio 2017.

1.3.2.1.5 Trasporto di GNL per via terrestre

Per quanto riguarda lo stazionamento e la circolazione, le motocisterne di GNL rientrano nell'Accordo europeo **ADR** e nell'ordinanza **TMD** (trasporto merci pericolose).

L'ADR (European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road) è una convenzione europea che disciplina il trasporto via autocarro su strada e di container su rotaia. L'ADR classifica le sostanze pericolose in diverse classi di pericolo; i gas fanno parte della classe 2. Il principio dell'ADR è che, ad eccezione di alcune merci eccessivamente pericolose, le altre merci pericolose possono essere trasportate a livello internazionale con veicoli su strada, a condizione che siano soddisfatte le condizioni previste:

- dall'allegato A, in particolare per quanto riguarda l'imballaggio e l'etichettatura;
- dall'allegato B, in particolare per quanto riguarda la costruzione, l'equipaggiamento e la circolazione del veicolo.

L'ADR fornisce, in particolare, i requisiti relativi agli autocarri adibiti al trasporto di GNL e alle operazioni di carico/scarico di GNL; il capitolo 8.4 dell'ADR indica i requisiti relativi alla sorveglianza dei veicoli in un'area di stazionamento.

L'ordinanza TMD del 29/05/09 relativa al trasporto via terra di sostanze pericolose completa il regolamento ADR (regolamento europeo) e introduce requisiti specifici per le operazioni effettuate sul territorio francese. L'allegato I dell'ordinanza TMD contiene le disposizioni specifiche relative al trasporto di merci pericolose su strada (2.3 - Trasporto e stazionamento).

Secondo il Codice del Lavoro, ogni operazione di carico di un autocarro deve essere soggetta ad un protocollo di sicurezza tra il gestore e il trasportatore.

Il trasporto ferroviario è coperto dal regolamento **RID** (recepto in Francia sempre dall'ordinanza TMD).

1.3.2.1.6 Altre normative

I paragrafi precedenti illustrano le diverse normative per gli impianti di stoccaggio e di bunkeraggio delle navi in GNL, nonché per il trasporto. Ciò non esclude che le norme abituali siano applicabili anche a questi impianti (Codice del Lavoro, Codice dell'Ambiente, Codice Urbanistico, ecc.).

In particolare, oltre ai principali quadri normativi sopra citati, gli impianti di stoccaggio e distribuzione di GNL possono essere interessati dai seguenti regolamenti urbanistici e di sistemazione:

- presentazione di domanda di licenza edilizia o di dichiarazione preventiva. Le nuove costruzioni che richiedono una licenza edilizia sono le seguenti:

- Costruzioni con un'impronta al suolo o un solaio di superficie superiore a venti metri quadrati;
 - Costruzioni la cui altezza dal suolo è superiore a dodici metri e l'impronta al suolo o il solaio è superiore a cinque metri quadrati.
- Il termine normale di istruzione della licenza edilizia è di tre mesi. Le interazioni con altri dossier amministrativi possono tuttavia prolungare questo termine o sospendere l'esecuzione;
 - L'installazione in un porto marittimo può richiedere una concessione o un'Autorizzazione di Occupazione Temporanea (AOT), in particolare per le operazioni di bunkeraggio occasionali. In particolare, le AOT per il demanio pubblico marittimo assumono la forma di un'ordinanza prefettizia che viene rilasciata al richiedente dopo l'istruzione da parte del servizio di gestione del demanio pubblico marittimo della Direzione Dipartimentale dei Territori e del Mare (DDTM).

1.3.2.1.7 Il Regolamento generale di polizia

Il Regolamento Generale di polizia deriva dal Codice dei Trasporto (libro III per i porti marittimi, capitolo III). Nella tabella a seguire, il regolamento è analizzato al fine di identificare eventuali ostacoli per l'avvio delle attività, per l'installazione delle attrezzature per il GNL e per i necessari adattamenti.

Articolo	Tema	Commenti
R. 5333-1	Oggetto	-
R. 5333-2	Definizioni	Il GNL è definito come un bene pericoloso nell'RPM: le regole devono essere impostate in un
R. 5333-3	Richiesta di assegnazione di posti letto	Definire le specifiche per il GNL e il TDG: assegnare una priorità specifica?
R. 5333-4	Documentazione da fornire per la missione nel porto	Includere le condizioni di ammissione in porto delle navi a GNL o delle navi che trasportano GNL: ottenere l'approvazione della società
R. 5333-5	Richiesta di autorizzazione all'uscita	Integrare le condizioni di uscita per le navi a GNL o che trasportano GNL.
R. 5333-6	Assegnazione dei posti a sedere, ammissione e uscita di pescherecci da	-

Articolo	Tema	Commenti
	pesca o da diporto e navi e attrezzature galleggianti	
R. 5333-7	Navi militari francesi e straniere	-
R. 5333-8	Disposizioni comuni a tutte le navi, barche o imbarcazioni galleggianti per quanto riguarda i loro movimenti nel porto	Definire le specificità per le navi a GNL o per le navi che trasportano GNL: pilotaggio obbligatorio / rimorchiatori autorizzati?
R5333-9	Parcheggiare navi, barche o imbarcazioni galleggianti, ormeggio e ancoraggio	-
R5333-10	Attracco e ormeggio	-
R5333-11	Spostamento su ordine	-
R5333-12	Personale da tenere a bordo	Definire le specifiche per le navi alimentate a GNL o per le navi che trasportano GNL : requisiti minimi per l'equipaggio?
R5333-13	Caccia e scarichi a serrature e pertuis	-
R5333-14	Caricamento e scarico	Posizioni da fissare per gli impianti GNL (zone di sicurezza) e la frequenza da definire.
R5333-15	Deposito e rimozione di merci	Impostare le regole specifiche per gli impianti GNL: zone e scadenze.
R5333-16	Scarichi d'acqua di ballata	Definire le specificità delle navi alimentate a GNL o delle navi che trasportano GNL: controlli potenziati?
R5333-17	Ramonage - Emissione di fumi densi e maleodorante	-
R5333-18	Pulizia di banchine e mediani	-

Articolo	Tema	Commenti
R5333-19	Restrizione all'uso del fuoco e della luce	Insistere sui divieti nelle zone di sicurezza GNL.
R5333-20	Divieto di fumo	Insistere sui divieti nelle zone di sicurezza GNL.
R5333-21	Linee guida per la lotta ai sinistri	Incorporare specifici rischi e misure di GNL nel piano di sicurezza portuale.
R5333-22	Costruzione, riparazione, manutenzione e demolizione di navi, barche e dispositivi galleggianti, test delle macchine	-
R5333-23	Ingrica di navi, barche o imbarcazioni galleggianti	-
R5333-24	Pesca, raccolta di animali marini, nuoto	-
R5333-25	Traffico e parcheggio dei veicoli	Insistere sui divieti nelle zone di sicurezza del GNL.
R5333-26	Stoccaggio delle attrezzature di movimentazione	Considerare le zone di sicurezza GNL nelle aree di stoccaggio autorizzate.
R5333-27	Esecuzione dell'opera	Prendere in considerazione SIMOPS nelle analisi dei rischi.
R5333-28	Conservazione del pubblico dominio	Considerare il rischio di fuoriuscite di GNL.

Tabella 11 - Analisi del regolamento generale di polizia

1.3.3 Alcune considerazioni sul recepimento della Direttiva DAFI nell'area di cooperazione (Italia e Francia)

Le analisi condotte nei capitoli precedenti hanno evidenziato la strategia per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione della relativa infrastruttura nell'area di cooperazione.

Il recepimento della Direttiva 2014/94/UE in Italia e in Francia presenta alcuni **elementi di disomogeneità** nell'approccio utilizzato per la stima dello sviluppo della rete di distribuzione del GNL.

Riguardo al GNL per il trasporto marittimo, il D Lgs n. 257/2016 fornisce previsioni di breve termine (al 2020) e di medio-lungo termine (dal 2020 al 2030) basate sulla stima di una potenziale domanda tenendo conto di fattori quali la tipologia di traffico, l'età della nave e l'area di traffico; il CANCA elabora invece due tipi di scenari, uno "base" ed uno "ottimista", entrambi con orizzonte temporale al 2025, tenuto conto di alcune incertezze, quali l'effettiva captazione del nuovo segmento di mercato delle navi da crociera e la messa in opera di strumenti incentivanti di iniziativa pubblica o privata e l'accesso a finanziamenti europei.

Dal punto di vista del GNL per il trasporto interno, solo la Francia fornisce due scenari (base e ottimista entrambi al 2030) per lo sviluppo della rete relativamente al trasporto fluviale che, con 5 principali corridoi fluviali, tra cui quello del Reno; rappresenta un'importante modalità di trasporto sul territorio francese; si evidenzia però che il GNL come combustibile alternativo non rappresenta una priorità in quanto questa modalità di trasporto utilizza già un carburante a basso tenore di zolfo e presenta un tasso di rinnovo più debole della sua flotta.

In merito al GNL per il trasporto stradale, in Italia l'utilizzo di un modello ha consentito la quantificazione degli spostamenti esercitabili con mezzi alimentati a GNL, mentre in Francia è stato adottato un approccio non basato sulla domanda futura di carburante, ma fondato unicamente su criteri di accessibilità fisica alle stazioni e distanza chilometrica tra due stazioni; si evidenzia inoltre come la normativa francese consideri sempre uno scenario congiunto (scenario base) di sviluppo del GNC e del GNL.

È altresì possibile individuare alcuni **elementi di convergenza** nel recepimento della Direttiva DAFI da parte di Italia e Francia.

In entrambi i testi normativi analizzati si riscontra un'attenzione specifica al tema della sicurezza dello stoccaggio e della distribuzione del GNL, sia in relazione alla definizione di un quadro regolatorio relativo ai rischi connessi all'utilizzo di tale combustibile, che in relazione alla formazione del personale addetto all'esercizio ed alla manutenzione dei depositi di GNL, oltre che delle persone che lo utilizzano come carburante.

Rispetto al tema delle procedure autorizzative, sia l'Italia che la Francia ne evidenziano la centralità, fornendo misure volte alla loro semplificazione per un'effettiva promozione

dell'infrastruttura per il GNL. Il CANCA, a differenza del D Lgs n. 257/2016 non tratta la tematica direttamente nel corpo del decreto, ma presenta alcuni riferimenti normativi alle misure presentate in forma sintetica all'Allegato 6.6 ("Schema nazionale di orientamento per la distribuzione del GNL come carburante marittimo").

Infine, entrambi gli Stati membri sostengono l'assoluta necessità della messa in opera di misure e strumenti incentivanti per lo sviluppo di una rete infrastrutturale finalizzata alla distribuzione del GNL (sia marittimo che per il trasporto stradale) e per favorire la politica di adeguamento delle navi ai nuovi limiti sulle emissioni di zolfo e di azoto.

1.3.3.1 Utilizzo degli oli combustibili conformi: il caso italiano.

In Italia, i casi di nuovi rifornimenti LSFO sono il caso Saras e il caso Bunker energy Spa che riforniranno rispettivamente i porti Sardi di Sarroch e Cagliari e il porto Siciliano di Augusta. Inoltre, anche l'ENI e la Exxon hanno dichiarato di essere interessati a rifornire il sistema portuale italiano dei nuovi carburanti leggeri, puntando principalmente sul porto di Genova.

La raffineria italiana Saras sta procedendo per aprire un terminal di bunkeraggio nel porto sardo di Cagliari e di Sarroch. L'impianto fornirà olio combustibile a bassissimo contenuto di zolfo (VLSFO) prodotto nella raffineria Sarroch (produzione pari a 300.000 barili al giorno, 15 milioni di tonnellate all'anno). La compagnia ha affermato che il servizio è stato offerto per soddisfare le esigenze delle navi in arrivo/partenza dai porti sopra menzionati, nonché per offrire ulteriori opzioni di fornitura alle navi che attraversano il Canale di Sicilia e il Mar Tirreno.

Il rifornimento sarà effettuato con la nave cisterna Atlantic da 5.142 cbm, mentre l'attività commerciale sarà svolta dalla Saras Trading SA, fondata nel 2015, una società con sede a Ginevra interamente controllata da Saras. Secondo un rapporto di Reuters, la società sta anche costruendo un terminal per il rifornimento di navi nel suo stabilimento in Sardegna, da cui verrà fornito il combustibile per l'attuale servizio di bunkeraggio.

Oltre al progetto pocanzi richiamato, Bunker Energy Spa ha annunciato di essere nella fase di finalizzazione della logistica con chiatte e terminal per garantire coerenza di disponibilità e consegne di carburanti conformi prima della scadenza del 1° gennaio 2020 fissata dall'IMO.

Il prodotto è gestito direttamente da una raffineria nel nord Italia. Il primo lotto di LSFO 0,5 PCT è già stato introdotto ma per poter effettuare la vendita sarà prima necessario che tutte le linee e le pompe vengano adeguatamente lavate per evitare qualsiasi contaminazione da altri combustibili a più alto contenuto di zolfo. L'obiettivo di Bunker Energy è quella di promuovere il ruolo di Augusta quale porto di bunkeraggio per le navi che attraversano il Mediterraneo. Misure analoghe sono state assunte anche da Civitavecchia, dove esiste una

situazione paragonabile ad Augusta in termini di volume di serbatoi, circa 50.000 cbm contro 57.000 cbm della Sicilia e dove la società sta cercando di penetrare.

Anche le 7 sorelle hanno comunicato pubblicamente i rispettivi progetti per il territorio nazionale italiano. In particolare, la corporation americana ExxonMobil, attiva in Italia con il marchio Esso, a breve inizierà a rendere disponibile in una serie di porti la sua nuova linea di carburanti navali EMF.5, bunker LSFO (Low Sulphur Fuel Oil) conforme ai nuovi limiti stabiliti dall'IMO che entreranno in vigore a partire dal 1° gennaio 2020.

Presto, il carburante a basso contenuto di zolfo prodotto e distribuito dalla Esso sarà disponibile anche nel porto di Genova. Secondo quanto comunicato dal Dott. Luca Volta, Marine Fuels Venture Manager di ExxonMobil, Genova sarà rifornita a partire dal settembre del 2019 mediante il bunker EMF.5 prodotto nella raffineria SARPOM di San Martino di Trecate (di cui Esso Italiana è socio di maggioranza). La gestione delle relative operations prevede lo stoccaggio sotto la Lanterna, dove l'impresa dispone di un deposito per il carburante: il deposito può essere approvvigionato sia via autobotte che via treno. Inoltre, in caso poi di necessità sarà comunque possibile rifornire Genova con la produzione proveniente dalla raffineria di ExxonMobil di Fos.

Anche la raffineria Iplom di Busalla (Genova) e il gruppo ENI hanno recentemente dichiarato di essere interessati a rifornire il mercato navale con carburante a basso tenore di zolfo, nel rispetto dei requisiti imposti delle nuove normative destinate a entrare in vigore dal 1° gennaio 2020. Nel caso di ENI ciò sarà possibile grazie al ricorso in via primaria della raffineria di Sannazzaro (Pavia) la cui produzione verrà integrata con quella proveniente da altri siti dell'impresa. ENI stima di approntare una capacità produttiva per il nuovo tipo di carburante pari a circa 1 milione di tonnellate all'anno.

A livello italiano, non sono disponibili dati sul consumo esatto di MDO e MGO e non risulta che, come a differenza del caso dei carburanti residui leggeri, vi siano nuovi investimenti per aumentare la capacità dei porti di rifornire le navi con questa soluzione. Il sistema italiano sembra più orientato verso il rifornimento di carburanti residui leggeri e non di distillati.

1.3.3.2 La domanda di GNL prevista a livello nazionale (Italia)

Il Quadro Strategico Nazionale (QSN) sulla "fornitura di gas naturale per il trasporto e per altri usi" allegato al recepimento nazionale della direttiva 2014/94 (c.d. DAFI) sulla realizzazione della rete per i combustibili alternativi recentemente ha analizzato il mercato potenziale relativo alla fornitura di gas naturale liquefatto (GNL) per la navigazione marittima e interna, per il trasporto stradale e per altri usi.

Per quanto riguarda il mercato del gas naturale, il Quadro nazionale sottolinea come l'emergere di nuove tecnologie abbia consentito di immettere sul mercato risorse che fino a pochi anni fa era impossibile sviluppare e che hanno portato un incremento dei volumi scambiati e degli attori coinvolti, con un conseguente moltiplicarsi delle rotte percorse, con

oltre 350 navi gasiere attive su direttrici transoceaniche. Contemporaneamente, la componente “spot” dell’approvvigionamento ha ampliato la sua quota, raggiungendo il 30% dei volumi scambiati, ed è aumentata la competitività tra operatori alternativi sia dal lato dell’offerta, sia da quello della domanda.

Relativamente al gas naturale liquefatto (GNL), le stime fornite dal Quadro Strategico Nazionale prevedono uno sviluppo significativo del mercato GNL nei prossimi anni. Il consumo nazionale di GNL stimato al 2030 è ricompreso tra 5,5 - 7 milioni di tonnellate all’anno, di cui:

- tra il 50 e il 60% per il trasporto;
- tra il 25 e il 30% per usi industriali;
- tra il 7 e il 10% per usi civili;
- tra il 14% e il 20% per il trasporto navale

Le previsioni sullo sviluppo del mercato sono legate a diverse variabili tra cui:

- il mantenimento dell’attuale vantaggio fiscale per il gas rispetto ai carburanti tradizionali;
- il mantenimento di un framework regolatorio favorevole per lo sviluppo del GNL;
- la disponibilità di mezzi a prezzi competitivi.

Gli impatti della Direttiva AFI riguardano un numero più limitato di player di medio-grandi dimensioni per il trasporto marittimo, mentre gli interventi nel settore stradale potrebbero interessare fino a 80.000 imprese in possesso di veicoli pesanti.

Il consumo di LNG stimato per il 2030 è pari a 5,5 - 7 milioni di tonnellate all’anno, di cui:

- Tra il 50 e il 60% per il trasporto;
- Tra il 25 e il 30% per usi industriali;
- Tra il 7 e il 10% per usi civili;
- Tra il 14% e il 20% per il trasporto navale.

Previsioni per la diffusione di veicoli a LNG

Veicoli	2020	2030
Mezzi di trasporto pesante su strada a LNG veicoli pesanti	-	12 - 15% (30.000 - 35.000 mezzi)*
Mezzi navali alimentati a LNG di nuova costruzione	2	35
Conversione di mezzi navali alimentati a LNG	5	25

*percentuale sul parco circolante sia mono fuel che dual fuel

Figura 7: le previsioni di sviluppo del GNL per i prossimi anni (fonte: PWC sulla base dei dati QSN, 2017)

APPLICAZIONE	PREVISIONI 2020	PREVISIONI 2025	PREVISIONI 2030
Impianti di stoccaggio presso terminali di rigassificazione	3	4	5
Impianti di stoccaggio (secondari) di GNL	5	15	30
Impianti di rifornimento di GNC integrati con GNL	2%	10%	800
Mezzi di trasporto pesante su strada a GNL - veicoli nuovi			12% - 15% (30-35.000)
Impianti di rifornimento di GNC	1300	1900	
Mezzi alimentati a GNC su strada	1.350.000	2.300.000	
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 lungo la rete TEN-T	3	5	7
Punti di rifornimento di GNL per mezzi navali nei porti	10	12	20

Figura 8: Sintesi dello Scenario della domanda previsto dal Quadro Strategico Nazionale

Dall'analisi degli scenari di sviluppo della domanda si è riscontrato come nel medio-lungo periodo la domanda relativa al trasporto marittimo, sulla scia delle sempre più stringenti normative di settore in materia di inquinamento atmosferico (limite del 0,5% di zolfo contenuto dei combustibili marini al 2020), possa giocare un ruolo crescente nello sviluppo del mercato del GNL e dell'associata rete di distribuzione.

Le proiezioni Snam stimano la domanda GNL in Italia a quota 1,6 Mtpa al 2030 nello scenario basso, e rispettivamente a 2,4 e 3 mtpa nell'ipotesi di scenario medio e alto, con uno sviluppo apprezzabile della domanda legata al bunkering a partire dal 2025. Lo scenario basso prevede per il settore marittimo una domanda di circa 0,1 mtpa al 2025, con una crescita fino a 0,6 mtpa al 2030.

Tali stime vengono confermate anche da una recente proiezione di REF-E (2019) che prevede al 2030 complessivamente circa 2,5 mtpa nello scenario "soft" e fino a 4,2 mtpa nello scenario "hard", con una domanda marittima compresa tra 0,45 e 0,9 mtpa.

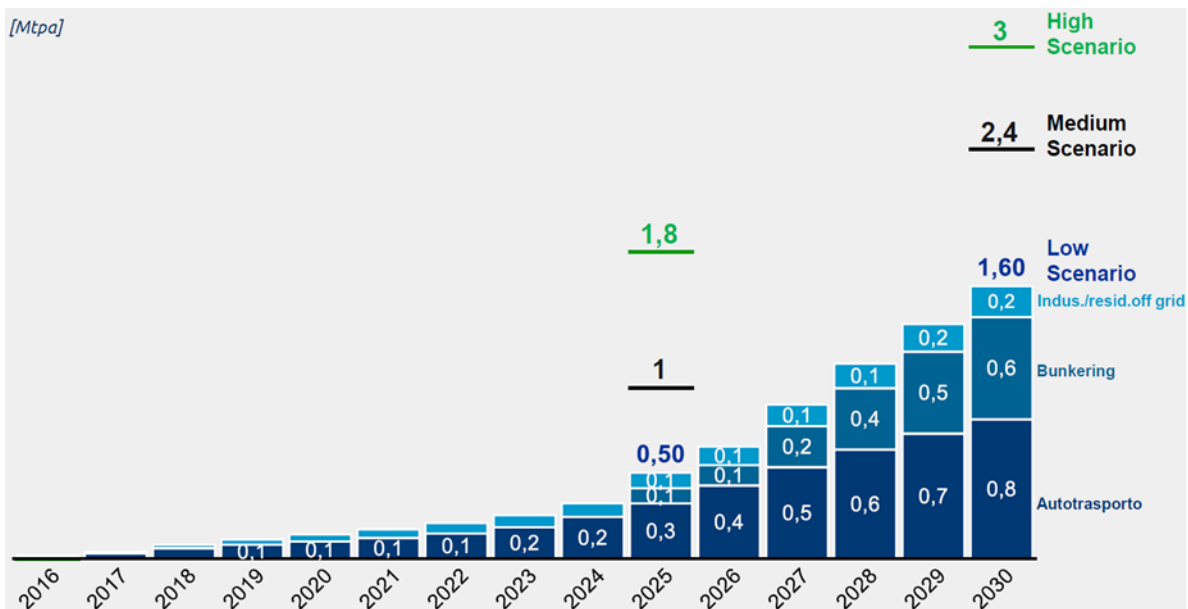


Figura 9 - Scenario della domanda nazionale per tipologia di utilizzo al 2030 (Snam)

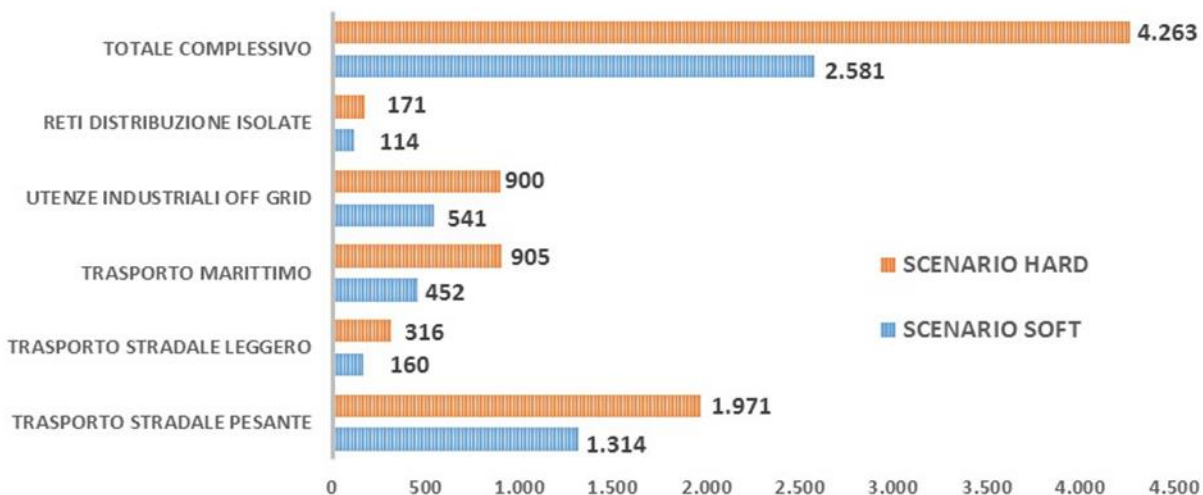


Figura 10 - Scenario della domanda nazionale (kt) per tipologia di utilizzo al 2030 (REF-E)

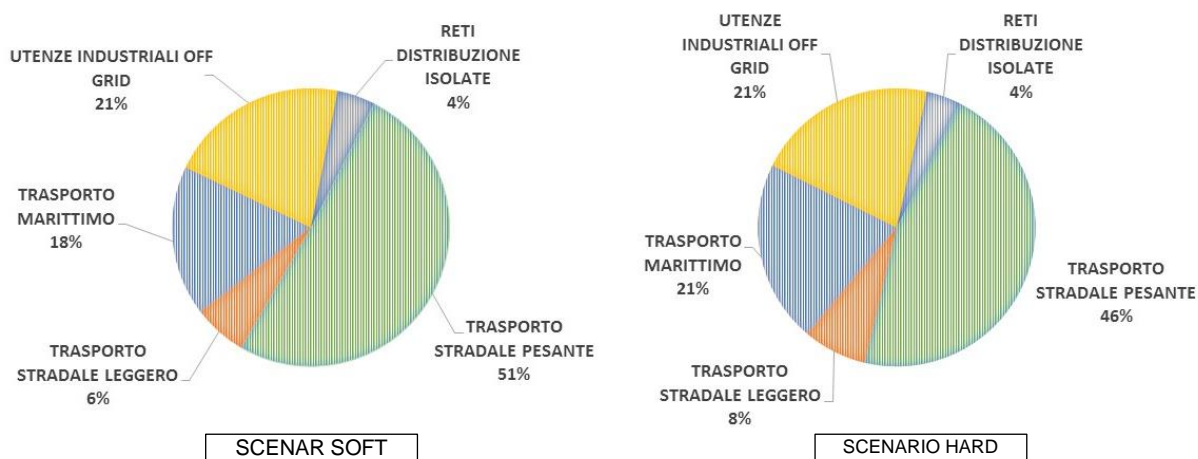


Figura 11 - Ripartizione della domanda nazionale per tipologia di utilizzo al 2030 (REF-E)

In entrambi gli studi emerge come la domanda terrestre relativa al comparto stradale rappresenti ancora la quota maggioritaria (stimata tra il 45% ed il 50%) anche negli scenari di medio-lungo periodo, e che dunque costituirà una voce importante anche nella filiera infrastrutturale marittima connessa ai depositi costieri.

Per quanto riguarda il mercato altri usi industriali (off-grid), il QSN stima una penetrazione del 20% al 2030, con una richiesta che può essere quantificata in circa 3,5 milioni di metri cubi di GNL. Le previsioni di penetrazione del GNL nel mercato delle utenze non collegate alla rete di distribuzione del gas naturale in Italia pongono, come obiettivo di consumi al 2030, circa 1 milione di tonnellate annue di GNL consumati dalle utenze industriali, da 0,5 ad 1 milione di tonnellate consumati dalle utenze della distribuzione di LCNG ad uso autotrazione, e circa 0,3 milioni di tonnellate consumate dalle utenze civili off grid. Il consumo totale ipotizzabile per le utenze non collegate alla rete di distribuzione del gas naturale si posiziona tra 1,8 e 2,3 milione di tonnellate di GN

1.3.3.3 La domanda di GNL ad uso trazione in Italia

Nel comparto stradale le notevoli potenzialità di sviluppo del GNL sono confermate dal crescente numero di immatricolazioni di veicoli alimentati con tale tipologia di carburante registrato negli ultimi anni. L'uso del GNL per autotrazione è in grado difatti di aumentare l'autonomia rispetto al gas naturale compresso (GNC) mantenendo i vantaggi in termini di emissioni ridotte rispetto al diesel. Lo stato liquido consente, a parità di volume, percorrenze circa 2,5 volte quelle del GNC.

Il QSN prevede, sulla base dei dati riferiti alla rete stradale primaria italiana (dove si effettuano 311.300 viaggi/giorno per movimentazioni merci), un mercato potenziale del trasporto con mezzi a GNL pari a circa 75.800 viaggi/ giorno, pari a circa un quarto degli spostamenti, di cui oltre 50.000 di questi sono rappresentati da viaggi andata/ritorno che si

avvalgono di un solo punto di rifornimento usato all'inizio del viaggio. Ciò significa che gran parte degli spostamenti identificati è previsto svolgersi entro 300-400 km (fonte QSN).

Il QSN prevede una domanda di GNL per trasporto pesante pari a 1.250.000 tonnellate al 2025 e 2.500.000 al 2030, con uno sviluppo di circa 800 stazioni GNL al 2030.

Secondo gli ultimi dati (2018) dell'associazione di categoria Assogasliquidi il comparto del gas naturale liquefatto segna una forte crescita sia sul fronte dei consumi, aumentati del 56%, sia su quello delle stazioni di servizio, più che raddoppiate nel corso dell'anno.

L'evoluzione delle stazioni di servizio che forniscono gas naturale liquefatto ha segnato una crescita senza precedenti nel corso degli anni. Ad oggi si contano in Italia un totale di 46 stazioni C-LNG, confermando l'Italia al primo posto a livello europeo, seguita da Spagna (43) e Francia (30).

Le stazioni si sono sviluppate principalmente nel centro-nord Italia, mentre il meridione sconta una situazione di penalizzazione dovuta ad un costo del trasporto della materia prima più elevato in ragione della maggior distanza dal più vicino punto di carico (terminale di Marsiglia). La realizzazione di un'infrastruttura nel contesto ligure-tirrenico potrebbe dunque concorrere all'abbassamento dei prezzi di distribuzione del GNL e favorire lo sviluppo della rete di rifornimento GNL anche nel Sud Italia.

Le seguenti figure mostrano lo sviluppo stazioni sul territorio nazionale e nell'area di interesse.

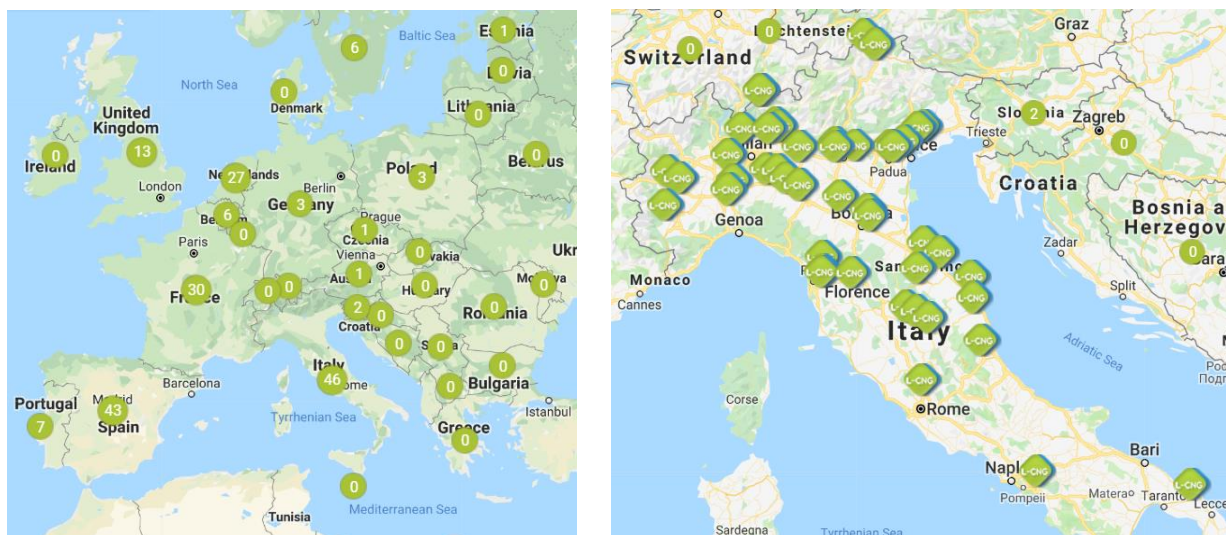


Figura 12 - Stazioni di rifornimento GNL realizzate in Europa (sn) e in Italia (dx)

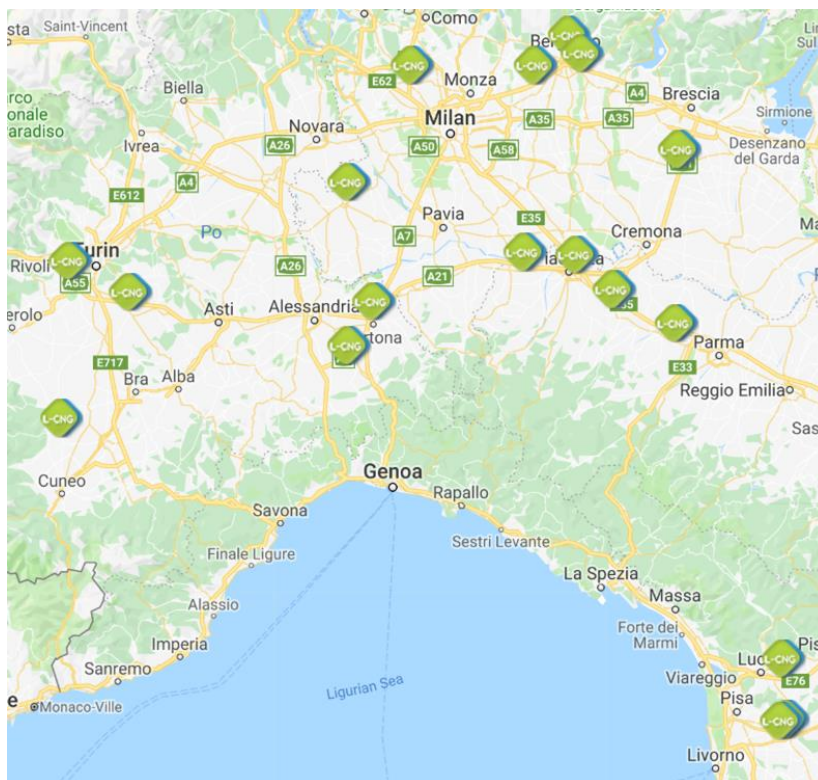


Figura 13 - Stazioni di rifornimento di GNL nell'Italia Nord-Orientale

Il MIT, dall'anno 2015 e per ogni annualità, incentiva l'acquisto di autoveicoli nuovi di fabbrica, adibiti al trasporto di merci di massa complessiva a pieno carico pari o superiore 3,5 ton. a trazione alternativa a metano CNG, gas naturale liquefatto GNL, ibrida (diesel + elettrico) ed elettrica (Full Electric).

Per quanto riguarda i mezzi pesanti alimentati a GNL (con massa superiore a 16 ton), l'entità dei contributi previsti consiste in un contributo a fondo perduto di 20.000 euro per ciascun mezzo per un massimo cumulabile di 700 mila euro, che corrisponde a 35 camion.

Lo sviluppo del mercato dei mezzi pesanti alimentati a GNL è stato favorito anche grazie alle recenti soluzioni tecnologiche che hanno comportato una riduzione dei consumi di carburante e la massimizzazione della capacità di carico. Attualmente le soluzioni proposte da IVECO, leader di settore, garantiscono motorizzazioni da 460 cavalli di potenza con doppio serbatoio LNG, che garantisce un'autonomia di 1.150 chilometri per i "Low Tractor", mentre nel caso di veicoli non ribassati l'autonomia massima dichiarata dalla casa costruttrice sale fino a 1.600 km. Anche il TCO – Total Cost of Ownership dichiarato è del 9% inferiore rispetto ad un mezzo equivalente alimentato a diesel.

Nel primo semestre del 2016 i camion a gas naturale immatricolati sono stati 177 di cui 110 a GNL. L'aumento (del 154% sul semestre precedente) è stato fortemente correlato all'ingresso sul mercato dello Stralis NP da 400 CV della IVECO, che ha soddisfatto le

richieste degli operatori garantendo potenze ed autonomie maggiori rispetto alla precedente versione da 320 CV.

L'evoluzione del numero di mezzi pesanti alimentati a GNL ha mostrato una crescita ancor più significativa nell'ultimo biennio.

Secondo gli ultimi dati dell'Associazione Nazionale Filiera Industria Automobilistica - ANFIA 2018 (novembre), nel progressivo da inizio anno, le immatricolazioni di autocarri a GNL, (ptt >3,5ton) sono raddoppiate passando da 287 del 2017 a 600 unità, con una quota sul totale pari al 2,8%.

Tra le alimentazioni alternative, il GNL detiene la quota maggiore, evidenziando come il mercato riconosca sempre più il gas naturale come primaria alternativa al gasolio nell'autotrazione, essendo una soluzione immediatamente fruibile e con un'infrastruttura di distribuzione in continua espansione.

Gli ultimi dati a disposizione per l'anno 2019 confermano il trend di crescita. Dopo il sostanziale raddoppio delle vendite dello scorso anno, nel gennaio 2019 le immatricolazioni di autocarri alimentati a GNL sono più che triplicate (131 contro 41) rispetto allo stesso mese del 2018, mentre nel mese di febbraio si sono registrate 62 nuove immatricolazioni (+47,6%) rispetto ad un mercato complessivo ancora in calo (-12,1%) per i mezzi pesanti.

Ad oggi si contano oltre 1,500 mezzi pesanti alimentati a GNL in circolazione sul territorio nazionale. A livello europeo, gli ultimi dati (2019) del European Alternative Fuels Observatory contano oltre 5.000 immatricolazioni di veicoli pesanti alimentati a GNL in esercizio sul territorio comunitario.

Alimentazione	Gen-Ott 2018	Gen-Ott 2017	Var %18/17
BENZINA	8	2	300,0
ELETTRICO	3	9	-66,7
GASOLIO	20.395	18.866	8,1
IBRIDO GASOLIO/ELETTRICO	108	46	134,8
GNL	600	287	109,1
CNG	237	166	42,8
TOTALE	21.351	19.376	10,2

Tabella 12 - Immatricolazioni autocarri con Ptt>3,5 ton. Per tipologia di alimentazione (Fonte: Federmetano su dati ANFIA)

1.3.3.4 La domanda di GNL ad uso tpl

Recentemente la società Tper SpA (Trasporto Passeggeri Emilia-Romagna) ha definitivamente approvato tramite delibera del Consiglio di Amministrazione la fornitura di 46 nuovi autobus alimentati GNL (procedure di gara avviate tra il 2016 e il 2017) su una flotta di oltre 1.200 mezzi.

Tper è la prima azienda di trasporto pubblico italiana che si doterà di una flotta di autobus a GNL. I mezzi alimentati a GNL costituiscono una novità assoluta nel campo del trasporto sostenibile in ambito urbano e interurbano.

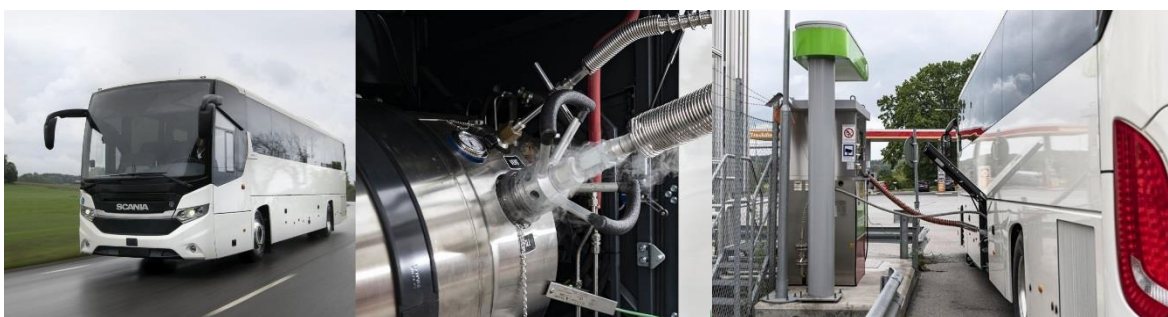
La fornitura verrà conseguita tramite due lotti differenti:

- 15 nuovi mezzi modello Interlink Ld Lng forniti da SCANIA per l'esercizio interurbano;
- 31 nuovi mezzi forniti da Industria Italiana Autobus della gamma Citymood in versione GNL a vocazione metropolitana.

Le forniture complessivamente comporteranno un investimento pari a 11,5 milioni di euro (circa 250.000 euro ad unità). Il primo lotto di autobus interurbani dovrebbe essere consegnato da SCANIA entro l'anno in corso, mentre i mezzi Citymood dovrebbero essere consegnati da IIA entro la primavera del 2020.

Gli autobus a GNL hanno una autonomia dichiarata di circa 1.000 chilometri e potrà essere alimentato anche con il biogas liquefatto. L'elevata autonomia di viaggio rende particolarmente adatti questi mezzi all'impiego su percorsi al di fuori dell'area urbana o per lunghi tragitti.

Per sviluppare il progetto, la società si è dotata di un'apposita stazione di rifornimento C_LNG presso il proprio deposito sito in via Ferrarese, realizzato con un investimento di circa 1,6 milioni di euro.



1.3.3.5 Biogas in Italia

Si consideri inoltre che l'Italia è il secondo produttore di biogas in Europa dopo la Germania e il quarto a livello mondiale, con oltre 1.700 impianti attivi (dati Consorzio Italiano Biogas, 2019). Oggi si contano già circa 20 progetti di liquefazione in fase di progettazione e costruzione sul territorio nazionale. Negli scorsi due anni l'Italia ha registrato il maggior tasso di sviluppo nel settore, con investimenti in corso, dichiarati dalle imprese e calcolati da REF-E e Conferenza GNL, pari a 240 milioni per la mini-liquefazione e la produzione di bio-GNL.

In Italia, tale opportunità è oggi resa ancora più attuale e conveniente grazie dai nuovi incentivi per la produzione di biometano finalizzato all'utilizzo nel settore dei trasporti⁹ stabiliti dal Decreto 2 marzo 2018 del Ministero dello Sviluppo Economico e schematizzati nella tabella seguente.

Articolo DM	Disposizioni
Biometano (Art. 5)	Riconosce CIC ai produttori di biometano
	Sono previste maggiorazioni per la tipologia di materia prima utilizzata
Biometano avanzato (Art. 6)	Prevede il ritiro dei CIC ai produttori di biometano avanzato
	Valorizza ogni CIC a 375€
	Consente il ritiro fisico del biometano da parte del GSE
Biocarburanti avanzati (Art. 7)	Prevede il ritiro dei CIC ai produttori di biocarburanti avanzati
	Valorizza ogni CIC a 375€
	Non è previsto il ritiro fisico del biocarburante
Riconversioni	Riconosce/prevede il ritiro dei CIC ai produttori di impianti a biogas riconvertiti a biometano/biometano avanzato

⁹ l'incentivo è concesso solo al biometano prodotto con biomasse "no food", ossia che non sottraggono suolo e coltivazioni all'alimentazione umana

Articolo DM	Disposizioni
(Art. 8)	Prevede una riduzione dell'incentivo elettrico percepito nel periodo residuo di diritto
	Prevede una riduzione dell'incentivo biometano se la riconversione avviene dopo il termine dell'incentivo elettrico

Tabella 13 - Il meccanismo incentivante previsto dal DM Biometano (Fonte: Assocostieri, 2018)

Il processo di produzione del BIO-GNL è di seguito schematizzato in 3 principali passaggi:

- La produzione del biogas è conseguita mediante trattamento di “biomasse” (ovvero tutti quei materiali di origine organica che non hanno subito alcun processo di fossilizzazione, quali i residui della filiera agro-alimentare e la FORSU - Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani) all'interno di un digestore, dove le biomasse sono movimentate a determinate temperature e, attraverso un processo di fermentazione, formano il cosiddetto biogas.
- Tramite un successivo processo di depurazione il gas di risulta (biometano) può essere usato come carburante, combustibile per il riscaldamento e per la produzione di energia elettrica.
- A valle di un successivo ulteriore processo di depurazione, il biometano viene liquefatto e stoccato in serbatoi criogenici, il Bio-GNL è direttamente utilizzabile nel settore dei trasporti stradali di lunga percorrenza e marittimi. Al biometano, nella fase di liquefazione, viene inoltre sottratta la CO₂, che può essere utilizzata nelle produzioni alimentari.

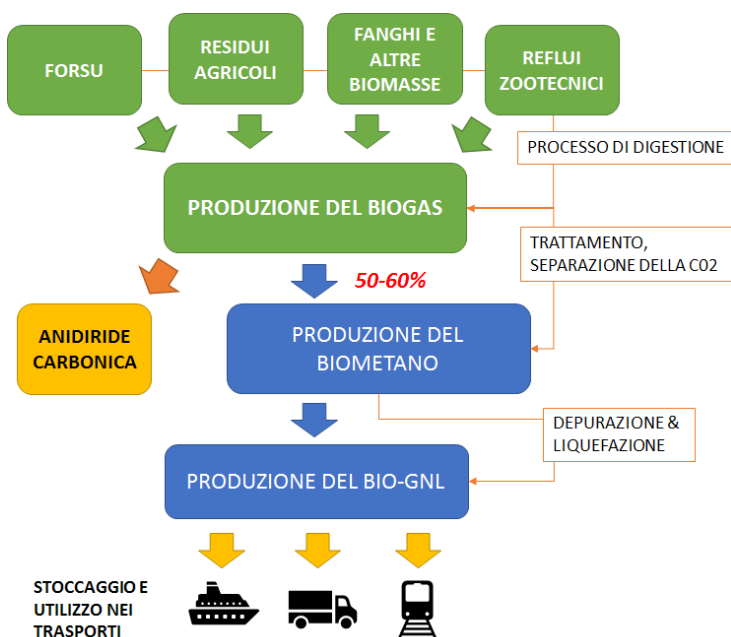


Figura 14 - Il processo di produzione del Bio-GNL



Figura 15 - I progetti di liquefazione del biometano in Italia (Fonte: Consorzio Italiano Biogas, 2019)

La resa del biometano derivato dal processo di “upgrading” del biogas è compresa tra il 50 ed il 60% dei volumi trattati (1m³ di biogas produce circa 0,5-0,6 m³ di biometano). Nel processo di depurazione e liquefazione per produrre il Bio-GNL destinato agli usi nei trasporti marittimi e terrestri pesanti di lunga percorrenza, la resa del biometano è pari a circa il 95%.

In merito alle possibilità di utilizzo del Bio-GNL nel campo dei trasporti, si sottolinea come i motori GNL siano già oggi tecnologicamente pronti per la trazione a biometano, in quanto il Bio-GNL, dal punto di vista della sua composizione, è del tutto equiparabile al GNL tradizionale. Dal punto di vista tecnologico non vi sono restrizioni circa la percentuale di “blending” (miscelazione) tra GNL e Bio-GNL, potendo arrivare ad un tasso di sostituzione pari al 100% e garantire percentuali di riduzione di emissione di gas climalteranti fino al 94% rispetto ai carburanti tradizionali.

La piena compatibilità è testimoniata non solo dal lato terrestre con le innumerevoli operazioni di rifornimento a mezzi pesanti di Bio gas nella sua forma tanto liquida quanto compressa (puro o miscelato in proporzioni variabili), ma anche, lato mare, dal recente rifornimento, utilizzando Bio GNL al 100%, di una nave cisterna a doppia alimentazione Diesel/GNL nel porto di Göteborg da parte della compagnia scandinava Skangas.

L'utilizzo del Bio-GNL nei trasporti consentirebbe di ridurre notevolmente la produzione di CO2 rispetto ai combustibili tradizionali. Secondo i dati forniti dal Freight Leaders Council (2019), ipotizzando l'utilizzo di una miscela composta dal 20% di bio-GNL e dall'80% di GNL tradizionale, la percentuale di riduzione, valutata in termini di [gCO2-eq/km], aumenterebbe dal 15% al 28% rispetto ai carburanti tradizionali.

Con l'obiettivo di diffondere l'utilizzo del Bio-GNL nella filiera dei trasporti, recentemente (18/04/2019) è stato siglato l'accordo di cooperazione tra Consorzio Italiano Biogas, Confagricoltura, Eni, FPT Industrial, IVECO, New Holland Agriculture e Snam sul biometano. L'accordo ha una durata di tre anni e dà il via ad una collaborazione tra le parti nell'ambito dello sviluppo della mobilità sostenibile, anche tramite l'avvio in partnership di iniziative e progettualità sul biometano rivolte alle imprese della filiera e di promozione di politiche di sostegno verso la pubblica amministrazione ed il legislatore.

Recentemente è stato raggiunto il primo accordo per l'utilizzo del Bio-GNL nel trasporto stradale, firmato dall'azienda di logistica e trasporti varesina Maganetti e la Cooperativa agro-zootecnica Speranza di Candiolo (TO) che aggrega 8 aziende agricole.

L'accordo di filiera prevede la produzione di biometano liquido proveniente da deiezioni animali e residui della produzione agricola. L'impianto è in costruzione ed è previsto essere attivato a fine 2019, per un totale di 2.000 tonnellate l'anno di metano liquefatto che andrà a coprire oltre il 100% del fabbisogno della flotta aziendale.

Il biometano liquido verrà trasportato al punto di rifornimento Maganetti di Gera Lario (Como) a disposizione della flotta di trattori stradali alimentati a GNL del gruppo.



1.3.3.5.1 Possibili applicazioni nel contesto Ligure

Per valutare la stima della domanda potenziale di biomasse utilizzabili ai fini della produzione di biometano sul territorio ligure, stante la scarsa possibilità di utilizzo di fonti

derivanti dal settore agro-alimentare (residui agricoli e reflui zootecnici in primis), si è fatto principale riferimento ai piani metropolitani e regionali in materia di gestione dei rifiuti, nei quali è stata effettuata la ricognizione dei quantitativi di rifiuti prodotti nell'ambito territoriale della Regione Liguria e la proiezione previsionale al 2020.

A livello regionale, con particolare riferimento al fabbisogno complessivo organico da raccolta differenziata, è stata registrata una domanda pari a 170.000 t/anno per l'anno 2017 e sono state parallelamente aggiornate le stime circa il fabbisogno di trattamento FORSU previsto a regime, per l'anno 2020, compreso tra 190.000 e 210.000 t/anno (a seconda delle previsioni di rispetto degli obiettivi in merito alla riduzione della produzione di rifiuti urbani totali e degli obiettivi minimi di raccolta differenziata) ¹⁰.

Per la sola area metropolitana di Genova¹¹ il fabbisogno potenziale stimato al 2020 è pari a circa 90.000 t/anno, da soddisfare mediante impianto di digestione anaerobica di capacità di 60.000 t/anno, da una serie di impianti di compostaggio di prossimità (3.000-4.000 t/anno) e da sinergie funzionali con impianti esistenti ovvero eventuale ulteriore impianto da circa 30.000 t/anno.

Sulla base della stima dei fabbisogni regionali, è stato valutato un fabbisogno impiantistico di almeno 4 impianti di digestione anaerobica (DA) da realizzare sul territorio regionale. Al netto delle valutazioni in merito all'ubicazione dei possibili impianti¹², gli impianti di bio-digestione per il trattamento della FORSU ipotizzati per soddisfare i fabbisogni previsti variano da una taglia di 30.000 a 60.000 t/anno di capacità.

Per la taglia da 60.000 t/anno i costi di investimento complessivi ammontano a valori compresi tra 18-24 milioni di euro (300-400 €/t trattata), per la taglia da 30.000t/anno, in ragione delle diseconomie di scala, l'incremento dei costi di investimento previsti è stimabile in oltre il 30% dei costi per tonnellata di rifiuto trattata (per circa 12-16 milioni di euro di investimento complessivo).

La possibilità di poter realizzare impianti di liquefazione del biogas prodotto da tali impianti di digestione potrebbe essere valutata con l'ottica di poter contribuire allo sviluppo della rete di distribuzione del GNL ad uso trasporto marittimo e terrestre sul territorio ligure, almeno in una prima fase iniziale.

¹⁰ Piano d'ambito regionale di gestione dei rifiuti, 2018.

¹¹ Piano metropolitano in materia di ciclo dei rifiuti, 2018.

¹² In via preferenziale da individuare in contiguità agli attuali impianti di trattamento, con l'obiettivo di creare poli impiantistici competiti, come nel caso previsto nell'area di Scarpino dove le amministrazioni hanno confermato l'impegno di realizzare di un impianto di bio-digestione di capacità pari a 60.000t/anno.

Costruire un'unità di liquefazione di piccole-medie dimensioni consentirebbe infatti di poter contare su un elemento infrastrutturale importante che consentirebbe sia la produzione di GNL in loco sia la gestione del gas di Boil-Off attraverso la re-liquefazione.

Le unità di liquefazione di piccole dimensioni hanno in genere una capacità di produzione compresa tra 35 e 135 m³ di GNL al giorno, che implica un consumo di gas naturale di 900 a 3.600 m³ (n) / h. Le unità di liquefazione di medie dimensioni hanno in genere una capacità di produzione di 270 a 2.000 m³ di GNL al giorno, che implica un consumo di gas naturale da 7.200 a 54.000 m³ (n) / h.

Come già sottolineato in precedenza, oltre a costituire una possibile soluzione di approvvigionamento, il vantaggio dell'utilizzo del Bio-GNL nei trasporti garantirebbe l'ulteriore riduzione delle emissioni di CO₂ e gas serra ed una maggiore accettabilità sociale delle relative installazioni.

La tabella di seguito riporta, in via teorica¹³, la quantità di Bio-GNL che sarebbe possibile produrre partendo dalle capacità annue di trattamento degli impianti di digestione (DA) ipotizzabili a livello regionale. Le opzioni impiantistiche ipotizzabili a livello regionale potrebbero garantire una produzione di Bio-GNL pari a circa 3.700 m³/anno (nel caso di un solo digestore dalla capacità di 30.000t/anno), 7.400 (nel caso di un solo digestore dalla capacità di 60.000t/anno), 22.100 (nel caso di 2 digestori dalla capacità di 30.000t/anno e da 2 digestori dalla capacità di 60.000t/anno).

Considerando la possibilità di caricare e distribuire il Bio-GNL a mezzo autobotte (dalla capacità media assunta di 45m³), nelle tre diverse opzioni ipotizzate si potrebbero riempire nel primo caso 80 autocisterne/anno (1,6 autocisterne a settimana), nel secondo caso oltre 160 (3,2 autocisterne a settimana) e nel terzo caso oltre 490 (9,5 autocisterne a settimana).

Tali volumi consentirebbero di rifornire:

- nella seconda ipotesi: una nave di piccole dimensioni (fabbisogno di GNL stimato: 150m³/settimana) equiparabile al traghetto veloce GNL costruito dalla Caronte&Tourist;

¹³ Per il calcolo dei valori equivalenti si sono utilizzati i seguenti parametri:

- Produzione specifica di Biogas per tonnellata trattata = 120 Nm³/t, fonte: operatori del settore;
- rapporto m³ biometano/m³ biogas: 0,6, fonte: operatori del settore;
- rapporto m³ biometano / m³ Bio-GNL= 1/585, fonte International Gas Union (IGU)

- nella terza ipotesi: circa 3 navi di piccole dimensioni ovvero una nave di medie dimensioni (fabbisogno di GNL stimato: 400m³/settimana) equiparabile ad un traghetto.

Gli scenari sopracitati sono riportati nelle tabelle seguenti.

Ipotesi impiantistiche	Capacità annua di trattamento	Biogas prodotto	Biometano prodotto	Bio-GNL prodotto
	t/a	Nm ³ /a	Nm ³ /a	m ³ /a
1 impianto DA con capacità 30.000 t/a	30.000	3.600.000	2.160.000	3.692,3
1 impianto DA con capacità 60.000 t/a	60.000	7.200.000	4.320.000	7.384,6
2 impianti DA con capacità 60.000 t/a + 2 impianti DA con capacità 30.000 t/a	180.000	21.600.000	12.960.000	22.153,8

Tabella 14 - Ipotesi impiantistiche di trattamento del biometano e relativi volumi di Bio-GNL prodotto

Ipotesi impiantistiche	Bio GNL prodotto	Autocisterne GNL	Autocisterne GNL	Navi piccole dimensioni (150m ³ /sett)	Navi di medie dimensioni (400m ³ /sett)
	m ³ /a	n/a	n/sett.	n	n
1 impianto DA con capacità 30.000 t/a	3.692,3	82	1,6	0,47	0,18
1 impianto DA con capacità 60.000 t/a	7.384,6	164	3,2	0,95	0,36
2 impianti DA con capacità 60.000 t/a 2 impianti DA con capacità 30.000 t/a	22.153,8	492	9,5	2,84	1,07

Tabella 15 - Ipotesi impiantistiche di trattamento del biometano e rifornimenti di Bio-GNL equivalenti

In aggiunta alla domanda potenziale di biomasse derivanti dal ciclo dei rifiuti (FORSU), un'ulteriore interessante prospettiva è rappresentata dalla possibilità di conferire in aggiunta a tali fonti anche la frazione organica e biodegradabile derivanti dalla raccolta differenziata della frazione umida delle navi passeggeri e traghetti e delle attività portuali.

Nonostante si tratti di una produzione piuttosto limitata nei volumi che non rende economicamente sostenibile la realizzazione di un impianto di biodigestione dedicato, potrebbe essere valorizzata come possibile apporto addizionale al trattamento della FORSU con l'obiettivo di massimizzare il principio di economia circolare e di efficienza nella gestione del ciclo dei rifiuti. In aggiunta, attraverso accordi e politiche di supporto sarebbe possibile aumentare tali volumi di raccolta negli anni a venire.

A tale scopo, in riferimento al porto di Genova¹⁴, di seguito vengono riportate le tipologie e le associate quantità (t/anno) di rifiuti di origine navale compatibili che potrebbero essere destinate alla produzione di Bio-GNL. In tale caso si sono anche aggiornati i valori di produzione specifica di Biogas per tonnellata trattata (valori compresi tra 50 e 200 Nm³/t). Tali quantità (circa 800 tonnellate nel 2015) consentirebbero di generare solamente 2 autocisterne/anno di Bio-GNL.

CER	DESCRIZIONE	2013 (t)	2014 (t)	2015 (t)
02.03.04	RIFIUTI DELLA PREPARAZIONE E DEL TRATTAMENTO DI ALIMENTI (frutta, verdura, cereali, oli alimentari, cacao, caffè, tè e tabacco; della produzione di conserve alimentari; della produzione di lievito ed estratto di lievito; della preparazione e fermentazione di melassa)	0,0	0,0	5,8
02.07.04	Rifiuti della produzione di bevande alcoliche ed analcoliche (tranne caffè, tè e cacao)	0,0	0,0	5,7
16.03.06	Prodotti fuori specifica e prodotti inutilizzati. RIFIUTI ORGANICI DIVERSI	0,2	0,1	1,2
20.01.08	Frazioni oggetto di raccolta differenziata. RIFIUTI BIODEGRADABILI DA CUCINE E MENSE	0,0	40,3	685,8
20.01.25	OLI E GRASSI COMMESTIBILI	29,5	38,8	77,1
20.03.04	Fanghi delle fosse settiche	10,0	0,0	21,0
	totale rifiuti compatibili	39,7	79,2	796,6

Tabella 16 - Tipologie e quantità di rifiuti prodotti dalle navi nel porto di Genova compatibili con il trattamento di bio-digestione (Fonte: Piano di gestione della raccolta dei rifiuti del Porto di Genova (2018))

¹⁴ Piano di gestione della raccolta dei rifiuti del Porto di Genova (2018)

CER	2015 (t)	Biogas prod. Specifica	Biogas prodotto	Biometano prodotto	Bio GNL prodotto	Autocisterne GNL
		Nm ³ /t	Nm ³ /a	Nm ³ /a	Nm ³ /a	n/a
02.03.04	5,8	150	863	518	0,9	0,0
02.07.04	5,7	200	1.148	689	1,2	0,0
16.03.06	1,2	100	122	73	0,1	0,0
20.01.08	685,8	120	82.298	49.379	84,4	1,9
20.01.25	77,1	110	8.486	5.092	8,7	0,2
20.03.04	21,0	50	1.048	629	1,1	0,0
				56.378,3	96,4	2,1

Tabella 17 - Produzione di biogas e bio-GNL per tipologia di rifiuto trattato

2 La domanda attuale di GNL nel contesto territoriale di riferimento

2.1 Profili metodologici connessi alla stima della domanda di GNL.

La metodologia impiegata per stimare la domanda di GNL in relazione ai nodi portuali previsti dal formulario e inclusi nella rete infrastrutturale di riferimento in relazione al Progetto SIGNAL è stata sviluppata a partire dagli outcomes scientifici riconducibili al Progetto TDI RETE-GNL, secondo una logica di capitalizzazione dei risultati e di raggiungimento di sinergie all'interno del Cluster dei Progetti INTERREG Marittimo ITA-FRA dedicati al GNL (Cluster GNL). La metodologia sviluppata nell'ambito dei prodotti T2.1.2 di TDI RETE-GNL, tuttavia, è stata ulteriormente affinata e migliorata al fine di tener conto di due elementi fondamentali:

- a. Le peculiarità dei porti esaminati nell'ambito del progetto SIGNAL;
- b. Le specifiche esigenze informative che caratterizzano la rete infrastrutturale di SIGNAL e il grafo della rete previsto nell'ambito del progetto medesimo.

Tanto premesso, pertanto, si procede di seguito a richiamare brevemente gli aspetti metodologici connessi alla stima della domanda di GNL che sono stati mutuati a partire dalla metodologia di cui al Prodotto T2.1.2 di TDI RETE-GNL e successivamente vengono esaminate nel dettaglio le specificità introdotte.

2.1.1 Aspetti metodologici mutuati dal progetto TDI RETE-GNL

Nell'ambito del Prodotto T2.1.2 del Progetto TDI RETE-GNL, il CF (UNIGE-CIELI), unitamente ai partner scientifici UNIPI e UNICA hanno sviluppato un *conceptual framework* atto a valutare lo stato della domanda di GNL in ambito marittimo-portuale.

Il modello concettuale presenta tre importanti punti di forza:

- a. considera disgiuntamente la domanda marittima, quella portuale e quella terrestre;
- b. identifica modalità e procedure di stima della domanda in relazione a ciascuna delle succitate componenti di domanda;
- c. propone metodi di stima della domanda caratterizzati da diversi livelli di analiticità in relazione ad orizzonti temporali differenti.

In relazione al profilo a), in particolare, la **domanda marittima** considera i volumi di bunkering di GNL richiesti dal mercato per la propulsione navale; la **domanda portuale** considera i fabbisogni energetici che si generano nell'ambito delle aree portuali e che possono essere soddisfatti almeno sotto il profilo teorico mediante l'impiego del GNL come combustibile per la produzione di energia; la **domanda terrestre**, infine, riguarda la richiesta

di servizi di bunkering e stoccaggio di GNL in ambito marittimo-portuale che, pur non originandosi necessariamente all'interno del porto, potrebbe comunque essere soddisfatta da impianti localizzati all'interno delle aree portuali in oggetto o in prossimità delle stesse. La Figura 16 riporta le tre componenti in cui si articola la domanda totale di GNL in ambito marittimo portuale.

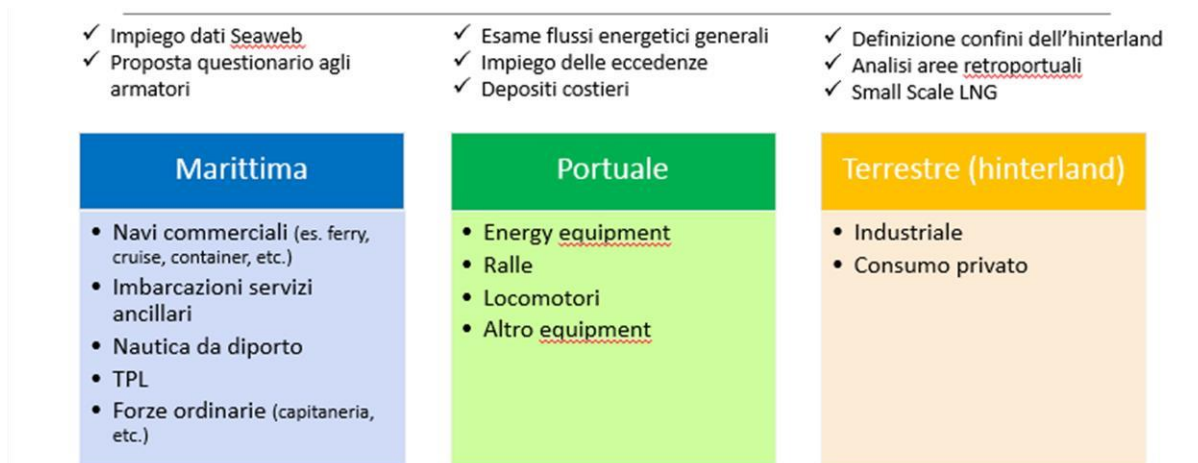


Figura 16 - Domanda di GNL in ambito marittimo portuale: componenti principali (Fonte: Progetto TDI RETE-GNL, Prodotto T2.1.2, 2019)

2.1.1.1 Stima della domanda marittima di GNL

La **stima della domanda marittima** richiede, come evidenziato nel Prodotto T2.1.2 di TDI RETE-GNL, l'esame e la mappatura dei singoli segmenti di mercato; sotto questo profilo la domanda marittima di GNL richiede l'esame congiunto di tre differenti profili fondamentali:

- la dimensione complessiva della domanda marittima intesa come flotta a GNL,
- le caratteristiche dei diversi segmenti di domanda marittima,
- i driver che guidano le scelte armatoriali connesse al bunkering di GNL.

Per quanto concerne il primo profilo, ossia la dimensione della domanda marittima, è stato stimato lo stato della flotta esistente, in progress e futura, al fine di quantificare la flotta attuale di navi a GNL già operative ed impiegate sul mercato, la flotta in fase di conversione a GNL, quella in ordine/costruzione presso i cantieri navali, la flotta da ordini futuri, attualmente non quantificabile in modo analitico e la flotta da refitting e riconversioni future. Inoltre, la domanda marittima di bunkering di GNL viene articolata in differenti segmenti in relazione ad elementi distinti quali il tipo di nave da rifornire e il servizio di trasporto marittimo in cui la nave è impiegata, l'impiego delle navi su rotte locali, intra-regionali o di tipo long-haulage e sui porti/terminali chiamati a rispondere alla domanda di bunkering di GNL e, infine, l'intensità di utilizzo della flotta, in grado di incidere sulla frequenza ed i volumi di

rifornimento richiesti mediamente dalle navi a GNL. Per quanto concerne il terzo profilo cui è riconducibile la domanda marittima, ossia le scelte di bunkering degli armatori, la selezione del terminale di bunkeraggio localizzato nell'area di programma da parte dello shipowner dipende da svariati driver capaci di contribuire a determinare l'attrattività dell'offerta di bunkering: tra essi distinguiamo la disponibilità degli impianti di bunkering nei porti oggetto di analisi, l'accessibilità tecnico/nautica del porto/terminale per il bunkering di GNL, la qualità dei servizi di bunkering erogati (affidabilità e flessibilità del servizio, tempistica di rifornimento, qualità del GNL) e la convenienza economica della scelta di bunkering.

Per arrivare alla quantificazione della domanda dei servizi di bunkering di GNL per l'area di Programma per l'orizzonte 2019/2021 e stimarne i livelli di domanda per gli anni 2025, 2030 e 2035, sono state esaminate le flotte operate rispettivamente da armatori italiani, francesi e nell'area del Mediterraneo. Lo studio della flotta a GNL avviene dapprima in relazione a 37 diverse tipologie di asset nave, per un totale di 718 navi a livello internazionale considerando sia quelle in "service/commission" (429 unità) sia quelle di nuova costruzione future, ossia in "keel laid" (41 unità), "launched" (68 unità), "on order/not commenced" (151 unità), "projected" (2 unità) e "under construction" (27 unità). Al fine di ridurre la complessità informativa dell'esaminazione delle tipologie navali, vengono estrapolate 8 macro-categorie di navi, tra le quali distinguiamo:

- LNG tanker con un ammontare di unità pari a 367 (51,1%) di cui 16 in service/commission, 35 launched, 76 on order/not commenced, 8 under construction;
- Other tanker, categoria che comprende svariate tipologie di navi operanti nel settore cargo e destinate a servizi di trasporto tendenzialmente trampistici, con 103 unità (14,3%) di cui 5 in service/commission, 13 launched, 28 on order/not commenced, 4 under construction (i serbatoi utilizzati in relazione a questo tipo di nave presentano dimensioni medie significative);
- Ro-pax e Ro-ro ship (vehicles) con 75 unità (10,3%) di cui 6 in service/commission, 10 launched, 10 on order/not commenced, 2 under construction (i serbatoi utilizzati in relazione a questo tipo di nave presentano dimensioni medie ridotte, dato il loro impiego su rotte a corto raggio);
- Container ship - General cargo - Vehicles carrier - Ro-Ro cargo con 56 unità (7,8%) di cui 7 in service/commission, 4 launched, 10 on order/not commenced, 2 projected, 7 under construction (i serbatoi utilizzati in relazione a questo tipo di nave presentano dimensioni medie piuttosto significative);
- PSV - FPSO - OFFSHORE con 56 unità (7,8%) di cui 3 in service/commission, 4 launched, una on order/not commenced, una under construction (i serbatoi utilizzati in relazione a questo tipo di nave presentano dimensioni medie ridotte);

- Tug and auxiliary services con 28 unità (3,9%) di cui 2 in service/commission, 2 launched, 4 on order/not commenced, una under construction (i serbatoi utilizzati in relazione a questo tipo di nave presentano dimensioni medie ridotte);
- Cruise con 27 unità (3,8%) di cui 2 in service/commission, una launched, 19 on order/not commenced, 4 under construction (i serbatoi utilizzati in relazione a questo tipo di nave presentano dimensioni medie piuttosto significative);
- Dry bulk con 6 unità (0,8%) di cui 3 on order/not commenced (i serbatoi utilizzati in relazione a questo tipo di nave presentano dimensioni medie ridotte).

Sulla base dei presenti dati è stato possibile determinare anche il potenziale di crescita dei singoli shiptype in relazione alla dimensione attuale del mercato: ad esempio, per quanto concerne la flotta a GNL impiegata nel business crocieristico, l'incidenza sul totale delle navi attualmente operative è pari allo 0,2% dell'intera flotta operativa, mentre le relative prospettive di crescita sono tra le più interessanti, dal momento che le navi da crociera a GNL pesano per il 9% del totale delle nuove costruzioni a GNL a livello mondiale.

A livello europeo, la flotta a GNL viene esaminata in relazione alle medesime 8 macrocategorie concernenti il tipo di nave, per un totale di 297 navi, considerando sia quelle in "service/commission" (285 unità) sia quelle di nuova costruzione future, ossia in "keel laid" (un'unità), "launched" (10 unità), e "under construction" (un'unità):

- LNG tanker con un ammontare di unità pari a 140 (47,1%) di cui 137 in service/commission e 3 launched;
- Other tanker, con 47 unità (15,8%) di cui 45 in service/commission e 3 launched,
- Ro-pax e Ro-ro ship (vehicles) con 41 unità (13,8%) di cui 38 in service/commission e 3 launched;
- Container ship - General cargo - Vehicles carrier - Ro-Ro cargo con 22 unità (7,4%) di cui 19 in service/commission, una keel laid, una launched e una under construction,
- PSV - FPSO - OFFSHORE con 31 unità (10,4%), integralmente in service/commission;
- Tug and auxiliary services con 12 unità (4%), integralmente in service/commission; - Cruise con 2 unità (0,7%) di cui una in service/commission e una launched; - Dry bulk con 2 unità (0,7%), integralmente in service/commission.

Ai fini dell'analisi della flotta attualmente esistente e della flotta "on order" di navi alimentate a GNL di proprietà di armatori italiani e francesi, è stato realizzato un database con l'obiettivo di individuare appunto le navi *LNG propelled* di armatori italiani e francesi con servizi offerti nell'Area obiettivo, ovvero la Francia e l'Italia e, in particolare, i porti di Genova, Livorno, Cagliari, Corsica e Région PACA, per un totale di 36 unità, di cui 10 appartenenti alla flotta

italiana e 26 a quella francese. In relazione allo “Ship Type”, le navi incluse nel campione considerato, risultano in prevalenza navi Container (14 unità), LNG tanker (9 unità), passenger/cruise (9 unità) e passenger/ro-ro ship (4 unità). Tra quelle in servizio, le navi alimentate a GNL sono principalmente LNG Tanker (6 unità su 11), seguite dalle ro-ro ship (3 unità) mentre le principali navi “on order” sono container (7 unità su 14) e cruise (5 unità). Con l’obiettivo di effettuare l’analisi della flotta esistente e della flotta “on order” in merito alle navi *LNG propelled* che circolano nel Mar Mediterraneo e soprattutto nei porti dell’area obiettivo, vengono identificate 129 navi alimentate a LNG delle quali 126 sono transitate almeno una volta all’interno dell’area del Mediterraneo nel corso del 2019 (*in service/commission*), mentre le altre 3 non sono ancora state consegnate ma saranno sicuramente impiegate in tale area. La flotta in esame risulta prevalentemente costituita da navi LNG-Tanker (99 unità), Other Tanker (15 unità), Passenger/Ro-Ro Ship (7 unità) e Cruise (2 unità).

Per mezzo dell’analisi dei dati sopracitati si è arrivati ad identificare i consumi medi in termini di metri cubi di GNL per miglia nautiche con riferimento alle diverse tipologie di navi, per un totale di 371.642 metri cubi ripartiti in 524 per il segmento Anchor Handling Tug Supply Vessels, 90 per il segmento Bulk carriers, 61 per le Chemical Tankers, 139 per le Construction Vessels, 63.423 per il segmento Cruise, 145 per il segmento Dredging, 167 per le General Cargo Vessels, 210 per il comparto Misc. Non Cargo, 679 per il segmento Product tankers, 305.703 per il comparto Ro-ro/ro-pax, 49 per le Survey Vessels e 453 per i Tugs.

2.1.1.2 Quantificazione della domanda portuale di GNL

La **quantificazione della domanda portuale di GNL** (attuale e prospettica), in assenza di dati puntuali sufficientemente precisi in relazione ai consumi energetici effettivi nei diversi porti oggetto di studio, richiede dapprima l’individuazione di KPIs che consentano di stimare i quantitativi di energia impiegata all’interno delle aree portuali (considerandone anche la tipologia d’uso e il contesto di utilizzo) e, successivamente, la valutazione della porzione di fabbisogno energetico complessivo che potrebbe essere soddisfatto impiegando il GNL come fonte energetica. Sotto questo profilo il progetto TDI RETE-GNL ha consentito di sviluppare una metodologia volta al calcolo di KPIs per la stima dei consumi energetici di specifiche tipologie di concessionari in ambito portuale e di procedura per la valutazione della porzione degli stessi che è possibile soddisfare mediante impiego di GNL.

In presenza di una tipologia di flussi energetici piuttosto eterogenea, in quanto è possibile distinguere i flussi energetici di tipo elettrico da quelli di tipo termico (soddisfatti dall’impiego di combustibili di varia natura, come benzina, diesel, ecc. per l’alimentazione dei mezzi interni), la domanda portuale annuale di GNL viene determinata sulla base dell’esaminazione sia del tipo di energia usata all’interno delle aree portuali sia degli usi e

dei contesti di utilizzo, in particolare vengono considerati i seguenti segmenti di mercato rilevanti.

- Infrastrutture marittime, in cui le aree di consumo energetico sono costituite dall'illuminazione elettrica della diga e di eventuali boe segnaletiche per la navigazione interna agli specchi acquei portuali;
- Spazi e aree comuni il cui fabbisogno energetico, prevalentemente di natura elettrica, origina dall'illuminazione stradale, dall'illuminazione dei varchi portuali, della segnaletica orizzontale e verticale e delle aree di sosta e parcheggio, nonché dal riscaldamento degli spazi chiusi riconducibili a facility di tipo "multi-user";
- Scali ferroviari di manovra, che comportano fabbisogni energetici significativi soprattutto in relazione all'illuminazione degli impianti, il funzionamento degli scambi, il segnalamento ferroviario, nonché l'energia (motori diesel) necessaria per la trazione dei locomotori di manovra;
- Terminal commerciali il cui fabbisogno energetico proviene soprattutto dalle gru di banchina di tipo portainer (ship-to-shore cranes), dotate di motori elettrici, dalle gru semoventi su gomma di tipo Gottwald, dotate di motori diesel o ibridi diesel/elettrico e dai vari mezzi di piazzale, quali ralle e straddle carriers (diesel), e mezzi di handling per lo stoccaggio quali gru RTG (elettriche), transtainer ferrate (elettriche o diesel) e forklifts e reachstackers (diesel), dall'illuminazione e dal riscaldamento di edifici ad uso uffici e dai magazzini per le attività di manutenzione e riparazione oltre che per la logistica delle merci (centri di consolidamento, magazzini distributivi, ecc.), nonché, soprattutto nei terminal più moderni, dagli impianti di coldironing, necessari all'alimentazione dei fabbisogni energetici delle navi in sosta;
- Cantieristica e attività industriali, i cui principali fabbisogni energetici derivano dai consumi relativi agli impianti industriali e dell'equipment impiegato, nonché dall'illuminazione e dal riscaldamento degli edifici commerciali;
- Attività turistico crocieristiche, che comportano fabbisogni energetici di natura termica ed elettrica relativi ai terminal crociere, ai ground handlers (equipment per la movimentazione dei bagagli e del catering), ai terminal traghetti e alla gestione delle marine e dei porticcioli turistici (soprattutto per l'illuminazione), nonché agli impianti di cold ironing.

I terminalisti/concessionari presenti all'interno di ciascun nodo portuale sono stati raggruppati usando la seguente classificazione per area omogenea. In particolare, la seguente Tabella 18 riporta i diversi KPIs relativi ai consumi energetici portuali (in termini di energia elettrica primaria ed energia termica) stimati nell'ambito del Prodotto T.2.1.2 di TDI RETE-GNL in relazione a ciascuna categoria di concessionari.

Tipologia di terminal	Descrizione	KPIs rilevanti		KPIs selezionati		Sample (n. concessionari esaminati)	KPIs consumi elettrici		KPIs Consumi termici	
		Consumi Elettrici	Consumi Termici	Consumi Elettrici	Consumi Termici		kWh/mq	kWh/Ton_eqv	kWh/mq	kWh/Ton_eqv
General Cargo_Multipurpose	Terminal marittimo che movimentava merci varie, rotabili e in misura non prevalente anche container. Dotato di equipment di diverse tipologie e caratterizzato da processi operativi poco standardizzati. Una elevata percentuale dei rotabili sul totale della merce movimentata riduce i consumi.	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv; kWh/mq	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv	4	19,39	1,04	39,62	2,12
General Cargo_Container	Terminal altamente specializzato sia per la tipologia di equipment che per i processi produttivi. Una elevata dotazione di reefer plugs incrementa notevolmente il livello dei consumi elettrici.	kWh/TEUs; kWh/Ton_eqv	kWh/TEUs; kWh/Ton_eqv; kWh/mq	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv	2	52,24	3,80	41,90	3,05
Rinfuse solide	Terminal caratterizzato da processi operativi di tipo continuo con mezzi specializzati. I consumi sono riconducibili soprattutto alle operazioni di carico e scarico da nave.	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv; kWh/mq	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv	5	46,69	4,07	28,02	2,44
Rinfuse liquide	Terminal caratterizzato da processi operativi di tipo continuo con mezzi specializzati. I consumi sono riconducibili alle operazioni di carico e scarico da nave. Inoltre per alcune tipologie merceologiche risulta necessario il mantenimento a determinate temperature della commodity all'interno delle cisterne di stoccaggio a terra. Tale attività genera importanti consumi termici.	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv; kWh/mq	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv	7	66,26	6,59	53,40	5,31
Canieristica	Attività industriale legata alla manutenzione e/o costruzione di imbarcazioni da diporto, megayatch, navi militari e passeggeri. I cantieri di costruzione necessitano di operazioni di stoccaggio e trasporto di ingenti quantità di lamiere e delle relative operazioni di lavorazione, fortemente energivivaci. Pertanto al fine della stima dei consumi, il ciclo delle tonnellate di lamiera utilizzate (sia in termini di input produttivi, sia in termini di stazza lorda delle navi realizzate) su base annua può costituire una buona proxy.	kWh/Ton_eqv; kWh/mq; kWh/Ton di lamiera elaborata	kWh/Ton; kWh/mq; kWh/Ton di lamiera elaborata_eqv;	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh/mq (di spazi in concessione)	11	324,66	-	89,04	-
Terminal passeggeri	Facility portuali adibite alla gestione del traffico crocieristico e di traghetti. Pertanto tali strutture possono comprendere sia importanti aree di piazzale per la sosta temporanea di auto e camion in relazione alle operazioni di imbarco (ferry), sia facility coperte per le operazioni connesse ai servizi erogati ai passeggeri (crociere, in particolare).	kWh/mq coperti; kWh/mq scoperti; kWh/mq totali	kWh/mq; kWh/m²	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh/mq (di spazi in concessione)	1	39,07	-	7,02	-
Marine	Strutture per la sosta di imbarcazioni di varie dimensioni, che possono comprendere anche facility per l'erogazione di servizi di ristorazione e di tipo ludico-ricreativo. Al fine di stimare i consumi energetici relativi a tali strutture occorre conoscere lo sviluppo lineare dei fronti di accosto e/o il numero dei posti barca disponibili. Informazioni relative all'effettivo grado di sfruttamento delle banchine (valori medi mensili/trimestrali) possono accrescere ulteriormente la bontà della stima.	kWh/mq; kWh/mq specchi acquei e moli; kWh/posti barca occupati	kWh/mq; kWh/mq specchi acquei e moli; kWh/posti barca occupati	kWh/mq di spazi a terra	kWh/mq di spazi a terra	1	38,87	-	-	-
Altro	Categoria residuale che racchiude attività disomogenea sotto il profilo della natura/consumi energetici (es. attività di logistica, di immagazzinaggio).	kWh/mq	kWh/mq	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh/mq (di spazi in concessione)	6	23,97	-	13,32	-

Tabella 18 - KPIs connessi ai consumi energetici portuali (energia elettrica primaria ed energia termica) stimati nell'ambito del prodotto T2.1.2 di TDI RETE-GNL (Fonte: Progetto TDI RETE-GNL, Prodotto T2.1.2, 2019)

Sulla base dei precedenti KPIs si è pervenuti alle seguenti stime per categoria di terminal:

- General cargo, il quale include i terminal multipurpose e i terminal container, in cui vengono conseguite le operazioni di carico-scarico di container e merci varie, deposito, magazzinaggio e distribuzione. Con riferimento ai dati riportati dai terminal general cargo localizzati nel porto di Genova, si evince un fabbisogno energetico totale pari a 179.865.790 kWh/anno di cui 42.605.033 provenienti dai terminal multipurpose e 137.260.757 dai terminal container;
- Rinfuse liquide (petrolio, derivati, ecc.) che rappresentano l'insieme di aziende che si occupano di stoccaggio e distribuzione nelle aree portuali di oli combustibili, petroli, oli vegetali, grassi animali, biodiesel, prodotti petrolchimici, prodotti chimici organici e inorganici. Con riferimento ai dati riportati dai terminal rinfuse liquide localizzati nei

porti di Genova e Savona, si evince un fabbisogno energetico totale pari a 30.712.964 kWh/anno;

- Rinfuse solide (carbone, minerali ferrosi e non ferrosi, granaglie, ecc.) che comprendono i terminalisti di Genova e soprattutto di Savona, per un fabbisogno energetico totale pari a 12.781.200 kWh/anno;
- Cantieristica (attività di costruzione e riparazione navali) i cui terminalisti localizzati nel porto di Genova presentano un fabbisogno energetico di 133.707.302 kWh/anno;
- Terminal passeggeri che, nel porto di Genova, richiedono un fabbisogno energetico di 13.586.033 kWh/anno;
- Marine (nautica da diporto) che, nel porto di Genova, richiedono un fabbisogno energetico di 11.119.794 kWh/anno;
- Altro (magazzini, logistica, ecc.) che, nel porto di Genova, richiedono un fabbisogno energetico di 2.784.640 kWh/anno.

Per mezzo di alcuni indicatori, volti a stimare i consumi energetici in relazione alle diverse categorie di attività portuali (commerciali, cantieristica, ecc.), quali la densità di *reefer plugs* rispetto all'area portuale complessiva, l'indicatore di efficienza nello sfruttamento dello spazio destinato ad attività container e l'indice di consumo energetico rispetto al peso delle merci movimentate (espresse in tonnellate equivalenti), è stato possibile determinare un ammontare di consumi energetici nei diversi porti appartenenti all'area di programma:

- 480,05 Gwh/anno nel porto di Genova, dato dalla somma dei consumi termici (energia primaria 193,21 GWh) e dei consumi di energia elettrica primaria (286,83 GWh);
- 221 Gwh/anno nel porto di Livorno, dato dalla somma dei consumi termici (energia primaria 107 GWh) e dei consumi di energia elettrica primaria (114 GWh);
- 26 Gwh/anno nel porto di Tolone, dato dalla somma dei consumi termici (energia primaria 6 GWh) e dei consumi di energia elettrica primaria (20 GWh).

Sulla base dei dati ottenuti è stato possibile determinare uno sviluppo potenziale dei consumi di GNL nei differenti porti appartenenti all'area di programma:

- 25.000 metri cubi nel 2020 nel porto di Genova, fino ad un picco pari a 35.000 metri cubi stimato al 2035;
- 14.000 metri cubi nel 2020 nel porto di Livorno, fino ad un picco pari a 19.000 metri cubi stimato per il 2035;
- 800 metri cubi nel 2020 nel porto di Tolone, fino ad un picco pari a 1.100 metri cubi stimato per il 2035.

2.1.1.3 Stima della domanda terrestre di GNL

La metodologia di stima della **domanda terrestre di GNL** in ambito marittimo portuale sviluppata nell'ambito del Progetto TDI RETE-GNL, infine, consente di prendere in considerazione i volumi di GNL richiesti per la propulsione di mezzi terrestri (veicoli pesanti e veicoli leggeri), quelli riconducibili a usi civili e industriali "off grid" e quelli eventualmente provenienti da depositi satellite di tipo "inland" (*inland satellite depots*), non collegati alla rete gas nazionale.

Considerata l'evoluzione della domanda di GNL tra il 2014 e il 2019 che ha visto un incremento del numero dei distributori di GNL dedito al trasporto stradale in Italia da 1 a 53 sull'intero territorio nazionale, viene stimato per il 2030 un incremento della domanda da 76.000 a 600.000 (scenario base) tonnellate di LNG e 420 (scenario base) distributori. In questo contesto è possibile prevedere al 2030 una domanda di GNL per il rifornimento dei distributori nelle aree di influenza dei possibili depositi costieri di Genova e Livorno pari ad almeno 170 distributori, 1243.880 tonnellate e 541.990 metri cubi di GNL (scenario base) e, per i distributori nelle aree di competenza dei possibili depositi costieri di Tolone e Marsiglia, pari ad almeno 135.940 tonnellate e 301.130 metri cubi di GNL (scenario base).

Invece, il consumo di GNL da parte di utenze industriali off-grid è stimato essere 16.760 tonnellate mentre viene ipotizzato uno scenario al 2030 con una domanda pari ad almeno 150.000 tonnellate (scenario base); tali utenze sono localizzate quasi esclusivamente in Italia settentrionale tranne due situate rispettivamente a Firenze ed Oristano. Vista l'attuale assenza in Corsica di distributori stradali di GNL e di mezzi *LNG propelled* in circolazione, al momento non sono previsti depositi costieri. Sulla base delle principali centrali elettriche corse presenti alla fine del 2016 e di un potenziale sviluppo della domanda elettrica al 2030, è possibile prevedere una sostituzione degli stabilimenti attuali con infrastrutture small scale LNG (193.000 tonnellate di LNG destinate alle centrali termiche) e coprire la domanda elettrica con nuovi impianti alimentati da fonte rinnovabile. Le stime della domanda terrestre di GNL della regione Sardegna al 2030 sono basate sugli scenari di riferimento di richiesta dell'energia elettrica, termica e di mobilità: viene previsto così un consumo annuo di metano nel settore elettrico pari ai circa 280 Mmc e una domanda di GNL nel settore del trasporto merci su gomma e nel settore navale compresa tra 184 e 336 Mmc.

La metodologia proposta nell'ambito del progetto TDI RETE-GNL consente pertanto di mappare la domanda di GNL connessa a ciascun porto esaminato secondo il conceptual framework riportato nella Figura 17.

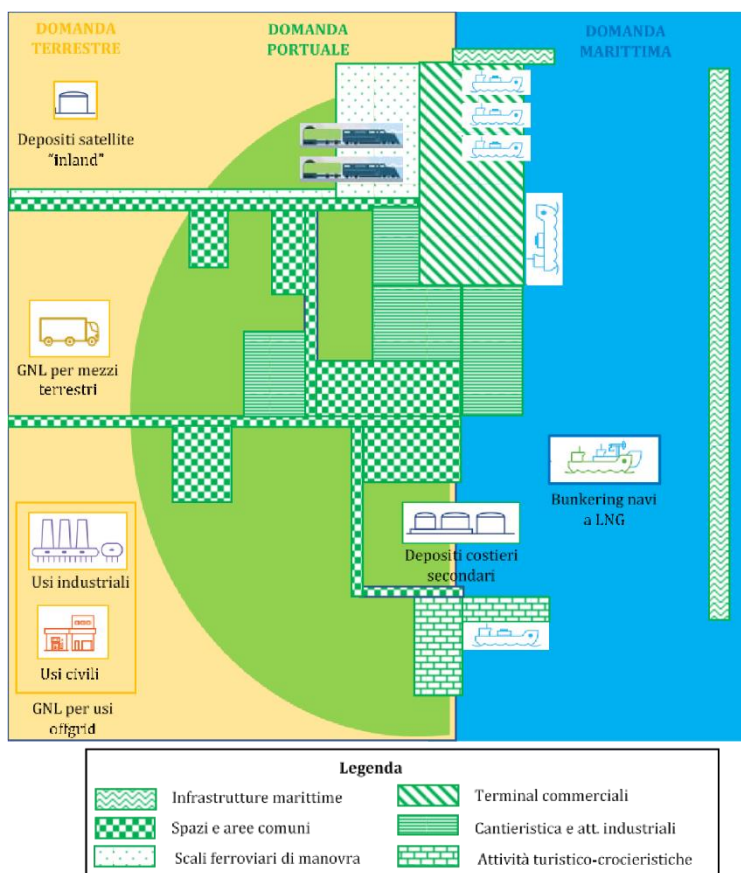


Figura 17 - Quadro concettuale per lo studio della domanda di GNL in ambito marittimo portuale (Fonte: Progetto TDI RETE-GNL, Prodotto T2.1.2, 2019)

2.1.2 Specificità della metodologia impiegata in relazione al progetto SIGNAL

Rispetto ai profili metodologici connessi alla stima della domanda marittimo-portuale di GNL mutuati dal Prodotto T2.1.2 del Progetto TDI RETE-GNL, per le finalità relative al prodotto SIGNAL, è stato necessario sviluppare ulteriormente il metodo di analisi per migliorare il livello di accuratezza delle stime.

In particolare, per quanto riguarda la **domanda marittima**, si è proceduto a disarticolare le stime di domanda annuale su base mensile al fine di verificare se la stagionalità di alcune attività, quali quelle crocieristiche, determini impatti rilevanti in relazione ai volumi di GNL da stoccare durante i periodi di picco di domanda.

I maggiori interventi di adattamento sono stati necessari in relazione all'esame della **domanda portuale** di GNL. Sotto questo profilo, infatti, la metodologia impiegata ai fini del Progetto SIGNAL ha previsto le seguenti modifiche:

- a. Necessità di disarticolare i dati annuali anche su base mensile (come visto in relazione alla domanda marittima).

- b. Necessità di identificare categorie di terminal aggiuntive rispetto a quelle impiegate nell'ambito del prodotto T2.1.2 di TDI RETE-GNL. Ciò deriva dal fatto che, tra i nodi portuali considerati nel progetto SIGNAL, rientrano alcuni porti che sono caratterizzati dalla presenza di terminal i quali svolgono in modo indifferenziato sia attività connesse alla gestione di passeggeri e crocieristi (label "Terminal passeggeri") sia attività connesse ai traffici multipurpose (label "General cargo_ multipurpose"). In ragione di ciò è stata creata una categoria addizionale di concessionari chiamata "Terminal pax e ro-ro".
- c. Necessità di migliorare i KPIs impiegati per la stima dei consumi energetici relativi ai concessionari categorizzati come "Marine". Ciò deriva dal fatto che, come già precisato nel presente documento, una parte importante dei porti inclusi nel progetto SIGNAL presentano una dimensione più contenuta rispetto a quelli monitorati nel Progetto TDI RETE-GNL e, inoltre, all'interno di questi porti il peso dei consumi energetici relativi alle "Marine" appare più consistente e richiede quindi un maggior livello di accuratezza nella stima dei relativi KPIs.
- d. Opportunità di aggiornare i KPIs relativi ai consumi energetici portuali afferenti a tutte le altre categorie omogenee di terminalisti/concessionari in ragione della sopraggiunta disponibilità di informazioni addizionali e di dati relativi ai consumi effettivi più puntuali.

Tanto premesso si precisa quanto indicato di seguito:

- a. Il database realizzato nell'ambito del Progetto SIGNAL fornisce i dati di domanda portuale sia su base annuale che su base mensile.
- b. Per la categoria "Terminal pax e ro-ro" è stato sviluppato un KPI specifico che ha natura ponderata, il cui valore viene calcolato considerando 4 componenti come di seguito riportato. Si precisa che la ponderazione delle singole componenti sul totale varia a seconda che si considerino i consumi elettrici o quelli termici, come indicato in Tabella 19.

Componente	Consumi elettrici				Consumi termici			
	KPIs	Descrizione	Peso sul KPI finale	Valore stimato del KPI	KPIs	Descrizione	Peso sul KPI finale	Valore stimato del KPI
Consumi energetici riconducibili ai flussi di passeggeri e di crocieristi	kWh/flux_p+c	kWh rapportato al totale di flussi di passeggeri e di crocieristi	25,00%	3,70	kWh/flux_p+c	kWh rapportato al totale di flussi di passeggeri e di crocieristi	33,34%	0,66
Consumi energetici connessi alle attività di movimentazione merci	kWh/Ton_eqv	kWh rapportato alle tonnellate equivalenti di merci transitate per il terminal	25,00%	1,04	kWh/Ton_eqv	kWh rapportato alle tonnellate equivalenti di merci transitate per il terminal	33,33%	2,12
Consumi energetici riconducibili agli spazi di aree in concessione	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh rapportato ai metri quadrati di spazi in concessione	25,00%	39,07	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh rapportato ai metri quadrati di spazi in concessione	33,33%	7,01
Consumi energetici connessi all'illuminazione delle aree (torri faro)	kWh per torre faro	kWh per torre faro	25,00%	10130	-	-	-	-

Tabella 19 - Categoria di concessionari "Terminal pax e ro-ro": componenti (4) per la stima del KPIs relativo ai consumi energetici (Fonte: ns. elaborazione)

- c. Con riferimento al KPI di cui alle marine, gli approfondimenti condotti hanno portato alla definizione della seguente nuova stima: KPI_consumi elettrici = 8,97 kWh per mq di specchi acquei e moli in sostituzione del precedente KPI usato nel Prodotto T2.1.2 di TDI RETE-GNL che era dato da KPI_consumi elettrici = 38,97 kWh per mq spazi a terra in concessione. Detto approccio metodologico non rappresenta la migliore stima possibile (che dovrebbe invece considerare il numero di posti barca effettivamente usati in media durante l'anno), ma determina comunque un miglioramento delle stime dei consumi energetici (il riferimento agli specchi acquei permette infatti di considerare meglio aspetti quali la dimensione delle imbarcazioni sia in termini di occupazione degli spazi di sosta sia in relazione agli spazi di evoluzione per le manovre).
- d. Con riferimento all'aggiornamento dei KPIs relativi alle altre categorie omogenee di terminalisti/concessionari si riportano i nuovi valori nella Tabella 20

I KPIs riportati nella Tabella 20 sono stati impiegati per la stima dei consumi energetici (di energia elettrica primaria e di energia termica) nell'ambito del progetto SIGNAL.

Tipologia di terminal	Descrizione	KPIs rilevanti		KPIs selezionati		Sample (n. concessionari esaminati)	KPIs consumi elettrici		KPIs Consumi termici	
		Consumi Elettrici	Consumi Termici	Consumi Elettrici	Consumi Termici		kWh/mq	kWh/Ton_eqv	kWh/mq	kWh/Ton_eqv
General Cargo_Multipurpose	Terminal marittimo che movimenta merci varie, rotabili e in misura non prevalente anche container. Dotato di equipment di diverse tipologie e caratterizzato da processi operativi poco standardizzati. Una elevata percentuale dei rotabili sul totale della merce movimentata riduce i consumi.	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv; kWh/mq	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv	5	20,12	1,01	34,85	1,91
General Cargo_Container	Terminal altamente specializzato sia per la tipologia di equipment che per i processi produttivi. Una elevata dotazione di reefer plugs incrementa notevolmente il livello dei consumi elettrici.	kWh/TEUS; kWh/Ton_eqv	kWh/TEUS; kWh/Ton_eqv; kWh/mq	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv	4	71,99	3,27	55,75	2,53
Rinfuse solide	Terminal caratterizzato da processi operativi di tipo continuo con mezzi specializzati. I consumi sono riconducibili soprattutto alle operazioni di carico e scarico da nave.	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv; kWh/mq	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv	5	44,87	4,07	26,92	2,44

Tipologia di terminal	Descrizione	KPIs rilevanti		KPIs selezionati		Sample (n. concessionari esaminati)	KPIs consumi elettrici		KPIs Consumi termici	
		Consumi Elettrici	Consumi Termici	Consumi Elettrici	Consumi Termici		kWh/mq	kWh/Ton_eqv	kWh/mq	kWh/Ton_eqv
Rinfuse liquide	Terminal caratterizzato da processi operativi di tipo continuo con mezzi specializzati. I consumi sono riconducibili alle operazioni di carico e scarico da nave. Inoltre, per alcune tipologie merceologiche, risulta necessario il mantenimento a determinate temperature della commodity all'interno delle cisterne di stoccaggio a terra. Tale attività genera importanti consumi termici.	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv; kWh/mq	kWh/Ton_eqv	kWh/Ton_eqv	7	58,74	6,73	36,31	4,21
Cantieristica	Attività industriale legata alla manutenzione e/o costruzione di imbarcazioni da diporto, megayatch, navi militari e passeggeri. I cantieri di costruzione necessitano di operazioni di stoccaggio e trasporto di ingenti quantità di lamiere e delle relative operazioni di lavorazione, fortemente energiviventi. Pertanto ai fini della stima dei consumi, il calcolo delle tonnellate di lamiere utilizzate (sia in termini di input produttivi, sia in termini di stazza lorda delle navi realizzate) su base annua può costituire una buona proxy.	kWh/Ton_eqv; kWh/mq; kWh/Ton di lamiera elaborata	kWh/Ton; kWh/mq; kWh/Ton di lamiera elaborata_eqv;	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh/mq (di spazi in concessione)	11	180,65	-	93,67	-
Terminal passeggeri	Facility portuali adibite alla gestione del traffico crocieristico e di traghetti. Pertanto tali strutture possono comprendere sia importanti aree di piazzale per la sosta temporanea di auto e camion in relazione alle operazioni di imbarco (ferry), sia facility coperte per le operazioni connesse ai servizi erogati ai passeggeri (crociere, in particolare).	kWh/mq coperti; kWh/mq scoperti; kWh/mq totali	kWh/mq; kWh/m ³	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh/mq (di spazi in concessione)	1	38,65	-	6,94	-
Marine	Strutture per la sosta di imbarcazioni di diporto di varie dimensioni, che possono comprendere anche facility per l'erogazione di servizi di ristorazione e di tipo ludicricreativo. Al fine di stimare i consumi energetici relativi a tali strutture occorre conoscere lo sviluppo lineare dei fronti di accosto e/o il numero dei posti barca disponibili. Informazioni relative all'effettivo grado di sfruttamento delle banchine (valori medi mensili/trimestrali) possono accrescere ulteriormente la bontà della stima.	kWh/mq; kWh/mq specchi acquei e moli; kWh/posti barca occupati*	kWh/mq; kWh/mq specchi acquei e moli; kWh/posti barca occupati	kWh/mq di specchi acquei e moli	kWh/mq di specchi acquei e moli	2	8,97	-	-	-
Terminal ropax	terminal che svolgono in modo indifferenziato sia attività connesse alla gestione di passeggeri e crocieristi sia attività connesse ai traffici di rotabili	Vari	Vari	KPIs ad hoc basato su 4 componenti con specifici pesi (cfr. tabella "Categoria di concessionari "Terminal pax e ro-ro": componenti (4) per la stima del KPIs relativo ai consumi energetici"	KPIs ad hoc basato su 4 componenti con specifici pesi (cfr. tabella "Categoria di concessionari "Terminal pax e ro-ro": componenti (4) per la stima del KPIs relativo ai consumi energetici"	KPIs ad hoc basato su 4 componenti con specifici pesi (cfr. tabella "Categoria di concessionari "Terminal pax e ro-ro": componenti (4) per la stima del KPIs relativo ai consumi energetici"	KPIs ad hoc basato su 4 componenti con specifici pesi (cfr. tabella "Categoria di concessionari "Terminal pax e ro-ro": componenti (4) per la stima del KPIs relativo ai consumi energetici"		KPIs ad hoc basato su 4 componenti con specifici pesi (cfr. tabella "Categoria di concessionari "Terminal pax e ro-ro": componenti (4) per la stima del KPIs relativo ai consumi energetici"	
Altro	Categoria residuale che racchiude attività disomogenea sotto il profilo della natura/consumi energetici (es. attività di logistica, di magazzino).	kWh/mq	kWh/mq	kWh/mq (di spazi in concessione)	kWh/mq (di spazi in concessione)	6	16,19	-	13,32	-

Tabella 20 - KPIs connessi ai consumi energetici portuali (energia elettrica primaria ed energia termica) stimati nell'ambito del prodotto T1.3.2 del Progetto SIGNAL (Fonte: ns. elaborazione)

2.2 Metodologia & Strumenti per la stima dei fabbisogni onshore

La stima del fabbisogno di energia primaria in ambito portuale è una informazione basilare per l'individuazione di una strategia di integrazione del gas naturale liquefatto come vettore energetico alternativo. Tuttavia, la complessità e le dimensioni tipiche delle zone portuali rendono i processi di auditing energetico estremamente complessi da un punto di vista tecnico e gestionale. Ciò è reso ancor più complesso dal fatto che in tali aree si trovano ad operare una pluralità di attori pubblici e privati, che presentano specifici fabbisogni energetici e che possono avvalersi di differenti strategie di approvvigionamento. Nella fattispecie, il principale problema risiede nella disponibilità di informazioni puntuali e nelle risorse e tempistiche necessarie per lo svolgimento di un processo di auditing di dettaglio. Da questo contesto, emerge dunque la necessità di impiegare una strategia di analisi differente che sia in grado di far fronte alle problematiche intrinseche derivanti dalla natura peculiare dei siti in questione. A tal fine, in questo studio viene definita una metodologia di gestione e

conduzione del processo di analisi energetica di tipo flessibile e iterativa, che consenta di affinare progressivamente la bontà e la qualità delle stime dei consumi energetici. Nello specifico, tale metodologia, ambisce ad individuare meccanismi di gestione di natura euristica che permettano dunque di ridurre sistematicamente, attraverso le varie fasi del processo, i limiti tecnici e l'inevitabile incertezza nelle analisi, che normalmente rischierebbero di pregiudicare l'intero processo di project management. La progettazione di tale metodologia viene eseguita utilizzando un approccio di tipo bottom-up dunque partendo da un caso di studio caratteristico: l'area portuale di Livorno. Mediante l'analisi di dettaglio di questo caso di studio rilevante vengono dunque successivamente progettati gli strumenti necessari per l'estrapolazione dei valori quantitativi della domanda di energia primaria per tutte le aree d'interesse. Il risultato essenziale della prima parte dello studio consiste proprio nella realizzazione di un database di informazioni inerenti alle diverse tipologie di consumi energetici in ambito portuale, come strumento metodologico a supporto delle attività del Progetto SIGNAL.

2.2.1 Approccio metodologico

In un'ottica d'integrazione del gas naturale liquefatto (GNL) come vettore energetico significativo nelle aree portuali, l'analisi dei fabbisogni di energia primaria e la loro rispettiva segmentazione, è una attività determinante per il conseguimento di un processo di riqualificazione energetica ottimale. Per questo motivo, si rende necessaria la progettazione di una metodologia di analisi innovativa che permetta il raggiungimento della stima e la segmentazione dei fabbisogni energetici relativi alla zona di pertinenza demaniale (di seguito definita "onshore") e la gestione controllata dell'incertezza. Più precisamente, per ambito portuale onshore si intendono tutte le attività connesse indirettamente al comparto marittimo: illuminazione pubblica, uffici, depositi, escludendo dunque, le attività di movimentazione o refrigerazione container (e.g. reach stackers e gru semoventi, etc.) che determinano invece i consumi riconducibili alle attività terminalistiche esaminati successivamente ed inclusi nella stima della ripartizione dei consumi. Circa le attività produttive e i processi industriali complessi, questi possono essere stimati grossolanamente come differenza rispetto i consumi aggregati e consumi edilizi (residenziali e uffici) e depositi. Tuttavia, ogni processo industriale richiederà una analisi dedicata, qualora siano necessarie informazioni energetiche più di dettaglio.

La caratteristica principale di questa metodologia consiste nella flessibilità e rapidità d'utilizzo nonché nella possibilità di determinare in modo quantitativo i fabbisogni energetici portuali. Inoltre, tale metodologia prevede un metodo di gestione dell'incertezza efficace, basato sulla riduzione sistematica della valenza congetturale intrinseca ed inevitabile tipica di un processo di auditing energetico di dettaglio su larga scala. Scopo ultimo di questo studio, quindi, consiste nella definizione degli strumenti tecnici (Descrittori e Key

Performance Indicators) necessari per l'estrapolazione delle informazioni energetiche finalizzate all'integrazione del GNL in ambito portuale, per tutta l'area di studio d'interesse.

2.2.1.1 Gestione criticità

La peculiare ed eterogenea morfologia delle infrastrutture portuali rende il processo di segmentazione dei fabbisogni energetici delle aree portuali un obiettivo sfidante in termini tecnici e ingegneristici. Di fatto, queste aree sono tipicamente caratterizzate da diverse tipologie di attività che spaziano da semplici processi direttamente correlati al trasporto marittimo (uffici, terminal passeggeri, etc.) con diverse caratteristiche di operatività (si pensi in tal senso alle differenze che sussistono sul piano operativo e dei consumi energetici tra terminal di tipo multipurposes o terminal passeggeri o terminal container/reefers, ecc.) a processi industriali tecnologicamente complessi. Per questo motivo, un approccio di studio e analisi di tipo "one-shot" (unico, lineare e sequenziale) potrebbe risultare poco efficace per il conseguimento di questi obiettivi, per motivazioni per lo più imputabili a due differenti aspetti: la disponibilità di informazioni e la loro precisione e affidabilità, e la coordinazione, la collaborazione e la partecipazione degli stakeholders.

Da questo contesto, chiaramente caratterizzato dalla necessità di gestire elevati livelli di incertezza, emerge spontaneamente la necessità di impiegare un approccio di studio analitico e flessibile che preveda una strategia di validazione e tuning dei risultati di tipo ongoing/iterativo (PDCA, Figura 18). È opportuno sottolineare, che impiegando un approccio più dinamico, da un punto di vista di globale, l'intero processo di project management dei progetti per l'impiego del GNL in aree portuali, verrebbe in parte divincolato dal rallentamento connesso alle attività di auditing preliminare, tramite l'integrazione controllata del rischio relativo all'accuratezza dei risultati nel processo stesso.

Concludendo, l'elaborazione della metodologia di analisi preliminare dei fabbisogni energetici portuali è stata elaborata tenendo conto di queste criticità intrinseche. Nello specifico, in questo particolare studio, viene identificata la necessità dell'impiego di una metodologia di analisi e di sviluppo di tipo condiviso fra partner di ricerca e stakeholders. Nella fattispecie, si è prevista la creazione di un database di strumenti di benchmarking ed un sistema di gestione e coinvolgimento degli stakeholders (database manager) che permetta di attivare un processo cooperativo per il data gathering & fine-tuning.

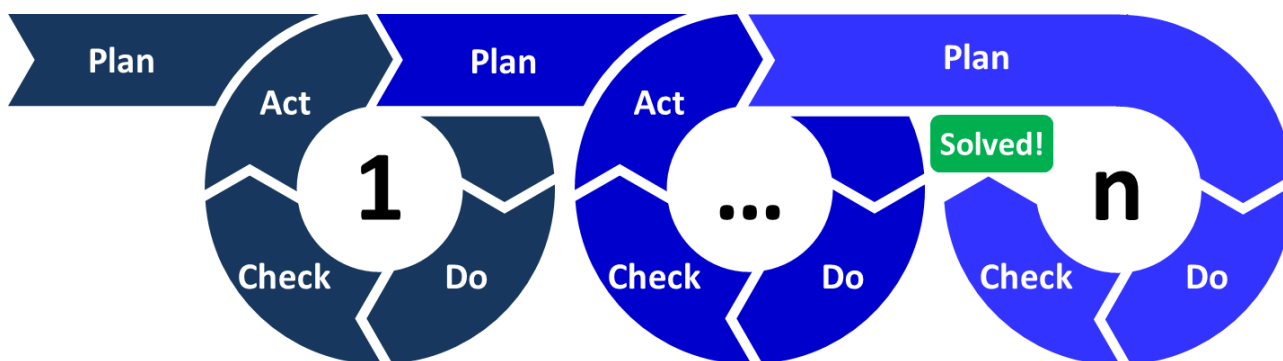


Figura 18 - Processo di data gathering & tuning di tipo "Ciclo di Deming", PDCA¹⁵

2.2.2 Metodologia di ricerca

La presente analisi è stata sviluppata seguendo una metodologia di tipo *bottom-up*, ovvero, partendo da un caso di studio caratteristico. Nello specifico, gli strumenti per l'assessment energetico onshore (descrittori e key performance indicators) sono stati derivati in seguito a un insight analitico volto alla stima del fabbisogno energetico di tipo quantitativo prendendo come campione l'area portuale di Livorno. Globalmente, l'area in oggetto comprende una superficie di circa 6.700.000 metri quadri. Il driver principale della scelta di questa area geografica consiste nella peculiare eterogeneità della zona in questione in termini di destinazioni d'uso e tipologia di concessionari presenti, descritti in dettaglio nei paragrafi successivi.

L'approccio metodologico impiegato è basato su una stima energetica tramite strumenti di georeferenziazione e questo può essere riassunto in cinque macrofasi. La prima di queste, prevede la localizzazione puntuale dei *Cluster edilizi*, ovvero zone caratterizzate da densità edilizia e destinazione d'uso omogenee. Lo scopo ultimo di questa fase è quello di definire dei *Cluster modello* o *Cluster di Riferimento*, necessari per l'estrapolazione dei dati su tutta l'area d'interesse. La fase successiva consiste nella progettazione di strumenti per il *Cluster Profiling & Cluster Segmentation*, ovvero dei *descrittori* e dei *KPIs* energetici. Più precisamente, i *descrittori* consistono in indicatori quantitativi relativi alle caratteristiche di densità edilizia, mentre i *KPIs Energetici* si riferiscono ai fabbisogni energetici specifici (kWh/m² zona) riconducibili alla domanda di energia primaria per illuminazione pubblica e riscaldamento, raffrescamento, illuminazione e produzione di acqua calda sanitaria (ACS) e ausiliari (Tabella 21).

¹⁵ Christoph Roser at AllAboutLean.com

Descrittori (a)
Superficie Totale Zona (m ²)
Volumetria Totale Edilizia (m ³)
Superficie Totale Edilizia (m ²)
Densità Volumetrica Edilizia (m ³ /m ²)
Destinazione d'uso

KPIs Energetici (b)
Fattore domanda energia primaria per riscaldamento (kWh/m ² anno)
Fattore domanda energia primaria per raffrescamento (kWh/m ² anno)
Fattore domanda energia primaria per Illuminazione Edifici (kWh/m ² anno)
Fattore domanda energia primaria per ACS (kWh/m ² anno)
Fattore domanda energia primaria per Illuminazione pubblica (kWh/m ² anno)

Tabella 21 - Descrittori (a) Cluster & KPIs (b)

La terza fase consiste nel processo di raccolta e omogeneizzazione dei dati aggregati relativi ai fabbisogni energetici onshore. I dati di consumo energetico in forma aggregata verranno utilizzati come strumento di validazione di questo studio e della metodologia proposta, considerando a tal fine, laddove disponibili anche i dati relativi alle attività terminalistiche connesse alla movimentazione o alla refrigerazione container, che costituiscono le attività più energivore (quarta fase). Concludendo, la parte finale di questo lavoro prevede la definizione di un approccio sistematico volto alla stima dei fabbisogni energetici portuali in ambito esclusivamente onshore (quinta fase). Tale approccio è stato progettato in una prospettiva di impiego del GNL e transizione energetica a fonti rinnovabili. Infine, la metodologia viene applicata su tutta l'area d'interesse estrapolando dunque una stima quantitativa della domanda di energia primaria e la relativa segmentazione (riscaldamento, raffrescamento, etc.).



Figura 19 - Metodologia di analisi.

2.2.3 Caso studio: Area Portuale di Livorno

"Spetta all'Autorità Portuale il compito di gestire, in attuazione del regolamento d'uso, l'intera area e quindi svolgere le attività necessarie e gestire le aree pubbliche comuni per esempio l'illuminazione, gestione rifiuti e spazzamento strade ecc. Dal punto di vista energetico, sia gli operatori presenti che l'AP sono, ai sensi della legge, tenuti al rispetto delle norme generali di settore e, in quanto soggetti autonomi, essi si interfacciano, senza vincoli, con il fornitore di energia elettrica scelto in base alle proprie convenienze economiche e questi, a sua volta, con il gestore di rete locale per quanto riguarda il servizio di trasporto dell'energia elettrica, le esigenze di connessione e la modifica della potenza prelevata per un nuovo allacciamento"¹⁶.

2.2.3.1 Rilevamento infrastrutture & industrie

2.2.3.1.1 Infrastruttura elettrica

"L'area portuale è attualmente alimentata da 3 cabine primarie di ENEL distribuzione (che alimentano anche il resto della città di Livorno), e precisamente:

ENEL La Rosa (2x25 MW): questa cabina alimenta l'area dell'ex-cantiere Orlando (oggi denominata Porta a Mare con i cantieri Azimuth Benetti) e dai bacini di carenaggio verso sud. Nel piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture di Enel Distribuzione S.p.A. 2013-2015 è prevista la ricostruzione della sezione MT entro il 2018, al fine di migliorare l'efficienza energetica e l'affidabilità della cabina.

ENEL Lodolo (2x25 MW): questa cabina alimenta il porto medico.

¹⁶ Autorità Portuale di Livorno. *Piano Regolatore del Porto di Livorno*, "Linee Guida per la sostenibilità energetica del Porto di Livorno". (Dichiarazione di Sintesi, allegato 2), Luglio 2014 & Documenti successivi.

ENEL porto industriale (2x25 MW): questa cabina alimenta invece l'area a nord del porto, che comprende l'area tra la torre del Marzocco e i settori darsena petroli / paduletta e la darsena Toscana. Nell'area sono inoltre presenti oltre 70 cabine MT/BT che assicurano la distribuzione di energia elettrica a tutte le utenze portuali."²

2.2.3.1.2 Infrastruttura di distribuzione del gas metano

"La rete ad alta pressione è gestita dalla SNAM, ma non alimenta utenze direttamente nell'ambito portuale; la distribuzione del gas metano a livello locale è assicurata dalla ASA S.p.A. I principali utenti del gas sono costituiti dalle attività industriali ricadenti nell'ambito portuale, da quando questa fonte energetica, negli anni '90, ha sostituito l'olio combustibile. Altri usi sono fondamentalmente assimilabili a quelli civili (riscaldamento ambienti)" ¹⁷.

2.2.3.1.3 Overview delle principali industrie presenti nella area portuale

Nella Tabella 22 è riportato l'elenco delle principali attività industriali attive nella area portuale di Livorno:

INDUSTRIE	
MASOL	Styron Italia
TOSCOPEL	Labromare (parte 1)
INERTI LAVIOSA	Oil Product Doc Piers
Costieri D'Alesio	ENEL Power Plant
Costiero Gas Livorno (LPG)	ENI Ugione Dock
Solvay Rhodla	Costieri del Tirreno Storage
Labromare (Plant 2)	Costieri Neri Storage
LAVIOSA Chemical Mining (2)	

Tabella 22 - Principali Industrie presenti nell'area portuale di Livorno ¹⁸

¹⁷ Autorità Portuale di Livorno. *Piano Regolatore del Porto di Livorno*, "Linee Guida per la sostenibilità energetica del Porto di Livorno". (Dichiarazione di Sintesi, allegato 2), Luglio 2014 & Documenti successivi.

¹⁸ Autorità Portuale di Livorno, Port Infrastructure for alternative fuels and maritims transport: The Livorno case. Disponibile online: <https://www.portaltotirreno.it/studi-e-sviluppo/documenti-prodotti/> (accessed 08/02/2019).

2.2.3.2 Principali Progetti di Ricerca

NOME PROGETTO	OBIETTIVI	STATUS	LINK
CLIMEPORT	Promuovere la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra provenienti dai porti del Mediterraneo incoraggiando un uso razionale dell'energia in modo da permettere uno sviluppo sostenibile dei porti.	Concluso nel 2009	https://www.programmed.eu/en/the-projects/project-focus/climeport.html (accessed 07/02/2019)
GREEN-BERTH	Miglioramento dell'efficienza energetica e lo sviluppo delle migliori tecnologie verdi nelle Comunità portuali situate nei paesi del Mediterraneo, con particolare attenzione al ruolo delle piccole e medie imprese nel campo di risparmio energetico, focalizzate alle operazioni di attracco.	Concluso nel 2013	-
GREENCRANES	Testare nuove tecnologie e combustibili alternativi nei terminal container esistenti in ambito portuale, contribuendo in questo modo a mitigare l'inquinamento generato principalmente dalle emissioni di gas serra ed a comprendere e decidere quali tecnologie godono di un più elevato valore socio-economico ed hanno dunque un potenziale maggiore per una loro rapida diffusione all'interno di tutta la Comunità Europea.	Concluso nel 2014	http://www.greencranes.eu/ (accessed 07/02/2019)
COLD IRONING	Fornitura energia elettrica da banchina alle navi ormeggiate, prima di tutto le navi da crociera, senza che queste debbano utilizzare le macchine di bordo per i loro fabbisogni durante la fase di stazionamento in porto (elettrificazione banchine tramite onshore power supply).	-	-
SEA TERMINALS (Activity 1)	"The main objective of the study is to define the technical assessment of the development of the LNG potentialities inside the targeted area from both maritime and intermodal logistics point of view based on cryogenic ISO tank container utilization.	Concluso nel 2014	http://www.seaterminals.eu/ (accessed 07/02/2019)

Tabella 23 - Principali Progetti di Ricerca

2.2.3.3 Individuazione zone d'Interesse

L'area portuale di Livorno presa in considerazione in questo studio occupa una superficie totale di circa 6.711.000 metri quadrati per un totale di 25 aree. L'identificazione di queste aree è stata effettuata tramite strumenti di georeferenziazione ed il criterio di individuazione dei confini si basa sull'omogeneità della morfologia edilizia, così come essa è riscontrabile tramite strumento *Google Earth Professional*.

Una parte decisiva, nello svolgimento delle attività di questa fase, è costituita dalla individuazione e dalla suddivisione delle aree portuali in sottozone dotate di caratteristiche omogenee.

È importante sottolineare che, in alcuni casi, zone con caratteristiche edilizie simili sono state suddivise in sottozone in modo da ottenere un parametro di benchmarking delle stesse i.e. a parità di superficie, per zone con caratteristiche simili si dovrebbero riscontrare valori simili relativi agli indici di domanda di energia primaria specifici (kWh/m² anno).

2.2.3.4 Tipologie di utenze & fabbisogno energetico

Le tipologie di utenze individuate per l'area di interesse sono suddivisibili in tre macrocategorie: **Processi Industriali**, **Edifici** e **Illuminazione Pubblica**. In linea generale, la stima della domanda di energia primaria per la categoria degli **edifici** può essere effettuata tramite impiego di indicatori di consumo specifico (kWh/m² - anno) a partire dalle aree di ciascun involucro edilizio e la relativa destinazione d'uso ad eccezione per i depositi merci refrigerati per i quali è presumibile attendersi delle caratteristiche particolari in termini di consumi energetici.

In questa analisi non vengono presi in considerazione tutti gli edifici non provvisti di impianti di riscaldamento. In letteratura sono disponibili numerosi studi che forniscono validi strumenti per la caratterizzazione della domanda energetica degli edifici in base alla destinazione d'uso¹⁹.

Nello specifico, per il caso d'interesse sono state individuate tre diverse destinazioni d'uso, ciascuna delle quali è caratterizzata dai fabbisogni di energia netta riportati in Tabella 24.

¹⁹ Fabbisogni Energetici: case e uffici sotto la lente. Disponibile online: http://www.eurac.edu/en/research/technologies/renewableenergy/publications/Documents/EURAC_RenEne_RFedrizzi-CDipasqualeetici_CasaAndClima54_042015.pdf (accesso 05/02/2018); ENEA: Studio comparativo tra fabbisogni energetici netti, lato edificio, sia per la climatizzazione estiva che per quella invernale di edifici residenziali e del settore terziario situati in climi differenti Disponibile online: http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/fabbisogni-consumi-energetici/4-univ-pd-ob-b-1.pdf (accesso 05/02/2019).

	DOMANDA SPECIFICA (Energia Netta) ²⁰			
	Riscaldamento	Raffrescamento	Illuminazione	ACS
Uffici (kWh/m² anno)	190	65	55	35
Residenziale (kWh/m² anno)	160	16	5	28
Capannoni riscaldati (kWh/m² anno)	161	10	39	22

Tabella 24 - Fabbisogno di energia netta per destinazione d'uso.

L'impianto di illuminazione pubblica dell'area portuale di Livorno, di competenza dell'Autorità Portuale, è stato realizzato in buona parte dalla società appaltatrice ITECI S.r.l.²¹. con la quale è in corso un processo di cooperazione²² per l'identificazione puntuale dei dati relativi alle caratteristiche costruttive dell'impianto, alla loro localizzazione ed alla tecnologia impiegata (ioduri metallici, LED, etc.), nonché informazioni relative alla qualità della potenza elettrica (fattore di potenza) e consumi energetici effettivi.

Il fabbisogno di energia di ciascun concessionario **industriale** può essere identificato tramite indagine diretta e/o tramite supporto dell'Autorità Portuale competente. Tuttavia, per l'individuazione e la segmentazione dei fabbisogni energetici (termico + elettrico + gasolio + benzina) coinvolti in ciascun processo, è necessario uno studio specifico che preveda l'elaborazione di un audit energetico dedicato o, auspicabilmente, la condivisione da parte degli stakeholders di tale strumento, ove presente.

²⁰ Dati elaborati a partire da "Fabbisogni Energetici: case e uffici sotto la lente". Disponibile online: http://www.eurac.edu/en/research/technologies/renewableenergy/publications/Documents/EURAC_RenEne_RFedrizzi-CDipasqualeetici_CasaAndClima54_042015.pdf (accessed 07/02/2019).

²¹ ITECI S.r.l. Disponibile online: <http://www.iteci.it/> (accessed 07/02/2019).

²² ITECI - UNIGE

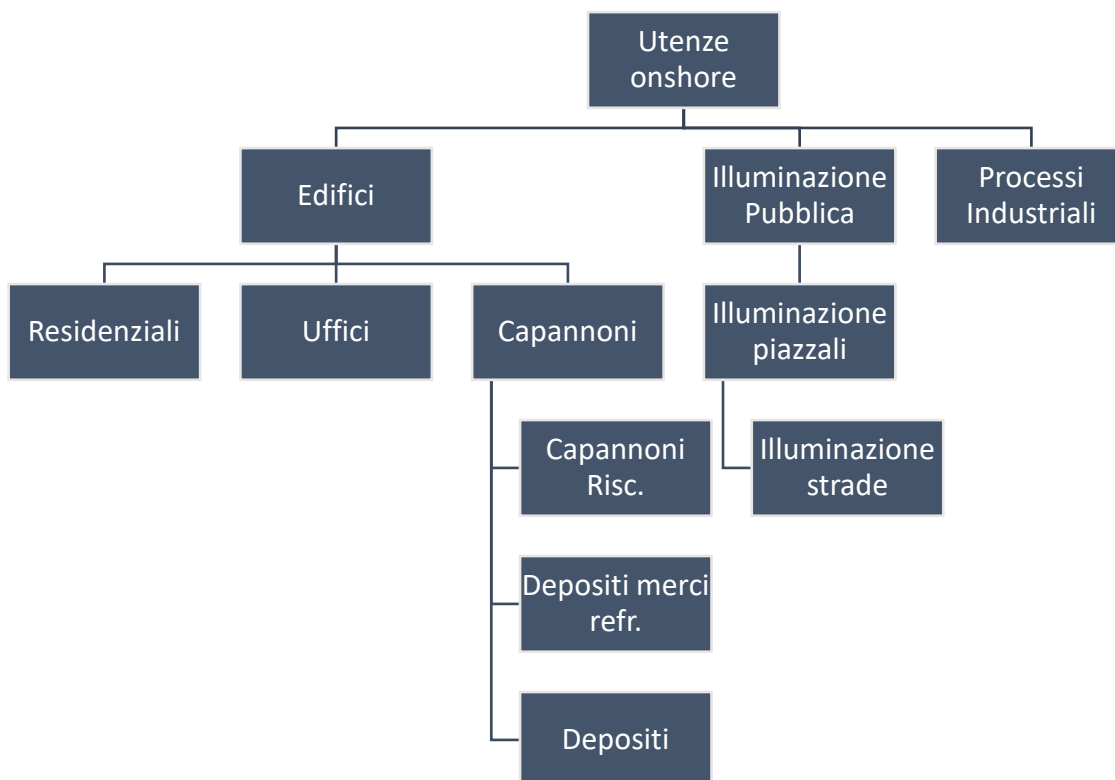


Figura 20 - Macrocategorie utenze onshore.

2.2.3.5 Mapping

In Figura 21 viene riportata la mappatura delle zone d'interesse. In Tabella 25 si riportano i dati di georeferenziazione relativi a ciascuna zona, comprensivi di coordinate (relative al centro geometrico di ciascuna zona), perimetro e superficie totale.

La zona 6A, viene inclusa ai fini dello sviluppo della metodologia, ma non nel bilancio finale dei fabbisogni portuali, in quanto l'area supera in parte i limiti della zona portuale d'interesse.



Figura 21 - Zone di interesse - Porto di Livorno.

N.	Centroid/Mid-Point (Degrees)	NOME	Area (mq)	Perimetro (m)
1	43.5747973°, 010.3026856°	ZONA 1	553.217	5.292
2	43.5761985°, 010.3076720°	ZONA 1A	154.097	2.115
3	43.5742176°, 010.3094542°	ZONA 1B	50.391	1.691
4	43.5769989°, 010.3126706°	ZONA 1C	128.841	2.324
5	43.5774322°, 010.3146678°	ZONA 1D	193.645	3.036
6	43.5850829°, 010.3094784°	ZONA 2	95.440	2.089
7	43.5874533°, 010.3176343°	ZONA 2A	80.148	2.051
8	43.5826319°, 010.3092216°	ZONA 3	165.330	2.210
9	43.5868825°, 010.3207928°	ZONA 3A	113.990	3.176
10	43.5808156°, 010.3096066°	ZONA 4	78.167	1.230
11	43.5785837°, 010.3104963°	ZONA 5	76.592	1.236
12	43.5838281°, 010.3179615°	ZONA 6	256.071	2.659
13	43.5840510°, 010.3357655°	ZONA 6A	2.295.343	6.844
14	43.5815743°, 010.3213371°	ZONA 7	209.221	1.882
15	43.5773789°, 010.3195422°	ZONA 8	105.325	1.302
16	43.5742244°, 010.3184438°	ZONA 9	79.305	1.686
17	43.5679705°, 010.3158101°	ZONA 10	248.504	2.930
18	43.5652700°, 010.3119013°	ZONA 11	149.028	2.934
19	43.5674415°, 010.3111494°	ZONA 12	203.169	3.381
20	43.5620445°, 010.3056422°	ZONA 13	310.982	2.616
21	43.5559788°, 010.3011964°	ZONA 14	453.794	6.803
22	43.5518350°, 010.3003995°	ZONA 15	40.024	883
23	43.5490853°, 010.3028984°	ZONA 16	79.189	3.182
24	43.5445892°, 010.2991813°	ZONA 17	356.178	6.838
25	43.5746057°, 010.3241842°	ZONA 18	235.682	2.149
Totale area mappata (mq)			6.711.673	
Totale area portuale effettiva, esclusa zona 6A (mq)			4.233.635	

Tabella 25 - Database Zone d'interesse.

2.2.3.6 Dati relativi ai consumi energetici presenti in letteratura

I dati relativi ai consumi energetici dell'area portuale di Livorno sono presentati in Tabella 26.

Documento	Anno	Zona di interesse	Superficie Totale (mq)	Dato	Valore (kWh/anno)	Link	Note
Audit Energetico del Porto di Livorno	2001	Terminal Darsena Toscana	412.000 (ovest) & 57.000 (est)	Consumo di energia elettrica fornito in GJ	1.870.000	http://www.porto.li.it/Portals/0/Documenti/Piano_regolatore/all2_energiaNURV.pdf (accessed 07/02/2019)	Valore calcolato tramite rilevazione potenze e GG
GREENCRANES	2011	Terminal Darsena Toscana	Non viene esplicitata ma comunque rimane intuibile: 450.000 - 500.000.	Consumo di energia elettrica per illuminazione terminal + consumo elettrico relativo agli uffici dell'area.	1.229.174 (Terminal lighting) & 923.628 (Uffici)	https://www.portaltotirreno.it/wp-content/uploads/2018/03/GREENCRANES-2013-29-05-Valencia-APL-Presentation-Lighter.pdf (accessed 07/02/2019)	-
Linee Guida per la Sostenibilità Energetica del Porto di Livorno	2014	"Autorità portuale"	Non definita esplicitamente	"Necessità energetica"	1.300.000	http://www.porto.li.it/Portals/0/Documenti/Piano_regolatore/all2_energiaNURV.pdf (accessed 07/02/2019)	Definizione del limite geografico delle zone non presente
		Illuminazione Piazzali		Tabella 12, Fabbisogno energetico per illuminazione piazzali, impianti tradizionali (Na)	1.442.000	http://www.porto.li.it/Portals/0/Documenti/Piano_regolatore/all2_energiaNURV.pdf (accessed 07/02/2019)	Definizione del limite geografico delle zone non presente

Tabella 26 - Fonti dati di fabbisogno/consumo energetico disponibili in letteratura.

2.2.3.7 Esempio applicativo: Zona 1, Terminal Darsena Toscana

Il Terminal Darsena Toscana, area dedicata alla movimentazione container (multipurpose), si sviluppa su una superficie demaniale complessiva di 390.000 metri quadrati²³. Per l'individuazione dei KPIs energetici, in questo studio, alcune zone limitrofe all'area demaniale del Darsena Terminal Toscana sono stata incorporate nella ZONA 1 in quanto ritenute omogenee in termini di densità edilizia.

2.2.3.7.1 Edilizia e impianti

Gli elementi edilizi con destinazione d'uso "uffici" individuati sono quattro e a questi si aggiunge un elemento di tipo "residenziale". La superficie edilizia totale lorda stimata in questo studio è di **2.675 metri quadrati** lordi per un volume complessivo lordo di **10.592 metri cubi**.

Il sistema di movimentazione container/UTI²⁴ è costituito dagli elementi riportati in Tabella 27. Per quanto attiene all'illuminazione delle aree di piazzale dedicate alla movimentazione ed allo stoccaggio di container/UTI sono presenti **38 torri faro**²⁵ per un consumo elettrico di circa **1.229.174 kWh/anno**²⁶.

Detti consumi hanno la incidenza percentuale più elevata sul totale se si esclude la refrigerazione dei container ed il consumo di gasolio o altri combustibili fossili.

Voce	Numero
Quay cranes	8
RTGs	14
Reach Stackers	20
Torri Faro	38

Tabella 27 - Equipment del Terminal Darsena Toscana.

²³ <http://www.tdt.it/AboutTDT/tabid/70/language/en-US/Default.aspx> (accessed 07/02/2019)

²⁴ Con il termine UTI si intende Unità del Trasporto Intermodale

²⁵ TDT - Disponibile online: <http://www.tdt.it/AboutTDT/tabid/70/language/en-US/Default.aspx> (accessed 07/02/2019)

²⁶ The TEN-T, *Greencranes project*. Disponibile online: <http://www.porttraininglivorno.eu/?q=en/content/ten-t-greencranes-project-step-ahead-innovation-towards-strategies-livorno-port-authority> (accessed 07/02/2019).

2.2.3.7.2 Ipotesi di calcolo

I coefficienti di conversione per la stima della domanda di energia primaria per la zona d'interesse, sono riportate in Tabella 28.

Rendimento medio annuale di generazione energia termica per riscaldamento (Pompa di calore)	3.5
Energy Efficiency Ratio per raffrescamento	2.5
Rendimento medio annuale per la produzione di acqua calda sanitaria	0.9

Tabella 28 - Fattori di conversione per la stima del fabbisogno di energia primaria

2.2.3.7.3 Stima fabbisogni energetici attuali & KPIs

La domanda energetica portuale può essere inizialmente suddivisa in due macro voci, ovvero domanda elettrica e domanda riconducibile al consumo di gasolio da parte dei mezzi per la movimentazione delle merci (Figura 22).

Questi dati sono stati ottenuti a partire dalla stima dei consumi di energia di diversi terminal con funzione multipurpose appartenenti a porti dell'area di interesse. Sulla base di questi dati, si può stimare una ripartizione preliminare tra questi due vettori energetici, come riportato in Figura 23. Come si può osservare, il contributo di tali voci è circa equipollente.

Tale suddivisione è necessaria allo scopo di ottenere una segmentazione dei macroconsumi omogenei. Tuttavia, poiché sulla base dei paragrafi precedentemente esposti, l'obiettivo dello studio riguarda la segmentazione di dettaglio dei consumi elettrici stimabile da fattori di benchmarking energetico, in Figura 23 si riporta la ripartizione di questa quota parte elettrica nei diversi contributi, i cui valori sono basati su dati reali di consumo.

Escludendo quindi la domanda netta di energia elettrica per la refrigerazione dei container, che risulta essere in assoluto la maggiore responsabile della domanda totale di energia elettrica (**52%**; Figura 23), e quella imputabile al consumo delle gru di banchina, che contribuisce invece per circa il 30% alla domanda totale di energia elettrica, l'illuminazione dei piazzali costituisce la componente stimata più significativa²⁷.

Nello specifico, la domanda di energia elettrica per illuminazione pubblica risulta essere pari all'11% dei consumi totali di energia elettrica (Figura 23) e pari circa al 72% se si considera la sola frazione dei consumi di tipo onshore, come definiti all'interno del presente elaborato (Figura 24).

²⁷ Nel 2019, nel caso specifico del terminal DT, il fabbisogno di illuminazione diminuirà sensibilmente (circa 40%) in seguito all'installazione di lampade LED.

Infine, in Figura 25, combinando i vari dati poc'anzi richiamati, si riporta la distribuzione dei consumi percentuali relativi alla domanda totale di energia (elettrico+gasolio+benzina) ripartiti per usi (illuminazione pubblica; illuminazione edifici; riscaldamento; raffrescamento; AUX²⁸; Refrigerazione container; auto elettriche; Gru di Banchina; Auto; Camion; Caldaia ACS; Forklift; Reach Stakers (RS); Rubber Tyred Gantry RTG).

Si evidenzia come la movimentazione dei container sia di fatto la parte più importante dei consumi energetici portuali per i terminal multipurpose. Segue la refrigerazione dei container per poi arrivare all'illuminazione dei piazzali.

Complessivamente, l'equivalente energetico teorico di GNL per la ZONA 1, comprendente i consumi di onshore (illuminazione, riscaldamento, refrigerazione, ACS e AUX) più i consumi di gasolio, ed i consumi elettrici generati dalle gru e dalla refrigerazione dei container, sarà dunque pari a **3637²⁹ $\frac{m^3_{c.c.}}{anno}$** .

A questo punto, è di fondamentale importanza contestualizzare il significato di questo dato dal momento che, la soddisfazione della domanda attuale di energia primaria tramite l'integrazione del GNL potrebbe avvenire secondo diverse soluzioni tecnologiche: cogenerazione, conversione impianti, soluzioni ibride, waste energy recovery, ecc.

In questo senso, il fabbisogno effettivo di GNL potrebbe sensibilmente variare in funzione dello scenario preso in considerazione.

Dunque, il fabbisogno equivalente teorico fornito in questa analisi ($3637 \frac{m^3_{c.c.}}{anno}$) è sensibile al tipo di tecnologia impiegata ed è presumibile che risulti inferiore al fabbisogno reale di GNL derivante da uno scenario prospettico di riqualificazione degli impianti onshore.

²⁸ Componenti elettronici ed elettrodomestici.

²⁹ PCS = 50 MJ/kg; Densità=450 kg/m³; Temperature = -162.4 °C; Pressure = 25 kPa.

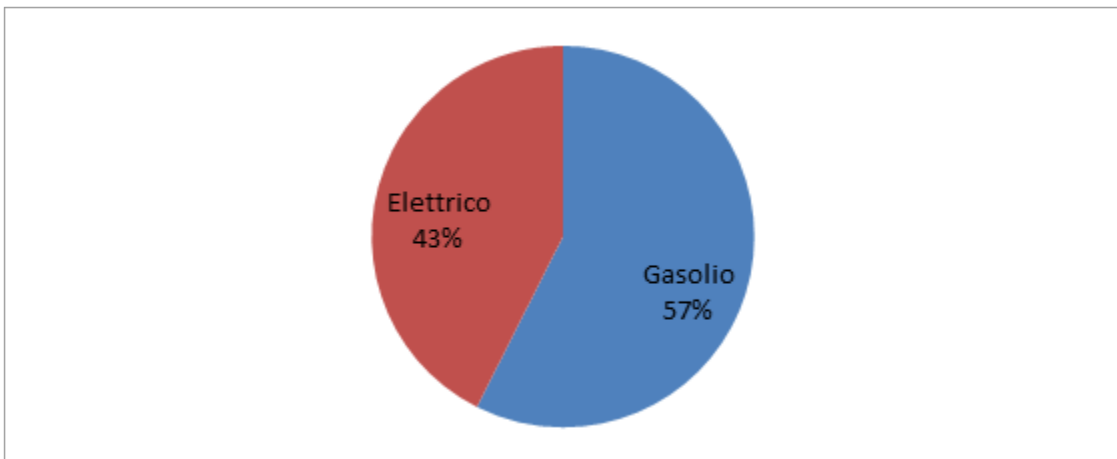


Figura 22 - Ripartizione consumi aggregati per terminal multipurpose, elettrico + gasolio.

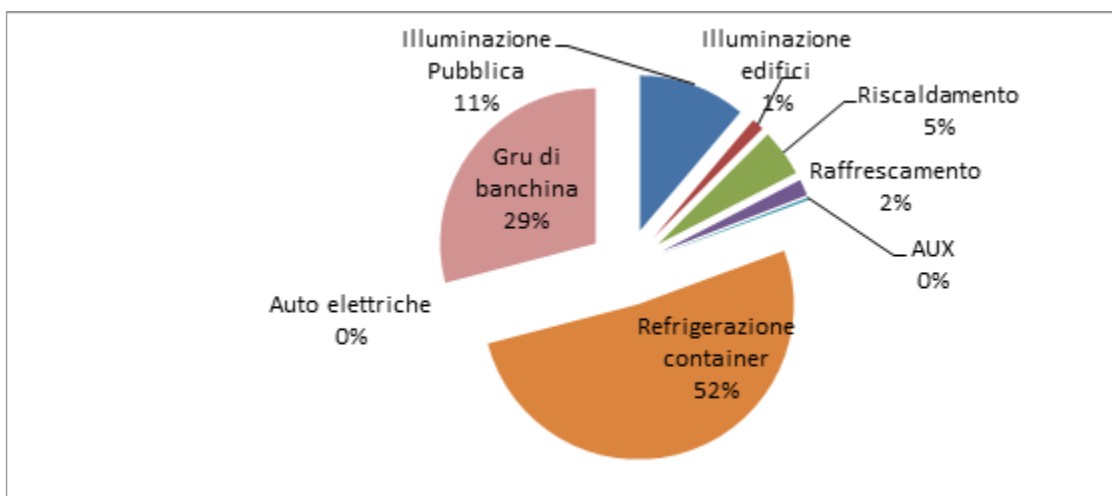


Figura 23 - Ripartizione consumi di energia elettrica per TDT includendo refrigerazione container e movimentazione con gru elettriche.

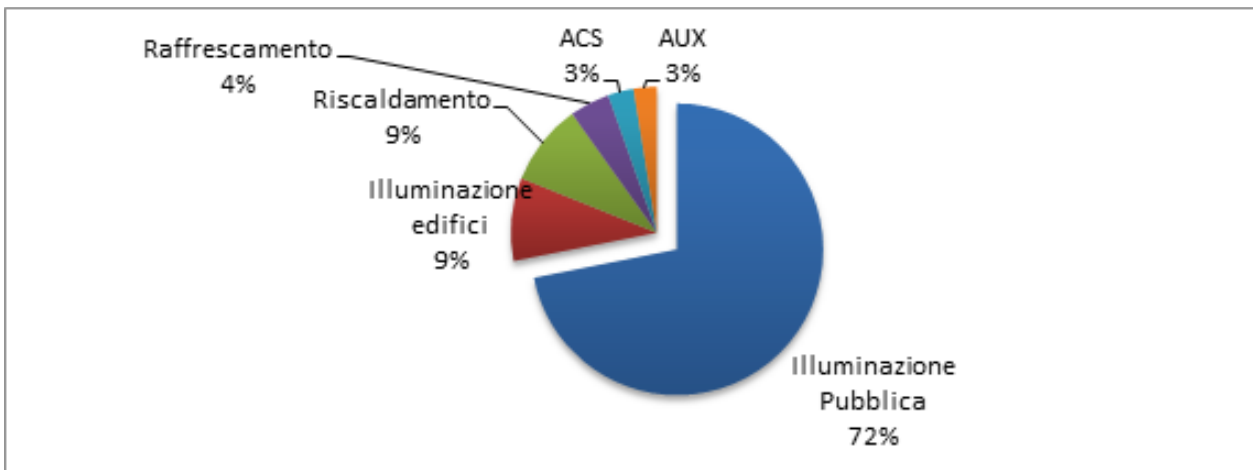


Figura 24 - Domanda di energia primaria relativa agli uffici ed all'illuminazione dei piazzali (torri faro).

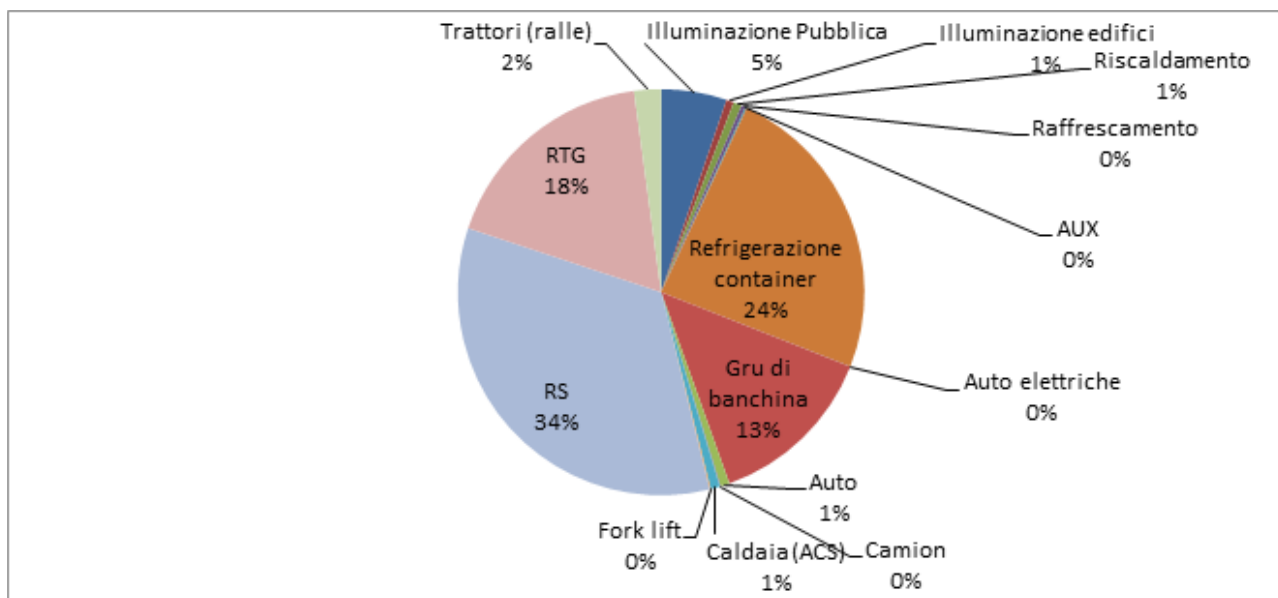


Figura 25 - ZONA 1, Terminal Darsena Toscana. Ripartizione percentuale della domanda totale di energia primaria (elettrico + gasolio in kWh equivalenti).

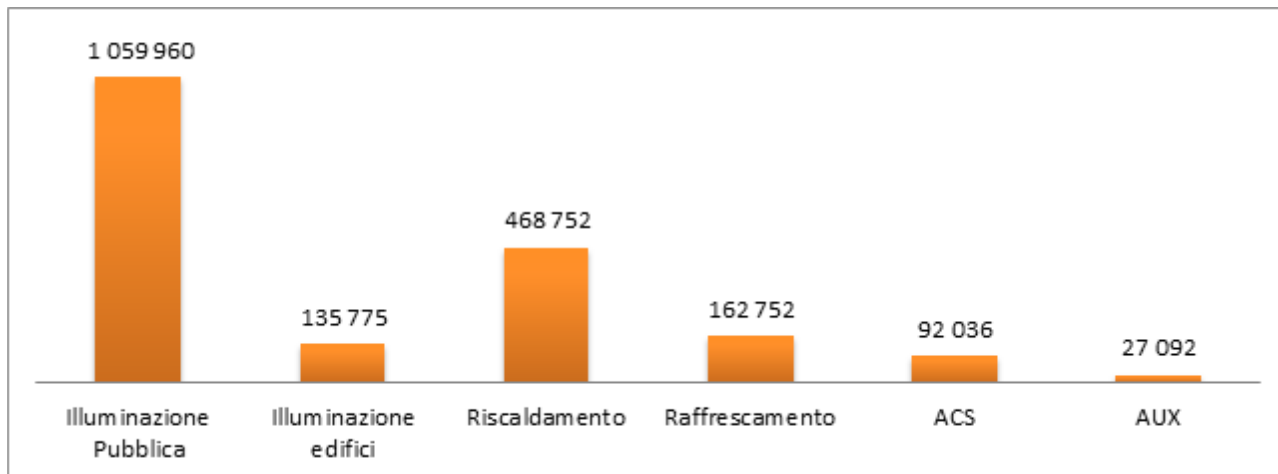


Figura 26 - ZONA 1, Terminal Darsena Toscana. Stima della domanda annuale di energia primaria per tipologia ($\frac{\text{kWh}}{\text{anno}}$).

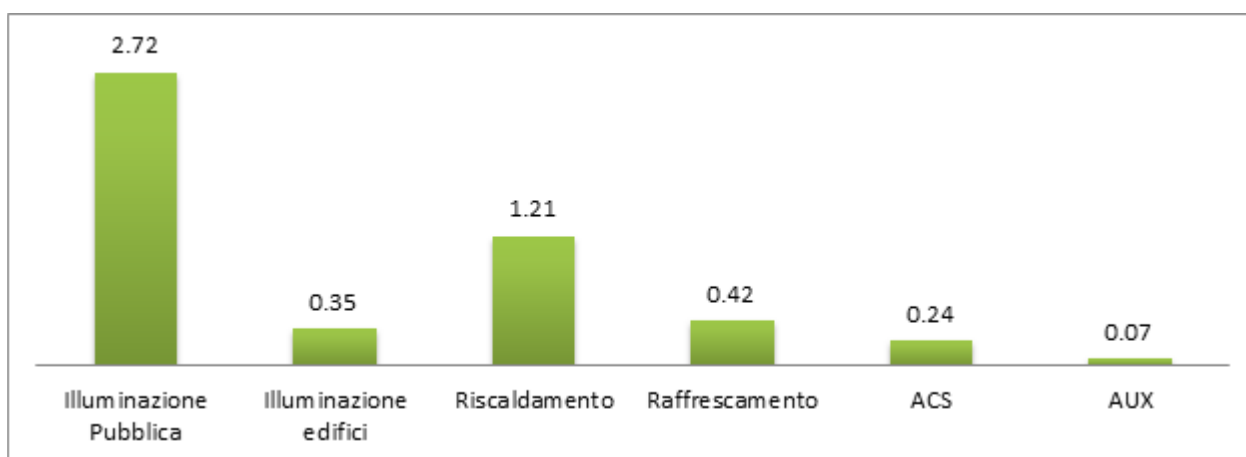


Figura 27 - ZONA 1, Terminal Darsena Toscana. Stima della domanda attuale specifica di energia primaria per tipologia ($\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2_{\text{zonaanno}}}$).

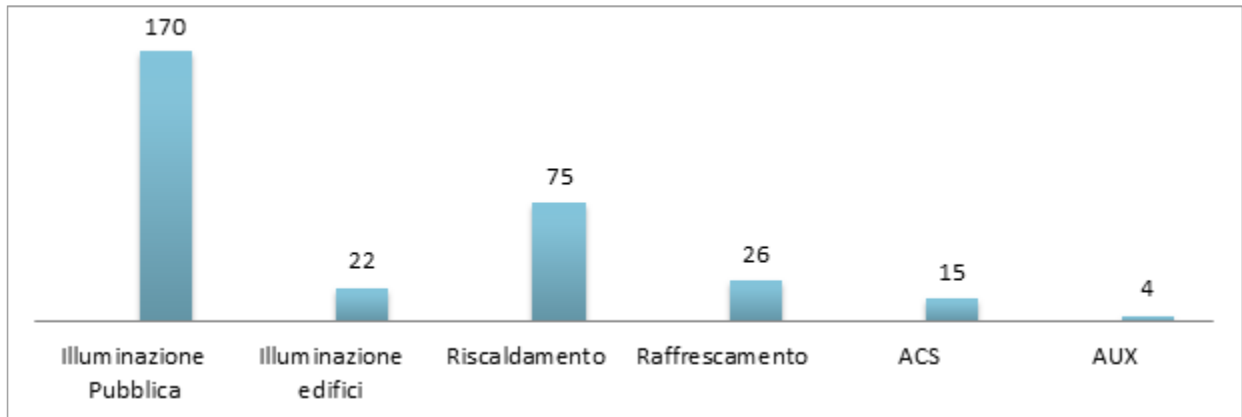


Figura 28 - ZONA 1, Terminal Darsena Toscana. Stima della domanda equivalente annuale (teorica) di GNL per tipologia (m3 @ criogenic conditions³⁰)

³⁰ PCS = 50 MJ/kg; Densità=450 kg/m3; Temperature = -162.4 °C; Pressure = 25 kPa.

2.2.3.8 Database Descrittori & KPIs

NOME	Area (Sq Meters)	Sup. Edilizia Totale (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)
ZONA 1	553.217	2.675	1.059.960	135.775	133.929	65.101	102.262	27.092	1.421.856,89
			2,725	0,349	0,344	0,167	0,263	0,070	3,66
ZONA 1A	154.097	-	175.200	-	-	-	-	-	175.200,00
			1,137	-	-	-	-	-	1,14
ZONA 1B	50.391	-	21.900	-	-	-	-	-	21.900,00
			0,435	-	-	-	-	-	0,43
ZONA 1C	128.841	3.734	102.200	74.113	73.150	35.035	52.403	29.663	314.160,25
			0,89	0,64	0,64	0,30	0,46	0,26	2,73
ZONA 1D	193.645	44.186	210.240	1.546.383	1.792.341	219.371	977.132	945.766	4.714.100,51
			5,47	40,24	46,64	5,71	25,43	24,61	122,68
ZONA 2	95.440	4.779	21.900	205.694	231.666	50.891	138.218	129.005	639.156,49
			0,229	2,155	2,427	0,533	1,448	1,352	6,70
ZONA 2A	80.148	1.290	74460	70950	70029	33540	50167	51.951	300.929,57
			0,929	0,885	0,874	0,418	0,626	0,648	3,75

NOME	Area (Sq Meters)	Sup. Edilizia Totale (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)
ZONA 3	165.330	628	153300	34540	34091	16328	36996	36.996	275.255,43
			0,927	0,209	0,206	0,099	0,224	0,224	1,66
ZONA 3A	113.990	888	153300	18186	42430	9593	25777	36.975	260.483,91
			1,345	0,160	0,372	0,084	0,226	0,324	2,29
ZONA 4	78.167	3.036	48180	132868	147146	32032	87271	44.750	404.976,03
			0,6	1,7	1,9	0,4	1,1	0,6	5,18
ZONA 5	76.592	2.852	135780	106164	138401	32293	86323	88.477	501.115,54
			1,77	1,39	1,81	0,42	1,13	1,16	6,54
ZONA 6	256.071	5.624	96360	244986	290360	58549	172497	86.275	776.530,07
			0,376	0,957	1,134	0,229	0,674	0,337	3,03
ZONA 6A	2.295.343	204.740	96.508	10.711	2.918	1.070.405	45.855	71.717	1.252.258
			0,042	0,005	0,001	0,466	0,020	0,031	0,55
ZONA 7	209.221	7.953	416100	246197	367399	38853	203698	125.188	1.193.736,32
			1,989	1,177	1,756	0,186	0,974	0,598	5,71
ZONA 8	105.325	223	416100	246197	367399	38853	203698	125.188	1.193.736,32
			3,951	2,337	3,488	0,369	1,934	1,189	11,33

NOME	Area (Sq Meters)	Sup. Edilizia Totale (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)
ZONA 9	79.305	-	100740	0	0	0	0	-	100.740,00
			1,270	0,000	0,000	0,000	0,000	-	1,27
ZONA 10	248.504	97.138	87600	3843800	4182950	687486	2425698	1.122.753	9.924.589,50
			0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	39,94
ZONA 11	149.028	35.730	87600	1422472	1711025	349500	927247	440.512	4.011.108,84
			0,588	9,545	11,481	2,345	6,222	2,956	26,92
ZONA 12	203.169	203.169	87600	1084913	1472506	362608	893178	381.148,69286	3.388.775,62
			0,431	5,340	7,248	1,785	4,396	1,876	30,04
ZONA 13	310.982	5723	87600	205365	291923	105913	205543	87.579	778.380,06
			0,282	0,660	0,939	0,341	0,661	0,282	2,50
ZONA 14	453.794	15894	87600	870822	862257	411933	617588	278.844	2.511.454,81
			0,193	1,919	1,900	0,908	1,361	0,614	5,53
ZONA 15	40.024	12228	87600	504405	497854	238446	356650	164.929,02857	1.493.234,31
			NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
ZONA 16	79.189	22466	87600	283130	1056297	210736	725511	229.072,31429	1.866.835,46
			1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,57

NOME	Area (Sq Meters)	Sup. Edilizia Totale (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia primaria (kWh/anno)
ZONA 17	356.178	50018	87600	5436683	2497837	1114503	1871349	762.950	9.899.572,96
			0,25	15,26	7,01	3,13	5,25	2,14	27,79
ZONA 18	235.682	2392	87600	263120	259703	124384	186044	90.225	825.031,54
			0,372	1,116	1,102	0,528	0,789	0,383	3,50

Tabella 29 - Database Descrittori & KPIs.

NB

Particolare incertezza per i valori in arancione e rosso.

I KPIs sono progettati per la stima della domanda onshore che comprende esattamente i consumi per illuminazione pubblica, illuminazione edifici, riscaldamento edifici, raffrescamento edifici, produzione di ACS e ausiliari (elettrici). Non vengono inclusi consumi di gasolio per movimentazione container, container refrigerati, attività speciali e impianti meccanici. Per queste voci è necessaria una valutazione puntuale per ogni concessionario.

In linea di massima, si stima che la domanda di energia primaria ottenibile attraverso questi KPIs rappresenta all'incirca il 5-10% della domanda totale di energia primaria dei terminalisti di movimentazione container (e.g. ZONA1), includendo quindi anche i consumi di energia elettrica, gasolio ed eventualmente benzina, per processi industriali, movimentazione e refrigerazione container, etc.

Spostandosi su altre tipologie di zone, la percentuale di consumo rispetto al totale naturalmente varia in funzione delle attività svolte nell'area oggetto di analisi. Nello specifico, per alcune tipologie di zone (diverse da multipurpose e cantieristica) tale valore potrebbe rappresentare effettivamente il consumo totale di energia a livello zonale. In ogni caso, è sempre opportuno verificare e contestualizzare tale valore rispetto i dati di consumo aggregati.

2.2.3.9 Stima della domanda attuale per il porto di Livorno

La domanda di energia per l'area del porto di Livorno relativa esclusivamente all'area definita come "onshore" (uffici+residenziale+capannoni+illuminazione pubblica), si attesterebbe in un range di 45-55³¹ GWh/anno. Nello specifico, questa stima comprende **l'illuminazione pubblica**, i **capannoni industriali muniti di impianti tecnici**, gli **uffici** e gli edifici **residenziali**, per un totale di 188 elementi edilizi, di cui 41 capannoni e 147 uffici e abitazioni residenziali per un totale di circa 2.000.000 metri cubi lordi³². Da questa stima, vengono dunque **esclusi i container refrigerati** ed i **capannoni speciali** (e.g. capannoni refrigerati) e **consumi di gasolio** per attività di movimentazione merci, trasporto interno vari ed eventuali. È opportuno evidenziare come questa stima, con riferimento esclusivo ai terminal multipurpose e cantieristica, potrebbe rappresentare un valore pari al **5-15%** rispetto alla domanda totale di energia di questa tipologia di zone. È inoltre opportuno evidenziare che, in questa fase preliminare di studio, questo valore è ancora soggetto ad un sensibile livello di incertezza a causa della limitata disponibilità di informazioni in merito ai consumi relativi all'illuminazione pubblica per le aree diverse dalla ZONA 1 ed ai consumi relativi ai capannoni industriali provvisti di impianti meccanici/tecnici. In questo senso, ogni capannone avrà le proprie caratteristiche in termini di fabbisogni, le quali dipendono dal tipo di attività produttiva che essi ospitano. A titolo esemplificativo, alcune attività produttive possono raggiungere una domanda energetica di 4 GWh elettrici e 5 GWh termici, per una superficie di 35.000 metri quadrati³³. Dunque, per questo motivo, nelle fasi successive dello studio, è possibile che venga registrata una sensibile variazione nelle stime proposte rispetto alla fase preliminare (attuale).

Tuttavia, volendo escludere completamente l'apporto energetico connesso all'illuminazione pubblica ed ai capannoni industriali (poiché esse sono le fonti caratterizzate da maggiore incertezza) è possibile stimare il fabbisogno di energia primaria relativo ai soli uffici ed alle sole abitazioni presenti nelle zone analizzate. In questo caso, il valore stimato per i rimanenti 147 elementi edilizi, disposti su di una superficie totale netta pari a 915.000 metri quadri,

³¹ Dato soggetto ad elevata incertezza.

³² Il volume lordo include la muratura degli edifici e la sovrastima caratteristica del rilievo tramite strumento di georeferenziazione.

³³ Stabilimento Ceresole D'Alba. Viessmann. Disponibile online: <https://industriale.viessmann.it/blog/cosa-sapere-riscaldamento-capannoni-industriali> (accessed 11/02/2019).

sarà equivalente a circa **26-28 GWh/anno** (escludendo l'illuminazione dei piazzali e consumo derivante dai capannoni).

2.2.3.10 Stima della domanda di energia prospettica

In una prospettiva di integrazione del GNL, le criticità degli obiettivi connessi alla stima dei fabbisogni energetici portuali, possono essere facilmente gestite tramite un approccio strategico alla progettazione esecutiva che preveda, ad esempio, un'agevole scalabilità dei volumi di stoccaggio del GNL onshore. In questo senso, anche l'ottimizzazione dei parametri dimensionali impiantistici potrebbe essere affrontata in più fasi, dunque, in modo funzionale alle esigenze energetiche onshore. Inoltre, un approccio progettuale flessibile diventa necessario nel momento in cui l'integrazione del GNL coinvolge anche settori complementari (trasporti, mobilità interna, etc.) evitando così di precludere la possibilità di raggiungere un'integrazione ottimale rispetto a cambiamenti tecnologici, strutturali o logistici, non possibili da prevedere a priori su scale temporali dilatate.

A tal fine, l'informazione necessaria per contestualizzare il problema da un punto di vista ingegneristico e valutare l'impatto delle ipotesi effettuate si può ottenere per mezzo di una sensitivity analysis. Per questo motivo, in Tabella 30 vengono riportati i principali interventi di riqualificazione energetica onshore escludendo, invece, possibili integrazioni laterali con il settore della mobilità e progetti di elettrificazione di banchine previsti o in corso.

In Tabella 30, in relazione al caso di studio preso in esame, viene fornito un ranking dei possibili interventi di riqualificazione, mentre in Figura 29, viene proposta una analisi di sensitività rispetto al caso di studio di Livorno.

Possibili interventi di retrofitting	Priorità
Riqualificazione involucro edilizio uffici	Medio-alta
Sostituzione impianti HVAC uffici	Medio-alta
Illuminazione uffici e capannoni con tecnologia LED	Medio-alta
Illuminazione piazzali con tecnologia LED	Alta
Cogenerazione a gas	Media
Mix ottimale	-
Solare termico	Medio-alta
Fotovoltaico + mobilità elettrica	Alta

Tabella 30 - Interventi di riqualificazione energetica individuati.

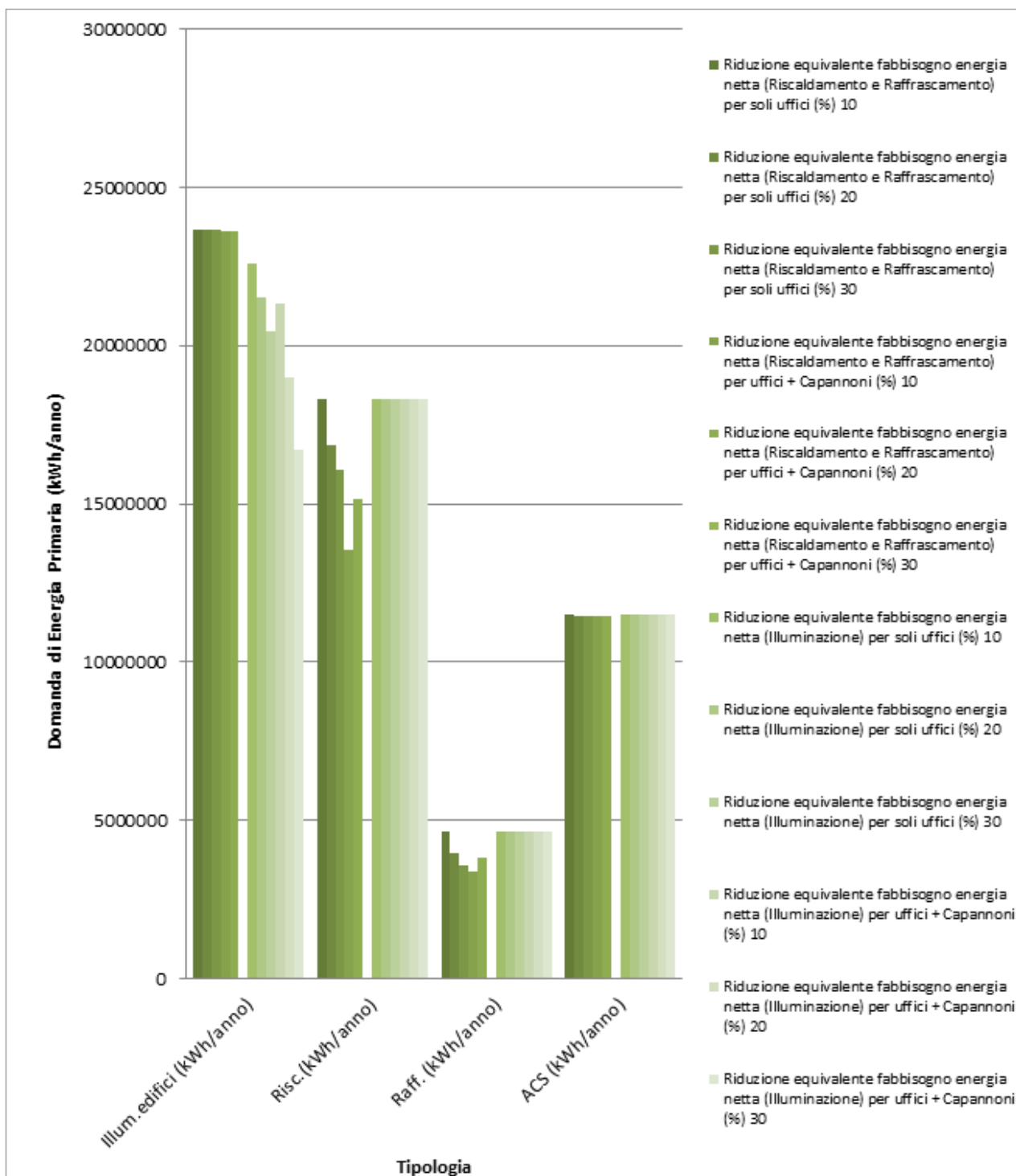


Figura 29 - Analisi di sensitività per diversi scenari generici per l'area relativa al porto di Livorno.

SCENARIO				Illum. Pubblica (kWh/anno)	Illum.edifici (kWh/anno)	Risc.(kWh/anno)	Raff. (kWh/anno)	ACS (kWh/anno)	AUX (kWh/anno)	SUB TOTALE DOMANDA ELETTRICA (kWh/anno)	m3 GNL @ C.C.	Riduz. %
Attuale				4061720	23648410	18309107	4653871	11478572	6295230	46992860	7519	0%
1	Riqualificazione involucro edilizio	Riduzione equivalente fabbisogno energia netta (Riscaldamento e Raffrescamento) per soli uffici (%)	10	4061720	23648410	17568813	4298789	11476970	6174174	45874846	7340	2%
			20	4061720	23648410	16828519	3943707	11475369	6053119	44756832	7161	5%
			30	4061720	23648410	16088224	3588625	11473768	5932064	43638818	6982	7%
2	Riqualificazione involucro edilizio	Riduzione equivalente fabbisogno energia netta (Riscaldamento e Raffrescamento) per uffici + Capannoni (%)	10	4061720	23639359,81	16722675,06	4225211,52	11476970,49	6032687,86	44889135,39	7182	4%
			20	4061720	23630310	15136243	3796552	11475369	5770146	42785410	6846	9%
			30	4061720	23621260	13549811	3367893	11473768	5507604	40681685	6509	13%
3	Riduzione fabbisogni di illuminazione edifici	Riduzione equivalente fabbisogno energia netta (Illuminazione) per soli uffici (%)	10	4061720	22576480	18309107	4653871	11478226	6219220	45912343	7346	2%
			20	4061720	21504551	18309107	4653871	11477881	6143211	44831825	7173	5%
			30	4061720	20432621	18309107	4653871	11477536	6067202	43751307	7000	7%
4	Riduzione fabbisogni di illuminazione edifici + capannoni	Riduzione equivalente fabbisogno energia netta (Illuminazione) per uffici + Capannoni (%)	10	4061720	21331378	18309107	4653871	11478226	6094710	45203459	7233	4%
			20	4061720	19014346	18309107	4653871	11477881	5894190	43414057	6946	8%
			30	4061720	16697314	18309107	4653871	11477536	5693671	41624656	6660	11%

Tabella 31 - Overview sensitive analysis.

2.2.4 Definizione Linee Guida Generali

In questo paragrafo viene proposta una metodologia sistematica quale strumento di supporto alla gestione dei progetti di auditing energetico preliminare in ambito portuale onshore. Il punto di forza di tale metodologia risiede nell'adozione di una strategia di gestione dell'incertezza tramite l'ausilio di un approccio analitico di tipo euristico.

Come mostrato in Figura 30, a tal fine, gli elementi principali di questo strumento, possono essere ridotti in quattro semplici punti:

- Descrittori e Key Performance Indicators (strumenti)
- Database e Database Manager (strumenti)
- Database Tuning & Extension system (attività chiave)
- Uncertainty management (attività chiave + enti di riferimento)

Lo scopo dei Descrittori & KPIs è quello di individuare la domanda di energia primaria in ambito onshore. Tali strumenti sono dunque reperibili in un Database il quale viene periodicamente aggiornato in modo iterativo su responsabilità di un Database Manager (database tuning). Questo ultimo avrà il compito di gestire i flussi di informazioni relativi ai casi di studio con lo scopo ultimo di procedere ad un upgrade degli strumenti per l'assessment energetico portuale (Database extension). La gestione dell'incertezza potrà essere effettuata in modo qualitativo o quantitativo in base alla disponibilità di informazioni puntuali per le varie zone analizzate.

A tal fine, lo scambio di informazioni con gli enti chiave (Autorità Portuale, Catasto e Demanio Marittimo, concessionari, etc.) risulterà necessario per l'accesso a informazioni non facilmente reperibili. Similmente, le informazioni pubbliche e.g. Piani Energetici Ambientali Portuali, Audit Energetici, Piano Regolatore Portuale o progetti di ricerca, saranno sicuramente uno strumento fondamentale per la validazione dei risultati in ambito portuale nella fase preliminare dei progetti di auditing energetico onshore.

Concludendo, il livello di risoluzione del lavoro di analisi energetica sarà funzionale alla tipologia di intervento prospettico in termini di integrazione del vettore GNL e dunque, come intuitivo, il processo iterativo dovrà essere modulato in base a tale prospettiva.

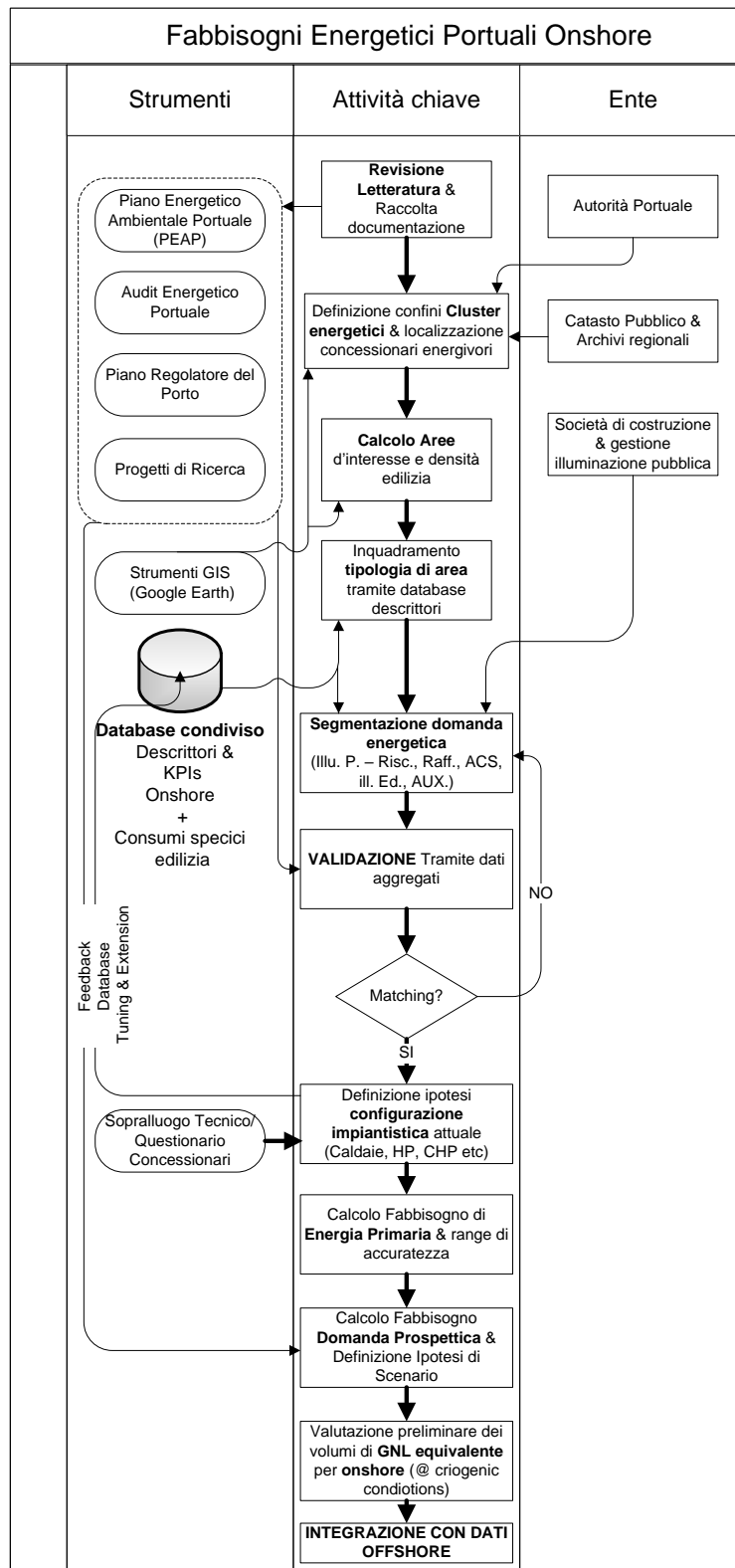


Figura 30 - Metodologia per l'assessment dei fabbisogni energetici portuali onshore.

2.3 Estensione Area di Analisi

2.3.1 Area portuale di Cagliari

L'area portuale di Cagliari analizzata in questo studio conta una superficie totale pari a circa 2.000.000 metri quadrati. Le macroaree individuate sono assimilabili alle categorie 1, 2, 4, 8, 10, 11, 12, 16 e 17 e queste sono localizzate con una distribuzione peculiare a "macchia di leopardo". La domanda totale di energia primaria onshore come intesa nell'ambito del presente elaborato, nel caso del porto di Cagliari, è stimata nell'intorno di **27 GWh/anno**³⁴, di cui **22 GWh/anno** presumibilmente elettrici.



Figura 31 - Cagliari, porto.

³⁴ Dato soggetto a incertezza.

CAGLIARI	Superficie (m2)	Densita' Edilizia (m3_edilizia / m2_zona)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
ZONA_1	491.426	0,019	1.339.054	171.525	129.188	169.193	34.225	82.242	1.891.203	303
			2,725	0,349	0,263	0,344	0,070	0,167	3,848	
ZONA_2	242.761	0,190	55.705	523.203	589.266	129.447	351.570	328.137	1.625.757	260
			0,229	2,155	2,427	0,533	1,448	1,35169	6,697	
ZONA_12	140.494	0,762	60.577	750.231	1.018.257	250.748	617.644	263.569	2.343.382	375
			0,431	5,340	7,248	1,785	4,396	1,876	16,680	
ZONA_8	20.727	0,011	81.885	48.449	72.301	7.646	40.086	24.636	234.916	38
			3,951	2,337	3,488	0,369	1,934	1,189	11,334	
ZONA_10mod*	31.897	ND	11.244	493.375	536.907	88.243	311.353	144.112	1.273.881	204
			0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	39,937	
ZONA_16	94.772	1,344	104.838	338.845	1.264.158	252.205	868.279	274.150	2.234.196	357
			1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,574	

CAGLIARI	Superficie (m2)	Densita' Edilizia (m3_edilizia / m2_zona)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
ZONA_2bis	36.368	0,190	8.345	78.381	88.278	19.392	52.669	49.158	243.555	39
			0,229	2,155	2,427	0,533	1,448	1,35169	6,697	
ZONA_4	13.889	0,155	8.561	23.608	26.145	5.692	15.507	7.951	71.958	12
			0,616	1,700	1,882	0,410	1,116	0,572	5,181	
ZONA_16bis	111.790	1,344	123.664	399.691	1.491.160	297.493	1.024.194	323.378	2.635.385	422
			1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,574	
ZONA_14	307.414	0,144	59.343	589.921	584.119	279.056	418.373	188.898	1.701.337	272
			0,193	1,919	1,900	0,908	1,361	0,614	5,534	
ZONA_17	165.634	0,522	40.737	2.528.229	1.161.573	518.279	870.236	354.796	4.603.614	737
			0,246	15,264	7,013	3,129	5,254	2,142	27,794	
ZONA_11	383.540	1,052	74.038	736.005	728.767	348.159	521.976	235.675	2.122.645	1.652
			0,193	1,919	1,900	0,908	1,361	0,614	5,534	

CAGLIARI	Superficie (m2)	Densita' Edilizia (m3_edilizia / m2_zona)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Fabbisogno Totale di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
ZONA_16tris	41.786	1,344	46.224	149.400	557.381	111.200	382.834	120.876	985.081	158
			1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,574	

Tabella 32 - Fabbisogno attuale di energia primaria, porto di Cagliari.

NB

Validazione pendente per caselle in arancione.

2.3.2 Area portuale di Genova

L'area portuale di Genova analizzata in questo studio conta una superficie totale pari a circa 5.900.000 metri quadrati. Le macroaree individuate sono assimilabili alle categorie 1, 2, 7, 8, 10, 11, 14, 16 e 17. La domanda totale di energia primaria onshore nel caso del porto di Genova è stimata nell'intorno di **90 GWh/anno³⁵ di cui 74 GWh/anno presumibilmente elettrici.**



Figura 32 - Genova, porto.

³⁵ Dato soggetto a incertezza.

GENOVA	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Subtotale domanda di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
ZONA_17	268.164	65.953	4.093.242	1.880.604	839.102	1.408.926	574.420	7.453.321	1.418
		0,246	15,264	7,013	3,129	5,254	2,142	27,794	
ZONA_14	230.948	44.582	443.185	438.826	209.644	314.307	141.911	1.278.147	255
		0,193	1,919	1,900	0,908	1,361	0,614	5,534	
ZONA_11	74.766	43.948	713.641	858.406	175.341	465.191	221.001	2.012.337	396
		0,588	9,545	11,481	2,345	6,222	2,956	26,915	
ZONA_16	187.227	207.113	669.406	2.497.409	498.244	1.715.330	541.597	4.413.770	981
		1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,574	
ZONA_15	408.707	452.118	1.461.279	5.451.717	1.087.642	3.744.478	1.182.279	9.635.034	2.141
		1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,574	
ZONA_1	208.000	566.765	72.599	71.612	34.810	54.680	14.486	760.273	130
		2,725	0,349	0,344	0,167	0,263	0,070	3,655	
ZONA_1C	150.000	133.281	96.652	95.396	45.690	68.340	38.684	409.703	76
		0,89	0,64	0,64	0,30	0,46	0,26	2,731	
ZONA_1Cbis	555.297	493.404	357.803	353.156	169.143	252.992	143.207	1.516.712	283

GENOVA	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Subtotale domanda di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
		0,89	0,64	0,64	0,30	0,46	0,26	2,731	
ZONA_1Ctris	106.000	94.185	68.301	67.413	32.288	48.293	27.337	289.523	54
		0,889	0,644	0,636	0,305	0,456	0,258	2,731	
ZONA_17bis	445.987	109.688	6.807.523	3.127.657	1.395.521	2.343.203	955.326	12.395.715	2.358
		0,246	15,264	7,013	3,129	5,254	2,142	27,794	
ZONA_16bis	16.301	18.032	58.282	217.438	43.380	149.346	47.154	384.287	85
		1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,574	
ZONA_10bis	22.620	7.974	349.881	380.752	62.578	220.798	102.198	903.383	180
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	39,937	
ZONA_10	231.721	81.684	3.584.205	3.900.449	641.056	2.261.876	1.046.927	9.254.321	1.843
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	39,937	
ZONA_7	149.357	297.042	175.753	262.276	27.736	145.414	89.368	852.175	160
		1,989	1,177	1,756	0,186	0,974	0,598	5,706	
ZONA_16tris	57.452	63.554	205.412	766.349	152.890	526.362	166.193	1.354.398	301
		1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,574	

GENOVA	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Subtotale domanda di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
ZONA_1quattris	981.568	2.674.609	342.603	337.945	164.270	258.039	68.361	3.587.787	615
		2,725	0,349	0,344	0,167	0,263	0,070	3,655	
ZONA_2	17.775	4.079	38.309	43.146	9.478	25.742	24.026	119.038	23
		0,229	2,155	2,427	0,533	1,448	1,352	6,697	
ZONA_8	29.868	117.997	69.816	104.187	11.018	57.764	35.501	338.519	63
		3,951	2,337	3,488	0,369	1,934	1,189	11,334	
ZONA_17tris	25.840	6.355	394.420	181.213	80.855	135.763	55.351	718.194	137
		0,246	15,264	7,013	3,129	5,254	2,142	27,794	
ZONA_7bis	79.000	157.116	92.962	138.727	14.670	76.914	47.270	450.744	84
		1,989	1,177	1,756	0,186	0,974	0,598	5,706	
Zona_10tris (ex ILVA)	1.349.000	1.214.100	5.369.020	6.610.100	687.990	2.608.956	1.603.401	15.484.611	2.895
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	39,937	

Tabella 33 - Stima della domanda attuale di energia primaria, porto di Genova (le zone in verde sono state validate e opportunamente confrontate con la domanda totale di energia primaria elettrico + gasolio + benzina. Per le zone evidenziate in arancio non sono pervenute informazioni relative ai consumi aggregati).

2.3.3 Area portuale di Bastia

L'area portuale di Bastia analizzata in questo studio conta una superficie totale pari a circa 215.427 metri quadrati. Dunque, questa area portuale è quella di minore estensione fra quelle considerate in questo studio. Le macroaree individuate sono assimilabili alle categorie 10, 16 e 17. La domanda totale di energia primaria onshore nel caso del porto di Bastia è stimata nell'intorno di **8 GWh/anno³⁶ di cui 7GWh/anno presumibilmente elettrici.**



Figure 33 - Bastia, porto

³⁶ Dato soggetto a incertezza.

BASTIA	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Subtotale domanda di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
ZONA_17	97.647	24.016	1.490.479	684.788	305.544	513.035	209.165	2.713.990	516
		0,246	15,264	7,013	3,129	5,254	2,142	27,794	
ZONA_16	34.604	38.279	123.722	461.581	92.087	317.034	100.100	815.770	181
		1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	64,895	
ZONA_16bis	13.046	14.432	46.644	174.020	34.718	119.524	37.739	307.552	68
		1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	64,895	
ZONA_10	70.130	24.721	1.084.754	1.180.465	194.015	684.553	316.851	2.800.806	558
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	104,989	

Tabella 34: Fabbisogno attuale di energia primaria, porto di Bastia.

2.3.4 Area portuale di Nizza

L'area portuale di Nizza analizzata in questo studio conta una superficie totale pari a circa 809.000 metri quadrati. Le macroaree individuate sono assimilabili alle categorie 10, 17 e 18. La domanda totale di energia primaria onshore nel caso del porto di Nizza è stimata nell'intorno di **8 GWh/anno³⁷ di cui 7 GWh/anno presumibilmente elettrico**. Nello specifico, i fabbisogni attuali di energia primaria relativi all'area portuale di Nizza aumenterebbero a **14 GWh/anno** di cui 13 GWh/anno presumibilmente elettrico, considerando anche l'area ovest (zona 10) adiacente all'aeroporto.

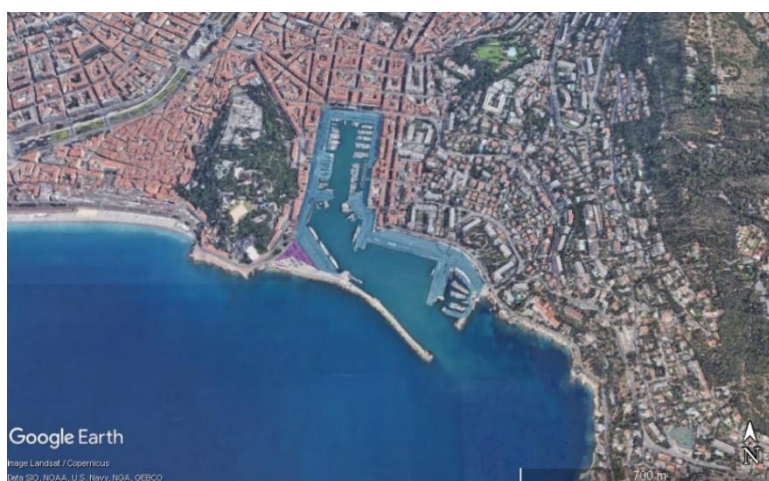


Figura 34 - Nizza, porto.



Figura 35 - Nizza, area limitrofa aeroporto.

³⁷ Dato soggetto a incertezza.

NIZZA	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Subtotale domanda di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
ZONA_17	92.460	22.740	1.411.305	648.412	289.313	485.782	198.054	2.766.292	489
		0,246	15,264	7,013	3,129	5,254	2,142	29,919	
ZONA_18	8.062	2.997	9.001	8.884	4.255	6.364	3.086	30.331	6
		0,372	1,116	1,102	0,528	0,789	0,383	3,762	
ZONA_10bis	466.737	201.242	1.392.763	1.374.675	658.397	984.782	451.338	4.404.801	810
		0,431	2,984	2,945	1,411	2,110	0,967	9,437	
ZONA_10	88.764	31.290	1.372.980	1.494.122	245.566	866.443	401.040	4.165.876	706
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	46,932	
ZONA_10tris	152.935	65.941	456.365	450.438	215.736	322.682	147.889	1.443.314	265
		0,431	2,984	2,945	1,411	2,110	0,967	9,437	

Tabella 35 - Fabbisogni di energia primaria area portuale di Nizza.

2.3.5 Area portuale di Tolone

L'area portuale di Tolone analizzata in questo studio conta una superficie totale pari a circa 3.162.000 metri quadrati. Le macroaree individuate sono assimilabili alle categorie 10, 11, 13, 14, 16, 17 e 18. La domanda totale di energia primaria onshore nel caso del porto di Tolone è stimata nell'intorno di **51 GWh/anno³⁸ di cui presumibilmente 40 GWh/anno di elettrico**. Nello specifico, la elevata densità energetica è assoggettabile ad una forte prevalenza di zone ad alta densità edilizia (zona 10).

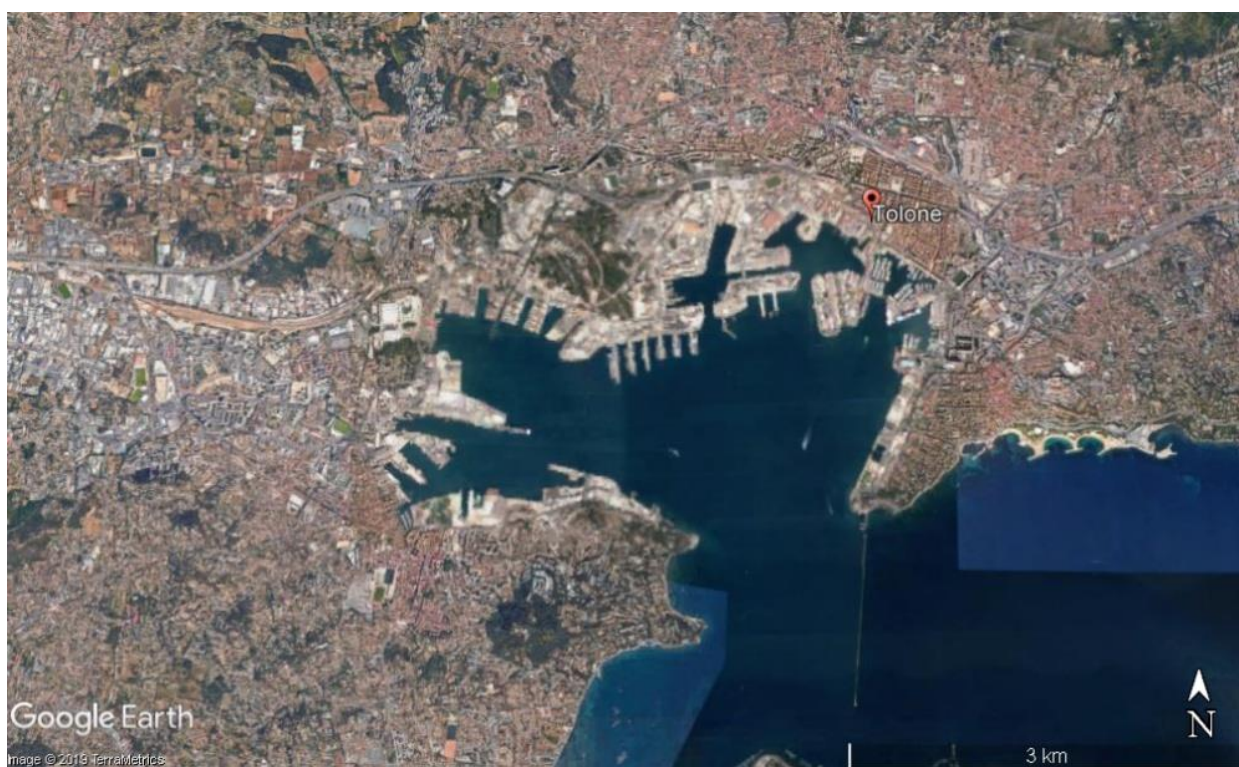


Figura 36 - Tolone, porto.

³⁸ Dato soggetto a incertezza.

TOLONE	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Subtotale domanda di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
ZONA_10tris	1.503.740	423.586	993.034	1.411.580	512.139	993.896	423.484	3.763.823	761
		0,282	0,660	0,939	0,341	0,661	0,282	2,503	
ZONA_10bis	165.839	58.460	2.565.158	2.791.489	458.794	1.618.788	749.269	6.623.169	1319
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	39,937	
ZONA_14	154.607	29.845	296.688	293.770	140.345	210.411	95.002	855.649	171
		0,193	1,919	1,900	0,908	1,361	0,61447	5,534	
ZONA_10	162.366	57.236	2.511.438	2.733.030	449.186	1.584.887	733.578	6.484.467	1291
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	104,989	
ZONA_16	117.956	130.485	421.736	1.573.408	313.902	1.080.685	341.215	2.780.745	618
		1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,574	
ZONA_13	77.048	21704	50881	72326	26241	50925	21698	192849	39
		0,282	0,660	0,939	0,341	0,661	0,282	2,503	
ZONA_11	211.097	124085	2014920	2423654	495064	1313438	623982	5681704	1119
		0,588	9,545	11,481	2,345	6,222	2,956	26,915	

TOLONE	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Subtotale domanda di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
ZONA_18	255.232	94866	284946	281245	134702	201477	97709	893469	175
		0,372	1,116	1,102	0,528	0,789	0,383	3,501	
ZONA_17	229.783	56.514	3.507.396	1.611.443	719.005	1.207.273	492.206	6.386.564	1215
		0,246	15,264	7,013	3,129	5,254	2,142	27,794	
ZONA_16bis	284.620	314851	1017622	3796528	757424	2607622	823329	6709754	1491
		1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,574	

Tabella 36 - Fabbisogni di energia primaria area portuale di Tolone.

2.3.6 Area portuale di Oristano

L'area portuale di Oristano analizzata in questo studio conta una superficie totale pari a circa 937.500 metri quadrati. Le macroaree individuate sono assimilabili alle categorie 10, 6A, e 4. La domanda totale di energia primaria onshore nel caso del porto di Oristano è stimata nell'intorno di **20 GWh/anno**³⁹. Nell'area, una buona parte dei capannoni industriali sono provvisti di impianto fotovoltaico, dunque buona parte del fabbisogno di energia primaria stimato è da intendersi al lordo della produzione elettrica rinnovabile.



Figura 37 - Oristano, porto.

³⁹ Dato soggetto a incertezza e relativo all'area onshore.

ORISTANO	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Subtotale domanda di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
ZONA_10tris	75.309	26.547	1.164.861	1.267.641	208.342	735.106	340.250	3.007.641	599
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	39,937	
ZONA_10bis	57.083	20.122	882.946	960.851	157.920	557.199	257.904	2.279.743	454
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	39,937	
ZONA_6A	186.812	70.298	178.725	211.827	42.714	125.842	62.940	566.504	111
		0,376	0,957	1,134	0,229	0,674	0,337	3,032	
ZONA_10	146.355	51.592	2.263.784	2.463.524	404.891	1.428.601	661.239	5.845.030	1164
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	39,937	
ZONA_10quinc	25.294	8.916	391.241	425.762	69.976	246.900	114.280	1.010.175	201
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	39,937	
ZONA_4	119.382	73584	202925	224732	48921	133286	68345	618507	120
		0,616	1,700	1,882	0,410	1,116	0,572	5,181	
ZONA_4bis	216.499	133444	368004	407551	88719	241715	123943	1121661	218
		0,616	1,700	1,882	0,410	1,116	0,572	5,181	
ZONA_4tris	51.217	31569	87058	96414	20988	57182	29321	265351	52

ORISTANO	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Subtotale domanda di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
		0,616	1,700	1,882	0,410	1,116	0,572	6,297	
ZONA_10quattris	59.588	18054	792212	862111	141692	499939	231401	2045471	407
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	34,327	

Tabella 37 - Fabbisogno di energia primaria, area portuale di Oristano.

2.3.7 Area portuale di Portoferraio

L'area portuale di Portoferraio analizzata in questo studio conta una superficie totale pari a circa 526.970 metri quadrati. Le macroaree individuate sono assimilabili alle categorie 17, 16 e 10. La domanda totale di energia primaria onshore nel caso del porto di Oristano è stimata nell'intorno di **21 GWh/anno⁴⁰ di cui 16 GWh/anno presumibilmente elettrico**. Tuttavia, escludendo la zona 10 (in giallo, Figura 38), la domanda totale di energia primaria scenderebbe a 10 GWh/anno di cui 7 GWh/anno presumibilmente di elettrico.



Figura 38 - Portoferraio, porto.

⁴⁰ Dato soggetto a incertezza e relativo all'area onshore.

PORTOFERRAIO	Superficie (m2)	Illum. Pubblica (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Illum.edifici (kWh/anno & kWh/m2 anno)	Risc.(kWh/anno & kWh/m2anno)	Raff. (kWh/anno & kWh/m2anno)	ACS (kWh/anno & kWh/m2anno)	AUX (kWh/anno & kWh/m2anno)	Subtotale domanda di energia elettrica (kWh/anno)	metri cubi/anno equivalenti di GNL @ Condizioni Criogeniche
ZONA_10	225.830	79.607	3.493.084	3.801.289	624.759	2.204.372	1.020.311	9.019.050	1796
		0,353	15,468	16,833	2,767	9,761	4,518	39,937	
ZONA_16	32.037	35.440	114.544	427.340	85.256	293.516	92.674	755.254	168
		1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,574	
ZONA_16bis	232.217	256.882	830.262	3.097.528	617.971	2.127.518	671.741	5.474.383	1216
		1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,574	
ZONA_17	36.886	40.804	131.881	492.020	98.160	337.941	106.701	869.566	193
		1,106	3,575	13,339	2,661	9,162	2,893	23,574	

Tabella 38 - Fabbisogno di energia primaria, area portuale di Portoferraio.

2.3.8 Overview

In Figura 39 viene riportata la domanda di energia primaria per tutta l'area di interesse relativo all'ambito onshore (uffici + capannoni + residenziale + illuminazione piazzali). Si è ipotizzato quindi che tale domanda abbia una origine prevalentemente elettrica, così come il riscaldamento venga effettuato tramite pompa di calore piuttosto che tramite caldaia a combustibile fossile, mentre la produzione di ACS è supposta essere effettuata tramite caldaie convenzionali alimentate a combustibile fossile (gas naturale o gasolio). Come precedentemente affermato, si ipotizza che tale stima equivalga al 5-15% circa della domanda totale di energia, con riferimento alle zone altamente "energivore" quali cantieristica e movimentazione container (terminal multipurpose con terminal refee). L'equivalente attuale teorico di GNL relativo al comparto qui definito "onshore", si stima nell'intorno dei **35.800 metri cubi per anno solo per la parte elettrica**.

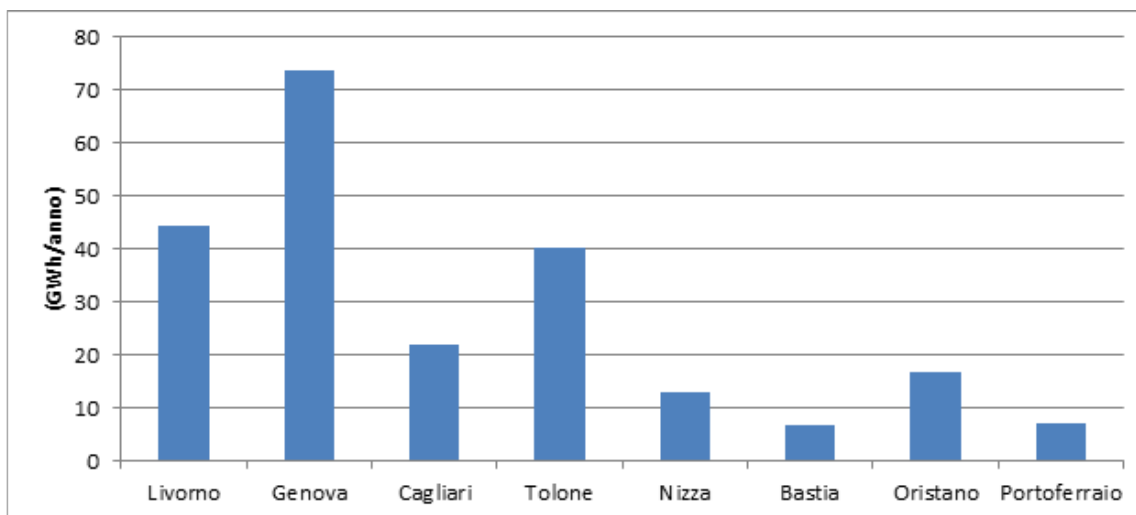


Figura 39 - Subtotale domanda di energia elettrica attuale, relativi a tutta l'area d'interesse

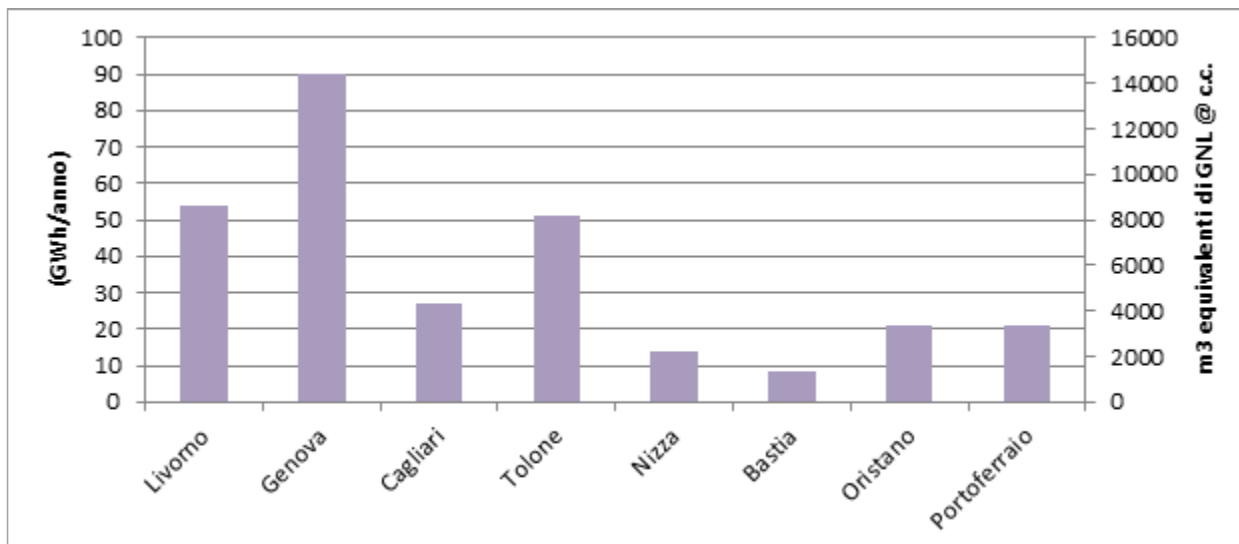


Figura 40 - Domanda totale di energia (elettrico + termico) attuale, relativi a tutta l'area d'interesse.

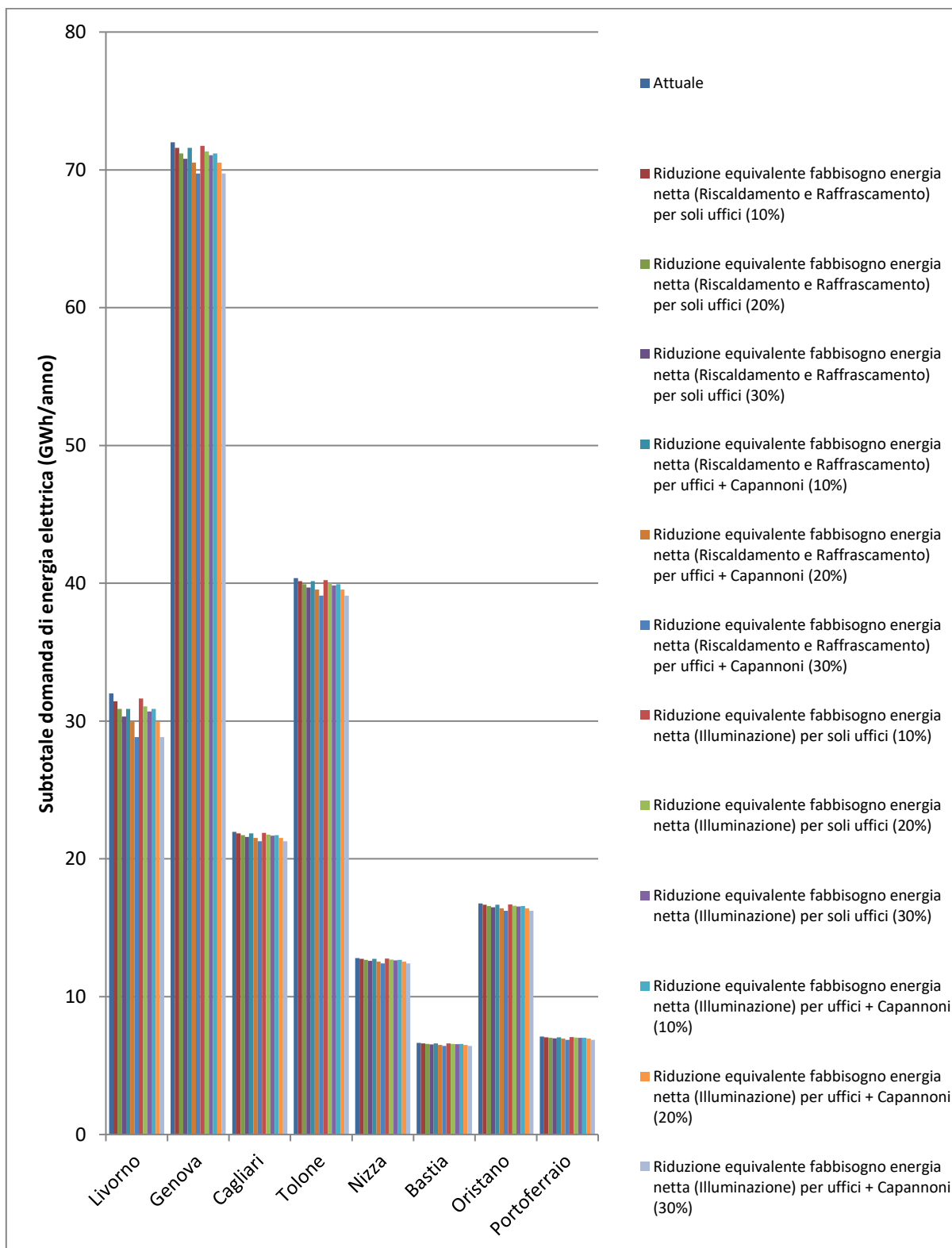


Figura 41 - Stima della domanda di energia totale prospettica (elettrico) per differenti scenari e interventi di riqualificazione.

2.4 Conclusioni

In questo capitolo è stata presentata una metodologia per l'elaborazione di una analisi energetica di tipo flessibile e iterativa. Nello specifico, tale metodologia ambisce ad individuare una strategia di gestione che permetta di ridurre sistematicamente, attraverso le varie fasi del processo, i rischi tecnici e l'inevitabile incertezza nelle analisi, che normalmente rischierebbero di pregiudicare l'intero processo di project management. La progettazione di tale metodologia è stata eseguita utilizzando un approccio di tipo *bottom-up* dunque partendo da un caso di studio caratteristico: l'area portuale di Livorno. Da questo campione, sono stati definiti gli strumenti necessari per l'estrapolazione dei valori quantitativi dei fabbisogni di energia primaria per tutte le aree d'interesse comprendenti: il porto di Genova, Cagliari, Tolone, Nizza, Bastia, Oristano e Portoferraio.

Dall'analisi effettuata, emerge un quadro che presenta degli interessanti margini di miglioramento energetico che, in linea generale, potrebbe interessare vari ambiti, spaziando dalla riduzione dei fabbisogni di energia per l'illuminazione dei piazzali, all'impiego di una tecnologia (micro-cogenerazione ad esempio) che permetta una produzione energetica più efficiente. Per le aree di movimentazione container, è opportuno valutare la possibilità di effettuare interventi strategici per la riduzione dei fabbisogni energetici per la refrigerazione dei container particolarmente per i porti commerciali di Livorno, Genova, Tolone e Cagliari. Si nota come, i fabbisogni di energia primari dell'area onshore stimati in questo studio, in tutti i porti, siano perlopiù connessi ad una domanda di energia elettrica. Questa preponderanza deriva dall'assunzione iniziale che tutti gli edifici siano equipaggiati con pompa di calore per il condizionamento ed il riscaldamento degli ambienti. In realtà, alcuni di essi potrebbero in minor parte essere muniti di caldaia alimentata a gasolio o metano. Dunque, è evidente che questa assunzione potrebbe portare a sovrastimare i consumi stimati con questa metodologia. Allora, potrebbe essere possibile ricalcolare un fabbisogno di energia elettrica fino al 15% minore rispetto a quanto attualmente stimato ed un conseguente proporzionale aumento del fabbisogno di energia termica.

Concludendo, si calcola che i valori quantificabili attraverso l'impiego degli strumenti metodologici proposti in questo studio (KPIs), permettano la segmentazione accurata di una quota parte della domanda di energia primaria che rappresenterebbe all'incirca il 5-15% della domanda totale di energia primaria esclusivamente delle zone portuali maggiormente "energivore" i.e. terminal multipurpose e cantieristica⁴¹. La stima dei consumi energetici di questa rimanente parte può essere agevolmente effettuata, calcolandola come differenza tra i consumi di energia primaria aggregati e i valori stimati tramite lo strumento metodologico proposto in questo studio. Concludendo, particolare attenzione deve essere posta nella fase di classificazione delle zone, assicurando una scelta coerente rispetto alle attività effettivamente svolte su ciascuna zona. Infine, è fondamentale sottolineare che tale

⁴¹ Questa stima potrebbe non essere valida per zone con attività diverse da quanto descritto.

strumento svolge un ruolo strategico nelle fasi preliminari di assessment energetico, permettendo una analisi agevole e di breve esecuzione. Tuttavia, per una accurata segmentazione energetica è sempre necessario approfondire e validare i risultati tramite audit energetico convenzionale (I, II o III tipo) a livello di edificio-impianto.

3 Stima della domanda futura e delle relative infrastrutture

3.1 Descrizione del database sulla domanda di GNL.

Il database realizzato ai fini del Prodotto T.1.3.2 di SIGNAL è articolato in quattro fogli di lavoro:

1. Domanda marittima di GNL;
2. Domanda portuale di GNL;
3. Domanda terrestre di GNL;
4. Domanda GNL totale.

Nei fogli “domanda marittima di GNL”, “domanda portuale di GNL”, “domanda terrestre di GNL”, il campione è stato suddiviso per porto di appartenenza, per anno di riferimento considerato, fornendo per ciascun elemento la relativa domanda marittima di GNL, considerando come arco temporale il periodo compreso tra il 2019 e il 2030.

Il DB contiene quindi solo i dati previsti a formulario nel progetto SIGNAL. Tuttavia, le analisi condotte dal gruppo di ricerca UNIGE-CIELI e riportate nei capitoli successivi del presente lavoro includono una molteplicità di altri porti rilevanti (non previsti nell’ambito del Prodotto T.1.3.2 di SIGNAL), la cui analisi è risultata indispensabile al fine di comprendere come addivenire alla stima della domanda di GNL imputabile ai porti target ovvero:

1. Genova;
2. Livorno;
3. Porto Ferraiolo;
4. Cagliari;
5. Oristano;
6. Bastia;
7. Tolone;
8. Nizza.

In particolare, tutti i fogli di calcolo di cui si compone il DB sono stati strutturati secondo una logica di gestione del dato di tipo “database”. Nel dettaglio, i fogli “domanda marittima”, “domanda portuale” e “domanda terrestre” includono per ciascuno degli 8 porti sopra menzionati, per ogni anno dal 2020 al 2030, e per tutti i 3 scenari ipotizzati (scenario lowgrowth, scenario base, scenario high growth) i volumi di GNL riconducibili a questo segmento di mercato. Inoltre, attraverso la creazione di una colonna “link” in ciascuno dei fogli excel richiamati è stato costituito un quarto ed ultimo foglio che contiene la domanda totale di GNL (foglio excel “Domanda totale di GNL”) riconducibile a ciascuno degli 8 porti.

Il format impiegato per la realizzazione del DB SIGNAL e le analisi realizzate con riferimento a ciascuno dei 3 segmenti di domanda di GNL consentono inoltre di:

- Includere altri porti nel DB senza problematiche;

- Estendere la copertura temporale del DB;
- Includere nuovi ipotetici segmenti di mercato (es. domanda di GNL di tipo “off-grid”).

Il DB consegnato, inoltre, attraverso il semplice impiego delle pivot di excel consente di:

- Esaminare ciascun segmento congiuntamente o separatamente;
- Esaminare ciascuno porto o aggregato di porti.

La domanda totale di GNL attesa per ciascuno degli 8 porti target nello scenario base viene riportata nella Tabella 39, mentre la Tabella 40 riporta i valori relativi allo scenario “low-growth” e la Tabella 41 i valori relativi allo scenario “high-growth”.

I successivi paragrafi 3.2, 3.2.9, 3.3.1, descrivono puntualmente tutte le analisi e le stime di ciascuno dei 3 segmenti di domanda di GNL (marittima, terrestre e portuale) in ciascuno scenario.

Somma di Volumi attesi (m3)	Etichette di colonna	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Bastia		450,52	802,22	4.526,87	5.041,28	5.500,19	5.979,08	6.612,02	7.176,10	7.751,05	8.337,33	8.935,52
Cagliari		25.996,80	33.297,76	43.177,68	47.667,69	54.390,28	58.103,31	71.968,87	79.206,91	89.792,15	97.271,67	108.149,19
Genova		105.620,26	128.999,43	150.284,90	165.909,60	179.104,88	192.738,92	216.077,09	236.018,66	256.205,07	276.579,91	297.355,39
Livorno		130.029,23	154.825,80	174.658,29	190.336,05	204.389,05	219.066,37	242.006,63	261.074,73	280.483,10	300.229,90	320.384,50
Nizza		6.817,67	8.337,28	8.604,35	8.891,39	9.199,91	9.531,50	10.030,16	10.526,37	11.035,03	11.556,76	12.092,22
Oristano		425,80	3.929,60	4.182,36	7.753,24	8.291,39	12.169,64	12.863,99	16.799,86	17.631,25	21.775,45	22.881,94
Porto ferraio		450,52	966,68	4.695,82	5.214,85	5.678,49	6.162,24	6.796,14	7.364,92	7.944,65	8.535,84	9.139,05
Tolone		35.171,06	42.731,36	46.065,63	48.875,25	51.511,02	54.285,47	58.190,59	62.055,28	65.995,02	70.013,32	74.114,13
Totale complessivo		304.961,85	373.890,12	436.195,90	479.689,35	518.065,21	558.036,54	624.545,49	680.222,83	736.837,31	794.300,17	853.051,95

Tabella 39 - Domanda totale di GNL riconducibili ai porti target del progetto SIGNAL (dati in m3): scenario base, anni 2020-2030

Somma di Volumi attesi (m3)	Etichette di colonna	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Bastia		450,52	765,57	4.489,51	4.920,72	5.286,09	5.660,14	5.931,35	6.166,50	6.405,21	6.647,60	6.893,78
Cagliari		25.996,80	32.333,36	42.120,47	46.423,87	52.937,19	56.333,64	65.742,54	68.437,93	74.451,76	77.283,77	83.438,34
Genova		105.620,26	126.065,95	145.567,49	159.193,41	170.154,84	181.298,01	192.495,16	200.145,06	207.874,21	215.685,60	223.581,22
Livorno		130.029,23	151.073,21	168.363,17	181.192,61	192.062,81	203.191,64	214.979,43	222.679,79	230.487,67	238.406,86	246.440,23
Nizza		6.817,67	8.228,24	8.402,00	8.584,42	8.775,95	8.977,05	9.200,49	9.413,42	9.630,25	9.851,13	10.076,16
Oristano		425,80	3.848,39	4.017,11	7.493,60	7.843,55	11.510,89	11.895,60	15.546,53	16.006,78	19.780,62	20.367,46
Porto ferraio		450,52	829,46	4.555,31	4.988,47	5.355,85	5.731,96	6.041,83	6.279,79	6.521,38	6.766,71	7.015,89
Tolone		35.171,06	42.037,01	44.808,83	46.988,08	48.919,19	50.907,76	52.570,97	54.145,74	55.743,96	57.366,56	59.014,13
Totale complessivo		304.961,85	365.181,19	422.323,89	459.785,19	491.335,46	523.611,09	558.857,36	582.814,75	607.121,21	631.788,86	656.827,22

Tabella 40 - Domanda totale di GNL riconducibili ai porti target del progetto SIGNAL (dati in m3): scenario "low-growth", anni 2020-2030.

Somma di Volumi attesi (m3)	Etichette di colonna	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Bastia		450,52	838,88	4.564,22	5.161,85	5.718,41	6.311,33	7.184,55	8.003,48	8.849,03	9.723,19	10.618,53
Cagliari		25.996,80	34.262,16	44.239,03	48.924,82	55.876,10	59.937,54	76.287,52	86.138,68	99.395,57	109.713,44	123.328,54
Genova		105.620,26	131.932,90	155.080,68	172.878,55	188.598,41	205.153,73	236.604,29	265.006,00	294.026,26	323.711,53	353.744,76
Livorno		130.029,23	158.578,38	181.064,80	199.838,66	217.487,61	236.325,09	267.730,76	295.755,01	324.650,58	354.483,07	385.037,55
Nizza		6.817,67	8.433,05	8.797,31	9.197,89	9.638,43	10.122,92	10.865,65	11.623,99	12.414,46	13.239,52	14.101,74
Oristano		425,80	3.970,20	4.306,24	7.974,84	8.709,58	12.817,34	13.898,60	18.217,07	19.556,72	24.294,12	26.084,06
Porto ferraio		450,52	1.035,28	4.766,07	5.369,28	5.931,59	6.530,40	7.405,50	8.230,06	9.081,36	9.961,40	10.862,77
Tolone		35.171,06	43.326,03	47.244,72	50.736,90	54.166,20	57.859,42	63.524,01	69.256,89	75.182,79	81.316,36	87.633,95
Totale complessivo		304.961,85	382.376,89	450.063,05	500.082,79	546.126,32	595.057,77	683.500,86	762.231,18	843.156,77	926.442,63	1.011.411,91

Tabella 41 - Domanda totale di GNL riconducibili ai porti target del progetto SIGNAL (dati in m3): scenario "high-growth", anni 2020-2030.

3.2 Mappatura domanda marittima.

Con l'obiettivo di stimare la domanda marittima di GNL, sono state esaminate diverse tipologie di asset nave, considerando congiuntamente quelle “*in service/commission*” e le navi di nuova costruzione⁴². Nel complesso l'analisi di dettaglio è stata condotta in relazione a 28 navi a propulsione GNL che risultano rivelanti per la quantificazione della domanda di servizi di bunkering di GNL nei porti dell'area obiettivo. La finalità delle analisi riportate nel presente documento è quella di stimare la domanda marittima di GNL in relazione a tre periodi temporali, a partire dall'anno corrente (2019), quantificando la domanda che origina dalla flotta a disposizione ad oggi, per poi considerare la domanda di cui al medio termine (orizzonte temporale 2025) e quella relativa al lungo termine (orizzonte temporale 2030), applicando specifiche ipotesi in merito all'evoluzione dei diversi segmenti di domanda potenziale.

Per ogni *shiptype* esaminato, sono state identificate diverse dimensioni navali, al fine di mappare la domanda di GNL per tutte le categorie analizzate, come meglio specificato di seguito.

- Per il segmento “Cruise” sono state prese in esame 8 unità aventi GT superiore alle 100.000 tonnellate, delle quali soltanto due sono già state consegnate (motonavi Aidanova e Costa Smeralda). La consegna delle altre unità navali esaminate analiticamente nel presente studio è prevista tra il 2021 e 2025 (in particolare la motonave Costa Toscana, che entrerà in servizio nel 2021, le motonavi MSC Europa e Icon Of The Seas, che saranno operative a partire dal 2022, MSC Meraviglia Plus, MSC Worldclass 1 e MSC Worldclass 2 che prenderanno servizio rispettivamente nel 2023, nel 2024 e nel 2025).
- In relazione alla categoria “Ferry e RoPax” vengono considerate diverse tipologie navali che si differenziano in relazione alla stazza lorda: l'approfondimento analitico, invece, ha riguardato complessivamente 6 navi. In particolare, sono state esaminate le motonavi Elio del gruppo Caronte, operante sul mercato dal 2018, Armon Gijon G021 di Balearia, la quale entrerà in servizio nel 2020 (entrambi con stazza lorda compresa tra 8.000 e 20.000 GT), quattro navi con size superiore a 21.000 GT, in

⁴² Per navi di nuova costruzione, come già specificato precedentemente, si intendono le navi “on order” presso i cantieri navali, la cui consegna sia prevista nel periodo 2020-2025. Pare peraltro opportuno precisare come l'orizzonte temporale di riferimento delle navi in ordine ai cantieri vari ovviamente in ragione della tipologia di asset navi, in quanto la possibilità di mappare le navi in futura consegna dipende fondamentalmente dalla tempistica richiesta per la costruzione della tipologia navale medesima e dai livelli di programmazione dei piani di investimento armatoriali. In tal senso, a titolo esemplificativo, l'evoluzione delle navi in consegna relative al settore crocieristico può essere prevista con un maggiore livello di dettaglio e con un orizzonte temporale più esteso (3/4 anni) rispetto ad altre tipologie navali (per esempio rispetto alle navi dry bulk), in quanto questo tipo di asset nave richiede tempi di costruzione generalmente molto maggiori sia per la complessità tecnologica dell'asset sia in ragione del fatto che gli ordini agli shipyard vengono effettuati da un numero ristretto di gruppi armatoriali di grandi dimensioni che effettuano le decisioni di investimento mediante piani di medio-lungo termine.

particolare la motonave Abel Matutes (Balearia) consegnata nel 2010, le motonavi Hypatia De Alejandria e Marie Curie (entrambe del gruppo Balearia) nel 2019 e la motonave Barreras 1708 (Naviera Armas) ancora in costruzione e in consegna prevista per il 2021.

- Il segmento “dry bulk” include le bulk carrier con portata inferiore alle 40.000 DWT; in particolare, viene presa in considerazione la motonave Ireland, ovvero una cement carrier dotata di GT pari a 4.284 tonnellate, entrata in servizio a partire dal 2016.
- La categoria residuale “Other tanker” comprende sia navi di tipo “chemical tanker” (in particolare le motonavi Mia Desgagnes, Paul A. Desgagnes, Ramanda, Rossi A. Desgagnes, Thun Venern, Fure Ven e Mostrau) sia navi di tipo “cruide oil tanker” (nello specifico le motonavi Mendeleev Prospect e Eagle Bintulu), per un totale di 9 unità.
- Il segmento denominato “Tug and auxiliary services” comprende 2 unità, rispettivamente una nave di tipo “trailing suction hopper dedger” (motonave Minerva; 18.886 GT) e una “cable layer (construction)”, ovvero la motonave Living Stone (con stazza lorda 3.952 GT).
- La categoria “PSV/FPSO/Offshore” include la motonave Viking Queen, una platform supply ship da 6.111 GT.
- Per la categoria “Container ship/general cargo/vessel carrier/RoRo cargo”, è stata presa in considerazione la motonave Xiamen XSI463B, ossia una vehicles carrier da 60.000 GT.

3.2.1 Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “Cruise”

Prendendo in esame il segmento “Cruise”, la mappatura della domanda marittima di GNL è stata condotta in via analitica sia con riferimento al 2019 sia in relazione al medio termine (fino 2025), mentre, è stato adottato un approccio sintetico (ricorrendo ad appositi tassi di crescita attesa del mercato dei servizi di bunkering di GNL) con riferimento al lungo termine (dal 2026 al 2030).

Più in particolare, l’approccio analitico all’analisi della domanda si basa sul calcolo dei consumi di GNL, misurati in metri cubi, relativi a ciascuna nave rilevante per i porti dell’area obiettivo. Per ciascuna nave in oggetto, le analisi hanno richiesto la valutazione dei consumi di GNL per miglio, della capacità del serbatoio e, conseguentemente, delle miglia percorse e della frequenza settimanale ed annuale di percorrenza lungo l’itinerario di viaggio dichiarata dagli armatori che hanno l’asset in gestione.

Con riferimento al segmento cruise, la stima della domanda marittima di GNL per il periodo 2026-2030, ha richiesto l'impiego di alcune assunzioni e ipotesi di base in relazione alle scelte armatoriali di impiego e dunque di bunkering in merito a 3 navi tra quelle new buildings per le quali non sono ad oggi ancora stati esplicitati né i dati tecnici né i rispettivi itinerari (ci si riferisce in particolare alle due navi MSC world class e alla nave afferente alla classe Meraviglia-Plus). Di conseguenza, per le prime due unità, previste in consegna rispettivamente nel 2024 e 2025, sono stati considerati i medesimi itinerari e dati tecnici della nave MSC Europa, anch'essa appartenente alla classe world class ma in consegna prevista nel 2022. Stessa logica è stata impiegata per l'unità appartenente alla classe Meraviglia-Plus, ma considerando i dati tecnici e gli itinerari operati della nave MSC Meraviglia, attualmente già in servizio. L'applicazione della metodologia sopra richiamata ha richiesto di considerare i seguenti aspetti tecnici e gestionali delle navi campionate:

- Numero identificativo dell'unità (IMO code).
- Nome della nave.
- *Ship type* e *ship type code* (viene osservata esclusivamente la categoria cruise).
- Year of building.
- Ton deadweight.
- Gross Tonnage.
- *Gas capacity*, ossia la capacità dei tank di GNL della nave, espressa in metri cubi (cbm).
- Consumo della nave, espresso in cbm per *mile*.
- Autonomia della nave espressa in miglia: calcolata come rapporto tra *gas capacity* (non nella sua totalità ma all'80%, per prudenza) e consumo in m3 (cbm) per miglia.
- Itinerario percorso, che considera tutti i porti toccati (*home port* e *port of call*).
- Ammontare complessivo di miglia marine percorse lungo l'itinerario: calcolate tramite la consultazione del portale "Seadistance" e dei siti web delle singole compagnie oggetto di studio.
- *Service speed*: ossia la velocità di crociera mantenuta dalla nave durante la navigazione, espressa in miglia/ora (corrispondenti a 1,852 chilometri/ora).
- Durata viaggio effettiva: espressa in giorni totali di viaggio. Il valore è stato calcolato come somma dei giorni effettivi di navigazione (a loro volta stimati come rapporto tra le miglia percorse e la velocità di crociera), nonché assumendo 1 giorno di sosta in porto per ogni *home port* e 0,5 giorno per ogni *port of call*.

- Frequenza settimanale con cui si ripete l'itinerario: si precisa che, in tutte le casistiche esaminate, si assumono itinerari con durata di viaggio pari a 8 giorni. Conseguentemente, la frequenza settimanale risulta essere pari a 0,875.
- Frequenza annuale con cui si ripete l'itinerario: calcolata come prodotto tra la frequenza settimanale e il numero di settimane in cui si ripete l'itinerario in un anno. Sotto questo profilo, le assunzioni relative all'asset deployment delle navi da crociera nel Mediterraneo considerano il solo semestre maggio-ottobre (26 settimane di impiego nel mercato geografico considerato). Si precisa che le suddette stime risultano altamente prudenziali dal momento che non tutte le compagnie crocieristiche procedono al re-deployment dell'asset nave nel semestre escluso dalle stime.
- Miglia percorse all'anno: calcolate come prodotto tra la frequenza annuale di impiego lungo l'itinerario e il numero di miglia marine del singolo itinerario.
- Consumo di GNL espresso in m³ (cbm): calcolato come il prodotto tra le miglia marine percorse in un anno e il consumo della nave (cbm per *mile*).

Con riferimento al 2019, la domanda marittima di GNL nel comparto cruise in relazione ai porti di cui al progetto SIGNAL è stata quantificata in 87.563 m³ come riportato nella Tabella 42.

IMO/LR/HS No.	Name of Ship	Ship Type	Year	Deadweight	GT	Gas Capacity	Consumo cbm per miglia	Autonomia miglia	Itinerario	Itinerario miglia	Service speed (miglia/ora)	Durata viaggio (giorni)	Durata viaggio (giorni)	Frequenza settimanale	Frequenza annuale	Miglia all'anno	Consumo cbm LNG
9781865	AIDANOVA	Cruise	2018	12.500	183.858	3.620	1,414	2.048,09	Majorca, Barcelona, Rome, Florence, and Marseille-Majorca	1.240	18	7,87	8,00	0,88	23	28.210	39.889
9781889	COSTA SMERALDA	Cruise	2019	13.000	183.900	3.600	1,414	2.036,78	Barcelona-Palma-Palermo-Roma-Genova-Marsiglia-Barcelona	1.482	20	8,09	8,00	0,88	23	33.716	47.674
TOTALE																	87.562,7

Tabella 42 - Flotta navi "cruise": stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell'area obiettivo al 2019 (Fonte: ns. elaborazione)

Successivamente, si è proceduto a stimare la domanda di servizi di bunkering di GNL in modo analitico con orizzonte temporale al 2025, in ragione all'attuale orderbook. Ciò ha condotto a stimare una domanda per i porti di progetto derivante dal comparto cruise pari a 359.386 m³ (

Tabella 43).

IMO/LR/IHS No.	Name of Ship	Ship Type	Year	Deadweight	GT	Gas Capacity	Consumo cbm per miglia	Autonomia miglia	Itinerario	Itinerario miglia	Service speed (miglia/ora)	Durata viaggio (giorni)	Durata viaggio (giorni)	Frequenza settimanale	Frequenza annuale	Miglia all'anno	Consumo cbm LNG
9781865	AIDANOVA	Cruise	2018	12.500	183.858	3.620	1,414	2.048,09	Majorca, Barcellona, Rome, Florence, and Marseille-Majorca	1.240	18	7,87	8,00	0,88	23	28.210	39.889
9781889	COSTA SMERALDA	Cruise	2019	13.000	183.900	3.600	1,414	2.036,78	Barcellona-Palermo-Palermo-Roma-Genova-Marsiglia-Barcellona	1.482	20	8,09	8,00	0,88	23	33.716	47.674
9837420	MSC EUROPA	Cruise	2022	18.000	205.700	3.700	1,414	2.093,35	Majorca, Barcellona, Rome, Florence, and Marseille-Majorca	1.240	20	7,58	8,00	0,88	23	28.210	39.889
9829930	ICON OF THE SEAS	Cruise	2022	13.500	200.000	3.600	1,414	2.036,78	Barcellona, Palma de Mallorca, Marseilles, La Spezia, Civitavecchia and Naples.	1.508	20	8,14	8,00	0,88	23	34.307	48.510
9781891	COSTA TOSCANA	Cruise	2021	13.000	184.000	3.600	1,414	2.036,78	Civitavecchia-Rome, Savona, Genoa. Itineraries could be visiting large port cities in France and Spain, including Barcellona and Marseille	1.500	18	8,47	8,00	0,88	23	34.125	48.253
NA	MSC WORLDCLASS 1	Cruise	2024	18.000	205.700	3.700	1,414	2.093,35	NA (come MSC EUROPA)	1.240	20	7,58	8,00	0,88	23	28.210	39.889
NA	MSC WORLDCLASS 2	Cruise	2025	18.000	205.700	3.700	1,414	2.093,35	NA (come MSC EUROPA)	1.240	20	7,58	8,00	0,88	23	28.210	39.889
NA	MSC MERAVIGLIA PLUS	Cruise	2023	13.610	181.541	3.600	1,414	2.036,78	NA (come MSC Grandiosa) Genova-Civitavecchia-Palermo-La valletta-Barcellona-Marsiglia-Genova	1.722	20	8,59	8,00	0,88	23	39.176	55.394
TOTALE																	359.386,5

Tabella 43 - Flotta navi "cruise": stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell'area obiettivo al 2025 (Fonte: ns. elaborazione)

In relazione all'orizzonte temporale di lungo termine (dal 2026 al 2030), come già specificato, invece, è stato impiegato un approccio sintetico alla stima della domanda marittima. Ciò ha richiesto la proiezione dei volumi di GNL richiesti dal segmento di mercato in oggetto a partire dal 2025 usando i CAGR (*compounded annual growth rate*) relativi all'ammontare di GT della flotta complessiva riconducibile al segmento "Cruise", che risulta impiegata in Europa, secondo le analisi sviluppate nell'ambito del prodotto T2.1.2 del Progetto TDI RETE GNL.

Inoltre, tenuto conto della complessità insita nella realizzazione di questo tipo di stime prospettiche, si è preferito identificare tre differenti scenari di mercato al fine di individuare un range potenziale che tenesse conto delle diverse possibili condizioni di contesto. L'adozione di tre diversi scenari, peraltro, consente di effettuare anche analisi di sensitività in relazione alle diverse ipotesi di contesto. A tal fine di seguito si specificano le assunzioni di base sottostanti a ciascun scenario:

- Scenario "base": lo scenario "base" ipotizza 718.855 m³. Tanto premesso, la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 è stata calcolata applicando il CAGR riferito al GT di cui alla flotta LNG-propelled impiegata in Europa (anni di riferimento periodo 2018-2019): detto parametro risulta pari a +100,02%.

- Scenario “low growth”: lo scenario “low growth” ipotizza 479.209 m³. Tanto premesso, la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 nello scenario “low growth” implica l’adozione di un CAGR pari ad 1/3 del tasso usato per lo scenario di base.
- Scenario “high growth”: lo scenario “high growth” ipotizza 838.678 m³. Tanto premesso, la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 nello scenario “high growth” implica l’adozione di un CAGR pari al 133,33% del tasso usato per lo scenario di base.

La Tabella 44 riporta le stime della domanda di servizi di bunkering di GNL dal 2019 al 2030 nei tre diversi scenari in relazione al segmento cruise.

Cruise			
	low scenario	scenario base	High scenario
DOMANDA LNG 2019	87.563	87.563	87.563
DOMANDA LNG 2020	87.563	87.563	87.563
DOMANDA LNG 2021	135.816	135.816	135.816
DOMANDA LNG 2022	224.215	224.215	224.215
DOMANDA LNG 2023	279.609	279.609	279.609
DOMANDA LNG 2024	319.498	319.498	319.498
DOMANDA LNG 2025	359.386	359.386	359.386
DOMANDA LNG 2026	383.351	431.280	455.245
DOMANDA LNG 2027	407.316	503.174	551.103
DOMANDA LNG 2028	431.280	575.068	646.961
DOMANDA LNG 2029	455.245	646.961	742.820
DOMANDA LNG 2030	479.209	718.855	838.678
Cruise			
	low scenario	scenario base	High scenario
CAGR	33,3%	100,0%	133,4%

Tabella 44 - Flotta navi “cruise”: scenari (stime sintetiche) relativi alla domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2030 (Fonte: ns. elaborazione)

3.2.2 Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “Ferry”

Anche per il segmento “Ferry”, la mappatura della domanda marittima di GNL è stata condotta in via analitica sia con riferimento al 2019 sia in relazione al medio termine (fino all’anno 2025), mentre, con riferimento al lungo termine (dal 2026 al 2030), è stato adottato un approccio sintetico (ricorrendo ad appositi tassi di crescita attesa del mercato dei servizi di bunkering di GNL). La mappatura della domanda marittima è stata realizzata con la stessa medesima metodologia impiegata per il comparto Cruise poiché entrambi i segmenti offrono un servizio di trasporto di linea, con itinerari fissi, regolari e prevalentemente noti ex ante. Anche in questo caso, quindi, l’approccio analitico alla stima della domanda si basa sul calcolo dei consumi di GNL (in m³), riconducibili a ciascuna nave esaminata in relazione ai porti dell’area obiettivo. Per ogni nave, le analisi hanno richiesto la valutazione dei consumi

di GNL per miglia marina, della capacità del serbatoio e, conseguentemente, delle miglia percorse oltre alla frequenza settimanale ed annuale di percorrenza lungo l'itinerario di viaggio dichiarato dagli armatori che gestiscono ciascun asset navale.

Anche nel caso del comparto ferry sono state analizzate le seguenti variabili:

- Numero identificativo dell'unità (IMO code).
- Nome della nave.
- *Ship type* e *ship type code* (viene osservata esclusivamente la categoria ferry).
- Year of building.
- Ton deadweight.
- Gross Tonnage.
- *Gas capacity*, ossia la capacità dei tank di GNL della nave, espressa in metri cubi (cbm).
- Consumo della nave, espresso in cbm per *mile*.
- Autonomia della nave espressa in miglia: calcolata come rapporto tra *gas capacity* (non nella sua totalità ma all'80%, per prudenza) e consumo in m³ (cbm) per miglia.
- Itinerario percorso, che considera tutti i porti toccati (*home port* e *port of call*).
- Ammontare complessivo di miglia marine percorse lungo l'itinerario: calcolate tramite la consultazione del portale "Seadistance" e dei siti web delle singole compagnie oggetto di studio.
- *Service speed*: ossia la velocità di crociera mantenuta dalla nave durante la navigazione, espressa in miglia/ora (corrispondenti a 1,852 chilometri/ora).
- Durata viaggio espressa in ore, reperita dai *websites* delle singole compagnie.
- Frequenza settimanale con cui si ripete l'itinerario: reperito dai siti web delle singole compagnie, laddove presente, altrimenti ipotizzato e adattato sulla base delle variabili raccolte, quali la durata del viaggio espressa in ore. Dai siti web delle compagnie ferry oggetto di analisi è disponibile la frequenza settimanale di impiego della flotta: da qui, conoscendo l'impiego orario della singola unità, si è cercato di adattare coerentemente il suo utilizzo settimanale rispetto all'impiego commerciale dell'intera flotta. Ad esempio, con riferimento alla motonave Abel Matutes (Balearia) la quale offre il servizio Barcellona/Valencia-Ibiza-Palma de Mallorca-Barcellona/Valencia (419 miglia) della durata di 12,5 ore, è stata ipotizzata una frequenza settimanale del viaggio offerto da tale unità pari a 2-3 viaggi per settimana, in relazione alla frequenza di 4 viaggi alla settimana offerti dall'intera flotta Balearia. Di conseguenza è stato

deciso di assegnare una frequenza settimanale pari a 2,5 per il servizio Barcellona/Valencia-Ibiza-Palma de Mallorca e ritorno a Barcellona/Valencia offerto dalla motonave Abel Matutes.

- Frequenza annuale con cui si ripete l'itinerario: calcolata come prodotto tra la frequenza settimanale e il numero di settimane in cui si ripete l'itinerario in un anno. Sotto questo profilo, a differenza delle assunzioni relative all'asset deployment delle navi da crociera nel Mediterraneo, di cui è stato considerato il solo impiego durante il semestre maggio-ottobre (26 settimane di impiego nel mercato geografico considerato), per le unità ferry è stato considerato un impiego annuale di 52 settimane, poiché trattasi di servizi di trasporto passeggeri a scopo puramente trasportistico piuttosto che turistico.
- Miglia percorse all'anno: calcolate come prodotto tra la frequenza annuale di impiego lungo l'itinerario e il numero di miglia marine del singolo itinerario.
- Consumo di GNL espresso in m³ (cbm): calcolato come il prodotto tra le miglia marine percorse in un anno e il consumo della nave (cbm per *mile*).

Con riferimento al 2019, la domanda marittima di GNL nel comparto ferry in relazione ai porti di cui al progetto SIGNAL è stata quantificata in 111.962,4 m³ come riportato nella Tabella 45.

IMO/ LR/IHS No	Name of Ship	Ship type code	YEAR	Deadwei ght	GT	Gas Capacity	Consumo cbm per miglia	Autonomia miglia	Itinerario	Itinerario (miglia)	Service speed (miglia/ora)	Durata viaggio (ore)	Frequenza settimanale	Frequenza annuale	Miglia anno	Consumo cbm per anno
9441130	ABEL MATUTES	Passenger/ Ro-Ro Ship (Vehicles)	2010	5.300	29.670	356	0,527	540,42	Barcellona/Valencia- Ibiza-Palma de Mallorca	419	21	12,50	2,50	130,00	54.418	28.678
9819806	ELIO	Passenger/ Ro-Ro Ship (Vehicles)	2018	1.673	8.778	150	0,408	294,12	MESSINA-VILLA SAN GIOVANNI	3	13	0,67	98,00	5.096,00	16.817	6.861
9498755	HYPATIA DE ALEJANDRIA	Passenger/ Ro-Ro Ship (Vehicles)	2019	7.000	26.500	440	0,527	667,93	Valencia-Ibiza-Palma de Mallorca (Majorca)	342	24	8,60	2,50	130,00	44.395	23.396
9498767	MARIE CURIE	Passenger/ Ro-Ro Ship (Vehicles)	2019	7.000	26.375	440	0,527	667,93	Huelva and ports of La Luz (Las Palmas de Gran Canaria) and Santa Cruz de Tenerife	1.290	24	44,00	1,50	78,00	100.620	53.027
TOTALE																111.962,4

Tabella 45 - Flotta navi "ferry": stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell'area obiettivo al 2019 (Fonte: *ns. elaborazione.*)

Successivamente, si è proceduto a stimare la domanda di servizi di bunkering di GNL in modo analitico con riferimento anche al 2025, in ragione all'attuale orderbook. Ciò ha condotto a stimare una domanda per i porti di progetto derivante dal comparto ferry pari a 206.042 m³ al 2025 (Tabella 46).

IMO/LR/IHS No.	Name of Ship	Ship type code	YEAR	Deadweight	GT	Gas Capacity	Consumo cbm per miglia	Autonomia miglia	Itinerario	Itinerario (miglia)	Service speed (miglia/ora)	Durata viaggio (ore)	Frequenza settimanale	Frequenza annuale	Miglia anno	Consumo cbm per anno
9441130	ABEL MATUTES	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2010	5.300	29.670	356	0,527	540,42	Barcelona/Valencia-Ibiza-Palma de Mallorca	419	21	12,50	2,50	130,00	54.418	28.678
9819806	ELIO	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2018	1.673	8.778	150	0,408	294,12	MESSINA-VILLA SAN GIOVANNI	3	13	0,67	98,00	5.096,00	16.817	6.861
9498755	HYPATIA DE ALEJANDRIA	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2019	7.000	26.500	440	0,527	667,93	Valencia-Ibiza-Palma de Mallorca (Majorca)	342	24	8,60	2,50	130,00	44.395	23.396
9498767	MARIE CURIE	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2019	7.000	26.375	440	0,527	667,93	Huelva and ports of La Luz (Las Palmas de Gran Canaria) and Santa Cruz de Tenerife	1.290	24	44,00	1,50	78,00	100.620	53.027
9863637	ARMON GIJON G021	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2020	1.200	9.378	210	0,408	411,76	Huelva and ports of La Luz (Las Palmas de Gran Canaria) and Santa Cruz de Tenerife	1.290	35	44,00	1,50	78,00	100.620	41.053
9875537	BARRERAS 1708	Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	2021	5.800	39.751	30	0,527	45,54	Huelva, Las Palmas de Gran Canaria, Tenerife	1.290	23	44,00	1,50	78,00	100.620	53.027
TOTALE																206.042,1

Tabella 46 - Flotta navi "ferry": stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell'area obiettivo al 2025 (Fonte: ns. elaborazione)

In relazione all'orizzonte temporale di lungo termine (dal 2026 al 2030), come per il comparto "cruise", è stato impiegato un approccio sintetico alla stima della domanda marittima. A tal fine si è fatto ricorso ai CAGR relativi all'ammontare di GT della flotta riconducibile al segmento "Ferry", a livello europeo, secondo le analisi sviluppate in relazione al prodotto T2.1.2 del Progetto TDI RETE GNL. Anche in questo caso sono stati identificati tre differenti scenari di mercato per stimare un range potenziale di domanda atto a considerare diverse ipotetiche condizioni di mercato. Di seguito si riportano le assunzioni di base sottostanti a ciascun scenario e le relative stime di domanda:

- **Scenario "base"**: lo scenario "base" ipotizza 259.632 m³. Tanto premesso, la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 è stata calcolata applicando il CAGR riferito al GT di cui alla flotta LNG-propelled impiegata in Europa (anni di riferimento periodo 2008-2019): detto parametro risulta pari a +26%.
- **Scenario "low growth"**: lo scenario "low growth" ipotizza 223.906 m³. Tanto premesso, la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 nello scenario "low growth" implica l'adozione di un CAGR pari ad 1/3 del tasso usato per lo scenario di base.
- **Scenario "high growth"**: lo scenario "high growth" ipotizza 277.496 m³. Tanto premesso, la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 nello scenario "high growth" implica l'adozione di un CAGR pari al 133,33% del tasso usato per lo scenario di base.

La Tabella 47 riporta le stime della domanda di servizi di bunkering di GNL dal 2019 al 2030 nei tre diversi scenari in relazione al segmento ferry.

Ferry			
	low scenario	scenario base	High scenario
DOMANDA LNG 2019	111.962	111.962	111.962
DOMANDA LNG 2020	153.015	153.015	153.015
DOMANDA LNG 2021	206.042	206.042	206.042
DOMANDA LNG 2022	206.042	206.042	206.042
DOMANDA LNG 2023	206.042	206.042	206.042
DOMANDA LNG 2024	206.042	206.042	206.042
DOMANDA LNG 2025	206.042	206.042	206.042
DOMANDA LNG 2026	209.615	216.760	220.333
DOMANDA LNG 2027	213.188	227.478	234.624
DOMANDA LNG 2028	216.760	238.196	248.914
DOMANDA LNG 2029	220.333	248.914	263.205
DOMANDA LNG 2030	223.906	259.632	277.496
Ferry			
	low scenario	scenario base	High scenario
CAGR	8,7%	26,0%	34,7%

Tabella 47 - Flotta navi “cruise”: scenari (stime sintetiche) relativi alla domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2030 (Fonte: ns. elaborazione)

3.2.3 Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “Other tanker”

Prendendo in esame il segmento “other tanker”, che raggruppa al suo interno sia la tipologia navale “chemical tanker” sia le “cruide oil tanker” (per un totale di 9 unità), la mappatura della domanda marittima di GNL per quanto concerne l’anno corrente (2019) è stata svolta attraverso l’impiego di una metodologia specifica atta a tener conto delle peculiarità del business in esame: si tratta infatti di servizi di tipo spot che non presentano le specificità del servizio regolare di linea, tipico dei comparti cruise e ferry. Anche in questo caso, l’approccio analitico all’analisi della domanda si basa sul calcolo dei consumi di GNL, misurati in metri cubi, relativi a ciascuna nave rilevante per i porti dell’area obiettivo. Per le navi di cui al presente aggregato, l’analisi delle quantità di GNL richieste poggiano sulla stima delle miglia percorse annualmente e sull’esame dei consumi di GNL per miglio. Non potendo disporre né degli itinerari né delle frequenze settimanali/giornaliere di toccata-porto di cui a ciascuna nave, si è ipotizzato un determinato numero di giorni di navigazione all’anno (pari a 255 giorni, ovvero il 70% dei giorni potenzialmente produttivi) e di giorni in porto o non produttivi (pari a 110 giorni, ovvero il restante 30%). Inoltre, per la categoria navale “other tanker” è stato assunto un consumo di GNL durante le soste in porto pari a 0 m³, a fronte di un consumo/miglio pari a circa 0,094 metri cubi (dato tratto dal documento T2.1.2 “Report per la mappatura della domanda”, per il progetto TDI RETE GNL). Di seguito si riportano le variabili analizzate per il calcolo della domanda attuale e prospettica di GNL da parte del comparto “other tanker”:

- Numero identificativo dell'unità (IMO code).
- Nome della nave.
- *Ship type* e *ship type code* (viene osservata esclusivamente la categoria other tanker).
- Year of building.
- Ton deadweight.
- Gross Tonnage.
- *Gas capacity*, ossia la capacità delle cisterne (tanks) di GNL della nave, espressa in metri cubi (cbm).
- Consumo della nave, espresso in metri cubi (cbm) per *mile*: come visto sopra, vengono ipotizzati un consumo cbm per miglia pari a 0,094 cbm/miglia (dato tratto dal documento T2.1.2 "Report per la mappatura della domanda", per il progetto TDI RETE GNL) e un consumo di LNG in porto pari a 0 cbm, poiché poco impattante rispetto al consumo totale.
- Autonomia della nave espressa in miglia, calcolata, come per i segmenti cruise e ferry, come rapporto tra *gas capacity* (non nella sua totalità ma all'80%, per prudenza) e consumo cbm per miglia.
- *Service speed*, ossia la velocità di crociera mantenuta dalla nave durante la navigazione, espressa in miglia/ora.
- Miglia percorse al giorno: calcolate non sulla base dei viaggi/itinerari operati dalle singole navi, come per i comparti cruise e ferry, bensì per mezzo della velocità di crociera, ipotizzando che la nave sia in navigazione per 24 ore al giorno per 255 giorni, poiché, nel comparto other tanker, non vengono operati viaggi regolari o di linea, tipici del settore crocieristico e del segmento Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles).
- Miglia percorse nell'anno: calcolate come il prodotto tra le miglia percorse al giorno per i giorni in navigazione rispetto all'intero anno (255 giorni).
- Consumo di GNL espresso in m³ (cbm): calcolato come il prodotto tra le miglia marine percorse in un anno e il consumo della nave (cbm per *mile*).

Con riferimento al 2019, la domanda marittima di GNL del comparto "other tanker" in relazione ai porti di cui al progetto SIGNAL è stata quantificata in 52.062,8 m³ come riportato nella Tabella 48.

IMO/LR/IHS No	Name of Ship	Ship Type	Year	Deadweight	GT	Gas Capacity	Consumo cbm per miglia	Autonomia miglia	Service speed (miglia/ora)	Miglia al giorno	Miglia anno	Consumo cbm LNG
9826897	MENDELEEV PROSPECT	Crude Oil Tanker	2018	113.189	64.909	1.700	NA	NA	12	295	75.276	NA
9772278	MIA DESGAGNES	Chemical/Products Tanker	2017	14.986	12.061	625	0,094	5.319,15	13	312	79.560	7.478,64
9804423	PAUL A. DESGAGNES	Chemical/Products Tanker	2018	14.980	12.061	625	0,094	5.319,15	13	312	79.560	7.478,64
9739812	RAMANDA	Chemical/Products Tanker	2018	17.999	12.770	600	0,094	5.106,38	13	312	79.560	7.478,64
9804435	ROSSI A. DESGAGNES	Chemical/Products Tanker	2019	15.100	11.837	625	0,094	5.319,15	13	312	79.560	7.478,64
9739824	THUN VENERN	Chemical/Products Tanker	2018	17.999	12.770	600	0,094	5.106,38	13	312	79.560	7.478,64
9795074	EAGLE BINTULU	Crude Oil Tanker	2019	113.049	62.150	1.700	NA	NA	15	348	88.740	NA
9818278	FURE VEN	Chemical/Products Tanker	2019	17.993	12.770	1.700	0,094	14.468,09	13	312	79.560	7.478,64
9829784	MOSTRAUM	Chemical/Products Tanker	2019	10.543	7.256	102	0,094	868,09	13	300	76.500	7.191,00
TOTALE												52.062,8

Tabella 48 - Flotta navi "other tanker": stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell'area obiettivo al 2019 (Fonte: ns. elaborazione)

In relazione agli orizzonti temporali di medio termine (2025) e di lungo termine (2030), si è invece fatto ricorso all'approccio sintetico alla stima della domanda di servizi di bunkering di GNL, applicando i CAGR relativi all'andamento della flotta complessiva riconducibile al segmento "other tanker", che risulta impiegata in Europa, secondo le analisi di cui al prodotto T2.1.2 del Progetto TDI RETE GNL. Come per gli altri comparti, sono stati identificati tre scenari di mercato alternativi, le cui assunzioni di base vengono richiamate di seguito:

- **Scenario "base"**: in relazione allo scenario base la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 è stata calcolata applicando il CAGR riferito al DWT di cui alla flotta LNG-propelled impiegata in Europa (anni di riferimento periodo 2008-2019): detto parametro risulta pari a +33%. Ciò ha condotto ad una stima di domanda di GNL per i porti inclusi nel progetto SIGNAL pari a 52.063 m³ per il 2025 e 69.374 m³ per il 2030.
- **Scenario "low growth"**: nello scenario "low growth" la domanda è stimata in 52.063 m³ per il 2025 e 57.833 m³ per il 2030. In questo caso è stato impiegato un CAGR pari ad 1/3 del tasso usato per lo scenario di base.
- **Scenario "high growth"**: nello scenario "high growth" si giunge ad una stima pari a 52.063 m³ per il 2025 e 75.144 m³ per il 2030, a seguito dell'utilizzo di un CAGR pari al 133,33% del tasso usato per lo scenario di base.

La Tabella 49 riporta le stime della domanda di servizi di bunkering di GNL dal 2019 al 2030 nei tre diversi scenari in relazione al segmento "other tanker".

Other tanker			
	low scenario	scenario base	High scenario
DOMANDA LNG 2025	52.063	52.063	52.063
DOMANDA LNG 2026	53.217	55.525	56.679
DOMANDA LNG 2027	54.371	58.987	61.295
DOMANDA LNG 2028	55.525	62.450	65.912
DOMANDA LNG 2029	56.679	65.912	70.528
DOMANDA LNG 2030	57.833	69.374	75.144
Other Tanker			
	low scenario	scenario base	High scenario
CAGR	11,1%	33,3%	44,3%

Tabella 49 - Flotta navi “other tanker”: scenari (stime sintetiche) relativi alla domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2030 (Fonte: ns. elaborazione)

3.2.4 Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “Dry bulk”

Prendendo in esame il segmento “dry bulk”, più in particolare la cement carrier M/N Ireland, la mappatura della domanda marittima di GNL per quanto concerne l’anno corrente (2019) è stata svolta utilizzando il medesimo metodo impiegato per il comparto “other tanker”. Più in particolare, il presente approccio analitico all’analisi della domanda si basa sul calcolo dei consumi di GNL, misurati in metri cubi, relativi a ciascuna nave rilevante per i porti dell’area obiettivo. Per ciascuna nave in oggetto, le analisi hanno richiesto la valutazione dei consumi di GNL per miglio e delle miglia percorse annualmente. Senza avere a disposizione né gli itinerari né le frequenze settimanali/giornaliere delle singole unità, è stato ipotizzato un determinato ammontare di giorni di navigazione/anno pari a 255 giorni (70%) e di giorni in porto/anno pari a 110 giorni (30%). Inoltre, in presenza di un minimo consumo di GNL per giorno di porto e non potendo disporre di dati di dettaglio in relazione ai medesimi, anche in questo caso, convenzionalmente si è assunto un consumo GNL pari a 0 m³ durante le soste in porto, il che conduce a stime di domanda di servizi di bunkering di GNL prudenziali. Di seguito le variabili analizzate per il calcolo della domanda attuale e prospettica di GNL da parte del comparto “dry bulk”:

- Numero identificativo dell’unità (IMO code).
- Nome della nave.
- *Ship type* e *ship type code* (viene osservata esclusivamente la categoria dry bulk).

- Year of building.
- Ton deadweight.
- Gross Tonnage.
- *Gas capacity*, ossia la capacità delle cisterne (tanks) di GNL della nave, espressa in metri cubi (cbm).
- Consumo della nave, espresso in cbm per *mile*: viene ipotizzato un consumo cbm per miglia pari a 0,077 cbm/miglia (dato tratto dal documento T2.1.2 “Report per la mappatura della domanda”, per il progetto TDI RETE GNL).
- Autonomia della nave espressa in miglia, calcolata, come per gli altri segmenti esaminati, per mezzo del rapporto tra *gas capacity* (non nella sua totalità ma all’80%, per prudenza) e consumo cbm per miglia.
- *Service speed*, ossia la velocità di crociera mantenuta dalla nave durante la navigazione, espressa in miglia/ora.
- Miglia percorse al giorno, calcolate non sulla base dei viaggi/itinerari operati dalle singole navi, come per i comparti cruise e ferry, bensì per mezzo della velocità di crociera, ipotizzando che la nave sia in navigazione per 24 ore al giorno, poiché, nel comparto dry bulk, come in quello delle other tanker, non vengono operati viaggi regolari o di linea.
- Miglia all’anno: calcolate come il prodotto tra le miglia percorse al giorno per i giorni in navigazione rispetto all’intero anno (255 giorni).
- Consumo di GNL espresso in m³ (cbm): calcolato come il prodotto tra le miglia marine percorse in un anno e il consumo della nave (cbm per *mile*).

Con riferimento al 2019, la domanda marittima di GNL del comparto “dry bulk” in relazione ai porti di cui al progetto SIGNAL è stata quantificata in 6.126 m³ come riportato nella Tabella 50.

IMO/LR/IHS No.	Name of Ship	Ship Type	Year	Deadweight	GT	Gas Capacity	Consumo cbm per miglia	Autonomia miglia	Service speed (miglia/ora)	Miglia al giorno	Miglia anno	Consumo Cbm LNG
9771456	IRELAND	Cement Carrier	2016	7.569	4.284	144	0,077	1.496,10	13	312	79.560	6.126,12
TOTALE												6.126,12

Tabella 50 - Flotta navi “dry bulk”: stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2019 (Fonte: ns. elaborazione)

In relazione agli orizzonti temporali di medio termine (2025) e di lungo termine (2030), anche per il comparto “dry bulk” si è fatto ricorso all’approccio sintetico alla stima della domanda di servizi di bunkering di GNL. In particolare, i calcoli sono stati effettuati ricorrendo ai CAGR relativi all’ammontare di DWT della flotta di cui al segmento “dry bulk”, impiegata in Europa secondo le stime realizzate nell’ambito del prodotto T2.1.2 del Progetto TDI RETE GNL. Di

seguito le assunzioni sottostanti ai tre diversi scenari ipotizzati in relazione al segmento “dry bulk”:

- **Scenario “base”**: la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 è stata calcolata applicando il CAGR riferito al DWT di cui alla flotta LNG-propelled impiegata in Europa (anni di riferimento periodo 2015-2019): detto parametro risulta pari a +19%. Tanto premesso si stima una domanda in relazione allo scenario “base” pari a 6.126 m³ per il 2025 e 7.286 m³ per il 2030.
- **Scenario “low growth”**: la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 nello scenario “low growth” implica l’adozione di un CAGR pari ad 1/3 del tasso usato per lo scenario di base che conduce ad una quantificazione della domanda pari a 6.126 m³ per il 2025 e 6.513 m³ per il 2030.
- **Scenario “high growth”**: la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 nello scenario “high growth” implica l’adozione di un CAGR pari al 133,33 % del tasso usato per lo scenario di base per una domanda stimata al 2030 pari a 6.126 m³ per il 2025 e 6.672 m³ per il 2030.

La Tabella 51 riporta le stime della domanda di servizi di bunkering di GNL dal 2019 al 2030 nei tre diversi scenari in relazione al segmento “dry bulk”.

Dry			
	low scenario	scenario base	High scenario
DOMANDA LNG 2025	6.126	6.126	6.126
DOMANDA LNG 2026	6.203	6.358	6.435
DOMANDA LNG 2027	6.281	6.590	6.745
DOMANDA LNG 2028	6.358	6.822	7.054
DOMANDA LNG 2029	6.435	7.054	7.363
DOMANDA LNG 2030	6.513	7.286	7.672
Dry			
	low scenario	scenario base	High scenario
CAGR	6,3%	18,9%	25,2%

Tabella 51 - Flotta navi “dry bulk”: scenari (stime sintetiche) relativi alla domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2030 (Fonte: ns. elaborazione)

3.2.5 Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “Tug and auxiliary services”

Prendendo in esame il segmento “tug and auxiliary services” che include un’unità cable layer e un’altra trailing suction hopper dredger, la mappatura della domanda marittima di GNL per quanto concerne l’anno corrente (2019) e il periodo 2020-2025 è stata effettuata mutuando l’approccio metodologico impiegato nell’ambito del prodotto T1.5.1 del Progetto SIGNAL, “Report Attività – scenario e assetto di rete”, predisposto da IRE S.p.A e capitalizzando anche gli outcomes del prodotto T2.1.2 del Progetto TDI RETE-GNL, intitolato “Report per la mappatura della domanda”. In particolare, la metodologia proposta in relazione a questo segmento di mercato si basa sul calcolo del consumo di GNL (in metri cubi) per ogni singola nave esaminata, considerando il relativo consumo per miglia marina e l’ammontare complessivo di miglia marine che si può desumere percorrano annualmente le navi che appartengono a questo segmento, sulla base dei dati riportati nei prodotti tecnici sopra richiamati. Di seguito vengono quindi sinteticamente indicate le diverse variabili che è stato necessario considerare ai fini della quantificazione della domanda attuale e prospettica di servizi di bunkering di GNL che origina nell’ambito del segmento “tug and auxiliary services”:

- Numero identificativo dell’unità (IMO code).
- Nome della nave.
- *Ship type e ship type code* (viene osservata esclusivamente la categoria tug and auxiliary services).
- Year of building.
- Ton deadweight.
- Gross Tonnage.
- *Gas capacity*, ossia la capacità delle cisterne (tanks) di GNL della nave, espressa in metri cubi (cbm).
- Consumo della nave, espresso in cbm per *mile*: in assenza di informazioni circa questo dato, esso è stato estrapolato dal documento T2.1.2 “Report per la mappatura della domanda”, per il progetto TDI RETE GNL.
- Autonomia della nave: espressa in miglia, calcolata, come per gli altri segmenti esaminati.
- *Service speed*, ossia la velocità di crociera mantenuta dalla nave durante la navigazione, espressa in miglia/ora.

- Miglia percorse al giorno: in assenza di informazioni circa questo dato, esso è stato estrapolato dal documento T2.1.2 “Report per la mappatura della domanda”, per il progetto TDI RETE GNL.
- Frequenza annuale con cui si ripete il viaggio: in assenza di informazioni circa questo dato, esso è stato estrapolato dal documento T2.1.2 “Report per la mappatura della domanda”, per il progetto TDI RETE GNL.
- Miglia percorse all’anno, ossia il prodotto tra la frequenza annuale e le miglia del singolo viaggio.
- Consumo di GNL espresso in m³ (cbm): calcolato come il prodotto tra le miglia marine percorse in un anno e il consumo della nave (cbm per mile).

Con riferimento al 2019, la domanda marittima di GNL del comparto “tug and auxiliary services” in relazione ai porti di cui al progetto SIGNAL è stata quantificata in 467 m³ come riportato nella Tabella 52.

IMO/LR/IHS No.	Name of Ship	Ship Type	Ship type code	Year	Deadweight	GT	GAS capacity	Consumo cbm per miglia	Autonomia miglia	Service speed (miglia/ora)	Itinerario Miglia al giorno	Frequenza anno	Miglia anno	Consumo cbm LNG
9776925	LIVING STONE	Cable Layer	Tug and auxiliary services	2018	13.815	18.886	1.260	0,185	6.810,81	14	45	50	2.250	416,25
9778155	MINERVA	Trailing Suction Hopper Dredger	Tug and auxiliary services	2017	2.778	3.952	200	0,073	2.739,73	12	10	70	700	51,10
TOTALE														467,4

Tabella 52 - Flotta navi “tug and auxiliary services”: stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2019 (Fonte: ns. elaborazione)

In relazione agli orizzonti temporali di medio termine (2025) e di lungo termine (2030), anche per il comparto “tug and auxiliary services” si è fatto ricorso all’approccio sintetico alla stima della domanda di servizi di bunkering di GNL. In particolare, i calcoli sono stati effettuati ricorrendo ai CAGR relativi all’andamento del DWT della flotta complessiva riconducibile al segmento “tug and auxiliary services” che risulta impiegata in Europa (cfr. prodotto T2.1.2 di Progetto TDI RETE GNL). Di seguito vengono brevemente descritti i tre scenari di mercato esaminati e vengono riportate le stime di domanda di servizi di bunkering di GNL per ciascuno di essi:

- **Scenario “base”**: la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 prevede l’applicazione del CAGR relativo all’andamento del DWT della LNG-propelled di tipo “tug and auxiliary services” impiegata in Europa (anni di riferimento periodo 2009-2019): detto parametro risulta pari a +30%. Lo scenario di base vede una domanda di GNL pari a 467 m³ per il 2025 e 608 m³ per il 2030;
- **Scenario “low growth”**: la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 nello scenario “low growth” implica l’adozione di un CAGR pari ad 1/3 del tasso usato per il precedente scenario di base, il che conduce a una domanda stimata in 467 m³ per il 2025 e in 514 m³ per il 2030;

- Scenario “high growth”: la stima della domanda prospettica nel periodo 2026-2030 nello scenario “high growth” implica l’adozione di un CAGR pari al 133,33% del tasso usato per lo scenario di base e conduce a un valore pari a 467 m³ per il 2025 e 655 m³ per il 2030.

La Tabella 53 riporta le stime della domanda di servizi di bunkering di GNL dal 2019 al 2030 nei tre diversi scenari in relazione al segmento “tug and auxiliary services”.

Tug & Auxiliary services			
	low scenario	scenario base	High scenario
DOMANDA LNG 2025	467	467	467
DOMANDA LNG 2026	477	496	505
DOMANDA LNG 2027	486	524	542
DOMANDA LNG 2028	496	552	580
DOMANDA LNG 2029	505	580	618
DOMANDA LNG 2030	514	608	655
Tug & Auxiliary services			
	low scenario	scenario base	High scenario
CAGR	10,0%	30,1%	40,2%

Tabella 53 - Flotta navi “tug and auxiliary services”: scenari (stime sintetiche) relativi alla domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2030 (Fonte: ns. elaborazione)

3.2.6 Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “PSV/FPSO/Offshore”

Prendendo in esame il segmento PSV/FPSO/Offshore (in particolare ci si riferisce all’unità platform supply ship “Viking Queen”), la stima della domanda marittima di GNL per l’anno corrente (2019) è stata effettuata mutuando l’approccio metodologico impiegato nell’ambito del prodotto T1.5.1 del Progetto SIGNAL, “Report Attività – scenario e assetto di rete”, predisposto da IRE S.p.A e capitalizzando anche gli outcomes del prodotto T2.1.2 del Progetto TDI RETE-GNL, intitolato “Report per la mappatura della domanda”. Tale metodologia si basa sul calcolo del consumo di GNL (in metri cubi), considerando il consumo per miglia marina e il totale miglia potenzialmente percorse su base annua in ragione dei dati in input pocanzi richiamati. Le variabili impiegate per il calcolo della domanda attuale e prospettica di GNL da parte del comparto “PSV/FPSO/Offshore” sono quindi le seguenti:

- Numero identificativo dell’unità (IMO code).

- Nome della nave.
- *Ship type* e *ship type code* (viene osservata esclusivamente la categoria PSV/FPSO/OFFSHORE).
- Year of building.
- Ton deadweight.
- Gross Tonnage.
- *Gas capacity*, ossia la capacità delle cisterne (tanks) di GNL della nave, espressa in metri cubi (cbm).
- Consumo della nave, espresso in cbm per *mile*: in assenza di informazioni circa questo dato, esso è stato estrapolato dal documento T2.1.2 “Report per la mappatura della domanda”, per il progetto TDI RETE GNL.
- Autonomia della nave: espressa in miglia, calcolata come per gli altri segmenti esaminati.
- *Service speed*, ossia la velocità di crociera mantenuta dalla nave durante la navigazione, espressa in miglia/ora.
- Miglia percorse al giorno: in assenza di informazioni puntuali in merito a questa variabile, i dati in input usati per le stime di cui al presente documento sono stati estrapolati dal prodotto T2.1.2 di TDI RETE-GNL, intitolato “Report per la mappatura della domanda”.
- Frequenza annuale con cui si ripete il viaggio: in assenza di informazioni puntuali in merito a questa variabile, i dati in input usati per le stime di cui al presente documento sono stati estrapolati dal prodotto T2.1.2 di TDI RETE-GNL, intitolato “Report per la mappatura della domanda”.
- Miglia percorse all’anno, ossia il prodotto tra la frequenza annuale e le miglia del singolo viaggio.
- Consumo di GNL espresso in m³ (cbm): calcolato come il prodotto tra le miglia marine percorse in un anno e il consumo della nave (cbm per mile).

Con riferimento al 2019, la domanda marittima di GNL del comparto “PSV/FPSO/Offshore” in relazione ai porti di cui al progetto SIGNAL è stata quantificata in 463 m³ come riportato nella Tabella 54.

IMO/LR/IHS No	Name of Ship	Ship Type	Ship type code	Year	Deadweight	GT	Gas Capacity	Consumo cbm per miglia	Autonomia miglia	Service speed (miglia/ora)	Itinerario Miglia al giorno	Frequenza annuale	Miglia anno	Consumo cbm LNG
9372901	VIKING QUEEN	Platform Supply Ship	PSV/FPSO/OFFSHORE	2.008	6.200	6.111	400,0	0,19	1.730	9	10	250	2.500	463
TOTALE														462,5

Tabella 54 - Flotta navi “PSV/FPSO/Offshore”: stima analitica della domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2019 (Fonte: ns. elaborazione)

In relazione agli orizzonti temporali di medio termine (2025) e di lungo termine (2030), si è invece fatto ricorso all’approccio sintetico alla stima della domanda di servizi di bunkering di GNL. Come per gli altri comparti cargo esaminati in precedenza, sono stati impiegati i CAGR relativi all’ammontare di DWT della flotta complessiva riconducibile al segmento “PSV/FPSO/Offshore”, che risulta impiegata in Europa, secondo le analisi sviluppate nell’ambito del prodotto T2.1.2 del Progetto TDI RETE-GNL. Di seguito le assunzioni di base sottostanti a ciascun scenario ipotizzato:

- **Scenario “base”**: la stima della domanda prospettica al 2025 e al 2030 è stata effettuata applicando a partire dal 2020 il CAGR relativo all’andamento del DWT di cui alla flotta di navi “PSV/FPSO/Offshore” a propulsione GNL impiegata in Europa (anni di riferimento periodo 2008-2019): detto parametro risulta pari a +45%. Ciò ha condotto a una stima della domanda pari a 463 per il 2025 e pari a 669 per il 2030;
- **Scenario “low growth”**: la stima della domanda prospettica al 2025 e al 2030 nello scenario “low growth” è stata effettuata applicando un tasso di crescita pari a 1/3 del CAGR usato per lo scenario di base e conduce a quantificare la domanda di GNL di cui al presente segmento in 463 al 2025 e in 531 al 2030;
- **Scenario “high growth”**: lo scenario “high growth” implica l’adozione di un CAGR pari al 133,33% del tasso usato in relazione allo scenario base e conduce complessivamente ad una stima della domanda pari a 463 al 2025 e in 737 al 2030.

La Tabella 55 riporta le stime della domanda di servizi di bunkering di GNL dal 2019 al 2030 nei tre diversi scenari in relazione al segmento “PSV/FPSO/Offshore”.

PSV/FPSO/OFFSHORE			
	low scenario	scenario base	High scenario
DOMANDA LNG 2025	463	463	463
DOMANDA LNG 2026	476	504	517
DOMANDA LNG 2027	490	545	572
DOMANDA LNG 2028	504	586	627

PSV/FPSO/OFFSHORE			
	low scenario	scenario base	High scenario
DOMANDA LNG 2029	517	627	682
DOMANDA LNG 2030	531	669	737
PSV/FPSO/OFFSHORE			
	low scenario	scenario base	High scenario
CAGR	14,9%	44,6%	59,4%

Tabella 55 - Flotta navi “PSV/FPSO/Offshore”: scenari (stime sintetiche) relativi alla domanda potenziale di servizi di bunkering GNL nei porti dell’area obiettivo al 2025 e al 2030 (Fonte: ns. elaborazione)

3.2.7 Stima della domanda di servizi di bunkering di GNL in relazione al segmento “Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo”

Prendendo in esame il segmento “Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo”, la mappatura della domanda marittima di GNL per quanto concerne l’anno corrente (2019) è stata realizzata considerando la vehicles carrier “Xiamen XSI463B”, attualmente operativa. Il calcolo del consumo di GNL (in metri cubi) è stato effettuato considerando i consumi per miglia marina, la velocità di crociera e le miglia percorse annualmente. Nonostante il servizio offerto dalla nave in esame sia di linea e, quindi, presenti specificità analoghe ai servizi “cruise” e “ferry”, non si è potuto procedere impiegando la metodologia basata sulla frequenza dell’itinerario, in quanto non sono disponibili informazioni di dettaglio in relazione alle modalità di impiego di questo asset navale.

Pertanto, per questa tipologia navale non è possibile ad oggi stimare in modo sufficientemente preciso la relativa domanda di GNL per i porti target.

Di seguito vengono quindi riportate le variabili rilevanti ai fini del calcolo della domanda attuale e prospettica di GNL da parte del comparto “Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo”:

- Numero identificativo dell’unità (IMO code).
- Nome della nave.
- *Ship type* e *ship type code* (viene osservata esclusivamente la categoria Container Ship/General cargo/Vehicles carrier/Ro-Ro cargo).
- Year of building.
- Ton deadweight.
- Gross Tonnage.

- *Gas capacity*, ossia la capacità delle cisterne (tanks) di GNL della nave, espressa in metri cubi (cbm).
- Consumo della nave, espresso in cbm per *mile*: in assenza di informazioni puntuali in merito a questa variabile, i dati in input usati per le stime di cui al presente documento sono stati estrapolati dal prodotto T2.1.2 di TDI RETE-GNL, intitolato “Report per la mappatura della domanda”.
- Autonomia della nave: espressa in miglia, calcolata come per gli altri segmenti esaminati.
- *Service speed*, ossia la velocità di crociera mantenuta dalla nave durante la navigazione, espressa in miglia/ora.
- Miglia percorse al giorno: calcolate non sulla base dei viaggi/itinerari operati dalle singole navi, come per i comparti cruise e ferry, bensì per mezzo della velocità di crociera, ipotizzando che la nave sia in navigazione per 24 ore al giorno.
- Frequenza annuale con cui si ripete il viaggio: in assenza di informazioni puntuali in merito a questa variabile, i dati in input usati per le stime di cui al presente documento sono stati estrapolati dal prodotto T2.1.2 di TDI RETE-GNL, intitolato “Report per la mappatura della domanda”.
- Miglia percorse all’anno, ossia il prodotto tra la frequenza annuale e le miglia del singolo viaggio.
- Consumo di GNL espresso in m³ (cbm): calcolato come il prodotto tra le miglia marine percorse in un anno e il consumo della nave (cbm per *mile*).

3.2.8 Distribuzione della domanda marittima di servizi di GNL tra i diversi porti del progetto SIGNAL

In seguito alla stima del livello attuale (2019) e previsto (fino al 2030) del fabbisogno marittimo di carburante GNL delle varie unità navali impiegate sulle rotte del Mediterraneo, attraverso l’applicazione della metodologia esplicita nei precedenti paragrafi, i cui risultati sono riportati nelle Tabella 56, Tabella 57 e Tabella 58 (scenario low-growth, scenario base, scenario highgrowth), per ciascuno de 3 scenari ipotizzati si è proceduto ad individuare un’adeguata distribuzione della domanda marittima di GNL sui diversi porti dell’area obiettivo. Nell’ambito della suddetta ripartizione sono stati considerati anche altri porti dell’area benché non fossero porti target, in ragione del fatto che detti porti costituiscono potenziali competitor dei porti target in relazione all’erogazione di servizi di bunkering di GNL.

- Mar Ligure Occidentale (Genova, Savona – Vado)

- Mar Ligure Orientale (La Spezia)
- Mar Tirreno Settentrionale (Livorno, Piombino, Portoferraio-Rio Marina-Cavo)
- Mare di Sardegna (Cagliari-Sarroch, Olbia, Porto Torres, Golfo Aranci, Oristano)
- Francia/Corsica (Marsiglia, Nizza, Ajaccio, Bastia, Tolone, Bonifacio)

Low growth scenario								
	Other tanker	Dry	Tug & Auxiliary services	PSV/FPSO/OFFSHORE	Cointainer/General Cargo/Ro-Ro ships	Cruise	Ferry	Totale (cbm)
DOMANDA LNG 2019	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	87.563,00	111.962,00	258.643,81
DOMANDA LNG 2020	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	87.563,00	153.015,00	299.696,81
DOMANDA LNG 2021	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	135.816,00	206.042,00	400.976,81
DOMANDA LNG 2022	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	224.215,00	206.042,00	489.375,81
DOMANDA LNG 2023	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	279.609,00	206.042,00	544.769,81
DOMANDA LNG 2024	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	319.498,00	206.042,00	584.658,81
DOMANDA LNG 2025	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	359.386,00	206.042,00	624.546,81
DOMANDA LNG 2026	53.216,92	6.203,42	476,74	476,24	0,00	383.351,00	209.615,00	653.339,32
DOMANDA LNG 2027	54.371,00	6.280,72	486,12	489,98	0,00	407.316,00	213.188,00	682.131,82
DOMANDA LNG 2028	55.525,09	6.358,01	495,51	503,72	0,00	431.280,00	216.760,00	710.922,33
DOMANDA LNG 2029	56.679,17	6.435,31	504,90	517,46	0,00	455.245,00	220.333,00	739.714,83
DOMANDA LNG 2030	57.833,25	6.512,61	514,28	531,20	0,00	479.209,00	223.906,00	768.506,34

Tabella 56 - Domanda marittima di GNL rivolta ai porti dell'area obbiettivo dal 2019 al 2030, low-growth scenario (Fonte: Ns. elaborazioni)

Scenario base								
	Other tanker	Dry	Tug & Auxiliary services	PSV/FPSO/OFFSHORE	Cointainer/General Cargo/Ro-Ro ships	Cruise	Ferry	Totale (cbm)
DOMANDA LNG 2019	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	87.563,00	111.962,00	258.643,81
DOMANDA LNG 2020	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	87.563,00	153.015,00	299.696,81
DOMANDA LNG 2021	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	135.816,00	206.042,00	400.976,81
DOMANDA LNG 2022	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	224.215,00	206.042,00	489.375,81
DOMANDA LNG 2023	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	279.609,00	206.042,00	544.769,81
DOMANDA LNG 2024	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	319.498,00	206.042,00	584.658,81
DOMANDA LNG 2025	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	359.386,00	206.042,00	624.546,81
DOMANDA LNG 2026	55.525,09	6.358,01	495,51	503,72	0,00	431.290,00	216.760,00	710.932,33
DOMANDA LNG 2027	58.987,33	6.589,91	523,67	544,94	0,00	503.174,00	227.478,00	797.297,84
DOMANDA LNG 2028	62.449,58	6.821,80	551,83	586,15	0,00	575.068,00	238.196,00	883.673,36
DOMANDA LNG 2029	65.911,83	7.053,69	579,99	627,37	0,00	646.961,00	248.914,00	970.047,88
DOMANDA LNG 2030	69.374,08	7.285,59	608,14	668,59	0,00	718.855,00	259.632,00	1.056.423,40

Tabella 57 - Domanda marittima di GNL rivolta ai porti dell'area obbiettivo dal 2019 al 2030, scenario base (Fonte: Ns. elaborazioni)

High-growth scenario								
	Other tanker	Dry	Tug & Auxiliary services	PSV/FPSO/OFFSHORE	Cointainer/General Cargo/Ro-Ro ships	Cruise	Ferry	Totale (cbm)
DOMANDA LNG 2019	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	87.563,00	111.962,00	258.643,81
DOMANDA LNG 2020	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	87.563,00	153.015,00	299.696,81
DOMANDA LNG 2021	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	135.816,00	206.042,00	400.976,81
DOMANDA LNG 2022	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	224.215,00	206.042,00	489.375,81
DOMANDA LNG 2023	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	279.609,00	206.042,00	544.769,81
DOMANDA LNG 2024	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	319.498,00	206.042,00	584.658,81
DOMANDA LNG 2025	52.062,84	6.126,12	467,35	462,50	0,00	359.386,00	206.042,00	624.546,81
DOMANDA LNG 2026	56.679,17	6.435,31	504,90	517,46	0,00	455.245,00	220.333,00	739.714,83
DOMANDA LNG 2027	61.295,50	6.744,50	542,44	572,41	0,00	551.103,00	234.624,00	854.881,86
DOMANDA LNG 2028	65.911,83	7.053,69	579,99	627,37	0,00	646.961,00	248.914,00	970.047,88
DOMANDA LNG 2029	70.528,16	7.362,88	617,53	682,33	0,00	742.820,00	263.205,00	1.085.215,90
DOMANDA LNG 2030	75.144,49	7.672,08	655,08	737,28	0,00	836.678,00	277.496,00	1.198.382,93

Tabella 58 - Domanda marittima di GNL rivolta ai porti dell'area obbiettivo dal 2019 al 2030, high-growth scenario (Fonte: Ns. elaborazioni)

Al fine di distribuire la domanda marittima di GNL sui porti dell'area obbiettivo, si è deciso di considerare come proxy il peso di ciascun porto in relazione alle singole tipologie di traffico movimentato. In particolare, i consumi di GNL relativi a navi merci sono stati ripartiti in ragione del peso dei traffici in oggetto presso ciascun porto esaminato rispetto al totale dei traffici marittimi, per singola tipologia merceologica, movimentati all'interno di tutti i porti dell'area obbiettivo inclusi nell'analisi. In particolare, per le merci alla rinfusa e break bulk i volumi sono stati computati in termini di tonnellate, le merci containerizzate in TEU, e le merci Ro-Ro in rotabili, usando i dati ufficiali delle AdSP e AP al 2018. Analogamente si è proceduto per la ripartizione del bunkering di GNL riconducibili a navi passeggeri, usando invece in questo caso i valori di cui al traffico passeggeri.

L'utilizzo di tale variabile proxy per identificare l'assorbimento di domanda GNL di ogni porto suppone che, nei porti con maggiori movimentazioni di merci (in termini di tonnellate) o passeggeri (in termini di numero), scalino più navi e/o scalino le navi di maggiori dimensioni, con un fabbisogno energetico di GNL maggiore rispetto a quelle di dimensioni minori. Tenuto conto dell'impossibilità di conoscere le scelte di bunkeraggio dei singoli armatori già ad oggi, questa soluzione rappresenta l'unica opzione perseguibile ai fini di ripartire la domanda marittima di GNL di cui all'area di studio fra i singoli porti analizzati.

Le uniche tipologie navali su cui questo ragionamento non è stato di possibile applicazione sono quelle del segmento di business "PSV/FPSO/offshore" e del "Tug and auxiliary services" poiché, dal report annuale sui traffici delle autorità portuali dei porti dell'area obbiettivo del 2018 non si evince il traffico di questi segmenti di business. Per ovviare il problema, dunque, si è deciso di imputare la domanda marittima di GNL proveniente dalle unità navali del segmento "Tug and Auxiliary services" e "PSV/FPSO/OFFSHORE" al porto in cui è stato registrato l'ultimo avvistamento delle unità navali in oggetto. In particolare, le due unità navali della categoria "Tug and auxiliary services", la Viking Queen e la Minerva, attualmente operanti nel mar Baltico, hanno operato a fine 2018-inizio 2019, lungo le coste francesi e in particolare nel porto di Marsiglia così come l'unità navale offshore Viking Queen che è stata segnalata a largo delle coste francesi. Perciò, tramite questa semplificazione, la domanda di GNL di queste unità navali, che rappresenta il 0,36% del totale della domanda marittima di GNL nell'anno 2019, è stata imputata internamente al porto di Marsiglia.

Le merci movimentate all'interno dei porti dell'area obbiettivo nell'anno 2018, di cui si riportano i valori nella Tabella 59, sono:

- **Rinfuse solide:** merci solide alla rinfusa quali il grano, il metallo, il carbone, l'acciaio.

Questa tipologia merceologica è stata utilizzata per ripartire tra i diversi porti dell'area obbiettivo la domanda marittima attuale e prospettica di GNL della tipologia navale "Dry Bulk";

- **Rinfuse liquide:** merci liquide alla rinfusa quali il petrolio e i derivati di questo. Questa tipologia merceologica è stata utilizzata per ripartire tra i diversi porti dell'area obbiettivo la domanda marittima attuale e prospettica di GNL della tipologia navale "Tanker";
- **Merci Ro-Ro, Container e general Cargo:** merci condizionate tramite imballaggi vari o container, oltre ai rotabili. Questa tipologia merceologica è trasportata da navi general cargo, containership e vehicles carrier che, come evidenziato in precedenza, non presentano un fabbisogno di rifornimento di GNL nell'area Med, optando queste tipologie navali per le facilities di bunkering del Nord, meglio attrezzate e collegate alle rotte atlantiche, dove vengono principalmente impiegate.

La movimentazione dei passeggeri nei porti dell'area obbiettivo è stata invero divisa tra passeggeri crocieristi e di traghetti (inclusi i traffici ferry locali), permettendo la ripartizione sui porti dell'area obbiettivo della domanda marittima attuale e prospettica di GNL relativa alla tipologia navale Cruise e Ferry.

Autorità di Sistema Portuale	A		B				C			A+B+C	TEU			Unità Ro-Ro	Passeggeri			
	Rinfuse Liquide tonn.	Rinfuse Solide tonn.	In container tonn.	Merci Ro-Ro tonn.	Altre merci vari tonn.	Totale tonn.	Totale tonn.	Hinterland numero	Trasbordi numero	Totale numero	tonn.	Traghetti Locali Numero	Traghetti Numero	Crociere Numero	Totale Numero			
Mar Ligure Occidentale	22.395.666	6.929.846	26.728.682	19.816.906	1.489.689	41.035.268	89.166.468	2.339.860	334.664	2.874.484	898.469		2.432.888	1.859.885	4.292.611			
Genova	16.792.906	3.032.022	20.375.643	9.039.682	493.922	36.459.047	64.254.054	2.274.634	334.664	2.909.128	37.059		2.090.447	1.071.390	3.091.945			
Savona-Vado	6.430.670	2.897.823	36109	4.206.323	1.006.667	6.633.009	14.891.403	66.266		66.266	236.603		362.216	846.497	1.200.706			
Mar Ligure Orientale	1.388.660	907.607	13.417.030	87.463	19.604.483	16.780.649	1.283.388	202.226	1.485.623					471.862	471.862			
La Spezia	1.395.660	907.607	13.417.030	87.463	19.604.483	16.780.649	1.283.388	202.226	1.485.623					471.862	471.862			
Mar Tirreno Settentrionale	9.682.276	2.048.291	8.638.918	22.171.749	1.769.939	32.479.497	44.081.083	693.721	164.303	748.024	728.868	8.074.278	2.874.944	826.310	9.774.633			
Livorno	9.627.429	781.992	8.638.918	16.963.071	1.769.796	26.245.064	36.686.306	693.721	164.303	748.024	607.406		2.662.620	708.598	3.436.966			
Portofino	34.846	1.266.299		3.466.732	3.036	3.468.767	4.769.912				55.993	3.033.016	28.631	6.769	3.284.408			
Portofino-Ro Marina-Cavo				2.782.046		2.782.046	2.782.046				96.269	3.041.083	3.041	26.416	3.071.002			
Mare di Sardegna	28.461.288	4.389.623	3.204.918	19.881.897	93.673	19.890.368	48.702.287	127.201	181.683	388.784	631.977		4.784.734	619.862	6.289.898			
Cagliari-Sarrocchi	27.666.207	882.418	3.204.918	4.097.498	79.491	7.391.647	36.922.499	127.201	181.683	288.784	219.749		3.910.016	394.697	7.067.161			
Olbia		846.680		4.912.797		4.912.797	6.680.368				268.054		2.771.911	10.601	2.891.932			
Porto Torres	401078	1677.369		1495.312		1495.312	3.624.709				66.404		1.023.000	6.467	1.031.647			
Galle Aranci				526.330		526.330	526.330				9.640		679.606	209	679.714			
Oristano	312.001	1.266.242		4.112		4.112	1.671.368							88	88			
Francia/Corisca	46.288.844	14.886.839	19.289.192	4.478.344	2.427.197	29.196.873	82.282.678			1.497.387	997.282		7.089.888	1.866.268	8.919.144			
Miraglia	46.288.844	14.886.839	19.289.192	4.478.344	2.427.197	29.196.873	82.282.678			1.497.387	204.870		1.272.716	179.262	2.065.088			
Nizza							9.408						394.408		394.408			
AJACCIO													995.662		995.662			
BASTIA							1010.6				790.412		2.602.287	34.093	2.636.380			
TOLONE													1631949	87.943	1.639.692			
BONIFACCIO													274.977		274.977			
TOTALE	199.844.319	28.232.196	84.177.698	61.987.896	6.847.842	121.993.997	268.091.932	4.344.170	852.876	8.894.232	2.886.779	8.074.278	17.169.239	6.628.987	28.768.678			

Tabella 59 - Movimentazioni merci e passeggeri nei porti dell'area obbiettivo, anno 2018 (Fonte: Ns. elaborazioni)

Conosciuto il valore dei traffici merce e passeggeri tra i diversi porti dell'area obbiettivo, si è proceduto a calcolare le incidenze percentuali di questi sul totale dei traffici di tutti i porti dell'area obbiettivo per ogni diversa tipologia merceologica e di passeggeri (crocieristi e di traghetti) ottenendo così i pesi necessari per una ripartizione della domanda marittima attuale e prospettica di GNL diretta ai porti dell'area obbiettivo.

In relazione ai diversi traffici di merci/passeggeri movimentati nei porti dell'area obbiettivo si riporta dunque, in Tabella 60, le incidenze percentuali sul totale traffici, che sono

successivamente state impiegate per ripartire la domanda marittima di GNL nell'area obiettivo.

Autorità di Sistema Portuale	A		C			TEU		Unità Ro-Ro		Totale	Passengeri	
	Rinfuse Liquide (tonn.)	Rinfuse Solide (tonn.)	In contenitore (tonn.)	MercRo-Ro (tonn.)	Varie (tonn.)	Hinterland numero	Trasbordi numero	Totale tonn.	Totale Ro-Pax Numero		Crociere Numero	
Mar Ligure Occidentale	20,77%	21,00%	40,09%	27,05%		25,47%	53,86%	39,24%	21,23%	34,31%	14,18%	33,86%
Genova	14,75%	10,74%	39,54%	18,02%		8,28%	52,36%	39,24%	12,98%	29,77%	12,13%	18,30%
Savona - Vado	6,02%	10,26%	0,55%	8,24%		17,20%	1,50%	0,00%	8,26%	4,54%	2,05%	15,35%
Mar Ligure Orientale	1,28%	3,21%	20,91%			1,50%	29,54%	23,72%		11,61%		8,54%
La Spezia	1,28%	3,21%	20,91%			1,50%	29,54%	23,72%		11,61%		8,54%
Mar Tirreno Settentrionale	8,95%	7,26%	13,31%	43,42%		30,09%	13,67%	18,10%	25,43%	26,28%	16,76%	14,93%
Livorno	8,92%	2,77%	13,31%	31,24%		30,04%	13,67%	18,10%	17,71%	21,30%	15,46%	14,23%
Piombino	0,03%	4,49%		6,77%		0,05%			4,40%	2,78%	1,27%	0,23%
Portoferraio-Rio Marina-Cavo				5,41%					3,32%	2,21%	0,02%	0,48%
Mare di Sardegna	26,63%	15,45%	4,99%	20,76%		1,43%	2,93%	18,95%	18,54%	11,39%	27,89%	9,30%
Cagliari-Sarroch	25,89%	3,13%	4,99%	8,02%		1,36%	2,93%	18,95%	7,35%	6,10%	1,81%	7,14%
Olbia		2,29%		9,62%					8,92%	4,00%	16,15%	2,00%
Porto Torres	0,45%	5,59%		2,87%					1,93%	1,18%	5,96%	0,15%
Golfo Aranci				0,25%					0,33%	0,10%	3,96%	0,0038%
Oristano	0,29%	4,45%				0,07%			0,003%	0,0016%		
Francia/Corsica	42,37%	53,08%	20,71%	8,77%		41,51%			34,80%	16,41%	41,17%	33,57%
Marsiglia	42,37%	53,08%	20,71%	8,77%		41,51%			7,15%	15,80%	7,42%	31,00%
Nizza											2,30%	0,00%
AJACCIO											5,76%	0,00%
BASTIA											15,17%	0,62%
TOLONE											8,93%	1,95%
BONIFACIO											1,60%	0,00%
TOTALE	100,00%	100,00%								100,00%	100,00%	100,00%

Tabella 60 - Incidenza percentuale dei singoli porti dell'area obiettivo sul totale traffici (2018) (Fonte: *Ns. elaborazioni*)

Come si evince, il porto di Marsiglia (53,08%), il porto di Genova (10,74%) e il porto di Savona-Vado (10,26%) assorbono quasi il 75% della domanda marittima di GNL che potrebbe originare per i porti dell'area obiettivo dal segmento marittimo "Dry Bulk".

Il porto di Marsiglia (42,37%), il porto di Cagliari-Sarroch (25,89%), il porto di Genova (14,75%) assorbono quasi l'83% della domanda marittima di GNL che potrebbe originare per i porti dell'area obiettivo dal segmento marittimo "Tanker".

Il porto di Marsiglia (31,89%), il porto di Genova (21,03%) e il porto di Livorno (14,17%) assorbirebbero quasi il 70% della domanda marittima di GNL che potrebbe originare per i porti dell'area obiettivo dal segmento marittimo "Container/General Cargo/Ro-Ro" ma, come già indicato, le unità navali di queste categorie di navi optano, ad oggi, per i porti del nord Europa piuttosto che per i porti del Mediterraneo.

Per quanto riguarda la domanda marittima di GNL delle tipologie navali passeggeri, Cruise e Ferry:

- Il porto di Livorno (15,40%), il porto di Bastia (15,17%) e il porto di Genova (12,13%) assorbono quasi il 43% della domanda marittima di GNL che potrebbe originare per i porti dell'area obiettivo dal segmento marittimo "Ferry";
- Il porto di Marsiglia (31,00%), il porto di Genova (18,30%) e il porto di Savona-Vado (15,35%) assorbono quasi il 65% della domanda marittima di GNL rivolta verso i porti dell'area obiettivo dalla tipologia navale "Cruise".

Applicando i pesi percentuali dei traffici dei singoli porti ai livelli di domanda marittima attuale e prospettica di GNL si è proceduto a stimare la distribuzione di domanda attuale e prospettica di GNL con riferimento ai singoli nodi portuali dell'area obiettivo. Come già

riportato nel presente capitolo, per le proiezioni relative al periodo 2019-2025 sono stati utilizzati i dati tecnici e operativi, quali la capacità delle taniche, l'itinerario, il consumo in termini di cbm per miglia e le miglia anno, per stimare la domanda di GNL richiesta da ogni nave del campione inclusivo dei nuovi ordini di navi di cui si conosce l'impiego geografico, mentre, dal 2025 al 2030, si è utilizzata la metodologia CAGR secondo i tre diversi scenari.

Nelle successive tabelle viene riportata, per ogni anno di analisi, la distribuzione di domanda marittima di GNL in relazione a tutti i porti considerati (inclusando quindi anche Marsiglia, ecc.). Dal 2025 al 2030 la distribuzione di domanda GNL rivolta ai porti dal comparto marittimo è divisa nei 3 scenari low, base, high growth.

Per l'anno 2019 è stata stimata una domanda marittima di GNL di circa 258.464 cbm, principalmente richiesta da parte del comparto passeggeri, segmenti cruise e ferry, che richiedono quasi 200.000 cbm di combustibile GNL, corrispondenti al 77% dell'intera domanda. Il porto a cui è rivolta la maggior quantità di domanda di GNL nel 2019 risulta essere Marsiglia, con 61.693 cbm, in misura pari al 21% della domanda marittima totale di GNL, seguito dal porto di Genova, con 37.941 cbm (14,7%) e dal porto di Livorno, con 34.581 cbm (13,4%). Invece, i porti cui è destinata il minor ammontare di domanda di GNL risultano essere Piombino e Bonifacio, con rispettivamente 1.920 e 1.789 cbm (corrispondenti allo 0,7% ciascuno), Portoferraio-Rio Marina-Cavo, con 441 cbm (0,2%) e Oristano, 426 cbm (0,16%).

Ripartizione Domanda marittima GNL al 2019									
	Rinfuse Liquide	Rinfuse Solide	General Cargo/Container/Ro-Ro	Tug and Auxiliary services	PSV/EPSO/OFFSHORE	RO-PAX	Crociere	Totale	Totale %
Mar Ligure Occidentale	10.814,42	1.286,72				15.875,64	29.470,71	57.447,50	22,21%
<i>Genova</i>	7.680,95	657,92				13.377,05	16.026,05	37.941,98	14,67%
<i>Savona - Vado</i>	3.133,47	628,80				2.298,59	13.444,66	19.505,52	7,54%
Mar Ligure Orientale	666,86	196,92				0,00	7.473,54	8.337,32	3,22%
<i>La Spezia</i>	666,86	196,92				0,00	7.473,54	8.337,32	3,22%
Mar Tirreno Settentrionale	4.659,48	444,46				18.761,96	13.077,41	36.943,31	14,28%
<i>Livorno</i>	4.642,50	169,69				17.312,43	12.456,68	34.581,29	13,37%
<i>Piombino</i>	16,98	274,78				1.426,14	202,17	1.920,07	0,74%
<i>Portoferraio-Rio Marina-Cavo</i>	0,00	0,00				23,39	418,36	441,95	0,17%
Mare di Sardegna	13.863,67	946,22				31.225,30	8.143,96	54.179,15	20,95%
<i>Cagliari-Sarroch</i>	13.477,22	191,48				2.029,71	6.254,15	21.952,56	8,49%
<i>Olbia</i>	0,00	140,08				18.084,47	1.730,94	19.975,49	7,72%
<i>Porto Torres</i>	234,42	342,28				6.676,65	134,16	7.387,51	2,86%
<i>Golfo Aranci</i>	0,00	0,00				4.434,47	3,31	4.437,78	1,72%
<i>Oristano</i>	152,03	272,38				0,00	1,39	425,80	0,16%
Francia/Corsica	22.058,40	3.251,80		467,35	462,50	46.099,10	29.397,39	101.736,54	39,33%
<i>Marsiglia</i>	22.058,40	3.251,80		467,35	462,50	8.305,78	27.147,24	61.693,06	23,85%
<i>Nizza</i>	0,00	0,00				2.573,90	0,00	2.573,90	1,00%
<i>Ajaccio</i>	0,00	0,00				6.451,97	0,00	6.451,97	2,49%
<i>Bastia</i>	0,00	0,00				16.982,59	539,74	17.522,34	6,77%
<i>Tolone</i>	0,00	0,00				9.995,58	1.710,41	11.705,99	4,53%
<i>Bonifacio</i>	0,00	0,00				1.789,29	0,00	1.789,29	0,69%
TOTALE	52.062,84	6.126,12	0,00	467,35	462,50	111.962,00	87.563,00	258.643,81	100,00%

Tabella 61 - Distribuzione della domanda marittima di GNL rivolta ai porti dell'area obiettivo, anno 2019
(Fonte. Ns. elaborazioni)

Di seguito è raffigurata (Figura 42) in ordine decrescente la medesima distribuzione sia in termini percentuali sia in termini assoluti.

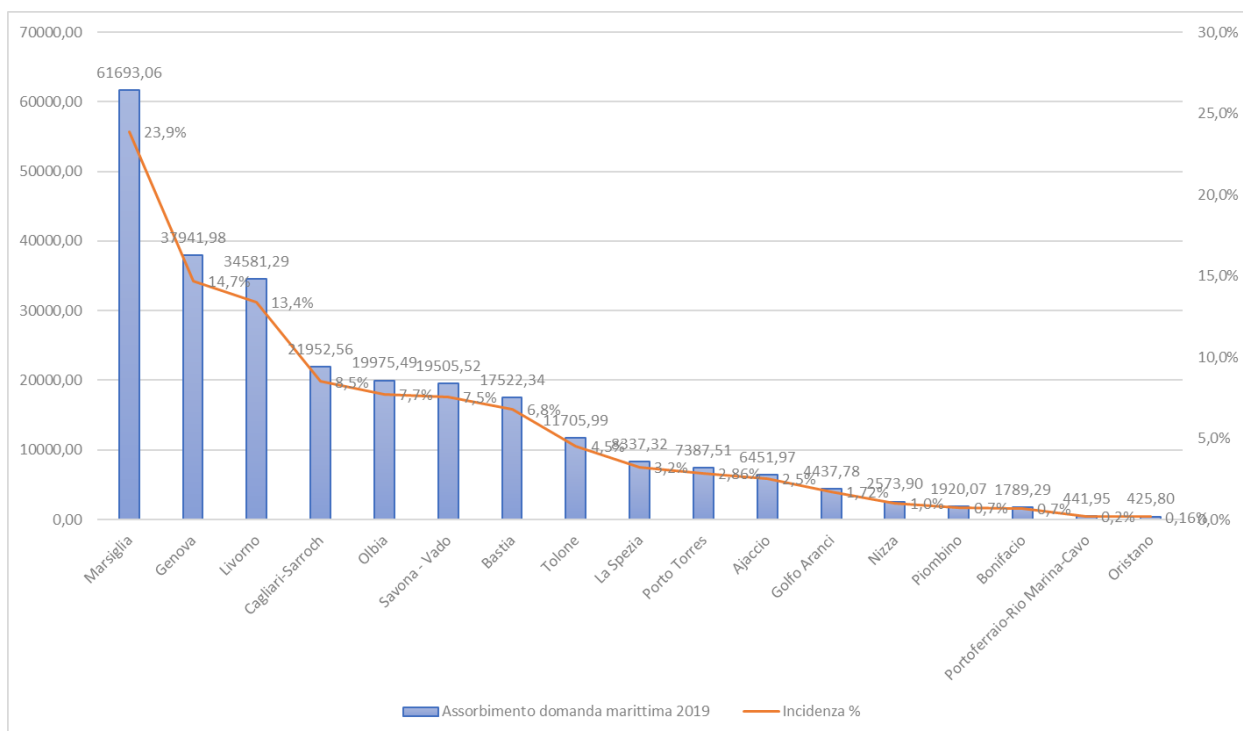


Figura 42 - Distribuzione della domanda marittima rivolta ai singoli porti dell'area obbiettivo, anno 2019, in valore assoluto e valori percentuali (Fonte. Ns. elaborazioni)

Come per l'anno 2019, anche per il 2020 vengono di seguito riportate la distribuzione di domanda di GNL rivolta ai porti dell'area obbiettivo (Tabella 62).

La stima della domanda marittima di GNL per il 2020 risulta essere di quasi 300.000 cbm (+13% rispetto all'anno precedente): anche in questo caso il fabbisogno di GNL delle navi passeggeri risulta essere preponderante, quasi 240.600 cbm, corrispondenti all'80% del totale della domanda stimata. Infatti, tale crescita di domanda marittima di GNL è dovuta quasi interamente all'ordinativo di un'unità navale di tipo ferry (codice IMO 9863637), in consegna nell'anno 2020, che si stima necessitare di un fabbisogno di GNL annuo di 41.053 cbm.

Ripartizione Domanda marittima GNL al 2020									
	Rinfuse Liquide	Rinfuse Solide	General Cargo/Container/Ro-Ro	Tug and Auxiliary services	PSV/FPSO/OFFSHORE	RO-PAX	Crociere	Totale	Totale %
Mar Ligure Occidentale	10.814,42	1.286,72				21.696,75	29.470,71	63.268,60	21,11%
<i>Genova</i>	7.680,95	637,92				18.555,34	16.026,05	42.920,26	14,32%
<i>Savona - Vado</i>	3.133,47	628,80				3.141,41	13.444,66	20.348,34	6,79%
Mar Ligure Orientale	666,86	196,92				0,00	7.473,54	8.337,32	2,78%
<i>La Spezia</i>	666,86	196,92				0,00	7.473,54	8.337,32	2,78%
Mar Tirreno Settentrionale	4.659,48	444,46				25.641,39	13.077,41	43.822,74	14,62%
<i>Livorno</i>	4.642,50	169,69				23.660,36	12.456,68	40.929,23	13,66%
<i>Piombino</i>	16,98	274,78				1.949,06	202,17	2.442,99	0,82%
<i>Portoferraio-Rio Marina-Cavo</i>	0,00	0,00				31,97	418,56	450,52	0,15%
Mare di Sardegna	13.863,67	946,22				42.674,65	8.143,96	65.628,50	21,90%
<i>Cagliari-Sarroch</i>	13.477,22	191,48				2.773,94	6.254,15	22.696,80	7,57%
<i>Olbia</i>	0,00	140,08				24.715,49	1.750,94	26.606,51	8,88%
<i>Porto Torres</i>	234,42	342,28				9.124,77	134,16	9.835,63	3,28%
<i>Golfo Aranci</i>	0,00	0,00				6.060,45	3,31	6.063,76	2,02%
<i>Oristano</i>	152,03	272,38				0,00	1,39	425,80	0,14%
Francia/Corsica	22.058,40	3.251,80		467,35	462,50	63.002,22	29.397,39	118.639,65	39,59%
<i>Marsiglia</i>	22.058,40	3.251,80		467,35	462,50	11.351,25	27.147,24	64.738,53	21,60%
<i>Nizza</i>	0,00	0,00				3.517,67	0,00	3.517,67	1,17%
<i>Ajaccio</i>	0,00	0,00				8.817,71	0,00	8.817,71	2,94%
<i>Bastia</i>	0,00	0,00				23.209,58	539,74	23.749,33	7,92%
<i>Tolone</i>	0,00	0,00				13.660,65	1.710,41	15.371,06	5,13%
<i>Bonifacio</i>	0,00	0,00				2.445,36	0,00	2.445,36	0,82%
TOTALE	52.062,84	6.126,12	0,00	467,35	462,50	153.015,00	87.563,00	299.696,81	100,00%

Tabella 62 - Distribuzione della domanda marittima di GNL rivolta ai porti dell'area obiettivo, anno 2020 (Fonte. Ns. elaborazioni)

Di seguito, la Figura 43 riporta i valori in termini assoluti e percentuali riferiti all'assorbimento della domanda marittima di GNL da parte di ciascun porto dell'area obiettivo.

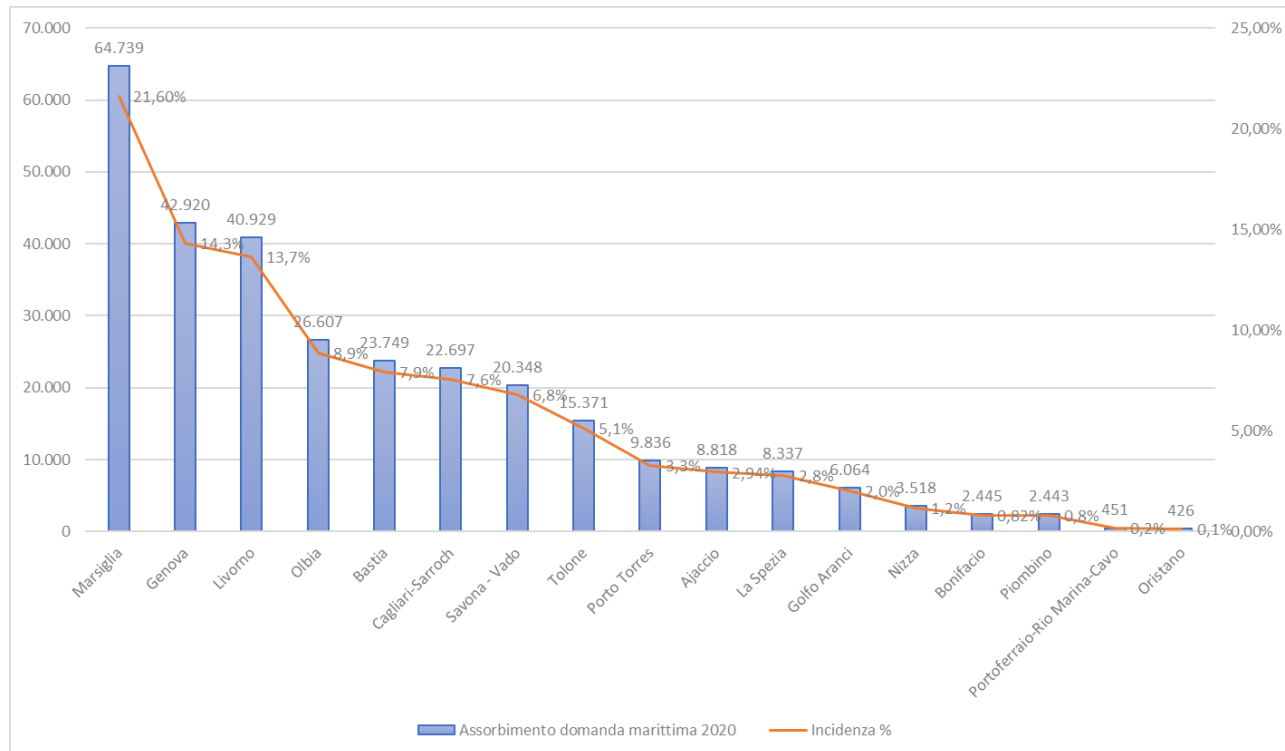


Figura 43 - Totale della domanda marittima rivolta ai singoli porti dell'area obiettivo, anno 2020, in termini di valore assoluto e percentuale (Fonte. Ns. elaborazioni)

Analogamente si è proceduto a stimare la domanda marittima di GNL per tutti i porti esaminati per tutto il periodo 2019-2030 e nei tre diversi scenari.

Nella Tabella 63 vengono riassunti i dati stimati sulla domanda marittima di GNL per il periodo preso in esame (2019-2030) e per ogni porto oggetto di analisi e in ciascuno scenario considerato.

	Marsiglia	Tolone	Genova	Livorno	Savona - Vado	Cagliari-Saracch	Olbia	Piombino	Portoferraio-Rio Marina-Cavo	La Spezia	Bastia	Porto Torres	Ajaccio	Golfo Aranci	Nizza	Bonifacio	Oristano	Totale anno
2019	61.693,06	11.705,99	37.941,98	34.581,29	19.505,52	21.952,56	19.975,49	1.920,07	441,95	8.337,32	17.522,34	7.387,51	6.451,97	4.437,78	2.573,90	1.789,29	425,80	258.643,81
2020	64.738,53	15.371,06	42.920,26	40.929,23	20.348,34	22.696,80	26.606,51	2.442,99	450,52	8.337,32	23.749,33	9.835,63	8.817,71	6.063,76	3.517,67	2.445,36	425,80	299.696,81
2021	83.632,21	21.047,67	58.181,98	55.993,12	28.845,89	27.104,55	36.136,49	3.229,84	692,25	12.455,73	32.089,99	13.071,73	11.873,46	8.165,82	4.736,70	3.292,80	426,57	400.976,81
2022	111.038,64	22.774,40	74.361,04	68.568,73	42.418,90	33.418,41	37.904,14	3.433,94	1.114,81	20.000,62	32.634,89	13.207,17	11.873,46	8.169,16	4.736,70	3.292,80	427,98	489.375,81
2023	128.212,50	23.856,44	84.499,43	76.449,06	50.924,24	37.374,90	39.011,82	3.561,84	1.379,59	24.728,52	32.976,34	13.292,05	11.873,46	8.171,26	4.736,70	3.292,80	428,86	544.769,81
2024	140.579,32	24.635,61	91.800,04	82.123,65	57.048,91	40.223,96	39.809,45	3.653,94	1.570,27	28.133,07	33.222,22	13.353,17	11.873,46	8.172,77	4.736,70	3.292,80	429,50	584.658,81
2025	152.945,84	25.414,76	99.100,46	87.798,10	63.173,42	43.072,94	40.607,06	3.746,04	1.760,93	31.537,52	33.468,09	13.414,28	11.873,46	8.174,28	4.736,70	3.292,80	430,13	624.546,81
2026 Low growth scenario	161.194,92	26.201,86	104.098,46	91.864,89	67.003,82	45.150,57	41.665,17	3.850,72	1.876,23	33.600,21	34.157,77	13.673,59	12.079,36	8.316,70	4.818,84	3.349,90	437,32	653.340,32
2026 Base growth scenario	177.692,79	27.776,15	114.095,97	99.999,59	74.665,97	49.306,46	43.781,39	4.060,11	2.106,88	37.726,36	35.537,03	14.192,15	12.491,10	8.601,50	4.983,10	3.464,08	451,70	710.932,33
2026 High growth scenario	185.937,77	28.563,06	119.092,13	104.064,95	78.494,83	51.383,37	44.839,29	4.164,77	2.222,13	39.788,19	36.226,65	14.451,43	12.697,00	8.743,92	5.065,24	3.521,18	458,88	739.714,84
2027 Low growth scenario	169.441,99	26.988,96	109.096,45	95.931,68	70.834,21	47.228,20	42.723,27	3.955,41	1.991,54	35.662,90	34.847,45	13.932,89	12.285,26	8.459,12	4.900,98	3.407,00	444,51	682.131,82
2027 Base growth scenario	202.433,55	30.137,16	129.087,82	112.198,23	86.155,46	55.538,55	46.955,31	4.374,13	2.452,73	43.913,49	37.605,86	14.969,98	13.108,74	9.028,73	5.229,50	3.635,37	473,26	797.297,85
2027 High growth scenario	218.929,38	31.711,35	139.083,62	120.331,67	93.816,10	59.693,74	49.071,50	4.583,50	2.683,33	48.038,78	38.985,21	15.488,59	13.520,54	9.313,57	5.393,78	3.749,57	487,64	854.881,85
2028 Low growth scenario	177.689,69	27.775,96	114.094,14	99.998,17	74.664,44	49.305,74	43.781,19	4.060,08	2.106,83	37.725,50	35.536,97	14.192,13	12.491,10	8.601,50	4.983,10	3.464,08	451,70	710.922,33
2028 Base growth scenario	227.177,39	32.498,36	144.081,50	124.398,30	97.646,48	61.771,35	50.129,44	4.688,18	2.798,63	50.101,47	39.674,74	15.747,83	13.726,38	9.455,95	5.475,89	3.806,66	494,83	883.673,36
2028 High growth scenario	251.920,93	34.859,55	159.074,99	136.598,22	109.137,34	68.004,08	53.303,54	5.002,22	3.144,52	56.289,37	41.743,62	16.525,68	14.344,02	9.883,18	5.722,29	3.977,94	516,39	970.047,88
2029 Low growth scenario	185.937,77	28.563,06	119.092,13	104.064,95	78.494,83	51.383,37	44.839,29	4.164,77	2.222,13	39.788,19	36.226,65	14.451,43	12.697,00	8.743,92	5.065,24	3.521,18	458,88	739.714,84
2029 Base growth scenario	251.592,69	34.859,55	159.008,58	136.581,09	109.073,87	67.984,75	53.289,40	4.974,49	3.144,52	56.269,49	41.743,62	16.491,13	14.344,02	9.883,18	5.722,29	3.977,94	488,90	969.429,50
2029 High growth scenario	284.912,86	38.007,85	179.066,66	152.865,08	124.458,76	76.314,51	57.535,77	5.420,96	3.605,72	64.540,04	44.502,18	17.562,83	15.167,56	10.452,83	6.050,83	4.206,33	545,15	1.085.215,90
2030 Low growth scenario	194.185,54	29.350,15	124.089,94	108.131,60	82.325,08	53.460,93	45.897,37	4.269,46	2.337,43	41.850,80	36.916,33	14.710,74	12.902,90	8.886,35	5.147,38	3.578,28	466,07	768.506,34
2030 Base growth scenario	276.664,78	37.220,75	174.068,67	148.798,29	120.628,36	74.236,88	56.477,67	5.316,27	3.490,42	62.477,35	43.812,50	17.303,53	14.961,66	10.310,40	5.968,69	4.149,23	537,96	1.056.423,39
2030 High growth scenario	317.284,42	41.117,07	198.692,10	168.847,27	139.472,94	84.482,02	61.727,99	5.835,07	4.057,35	72.619,93	47.248,41	18.596,92	15.991,10	11.022,40	6.379,36	4.434,72	573,87	1.198.382,93

Tabella 63 - Distribuzione della domanda marittima nei diversi porti esaminati *Fonte. Ns. elaborazioni*

3.2.9 Analisi dei benefici ambientali nell'area Obiettivo: risultati dello studio

Allo scopo di stimare empiricamente i benefici ambientali complessivi nell'area Obiettivo, derivanti dal passaggio dall'impiego di carburanti e combustibili tradizionali all'uso di GNL come modalità di propulsione navale, è stata impiegata la metodologia 1 "Peers HFO" basata sui consumi miglia, come precedentemente descritta. Per quanto attiene, invece, alla tipologia di emissioni considerate, sulla scorta di quanto descritto nella parte metodologica del presente documento, e in modo coerente rispetto alle finalità dello stesso, il gruppo di lavoro ha considerato le seguenti emissioni:

Ossidi di zolfo (SO_x)

Ossidi di azoto (NO_x)

Anidride carbonica (CO₂)

Per ciascuna delle suddette emissioni si è proceduto a raccogliere tutti i dati e le informazioni puntuali necessari alla stima dei benefici ambientali in oggetto. Ciò ha richiesto di considerare le specifiche caratteristiche tecniche dei motori impiegati sia dalla flotta GNL sia dalla flotta peers HFO. A tale scopo si è proceduto sia mediante contatto diretto con il principale produttore dei motori marini impiegati dalla due flotte, ovvero Wartsila (field research), sia mediante esame delle schede tecniche dei vari motori prodotti da altre aziende disponibili online (desk research). In particolare, rispetto alla flotta GNL esaminata in modo analitico (25 navi), ben 20 navi a GNL montano motori Wartsila, 4 motori MaK e 1 motori A.B.C. Considerazioni analoghe valgono per la flotta peers HFO. Il contatto diretto con Wartsila ha dunque consentito di ottenere i fattori di emissione puntuali relativi ai motori in oggetto; quando non disponibile lo specifico fattore di emissione relativo alla singola tipologia di emissione in relazione a ciascun motore (classe, potenza, ecc.), i calcoli sono stati effettuati impiegando i valori relativi al motore con le caratteristiche tecniche più simili in termini di potenza.

Inoltre, dal momento che l'azienda ha fornito i dati puntuali in relazione alle sole emissioni di ossidi di azoto (NO_x) e di anidride carbonica (CO₂), per queste due categorie di emissioni il calcolo delle quantità di emissioni prodotte è stato effettuato usando i kilowatt annui di consumi (successivamente trasformati in tonnellate annue di emissioni).

Invece, in relazione alle emissioni di ossidi di zolfo (SO_x), poiché non è stato possibile ottenere i fattori di emissione specifici connessi a ciascuna tipologia di motore a GNL o ad HFO, si è proceduto a stimare le quantità di relative emissioni caratterizzanti sia la flotta a GNL che quella ad HFO usando i valori di emissione espressi in kg per tonnellata di combustibile come forniti da BIMCO Shipping KPI, che utilizza come parametro il sulphur content factor.

Di seguito si riportano i principali risultati connessi alle emissioni relative sia alla flotta a GNL sia alla flotta a HFO, considerando disgiuntamente le varie categorie di segmenti di flotta (cruise; passenger ro-ro ships; other tanker; dry bulk; tug&auxiliary services; offshore). Infine, si riportano, per ciascuna tipologia di emissione, i benefici ambientali netti per ciascun anno considerato (2020-2035).

Dal momento che i fattori di emissione dei singoli motori costituiscono informazioni aziendali sensibili, questi ultimi non vengono riportati nel report ma sono a disposizione dell'AG su richiesta.

Per ogni singolo motore sono stati utilizzati i fattori di emissione del “motore 0”, ossia il motore utilizzato per i vari test avente le stesse componenti. Si precisa inoltre che i valori di riferimento impiegati per le finalità del presente report, sono rappresentati dai fattori di emissione che caratterizzano il caso di impiego del motore a “75% del carico”. I motori, infatti, vengono tarati per massimizzare e ottimizzare le proprie performance in corrispondenza del 75-85% del carico (intesa come percentuale potenza impiegata). Il residuo 15% della potenza, viene definito **seamargin**, e tiene conto delle possibili condizioni meteo-marine avverse.

Le successive tabelle riportano le emissioni totali relative alla flotta a GNL e alla flotta peers HFO per gli anni 2020-2035, indicando anche per ciascun anno (e per ciascuna tipologia navale) i benefici ambientali annui, considerando rispettivamente le emissioni di SO_x, NO_x e CO₂.

Per le proiezioni relative all'andamento dei consumi di GNL sino al 2035, anche in considerazione del mutato contesto competitivo derivante dal protrarsi della pandemia sanitaria a livello mondiale che ha drammaticamente impattato sulla dinamica e sui trend di crescita di numerosi mercati dello shipping, si è preferito effettuare le stime relative alle emissioni usando lo scenario di crescita “low” come stimato nell'ambito del prodotto T.1.3.2 di SIGNAL.

In particolare, il passaggio al GNL nell'area obiettivo determina per il 2020 una riduzione delle emissioni di SO_x pari a circa 7.732 tonnellate che salgono in modo significativo ogni anno per effetto dell'incremento della flotta a GNL nei diversi comparti fino a raggiungere nel 2035 una riduzione delle emissioni di SO_x pari a circa 192.463 con un beneficio cumulato nel periodo pari a ben 852.834 tonnellate di minori emissioni SO_x.

Inoltre, il passaggio a questa nuova modalità di propulsione navale determina per il 2020 una riduzione delle emissioni di NO_x pari a circa 8.122 tonnellate, per arrivare a 201.424 tonnellate di risparmi di emissioni di NO_x nel 2035; ciò corrisponde ad un beneficio ambientale cumulato nel periodo 2020-2035 di 892.369 tonnellate di NO_x.

Infine, per quanto attiene alle emissioni di CO₂, l'introduzione e la diffusione del GNL come modalità di propulsione navale nell'area obiettivo determina una riduzione delle

emissioni pari a 115.328 tonnellate per il 2020. Tale valore cresce ogni anno fino a raggiungere un valore pari a 2.801.232 tonnellate nel 2035 con un beneficio cumulato in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ nel periodo 2020-2035 pari a 12.341.373 tonnellate.

Le successive sezioni del documento esaminano nel dettaglio l'apporto di ciascuno dei principali segmenti di mercato in termini di benefici ambientali conseguenti all'introduzione del GNL.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
LNG emission																
Cruise	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	0,00
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	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	0,00
Other Tanker	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	0,00
Dry bulk	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	0,00
Tug and auxiliary services	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	0,00
Offshore	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	0,00
TOTALE	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	0,00
HFO emission																
Cruise	2.408,23	3.735,32	6.211,15	7.754,50	8.865,85	9.977,21	13.299,62	17.728,39	23.631,95	31.501,38	41.991,34	55.974,46	74.613,96	99.460,41	132.580,72	176.730,10
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	3.434,64	4.568,52	4.568,52	4.568,52	4.568,52	4.568,52	4.965,98	5.398,02	5.867,65	6.378,14	6.933,04	7.536,21	8.191,86	8.904,55	9.679,25	10.521,34
Other Tanker	1.660,47	1.660,47	1.660,47	1.660,47	1.660,47	1.660,47	1.844,78	2.049,56	2.277,06	2.529,81	2.810,62	3.122,60	3.469,21	3.854,29	4.282,11	4.757,43
Dry bulk	204,20	204,20	204,20	204,20	204,20	204,20	217,07	230,74	245,28	260,73	277,16	294,62	313,18	332,91	353,89	376,18
Tug and auxiliary services	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	13,66	15,02	16,52	18,18	19,99	21,99	24,19	26,61	29,27	32,20	35,42
Offshore	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	12,08	13,88	15,95	18,32	21,05	24,19	27,79	31,93	36,69	42,16
TOTALE	7.731,72	10.192,68	12.668,52	14.211,87	15.323,22	16.434,57	20.354,56	25.437,12	32.056,06	40.708,38	52.055,20	66.976,27	86.642,61	112.613,37	146.964,86	192.462,63
Saving % emission																
Cruise	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Other Tanker	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Dry bulk	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Tug and auxiliary services	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Offshore	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
TOTALE	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabella 64 - Riduzione delle emissioni di SOx nell'area obiettivo: stima dei benefici ambientali cumulati (2020 tonnellate) (Fonte: ns. elaborazione)

NB: per il calcolo delle emissioni di SOx, in base a quanto indicato dal BIMBO si è impiegato un fattore di emissione per le navi ad HFO pari a 70 kg/tonnes ipotizzando l'impiego di HFO a 3,5% di contenuto di zolfo.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
LNG emission																
Cruise	1.002	1.554	2.566	3.200	3.656	4.113	5.482	7.308	9.741	12.985	17.309	23.073	30.756	40.998	54.651	72.850
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	1.465	1.986	1.986	1.986	1.986	1.986	2.159	2.347	2.551	2.773	3.014	3.277	3.562	3.872	4.208	4.575
Other Tanker	523	523	523	523	523	523	581	646	717	797	885	984	1.093	1.214	1.349	1.499
Dry bulk	24	24	24	24	24	24	25	27	29	31	32	35	37	39	41	44
Tug and auxiliary services	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	4	4	4	5
Offshore	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	4	4	5	5	6	7
TOTALE	3.017,53	4.091,28	5.102,89	5.736,80	6.193,27	6.649,75	8.252,11	10.332,16	13.043,79	16.591,69	21.248,13	27.375,50	35.456,24	46.132,71	60.260,45	78.979,03
HFO emission																
Cruise	3.513	5.450	9.062	11.313	12.935	14.556	19.403	25.865	34.478	45.959	61.263	81.663	108.857	145.107	193.427	257.839
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	5.011	6.665	6.665	6.665	6.665	6.665	7.245	7.875	8.561	9.305	10.115	10.995	11.951	12.991	14.121	15.350
Other Tanker	2.299	2.299	2.299	2.299	2.299	2.299	2.554	2.838	3.153	3.503	3.891	4.323	4.803	5.336	5.929	6.587
Dry bulk	283	283	283	283	283	283	301	319	340	361	384	408	434	461	490	521
Tug and auxiliary services	19	19	19	19	19	19	21	23	25	28	30	33	37	41	45	49
Offshore	15	15	15	15	15	15	17	19	22	25	29	33	38	44	51	58
TOTALE	11.139,61	14.730,01	18.342,11	20.593,76	22.215,16	23.836,56	29.540,69	36.939,35	46.577,71	59.180,67	75.712,55	97.456,59	126.121,00	163.980,16	214.062,99	280.403,87
Saving emission																
Cruise	2.511	3.895	6.496	8.114	9.279	10.443	13.921	18.557	24.736	32.974	43.954	58.590	78.101	104.108	138.777	184.989
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	3.546	4.679	4.679	4.679	4.679	4.679	5.086	5.528	6.009	6.532	7.100	7.718	8.390	9.120	9.913	10.775
Other Tanker	1.776	1.776	1.776	1.776	1.776	1.776	1.973	2.192	2.435	2.706	3.006	3.340	3.710	4.122	4.580	5.088
Dry bulk	259	259	259	259	259	259	275	292	311	330	351	373	397	422	449	477
Tug and auxiliary services	17	17	17	17	17	17	19	21	23	25	28	30	33	37	40	44
Offshore	13	13	13	13	13	13	15	17	19	22	26	29	34	39	44	51
TOTALE	8.122,08	10.638,73	13.239,22	14.856,96	16.021,89	17.186,82	21.288,58	26.607,19	33.533,92	42.588,98	54.464,42	70.081,09	90.664,76	117.847,45	153.802,55	201.424,84
Saving % emission																
Cruise	71%	71%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	71%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Other Tanker	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%	77%
Dry bulk	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
Tug and auxiliary services	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Offshore	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%
TOTALE	73%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%	72%

Tabella 65 - Riduzione delle emissioni di NOx nell'area obiettivo: stima dei benefici ambientali cumulati (2020-2035) per tipologia navale (emissioni espresse in tonnellate). (Fonte: s. elaborazione)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
LNG emission																
Cruise	209.856	325.500	537.359	670.118	765.717	861.316	1.148.134	1.530.463	2.040.107	2.719.463	3.625.045	4.832.184	6.441.302	8.596.255	11.445.478	15.256.822
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	314.070	422.579	422.579	422.579	422.579	422.579	459.344	499.306	542.746	589.965	641.292	697.084	757.731	823.653	895.311	973.203
Other Tanker	120.742	120.742	120.742	120.742	120.742	120.742	134.144	149.084	165.577	183.956	204.375	227.061	252.265	280.266	311.376	345.939
Dry bulk	15.170	15.170	15.170	15.170	15.170	15.170	16.126	17.142	18.222	19.370	20.590	21.887	23.266	24.732	26.290	27.946
Tug and auxiliary services	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.157	1.273	1.400	1.540	1.694	1.864	2.050	2.255	2.481	2.729	3.002
Offshore	1.145	1.145	1.145	1.145	1.145	1.145	1.316	1.512	1.737	1.996	2.294	2.635	3.028	3.479	3.998	4.593
TOTALE	662.139,91	886.293,39	1.098.152,95	1.230.912,10	1.326.511,03	1.422.109,95	1.760.337,08	2.198.858,06	2.769.930,04	3.516.444,66	4.495.459,18	5.782.902,37	7.479.846,44	9.720.866,34	12.685.181,29	16.611.505,09
HFO emission																
Cruise	242.999	376.907	626.727	782.456	894.596	1.006.735	1.341.978	1.788.857	2.384.547	3.178.601	4.237.075	5.648.021	7.528.811	10.035.906	13.377.862	17.832.690
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	346.567	460.980	460.980	460.980	460.980	460.980	501.085	544.680	592.067	643.577	699.568	760.430	826.587	898.501	976.670	1.061.640
Other Tanker	165.183	165.183	165.183	165.183	165.183	165.183	183.518	203.889	226.521	251.664	279.599	310.635	345.115	383.423	425.983	473.267
Dry bulk	20.314	20.314	20.314	20.314	20.314	20.314	21.594	22.954	24.400	25.938	27.572	29.309	31.155	33.118	35.204	37.422
Tug and auxiliary services	1.359	1.359	1.359	1.359	1.359	1.359	1.494	1.644	1.808	1.989	2.188	2.407	2.647	2.912	3.203	3.524
Offshore	1.046	1.046	1.046	1.046	1.046	1.046	1.202	1.381	1.586	1.823	2.094	2.406	2.765	3.177	3.650	4.194
TOTALE	777.468,08	1.025.788,02	1.275.608,66	1.431.337,87	1.543.477,37	1.655.616,88	2.050.871,82	2.563.404,46	3.230.928,91	4.103.590,94	5.248.095,41	6.753.207,02	8.737.081,38	11.357.035,93	14.822.572,95	19.412.737,50
Saving emission																
Cruise	33.143	51.407	89.368	112.338	128.879	145.419	193.844	258.394	344.439	459.137	612.030	815.836	1.087.510	1.449.650	1.932.384	2.575.868
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	32.498	38.401	38.401	38.401	38.401	38.401	41.742	45.373	49.321	53.611	58.276	63.346	68.857	74.847	81.359	88.437
Other Tanker	44.441	44.441	44.441	44.441	44.441	44.441	49.374	54.855	60.943	67.708	75.224	83.574	92.850	103.157	114.607	127.328
Dry bulk	5.144	5.144	5.144	5.144	5.144	5.144	5.468	5.813	6.179	6.568	6.982	7.422	7.889	8.386	8.915	9.476
Tug and auxiliary services	201	201	201	201	201	201	221	244	268	295	324	357	392	431	475	522
Offshore	-100	-100	-100	-100	-100	-100	-114	-131	-151	-173	-199	-229	-263	-302	-347	-399
TOTALE	115.328,17	139.494,63	177.455,71	200.425,77	216.966,35	233.506,92	290.534,74	364.546,40	460.998,88	587.146,28	752.636,23	970.304,66	1.257.234,94	1.636.169,58	2.137.391,66	2.801.232,41
Saving % emission																
Cruise	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
Passenger/Ro-Ro Ship (Vehicles)	9%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Other Tanker	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
Dry bulk	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Tug and auxiliary services	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
Offshore	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%
TOTALE	15%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%

Tabella 66 - Riduzione delle emissioni di CO2 nell'area obiettivo: stima dei benefici ambientali cumulati (2020-2035) per tipologia navale (emissioni espresse in tonnellate). (Fonte: ns. elaborazione)

3.2.9.1 *Riduzione delle emissioni in relazione al comparto crocieristico*

I dati riportati nelle precedenti tabelle evidenziano distintamente le emissioni relative a ossidi di zolfo (SO_x), ossidi di azoto (NO_x) e anidride carbonica (CO₂) riconducibili sia alla flotta a GNL sia alla flotta peers HFO. Inoltre, esse indicano i benefici ambientali annui complessivi che emergono dal confronto tra le due flotte, espressi sia in termini assoluti che in termini percentuali. Le analisi condotte consentono di quantificare detti benefici per l'area Obiettivo di cui al progetto SIGNAL nell'orizzonte temporale 2020-2035 con riferimento a ciascuna tipologia navale.

Il confronto tra flotta GNL e flotta HFO evidenzia chiaramente i benefici ambientali riconducibili alla riduzione delle emissioni di ossidi di zolfo in relazione al comparto crocieristico per i porti dell'area Obiettivo. In particolare, per il solo 2020, il passaggio all'impiego del GNL determina la riduzione del 100% delle emissioni di SO_x, con un beneficio ambientale pari a 2.408 tonnellate nel 2020 che salgono a 176.730 tonnellate nel 2035 in ragione dell'importante crescita della flotta cruise a GNL. Nell'intero orizzonte temporale considerato, il beneficio ambientale cumulato stimato empiricamente risulta pari a 706.465 tonnellate.

Il confronto tra la flotta GNL e quella ad HFO, in riferimento al comparto crocieristico, inoltre, conferma sul piano empirico le risultanze riscontrate a livello teorico con riferimento alle emissioni di NO_x. La flotta a GNL, infatti, consente una riduzione percentuale delle emissioni di NO_x pari al 71%, che significa nel 2020 una riduzione di 2.511 tonnellate di emissioni nei porti dell'area obiettivo. Tale valore sale nel 2035 a 184.989 tonnellate di NO_x abbattute (72% di riduzione rispetto all'ipotesi di impiego di flotta ad HFO).

Ciò si traduce, nell'orizzonte temporale 2020-2035, in una riduzione cumulata delle emissioni di NO_x derivanti dal solo comparto crocieristico pari a 739.445 tonnellate di NO_x. Anche in questo caso è evidente l'incidenza percentuale del comparto crocieristico rispetto al totale (il settore crocieristico in questo caso incide infatti per l'83% del beneficio cumulato totale del periodo).

In relazione alle emissioni di anidride carbonica si riscontra invece una riduzione delle emissioni pari a circa il 14%, che appare più contenuta dei valori emersi dall'analisi della letteratura (range teorico di 20-30%). Tale differenza trova giustificazione nel fatto che questo tipo di analisi si sofferma sulla sola componente motore, trascurando quindi qualsiasi meccanismo volto alla riduzione delle emissioni antecedente o successivo alla fase di combustione.

3.2.9.2 *Riduzione delle emissioni in relazione al comparto ferry & ro-pax*

Le precedenti tabelle mostrano anche le emissioni relative a ossidi di zolfo (SO_x), ossidi di azoto (NO_x) e anidride carbonica (CO₂) riconducibili alla flotta a GNL e alla flotta peers HFO di cui al comparto "ferry & ro-pax". Anche in questo caso vengono indicati i benefici ambientali annui complessivi che emergono dal confronto tra le due flotte, espressi in termini

assoluti e percentuali. Le analisi condotte consentono di quantificare detti benefici per l'area Obiettivo di cui al progetto SIGNAL nell'orizzonte temporale 2020-2035.

Per quanto concerne i benefici ambientali nell'area Obiettivo, riconducibili alla riduzione di ossidi di zolfo del comparto in oggetto, il confronto tra la flotta GNL e la flotta HFO evidenzia come, per il solo 2020, il passaggio all'utilizzo del GNL comporti un abbattimento delle emissioni di SO_x pari a 3.435 tonnellate, che salgono a 10.521 nel 2035. Inoltre, in riferimento all'intero orizzonte temporale considerato, il beneficio ambientale cumulato stimato risulta essere pari a 10.653 tonnellate.

In riferimento ai benefici ambientali riconducibili alla riduzione di ossidi di azoto (NO_x) nei porti dell'area Obiettivo, il confronto tra la flotta GNL e la flotta peers HFO del comparto ferry e ro-pax, conferma/non conferma sul piano empirico i risultati riscontrati a livello teorico. In particolare, la flotta a GNL consente una riduzione percentuale di emissioni di NO_x pari al 71% nel 2020, ossia una riduzione assoluta pari a 3.546 tonnellate. Detto beneficio ambientale ammonta invece a 10.775 tonnellate nel 2035 per un vantaggio a livello di environment equivalente a 103.112 tonnellate nell'intero orizzonte considerato.

In relazione alle emissioni di anidride carbonica si riscontra invece una riduzione relativa al comparto in oggetto pari a 32.498 tonnellate che salgono a 88.437 nel 2035. Il beneficio ambientale cumulato nel periodo ammonta quindi a 849.670 tonnellate e in media la riduzione delle emissioni di CO₂ relativa al comparto sono pari all' 8%. Tale valore si discosta da quello teorico stimato dai principali accademici. La motivazione della differenza in oggetto può discendere da alcune considerazioni così brevemente sintetizzabili: a) in assenza di dati puntuali relativi ad alcuni motori si è dovuto procedere con delle proxy in relazione alle potenze disponibili e i relativi fattori di conversione; b) la metodologia applicata su larga scala nel caso di specie si riferisce ai soli consumi durante la navigazione (e relative emissioni) senza includere nei calcoli i benefici derivanti dall'abbattimento delle emissioni durante la sosta in porto, che come noto nel caso di questa tipologia navale può essere piuttosto rilevante; c) le stime in oggetto peraltro non includono ulteriori soluzioni di abbattimento delle emissioni di cui le navi in oggetto possano eventualmente essere dotate.

3.2.9.3 *Riduzione delle emissioni in relazione al comparto "other tanker"*

I dati esaminati evidenziano anche i benefici ambientali annui associabili al comparto "other tanker". In particolare, per quanto concerne la riduzione delle emissioni di ossidi di zolfo, in relazione al comparto in oggetto per i porti dell'area Obiettivo, si evidenzia come, per il solo 2020, il passaggio all'impiego del GNL determini un abbattimento delle emissioni di SO_x pari a 1.660 tonnellate che salgono a 4.757 tonnellate di benefici nel 2035. Nell'intero orizzonte temporale considerato, il beneficio ambientale cumulato stimato empiricamente risulta invece pari a 40.960 tonnellate di emissioni.

Per quanto concerne la riduzione delle emissioni di NO_x, il confronto tra le due flotte evidenzia una riduzione percentuale pari a circa il 77%, con una riduzione per il 2020 che in

valore assoluto ammonta a 1.776 tonnellate di NO_x, fino ad arrivare a 5.088 tonnellate nel 2035. Ciò si traduce, nell'orizzonte temporale al 2035 in una riduzione cumulata delle emissioni di NO_x pari a 43.807 tonnellate.

In relazione alle emissioni di anidride carbonica si riscontra una riduzione della CO₂ perfettamente in linea con i valori indicati dalla letteratura (20-30%) con un valore medio pari al 27%. Ciò corrisponde ad una riduzione delle emissioni al 2020 pari a 44.441 tonnellate; savings che sale a 127.328 tonnellate nel 2035. Nel complesso, per i porti dell'area obiettivo ciò si traduce in un beneficio ambientale cumulato nel quindicennio pari a 1.096.265 tonnellate. Il comparto rappresenta il più performante dal punto di vista dell'abbattimento percentuale di emissioni di CO₂ e il comparto stesso contribuisce comunque in modo significativo alle performance ambientali riconducibili all'introduzione del GNL (9% dei valori totali).

3.3 Mappatura della domanda portuale.

Per gli obiettivi e le finalità del presente documento, in relazione a tutti i porti previsti dal formulario, si è proceduto ad esaminare un ampio campione di terminal e concessionari (presenti all'interno degli stessi) allo scopo di disporre dei dati necessari all'applicazione dei KPIs volti alla stima dei consumi energetici portuali.

Più nel dettaglio, le analisi in oggetto hanno riguardato la mappatura dei seguenti profili:

- Spazi in concessione;
- Volumi di traffico;
- Altri dati rilevanti per la stima dei consumi energetici (equipment impiegato nelle diverse tipologie di terminal, torri faro, specchi acquei e moli in concessione alle marine, ecc.).

Per ciascuno dei porti in esame, le analisi empiriche sono state condotte con specifico riferimento ai singoli terminalisti e concessionari, come riportato nella successiva Tabella 67, in cui si riporta il numero di terminal/concessionari mappati analiticamente per categorie omogenee.

Porto	General cargo, multipurpose	General cargo, container	Rinfuse solide	Rinfuse liquide	Cantieristica	Terminal passeggeri	Marina	Terminal passeggero-ro	Altro	Totale complessivo
Livorno	2	5	7	5	7	1	6	2	1	36
Portoferraio	0	0	0	0	4	0	4	1	2	11
Oristano	1	0	4	1	1	0	1	0	11	19
Cagliari	1	1	1	1	3	1	3	0	3	14
Bastia	0	0	0	0	1	0	2	1	0	4
Tolone	0	0	0	0	7	0	4	1	4	16
Nizza	0	0	0	0	1	0	2	2	1	6
Genova	4	2	2	9	11	1	7	0	1	37
Totale complessivo	8	8	14	16	35	3	29	7	23	143

Tabella 67 - Numero di terminal/concessionari mappati analiticamente per categorie omogenee (Fonte: ns. elaborazione)

Di seguito si riportano, per ogni porto e per ciascuna categoria omogenea di terminalista/concessionario, i valori relativi agli spazi (espressi in metri quadri) complessivamente mappati in modo analitico (Tabella 68).

Porti	Regione	A	B	C	D	E	F	G	H	I	L
		General cargo, multipurpose	General Cargo, container	Rinfuse solide	Rinfuse liquide	Sommatoria terminal (A+B+C+D)	Terminal passeggeri e terminal pax e ro-ro	Marina (compresi specchi acquei)	Cantieristica	Altro	Spazi totali (E+F+G+H+I)
Livorno		160.881	562.559	150.009	69.783	943.232	144.236	285.871	31.497	117.605	1.522.441
Portoferraio		0	0	0	0	0	25.000	184.078	20.141,3	12.639	423.130
Oristano		205.000	0	438.812	189.504	833.316	0	80.866	9.268	11.1692	1.035.142
Cagliari		134.389	400.000	9.302	6.498	550.189	230.000	409.124	18.870	896.040	2.104.223
Bastia		0	0	0	0	0	100.000	60.983	4.034	1.614	166.631
Tolone		0	0	0	0	0	55.000	216.383	56.995	183.283	511.661
Nizza		0	0	0	0	0	43.000	85.728	2.324	52.899	183.951
Genova		738.947	1.124.463	138.199	305.593	2.307.202	298.000	1.496.689	398.671	91.0362	5.410.924
Totale complessivo		1.239.217	2.087.022	736.322	571.378	4.633.939	895.236	2.819.722	723.072	2.286.134	11.358.102

Tabella 68 - Spazi destinati alle diverse categorie di terminalisti/concessionari omogenei: valori mappati in modo analitico (dati espressi in mq) (Fonte: ns. elaborazione)

La Tabella 69 invece riporta i valori relativi agli spazi in concessione ripartiti per principali categorie di terminalisti/concessionari come dichiarati ufficialmente dai diversi soggetti gestori dei porti esaminati. I dati riportati vanno considerati alla luce delle modalità di assegnazione del label di categoria omogenea di terminal/concessionario e la lettura integrata dei dati consente di evidenziare come il livello di copertura dell'esame analitico delle diverse aree in concessione sia molto differente per i diversi porti. Nel complesso la copertura della mappatura è molto elevata nel caso dei porti italiani, mentre il valore è più contenuto nel caso dei porti francesi: le stime indicate nel presente report, pertanto, beneficerebbero di un eventuale integrazione e aggiornamento dei dati in oggetto da parte dei partner francesi di progetto.

Per quanto concerne gli spazi (espressi in metri quadri) relativi alle "Marine", i valori indicati come frutto delle mappature analitiche condotte includono non solo i metri quadri di cui agli spazi a terra ma anche i metri quadri relativi agli specchi acquei, in ragione delle motivazioni riportate nella sezione 3 del presente documento. Al contrario, i valori ufficiali indicati in tabella (espressi in metri quadri) dichiarati da parte delle AdSP e delle port authorities competenti, includono esclusivamente i metri quadri di spazi a terra, senza comprendere quelli relativi agli specchi acquei: in ragione di ciò l'ammontare di metri quadri relativi agli spazi destinati a concessionari appartenenti alla categoria "Marine" riportati nella Tabella 68 (mappatura analitica) risultano, in media, sensibilmente superiori rispetto a quanto indicato nella Tabella 69 (dati provenienti da fonte ufficiale).

Si rivela inoltre necessario integrare i dati concernenti gli spazi dati in concessione a terminalisti/concessionari che rientrano nella categoria "Altri", al fine di incrementare l'affidabilità delle stime in oggetto. Sotto questo profilo risulta necessario verificare la presenza di attività industriali e logistiche energivore al fine di procedere alla valutazione analitica anche della suddetta componente di consumi.

Porto	Regione	Spazi destinati alle principali categorie di terminalisti/concessionari omogenei (Dati ufficiali)			
		Terminal commerciali (esclusi passeggeri e ro-pax)	Terminal passeggeri e Ro-pax	Marine	Cantieristica
Livorno	Toscana	1.288.061,00	90.547,00	84.210,00	87.664,00
Portoferraio	Toscana	16.925,00	16.274,88	61.350,87	77.415,00
Oristano	Sardegna	n.a.	n.a.	0	n.a.
Cagliari	Sardegna	480.380,00	0,00	167.110	30.309,00
Bastia	Corsica	n.a.	n.a.	0,00	n.a.
Tolone	Region du Var	10000*	106.000,00	45.300,00	n.a.
Nizza	Region du Var	7.325,00	36.724,00	37.358,00	38.276,00
Genova	Liguria	2.918.197,00	287.719,00	583.435,00	533.842,00

Tabella 69 - Spazi destinati alle diverse categorie di terminalisti/concessionari omogenei: dati da fonte ufficiale (valori espressi in mq) (Fonte: ns. elaborazione)

La successiva Tabella 70 riporta i dati di traffico (espressi in termini di tonn/anno) relativi alle differenti categorie di terminal/concessionari per ogni porto esaminato, in particolare per quelli per cui risulta necessario impiegare detti valori al fine di stimare i consumi elettrici in termini sia di energia elettrica primaria sia di energia termica.

Porti	Regione	Flussi di traffico						
		General Cargo_Container	Rotabili	Merci varie	Rinfuse solide	Rinfuse liquide	Passeggeri	Crociere
		Unità di misura	Ton/anno	Ton/anno	Ton/anno	Ton/anno	Pass/anno	Pass/anno
Livorno	Toscana	9.196.116	12.413.062	2.012.242	831.615	8.362.816	2.475.906	807.935
Portoferraio	Toscana	0	2.825.337	0	0	0	3.061.798	0
Oristano	Sardegna	0	180	0	1.118.743	226.173	0	0
Cagliari	Sardegna	8.452.226	3.974.366	48.476	801.920	26.743.264	580.730	258.066
Bastia	Corsica	0	2.081.485	0	0	0	2 142 850	35 854
Tolone	Region du Var	0	525.000	408.000	176.000	0	1.370.000	239.023
Nizza	Region du Var	0	713.000	0	0	0	1.158.709	695.000
Genova	Liguria	22.377.403	8.594.711	623.524	3.651.167	14.582.780	2.093.064	1.017.368

Tabella 70 - Dati di traffico relativi alle diverse categorie di terminal per porti esaminati (dati relativi al 2016) (Fonte: ns. elaborazione)

Con riferimento alla categoria delle "Marine", in Tabella 71 vengono riportati i dati necessari alla stima dei consumi energetici in ogni porto, ossia il numero di concessioni mappate analiticamente e l'ammontare di specchio acqueo complessivo (espresso in metri quadri).

Porto	Concessioni mappate analiticamente	Somma di Specchio acqueo MQ
Livorno	6	285.871
Portoferraio	4	184.078
Oristano	1	80.866

<i>Porto</i>	<i>Concessioni mappate analiticamente</i>	<i>Somma di Specchio acqueo MQ</i>
Cagliari	3	409.124
Bastia	2	60.983
Tolone	4	216.383
Nizza	2	85.728
Genova	7	1.496.689
Totale	29	2.819.722

Tabella 71 - Dati per la stima dei consumi elettrici portuali connessi alle Marine (Fonte: ns. elaborazione)

In relazione alla categoria “Terminal passeggeri e ro-ro”, in Tabella 72, vengono riportati l'ammontare di passeggeri e tonnellate “movimentate” all'anno, i metri quadri concernenti gli spazi a disposizioni e il numero di torri faro per ogni singolo porto oggetto di studio (i suddetti valori sono impiegati con riferimento alle diverse componenti del KPI specifico per il computo dei consumi energetici elettrici e termici). In particolare, per quanto concerne il porto di Genova, i dati sopraccitati risultano essere pari a 0 in quanto le Stazioni marittime di Genova sono categorizzate come “Terminal passeggeri” e non come “Terminal passeggeri e ro-ro”. Al contrario, il computo dei consumi di cui al Porto di Livorno richiede soltanto l'inserimento dei valori relativi al numero di torri faro; i valori concernenti le torri faro vanno aggiornati in ragione di una mappatura più dettagliata in merito ai soli terminal categorizzati come “Terminal passeggeri e ro-ro”.

Porto	TERMINAL PAX E RO-RO			
	pass/anno	ton/anno	m^2	n°_torri faro
LIVORNO	3.283.841,00	0,00	144.236,00	0,00
PORTOFERRAIO	3.061.798,00	208.337,00	25.000,00	14,00
ORISTANO	0,00	0,00	0,00	20,00
CAGLIARI	838.796,00	0,00	0,00	32,00
BASTIA	278.704,00	2.081.485,00	100.000,00	12,00
TOULON	1.609.023,00	933.000,00	55.000,00	5,00
NIZZA	1.853.709,00	713.000,00	45.000,00	22,00
GENOVA	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabella 72 - Categoria "Terminal passeggeri e ro-ro": valori impiegati congiuntamente alle componenti di KPI specifico per la stima dei consumi energetici portuali dei porti target (Fonte: ns. elaborazione)

L'impiego dei dati in input sopra indicati consente di giungere alla stima dei consumi energetici complessivi (elettrici e termici) dei porti target, come indicato in Tabella 73.

Porto	Tipo energia	[kWh/anno - energia primaria]	[kWh/anno - consumi elettrici non primari]	Totale energia primaria	Consumi elettrici non primari + consumi termici
LIVORNO	EL PRIMARIA	138.027.778,38	63.492.778,06	239.133.350,95	164.598.350,63
	TERMICA	101.105.572,57			
PORTOFERRAIO	EL PRIMARIA	29.143.459,27	13.405.991,26	42.731.221,98	26.993.753,98
	TERMICA	13.587.762,72			
ORISTANO	EL PRIMARIA	12.509.710,82	5.754.466,98	19.689.353,93	12.934.110,09
	TERMICA	7.179.643,12			
CAGLIARI	EL PRIMARIA	252.188.253,33	116.006.596,53	414.354.502,08	278.172.845,28
	TERMICA	162.166.248,75			
BASTIA	EL PRIMARIA	5.441.958,42	2.503.300,87	11.456.585,26	8.517.927,71
	TERMICA	6.014.626,84			
TOULON	EL PRIMARIA	40.862.317,01	18.796.665,83	61.954.408,81	39.888.757,62
	TERMICA	21.092.091,79			
NIZZA	EL PRIMARIA	5.347.814,70	2.459.994,76	8.671.454,05	5.783.634,11
	TERMICA	3.323.639,35			
GENOVA	EL PRIMARIA	326.381.972,16	150.135.707,19	537.823.591,55	361.577.326,59
	TERMICA	211.441.619,39			

Tabella 73 - Stima consumi energetici (elettrici e termici) per ciascun porto esaminato (anno 2016) (Fonte: ns. elaborazione)

In particolare, le stime concernenti i consumi energetici portuali risultano essere significative soprattutto per i porti per i quali il livello di mappatura dei terminalisti/concessionari è più puntuale e dettagliato (specie i porti italiani). Al contrario, per i porti di Bastia e Nizza potrebbe essere opportuno ricalcolare le stime dopo aver esteso il livello di mappatura analitica dei rispettivi terminalisti/concessionari.

Inoltre, nella Tabella 55 si riportano i consumi energetici (elettrici e termici) per aggregati di categorie omogenee di terminal/concessionari per ciascun porto considerato.

Porto	Tipo energia	Multipurpose	Container	Rinfuse Liquide	Rinfuse solide	Cantieristica	ALTRO	MARINE	TERMINALPASSEGGERI	TERMINAL PAX E RO-RO			
										Passeggeri	Multipurpose	Spazi	Torri faro
LIVORNO	EL PRIMARIA	15.916.663,19	30.031.503,83	56.257.008,36	3.380.910,32	17.965.450,74	1.903.747,53	2.564.262,87	5.574.645,87	3.039.924,20	0,00	1.393.661,47	0,00
	TERMICA	27.572.749,03	23.256.568,53	35.220.658,10	2.028.788,98	9.315.420,55	1.566.502,20	81.978,09	1.001.154,23	728.068,17	0,00	333.684,70	0,00
PORTOFER	EL PRIMARIA	0,00	0,00	0,00	0,00	24.101.782,19	204.595,13	1.651.179,66	0,00	2.834.374,08	57.468,98	241.559,23	52.500,00
	TERMICA	0,00	0,00	0,00	0,00	12.497.222,61	168.351,48	52.787,31	0,00	678.838,49	132.726,25	57.836,58	0,00
ORISTANO	EL PRIMARIA	119,17	0,00	1.521.475,10	4.548.222,14	3.831.500,53	1.808.025,85	725.368,02	0,00	0,00	0,00	0,00	75.000,00
	TERMICA	206,43	0,00	952.545,40	2.729.259,90	1.986.704,33	1.487.737,44	23.189,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAGLIARI	EL PRIMARIA	4.438.743,28	27.602.202,66	179.903.040,60	3.260.186,03	9.023.626,32	14.504.740,60	3.669.842,28	8.889.379,57	776.492,00	0,00	0,00	120.000,00
	TERMICA	7.689.322,38	21.375.303,79	112.631.362,19	1.956.345,74	4.678.918,18	11.935.252,80	117.322,86	1.596.449,38	185.971,45	0,00	0,00	0,00
BASTIA	EL PRIMARIA	2.296.679,20	0,00	0,00	0,00	728.725,75	26.126,79	547.017,51	0,00	258.002,45	574.169,80	966.236,91	45.000,00
	TERMICA	3.978.582,60	0,00	0,00	0,00	377.857,86	21.498,48	17.487,85	0,00	61.792,12	1.326.061,58	231.346,34	0,00
TOULON	EL PRIMARIA	0,00	0,00	0,00	715.523,67	32.941.872,24	2.966.912,61	1.940.955,51	0,00	1.489.508,16	257.364,54	531.430,30	18.750,00
	TERMICA	0,00	0,00	0,00	429.365,58	17.080.973,81	2.441.329,56	62.051,29	0,00	356.740,30	594.390,76	127.240,49	0,00
NIZZA	EL PRIMARIA	786.713,46	0,00	0,00	0,00	505.808,65	856.308,06	768.980,16	0,00	1.716.019,39	196.678,37	434.806,61	82.500,00
	TERMICA	1.362.839,22	0,00	0,00	0,00	262.271,20	704.614,68	24.583,88	0,00	410.990,21	454.234,31	104.105,85	0,00
GENOVA	EL PRIMARIA	10.171.261,68	85.030.968,55	98.098.962,88	15.833.183,22	77.568.159,14	14.736.592,41	13.425.300,33	11.517.543,96	0,00	0,00	0,00	0,00
	TERMICA	17.619.876,86	68.286.582,88	61.416.526,26	9.274.424,18	40.220.534,07	12.126.032,50	429.199,54	2.068.443,10	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabella 74 - Stima consumi energetici (elettrici e termici) per porto e per aggregati di categorie omogenee di terminal/concessionari (anno 2016) (Fonte: ns. elaborazione)

Completata la stima dei consumi energetici portuali al 2016 sulla base dei KPIs sviluppati, la realizzazione di un forecasting in merito all'andamento della domanda futura di GNL nei singoli porti dell'area obiettivo di cui al Progetto SIGNAL ha richiesto ulteriori step procedurali così sinteticamente indicati:

1. Stima dei Consumi di ENERGIA ELETTRICA per gli anni 2016-2035; stima dei Consumi di ENERGIA TERMICA per gli anni 2016-2035; stima dei CONSUMI DIESEL che possono essere soddisfatti mediante l'impiego del GNL per gli anni 2016-2035. Dette stime hanno richiesto l'identificazione di trend di crescita dei consumi energetici portuali; ciò ha richiesto a sua volta l'identificazione del CAGR dei consumi energetici per ciascun porto esaminato. A questo scopo sono stati impiegati CAGR differenti in relazione a ciascun porto ed ogni periodo di stima:
 - a. CAGR_16-20;
 - b. CAGR_21-25;
 - c. CAGR_26-30;
 - d. CAGR_31-35.
2. Calcolo del VOLUME di GNL EQUIVALENTE per soddisfare il TOTALE ENERGIA richiesta in relazione ai consumi diesel (valore teorico massimo di domanda di GNL, nell'ipotesi in cui il 100% dei consumi diesel passassero ad essere soddisfatti mediante GNL).
3. Identificazione di 3 differenti scenari con riferimento al tasso (%) di conversione a GNL dei consumi energetici diesel. Con riferimento a questo elemento sono stati identificati scenari diversi per ogni porto e per ciascun orizzonte temporale. In particolare:
 - a. scenario 1 (scenario low-growth): rappresenta lo scenario pessimistico (scarsa propensione alla conversione a GNL) per ciascun porto,
 - b. scenario 2 (scenario base): rappresenta lo scenario più probabile (propensione media alla conversione a GNL) per ciascun porto,
 - c. scenario 3 (scenario high-growth): rappresenta lo scenario ottimistico (elevata propensione alla conversione a GNL) per ciascun porto.

Ciascuno dei suddetti scenari è stato esaminato in modo differenziale su vari archi temporali differenti al fine di considerare il fatto che la conversione in oggetto richieda investimenti da realizzare con orizzonti temporali di medio o lungo termine. In particolare, per ciascun porto e ciascun scenario sono stati considerati i seguenti archi temporali:

- i arco temporale 2021-025,
- ii arco temporale 2026-2030,
- iii arco temporale 2031-2035.

Con riferimento allo step 1, le stime per ciascun porto sono state condotte considerando l'andamento storico dei volumi di traffico (che incidono sui consumi energetici portuali) e specifiche proiezioni future dei medesimi.

Con riferimento allo step 2, ovvero allo scopo di calcolare i volumi di GNL equivalenti necessari a soddisfare il totale di energia richiesta in relazione a consumi diesel, si è adottata la seguente equazione:

$$v = E / (\rho * PC) \text{ ovvero volume di GNL} = \text{Energia} / (\text{densità} * \text{potere calorifico})$$

Con $\rho = 450 \text{ kg/m}^3$ e $PC = 13,5 \text{ kWh/kg}$.

In relazione allo step 3, per ciascun porto considerato è stato necessario sviluppare specifiche assunzioni con riferimento alla propensione di conversione a GNL dei consumi energetici di tipo diesel. Ciò ha richiesto la valutazione di molteplici documenti formali prodotti dalle diverse AdSP e Port Authority competenti, nonché una prima stima di massima in merito alle strategie energetiche perseguite dai principali soggetti privati operanti in ciascun porto esaminato e dalle stesse AdSP/Port Authorities. La Tabella 75 riporta la documentazione esaminata a questa finalità.

Porto/raio	Regione	ID	Documento consultato	Anno di pubblicazione	Fonte:	Descrizione interventi rilevanti per l'efficiamento energetico
Livorno	Toscana	AL_01	Piano operativo triennale 2018-2020 pg. 32,33,37,105-108	2017	AdSP del Mar Tirreno Settentrionale	Il POT di AdSP promuove due iniziative sui combustibili: 1) LNG - mira a svolgere funzione di hub di rifornimento, sul fronte mare a livello IT-FR e West-Med, sul fronte terrestre per l'Italia centro-settentrionale; 2) Idrogeno - mira ad impiegare l'idrogeno come fonte energetica dei processi portuali e logistici, sia in termini di potenziale elettrico che come forza
Livorno	Toscana	AL_02	Report sulle attività preliminari e sugli esiti degli incontri pg 11,12	2019	AdSP del Mar Tirreno Settentrionale	Il report tratta di tre obiettivi per il porto di Livorno: 1) Servirebbe un impianto di stoccaggio di GNL per autotrazione in porto; 2) OLT dovrebbe diventare distributore di GNL per le navi (progetto); 3) Da gennaio si dovrà monitorare l'applicazione direttiva carburanti attraverso una sinergia tra comune, AdSP e capitaneria di Porto.
Livorno	Toscana	AL_03	Piano regolatore del porto di Livorno pg. 27-30, 73, 74	2014	Autorità Portuale Livorno	Il piano regolatore del porto di Livorno riporta che OLT ha espresso il suo impegno a supportare il progetto di istituire un partenariato industriale ed istituzionale per lo sviluppo di una stazione di bunkeraggio LNG, equipaggiando la propria unità FRUSU con gli impianti necessari per il trasferimento del gas liquido verso altre navi ormeggiate a lato.
Livorno	Toscana	AL_04	Il Progetto "GNL facile - GNL Fonte Accessibile Integrata per la Logistica Efficiente"	2019	Interreg	L'obiettivo del progetto "GNL facile" è la riduzione dell'utilizzo dei carburanti più inquinanti e la dipendenza del petrolio nei porti commerciali. Questo attraverso la creazione di due infrastrutture mobili dedicate al rifornimento GNL dei mezzi marittimi e terrestri nei porti, la realizzazione di 8 azioni pilota nei porti di progetto (Livorno, Genova, Piombino, Bastia, Cagliari, Savona, La Spezia e Tolone) con le stazioni mobili di rifornimento con lo scopo di testare l'immediata applicabilità del rifornimento GNL. Arco temporale del progetto: 2025. Budget complessivo: 2.345.655
Portoferraio	Toscana	AL_02	Report 10-11 luglio per sito Deasp pg 10,11	2019	AdSP del Mar Tirreno Settentrionale	Il report tratta di due obiettivi per il porto di Portoferraio 1) Possibilità di elettrificare le banchine per i traghetti e per tutte le altre imbarcazioni; 2) Necessario prevedere non solo azioni premianti per chi attua risparmio energetico ma anche penalizzanti verso coloro che non lo fanno.
Oristano	Sardegna	AL_05	Piano operativo triennale 2018-2020 pg 133	2017	AdSP del Mare di Sardegna	Nel POT delle AdSP del Mare di Sardegna si cita il progetto GNL facile riportando due azioni pilota, le prime volte allo sviluppo dell'uso dei carburanti marittimi a basso impatto, come il GNL, nei porti commerciali, la seconda per la realizzazione di stazioni di stoccaggio e rifornimento di GNL nei porti commerciali. Nel POT, inoltre, si citano gli SMART PORTS e i GREEN PORTS, i primi con l'obiettivo di sviluppare soluzioni volte alla valorizzazione delle aree demaniali non utilizzate per attività portuali proprie in funzione della autosufficienza energetica dei diversi scali del Sistema. In relazione ai GREEN PORTS si ipotizza la creazione di un sistema telematico di monitoraggio dei valori ambientali, in riferimento a questo si citano i SELF DIAGNOSIS METHOD ed i PORT ENVIRONMENTAL REVIEW SYSTEM.
Oristano	Sardegna	AL_06	Tabella obiettivi generali del piano regolatore portuale	2017	AdSP del Mare di Sardegna	Nella tabella degli obiettivi generali del PRP si individuano in 8 target di sostenibilità ambientale: 1) l'individuazione degli elementi di criticità ambientale e la definizione di eventuali misure di limitazione degli impatti; 2) Promuovere un uso sostenibile delle risorse ambientali; 3) La tutela della risorsa idrica; 4) La tutela della qualità dell'aria; 5) La gestione sostenibile dei rifiuti; 6) Il risparmio energetico (grazie a: i) l'acquisto di mezzi a basso impatto ambientale, come ad esempio quelli con motore elettrico; ii) l'incremento della quota di utilizzo/acquisizione di energie da fonti rinnovabili fino ad una quota del 30% da raggiungere in un periodo di 5 anni; iii) Definendo obblighi anche per i concessionari di utilizzo di fonti energetiche rinnovabili); 7) Conservazione della biodiversità; 8) Sensibilizzazione del personale e degli utenti dell'ambito portuale in relazione alle tematiche ambientali.
Oristano	Sardegna	AL_07	Fa un passo avanti il progetto Edison a Oristano	2017	Ship2Shore	L'articolo riporta una notizia del 2017 in relazione al progetto "Accosto e deposito costiero di GNL nel porto di Oristano". Il progetto prevedeva la realizzazione di un nuovo deposito costiero, dedicato allo stoccaggio e alla distribuzione costiera di GNL, composto da 7 serbatoi criogenici da 1.430 metri cubi ciascuno, per una capacità nominale complessiva di 10.000 metri cubi ed una capacità di movimentazione annua di 520.000 metri cubi di gas. L'approvvigionamento dell'impianto avverrà per mezzo di navi gasiere, di portata compresa tra 17.500 e 15.600 metri, mentre la distribuzione del gas ai clienti finali potrà avvenire attraverso 2 modalità: 1) via mare con betoniere di portata da 1.000/2.000 metri cubi; 2) via
Cagliari	Sardegna	AL_05	Piano operativo triennale 2018-2020 pg 133	2018	AdSP del Mare Portuale di Sardegna	Nel POT delle AdSP del Mare di Sardegna si cita il progetto GNL facile riportando due azioni pilota, le prime volte allo sviluppo dell'uso dei carburanti marittimi a basso impatto, come il GNL, nei porti commerciali, la seconda per la realizzazione di stazioni di stoccaggio e rifornimento di GNL nei porti commerciali. Nel POT inoltre si citano gli SMART PORTS e i GREEN PORTS, i primi con l'obiettivo di sviluppare soluzioni volte alla valorizzazione delle aree demaniali non utilizzate per attività portuali proprie in funzione della autosufficienza energetica dei diversi scali del Sistema. In relazione ai GREEN PORTS si ipotizza la creazione di un sistema telematico di monitoraggio dei valori ambientali, in riferimento a questo si citano i SELF DIAGNOSIS METHOD ed i PORT ENVIRONMENTAL REVIEW SYSTEM.
Cagliari	Sardegna	AL_04	GNL facile	2019	Interreg	L'obiettivo del progetto "GNL facile" è la riduzione dell'utilizzo dei carburanti più inquinanti e la dipendenza del petrolio nei porti commerciali. Questo attraverso la creazione di due infrastrutture mobili dedicate al rifornimento GNL dei mezzi marittimi e terrestri nei porti, la realizzazione di 8 azioni pilota nei porti di progetto (Livorno, Genova, Piombino, Bastia, Cagliari, Savona, La Spezia e Tolone) con le stazioni mobili di rifornimento con lo scopo di testare l'immediata applicabilità del rifornimento GNL. Arco temporale del progetto: 2025. Budget complessivo: 2.345.655
Bastia	Corsica	AL_08	Entro il 2023 la Corsica avrà un rigassificatore galleggiante	2016	Ship2Shore	L'articolo riporta il Piano Pluriennale Energetico del 2015 per la Corsica in cui di era formalizzata la necessità per l'isola di essere approvvigionata di GNL, al fine di convertire a tale carburante le centrali della regione. A tal fine il Ministero de l'Environnement de l'énergie et de la mer aveva pubblicato un invito alla manifestazione di interesse per la realizzazione delle infrastrutture necessarie allo scopo (da conseguirsi entro il 2023) e per la gestione del servizio. Si prevedeva la realizzazione di un rigassificatore galleggiante da 40.000 metri cubi di capacità.

Porto/raio	Regione	ID	Documento consultato	Anno di pubblicazione	Fonte:	Descrizione interventi rilevanti per l'efficiamento energetico
Tolone	Corsica	AL_09	Strategia Ambientale per i porti turistici	2019	CCI VAR	nel 2011 la CClv ha deciso di avviare nel Var l'approccio "Clean Ports" hc emria a incoraggiare tutte le operazioni che contribuiscono alla conservazione e al miglioramento della qualità del suo ambiente, obiettivo a impstto zero. Ad oggi il porto di Tolone è certificato. Da aprile 2016 è attivo un servizio di vigili della proprietà. Nel 2018 il porto di Tolone ha accolto la tecnologia innovativa e ecologica di collettta dei rifiuti SEABIN.
Bastia	Corsica	AL_04	GNL facile	2019	Interreg	L'obiettivo del progetto "GNL facile " è la riduzione dell'utilizzo dei carburanti più inquinanti e la dipendenza del petrolio nei porti commerciali. Questo attraverso la creazione di due infrastrutture mobili dedicate al rifornimento GNL dei mezzi marittimi e terrestri nei porti, la realizzazione di 8 azioni pilota nei porti di progetto (Livorno, Genova, Piombino, Bastia, Cagliari, Savona, La Spezia e Tolone) con le stazioni mobili di rifornimento con lo scopo di testare l'immediata applicabilità del rifornimento GNL. Arco temporale del progetto: 2025. Budget complessivo: 2.345.655
Bastia	Corsica	AL_10	Programmi europei	2018	Port de Bastia	Tra i progetti europei si include "IMPATTINO" che vede la realizzazione di azioni pilota congiunte per la raccolta e il trattamento delle acque reflue e dei rifiuti nei porti.
Tolone	Provenza - Alpi - Costa Azzurra	AL_11	Mobilité terrestre et maritime- l'hydrogène renouvelable s'invite sur le Circuit Paul Richard et dans la zone portuaire de Toulon	n.a.	CCI VAR	Durante il Salone Hydrovolution dedicato all'idrogeno Alain COLLEN direttore commerciale di ENGIE Cofely, Jacques BIANCHI presidente della Camera di commercio e industriale del VAR, Stéphane CLAIR direttore generale del CIRCUIT PAUL Richard, Christophe et Yves ARNAL, gestori dei battellieri della Costa Azzurra hanno firmato un accordo di partenariato per lo sviluppo di una filiera d'idrogeno sui due poli economici du Var. Mira a rispondere al progetto "Territorio idrogeno" isituito dalla CCI del VAR che sarà cpmcritezzato da l'installazione di una unità di produzione dell'idrogeno rinnovabile sul sito del CIRCUIT PAUL Richard per l'alimentazione dei veicoli e lo sviluppo di un servizio di rifornimento in
Tolone	Provenza - Alpi - Costa Azzurra	AL_12	Un plan de 30 millions d'euros est présenté ce jeudi dans la cité phocéenne.	2019	Publicazione di Anne Le Hars, AM et AFP, del 05/09/2019	Nel quadro del suo piano Klima "une COP d'avance", il presidente della regione PACA a promesso "zero emissioni di fumi per gli scali portuali che durano tra 3 e 10 ore entro 2023". E punta a elettrificare al 100% tutte le banchine che porterà ad una diminuzione della velocità e quindi anche delle emissioni di fumo.
Tolone	Provenza - Alpi - Costa Azzurra	AL_04	GNL facile	2019	Interreg	L'obiettivo del progetto "GNL facile " è la riduzione dell'utilizzo dei carburanti più inquinanti e la dipendenza del petrolio nei porti commerciali. Questo attraverso la creazione di due infrastrutture mobili dedicate al rifornimento GNL dei mezzi marittimi e terrestri nei porti, la realizzazione di 8 azioni pilota nei porti di progetto (Livorno, Genova, Piombino, Bastia, Cagliari, Savona, La Spezia e Tolone) con le stazioni mobili di rifornimento con lo scopo di testare l'immediata applicabilità del rifornimento GNL. Arco temporale del progetto: 2025. Budget complessivo: 2.345.655
Nizza	Costa Azzurra	AL_13	Mermaid -Mediterranean Environmental Review Monitoring for port Authorities Through Intergrated Development	2014	RIVIERAPORTS	L'obiettivo del progetto "Mermaid" è di stabilire uno stato d'arte di un Sistema di Monitoraggio Ambientale utilizzato dai Porti urbani per l'ottimizzazione dell'utilizzo dei dati. Mira a identificare le best practices ambientali e fissare una lista dei parametri (air pollution, noise, water quality) che devono essere monitorati.
Genova	Liguria	AL_11	Piano operativo triennale 2017 - 2019 pg. 38,39,43,45	2017	AdSP del Mar Ligure Occidentale	Il POT di AdSP del Mar Ligure occidentale cita 4 azioni che il polo genovese ha messo in atto: 1) LA pianificazione energetica, con l'apporto degli impianti tecnologici per l'elettrificazione delle banchine; 2) L'utilizzo di energie alternative, facendo riferimento sia al GNL che all'utilizz di biomasse; 3) Lo studio e l'implementazione di un nuovo servizio di raccolta e della gestione differenziata dei rifiuti prodotti in area portuale; 4) La revisione del sistema delle acque. Nel documento, inoltre, si prevede il proseguimento dei progetti GAINN4MOS e GAINN4CORE, al fine di studiare la fattibilità della realizzazione di nuove infrastrutture per il GNL.
Genova	Liguria	AL_04	GNL facile	2019	Interreg	L'obiettivo del progetto "GNL facile " è la riduzione dell'utilizzo dei carburanti più inquinanti e la dipendenza del petrolio nei porti commerciali. Questo attraverso la creazione di due infrastrutture mobili dedicate al rifornimento GNL dei mezzi marittimi e terrestri nei porti, la realizzazione di 8 azioni pilota nei porti di progetto (Livorno, Genova, Piombino, Bastia, Cagliari, Savona, La Spezia e Tolone) con le stazioni mobili di rifornimento con lo scopo di testare l'immediata applicabilità del rifornimento GNL. Arco temporale del progetto: 2025. Budget complessivo: 2.345.655

Tabella 75 - Ipotesi connesse alla propensione alla conversione a GNL dei consumi diesel per porto: documentazione consultata (Fonte: ns. elaborazione)

La Tabella 76 riporta i tassi di conversione a GNL dei consumi diesel riconducibili a ciascun arco temporale e a ciascuna ipotesi di scenario con riferimento ai diversi porti oggetto del Progetto SIGNAL.

	Genova	Nizza	Toulon	Bastia	Cagliari	Oristano	Portoferraio	Livorno
Ipotesi sottostanti all'andamento dei consumi energetici portuali complessivi								
CAGR_16-20	1,00%	1,90%	2,80%	1,90%	0,00%	1,90%	2,40%	2,40%
CAGR_20-25	1,00%	1,90%	2,80%	1,90%	0,00%	1,90%	2,40%	2,40%
CAGR_25-30	2,50%	1,50%	2,00%	1,50%	2,50%	1,50%	2,00%	2,00%
CAGR_30-35	2,00%	1,50%	2,00%	1,50%	1,50%	1,50%	2,00%	2,00%
Ipotesi relative ai tassi di conversione a GNL dei consumi energetici termici di tipo "diesel"								

	Genova	Nizza	Toulon	Bastia	Cagliari	Oristano	Portoferraio	Livorno
<i>Ipotesi sottostanti all'andamento dei consumi energetici portuali complessivi</i>								
Periodo 2016-2020	%GNL_scenario_1	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	%GNL_scenario_2	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	%GNL_scenario_3	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Periodo 2021-2025	%GNL_scenario_1	7,50%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
	%GNL_scenario_2	12,50%	20,00%	20,00%	15,00%	15,00%	20,00%	20,00%
	%GNL_scenario_3	17,50%	25,00%	25,00%	20,00%	20,00%	25,00%	30,00%
Periodo 2026-2030	%GNL_scenario_1	20,00%	15,00%	15,00%	15,00%	30,00%	20,00%	15,00%
	%GNL_scenario_2	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	35,00%	30,00%	25,00%
	%GNL_scenario_3	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	40,00%	40,00%	30,00%
Periodo 2031-2035	%GNL_scenario_1	35,00%	15,00%	15,00%	15,00%	50,00%	20,00%	15,00%
	%GNL_scenario_2	40,00%	25,00%	25,00%	25,00%	60,00%	30,00%	25,00%
	%GNL_scenario_3	45,00%	30,00%	30,00%	30,00%	70,00%	40,00%	30,00%

Tabella 76 - Tassi di conversione a GNL dei consumi diesel supposti in relazione al porto di Genova per Scenario e per arco temporale di analisi (Fonte: ns. elaborazione)

Si riportano di seguito i principali elementi che hanno guidato la definizione delle ipotesi sottostanti alla determinazione dei tassi di conversione a GNL dei consumi diesel in ambito portuale, ovviamente in relazione ai diversi scenari.

Con particolare riferimento al porto di Livorno, la stima dei tassi di conversione dei consumi energetici di diesel in GNL è avvenuta in considerazione degli elementi indicati di seguito.

- Il POT dell'Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Settentrionale: esso promuove iniziative volte ad incentivare l'utilizzo di combustibile GNL, in ragione del fatto che il suo sistema portuale presenta ambizioni commerciali di scala internazionale e, pertanto, dovrà ragionevolmente essere dotato di *facilities* dedicate al rifornimento di navi *LNG propelled*. Le presenti iniziative si riferiscono sostanzialmente ai combustibili GNL e all'idrogeno; prendendo in considerazione il GNL, il porto di Livorno mira a diventare un nodo hub di rifornimento sia per il trasporto terrestre, per quanto concerne l'area relativa all'Italia centro-settentrionale, che per il trasporto marittimo, non solo per il territorio italiano e francese ma anche per l'intera area *West Med*;
- Il "Report sulle attività preliminari e sugli esiti degli incontri" redatto dall'AdSP del Mar Tirreno Settentrionale: esso identifica le proposte sollevate durante il dibattito tenutosi a Livorno l'11 luglio 2019 in termini di interventi e misure da adottare. Tra quest'ultime sono state considerate rilevanti, ai fini della stima dei tassi di conversione in oggetto, la necessità di realizzare un impianto di stoccaggio di GNL per l'autotrazione in porto e il progetto concernente l'OLT, il quale, come riportato anche nel POT del porto di Livorno, mira a far diventare l'unità galleggiante di stoccaggio e rigassificazione di GNL una stazione di bunkeraggio di gas liquefatto, grazie all'equipaggiamento della propria unità FRSU con gli impianti necessari per il trasferimento di GNL verso le navi ormeggiate a lato. Di conseguenza, il POT del

porto di Livorno identifica il potenziale ruolo chiave del porto in oggetto nella risoluzione del problema principale concernente il rifornimento di LNG sia per le navi sia per i veicoli pesanti, cercando in tal modo di combinare l'attenta politica di investimento e sviluppo con la disponibilità di sfruttare strutture già esistenti, fonte di un presumibile vantaggio competitivo del porto di Livorno rispetto ai *competitor*;

- Anche il progetto "GNL facile", volto alla riduzione dell'utilizzo dei carburanti inquinanti e della dipendenza del petrolio nei porti commerciali, contribuisce al calcolo della stima dei tassi di conversione in oggetto, in quanto coinvolge, tra gli 8 porti appartenenti all'area di programma, anche il porto di Livorno;
- Inoltre, in occasione dell'*Italian LNG Summit 2019*, tenutosi a Livorno il 14 marzo, il viceministro del MIT ha annunciato la candidatura del porto a diventare il centro strategico per lo sviluppo di infrastrutture GNL, soprattutto in ragione della disponibilità di impianti di grande taglia, quali l'OLT Offshore LNG Toscana e in virtù della recente nascita della New.Co. "Livorno LNG Terminal S.p.A.", sorta nel febbraio 2018 dall'alleanza Eni-Neri per la realizzazione di un punto di stoccaggio e distribuzione di GNL nelle aree portuali.

Per quanto concerne il porto di Portoferraio, la stima dei tassi di conversione dei consumi energetici di diesel in GNL è stata stimata in ragione delle seguenti considerazioni:

- Il ruolo di coordinatore da parte dell'AdSP del Mar Tirreno Settentrionale (MTS) nell'ambito del progetto "GNL facile", AdSP che gestisce anche lo scalo di Portoferraio;
- Il "Report sulle attività preliminari e sugli esiti degli incontri" redatto dall'AdSP del MTS, con particolare riferimento alle proposte di interventi e misure durante il dibattito tenutosi a Portoferraio il 10 luglio 2019, tra le quali spicca la possibilità di elettrificare le banchine per i traghetti e le altre tipologie navali. In particolare, il suddetto impianto, tenuto conto delle potenze necessarie per alimentare le navi in banchina, potrebbe essere alimentato con un sistema a GNL.

Con riferimento al porto di Oristano, la stima dei tassi di conversione a GNL dei consumi diesel è stata basata sulle seguenti considerazioni:

- Nel POT della AdSP del Mare di Sardegna viene evidenziato il ruolo dell'area portuale di Oristano, insieme a quelle di Cagliari, Olbia, Porto Torres e Portovesme, per la rilevanza delle sedi produttive in ambito manifatturiero ed industriale, anche grazie all'attivazione della ZES e lo sfruttamento delle zone franche;
- Inoltre, in occasione della seduta di settembre 2019 del Comitato di Gestione dell'AdSP del mare di Sardegna, è stato deliberato in merito allo scalo di Oristano-Santa Giusta l'affidamento in concessione demaniale per la durata di 25 anni alla

Higas S.r.l di un'area di banchina per le operazioni di approvvigionamento di GNL da navi gasiere e per la realizzazione di un deposito costiero di GNL, che sarà operativo a partire da agosto 2020. Tale provvedimento consentirà, grazie alla realizzazione di una pipeline nell'area in concessione, di avere a disposizione uno sbocco lato mare per il deposito costiero realizzato nell'area retrostante di proprietà dalla stessa società. In particolare, alcune recenti notizie apparse sulla stampa nazionale di settore riportano l'avanzato stato di realizzazione di un nuovo deposito costiero presso il porto di Oristano, dedicato allo stoccaggio e alla distribuzione di GNL (sistema composto da 7 serbatoi criogenici da 1.430 metri cubi ciascuno), che, approvvigionato per mezzo di navi gasiere, distribuirà il gas ai clienti finali sia via mare, attraverso bettoline, sia via terra, tramite camion cisterna.

Per quanto concerne il porto di Cagliari, la stima dei tassi di conversione a GNL dei consumi diesel è stata basata sulle seguenti considerazioni:

- Il progetto "GNL facile" dimostra l'interesse, anche per il porto di Cagliari, per l'implementazione di azioni pilota relative a stazioni mobili di rifornimento di GNL, al fine di testare l'immediata applicabilità del rifornimento GNL e di mostrare agli operatori il funzionamento delle tecnologie e della filiera di tale carburante;
- Inoltre, nei giorni 25-26 novembre 2019 si è tenuto a Cagliari il quinto Convegno Internazionale Isola dell'Energia, promosso dall'Associazione GNL Sardegna per approfondire la rivoluzione energetica, in un'ottica di sviluppo delle opportunità e di identificazione delle sfide connesse all'impiego di GNL nella fase di avvio della metanizzazione della Sardegna.

Con particolare riferimento al porto di Bastia, la stima dei tassi di conversione a GNL dei consumi diesel è avvenuta, anche in questo caso, sulla base delle implicazioni connesse alla realizzazione delle attività previste nell'ambito del Progetto "GNL Facile" all'interno del porto in oggetto: ci si riferisce, in particolare, alla realizzazione di stazioni mobili per il rifornimento di GNL per i mezzi marittimi o terrestri in aree portuali.

Per quanto riguarda, invece, il porto di Tolone, la stima dei tassi di conversione a GNL dei consumi diesel è stata effettuata considerando gli aspetti indicati di seguito:

- Nel 2011 la Chambre de commerce et d'industrie du Var (CCIV) ha dato avvio all'approccio "Clean Ports" che mira ad incoraggiare tutte le operazioni che contribuiscano alla conservazione e al miglioramento della qualità dell'ambiente. Inoltre, in occasione del salone Hydrovolution dedicato all'idrogeno, è stato firmato un accordo di partenariato che mira a rispondere al progetto "Territorio idrogeno", istituito dalla CCIV. Tale progetto verrà concretizzato per mezzo dell'installazione di una unità di produzione di idrogeno rinnovabile per l'alimentazione dei veicoli e lo sviluppo di un servizio di rifornimento idrogeno nell'area portuale di Tolone. Ciò

segnala una particolare attenzione da parte dell'ente nei confronti delle tematiche green in ambito portuale e, inoltre, lascia presumere un significativo impegno nella promozione dell'impiego di carburanti alternativi;

- Come i porti di Livorno, Genova, Piombino, Bastia, Cagliari, Savona e La Spezia, anche Tolone fa parte dell'area di programma del progetto "GNL facile".

Per quanto concerne il porto di Nizza, la stima dei tassi di conversione dei consumi diesel a GNL è avvenuta considerando quanto segue: il progetto "*Mediterranean Environmental Review Monitoring for port Authorities Through Intergrated Development*" (acronimo MERMAID), mira non solo a stabilire un vero e proprio sistema di monitoraggio ambientale, largamente impiegato da parte dei porti, ma anche a identificare le best practices ambientali, al fine di fissare una lista dei parametri, quali *air pollution, noise, water quality*, da monitorare e garantire. Ciò attesta una certa sensibilità da parte delle autorità competenti in relazione al porto di Nizza nel confronto delle tematiche ambientali.

Con particolare riferimento al porto di Genova, la stima dei tassi di conversione a GNL dei consumi diesel deriva dalle seguenti considerazioni:

- Il POT deliberato nel 2017 dall'AdSP del mar Ligure occidentale riporta le azioni e gli interventi messi a progetto per il porto di Genova, tra le quali spiccano la pianificazione energetica, ottenibile attraverso gli impianti tecnologici per l'elettificazione delle banchine e l'utilizzo di energie alternative, facendo ricorso sia al GNL sia all'impiego di biomasse. Inoltre, all'interno del presente documento viene fatto accenno alla prosecuzione della linea di percorso già intrapresa dai porti di Genova e Savona, i quali si avvalgono dei fondi della programmazione finanziaria europea, con particolare riferimento ai programmi Meccanismo per Collegare l'Europa (CEF - Connecting Europe Facility), Orizzonte 2020 e FESR. Più nello specifico si fa riferimento, tra i molteplici progetti, a GAINN4MOS e GAINN4CORE, volti allo studio circa la fattibilità della realizzazione di nuove infrastrutture per il GNL.
- Anche il porto di Genova fa parte della rete di porti appartenenti all'area di programma del progetto "GNL facile".
- Numerosi operatori del settore, secondo la stampa nazionale, stanno sviluppando alleanze e collaborazioni volte alla realizzazione di impianti di stoccaggio e distribuzione di GNL nell'ambito dei porti gestiti dall'AdSP del MLO. Con particolare riferimento allo scalo genovese, l'azienda Ottavio Novella S.p.A. ha consolidato l'alleanza con AutogasNord S.p.A, per la progettazione di un deposito di GNL, per un investimento complessivo pari a 100 milioni di euro, necessari alla realizzazione sia dell'impianto sia della bettolina gasiera, con l'obiettivo ultimo di diffondere nella regione l'impiego di tale combustibile.

In considerazione delle suddette ipotesi, le figure di seguito mostrano l'andamento dei consumi di energia elettrica primaria e i consumi di energia termica stimati rispettivamente per i porti di Genova (Figura 44), Livorno (Figura 45), Portoferraio (Figura 46), Cagliari (Figura 47), Oristano (Figura 48), Toulon (Figura 49), Nizza (Figura 50) e Bastia (Figura 51).

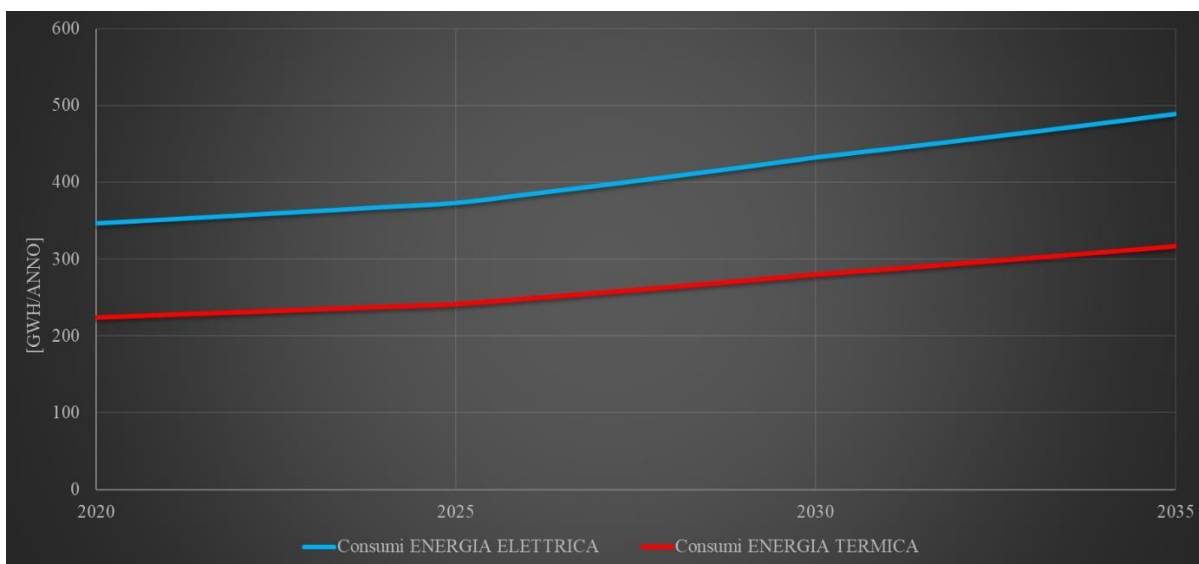


Figura 44 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Genova: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

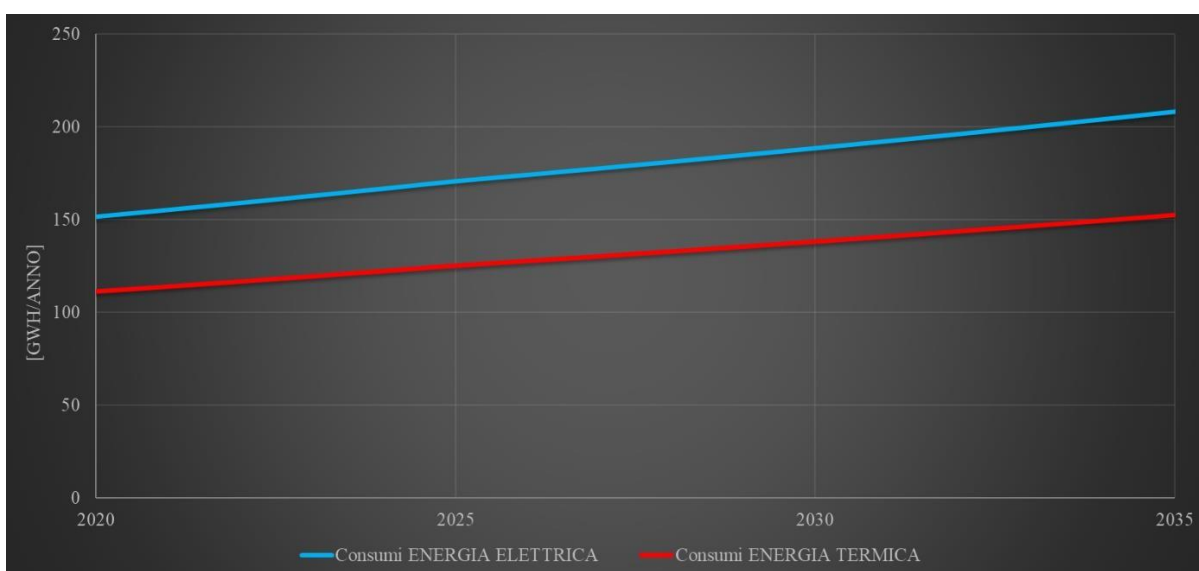


Figura 45 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Livorno: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

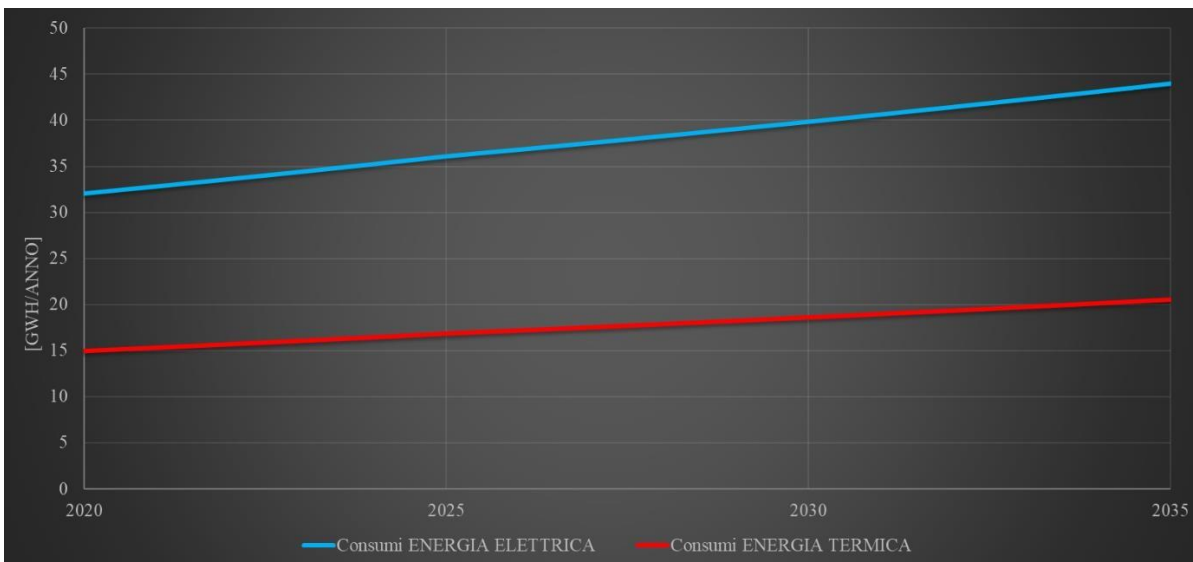


Figura 46 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Portoferraio: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

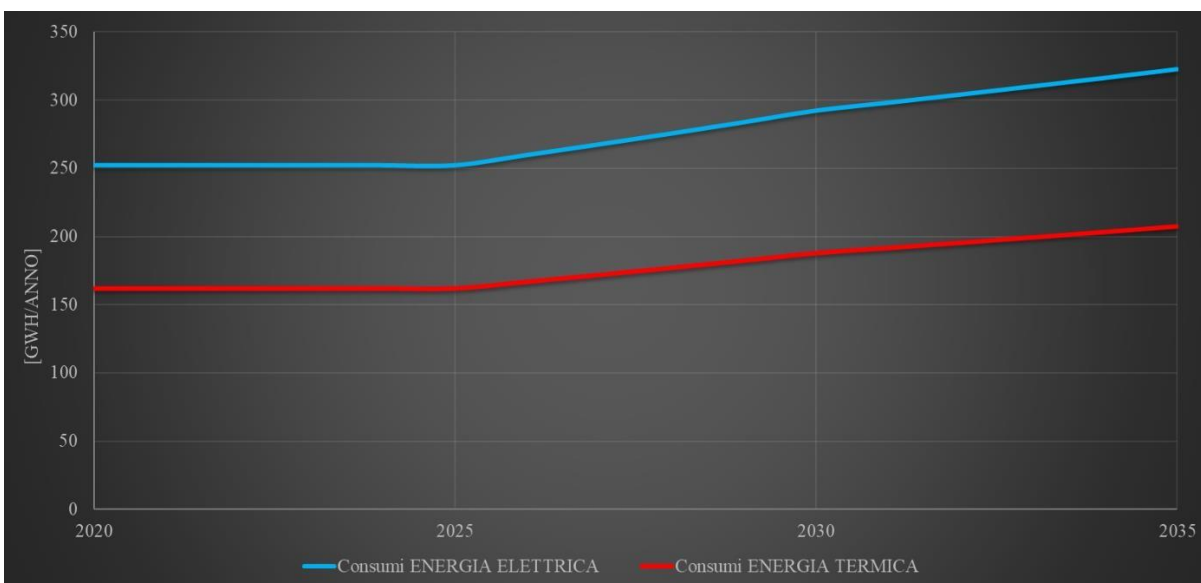


Figura 47 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Cagliari: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

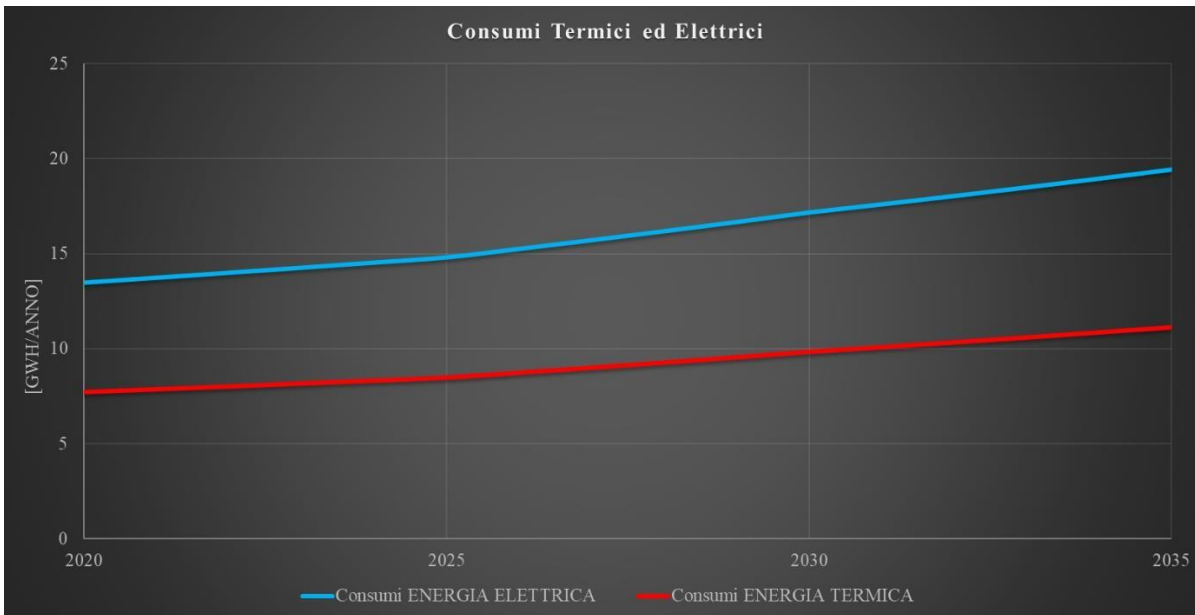


Figura 48 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Oristano: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

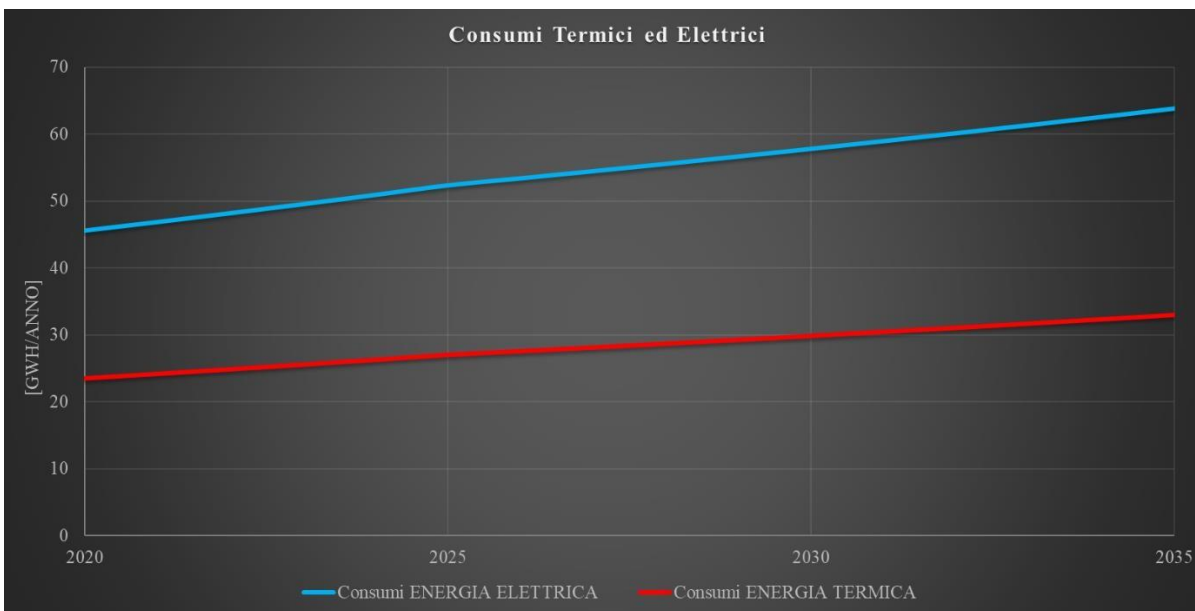


Figura 49 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Toulon: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

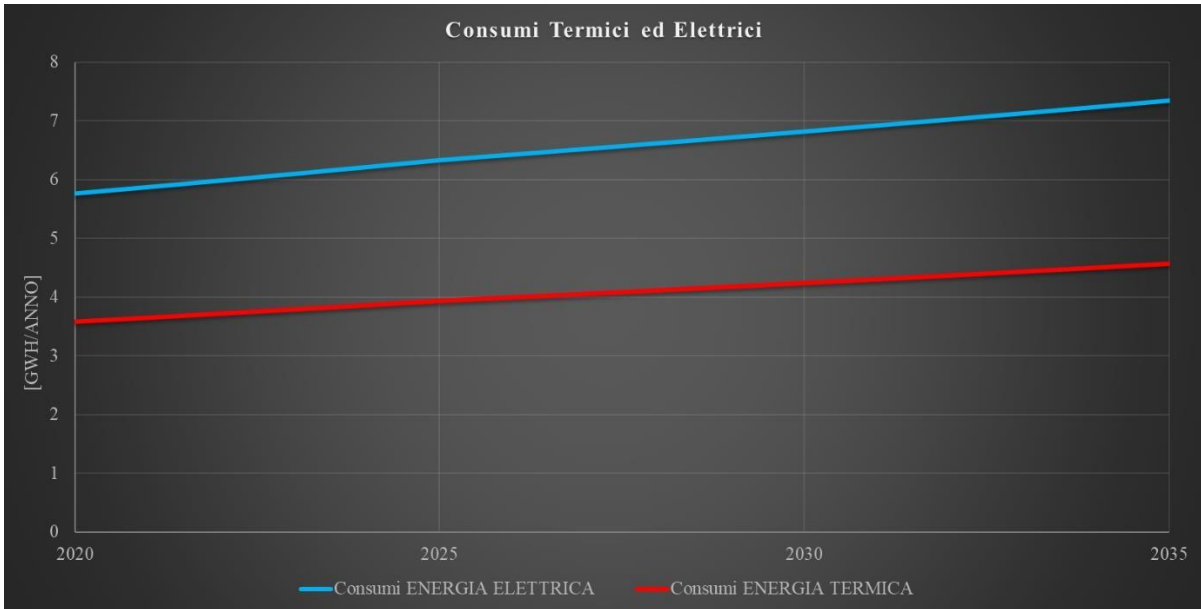


Figura 50 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Nizza: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

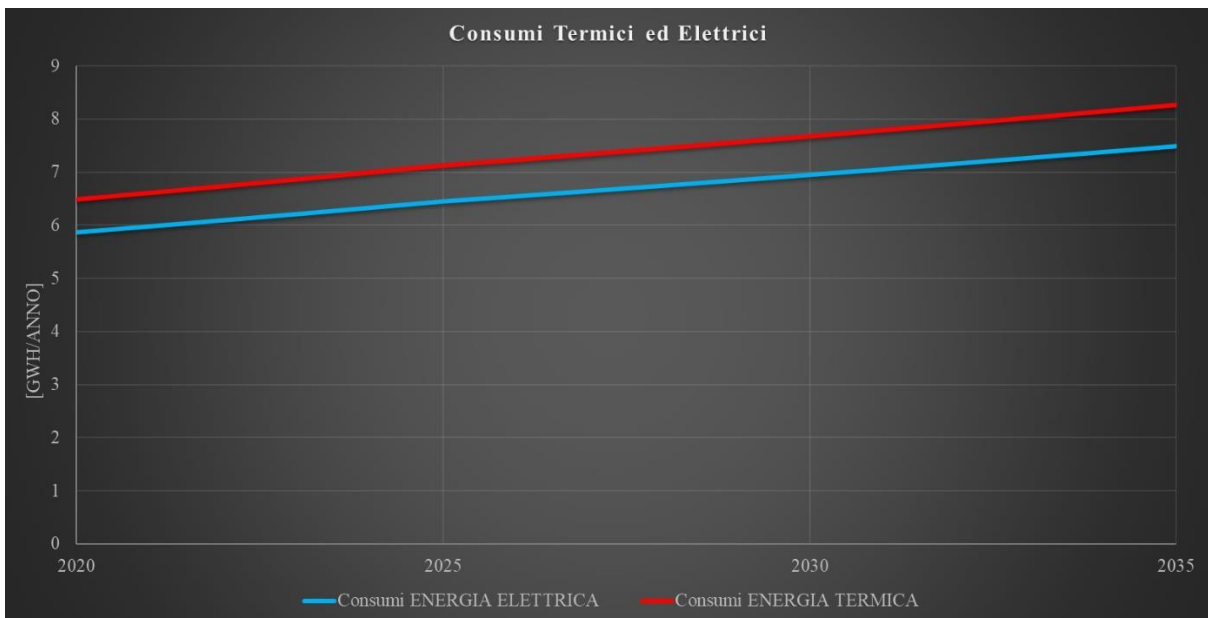


Figura 51 - Stime consumi energetici elettrici (primari) e termici per il porto di Bastia: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

In seguito, si è proceduto a calcolare il volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico (termico) derivante dall'utilizzo del vettore "diesel". Le tabelle sottostanti mostrano le stime per gli anni 2020-2035 del volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico "diesel" dei porti di Genova (Figura 52), Livorno (Figura 53), Portoferraio (Figura 54), Cagliari (Figura 55), Oristano (Figura 56), Toulon (Figura 57), Nizza (Figura 58) e Bastia (Figura 59).

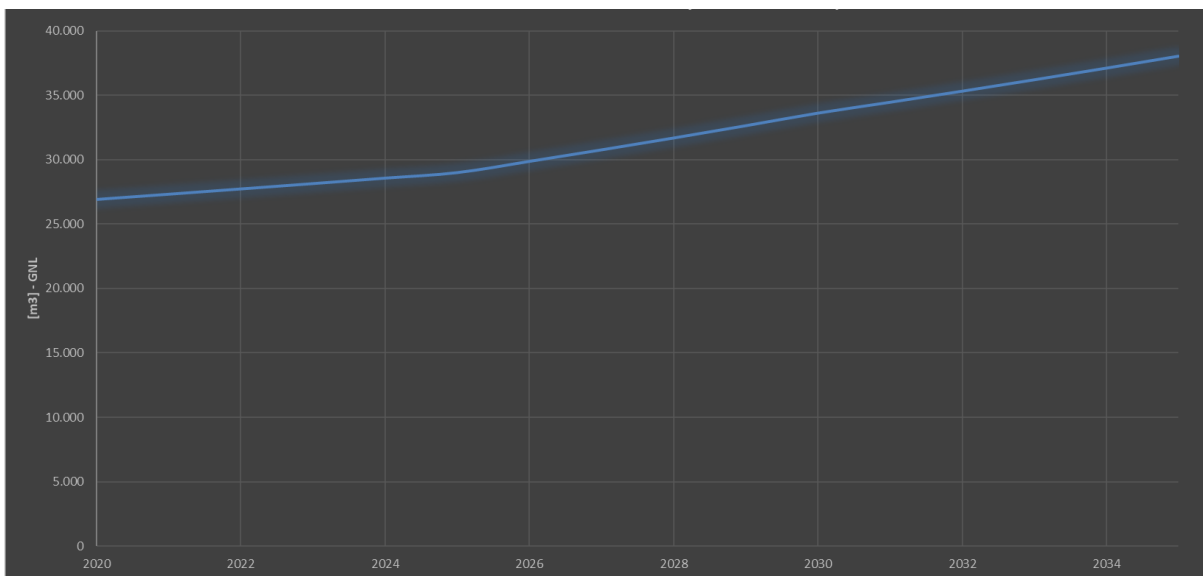


Figura 52 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico "diesel" del porto di Genova: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

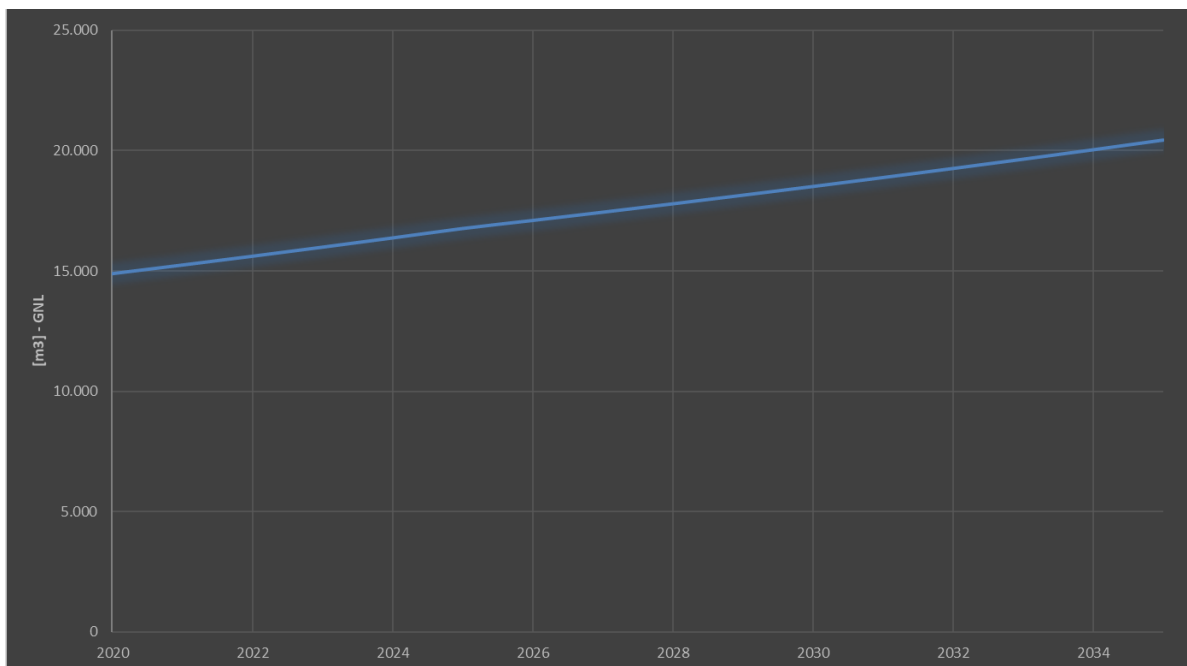


Figura 53 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico “diesel” del porto di Livorno: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

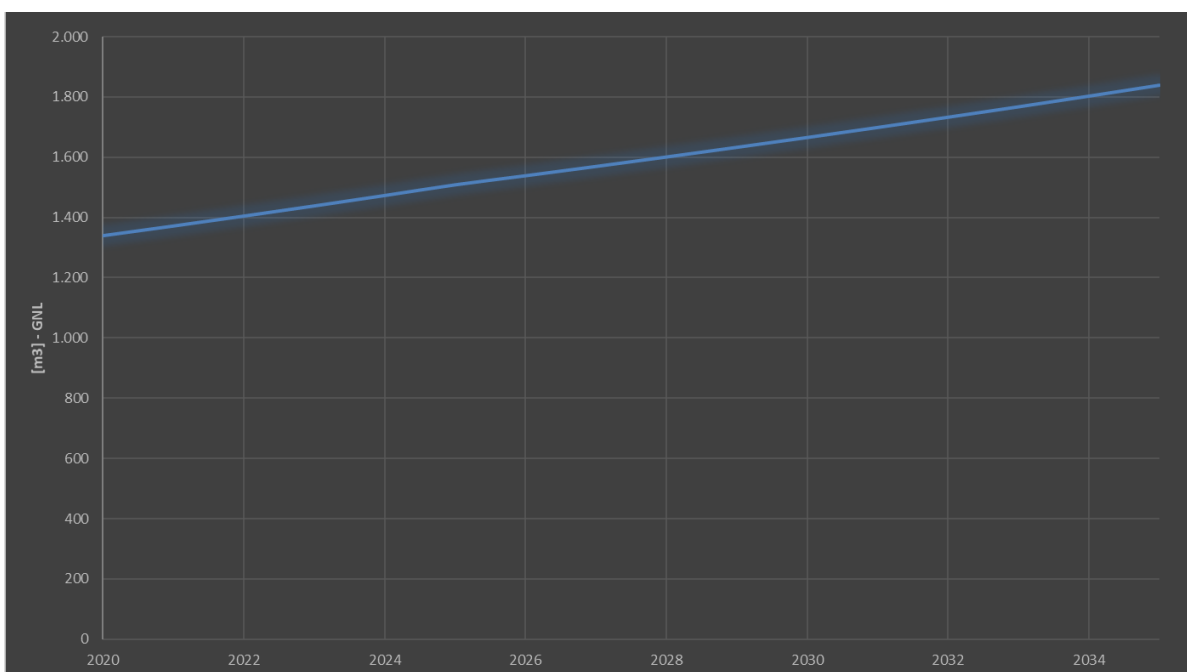


Figura 54 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico “diesel” di Portoferraio: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

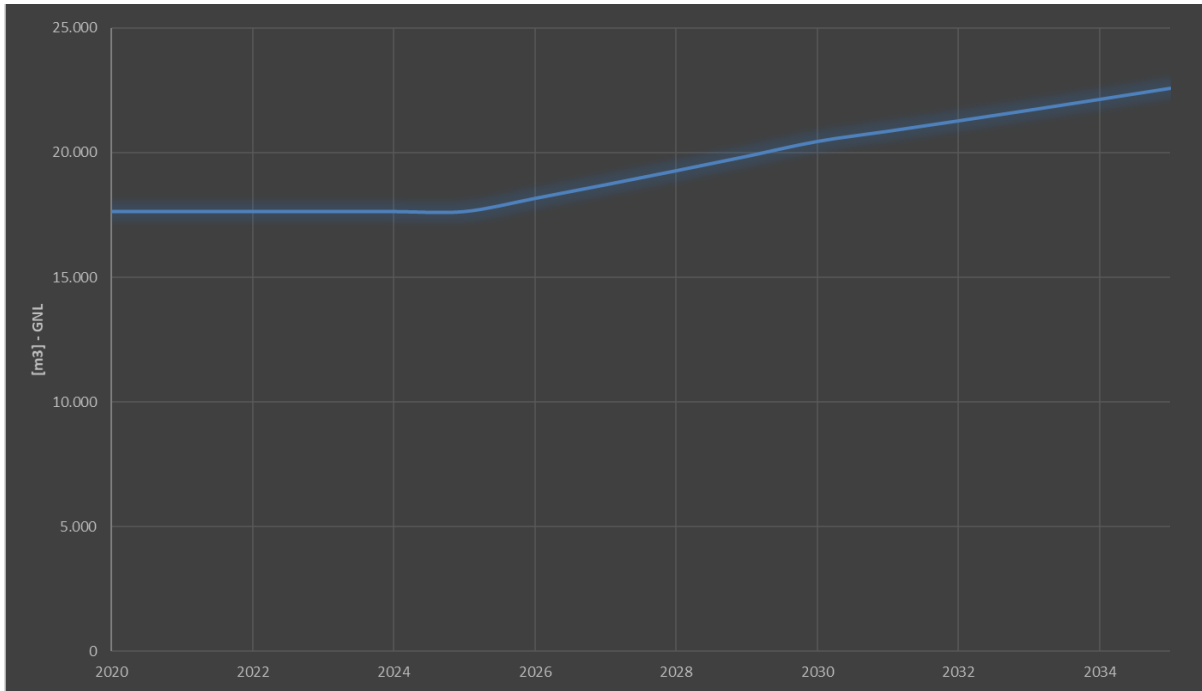


Figura 55 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico "diesel" del porto di Cagliari: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

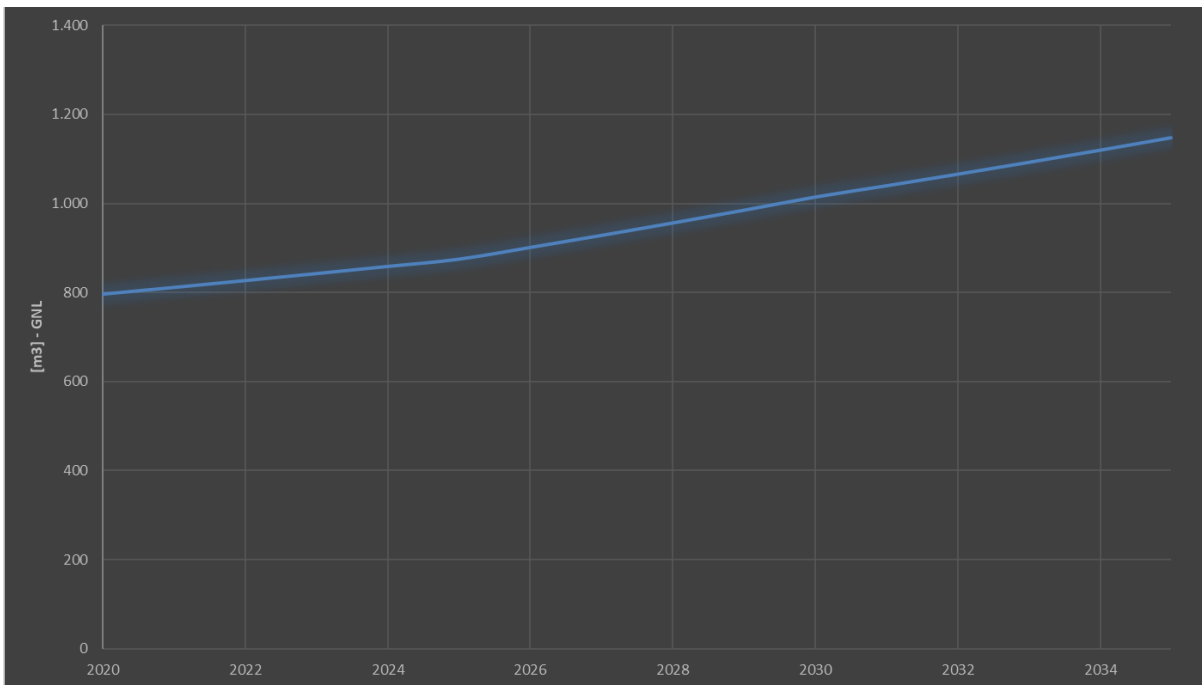


Figura 56 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico "diesel" del porto di Oristano: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

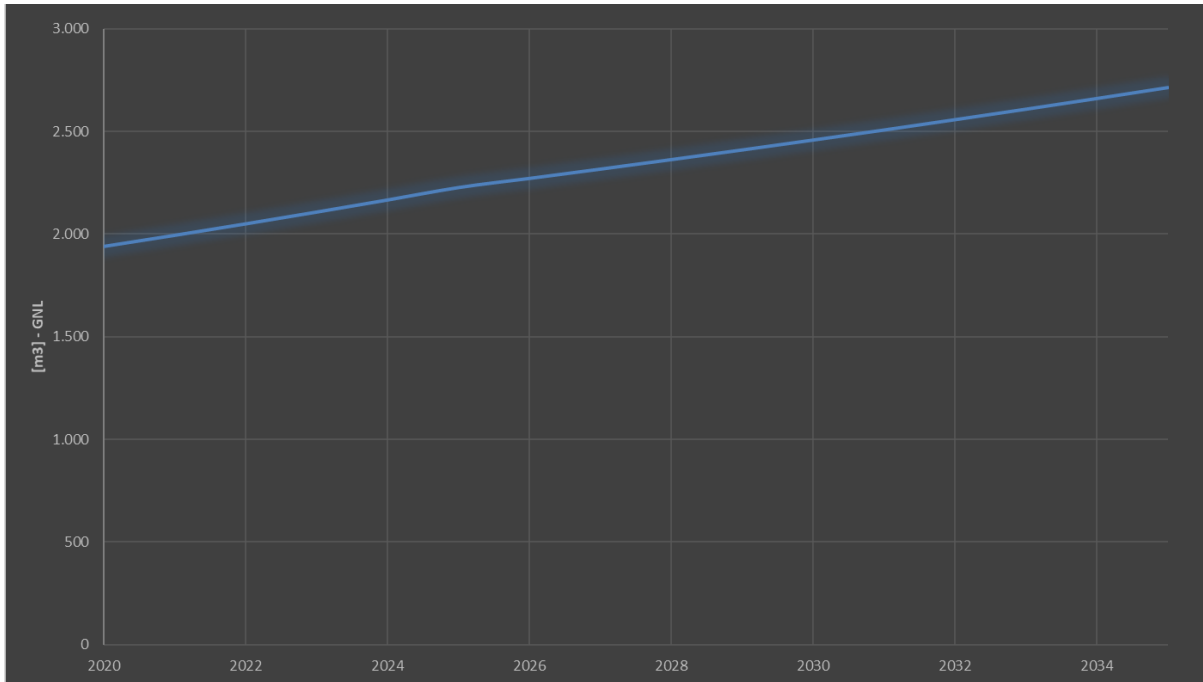


Figura 57 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico “diesel” del porto di Toulon: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

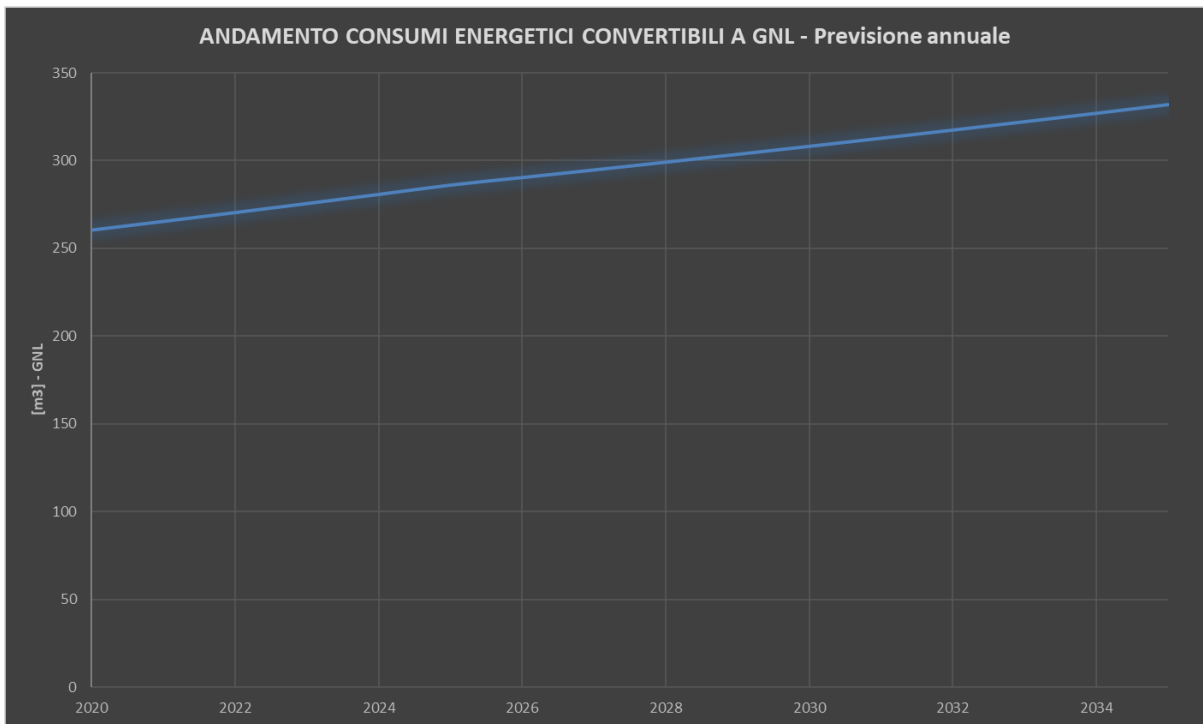


Figura 58 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico “diesel” del porto di Nizza: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione.)

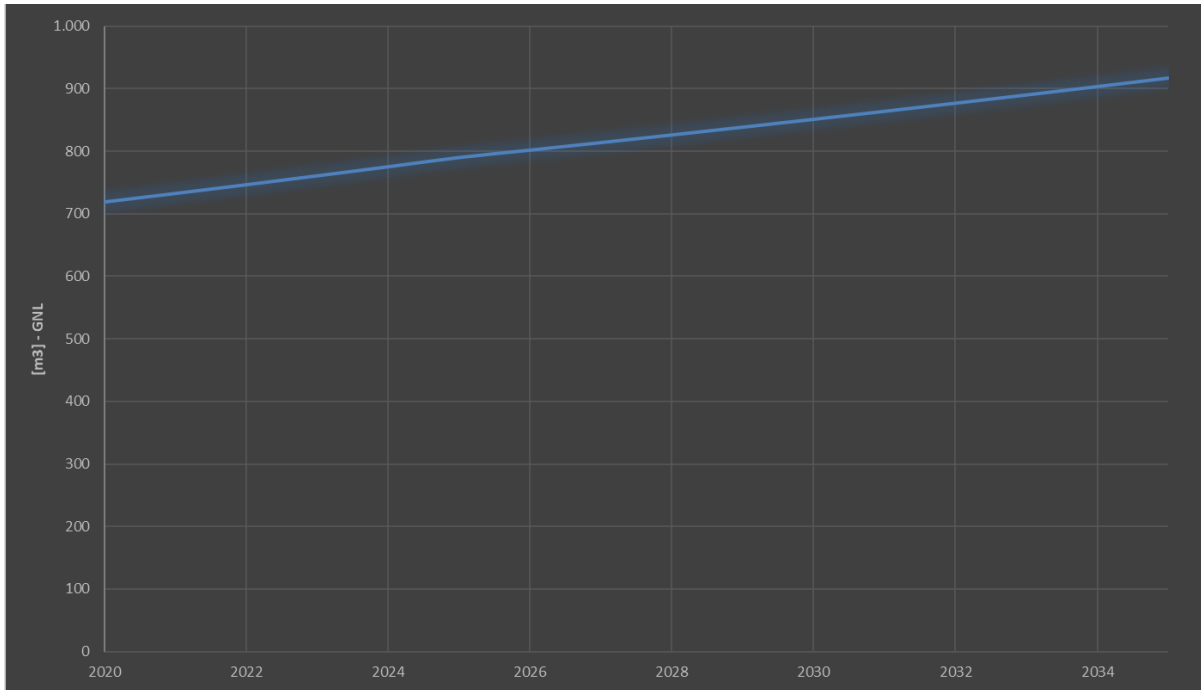


Figura 59 - Volume teorico di GNL necessario per convertire integralmente a GNL il fabbisogno energetico termico “diesel” del porto di Bastia: anni 2020-2035 (Fonte: ns. elaborazione)

Infine, applicando le ipotesi sottostanti ai 3 scenari identificati in relazione al tasso di conversione a GNL dei consumi energetici termici diesel, si è proceduto a definire il forecasting della domanda portuale di GNL per i porti di Genova (Figura 60), Livorno (Figura 61), Portoferraio (Figura 62), Cagliari (Figura 63), Oristano (Figura 64), Toulon (Figura 65), Nizza (Figura 66) e Bastia (Figura 67).

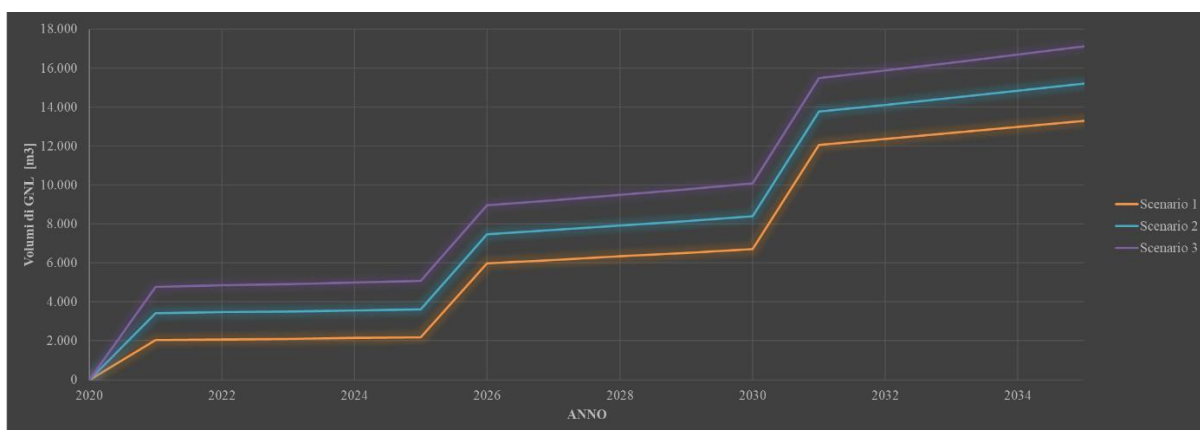


Figura 60 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Genova: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione)

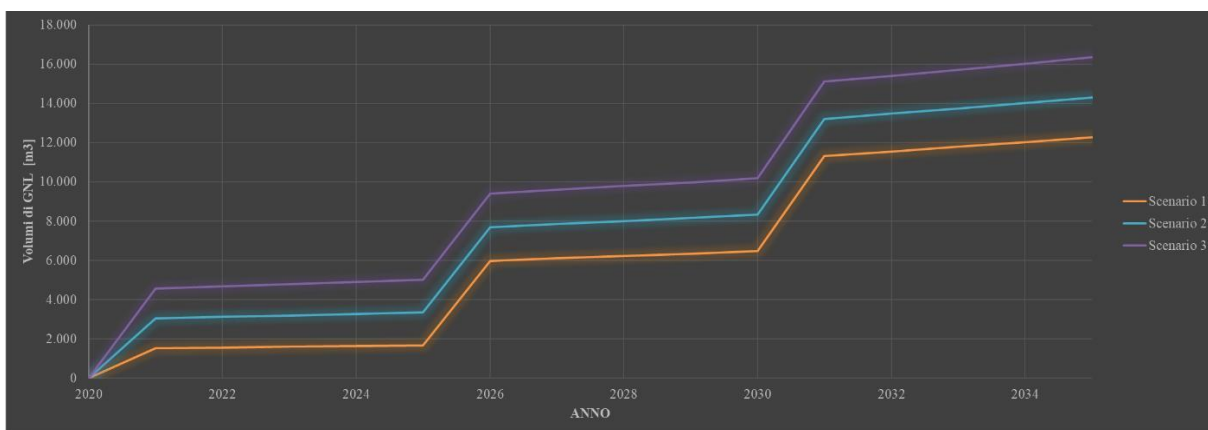


Figura 61 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Livorno: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione.)

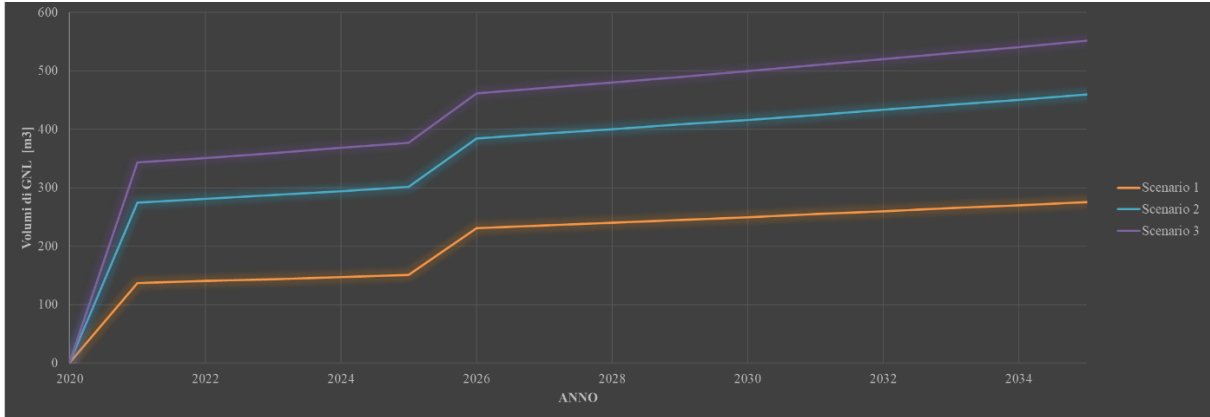


Figura 62 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per Portoferraio: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione)

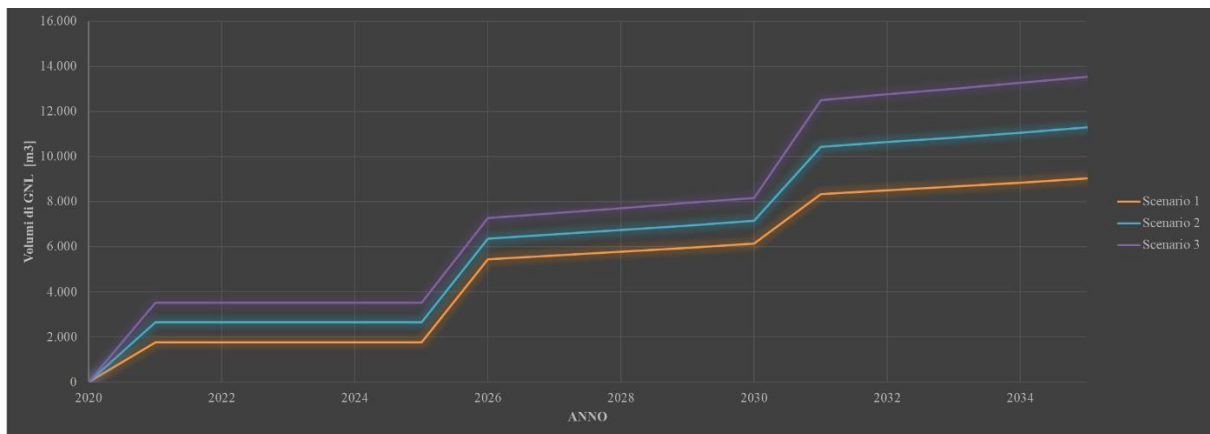


Figura 63 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Cagliari: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione)

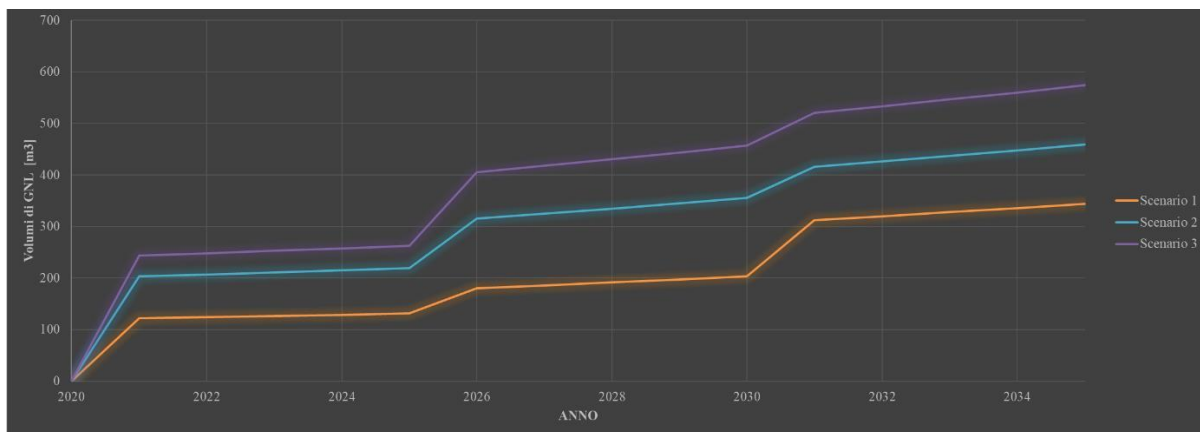


Figura 64 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Oristano: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione.)

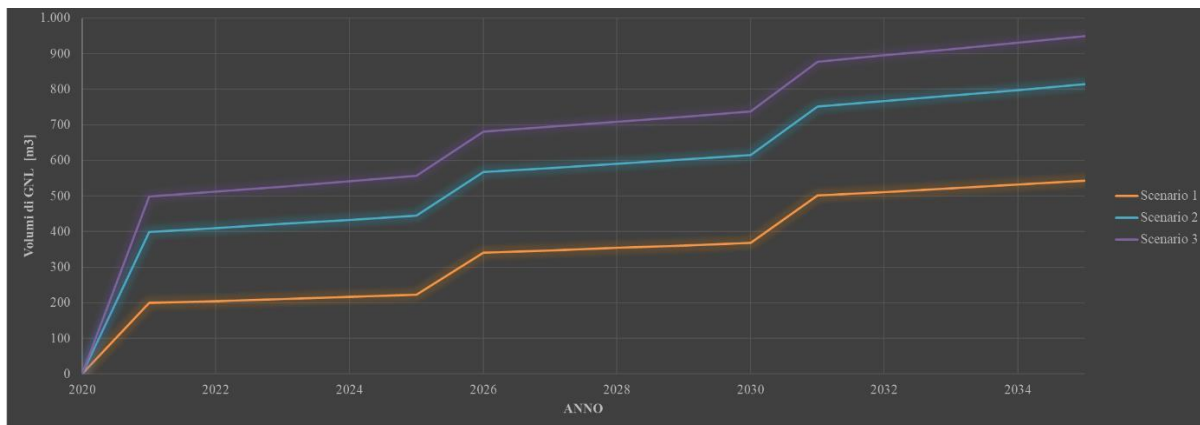


Figura 65 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Toulon: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione)

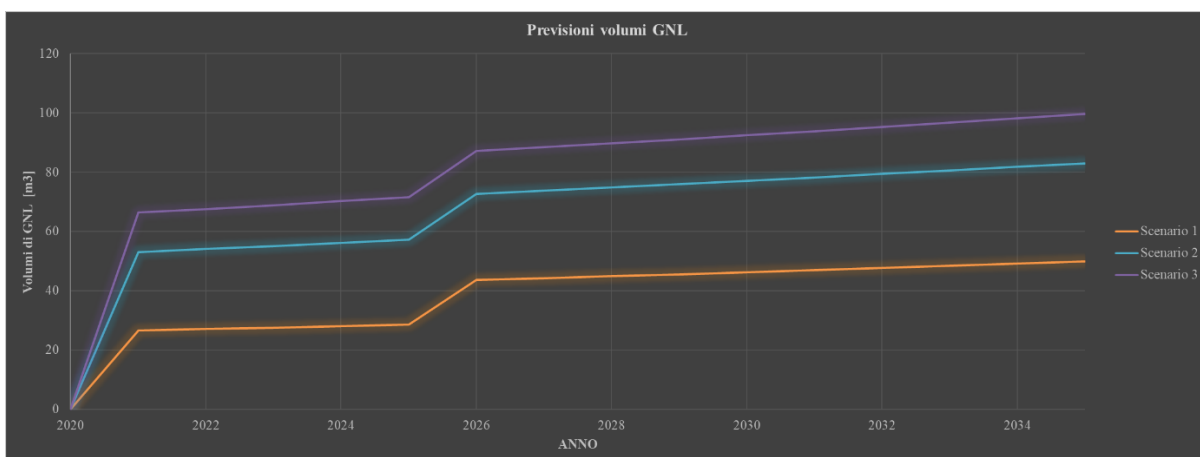


Figura 66 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Nizza: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione)

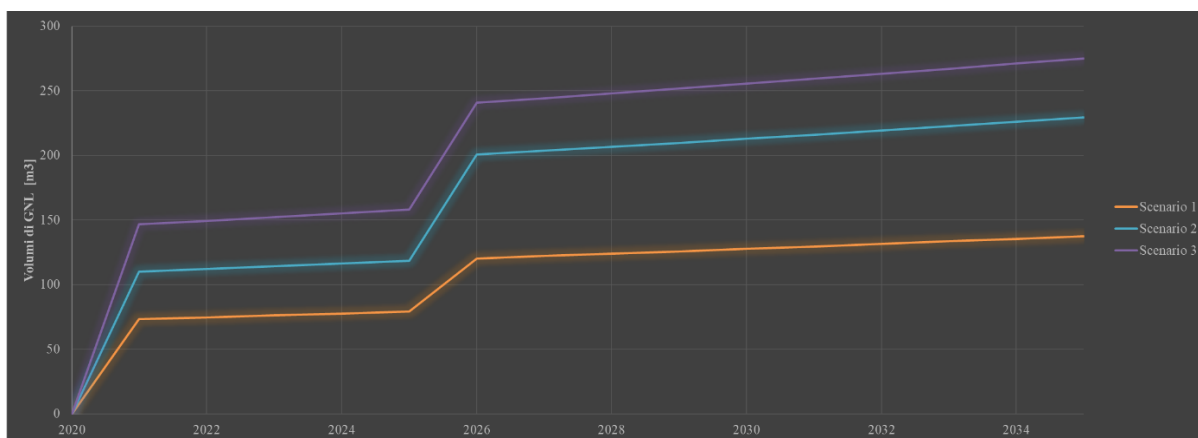


Figura 67 - Previsione volumi di GNL relativi alla domanda portuale per il porto di Bastia: diversi scenari (anni 2020-2035) (Fonte: ns. elaborazione)

Nelle seguenti tabelle vengono riassunti i dati stimati sulla domanda portuale di GNL, per il periodo preso in esame (2020-2030), per ogni porto oggetto di analisi, con riferimento a ciascuno scenario considerato.

Somma di Volumi attesi (m3) Etichette di colonna												
Etichette di riga	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Totale complessivo
Bastia	-	109,97	112,06	114,19	116,36	118,57	200,58	203,59	206,64	209,74	212,89	1.604,59
Cagliari	-	2.645,71	2.645,71	2.645,71	2.645,71	2.645,71	6.358,53	6.549,28	6.745,76	6.948,13	7.156,58	46.986,83
Genova	-	3.414,94	3.466,17	3.518,16	3.570,93	3.624,49	7.466,46	7.690,45	7.921,17	8.158,80	8.403,57	57.235,14
Livorno	-	3.050,17	3.123,38	3.198,34	3.275,10	3.353,70	7.696,74	7.850,68	8.007,69	8.167,85	8.331,20	56.054,85
Nizza	-	53,07	54,08	55,11	56,16	57,22	72,60	73,69	74,80	75,92	77,06	649,70
Oristano	-	203,03	206,88	210,81	214,82	218,90	315,65	325,12	334,88	344,92	355,27	2.730,29
Porto ferraio	-	274,42	281,01	287,75	294,66	301,73	384,71	392,40	400,25	408,25	416,42	3.441,60
Tolone	-	398,69	409,85	421,33	433,13	445,25	567,70	579,05	590,63	602,45	614,49	5.062,57
Totale complessivo	-	10.150,01	10.299,14	10.451,40	10.606,86	10.765,58	23.062,97	23.664,27	24.281,82	24.916,06	25.567,48	173.765,58

Tabella 77 - Distribuzione della domanda portuale nei diversi porti target del progetto SIGNAL: scenario base, anni 2020-203, dati in m³ (Fonte: ns. elaborazione).

Somma di Volumi attesi (m3) Etichette di colonna												
Etichette di riga	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Totale complessivo
Bastia	-	73,31	74,71	76,13	77,57	79,05	120,35	122,15	123,99	125,85	127,73	1.000,83
Cagliari	-	1.763,81	1.763,81	1.763,81	1.763,81	1.763,81	5.450,17	5.613,67	5.782,08	5.955,54	6.134,21	37.754,70
Genova	-	2.048,97	2.079,70	2.110,90	2.142,56	2.174,70	5.973,17	6.152,36	6.336,93	6.527,04	6.722,85	42.269,17
Livorno	-	1.525,09	1.561,69	1.599,17	1.637,55	1.676,85	5.986,36	6.106,08	6.228,21	6.352,77	6.479,82	39.153,58
Nizza	-	26,54	27,04	27,55	28,08	28,61	43,56	44,21	44,88	45,55	46,23	362,26
Oristano	-	121,82	124,13	126,49	128,89	131,34	180,37	185,79	191,36	197,10	203,01	1.590,29
Porto ferraio	-	137,21	140,50	143,88	147,33	150,87	230,82	235,44	240,15	244,95	249,85	1.921,00
Tolone	-	199,34	204,93	210,66	216,56	222,63	340,62	347,43	354,38	361,47	368,70	2.826,72
Totale complessivo	-	5.896,08	5.976,50	6.058,58	6.142,35	6.227,84	18.325,41	18.807,14	19.301,97	19.810,27	20.332,41	126.878,56

Tabella 78 - Distribuzione della domanda portuale nei diversi porti target del progetto SIGNAL: scenario lowgrowth, anni 2020-203, dati in m³ (Fonte: ns. elaborazione)

Somma di Volumi attesi (m3) Etichette di colonna

Etichette di riga	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Totale complessivo
Bastia	-	146,63	149,41	152,25	155,14	158,09	240,70	244,31	247,97	251,69	255,47	2.001,66
Cagliari	-	3.527,61	3.527,61	3.527,61	3.527,61	3.527,61	7.266,89	7.484,89	7.709,44	7.940,72	8.178,95	56.218,96
Genova	-	4.780,92	4.852,63	4.925,42	4.999,30	5.074,29	8.959,75	9.228,54	9.505,40	9.790,56	10.084,28	72.201,11
Livorno	-	4.575,26	4.685,07	4.797,51	4.912,65	5.030,55	9.407,13	9.595,27	9.787,18	9.982,92	10.182,58	72.956,12
Nizza	-	66,34	67,60	68,89	70,19	71,53	87,12	88,43	89,75	91,10	92,47	793,42
Oristano	-	243,63	248,26	252,98	257,78	262,68	405,84	418,02	430,56	443,47	456,78	3.419,99
Porto ferraio	-	343,03	351,26	359,69	368,32	377,16	461,65	470,88	480,30	489,90	499,70	4.201,90
Tolone	-	498,36	512,32	526,66	541,41	556,57	681,24	694,86	708,76	722,93	737,39	6.180,50
Totale complessivo	-	14.181,78	14.394,16	14.611,01	14.832,42	15.058,49	27.510,31	28.225,21	28.959,36	29.713,31	30.487,61	217.973,67

Tabella 79. Distribuzione della domanda portuale nei diversi porti target del progetto SIGNAL: scenario high-growth, anni 2020-203, dati in m³ (Fonte: ns. elaborazione)

3.3.1 Indagine sull'applicazione delle buone pratiche nei porti

Al fine di individuare le buone pratiche da adottare in ambito portuale, è stata realizzata e sottoposta ai vari partner di progetto una matrice nella quale inserire le varie attività svolte o in programmazione che possono essere identificate come buone pratiche portuali.

Analizzando i dati relativi ai vari porti, è stato possibile realizzare una panoramica delle buone pratiche già attuate dei porti, e di quelle che è auspicabile attuare nel prossimo futuro.

Di seguito vengono riportate le buone pratiche già adottate dai porti oggetto di intervista.

3.3.1.1 Analisi dei tipi di combustibili attualmente presenti ed usati nei porti.

Questa prima buona pratica appartiene alla categoria "Stato attuale dei porti" e consiste nel raccogliere il maggior numero possibile di dati sui tipi di combustibili presenti in porto o nelle zone limitrofe e sul loro utilizzo. Nello specifico questa buona pratica prevede di:

- realizzare una lista di tutti i combustibili presenti e/o stoccati in porto o nelle zone limitrofe per il rifornimento di navi e mezzi da banchina (benzina, gasolio, combustibile marino, GNL, idrogeno, bio-combustibili, ecc.);
- quantificare i combustibili richiesti in uno specifico periodo di riferimento da tutti i mezzi terrestri operanti nei porti;
- stilare una lista di tutti i combustibili utilizzati dalle navi in ingresso nei porti (sia quelli disponibili nel porto che quelli non disponibili).

Questa prima buona pratica è stata applicata in linea generale da tutti i porti intervistati, i quali hanno dimostrato di aver già provveduto a svolgere tutte le attività necessarie per

censire i siti di stoccaggio presenti nelle aree di loro competenza, i tipi e le quantità di combustibili stoccate e le tipologie di combustibili consumate all'interno dei porti. Questa buona pratica riveste un ruolo molto importante perché, fornisce importanti informazioni sulla presenza e domanda attuale di combustibili nei porti intervistati, ma fornisce anche utili informazioni per quantificare la possibile domanda di combustibili alternativi quali GNL o biodiesel all'interno dei porti stessi.

3.3.1.2 *Analisi delle emissioni di inquinanti e sistemi di monitoraggio*

Anche questa buona pratica appartiene alla categoria “Stato attuale dei porti”. Consiste nel realizzare un sistema per il monitoraggio della qualità dell'aria e delle acque costiere all'interno dei porti. Tutti i porti intervistati hanno provveduto a realizzare, o programmato di realizzare, delle campagne di monitoraggio della qualità dell'aria nei propri porti. Tale attività prevede in particolare di quantificare le concentrazioni presenti nell'aria dei principali gas inquinanti quali: CO₂, NO_x, SO_x, PM₁₀ e PM_{2.5}. Il monitoraggio della qualità dell'aria e delle acque portuali è un ottimo strumento per garantire il rispetto della normativa: la presenza di elevate quantità di ossidi di zolfo in aria possono indicare l'utilizzo di combustibili non conformi alla normativa. Nella maggior parte dei porti sono state avviate delle campagne di monitoraggio che tuttavia sono di tipo stagionale; è opportuno prevedere l'installazione di una rete permanente di sensori ambientali distribuiti in tutta l'area portuale al fine di riuscire a realizzare un monitoraggio in continuo. Per quanto riguarda il monitoraggio delle acque, solo due dei porti intervistati hanno realizzato delle campagne di monitoraggio; è opportuno che tutti i porti provvedano a realizzare delle campagne di monitoraggio della qualità delle acque portuali.

3.3.1.3 *Approvvigionamento e filiera*

Come le precedenti, anche questa buona pratica appartiene alla categoria “Stato attuale dei porti”. La sua attuazione prevede la raccolta delle informazioni connesse ai combustibili attualmente presenti nei porti quali:

- le frequenze con cui avvengono i rifornimenti di combustibili all'interno dei porti;
- le provenienze dei vari combustibili che arrivano nei porti;
- le modalità di trasporto con le quali i vari combustibili arrivano nei porti (via nave, treno, autobotti, ecc.);
- le quantità di combustibili richieste complessivamente dai porti in un periodo temporale ben definito.

La maggior parte dei porti intervistati ha già ampiamente applicato questa buona pratica.

3.3.1.4 *Banchine elettrificate*

Questa buona pratica appartiene alla categoria “Sistemi alternativi per la riduzione degli ossidi di zolfo”. Le banchine elettrificate, o *cold ironing*, prevedono un sistema posizionato nella banchina e connesso alla rete elettrica nazionale che è in grado di fornire energia elettrica in media tensione alle navi ormeggiate sulle banchine stesse.

Le banchine elettrificate sono presenti in tutti i porti intervistati e permettono di ridurre notevolmente gli inquinanti atmosferici prodotti nei porti. Il loro utilizzo consente di alimentare i sistemi elettrici presenti a bordo delle navi tramite l’energia elettrica prodotta sulla terra ferma, senza dover utilizzare i generatori presenti a bordo. Si riducono in questo modo non solo le emissioni di ossidi di zolfo, ma anche di tutti gli altri inquinanti atmosferici emessi normalmente durante la combustione dei combustibili marittimi usati dai generatori a bordo delle navi.

Anche se presenti, tuttavia, le banchine elettrificate sono poco usate perché non economicamente vantaggiose: in Italia attualmente acquistare 1 KWh dalla rete elettrica nazionale costa più che non produrlo a bordo nave tramite l’utilizzo di combustibili tradizionali.

Per tale motivo la buona pratica, oltre che a favorire la diffusione delle banchine elettrificate deve anche incentivarne l’utilizzo.

3.3.1.5 *Indagine sullo stato attuale dei combustibili alternativi*

Questa buona pratica appartiene alla categoria “Filiera dei combustibili alternativi” e consiste nel realizzare un’indagine approfondita sulla presenza ed utilizzo dei combustibili alternativi nei porti. In particolar modo, l’applicazione di questa buona pratica deve prevedere:

- realizzare una lista di tutti i combustibili alternativi presenti e/o stoccati in porto o nelle zone limitrofe per il rifornimento di navi e mezzi da banchina (GNL, biogas, idrogeno, bio-diesel, ecc...);
- realizzare delle indagini di mercato per quantificare il prezzo di acquisto e vendita dei combustibili alternativi;
- valutare il numero di rifornimenti di combustibili alternativi da effettuare in un periodo ben definito per sopperire alla domanda e valutare come questo possa variare nel tempo;
- individuare una rosa di produttori dai quali poter comprare i combustibili alternativi;
- studiare le modalità di approvvigionamento di combustibili alternativi migliori sia dal punto di vista economico che della sicurezza.

L'obiettivo di questa buona pratica consiste quindi nel raccogliere quante più informazioni possibili sui combustibili alternativi presenti sia nei porti che sul mercato e pianificare al meglio il loro utilizzo e diffusione nei porti.

3.3.1.6 *Approvvigionamento dei combustibili alternativi*

Anche questa buona pratica appartiene alla categoria “Filiera dei combustibili alternativi” e non è ancora molto diffusa nei porti intervistati che utilizzano largamente i combustibili tradizionali. La pratica più applicata nei porti intervistati che consiste nel realizzare un'analisi dei potenziali mercati legati ai combustibili alternativi quali GNL, idrogeno e biofuel.

In particolare, la pratica prevede:

- l'individuazione dei fornitori di combustibili alternativi ed i potenziali consumatori di presenti all'interno dei porti;
- l'agevolazione dello sviluppo del mercato di combustibili alternativi all'interno dei porti, garantendo gli approvvigionamenti e la creazione di un libero mercato;
- la valutazione dei probabili prezzi dei combustibili alternativi all'interno dei porti;
- le frequenze di approvvigionamento necessarie per garantire la disponibilità di combustibili alternativi all'interno dei porti;
- la possibilità di installare degli impianti per la produzione di combustibili alternativi all'interno dei porti quali ad esempio impianti di liquefazione del gas naturale o bio-raffinerie.

L'obiettivo di questa pratica consiste quindi nel favorire la diffusione dei combustibili alternativi all'interno dei porti, andando ad intervenire su tutta la filiera: dall'identificazione e quantificazione di domanda e offerta, alla possibilità di realizzare degli impianti di produzione di combustibili alternativi all'interno dei porti stessi.

3.3.1.7 *Prevenzione dei rischi*

Questa buona pratica appartiene alla categoria “Sicurezza” e si focalizza sulla determinazione e prevenzione dei rischi derivanti dall'utilizzo dei combustibili alternativi all'interno dei porti e nelle zone limitrofe. Tale pratica si rende necessaria per l'individuazione dei siti di stoccaggio di combustibili alternativi, per il loro trasporto e per il rifornimento. In particolare, prevede:

- La descrizione delle misure di sicurezza che è necessario adottare per evitare che l'utilizzo di combustibili alternativi possano creare rischi o danni a civili o edifici civili all'interno delle aree portuali o nelle aree limitrofe;

- La descrizione delle misure di sicurezza che è necessario adottare per evitare che il personale e/o le strutture che interagiscono con i combustibili alternativi possano correre dei rischi o dei danni.

Questa buona pratica mira quindi a studiare tutte le soluzioni per evitare che si verifichino delle situazioni di pericolo sia a persone, oggetti o all'ambiente collegate all'utilizzo dei combustibili alternativi sia all'interno delle aree portuali che nelle aree limitrofe. Inoltre, deve predisporre dei piani di emergenza e di intervento nel caso in cui si verifichino degli incidenti connessi ai combustibili alternativi.

3.3.1.8 *Incentivazione*

Questa buona pratica appartiene alla categoria "Politiche a vantaggio dei combustibili alternativi". Ha come obiettivo principale la ricerca, lo studio e lo sviluppo di soluzioni che mirano a favorire la diffusione dei combustibili alternativi all'interno dei porti. In particolare, questa buona pratica deve prevedere:

- La ricerca di incentivi disponibili a livello locale, nazionale e/o internazionale;
- Promuovere e favorire le sinergie con produttori locali di combustibili alternativi (micro-impianti di liquefazione GNL, impianti di produzione biogas, bio-raffinerie, ecc.).

Questa buona pratica può favorire la nascita e lo sviluppo di nuovi mercati di combustibili alternativi sia a livello locale che a livello internazionale. Questa buona pratica non è ancora stata applicata da quasi nessuno dei porti intervistati a causa del limitato utilizzo dei combustibili alternativi nei porti intervistati.

3.3.1.9 *Sensibilizzazione al vantaggio economico rispetto a combustibile tradizionale*

Anche questa buona pratica appartiene alla categoria "Politiche a vantaggio dei combustibili alternativi". Comprende tutte quelle attività legate alla commercializzazione dei combustibili alternativi, ad informare i consumatori finali sul loro utilizzo e alla sensibilizzazione dell'opinione pubblica. In particolare, questa buona pratica prevede:

- La realizzazione di indagini di mercato per quantificare i prezzi di acquisto dei combustibili alternativi sui mercati nazionali ed internazionali, ed i rispettivi prezzi di vendita all'interno dei porti per poter essere competitivi con i combustibili tradizionali;
- Ricognizione dei mercati di combustibili alternativi oggi presenti e di quelli che possono svilupparsi in futuro;
- Informare e sensibilizzare i consumatori finali quali armatori, terminalisti e operatori portuali sulla possibilità di utilizzare i combustibili alternativi, quali vantaggi e benefici possono trarre dal loro utilizzo;

- Sensibilizzare l'opinione pubblica sull'utilizzo dei combustibili alternativi, spiegando a cosa servono, come possono essere usati e quali sono i vantaggi e gli svantaggi del loro utilizzo.

Questa buona pratica è stata in parte già applicata da tutti i porti intervistati, in particolare i vari porti stanno provvedendo a promuovere l'utilizzo del GNL come combustibile alternativo per il trasporto marittimo.

3.3.1.10 Sistemi a bordo nave

Per concludere, questa buona pratica appartiene alla categoria "Sistemi alternativi per la riduzione degli ossidi di zolfo". Comprende tutte quelle attività che prevedono l'installazione di strumenti a bordo delle navi che permettono di ottenere le stesse riduzioni di emissioni di ossidi di zolfo che si otterrebbero utilizzando dei combustibili a basso tenore di zolfo. La buona pratica consiste nel raccogliere le informazioni relative alle tecnologie già disponibili sul mercato o in fase di realizzazione. Attualmente la tecnologia più promettente consiste nell'installazione di scrubber a bordo delle navi, i quali filtrano i fumi di scarico delle navi evitando che queste immettano ossidi di zolfo in atmosfera.

3.3.2 Risultati dell'indagine: i porti sedi di buone pratiche

Nel presente capitolo è descritta l'analisi di quale porto, tra quelli presenti all'interno del progetto SIGNAL, sia da considerarsi sede di "buone pratiche" all'interno dell'area di cooperazione, secondo le linee guida identificate all'interno della Direttiva 2012/33/UE.

Per effettuare quest'analisi sono state valutate le voci presenti all'interno della matrice sottoposta ai porti al fine di associare un valore pesato differente a quelle voci che generano un vantaggio tangibile a un porto (punteggio massimo) rispetto ad altre voci con carattere prettamente informativo (punteggio minimo).

Le risposte fornite dai partner sono state giudicate in funzione alla loro completezza (completa, parziale, assente) e quindi rapportate con il peso di ciascuna domanda. Successivamente ad ogni domanda sono stati messi in relazione il peso della domanda e la completezza della risposta fornita per ottenere il valore corretto pesato.

In conclusione, la sommatoria di tutte le risposte fornite in rapporto al totale disponibile (quindi in valore percentuale) esplicita quanto un porto si possa fregiare della definizione di "sede di buone pratiche".

Riassumendo, si può notare come il Porto di Tolone (VAR) realizza molte attività previste all'interno della Direttiva 2013/33/EU. Ad esempio, per quanto concerne la prima categoria, "Stato attuale dei porti", che identifica, quantifica e descrive la situazione attuale dei porti (compresa l'analisi dei combustibili tradizionali presenti in porto sia per i trasporti marittimi che terrestri, l'analisi delle emissioni e dei sistemi di monitoraggio degli inquinanti in atmosfera ed in acqua), è evidente come il VAR risulti in posizione avanzata rispetto agli altri con il 69% dei punti disponibili, grazie alla presenza di una filiera strutturata e cadenzata in maniera regolare. Per questa macro-categoria, anche il Porto di Livorno ha un rating del 69% grazie al monitoraggio delle emissioni inquinanti, come si evince da un recente documento realizzato dall'AdSP del Mar Tirreno Settentrionale che quantifica la Carbon Footprint del Sistema Portuale.

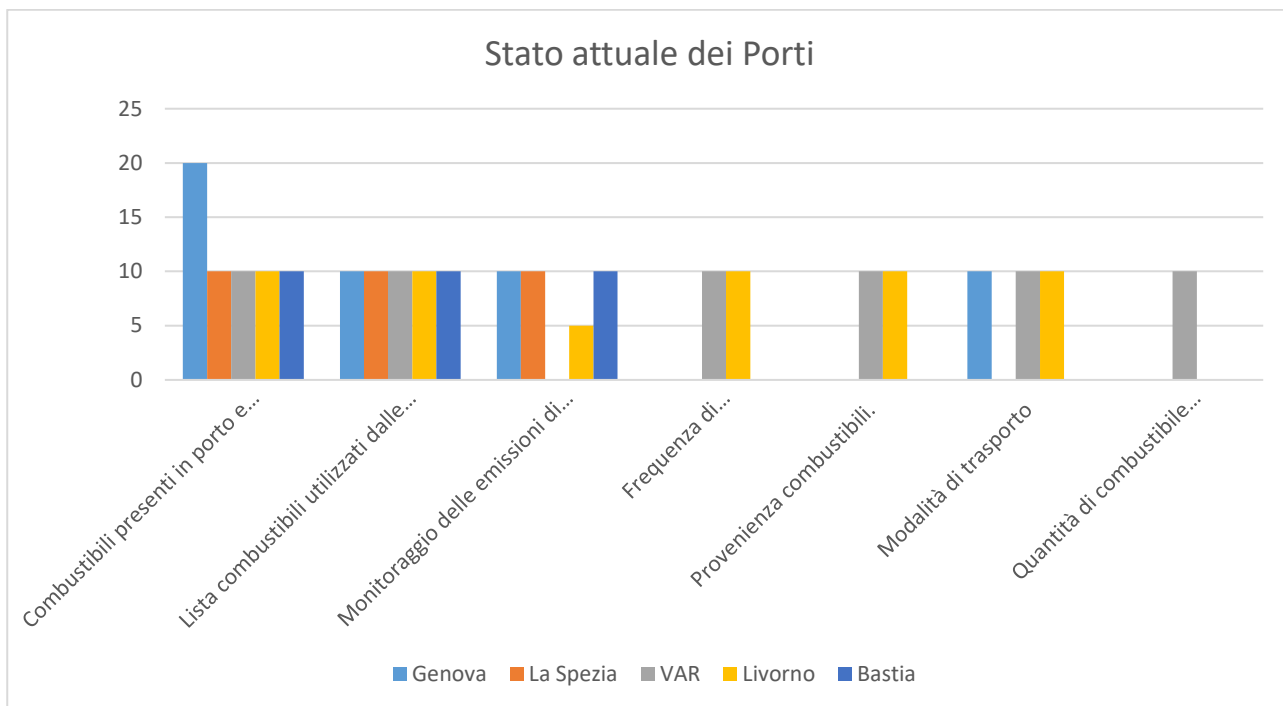


Figura 68 - Stato attuale dei porti

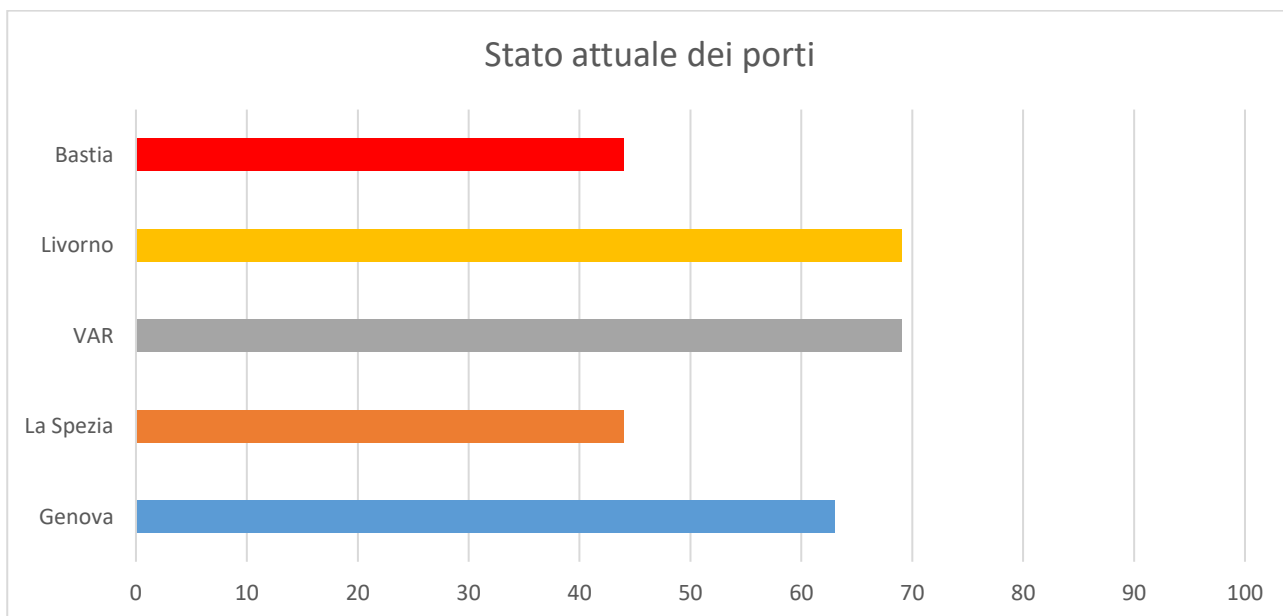


Figura 69 - Stato attuale dei porti

Per quanto concerne invece la seconda categoria, “filiera dei combustibili alternativi”, che comprende tutte le attività connesse all’approvvigionamento, il trasporto, la distribuzione e l’utilizzo dei combustibili alternativi, quali il GNL, per le attività connesse al trasporto

marittimo, il Porto di Tolone raggiunge un punteggio di 35, pari al 54 % del punteggio massimo. Questo valore risulta molto alto soprattutto in confronto ai punteggi molto bassi degli altri porti che fanno parte di questa analisi. Attualmente infatti non sono presenti arrivi di combustibili alternativi verdi nei porti di Livorno, Bastia e La Spezia (che comportano un punteggio pari a 0) mentre nel porto di Genova sono state realizzate soltanto alcune valutazioni sui probabili prezzi di vendita nelle zone portuali dei combustibili alternativi e sulla possibile produzione in porto di combustibili *green*.

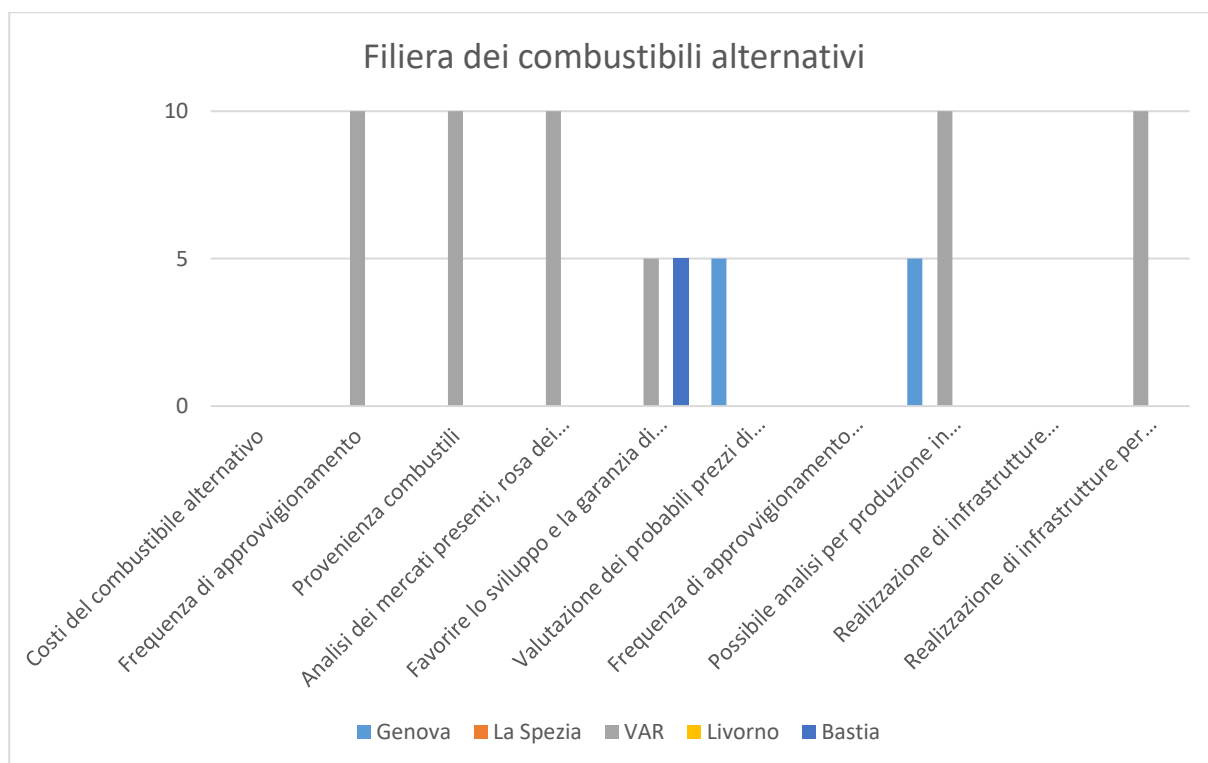


Figura 70 - Filiera dei combustibili alternativi

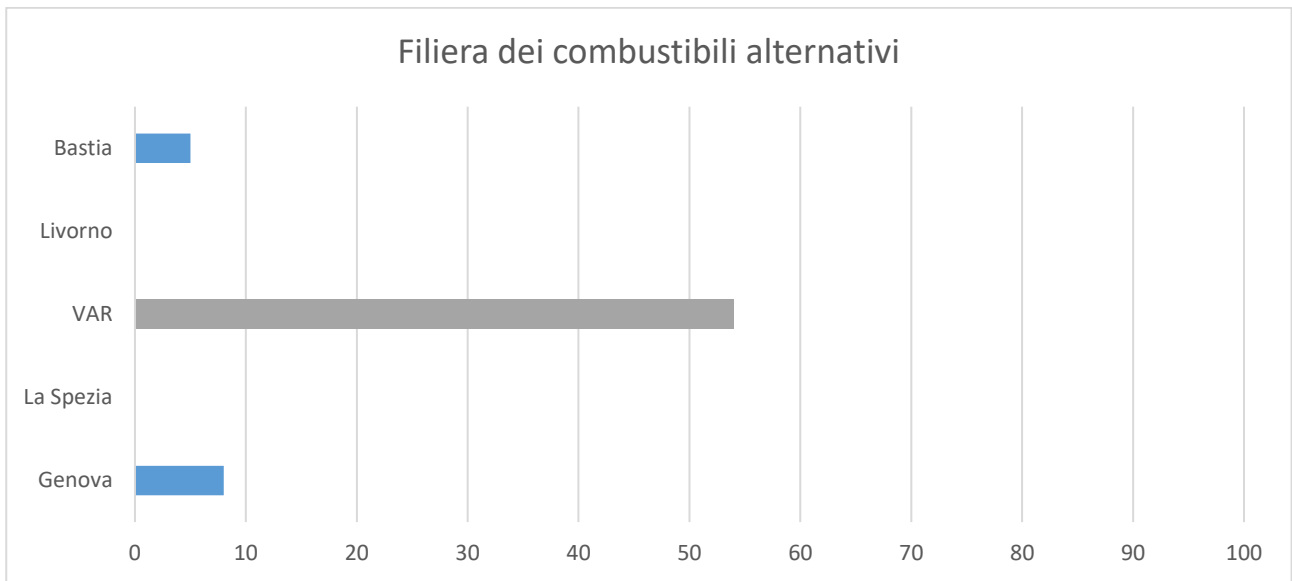


Figura 71 Filiera dei combustibili alternativi

La terza categoria relativa agli aspetti concernenti la “Sicurezza” in porto comprende tutte le buone pratiche legate all’approvvigionamento, lo stoccaggio, il trasporto ed il rifornimento in sicurezza dei combustibili alternativi all’interno dei porti. Questa categoria contiene tutte le buone pratiche finalizzate a garantire la sicurezza e l’incolumità dei civili e del personale presenti nei porti e/o nelle aree limitrofe da incidenti legati all’utilizzo dei combustibili alternativi. Questa voce, molto importante perché valuta un aspetto imprescindibile per i lavoratori e la cittadinanza, è quella che presenta i punteggi più bassi nella totalità dei porti. Il VAR, che comunque risulta il porto più avanzato anche su quest’ultimo ambito, raggiunge un rating pari al 19% affrontando, anche se in forma parziale, le valutazioni dei rischi per la comunità (civili e strutture) e per il porto (personale operativo e strutture). Due voci centrali per la definizione degli aspetti di sicurezza portuale, operativa, della cittadinanza e altro, quali “Analisi dei sistemi di sicurezza e protezione per i vari tipi di impianti di stoccaggio (onshore, offshore) e delle normative vigenti” e “Piano di emergenza in caso di guasto o mal funzionamento dell’impianto di stoccaggio” sono state totalmente tralasciate da tutti i porti.

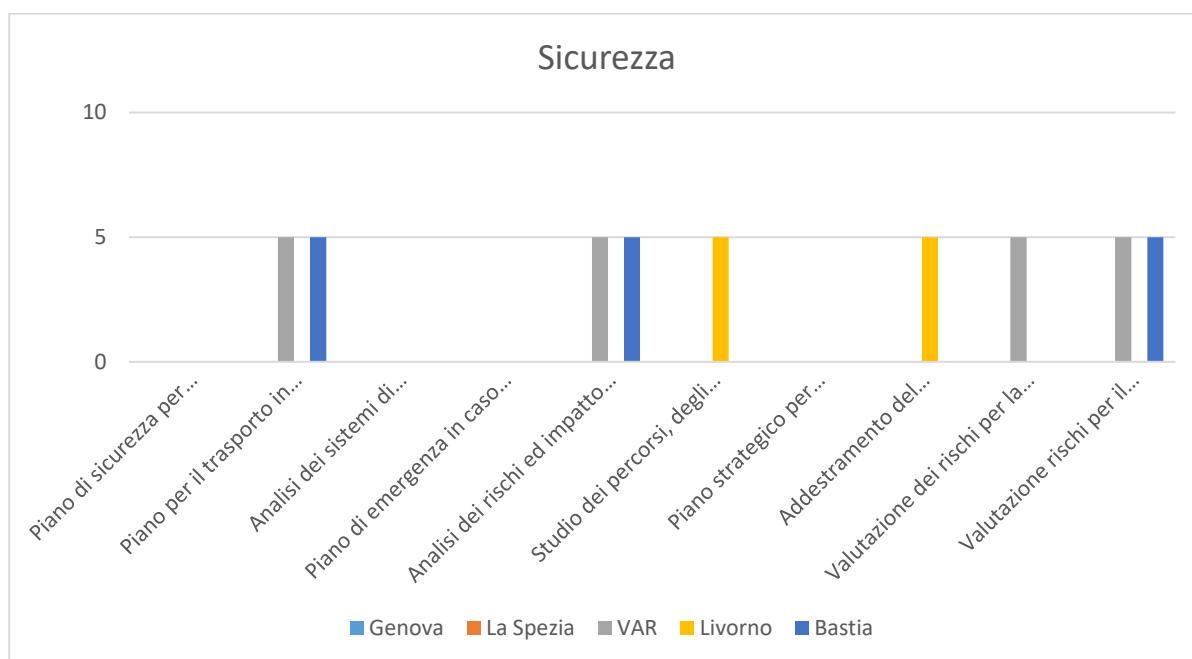


Figura 72 Sicurezza

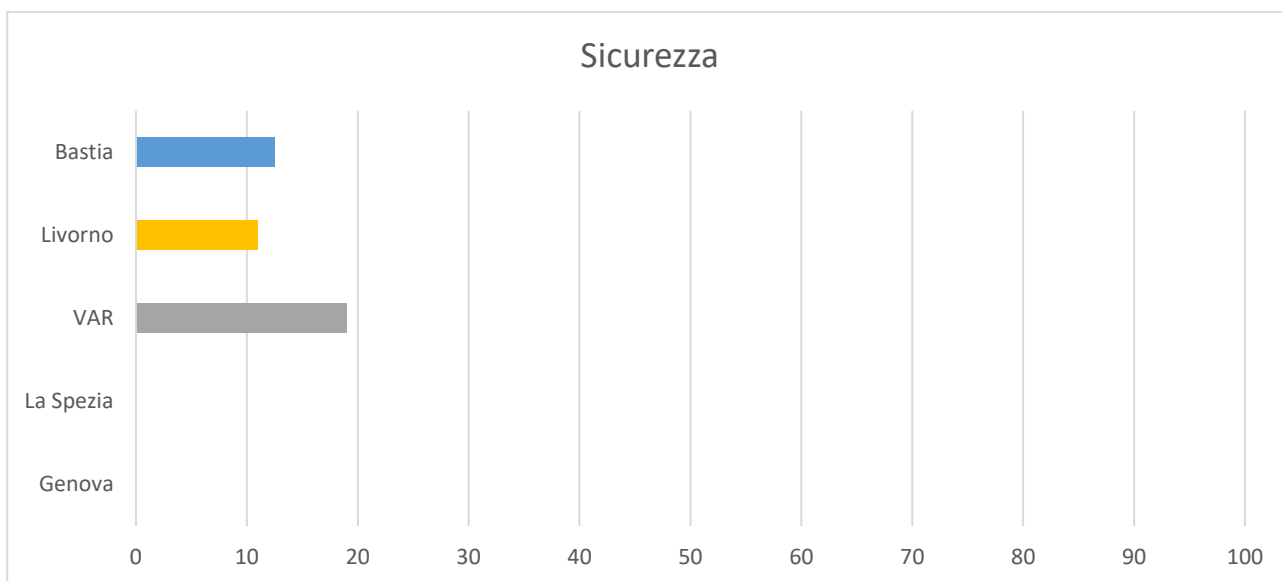


Figura 73 Sicurezza

La quarta macro-categoria relativa a tutte quelle attività volte a favorire e/o rendere vantaggioso l'utilizzo di combustibili alternativi rispetto a quelli tradizionali, che comprendono l'incentivazione dell'utilizzo di combustibili alternativi all'interno dei porti, lo svolgimento di indagini di mercato per valutare domanda/offerta di combustibili alternativi. Anche in questo caso il Porto di Tolone riesce a svolgere molto bene il proprio compito con un rating pari all'81% (32,5 punti sui 40 disponibili), mentre gli altri porti hanno punteggi molto più bassi. La voce relativa alle "Indagini/stima dei prezzi e dei vantaggi economici rispetto ai combustibili tradizionali" non è stata svolta da nessun porto ma non è una voce nevralgica rispetto ad alcune presenti nella categoria, come ad esempio quelle sulle sanzioni o sulla sensibilizzazione dei consumatori finali sull'utilizzo (e quindi sui vantaggi economici e ambientali) dei combustibili alternativi.

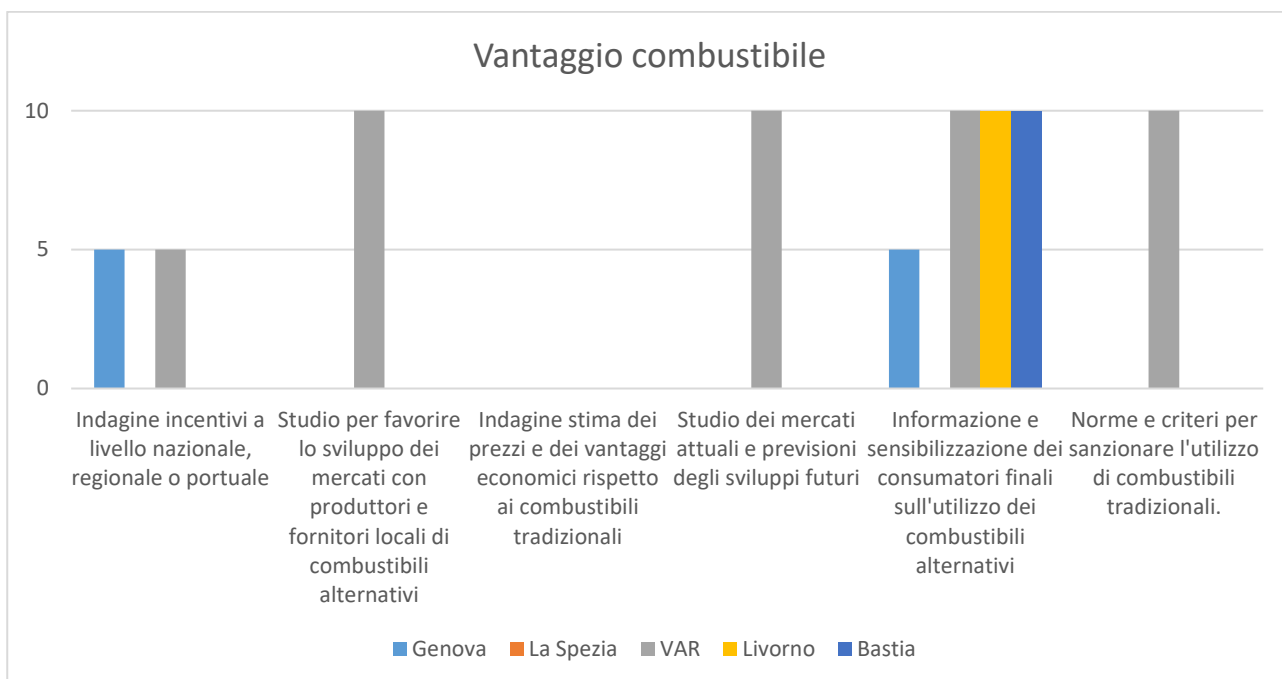


Figura 74 Vantaggio combustibile

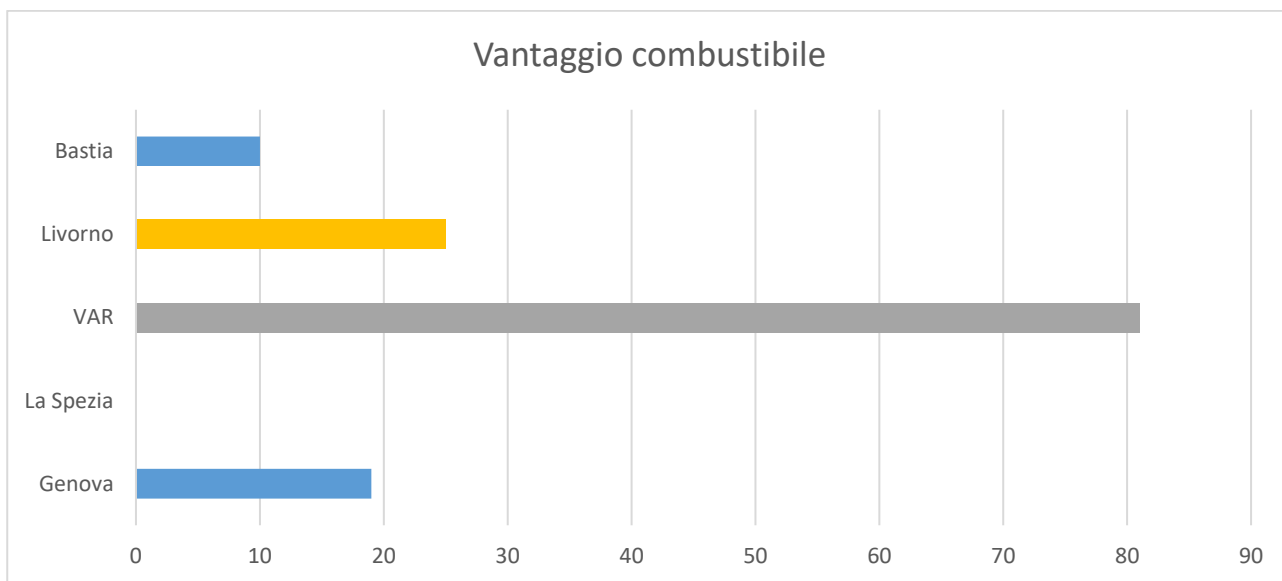


Figura 75 - Vantaggio combustibile

L'ultima macro-categoria relativa ai sistemi alternativi per la riduzione di SOx è molto importante anche se comprende solo 3 voci. Questa infatti comprende tutte quelle attività che mirano a ridurre le emissioni di inquinanti all'interno dei porti senza utilizzare combustibili a basso impatto ambientale, sia attraverso l'utilizzo di strumenti a bordo nave quali ad esempio gli scrubber, che tramite strumenti lato banchina quale ad esempio le banchine elettrificate (cold ironing). Questa voce è molto importante perché mira a

dimostrare eventuali attività reali e che portano benefici oggettivi all'ambiente già intrapresi dai porti.

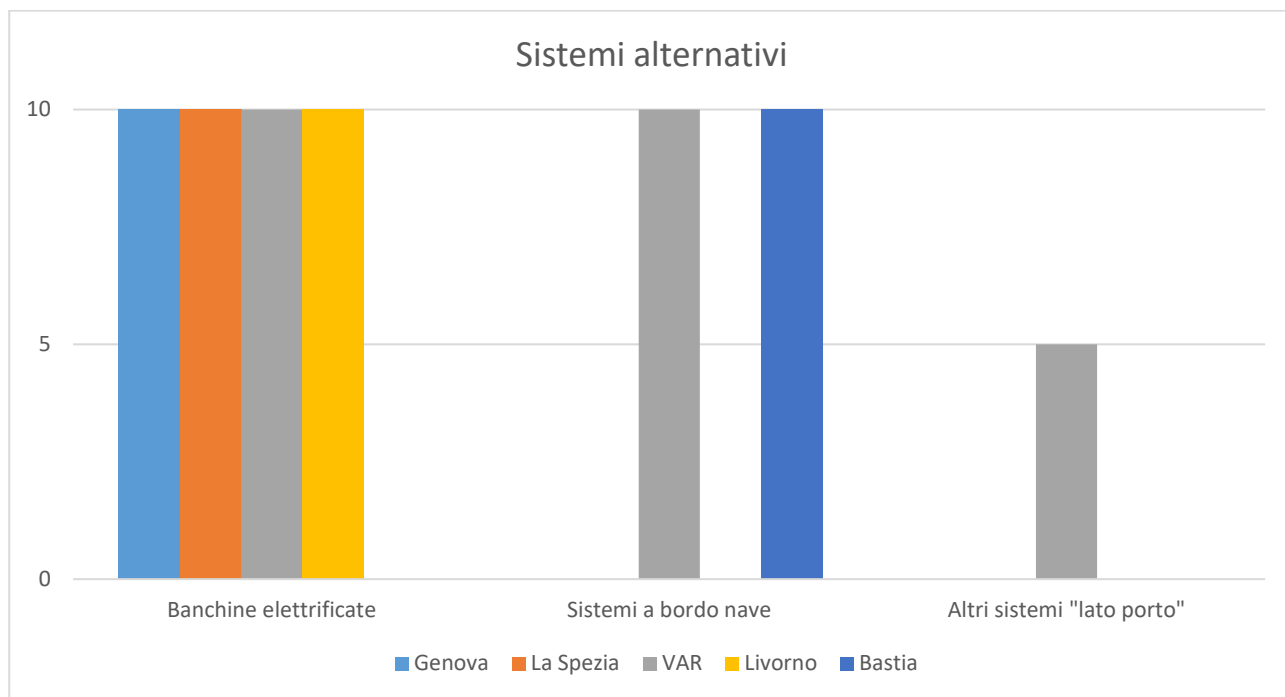


Figura 76 - Sistemi alternativi

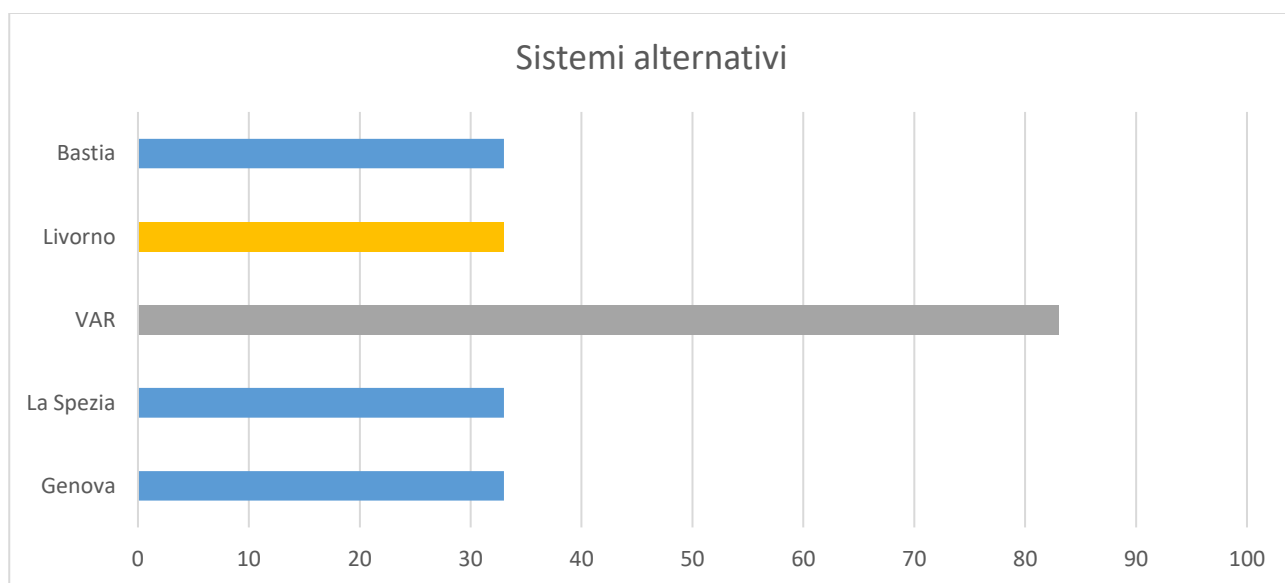


Figura 77 - Sistemi alternativi

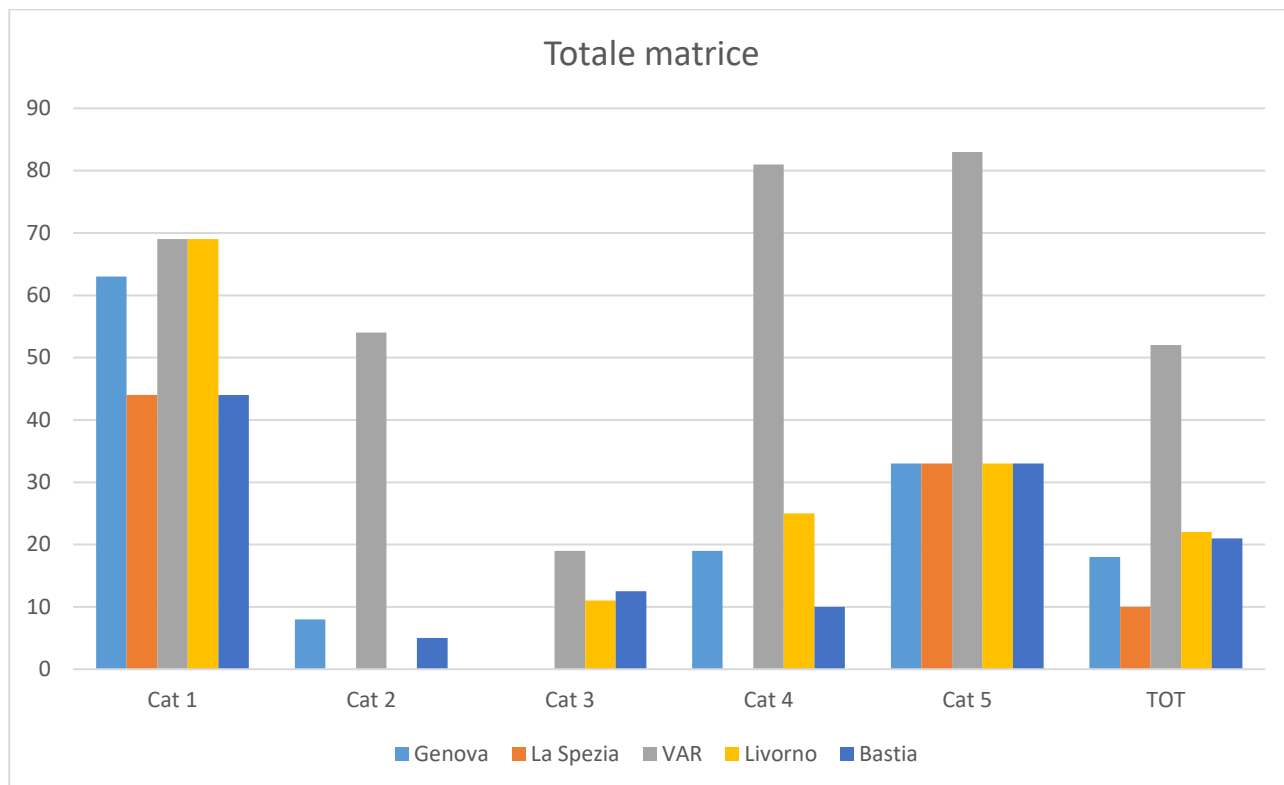


Figura 78 - Risultati totali

A valle di questa valutazione relativa alle buone pratiche nei porti, è possibile evidenziare alcuni punti, riassumibili nella seguente tabella.

CATEGORIA	OBIETTIVO	RATING TOTALE	NOTE
Stato attuale dei porti	Lista combustibili utilizzati dalle navi in ingresso in porto.	100	Utile ma ha poca valenza dal punto di vista ambientale.
Sistemi alternativi per la riduzione delle emissioni di zolfo (Art. 4 quinquies)	Esperienze attuali: provenienza energia, valori di riduzione zolfo, altri dati utili	100	Voce realizzata da ciascun porto, sia una soluzione vista ottimale, sia dal punto di vista ambientale, che economico e realizzativo.

CATEGORIA	OBIETTIVO	RATING TOTALE	NOTE
Filiera dei combustibili alternativi	Costi del combustibile alternativo	0	Poco valore dal punto di vista ambientale.
Filiera dei combustibili alternativi	Frequenza di approvvigionamento dei combustibili e modalità di trasporto	0	Poco valore dal punto di vista ambientale.
Filiera dei combustibili alternativi	Realizzazione di infrastrutture idonee per rifornire i siti di stoccaggio	0	Importante perché rende più agevole il rifornimento delle infrastrutture di stoccaggio, dal punto di vista della sicurezza per i lavoratori che per i privati. Inoltre, la creazione di un'infrastruttura di rifornimento evidenzia l'utilizzo del combustibile alternativo.
Sicurezza	Piano di sicurezza per garantire la continuità degli approvvigionamenti di combustibili alternativi	0	Poco valore dal punto di vista ambientale ma serve solo a garantire una continuità nell'utilizzo del combustibile alternativo.
Sicurezza	Analisi dei sistemi di sicurezza e protezione per i vari tipi di impianti di stoccaggio (onshore, offshore) e delle normative vigenti	0	Importante perché un sistema di sicurezza o di monitoraggio dei vari impianti è necessario per evitare eventuali incidenti.
Sicurezza	Piano di emergenza in caso di guasto o mal funzionamento dell'impianto di stoccaggio	0	Poco valore dal punto di vista ambientale ma centrale per quanto concerne la sicurezza dei lavoratori e dei cittadini.
Sicurezza	Piano strategico per garantire la presenza continuata di combustibili alternativi in porto.	0	Poco valore dal punto di vista ambientale ma serve solo a garantire una continuità nell'utilizzo del combustibile alternativo.
Vantaggio combustibile	Indagine stima dei prezzi e dei vantaggi economici rispetto ai combustibili tradizionali	0	Poco valore dal punto di vista ambientale.

Tabella 80 - Buone pratiche

3.4 Mappatura della domanda terrestre.

Come indicato nella precedente sezione 3, dedicata ai profili metodologici nell'ambito del presente prodotto T.1.3.2, la stima della domanda terrestre di GNL che potrebbe interessare i nodi portuali oggetto di studio è stata effettuata considerando, in primo luogo, la presenza di distributori di GNL sul territorio che avrebbero interesse a rifornirsi dai porti in oggetto.

A questo scopo si è proceduto ad esaminare i distributori esistenti e quelli in fase di pianificazione e progettazione con riferimento sia all'Italia che alla Francia. Ciò ha condotto ad indentificare complessivamente 142 distributori, dei quali 74 nel caso dell'Italia (46 operativi e 28 in fase progettuale) e 68 per la Francia.

Per ciascuno di essi si è proceduto a calcolare con apposito software i km di percorrenza via strada rispetto a ciascuno dei porti rilevanti per il progetto SIGNAL. I distributori ubicati a oltre 300 km rispetto a ciascuno dei porti target sono stati esclusi dai successivi approfondimenti in quanto detta distanza di percorrenza può essere considerata come limite per la convenienza economica in relazione all'approvvigionamento via terra del distributore medesimo.

Per i distributori ubicati entro i 300 km da almeno uno dei porti target, si è proceduto ad assegnare il distributore medesimo al porto target più vicino. Applicando le suddette regole procedurali, le analisi effettuate hanno condotto alle assegnazioni riportate nella Tabella 81.

Porto	Distributori terrestri di GNL assegnati in ragione delle percorrenze minime
Genova	19
Livorno	27
Portoferraio	0
Cagliari	1
Oristano	0
Bastia	0
Toulon	6
Nizza	1

Tabella 81 - Assegnazione dei distributori terrestri di GNL rispetto ai nodi portuali target: anno 2020 (*Fonte: ns. elaborazione*)

Ovviamente questo tipo di imputazione della domanda tende a sfavorire significativamente i porti sardi e corsi, tenuto conto del fatto che ad oggi il numero di distributori operativi e pianificati in Sardegna (1) e in Corsica (0) appaiono trascurabili.

Pertanto, mentre in relazione allo stato attuale della domanda (stimata al 2019 e al 2020) i valori indicati nella precedente tabella appaiono ragionevoli, con riferimento alla stima della domanda terrestre di GNL futura (in relazione al periodo 2021-2030), in relazione alla Corsica e alla Sardegna, è inevitabile sviluppare specifiche ipotesi e assunzioni alla base

dei modelli di stima della domanda. In particolare, per i porti di Cagliari e Oristano si è ipotizzato, che in ragione della diffusione di questa tecnologia per l'alimentazione dei mezzi a GNL, ogni 2 anni venga aperto un nuovo distributore terrestre di GNL in prossimità (entro i 300 km) dai porti stessi. In particolare, la prima apertura relativa a Oristano è stata ipotizzata nel 2021 e per Cagliari (trattandosi del secondo distributore) si è ipotizzato il 2022. A partire da tali date si è ipotizzato un ulteriore incremento ogni due anni come riportato nella Tabella 82. Tale aumento dei distributori appare credibile in tutti gli scenari (anche uno scenario di basso sviluppo della domanda, ovvero *low-growth* scenario). Per i porti di Bastia e di Portoferraio, invece, si è ipotizzata l'apertura di un solo distributore per ciascun porto durante l'intero periodo considerato, in ragione delle limitate aree di mercato che questi due scali possono ragionevolmente coprire.

Scenario base	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Genova	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Livorno	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Porto Ferraio	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cagliari	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5	6
Oristano	0	1	1	2	2	3	3	4	4	5	5
Bastia	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Tolone	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Nizza	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabella 82 - Assegnazione dei distributori terrestri di GNL rispetto ai nodi portuali target: periodo 2020-2030
 (Fonte: ns. elaborazione)

Successivamente per la stima della domanda terrestre di GNL rilevante per ciascun porto sono state applicate le seguenti ipotesi:

- Volumi di traffico relativi a ciascun punto vendita: 1500 tonnellate di GNL (valore desumibile dalle stime Assogasliquidi e REF-4 già usate per il 2020 in relazione al prodotto T2.1.2 di TDI RETE-GNL;
- Fattore di conversione di una tonnellata di GNL in m³ pari a 2,2 m³ per tonnellata di GNL;
- Identificazione di tre scenari (low-growth scenario, scenario base, high-growth scenario) applicando specifici tassi di crescita del mercato come riportati nella Tabella 83.

Pare appena il caso di evidenziare che i tassi di crescita impiegati siano comunque prudenziali anche con riferimento allo scenario high-growth, in quanto i tassi in oggetto sono molto più contenuti sia dei tassi medi annui di crescita del mercato italiano sia dei CAGR del medesimo mercato nazionale.

In ultimo applicando le stime e le ipotesi pocanzi richiamate, si è proceduto a stimare per il periodo 2020-2030 la domanda terrestre di GNL riferibile a ciascuno porto target nello

scenario low growth (Tabella 84), nello scenario base (Tabella 85) e nello scenario high-growth (Tabella 86).

Scenario low-growth	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Genova		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Livorno		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Porto Ferraio		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Cagliari		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Oristano		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Bastia		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Tolone		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Nizza		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Scenario base	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Genova		7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Livorno		7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Porto Ferraio		7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Cagliari		7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Oristano		7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Bastia		7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Tolone		7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Nizza		7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Scenario high-growth	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Genova		10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%
Livorno		10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%
Porto Ferraio		10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%
Cagliari		10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%
Oristano		10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%
Bastia		10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%
Tolone		10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%
Nizza		10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%	7,50%

Tabella 83 - Tassi di crescita annuali dei volumi di GNL riconducibili a distributori terrestri di GNL (Fonte: ns. elaborazione)

Scenario low-growth	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Genova	62.700	65.835	69.127	72.583	76.212	80.023	82.424	84.896	87.443	90.066	92.768
Livorno	89.100	93.555	98.233	103.144	108.302	113.717	117.128	120.642	124.261	127.989	131.829
Porto Ferraiò	0	0	3.300	3.465	3.638	3.820	3.935	4.053	4.174	4.300	4.429
Cagliari	3.300	3.465	6.938	7.285	10.949	11.497	15.142	15.596	19.364	19.945	23.843
Oristano	0	3.300	3.465	6.938	7.285	10.949	11.278	14.916	15.364	19.125	19.698
Bastia	0	0	3.300	3.465	3.638	3.820	3.935	4.053	4.174	4.300	4.429
Tolone	19.800	20.790	21.830	22.921	24.067	25.270	26.028	26.809	27.614	28.442	29.295
Nizza	3.300	3.465	3.638	3.820	4.011	4.212	4.338	4.468	4.602	4.740	4.883

Tabella 84 - Domanda terrestre di GNL riferibile ai porti target nel periodo 2020-2030: scenario low-growth (dati in m³).

Scenario base	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Genova	62.700	67.403	72.458	77.892	83.734	90.014	94.515	99.240	104.202	109.413	114.883
Livorno	89.100	95.783	102.966	110.689	118.990	127.915	134.310	141.026	148.077	155.481	163.255
Porto Ferraiò	0	0	3.300	3.548	3.814	4.100	4.305	4.520	4.746	4.983	5.232
Cagliari	3.300	3.548	7.114	7.647	11.521	12.385	16.304	17.119	21.275	22.339	26.756
Oristano	0	3.300	3.548	7.114	7.647	11.521	12.097	16.001	16.802	20.942	21.989
Bastia	0	0	3.300	3.548	3.814	4.100	4.305	4.520	4.746	4.983	5.232
Tolone	19.800	21.285	22.881	24.597	26.442	28.425	29.847	31.339	32.906	34.551	36.279
Nizza	3.300	3.548	3.814	4.100	4.407	4.738	4.974	5.223	5.484	5.759	6.046

Tabella 85 - Domanda terrestre di GNL riferibile ai porti target nel periodo 2020-2030: scenario base (dati in m³) (Fonte: ns. elaborazione)

Scenario high-growth	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Genova	62.700	68.970	75.867	83.454	91.799	100.979	108.552	116.694	125.446	134.854	144.968
Livorno	89.100	98.010	107.811	118.592	130.451	143.496	154.259	165.828	178.265	191.635	206.008
Porto Ferraiò	0	0	3.300	3.630	3.993	4.392	4.722	5.076	5.457	5.866	6.306
Cagliari	3.300	3.630	7.293	8.022	12.125	13.337	17.637	18.960	23.682	25.458	30.668
Oristano	0	3.300	3.630	7.293	8.022	12.125	13.034	17.311	18.610	23.305	25.053
Bastia	0	0	3.300	3.630	3.993	4.392	4.722	5.076	5.457	5.866	6.306
Tolone	19.800	21.780	23.958	26.354	28.989	31.888	34.280	36.851	39.614	42.586	45.779
Nizza	3.300	3.630	3.993	4.392	4.832	5.315	5.713	6.142	6.602	7.098	7.630

Tabella 86 - Domanda terrestre di GNL riferibile ai porti target nel periodo 2020-2030: scenario high-growth (dati in m³) (Fonte: ns. elaborazione)

4 Analisi dell'offerta attuale e autorizzata nel contesto territoriale di riferimento

Il presente capitolo offre un'analisi dei terminali, dei depositi e dei servizi Small Scale di GNL presenti e/o autorizzati nell'area in studio.

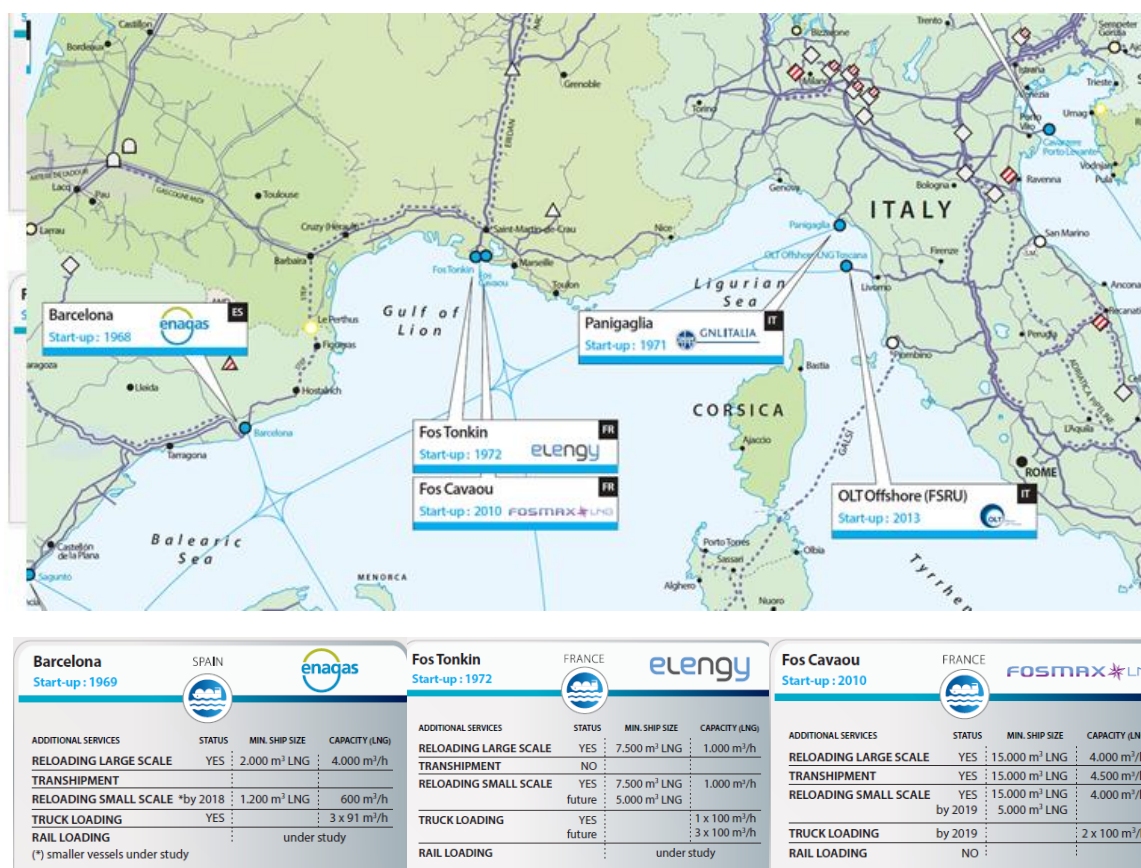


Figura 79 - Contesto di riferimento per l'offerta di servizi Small Scale GNL nell'area del Tirreno-Ligure (Fonte: GIE Europe)

4.1 Procedure per la raccolta e la rielaborazione dei dati

Per effettuare la mappatura dei sistemi di offerta di servizi di bunkering e di stoccaggio di GNL ad oggi esistenti e di quelli pianificati nell'area di Programma, si è proceduto alla raccolta dei dati puntuali attraverso due specifiche modalità di ricerca:

- "On-line research";
- "On-field research".

In relazione a ciascuna delle due metodologie, verranno dettagliati i seguenti profili:

- Delimitazione del campo di studio e definizione del campione;
- Procedure per la raccolta e la rielaborazione dei dati;
- Dati e informazioni esaminati.

4.1.1 Attività di tipo “on-line research”

4.1.1.1 Delimitazione del campo di indagine

La ricerca di tipo *on-line* per la mappatura dei sistemi di offerta di servizi di bunkering e di stoccaggio di GNL nei porti dell’Area Obiettivo si è sostanziata nella realizzazione di una serie di attività per la ricerca, la valutazione e la rielaborazione delle informazioni acquisite attraverso la consultazione di siti internet, articoli di giornali online, documenti ufficiali, come puntualmente richiamate nel proseguo.

Detta attività di ricerca è stata svolta in relazione a tre differenti aggregati spaziali con finalità specifiche:

- Infrastrutture e soluzioni per il bunkering e lo stoccaggio di GNL esistenti o in fase di progettazione all’interno dei porti che rientrano nell’Area Obiettivo del Progetto;
- Infrastrutture e soluzioni per il bunkering e lo stoccaggio di GNL esistenti o in fase di progettazione all’interno dei porti italiani e francesi ubicati al di fuori dell’Area;
- Infrastrutture e soluzioni per il bunkering e lo stoccaggio di GNL esistenti in alcuni dei principali porti appartenenti a vari paesi del Mediterraneo.
- Le infrastrutture citate nel punto 2 risultano utili per effettuare confronti tra le soluzioni tecnologiche pensate e quelle già adottate in Italia e in Francia, al di fuori del perimetro dell’Area Obiettivo al fine di assicurare la massima coerenza rispetto alle strategie nazionali in relazione all’intera *supply chain* del GNL.

Le infrastrutture di cui al punto 3 sono state monitorate per un duplice ordine di motivi. In primo luogo, al fine di disporre di utili casi di studio e di benchmark per identificare *best practices* nell’area del Mediterraneo. In secondo luogo, in considerazione del fatto che le scelte di localizzazione e di dimensionamento di impianti per il bunkering e lo stoccaggio di GNL in ambito marittimo-portuale nell’Area Obiettivo, non può comunque prescindere dalla valutazione della disponibilità di altrettante facilities presso i diversi porti del Mediterraneo che sono coinvolti nelle strategie commerciali degli armatori che impiegano naviglio a GNL.

4.1.1.2 Informazioni raccolte

Nel complesso risultano mappate 43 infrastrutture considerando non solo quelle ad oggi esistenti e pianificate ma anche le ipotesi di progetto e gli studi di fattibilità. Di queste, 14 sono impianti o ipotesi progettuali relative all’Area Obiettivo (Liguria: 4, Toscana: 2,

Sardegna: 5, Region PACA: 3, Corsica: 0). I restanti 29 impianti/ipotesi progettuali risultano ubicati in aree/Paesi esterni da quelli oggetto di studio (Italia - fuori Area Obiettivo: 7; Francia - fuori Area Obiettivo: 2, Spagna: 6, Area MENA: 14).

4.1.2 Attività di tipo “on-field research”

4.1.2.1 Delimitazione del campo di indagine

Poiché la raccolta di dati e informazioni rilevanti attraverso indagini di tipo “on-line” non ha consentito di completare in modo puntuale tutti i campi informativi relativi alle diverse facilities e impianti per il bunkering e lo stoccaggio di GNL, il gruppo di ricerca ha proceduto a definire uno specifico questionario volto a raccogliere ulteriori informazioni in relazione alle sole infrastrutture ubicate nell’Area Obiettivo. Nel complesso le attività di tipo *on-field* hanno consentito di raccogliere ulteriori informazioni in merito agli impianti e alle ipotesi progettuali oggetto di approfondimento.

4.1.2.2 Informazioni raccolte

Attraverso le informazioni acquisite mediante le sopradette attività di *on-field research* è stato realizzato un database finalizzato ad analizzare le esistenti o future infrastrutture di bunkering presenti in particolare nell’Area Obiettivo di Progetto e creare utili benchmark. Il database realizzato ha come scopo l’individuazione dei principali aspetti utili a creare un quadro dettagliato delle diverse facilities presenti nelle zone considerate. Le informazioni ottenute sono espresse in valori qualitativi, quantitativi e geo-spaziali. I campi relativi a valori qualitativi inclusi del database includono descrizioni testuali, date o specifici “label” assegnati nell’ambito di uno specifico campo di variazione. Per ciascun dato di natura quantitativa, viene invece riportata l’unità di misura. Le attività di analisi si sono focalizzate su una pluralità di aspetti rilevanti sotto il profilo progettuale, gestionale, tecnico-operativo, di governance e di finanziamento dell’infrastruttura.

4.1.3 Posizionamento del sistema infrastrutturale per il GNL dell’Area di Programma rispetto alla supply chain complessiva europea e del bacino del Mediterraneo

Prima di esaminare dettagliatamente lo stato dell’arte e le prospettive future del sistema infrastrutturale e di distribuzione del GNL in Italia e in Francia, è bene esaminare come si posiziona il sistema infrastrutturale per il GNL oggetto di studio in relazione alla supply chain complessiva a livello europeo e a livello del Mediterraneo. A tal fine, attraverso l’analisi dei dati forniti da *Gas Infrastructure Europe* (GIE), è possibile comprendere il ruolo svolto dai nodi logistici del GNL delle regioni appartenenti all’area di programma (Liguria, Toscana, Sardegna, Corsica e Region PACA) nell’ambito del sistema europeo, specialmente con riferimento al bacino del Mediterraneo.

Si procederà ad esaminare le seguenti tipologie di infrastrutture:

- a) Terminali di rigassificazione;

- b) Impianti di stoccaggio e depositi costieri di GNL;
- c) Rete di distribuzione carburante metano liquido LNG per veicoli pesanti.

4.1.4 Terminali di rigassificazione

Per quanto concerne i terminal di rigassificazione, il Gas LNG Europe ha stimato un forte aumento della capacità di rigassificazione dei terminal europei nel periodo compreso tra il 2017 e il 2026 (Figura 80). Dall'esame dei dati emerge come dal 2017 siano stati avviati diversi studi di fattibilità e progetti.

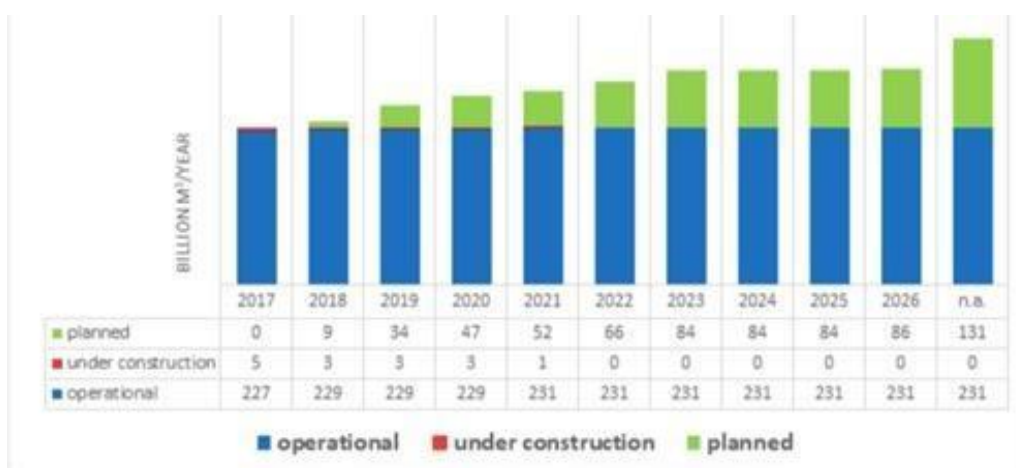


Figura 80 - Capacità di rigassificazione dei terminal europei

La Figura 80 mostra gli impianti di rigassificazione per il GNL attualmente operativi (colore blu), in fase di costruzione (colore rosso) ed in fase di progettazione (colore giallo), i quali sono stati mappati dal GIE nel 2017 (cfr. Figura 86).



Figura 81 - Terminal di rigassificazione nel Mediterraneo

Nella Figura 82 si evince il ruolo centrale dei nodi appartenenti all'area di programma, ossia gli impianti di Panigaglia (Liguria), OLT Offshore (Toscana), Fos Tonkin e Fos Cavaou (Region PACA), i quali rappresentano il 31% degli impianti europei di rigassificazione operativi nel Mar Mediterraneo. Tali infrastrutture sono altresì localizzate in prossimità di alcuni dei porti commerciali e turistici più importanti del Mediterraneo, quali Genova, La Spezia, Livorno e Marsiglia che, specialmente per il settore container e crocieristico, registrano ogni anno elevati volumi di traffico. Ciò rappresenta un fattore particolarmente rilevante per lo sviluppo del GNL quale carburante alternativo per il trasporto via mare.

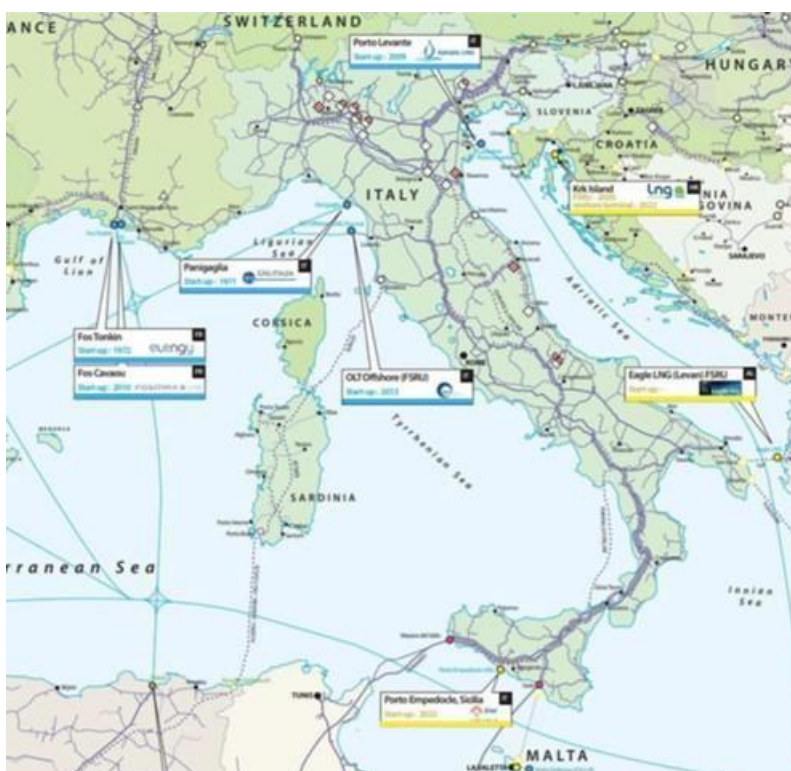


Figura 82 - Terminal di rigassificazione nell'area di programma

4.1.5 Impianti di stoccaggio e depositi costieri di GNL

Analisi empiriche recentemente condotte da Gas LNG Europe¹² (GLE, 2018) hanno consentito di giungere a una misurazione puntuale della capacità di stoccaggio di GNL dei terminal di stoccaggio e dei depositi costieri europei (cfr. Figura 83).

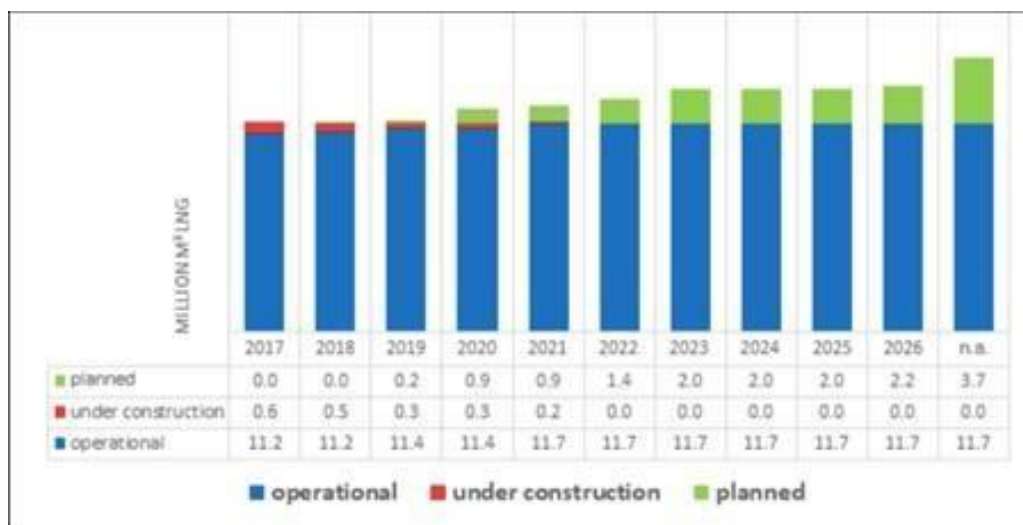


Figura 83 - Capacità di stoccaggio di GNL dei terminal europei

L'esame dei dati evidenzia significativi margini di crescita che caratterizzano il comparto. La capacità di stoccaggio GNL attesa al 2026 è in aumento di circa il 20% rispetto ai valori attuali, se si considerano sia gli impianti operativi sia gli impianti in fase di pianificazione.

4.1.6 Rete di distribuzione carburante metano liquido LNG per veicoli pesanti

In relazione al sistema di distribuzione SSLNG interno (inland terminal e rete di distribuzione carburante metano liquido LNG per veicoli pesanti) europeo (Figura 84), la mappatura realizzata dal GIE nel 2018, mette in evidenza che sebbene la rete spagnola sia largamente più sviluppata rispetto al sistema infrastrutturale dei paesi dell'Area di Programma, coinvolgendo in particolare le città portuali di Barcellona e Valencia che vantano la presenza di impianti di rigassificazione e bunkering GNL evoluti, il Nord Italia assume una certa rilevanza nel panorama europeo.



Figura 84 - Rete di distribuzione SSLNG e LSLNG dei paesi europei mediterranei

Nel dettaglio, secondo i dati GIE del 2018 sono presenti 16 stazioni di rifornimento GNL per mezzi terrestri pesanti (considerando l'intero paese Italia), di cui 13 già attive (colore blu), 1 in fase di realizzazione, in Sardegna (colore rosso), e 2 in fase di pianificazione (colore arancione). Tali infrastrutture sono localizzate in prossimità dei terminal costieri di rigassificazione individuati precedentemente (Figura 5), nonché dei principali nodi logistici della catena del trasporto italiana (Genova, Milano, Piacenza, Parma, Bologna, Padova e Verona), nei quali si concentra la maggiore domanda di GNL.

4.1.7 Analisi e mappatura degli impianti esaminati

Per mappare i sistemi di offerta relativi ai servizi di bunkering e di stoccaggio di GNL nell'area in esame si è proceduto a raccogliere i dati relativi alle infrastrutture esistenti, in corso di costruzione/progettazione e i principali studi di fattibilità realizzati in relazione ai porti previsti a formulario (Genova, Savona, La Spezia, Livorno, Cagliari, Toulon e Bastia).

Si è proceduto a mappare gli impianti/ipotesi progettuali elencati nella Tabella 87.

ITALIA	FRANCIA
<ul style="list-style-type: none"> - Terminal di Rigassificazione di Panigaglia (La Spezia Liguria) - Ipotesi progettuale di Fratelli Cosulich (Liguria) - Ipotesi progettuale di Ottavio Novella Spa (Liguria) - Ipotesi progettuale di A.O.C Srl (Liguria) - Terminal di rigassificazione "FSRU Toscana" (Livorno Toscana): - Deposito costiero nel porto di Livorno (Livorno Toscana): - Ipotesi progettuale Costiero GAS Livorno e Neri Vulcanigas Investimenti (Livorno): - Deposito costiero "Terminal Higas di Oristano" di Higas (Oristano Sardegna) - Deposito costiero "Marine Terminal Oristano" di Edison (Oristano Sardegna) - Deposito costiero di IVI Petrolifera (Oristano Sardegna) - Deposito costiero di ISGAS ENERGIT Multiutilities (Cagliari, Sardegna) - Deposito costiero del Consorzio Industriale Provincia di Sassari (porto Torres, Sardegna) 	<ul style="list-style-type: none"> - Rigassificazione di Fos-Tonkin - Rigassificazione di Fos-Cavaou - Ipotesi progettuale nel porto di Toulon

Tabella 87 - Impianti mappati

4.1.7.1 Infrastrutture per il bunkering e lo stoccaggio di GNL nei porti della Liguria

Si è dapprima avviata la raccolta di dati puntuali relativi ai sistemi di offerta di servizi di bunkering e di stoccaggio di GNL ad oggi esistenti e di quelli pianificati nei porti della propria area di riferimento, ossia la regione Liguria. Si è proceduto attraverso la metodologia di tipo "on-line research" e, a tal fine, sono stati individuati e analizzati i principali articoli, siti web, notizie online attinenti allo sviluppo e alla diffusione di sistemi di offerta di bunkering e di stoccaggio di GNL nei porti di La Spezia, Genova e Savona, raccogliendo così le principali informazioni in merito allo sviluppo e all'evoluzione del sistema di offerta esistente e progettato.

Nello specifico, sono state mappate le seguenti infrastrutture liguri relative alla catena logistica del GNL già operative, autorizzate o in corso di autorizzazione e le ipotesi progettuali.

Terminal di Rigassificazione di Panigaglia (La Spezia): gestito da GNL Italia (Gruppo SNAM); capacità di rigassificazione: 4 mld mc; struttura già operativa. Soluzione dei bunkering di GNL in ambito marittimo-portuale: studio di fattibilità. In relazione a detto terminal sono state anche considerate le ipotesi progettuali di riadeguamento realizzate rispettivamente da RINA Consulting e da Assocostieri.

Ipotesi progettuale di Fratelli Cosulich: ipotesi progettata sviluppata dalla società Fratelli Cosulich SPA per la realizzazione di un impianto di stoccaggio e bunkering di GNL (impianto SSLNG) in relazione al porto di La Spezia.

Ipotesi progettuale di Ottavio Novella Spa: ipotesi progettuale sviluppata dalla società Ottavio Novella Spa per la realizzazione di un impianto di stoccaggio e bunkering di GNL (impianto SSLNG) nei porti della Liguria.

Ipotesi progettuale di A.O.C Srl: ipotesi progettuale sviluppata dalla società A.O.C. Srl per la realizzazione di un impianto di stoccaggio e rigassificazione di GNL (impianto SSLNG) per il porto di Genova.

La mappatura delle ipotesi progettuali appena elencate è stata resa possibile anche dalla somministrazione dei questionari all’Autorità di Sistema Portuale del Mar Ligure Orientale (1 questionario compilato), all’Autorità Portuale del Mar Ligure Occidentale (1 questionario compilato) e ai principali operatori privati interessati al bunkering e allo stoccaggio di GNL in ambito marittimo-portuale (4 questionari ricevuti, di cui solo 3 compilati).

4.1.7.1.1 Terminal di Rigassificazione di Panigaglia (La Spezia)

Nel 1967 hanno preso avvio i lavori per la costruzione del terminal di Panigaglia (Figura 85), situato a Porto Venere per conto della società Snam S.p.A. Il terminal GNL, concluso nel 1970, rappresenta la prima facility on shore per la ricezione e la rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto in Italia.



Figura 85 - Terminal di Rigassificazione di Panigaglia

Tra il 1990 e il 1996 è stato effettuato un importante intervento di riqualificazione paesaggistico-ambientale del terminal che ha permesso di conseguire un suo più adeguato inserimento nell’ambito del paesaggio circostante. Dal 2001 il terminal viene gestito dalla società GNL Italia, subsidiary del gruppo Snam S.p.A. Il terminal è rimasto l’unico presente nel territorio nazionale fino al 2009, data di attivazione del Terminale GNL Adriatico presente al largo di Porto Levante. La facility occupa un’area di circa 45.000 mq, presenta una capacità di stoccaggio di GNL di 88.000 mc ed è caratterizzato da una capacità di rigassificazione pari a 3,5 miliardi di mc di gas all’anno.

L’infrastruttura è localizzata all’interno dell’area portuale, ed è composto da un sistema di ricezione (area per l’attracco della nave), un’area di stoccaggio comprensiva di due serbatoi di stoccaggio da 50.000 mc ciascuno, con capacità utile operativa pari a 44.000 mc, un rigassificatore in cui dai serbatoi di stoccaggio il gas viene estratto e inviato agli scambiatori di calore attraverso un sistema di pompe centrifughe, i sistemi di immissione nella rete, i sistemi e l’equipment per il recupero dei vapori e infine, l’insieme dei sistemi ausiliari di sicurezza. Sotto il profilo delle procedure relative alla safety&security, il deposito prevede sistemi per l’acquisizione, l’elaborazione e la regolazione dei parametri di processo, la

supervisione costante dell'impianto di rigassificazione, e, infine, un sistema di automazione e blocco per la messa in sicurezza automatica dell'impianto in situazione di emergenza.

Il Terminale di Panigaglia include anche un pontile all'interno del porto: l'area di attracco delle navi metaniere è ubicata all'estremità di un pontile e consente la ricezione di navi caratterizzate da una capacità massima di circa 70.000 mc di GNL. La banchina prevista per il deposito è lunga 500 metri e il pescaggio per la carica/scarica del GNL è di 10 metri.

L'accessibilità stradale rappresenta una forte criticità per il terminale di Panigaglia: la strada Viale Fieschi – Viale Italia – Via Carducci che rappresenta l'unico collegamento tra il terminal di rigassificazione e La Spezia presenta difficoltà di incrocio tra mezzi provenienti da direzioni opposte e problematiche connesse alla sussistenza di traffici promiscui. Il centro città più vicino alla facility è il borgo "Le Grazie", frazione del comune di Porto Venere che dista 2,7 km dal terminal. Un elemento di criticità è legato all'accessibilità dell'infrastruttura alla rete ferroviaria e alla loro eccessiva distanza (circa 7,6 km). Talune delle sopradette criticità, peraltro, potrebbero essere parzialmente superate, impiegando l'opzione tecnologica per il bunkeraggio di GNL di tipo Ship to Ship (STS), che consiste nel bunkeraggio della nave alimentata a GNL mediante l'impiego di una nave o di una chiatta che dopo essersi affiancata alla nave da rifornire può avviare le procedure di bunkering della medesima.

4.1.7.1.2 Ipotesi progettuali di riadeguamento del Terminal di Panigaglia

Per superare le criticità connesse al terminal di rigassificazione di Panigaglia, nell'agosto 2018, l'azienda RINA Consulting ha sviluppato uno studio di fattibilità tecnica ed economico-finanziaria per il rinnovo e l'adeguamento dello stesso. Nello specifico si è provveduto ad effettuare:

- un'analisi della vita residua del pontile di accosto delle navi gasiere;
- uno studio di fattibilità economica e tecnica al fine di garantire la distribuzione del gas mediante bettoline e camion su chiatta;
- uno studio connesso ai vincoli ambientali e territoriali esistenti;
- uno studio di prefattibilità economica e tecnica per permettere l'installazione di un deposito costiero di piccola taglia all'interno delle aree portuali, che ha incluso la scelta dei futuri siti tenendo conto dei vincoli esistenti, la progettazione preliminare degli interventi, un'analisi del rischio e la stima dei costi da sostenere e delle tempistiche.

In relazione al GNL, il porto di La Spezia rappresenta una realtà unica in Italia in ragione di talune sue specificità come:

- l'ampia disponibilità di aree industriali costiere adatte allo stoccaggio di GNL;
- la presenza di infrastrutture esistenti nei terminali per la movimentazione, lo stoccaggio e il deposito di oli combustibili, gas naturali e merci chimiche liquide;
- la centralità di La Spezia nei corridoi TEN-T.

Uno studio condotto da Assocostieri (“Analisi degli interventi per l’adeguamento all’utilizzo del GNL nei 14 porti nazionali previsti nella TEN-T e stima dei costi”) e pubblicato sul sito del MISE, ha considerato la fattibilità di un progetto volto alla realizzazione di una stazione di bunkering di GNL all’interno del porto della Spezia, esaminando lo stato attuale dei mezzi a GNL esistenti, il traffico marittimo del porto attuale e prospettico e la possibilità di caricare autobotti per aumentare la distribuzione del GNL sul territorio. Secondo le risultanze del predetto studio, il porto di La Spezia starebbe iniziando a ragionare in merito alla possibilità di rifornire le navi a GNL. Da questo punto di vista, è stato condotto uno studio di fattibilità per un punto di rifornimento di navi multi-fuel (gas naturale liquefatto, idrogeno, elettricità) localizzato all’interno della base militare di La Spezia, tale da assicurare lo stoccaggio e il rifornimento di GNL sia attraverso bettoline di dimensioni medio-piccole sia mediante il ricorso ad autobotti. Il sito individuato nell’ambito dell’ipotesi progettuale presenta alcune importanti caratteristiche positive, quali la possibilità di assicurare massimi livelli di sicurezza e la disponibilità di spazi di dimensioni adeguate rispetto alle necessità che derivano dall’installazione della facility medesima.

Assocostieri ha, inoltre, realizzato uno studio di fattibilità per l’introduzione di camion a GNL tra il porto e i terminal inland considerando tre progetti alternativi relativi ai mezzi di movimentazione portuali (quali RTG, gru mobili, reachstackers) alimentati a GNL, all’utilizzo del GNL in ambito ferroviario per treni shuttle e per materiale rotabile di manovra e, infine, all’ utilizzo del GNL come carburante alternativo per mezzi commerciali e terrestri. Ha infine sviluppato una progettazione relativa ad una stazione di rifornimento di GNL all’interno del terminal inland di Melzo, che rappresenta il principale terminal collegato al porto di La Spezia attraverso ferrovia e strada. In questo modo sarebbe possibile impiegare il GNL come fonte alternativa per il trasporto stradale, in particolare per i mezzi pesanti che trasportano merci container tra La Spezia e Melzo. Studi di fattibilità, infine, sono stati realizzati anche in relazione alla possibilità di intervenire in logica brownfield sull’attuale facility di Panigaglia al fine di dotare l’infrastruttura complessiva di un terminale di bunkering di GNL atto a garantire il rifornimento di navi a GNL. Ha preso avvio una fase di lavori al fine di rafforzare il terminale per alimentare la navigazione marittima potenziando il gruppo di pompaggio attraverso la fornitura di sei nuovi serbatoi e la sostituzione dei bracci di carico criogenici che possano non soltanto accogliere il GNL ma anche conferirlo. Questi bracci permetteranno di collegare bettoline di minori dimensioni e serviranno a collegare il rigassificatore ai terminal crocieristici del porto di La Spezia al fine di offrire servizi di bunkering di GNL prevalentemente dedicati alle navi da crociera (si pensi in tal senso al caso specifico della

nave “Costa Smeralda” che toccherà il porto). I serbatoi, che risultano di dimensioni minori rispetto alle due cisterne attuali, permetteranno di riempire le stive delle mini LNG carriers in breve tempo e per rifornire le grandi unità da crociera.

4.1.7.1.3 Ipotesi progettuale di Fratelli Cosulich

La società F.lli Cosulich SPA, la quale ha permesso di raccogliere importanti dati relativi all’area ligure, al momento sta valutando un progetto per sviluppare infrastrutture necessarie allo SSLNG (LNG Bunker barge e deposito costiero) nell’area del Mar Tirreno Settentrionale, con riferimento ai porti liguri (La Spezia, Genova, Savona) e di Livorno.

È ancora in fase concettuale l’identificazione dell’area più adatta alla realizzazione dell’impianto ma l’ipotesi generale è quella di trasferire GNL da grossi terminali di stoccaggio (es. FSRU Toscana o altri) a depositi costieri (es. Panigaglia), offrendo rifornimento con bettolina a future navi alimentate a GNL e la possibilità di caricare autobotti attraverso l’utilizzo di un piccolo impianto di stoccaggio terrestre (con capacità < 200 ton.) in zona ancora da identificare ma possibilmente nell’area di La Spezia.

Si tratta di un’ipotesi progettuale, ma è già stato richiesto però un parere all’AdSP del Mare Ligure Orientale, all’AdSP del Mar Ligure Occidentale, alla Capitaneria di La Spezia, alla Capitaneria di Genova e all’Agenzia delle dogane che, alla data di ricezione del questionario (febbraio 2019), non hanno ancora avuto riscontro.

L’idea alla base dello studio è:

- l’utilizzo di un terminale di stoccaggio di grosse dimensioni (es. FSRU Toscana);
- il trasferimento del GNL attraverso Small LNG Carrier al terminale di Panigaglia;
- il rifornimento a navi a propulsione GNL con bettolina che prenderà il carico dal terminale di Panigaglia;
- il rifornimento di autobotti attraverso un piccolo deposito costiero (<200 T) da realizzare in zona La Spezia.

Con riferimento al piccolo deposito costiero previsto in zona La Spezia è prevista una capacità di stoccaggio complessiva < 400 mc. Al fine di realizzare tale progetto è previsto un investimento di 55 mln di € e costi annui operativi per la gestione dell’infrastruttura GNL pari a circa 4 mln di €, includendovi anche la manutenzione.

Considerando i profili tecnologici e le procedure operative dell’ipotesi progettuale di impianto di bunkering e stoccaggio, la tecnologia prevista per il bunkering è la Ship to Ship (STS).

L’approvvigionamento avverrà via mare da grossi terminali di stoccaggio attraverso l’utilizzo di una Small LNG Carrier, la quale rifornirà il piccolo deposito costiero e le navi a propulsione GNL di Panigaglia. La procedura di rifornimento del GNL al deposito di stoccaggio via mare e di rifornimento di GNL alle navi è prevista mediante la banchina all’interno del porto. Le

navi che si prevede di rifornire con il futuro impianto sono navi cruise (circa 3.000 mc in 4-5 ore per ogni singola procedura di bunkering), traghetti (circa 800 mc in 3 ore per ogni singola procedura di bunkering), navi ro-ro (circa 800 mc in 3 ore per ogni singola procedura di bunkering).

4.1.7.1.4 Ipotesi progettuale di Ottavio Novella Spa

La società Ottavio Novella Spa ha realizzato uno studio di fattibilità sulla possibilità di creare infrastrutture dedicate al bunkeraggio e allo stoccaggio di GNL nell'ambito territoriale dell'Autorità di Sistema Portuale del Mar Ligure Occidentale (Genova, Prà, Savona, Vado Ligure) senza escludere un eventuale sviluppo nell'ambito dell'AdSP del Mar Ligure Orientale (La Spezia). Tale iniziativa progettuale è identificata come "*Vado Ligure: Deposito Small Scale LNG*".

Le aree considerate adatte alla realizzazione di tale infrastruttura sono:

- **Vado Ligure:** sul molo sopraflutti (a ponente del bacino portuale) prossimamente interessato da lavori di ampliamento; in alternativa sulla nuova piattaforma multi-purpose.
- **Genova:** Sestri P. (aree Arcelor Mittal) oppure Sampierdarena (carbonile ex-Enel).
- **La Spezia:** eventuale utilizzo di parte degli attuali depositi costieri a Panigaglia.

In ogni caso l'infrastruttura dovrebbe prevedere l'alimentazione del GNL via mare e la fornitura sia alla futura domanda delle navi alimentate a GNL che alla già presente domanda relativa alle autobotti (per l'alimentazione della crescente rete stradale/autostradale e degli impianti industriali). Quest'ultimo mercato verrebbe servito tramite un piccolo stoccaggio terrestre in zona contigua all'ormeggio della nave, con capacità inferiore alle 200 tonnellate (con ciò semplificando le formalità autorizzative exDLgs.105/2015).

Detta ipotesi progettuale nelle sue diverse varianti è stata sottoposta ad autorizzazione a:

- AdSP del Mar Ligure Occidentale (parere richiesto nell'autunno 2017, in attesa di risposta);
- AdSP del Mar Ligure Orientale (parere richiesto in via non formale nel 2018, in attesa di approfondimento)
- Agenzia delle dogane (parere richiesto per tipo di documentazione, in attesa di risposta).

L'iter autorizzativo è quindi in attesa di valutazione e si prevedono tempi di costruzione di circa 24/30 mesi (costruzione nave). Tale tempistica è ridotta rispetto ai tradizionali depositi di terra poiché si tratta di un deposito inizialmente costituito solo da una piccola nave gasiera (ca. 7.000 mc), eventualmente affiancato da ulteriore capacità di stoccaggio sia galleggiante (chiatte) che fissa a terra successivamente.

L'infrastruttura in progetto prevede più fasi modulari, ideali per consentirne una più agevole e graduale sostenibilità (sia ambientale che finanziaria), così composte:

- a) *Prima fase*: presenza di una sola gasiera Small Scale, che assolverebbe anche alle funzioni sia di feeder (per l'approvvigionamento del GNL da vicini stoccaggi Large scale, tipo OLT Livorno o Panigaglia o Marsiglia) che di bettolina (per il rifornimento di navi).
- b) *Seconda fase*: affiancamento di una o più chiatte galleggiante non semoventi.
- c) *Terza fase*: realizzazione di depositi fissi a terra (ad asse orizzontale o verticale).

A regime, l'infrastruttura potrebbe avere una capacità complessiva di ca. 20.000 mc e, al fine di realizzare tale infrastruttura, è previsto un investimento di 65-75 mln € e costi operativi annui compresi tra i 5,9 e i 6,5 mln di €. Con riferimento ai profili tecnologici e alle procedure operative dell'impianto di bunkering/stoccaggio di GNL, è previsto l'utilizzo della tecnologia STS (Ship to Ship) e l'approvvigionamento via mare e via terra. In particolare, l'approvvigionamento avverrà da grossi terminali di stoccaggio (tipo FRSU Toscana o Snam Panigaglia) in alto Tirreno, ovvero da porti esteri (Marsiglia, Barcellona) attraverso l'utilizzo di una Small scale LNG Carrier che, raggiunto l'ormeggio attribuito, fungerà inizialmente da deposito galleggiante.

Per quanto concerne la procedura di rifornimento del GNL al deposito di stoccaggio via mare è prevista la banchina all'interno del porto, 1 attracco, banchina lunga circa 140 metri e pescaggio di circa 5,90 metri; per la procedura di rifornimento di navi alimentate GNL sempre la banchina all'interno del porto, ormeggio alla fiancata della nave poiché la consegna del GNL avverrà mediante affiancamento della Small scale alla nave da rifornire (sul lato opposto a quello operativi in banchina), e un pescaggio di circa 5,90 metri. Le navi avranno una lunghezza minima per permettere l'accosto a FRSU Toscana.

Suddividendo per tipologia le navi da rifornire, si prevede che saranno rifornite:

- Circa 50/100 cruise ships all'anno (circa 1/2 navi a settimana), con rifornimenti di circa 2.200 mc di GNL in 4/5 ore;
- Circa 500 ro-ro vessels all'anno, con rifornimenti di circa 500 mc di GNL in 3 ore ciascuna;
- Circa 100 container vessels all'anno, con rifornimenti di 1.500 mc in 4/5 ore.

4.1.7.1.5 Ipotesi progettuale di A.O.C S.r.l.

Con riferimento al Porto di Genova, un ulteriore questionario in merito alle ipotesi progettuali relative a impianti di stoccaggio e bunkering di GNL in ambito marittimo portuale è stato compilato da A.O.C. S.R.L., impresa concessionaria dei servizi di raccolta e trattamento rifiuti. L'impresa ha realizzato un impianto a GNL (localizzato in area Calata Oli Minerali) ad uso interno, dotato di un'area di stoccaggio. L'impianto è ad oggi operativo, avendo ottenuto tutte le autorizzazioni necessarie: ovvero:

- AdSP Mar Ligure Occidentale, Comune di Genova, Capitaneria di Porto di Genova, Ufficio dogane di Genova, Regione Liguria (per Autorizzazione Demaniale all'installazione ed alla gestione impianto);
- Comando Vigili del Fuoco Genova (per Approvazione progetto e rilascio di SCIA),
- AdSP Mar Ligure Occidentale (per Variazione contenuto di concessione);
- Città Metropolitana di Genova (per Autorizzazione modifica non sostanziale AIA ad utilizzare il nuovo combustibile nelle proprie caldaie di processo);
- MIT, Capitaneria Portuale di Genova e AdSP Mar Ligure Occidentale (per Dichiarazione inizio attività e contestuale richiesta di collaudo).

I lavori per la realizzazione dell'impianto sono iniziati il 19/03/2018 e terminati sette mesi dopo il 5/10/2018 e sono stati realizzati dalla società HAM Italia – A.O.C. S.r.l. e il soggetto gestore e finanziatore è la società A.O.S. S.r.l. In questa fase l'impianto di stoccaggio e di rigassificazione GNL è stato concepito ad uso privato ossia del gestore dell'impianto di trattamento rifiuti portuali A.O.C. S.r.l per l'alimentazione delle proprie caldaie per la gestione calore industriale. Essendo stato realizzato in area demaniale adiacente alla banchina nord di Calata Oli Minerali in futuro potrebbe essere utilizzato per il rifornimento delle barche e del naviglio minore del porto di Genova se si sviluppasse imbarcazioni con motori a propulsione di GNL.

L'impianto occupa 100 mq di aree all'interno del porto e presenta una capacità di stoccaggio di 60. L'impianto viene approvvigionato di GNL via mare, il sistema di riempimento e svuotamento del serbatoio avviene sotto il diretto controllo di HAM Italia con telerilevamento tramite il quale dispone l'invio di autocisterna per il riempimento del deposito.

Il carico scarico avviene in Banchina all'interno del porto e come possibile procedura di rifornimento di navi alimentate a GNL si prevede sempre la banchina all'interno del porto. Sono stabiliti vincoli alle operazioni di riempimento del serbatoio criogenico per assicurare un ottimale livello di safety & security, inoltre guida tecnica ed atti di indirizzo per la redazione dei progetti di prevenzione incendi relativi ad impianti di distribuzione di tipo L- GNL, L-GNC E L-GNC/GNL per autotrazione. L'impianto si trova ad una distanza dal centro urbano più vicino di 1.100 metri, la distanza dal punto di attracco della nave dalla zona di deposito è 50

metri, la distanza del varco portuale al punto di attracco per il bunkering previsto e per il rifornimento per mezzi di trasporto merci su gomma è di 1.500 metri, il deposito si trova vicino alla rete ferroviaria (500 metri), e al varco della rete autostradale (1.000 metri).

4.1.7.1.6 Ipotesi progettuale stazione di rifornimento mobile – Progetto GNL FACILE

In seguito alla somministrazione del questionario, l’Autorità di Sistema del Mar Ligure Occidentale, nella persona del Dott. Giuseppe Canepa, dirigente del settore della Direzione Tecnica/Ufficio Ambiente e Impianti, ha fornito ulteriori informazioni relative al Porto di Genova. L’AdSP è coinvolta in un progetto riguardante la realizzazione di un impianto di bunkering e stoccaggio di GNL. L’AdSP, infatti, a seguito della realizzazione di una stazione di rifornimento di GNL, che rappresenta uno degli obiettivi principali del progetto Interreg Marittimo ITA-FRA 1420 “GNL FACILE”, ipotizza un possibile sviluppo di mezzi di movimentazioni (quali ralle, gru, reach stackers, locomotori) alimentati a GNL. Nell’ambito del sopracitato progetto è prevista la costruzione di una stazione di rifornimento e un serbatoio criogenico erogatore che consentiranno di rifornire i mezzi per l’autotrasporto stradale pesante e per gli eventuali mezzi operativi (su gomma o rotaia) interni all’area portuale, nonché piccole imbarcazioni da diporto a GNL. Si prevede che nel 2020 la stazione sarà in grado di rifornire i detti mezzi interni, qualora esistenti. Sono state inoltre identificate le possibili aree future dedicate al rifornimento: per il rifornimento terrestre sono state individuate le aree di ex Italsider, la sopraelevata portuale e la zona portuale di Pra; mentre per il rifornimento navale il ponte Parodi apice e la zona portuale di Pra (molo sottoflutto Voltri) rappresentano i siti più idonei a tal fine.

4.1.7.1.7 Savona-Vado Ligure

Oltre alle ipotesi progettuali già discusse in precedenza (cfr. Ipotesi progettuale di Ottaviano Novella e Ipotesi progettuale di Fratelli Cosulich), in questa sezione si discutono brevemente alcuni profili connessi al GNL rilevanti per il porto di Savona – Vado Ligure. Il porto di Savona rappresenta un’importante realtà nel settore crocieristico, è stata infatti estesa fino al 2044 la concessione a Costa Crociere delle aree e dei servizi crociere del porto di Savona. Il 3 novembre 2019 verrà celebrata proprio nel porto di Savona la cerimonia di battesimo della nuova nave Costa Smeralda, attualmente in costruzione in Finlandia nel cantiere Meyer di Turku. Costa Smeralda rappresenta la prima nave da crociera per il mercato globale alimentata sia in porto sia in mare aperto a Gas Naturale Liquefatto. Il porto di Savona dovrà quindi adattarsi più possibile alla nuova realtà e prevedere la realizzazione di infrastrutture che permettono il bunkeraggio del gas naturale liquefatto per rifornire le navi che arrivano nel porto. Il Comune di Savona, l’Autorità Portuale di Savona e Costa Crociere nel 2015 hanno firmato un protocollo d’intesa della durata di tre anni per lo sviluppo sostenibile nel settore crocieristico a Savona. La collaborazione realizzata è finalizzata a garantire lo sviluppo sostenibile della città oltre alla creazione di valore economico e sociale e il rafforzamento della sua vocazione turistica. Il porto di Savona, scelto dalla società

crocieristica Costa come base operativa nel Mediterraneo per le prossime navi a GNL attese per il 2019, dovrà adeguarsi e di conseguenza realizzare e costruire una piattaforma di approvvigionamento, di bunkering e di stoccaggio di GNL.

4.1.7.2 Infrastrutture per il bunkering e lo stoccaggio di GNL nei porti della Toscana

Con riferimento alla Toscana, sono state mappate le seguenti infrastrutture relative alla catena logistica del GNL già operative, autorizzate o in corso di autorizzazione e le ipotesi progettuali, per le quali non è stato tuttavia possibile raccogliere informazioni sufficienti a giustificare il suo inserimento all'interno del database:

- **FSRU Toscana (Livorno):** gestito da OLT Offshore LNG Toscana; capacità di rigassificazione: 3,75 mld mc; struttura già operativa. Soluzione dei bunkering di GNL in ambito marittimo-portuale: studio di fattibilità.
- **Deposito costiero (Livorno):** capacità di stoccaggio: 20.000 mc; autorizzazione non ancora presentata.
- **Ipotesi progettuale Costiero GAS Livorno e Neri Vulcanigas Investimenti (Livorno):** gestito da Costiero GAS Livorno e Neri Vulcanigas Investimenti; capacità di stoccaggio: 9.000 mc; autorizzazione non ancora presentata.

Sempre con riferimento alla Toscana, attraverso la somministrazione del questionario all'Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Settentrionale, che gestisce i porti di Livorno, Piombino, Portoferraio, Rio Marina, Cavo e Capraia Isole, è stato possibile ottenere informazioni aggiuntive sulle infrastrutture sopra richiamate e sullo stato attuale della catena del GNL nelle proprie aree di competenza. Nell'ambito dei sopra citati porti, si sta procedendo alla realizzazione di interventi di manutenzione straordinaria sui binari ferroviari esistenti e creando nuovi collegamenti ferroviari al fine di migliorare l'efficientamento energetico dei porti. Sono inoltre previsti investimenti riguardanti l'elettrificazione della banchina, in particolare è previsto un progetto di Cold Ironing in Calata Sgarallino. Non sono invece previsti interventi di conversione dei mezzi di movimentazione (quali ralle gru, reach stakers, locomotori) ad alimentazione con GNL e/o energia elettrica; nei progetti GREENCARES E SEA TERMINAL invece sono stati effettuati degli interventi pilota per la realizzazione di mezzi portuali dual fuel (in particolare per quanto riguarda i reach stachers) e serbatoi mobili per il rifornimento degli stessi.

4.1.7.2.1 Terminal di Rigassificazione FSRU Toscana (OLT Offshore LNG Toscana)

In Toscana è presente il rigassificatore offshore FSRU Toscana gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana già operativo, con una capacità di rigassificazione di 3,75 mld di mc.

Il progetto di OLT Offshore LNG Toscana ha previsto la conversione di una nave metaniera – la “Golar Frost” – in un Terminale galleggiante di rigassificazione.

Il progetto, avviato nel 2002, è stato sottoposto ad un lungo e complesso iter autorizzativo, che ha determinato una significativa estensione nei tempi di realizzazione. Il Terminale, infatti, è stato realizzato da Saipem S.p.A. con inizio lavori nel giugno 2009 a Dubai nel cantiere navale Drydocks World Dubai, e conclusione nel giugno del 2013, con il successivo arrivo di “FSRU Toscana” a Livorno nel luglio del 2013 e l’entrata in esercizio il 17 marzo 2015 al termine dei collaudi.

L’FSRU Toscana è ancorata al fondale marino (120 metri di profondità) mediante 6 linee di ancoraggio installate in situ e collegata alla condotta sottomarina per il trasporto a terra del GNL rigassificato.



Figura 86 - Impianto FSRU OLT Offshore LNG Toscana (Fonte: OLT Offshore)

L’attività svolta dal terminale consiste nello stoccaggio e nella rigassificazione del gas naturale liquefatto. Il gas naturale viene dunque ricevuto allo stato liquido, mediante navi cisterna, stoccato in serbatoi criogenici a pressione pressoché ambiente e alla temperatura di -160°C , rigassificato ed inviato al gasdotto a terra attraverso la condotta sottomarina. Le attività svolte e i principali impianti di processo possono essere riassunti nelle seguenti fasi:

- accosto e ormeggio delle navi metaniere con l’ausilio di opportuni rimorchiatori;
- trasferimento dalle metaniere e caricamento del GNL (gas naturale liquefatto) a bordo del Terminale attraverso l’utilizzo dei 4 bracci di carico;
- stoccaggio nei 4 serbatoi MOSS (volume unitario di circa 34.275 m^3 , e globale di circa 137.100 m^3 lordi) e pompaggio del GNL all’impianto di rigassificazione;

- recupero del BOG (Boil off gas: vapori prodotti dai serbatoi di stoccaggio) attraverso il convogliamento verso un collettore comune a tutti i serbatoi e in seguito inviato a nave approvvigionatrice, alle caldaie o al sistema di send out;
- vaporizzazione del GNL mediante 3 vaporizzatori che usano l'acqua di mare come fonte di calore e il propano come fluido riscaldante intermedio tra l'acqua di mare e il GNL;
- convogliamento del gas naturale verso il gasdotto;
- disormeggio delle metaniere.

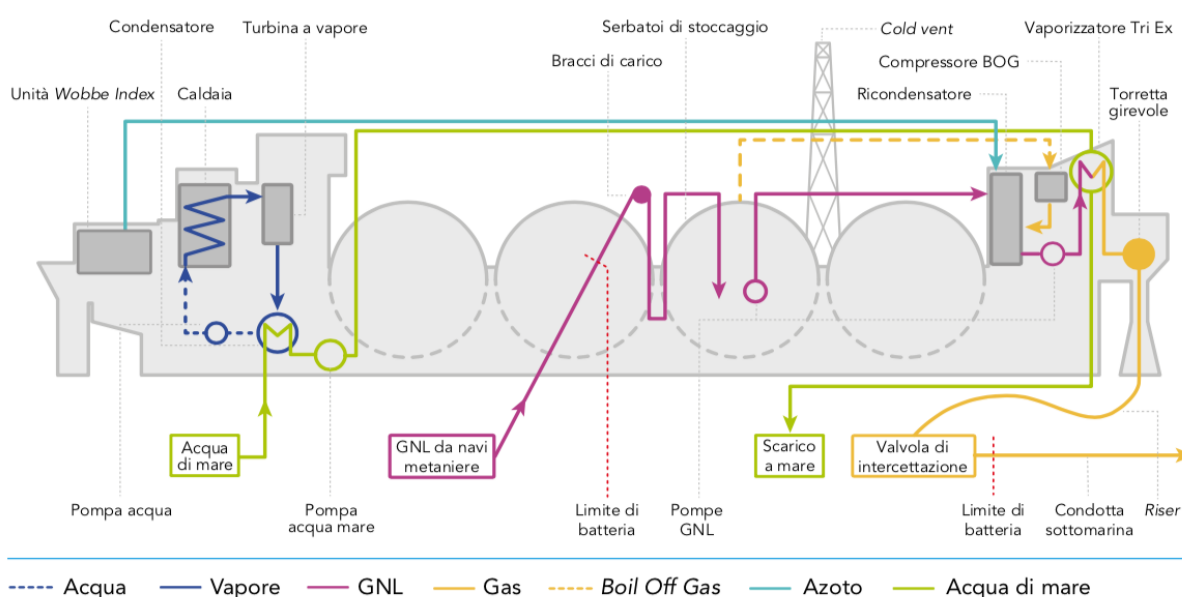


Figura 87 - Schema dei flussi di processo del terminale "FSRU Toscana" (Fonte: OLT annual report 2018)

Al fine di incrementare la propria capacità di ricezione, OLT ha intrapreso il percorso autorizzativo necessario per richiedere la possibilità di attracco per navi aventi capacità fino alla categoria "NewPanamax" che, una volta concluso positivamente, ha portato ad incrementare il limite di capacità delle navi che possono accostare nel Terminale fino a 180.000 mc, mantenendo la capacità annua di rigassificazione massima autorizzata a 3,75 miliardi mc di gas.

4.1.7.2.2 Ipotesi progettuali di riadeguamento del terminal FSRU Toscana (OLT Offshore LNG Toscana)

La società ha predisposto un progetto che prevede l'adeguamento dell'infrastruttura per l'approvvigionamento primario della Catena SSLNG per il caricamento di piccole navi metaniere (90-120 m di lunghezza). L'iniziativa progettuale per la realizzazione della facility è nominata Terminale di rigassificazione "FSRU Toscana" per l'apertura del servizio SSLNG.

Lo stato di avanzamento dell'iter autorizzativo è ancora in fase di valutazione per l'inizio delle attività di adeguamento infrastrutturale. Si stima che i primi lavori comincino in data 01.01.2020, con una durata complessiva dell'intervento di circa 12 mesi.

Il terminale, dunque, attualmente non è atto ad erogare servizi di bunkering di GNL per la propulsione navale, ma è dotato delle attrezzature impiantistiche necessarie per ricevere, stoccare e rigassificare il GNL trasportato dalle navi metaniere, per poi inviarlo in forma gassosa verso terra, nella Rete Nazionale Gasdotti, tramite una condotta sottomarina. Nello specifico, il progetto di modifica prevede, in aggiunta alle attività attualmente svolte dal terminale, l'implementazione di un servizio SSLNG per caricare metaniere di piccola-media taglia che potranno attraccare presso il terminale sul lato sinistro. Successivamente il GNL caricato potrà essere scaricato presso stazioni di stoccaggio e distribuzione a terra, all'interno dei porti del Mediterraneo.

Per attuare tale servizio si rende necessaria la realizzazione di una serie di interventi funzionali e impiantistici relativi a:

- Sistema di ormeggio per l'accosto in sicurezza delle SSLNGC sul fianco sinistro (port side) del Terminale FSRU;
- Modifica del sistema esistente di trasferimento (fianco sinistro) del GNL dal Terminale FSRU alle SSLNGC.

Si stima che per gli adeguamenti dell'esistente infrastruttura per permettere servizi di bunkering di GNL necessitano di un investimento di circa 5 mln di euro, mentre solo 1 mln di euro per quanto riguarda i costi operativi. Nel momento in cui l'impianto sarà operativo, la principale tecnologia che sarà adottata è la tecnologia Ship-to-Ship, pertanto, l'approvvigionamento di GNL avverrà solamente via mare. Il Terminale "FSRU" Toscana riceverà il GNL da navi metaniere, per poi ricaricarlo sulle SSLNGC, che potranno a loro volta rifornire direttamente navi alimentate a GNL o portarlo presso depositi costieri, all'interno dei porti del Mediterraneo. Il GNL stoccato nei depositi costieri potrà poi essere utilizzato per rifornire sia autobotti per la distribuzione terrestre che imbarcazioni alimentate a GNL. Inoltre, la modifica al sistema di trasferimento potrebbe consentire anche lo scarico di GNL dalle bettoline al Terminale FSRU, al fine di garantire un'ulteriore possibilità di approvvigionamento di GNL.

I caricamenti, che si stimano saranno effettuati annualmente, dovrebbero raggiungere un massimo di 41 finestre di ormeggio presso il terminale. La stima attuale per il caricamento delle piccole metaniere è di circa 20 ore.

4.1.7.2.3 Deposito costiero di Livorno (Signal)

Per quanto riguarda il tema del GNL, è stata effettuata un'analisi delle possibili alternative per la realizzazione di un deposito costiero nel Porto di Livorno mediante il progetto Interreg Italia Francia Marittimo Signal (Strategie Transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquefatto). Seppur la scelta dello specifico sito per la realizzazione dell'infrastruttura è ancora in corso, si ipotizza comunque che l'infrastruttura avrà un terminal size pari a 30.000 mq, una capacità complessiva dell'impianto di 20.000 mc e una movimentazione di volumi annui a regime di 730.000 mc. In merito all'impianto previsto per il bunkeraggio si stanno valutando due possibili soluzioni:

- *Truck to Ship*: caratterizzato dall'utilizzo di cisterne mobili provviste di pompe criogeniche sommerse per il rifornimento delle navi ormeggiate in banchina.
- *Ship to Ship*: caratterizzato dall'utilizzo da bettoline attrezzate con due bracci meccanici: uno per la mandata di GNL e uno per il ritorno del boil off.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento di GNL è prevista la modalità approvvigionamento via mare e via terra. Per la procedura di rifornimento del GNL via mare al deposito di stoccaggio sarà presente una banchina all'interno del porto mentre per la procedura di rifornimento delle navi alimentate a GNL è prevista la banchina all'interno del porto e l'impianto offshore.

Le procedure adottate nel processo di bunkering, pertanto riguardano:

- *Bunkeraggio truck to ship*: la procedura prevede di prelevare il GNL dai siti di stoccaggio tramite delle autocisterne e trasportarlo fino alle banchine dove sono ormeggiate le navi da rifornire. Il rifornimento avviene tramite l'utilizzo di bracci meccanici rigidi o tubi criogenici morbidi dentro i quali passa il GNL, movimentato tramite pompe criogeniche sommerse.
- *Bunkeraggio ship to ship*: la procedura prevede di utilizzare delle bettoline per rifornire le navi ormeggiate in rada. Il rifornimento avviene tramite l'utilizzo di due bracci meccanici: uno per la mandata di GNL e uno per il ritorno del boil off che si forma all'interno della nave rifornita. Anche in questo caso la movimentazione di GNL avviene tramite pompe criogeniche sommerse.

L'impianto previsto è situato a 2.000 metri dal centro urbano più vicino e la distanza del punto di attracco della nave dalla zona di deposito è di 50 metri. La distanza del varco portuale al punto di attracco per il bunkeraggio nel caso del TTS è di 300 metri. In porto non è presente un punto di rifornimento merci su gomma e la stazione più vicina è quella di

Pontedera che dista 25 km da porto; la distanza del punto di deposito dalla rete ferroviaria è di 380 metri e la distanza del varco portuale dalla rete autostradale è 7000 m.

La distanza percorsa dai mezzi su gomma GNL in aree urbane per accedere al varco portuale dipende dal percorso dei mezzi: se il mezzo arriva in Porto dalla Variante Aurelia 7000 metri, se il mezzo arriva in Porto dalla Fi-PI-LI 0 metri, se il mezzo arriva in porto dall'Autostrada 7000 metri.

L'area potenzialmente utilizzabile per il rifornimento dei mezzi pesanti stradali deve avere a disposizione circa 1000 mq per permettere il rifornimento dei mezzi pesanti. Devono essere presenti stalli per l'attesa dei mezzi e aree destinate alla sicurezza dell'area.

4.1.7.2.4 Ipotesi progettuale Costiero GAS Livorno e Neri Vulcanigas Investimenti

A fine febbraio 2018 è stata costituita la newco Livorno Lng Terminal, partecipata dalla società Costiero Gas Livorno, joint venture tra Liquigas e Enifuel, e Neri Vulcanigas.

Investimenti, joint venture tra Società Italiana Gas Liquidi e Neri Depositi Costieri. L'obiettivo della newco Livorno Lng Terminal è la realizzazione di un deposito costiero all'interno del porto di Livorno al fine di consentire la ricezione e lo stoccaggio di GNL.

Il GNL sarà approvvigionato tramite navi gasiere e sarà successivamente distribuito nella rete interna attraverso autocisterne e bettoline (navi di piccole dimensioni) al fine di rifornire le stazioni di servizio stradali e le future navi alimentate a GNL in transito nel porto di Livorno.

Il deposito costiero dovrebbe essere localizzato in una posizione strategica all'interno del Porto di Livorno, si prevede una possibile ubicazione nella zona degli accosti 12 e 13, tra la torre del Marzocco e la Darsena petroli, utilizzati oggi dalle aziende della società Neri per lo stoccaggio di lattice di gomma.

Le caratteristiche principali dell'impianto possono essere così riassunte:

- 6 serbatoi criogenici orizzontali a bassa pressione (e relative apparecchiature) da 1.500 m³ ciascuno per una capacità totale di 9.000 m³, in grado di garantire un turnaround annuale di 170.000 m³ / anno di GNL;
- ormeggio dedicato a bettoline di piccole e medie dimensioni, sia in fase di carico che di scarico;
- baie di carico dedicate ai camion cisterna GNL;
- baie di carico dedicate a serbatoi ferroviari modulari quali ISO-container;
- sistema di gestione del BOG.

Di notevole importanza sarà la creazione di importanti sinergie con altri impianti simili presenti nel territorio, quali il rigassificatore OLT Offshore LNG Toscana.

L'investimento complessivo stimato dalla società Livorno Lng Terminal ammonta a 50 mln di €. Tale progetto è stato giudicato co-finanziabile nell'ambito del programma Gainn4Sea dalla Commissione europea.

4.1.7.3 Infrastrutture per il bunkering e lo stoccaggio di GNL nei porti della *Sardegna*

La Sardegna è la regione in Italia che sta maggiormente investendo sul GNL, cercando di predisporre ad offrire sistemi di offerta di bunkering in ambito marittimo portuale. Essa, infatti, ha siglato a Cagliari un accordo con Assocostieri e l'Autorità del Sistema Portuale della Sardegna focalizzato sul GNL e finalizzato ad approfondire tematiche di natura strategica, politica, giuridica e amministrativa relative a tutte le iniziative all'utilizzo del GNL come carburante marino. L'autorità Portuale della Sardegna vista la crescente importanza assunta dal GNL sta supportando tutte le ipotesi di progetto di realizzazione di un impianto di bunkering in particolare nei porti di Cagliari, Oristano e Porto Torres.

Sono state mappate le seguenti infrastrutture relative alla catena logistica del GNL (terminal di rigassificazione; depositi costieri; terminal per il bunkering di GNL in area marittimo portuale), già operative, autorizzate o in corso di autorizzazione:

- Deposito costiero "Marine Terminal Oristano" di Edison (Oristano, Sardegna);
- Deposito costiero "Terminal Higas di Oristano" di Higas (Oristano, Sardegna);
- Deposito costiero di IVI Petrolifera (Oristano, Sardegna);
- Deposito costiero di ISGAS ENERGIT Multiutilities (Cagliari, Sardegna);
- Deposito costiero del Consorzio industriale provincia di Sassari (Porto Torres, Sardegna).

Sono state analizzate in dettaglio le infrastrutture future e gli studi previsti nei porti di Cagliari, Oristano e Porto Torres. Attraverso la somministrazione del questionario all'Autorità di Sistema Portuale del Mar di Sardegna è stato inoltre individuato uno studio di fattibilità per la realizzazione di un deposito costiero. Qui di seguito vengono riportate le informazioni trovate.

4.1.7.3.1 Oristano

Vengono di seguito analizzati nel dettaglio i depositi previsti all'interno dell'area portuale di Oristano dalle tre società interessate al progetto di metanizzazione dell'isola nell'oristanese. La loro localizzazione è riportata in Figura 88.



Figura 88 - Depositi GNL nel Porto di Oristano

4.1.7.3.1.1 Deposito costiero “Marine Terminal Oristano” di Edison

Il deposito costiero di GNL ipotizzato dalla società Edison S.p.A. (Figura 88) è un deposito per usi multipli (civile, industriale, bunkering). Si prevede di localizzarlo nelle seguenti coordinate geo-spaziali: latitudine 39°51'37" N, longitudine 8°34'05"E.

Il progetto prevede la realizzazione di una parte a terra di 76.000 mq e di una a mare di 4.500 mq ed offrendo una capacità di stoccaggio complessiva di 10.000 mc, una capacità nominale annuale di stoccaggio prevista di 520.000 mc nel 2020. L’approvvigionamento verrà effettuato tramite navi gasiere o metaniere di piccola taglia (denominate mini LNG Carriers) aventi caratteristiche analoghe a quelle attualmente esistenti e in uso di capacità compresa tra i 7.500 e i 15.600 mc.

La distribuzione del GNL avverrà *via mare* attraverso imbarcazioni dedicate (bettoline) che possono trasportare circa 1.000-2.000 mc di gas e *via terra* per mezzo di autocisterne (autoarticolato con semirimorchio a 3 assi) a partire da 44 tonnellate e 300 kW di potenza. In generale quindi, il deposito pensato dalla società Edison S.p.A. è progettato per operare secondo quattro principali modalità:

- Operazioni di scarico metaniere;
- Operazioni di carico autocisterne;

- Operazioni di carico bettoline;
- Stoccaggio GNL in assenza di operazioni di carico e scarico.

Esso sarà suddiviso nelle seguenti aree funzionali:

- un'area di attracco e trasferimento del GNL che comprende le infrastrutture e i dispositivi per l'ormeggio di metaniere e bettoline e tutti i dispositivi necessari per il corretto trasferimento e la misurazione del GNL e del Boil- Off-Gas o vapore/gas di ritorno durante lo scarico delle metaniere ed il carico delle bettoline;
- un'area di deposito del gas naturale liquefatto che comprende i serbatoi criogenici di stoccaggio e tutti i dispositivi accessori e ausiliari necessari alla loro corretta gestione;
- la sala di controllo per la supervisione e la gestione del deposito costiero;
- un'area adibita al carico delle autocisterne, comprendente le baie di carico/raffreddamento per le autocisterne, i sistemi di misurazione del carico e tutti i sistemi ausiliari per il corretto funzionamento e gestione; un'area di gestione dei gas di scarico che comprende i Motori a Combustione Interna (MCI) per la generazione dell'energia elettrica a sola copertura degli autoconsumi d'impianto, i motori Stirling a ciclo inverso per la reliquefazione del BOG e la torcia di emergenza. L'impianto è dotato di un sistema di rilevazione gas, incendi, perdite e di un sistema di allarme che abbinato ad un sistema attivo e passivo antincendio ad acqua e schiuma permette di minimizzare i rischi e i danni derivanti da perdite di gas e incendi.

Nel lato bunkering gli attracchi saranno offshore mentre il lato di carico scarico del gas all'impianto sarà in banchina all'interno del porto, caratterizzata da una lunghezza di 185 metri e un **pescaggio di 11 metri**. L'area di stoccaggio sarà formata da sette serbatoi di stoccaggio fuori terra orizzontali cilindrici metallici del tipo "full containment", ciascuno composto da un serbatoio esterno e uno interno entrambi in acciaio inossidabile della capacità nominale di 1430 mc cadauno. I centri abitati più vicini all'area identificata sono: Oristano, localizzato ad una distanza minima di circa 3.1 km a Nord-Est; Santa Giusta, ubicato a circa 3.5 km ad Est. Non è previsto il bunkering attraverso la modalità TTS (Truck to Ship) ma è garantito comunque un buon livello di accessibilità per il rifornimento del terminal ai mezzi di trasporto su gomma, l'area di rifornimento mezzi infatti dista circa 1 km dal varco portuale. Il deposito risulta però distante dalla linea ferroviaria Cagliari-Golfo Aranci Marittima di 6 km. La distanza dalla viabilità principale (SS 131) è di circa 5 km. Non è ancora previsto nessun percorso urbano e sub urbano al varco portuale.

4.1.7.3.1.2 Deposito costiero "Terminal Higas di Oristano" di Higas

L'impianto di stoccaggio di GNL in costruzione nel porto di Oristano (coordinate latitudine 39°51'36" N e longitudine 8° 33'33" E) è stato autorizzato dal Ministero dell'ambiente e

attualmente è sotto la costruzione della società Higas S.r.l. che è anche il soggetto gestore (Figura 88). L'iter autorizzativo è stato concluso e i lavori sono stavi avviati nel 2018. Si prevede un tempo di costruzione pari a 24 mesi, con termine nel 2020. L'impianto è finalizzato a: ricevere il GNL da adeguate navi metaniere di medie dimensioni, scaricare lo stesso nello stoccaggio oggetto dell'iniziativa per essere poi successivamente utilizzato, prevalentemente in forma liquida, come combustibile per utilizzo industriale, terrestre e parzialmente come gas (GN) per essere distribuito nelle reti di gasdotti già parzialmente esistenti nella zona in oggetto.

Le caratteristiche principali dell'impianto possono essere così schematizzate:

- Dimensioni dell'impianto (occupazione suolo): circa 28.800 m²;
- 6 serbatoi criogenici da 1.500 m³ ciascuno per una capacità di stoccaggio complessiva di 9.000 m³ di GNL, che consentiranno la movimentazione, a regime, di 120.000 t GNL/anno;
- Una banchina dedicata alle operazioni di scarico e carico del GNL;
- Una pensilina di carico per rifornire due autocisterne contemporaneamente;
- Sistema di gestione del BOG.

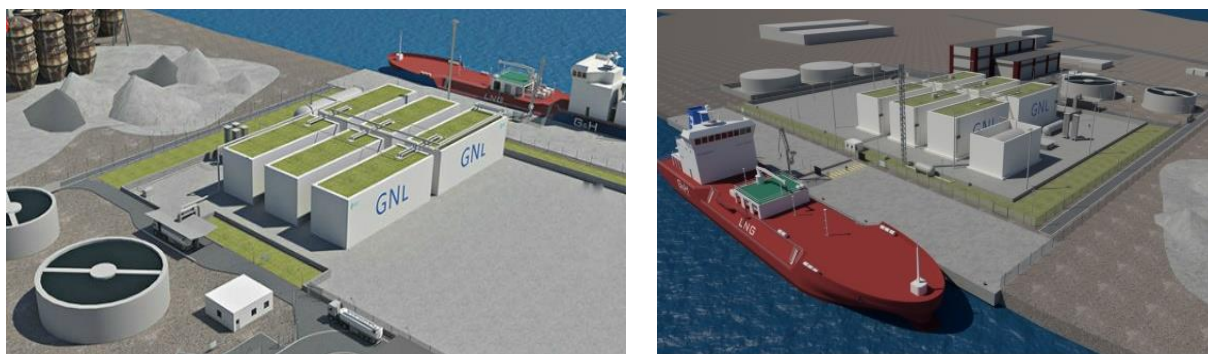


Figura 89 - Il terminale Small Scale GNL di Oristano (Fonte: Gas&Heat)

Lato strada, il terminal sarà in grado di caricare due autocisterne contemporaneamente, oltre a distribuire il GNL verso l'interno a una varietà di utenti finali. Il terminal consentirà anche la fornitura di GNL ai nodi centrali dell'isola (ad es. Cagliari) e al contempo servirà potenzialmente l'Italia centrale e meridionale, migliorando così la sostenibilità del settore dei trasporti su una più ampia scala.

Il terminal sarà in grado di caricare GNL su bettoline, per la fornitura di navi alimentate a GNL e altri impianti di stoccaggio e distribuzione nel Mediterraneo Occidentale.

I seguenti dati di processo sono importanti per la caratterizzazione dell'impianto:

- Portata massima di caricazione del terminale: 600 m³/h
- Tempo di caricazione autocisterna: 1h
- Tempo di caricazione bunker vessel: 12h
- Portata massima di caricazione bunker vessel: 240 m³/h
- Movimentazione volumi annui a regime: 120.000 t/anno
- Massimo rateo di distribuzione GNL: 750 m³/g

L'impianto viene caricato attraverso una Carrier Vessel (CV) ovvero una metaniera di piccola taglia di capacità tra i 5.000 e 7.000 mc, che rifornisce l'impianto di stoccaggio di GNL circa 2/3 volte al mese. Gli outputs dell'impianto sono, per le utenze liquide: carico di GNL in autocisterne per successivo trasporto capillare su gomma verso utenze industriali e carico di GNL su Bunker Vessel (BV), ovvero utilizzo di GNL in forma liquida come combustibile ad utilizzo navale; per le utenze gas: GN verso utenti finali nella zona industriale e nelle potenziali utenze civili di Oristano. Il bunkeraggio avverrà tramite bettoline da 1.000 mc (Mini LNG Pioneer Knutsen) attraverso la soluzione tecnologica STS (Ship to Ship) e l'operazione di caricazione della bettolina comporterà un tempo operativo (formato dal trasferimento vero e proprio e le operazioni accessorie) di circa 12 ore. Il trasferimento del GNL ai 6 serbatoi criogenici di stoccaggio a terra viene effettuato mediante l'ausilio di pompe installate a bordo nave, il GNL stoccato nei serbatoi può essere poi inviato tramite pompe, sia verso la linea di caricamento delle bettoline, sia verso la stazione di caricamento autocisterne

L'impianto di stoccaggio è costituito dalle seguenti principali unità funzionali: unità interfaccia nave/impianto riguardante la zona portuale del deposito e costituita principalmente dai bracci di carico che permettono il collegamento sicuro tra le navi (sia metaniere che bunker vessel) e l'impianto; unità di stoccaggio gas naturale liquefatto costituito da n. 6 serbatoi a Pieno Contenimento dalla capacità netta di 1500 m³ ciascuno e relative utenze di controllo e distribuzione. In tale unità è presente anche il sistema di liquefazione, costituito da 4 impianti di liquefazione "Stirling" a ciclo inverso; unità di invio Gas Naturale alle utenze costituito da, compressori, vaporizzatori, serbatoi di stoccaggio intermedi, linee e sistemi di controllo, generatori elettrici a gas; unità di carico autocisterne costituita da una pensilina di carico con due postazioni per il carico contemporaneo di due autocisterne e sistemi di distribuzione e controllo; unità del sistema vent composto dalle tubazioni di raccolta degli sfiati e delle valvole di sicurezza di impianto e dalla torcia calda; unità di controllo del

sistema: da Sala di Controllo principale e Sala di Controllo a banchina; unità di prevenzione: monitoraggio e prevenzione incendi.

Considerando l'importante profilo di Safety & Security, l'impianto è dotato di un Sistema di sicurezza, progettato secondo un criterio di sicurezza "fail safe" denominato "Emergency Shut Down" (ESD) che assolve ai compiti di identificazione, segnalazione, prevenzione e gestione delle condizioni di pericolo e/o di emergenza, agendo in maniera autonoma mediante routine predefinite per il ripristino delle condizioni di sicurezza dell'impianto. Ciascuna routine causerà inoltre un allarme acustico e visivo nelle aree dell'impianto presenziate e comunicherà ai dispositivi antincendio l'avvenuto blocco così da attivare le relative routine quando necessario. Il sistema è realizzato in conformità allo standard IEC 61508 "Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related Systems (E/E/PE, or E/E/PES)" e realizzato su base Software e hardware PLC certificata per applicazioni di sicurezza (certificazione SIL).

La tipologia degli attracchi per il bunkering sarà di tipo offshore mentre per lo scarico/carico del GNL sarà all'interno del porto in banchina, banchina con una lunghezza di 200 metri e un pescaggio all'infrastruttura di 10 metri. È previsto 1 attracco per il carico scarico. Sono previsti 6 serbatoi di stoccaggio, ogni serbatoio è contenuto singolarmente in un secondo contenimento in cemento armato e con l'intercapedine interna riempita di perlite per garantire l'isolamento. I centri abitati più vicini all'impianto di stoccaggio sono: Oristano, localizzato ad una distanza minima di circa 3.1 km a Nord-Est; Santa Giusta, ubicato a circa 3.5 km ad Est. Non è prevista la possibilità di effettuare le operazioni di bunkering tramite modalità Truck to Ship ma presenza, comunque, un buon livello di accessibilità per il rifornimento del terminal attraverso mezzi su gomma, l'area di rifornimento mezzi dista infatti 2.5 km dal varco portuale. La distanza dalla viabilità principali (SS 131) è di circa 5 km. Dal punto di vista ferroviario il deposito risulta distante dalla linea Cagliari-Golfo Aranci Marittima, distante 6 km. Non è stato previsto nessun percorso urbano e sub urbano per accedere al varco portuale.

4.1.7.3.1.3 Deposito costiero di IVI Petrolifera

Nel porto di Oristano è stata autorizzata dal Ministero dell'ambiente la realizzazione di un deposito costiero di GNL. L'infrastruttura si trova nella fase di pianificazione, i lavori dovrebbero iniziare nel 2019 e terminare nel 2020, il tempo di costruzione stimato è di 10 mesi. L'impianto sarà localizzato ad una latitudine 39°86'76" N ed a una longitudine 8°54'78" E. Il soggetto realizzatore e gestore è la società IVI Petrolifera (Figura 88).

Il progetto prevede l'implementazione di una filiera che include l'approvvigionamento del GNL tramite navi metaniere, lo stoccaggio in impianto e la successiva distribuzione via terra mediante autocisterne e via mare tramite imbarcazioni (bettoline). Dal punto di vista delle dimensioni dell'infrastruttura, il terminal size previsto è di 30.000 mq, permetterà uno stoccaggio volumetrico di circa 9.000 mc e la quantità annua movimentata sarà pari a un massimo di 60.000 mc di GNL. Il deposito costiero sarà approvvigionato mediante navi

gasiere di piccola taglia, di capacità compresa tra 4.000 e 5.000 mc; la distribuzione potrà essere effettuata mediante autocisterne di capacità di circa 50 mc e mediante bettoline di capacità pari a 500 mc.

L'operazione di caricazione della bettolina comporterà un tempo operativo (trasferimento più operazioni accessorie) di circa 10 ore. Sono previsti eventuali possibili collegamenti con gasdotti della Sardegna. La tecnologia di bunkeraggio utilizzata sarà la STS (Ship to Ship), che prevede il rifornimento della nave alimentata a GNL, attraverso l'impiego di una chiatta o altro tipo di nave. La chiatta o la nave si avvicina alla nave da rifornire affiancandola. Il deposito riceverà GNL da navi gasiere che scaricheranno il gas naturale allo stato liquefatto alla banchina di scarico. Le pompe della nave gasiera forniranno la prevalenza sufficiente per inviare il GNL ai serbatoi criogenici di stoccaggio. Il trasferimento del GNL, in particolare, sarà effettuato tramite un braccio di carico per la fase liquida caratterizzato da un diametro di 8". Il carico del GNL alle bettoline avverrà tramite il funzionamento di 3 pompe di rilancio. Le pompe di rilancio aspireranno dai serbatoi e, durante la marcia normale, invieranno il GNL alla bettolina utilizzando in contro-flusso la stessa linea di scarico della metaniera.

In condizioni di marcia normale le 3 pompe saranno tutte operative, dimensionate in configurazione 3 al 33% sulla massima capacità di carico delle bettoline ossia 255 mc/ora. Saranno previste 2 baie di carico GNL su autocisterne. Le baie saranno alimentate da una delle tre pompe di trasferimento GNL. Il deposito costiero sarà concettualmente suddiviso nelle seguenti aree funzionali: un'area di attracco e trasferimento del GNL, che comprende le infrastrutture e i dispositivi per l'ormeggio di metaniere e bettoline, già attualmente esistenti, e tutti i dispositivi e le apparecchiature necessarie per il corretto trasferimento, durante lo scarico delle metaniere ed il carico delle bettoline; un'area di deposito del GNL, che comprende i serbatoi di stoccaggio e tutti i dispositivi accessori ed ausiliari necessari alla loro corretta gestione, nonché la sala controllo per la supervisione e la gestione dell'impianto e il generatore diesel di emergenza; un'area di carico delle autocisterne, che comprende le baie di carico/raffreddamento per le autocisterne, i sistemi di misurazione del carico e tutti i sistemi ausiliari per il corretto funzionamento e gestione.

Sotto il profilo di Safety & Security l'impianto è dotato di dispositivi di sgancio rapido dei bracci di scarico, sistemi di controllo del caricamento di GNL nel serbatoio, adozione di materiali adeguati al servizio criogenico, serbatoi a contenimento totale con doppia parete. L'impianto è dotato di un sistema di arresto di emergenza o Emergency Shutdown System (ESD). Sono presenti, inoltre, i seguenti sistemi di rivelazione gas e incendi in dotazione nelle varie aree di impianto: rivelatori di fiamma, rivelatori di gas, e rivelatori di temperatura (alta e bassa). Trattandosi di una nuova tecnologia, si possono avere solo stime orientative in merito alla domanda di servizi di bunkering con un valore compreso tra i 138.000 e i 400.000 mc di GNL, stima relativa al 2030.

Per quanto riguarda la tipologia di attracchi finalizzati al bunkering di GNL saranno offshore, per quanto riguarda, invece, lo scarico e carico di GNL dalle navi metaniere all'infrastruttura sarà un attracco in banchina all'interno del porto, di una lunghezza di 190 metri, con un pescaggio permesso di 11,5 metri.

L'area di stoccaggio del GNL è caratterizzata da 9 serbatoi in pressione cilindrici orizzontali, di capacità utile di circa 1000 mc ciascuno installati fuori terra con un doppio contenimento totale, ciascuno composto da un serbatoio esterno e uno interno entrambi in acciaio inossidabile criogenico.

I centri abitati più vicini all'infrastruttura sono Oristano, localizzato ad una distanza minima di circa 3.1 km a Nord-Est e Santa Giusta, localizzato a circa 3.5 km ad Est. Risulta esserci una distanza di circa 800 metri dall'attracco alle aree di localizzazione dei depositi. Considerando l'accessibilità dell'impianto, dal punto di vista stradale, per quanto riguarda la possibilità di bunkeraggio non è prevista attraverso la modalità TTS (Truck to Ship), attraverso cioè autobotti, per quanto riguarda invece il rifornimento con mezzi di trasporto su gomma risulta esserci un buon livello di accessibilità: l'area di rifornimento mezzi dista infatti circa 1 chilometro dal varco portuale.

La distanza dalla viabilità principale (SS 131) è di circa 5 km. Dal punto di vista ferroviario, invece, il deposito risulta distante dalla linea ferroviaria Cagliari-Golfo Aranci Marittima, ci sono infatti circa 6 km che dividono l'accesso al porto dalla rete ferroviaria. Infine, nessun percorso urbano e sub urbano per accedere al varco portuale è ancora previsto.

4.1.7.3.2 Cagliari

Nel porto Canale di Cagliari è prevista la realizzazione del Terminal GNL. Il progetto previsto si pone l'obiettivo di realizzare un terminal per il Gas Naturale Liquefatto che possa garantire agli utenti civili e industriali della Sardegna la possibilità di utilizzare il gas come fonte energetica alternativa e che possa rappresentare un importante polo nell'area del Mediterraneo per il bunkering delle navi alimentate a GNL.

Il progetto è stato autorizzato dal Ministero dell'ambiente e il soggetto gestore e realizzatore è rappresentato dalla società ISGAS ENERGIT MULTIUTILITIES S.p.A. (Figura 90).

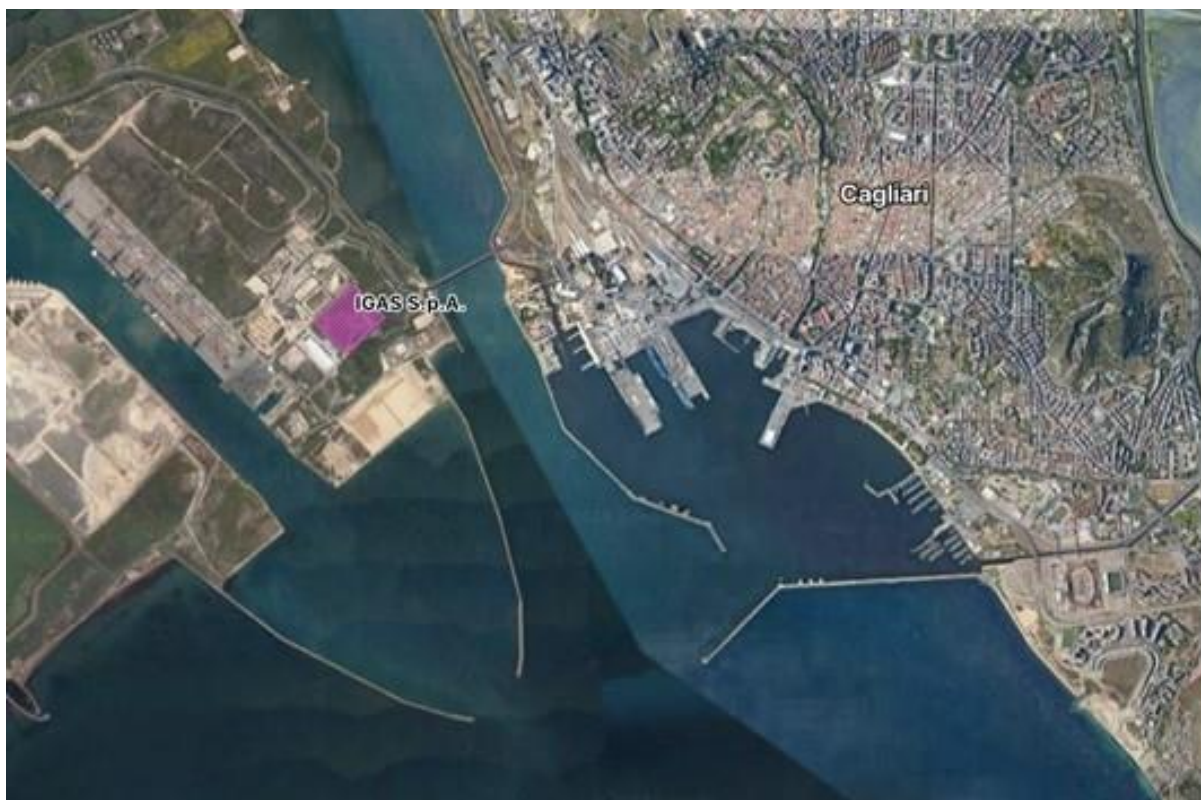


Figura 90 - Deposito GNL nel Porto di Cagliari

Dal punto di vista dimensionale, è prevista la realizzazione di un terminal di 69.500 mq con una capacità di stoccaggio complessiva di 22.068 mc e una capacità di movimentazione di circa 1.440.000 mc di GNL/anno. Esso sarà approvvigionato mediante navi gasiere di piccola taglia con una capacità compresa tra i 7.500 mc e i 20.000 mc e alimenterà non solo le navi alimentate a GNL ma anche le reti di distribuzione già esistenti a Cagliari.

Le soluzioni tecnologiche per il bunkering di GNL previste sono la TTS (Truck to Ship) attraverso il collegamento di un autobotte alla nave ricevente in banchina mediante un tubo flessibile, la STS (Ship to Ship) in cui il GNL è consegnato alle navi riceventi da un'altra nave, barca o chiatta ormeggiata lungo il lato opposto della banchina, e il PTS (Port to Ship) chiamato anche Terminal to Ship in cui il gas naturale liquefatto è trasferito direttamente da una piccola unità di stoccaggio quale un serbatoio di stoccaggio di GNL, una piccola stazione o un terminale di importazione o esportazione alla nave alimentata a GNL.

Il progetto prevede l'arrivo di navi gasiere di piccola taglia (con capacità di circa 15.000 mc) che ormeggeranno presso la banchina dedicata e trasferiranno ai serbatoi il GNL attraverso bracci di carico. Le operazioni di carico delle autocisterne potranno essere eseguite simultaneamente alle operazioni di scarico di metaniere o bunkeraggio e, nel primo caso permetteranno lo scarico delle navi assicurando una capacità di trasferimento massima fino

a 1000mc/h, mentre per le fasi di bunkeraggio la portata massima sarà di 250 mc/h. Dal punto di vista del layout del futuro terminal di bunkering di GNL sono previste sette macro zone così distinte:

- Un'area di carico e scarico di gas naturale liquefatto caratterizzato dalla presenza di bracci di carico;
- Un'area di stoccaggio e pompaggio di GNL;
- Un'area ospitante i vaporizzatori;
- Un'area adibita alle baie di carico delle autocisterne;
- Un'area in cui avviene la gestione dei Boil-Off-Gas (BOG);
- Un'area torcia;
- Un'area preposta alla filtrazione, misura e odorizzazione del gas metano.

L'area di stoccaggio del GNL prevede la realizzazione di 18 serbatoi fuori terra orizzontali cilindrici metallici del tipo "full containment". I serbatoi saranno disposti in tre gruppi, ognuno da sei serbatoi, (con asse maggiore parallelo), garantendo una distanza minima tra un serbatoio e l'altro di 6 metri. I serbatoi saranno caratterizzati da un doppio strato in acciaio criogenico di tipo "full containment" e uno strato isolante composto da un'intercapedine sottovuoto riempita da perlite. Il sito è localizzato a sud ovest rispetto al Centro delle città di Cagliari che si trova ad una distanza di circa 2 chilometri. Sarà garantito un buon livello di accessibilità per il bunkeraggio con veicoli stradali, infatti, il varco portuale dista 1.4 chilometri dal punto di attracco per il bunkeraggio navale.

Sarà assicurato, inoltre, un buon livello di accessibilità per il rifornimento ai mezzi di trasporto su gomma; l'area di rifornimento dista circa 1.5 chilometri dal varco portuale. La distanza dalla viabilità principale (SS 195) è di circa 1.5 chilometri. Per quanto riguarda la modalità di trasporto ferroviario, il deposito risultata essere distante dalla stazione ferroviaria di Cagliari circa 5 chilometri. Non è ancora previsto nessun percorso urbano e sub urbano per accedere al varco portuale.

4.1.7.3.3 Porto Torres

Contemporaneamente al via libera per la realizzazione di un impianto di ricezione e distribuzione di GNL nell'area portuale di Oristano, nel luglio 2018 viene avviato l'iter per la creazione di un'altra infrastruttura per il GNL a Porto Torres grazie al parere favorevole del Comitato di gestione dell'Autorità del Sistema Portuale del Mare di Sardegna. Il CIP (Consorzio Industriale Provinciale) di Sassari ha rinnovato il proprio parere favorevole al progetto e ha già acquisito il Progetto di fattibilità tecnico economico, il rapporto preliminare di sicurezza, la valutazione ambientale strategica e il finanziamento dal Ministero dello Sviluppo Economico per la fornitura e la posa di tre bracci di carico e scarico.

4.1.7.4 Infrastrutture per il bunkering e lo stoccaggio di GNL nei porti della Region PACA
 Nella Region PACA sono state mappate le infrastrutture relative alla catena logistica delle infrastrutture già operative, autorizzate o in corso di autorizzazione e delle ipotesi progettuali che seguono (Figura 91):



Figura 91 - Impianti GNL della Region PACA

- **Terminal méthanier de Fos-Tonkin:** gestito dalla società Elengy; capacità di rigassificazione: 5,5 mld mc; struttura già operativa.
- **Terminal méthanier de Fos-Cavaou:** gestito dalla società Elengy; capacità di rigassificazione: 8,25 mld mc; struttura già operativa. Soluzione dei bunkering di GNL in ambito marittimo-portuale: studio di fattibilità.
- **Ipotesi progettuale nel Porto di Toulon:** richiesta autorizzazione non ancora presentata.

4.1.7.4.1 Terminal méthanier de Fos-Tonkin

Il terminal metaniero di Fos-Tonkin prende avvio nel 1972 grazie ad una collaborazione con l'Algeria, col fine di ricevere grandi quantità di gas algerino per alimentare le regioni del centro della Francia e la regione di Parigi, diventando nel tempo un punto strategico nel Mediterraneo per quanto riguarda lo sviluppo del GNL (fino al 2015 il terminal ha visto l'arrivo di più di 5500 navi che trasportano GNL).

Il terminal, situato a Fos-sur-Mer a 50 km a Ovest di Marsiglia, (coordinate geografiche 39°86'76"N e 8°54'78"E) viene costruito poco dopo lo sviluppo del GNL.



Figura 92 - Terminal GNL di Fos Tonkin

Per quanto riguarda il profilo tecnico-operativo, il gas viene raffreddato a -160° in Algeria e caricato sulle navi in forma liquida; in Francia viene poi scaricato, riscaldato e trasformato in forma gassosa e distribuito attraverso eventuali gasdotti presenti nelle regioni limitrofe o trasportato via terra mediante autobotti per soddisfare i bisogni nazionali di energia. Grazie ai miglioramenti dal punto di vista tecnico e operativo svolti negli anni, oggi il terminal presenta una capacità di stoccaggio complessiva di 150.000 mc attraverso i 3 serbatoi esistenti e ha una capacità di rigassificazione di 5.500.000.000 mc l'anno.

Considerando il livello di accessibilità al terminal, per quanto riguarda la raggiungibilità stradale, nelle vicinanze è presente la route départementale D268 che permette il collegamento de La Penderie a Cognol. Il terminal si trova ad una distanza dal centro città di Fos-sur-Mer di circa 12 km e dal punto abitato più vicino di circa 6 km.

Nell'aprile 2019 il terminal di Fos-Tonkin si è dotato di una seconda baia di caricamento, al fine di soddisfare la domanda di dettaglio crescente di GNL e nell'attesa della messa in servizio della stazione di caricamento di camion cisterne nel terminale di Fos Cavaou, arrivando così a 4 slot di carico al giorno e ad una capacità di quasi 9.000 carichi all'anno.

4.1.7.4.2 Terminal méthanier de Fos-Cavaou

In seguito all'avvio del Terminal metaniero di Fos-Tonkin nel 2010 diventa operativo il terminal di Fos- Cavaou, sempre nell'area di Fos-sur-Mer. Esso rappresenta un punto strategico nel mercato francese ed europeo per le navi che trasportano GNL, accogliendo più di 250 metaniere grazie al suo accesso direttamente sul mare la possibilità di ricevere navi Q-Max, navi che presentano una lunghezza di 345 metri e una capacità di stoccaggio di 266.000 mc di GNL.

Il terminal, con l'arrivo della nave Q-Max Al Mafyar nel 2013, è diventato un terminal in grado di accogliere navi da 15.000 mc a 267.000 mc, a differenza del Terminal di Fos-Tonkin che offre la possibilità di far attraccare navi da 7.500 mc a 75.000 mc.

A titolo esemplificativo per quanto concerne il dimensionamento e l'operatività dei terminal Elengy, le caratteristiche principali del terminal di Fos Cavaou, che costituisce un punto di ingresso del GNL che mira a diventare il principale *HUB* nel mercato francese e tra i primi in Europa, sono di seguito riassunte:

- estensione su un'area di 80 ettari;
- capacità di rigassificazione di 8,25 miliardi di m³ annui;
- capacità di stoccaggio combinata di 330.000 m³ di GNL con tre serbatoi da 110.000 m³;
- capacità minima/massima metaniere ricevibili: 15.000/270.000 m³;
- profondità minima: 15 m.

Fosmax LNG sta attualmente esaminando le opzioni per aumentare la capacità operativa al fine di soddisfare la domanda potenziale dei clienti nel 2020 e di contribuire in modo più efficace alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale in Francia e in Europa. Ciò richiederebbe la costruzione di uno o due serbatoi di stoccaggio aggiuntivi, raddoppiando la capacità di *send-out* della struttura a 16,5 Gm³/anno.

Per quanto riguarda i servizi di Small Scale presenti e futuri, in seguito alla rapida crescita del mercato del GNL su piccola scala, Elengy ha già sviluppato un servizio per il caricamento di autocisterne e ISO container nei suoi terminal.



- Il servizio è disponibile su prenotazione e il cliente dovrà acquistare il carico di GNL da uno dei fornitori prima della data di caricamento.
- Elengy ha la responsabilità di controllare e approvare i semirimorchi prima che vengano riempiti per la prima volta.
- Fino a 4 autocisterne possono essere caricate simultaneamente con tubazioni criogeniche flessibili.

Fosmax LNG prevede inoltre il potenziamento del servizio di rifornimento di autocisterne su gomma aumentando il numero di stazioni di ricarica a Montoir e Fos.

In relazione allo sviluppo del mercato per i servizi Small Scale destinati al trasporto su gomma, dev'essere evidenziato che, allo stato attuale, oltre a essere il fornitore di LNG Total

Marine Fuels Global e la Piattaforma LNG marina e fluviale, Marsiglia-Fos è il principale punto di rifornimento italiano di GNL via autocisterna.

Lato mare, l'impianto di Fos Tonkin già offre servizi di carico bettoline fino a 7.500 m³. Entro il 2021, Elengy ha intenzione di estendere le attività di bunkeraggio del terminale garantendo la fornitura di GNL ad almeno 100 unità. Fosmax Lng ha poi avviato un progetto di modifica della banchina che consentirà al terminal di Fos Cavaou di ospitare metaniere di capacità inferiore ai 20.000 metri cubi che dopo essersi approvvigionate a Fos Cavaou potranno svolgere le loro operazioni di bunkeraggio di GNL nel porto di Marsiglia-Fos e in altri siti nel Mediterraneo rifornendo navi portacontainer, navi da crociera o traghetti alimentati a GNL.

Complessivamente è previsto un investimento di circa 3 milioni di euro, finanziati per il 30% dall'Unione Europea, che consentirà le seguenti modifiche:

- l'adattamento dei bracci di carico per consentire il collegamento di navi più piccole;
- nuovi sistemi di ormeggio sul molo per accogliere navi da 100 metri o più di lunghezza;
- dispositivi d'imbarco modificati per tenere conto della minore altezza del ponte delle navi a GNL small scale;
- l'installazione di una valvola di controllo su un secondo braccio di carico per la sicurezza delle operazioni di carico;
- l'acquisto di bracci di carico di riserva per poter assicurare continuità del servizio durante la fase manutentiva anche in caso di malfunzionamento/guasti.

Il terminal, che dovrebbe essere completato entro giugno 2019, permetterà di rifornire in sicurezza circa 50 *small scale tankers* all'anno (circa una alla settimana).

Il nuovo servizio rinforzerà l'hub GNL di Fos Cavaou, che può ospitare lo scarico di navi metaniere *extra large* (tipo Q-Max) fino a 265.000 metri cubi di capacità.

Il servizio di ricarica di bettoline avviene con una velocità di carico di 4,000 m³ all'ora, e permette il completamento di un ciclo di ricarica standard di circa 48 ore.

Come evidenziato in tabella seguente, le tariffe applicate presso l'impianto di Marsiglia Fos relativamente ai servizi di Small Scale prevedono una differenziazione per categoria e per volume.

<i>Servizio Small Scale</i>	volumi (m ³)	€/m ³
<i>Caricamento bettoline</i>	15.000	6,67 €
	7.500	10,00 €
	4.000	12,5 €

Tabella 88 - Tariffe per servizi small scale GNL applicati nel terminale di Fos Marseille

In base a una delibera adottata dalla Commissione Francese per la Regolamentazione dell'Energia (CRE) il 29 giugno 2017 relativa alle tariffe di accesso delle micro metaniere presso il Porto di Fos Cavou, il prezzo di accesso per il servizio di ricarica GNL è infatti pari al massimo tra il prezzo fisso di 50.000 Euro e il prezzo calcolato in base a una tariffa di 1,5 € / MWh per la quantità di carico secondo la formula $P = \text{Max} [50.000 \text{ Euro}; TQRMM \times QRMM]$.

La tariffa è stata approvata sulla base di una previsione di 40 caricamenti all'anno previsti da Elengy una volta avviato il servizio, nel periodo tariffario 2019-2023 fissato dalla CRE per il servizio di reloading small scale.

Situato a circa 5 km dal centro di Fos-sur-Mer, il terminal ha un'accessibilità stradale garantita dalla vicina della strada nazionale N568 che unisce la strada nazionale N113 all'autostrada A55 all'entrata di Martigues, questo garantisce un elevato livello di accessibilità al terminal per il rifornimento di gas naturale liquefatto stradale.

4.1.7.4.3 Toulon

Ad Ovest del porto di Toulon, il sito La Seyne Brégaillon, dedicato soprattutto al traffico RoRo è costituito al suo interno da due terminali e una zona industriale e tecnologica. Presenta un'ottima accessibilità sia stradale, vista la vicinanza all'accesso dell'autostrada A50, sia ferroviaria poiché offre un accesso diretto della ferrovia nel porto. Il questionario ricevuto dal responsabile commerciale e direttore dei porti della Metropole Toulon Provence Mediterranee, Christopher Ackland, evidenzia l'esistenza di un progetto per la realizzazione di un'infrastruttura dedicata al bunkering e allo stoccaggio di GNL presso il Terminal Commerce de Brégaillon. Sono stati individuati i principali attori coinvolti nella realizzazione di tale progetto: il soggetto autorizzante sarà il Direttore del Porto Metropole, gestirà l'impianto un partenariato tra pubblico e privato e la società responsabile della costruzione sarà la Co-maitre ouvrage. L'inizio dei lavori è previsto durante il 2021 fino al 2026.

4.1.7.5 Infrastrutture per il bunkering e lo stoccaggio di GNL nei porti della Corsica

La Corsica per mantenere la sua attrattiva e una posizione competitiva nella zona del Mediterraneo dovrà prevedere un piano di dotazioni e di logistica per far fronte alle sfide che la attendono nel prossimo futuro, soprattutto per rispettare le norme che impongono l'abbattimento delle emissioni di CO₂ da vettori energetici tradizionali. Infatti, al pari delle altre regioni italiane e francesi, dovrà prevedere un piano di sviluppo e la costruzione di infrastrutture che permettano lo stoccaggio e il bunkering di GNL nei porti. Alcuni armatori che operano in Corsica, infatti, stanno commissionando navi che saranno alimentate a GNL. Corsica Ferries, per esempio, compagnia di navigazione italo-francese che trasporta oltre 3 milioni e mezzo di passeggeri tra la Francia e l'Italia ogni anno, ha annunciato che

aumenterà la sua flotta costituita ad oggi da 13 navi con l'arrivo di due nuovi traghetti alimentati a GNL. I due futuri traghetti saranno navi veloci, di nuova generazione, caratterizzati da una capacità di carico di 2.200 passeggeri e 700 veicoli al fine di ridurre l'impatto ambientale ed adeguarsi alle future normative che limiteranno le emissioni di zolfo derivanti dalle navi.

Un ulteriore principale armatore che opera in Corsica, la compagnia La Méridionale, ha lanciato nel 2018 un progetto al fine di soddisfare le esigenze energetiche delle navi ancorate nei porti della Corsica, utilizzando il Gas Naturale Liquefatto in collaborazione con la società Air Flow.

Per garantire l'energia necessaria nel porto, è stata avviata una sperimentazione ad Ajaccio che prevede il trasporto e lo stoccaggio nel porto di Gas Naturale Liquefatto, che viene poi utilizzato al fine di alimentare i gruppi elettrogeni. La Corsica ha inoltre realizzato uno studio relativo ad un rigassificatore galleggiante al largo di Lucciana e uno studio relativo ad un gasdotto. Il porto di Ajaccio, inoltre, ha effettuato un test con l'ausilio di un gruppo elettrogeno alimentato a GNL su navi localizzate ad una distanza di 150 metri dalla banchina (fonte: Office des Transports de la Corse).

5 Il sistema infrastrutturale del GNL dell'Area di Programma rispetto all'Europa e al Mediterraneo

5.1 Analisi del sistema infrastrutturale per il GNL fuori dell'area di programma

Analizzate le infrastrutture e le soluzioni per il bunkering e lo stoccaggio di GNL esistenti o in fase di progettazione all'interno dei porti che rientrano nell'Area Obiettivo del progetto (Liguria, Toscana, Sardegna, Corsica e Region PACA) si è provveduto ad allargare lo studio e l'analisi delle infrastrutture e delle soluzioni per il bunkering e lo stoccaggio di GNL esistenti o in fase di progettazione nei porti italiani e francesi ubicati al di fuori dell'Area Obiettivo e nei principali porti del Mediterraneo, in particolare, della Spagna e di alcuni paesi dell'area MENA (Figura 12).

ITALIA	MENA	SPAGNA	FRANCIA
Venezia	Bahrain	Bilbao	Dunkerque
Ravenna	Ain Sokhna	Barcellona	Montoir-de-Bretagne
Gioia Tauro	Haifa	Sagunto	
Rovigo	Aqaba	Cartagena	
Napoli	Mina Al Ahmadi	Huelva	
Crotone	Al-Zour	Mugardos	
Augusta	Libano		
	El Jadida (porto di Jorf Lasfar)		
	Ruwais		
	Jebel Ali		
	Fujairah		
	Al Hamriyah		

Figura 93 - Infrastrutture GNL fuori dall'Area di Programma

Di seguito descriveranno le infrastrutture e le soluzioni per il bunkering e lo stoccaggio di GNL esistenti o in fase di progettazione nei porti italiani, francesi e nel terminal spagnolo di Barcellona.

5.1.1 Italia

Per quanto riguarda le restanti regioni italiane non facenti parti dell'Area Obiettivo del Progetto, è operativo un rigassificatore denominato *Terminale GNL Adriatico* gestito dalla società Adriatic LNG in Veneto con una capacità di rigassificazione pari a 8 mld di mc.

Con riferimento ai depositi costieri il deposito costiero che verrà gestito dalle società Edison e Pir nel *Porto di Ravenna* con una capacità di stoccaggio di 20.000 mc è già stato autorizzato; sono invece ancora in fase di autorizzazione il terminal di rigassificazione e bunkering "LNG MEEdgas Terminal" gestito dalla società LNG Medgas terminal nel *Porto di Gioia Tauro* capacità di stoccaggio di 160.000 mc, e il deposito costiero gestito dalla società Venice LNG nel Porto Marghera a Venezia con una capacità di 32.000 mc.

Attraverso on-line reseach sono stati inoltre individuati differenti studi relativi al bunkering e stoccaggio di GNL, ossia:

- un piano per un deposito di GNL nel porto di Crotone con una capacità di stoccaggio stimata di 20.000 mc;
- un pre-studio di fattibilità per un deposito costiero nel porto di Napoli;
- una manifestazione di interesse per la realizzazione di un deposito costiero nel porto di Augusta.

5.1.1.1 Deposito costiero GNL di Venezia

Il progetto per la realizzazione di un deposito costiero di GNL a Porto Marghera (Venezia) è promosso da Venice LNG, joint venture tra Decal e San Marco Gas.

L'area del deposito sarà localizzata a est dell'attuale sito di stoccaggio oli Decal e l'impianto sarà alimentato da navi gasiere di piccola e media taglia (max 30.000 m³) in transito dal Canale Industriale Sud, mentre la distribuzione sarà garantita attraverso autocisterne e metaniere di piccola taglia (bettoline).



Figura 94 - Il Rendering del deposito costiero GNL del terminale di Venezia (Fonte: Venice LNG)

Gli interventi previsti prevedono la realizzazione dei seguenti elementi principali:

- Un singolo serbatoio di stoccaggio con capacità di 32.000 m³ che garantirà un *turnaround* annuale a regime di 900.000 m³ / anno di GNL;
- Una nuova infrastruttura sull'esistente banchina DECAL1 per consentire l'arrivo di navi metaniere destinate al rifornimento di GNL al deposito;
- Un sistema di trasferimento GNL per consentire il carico di bettoline da 3.000 m³ presso un accosto a est della banchina DECAL1;
- 5 corsie per il carico delle autocisterne;
- Sistemi di gestione del BOG prodotto;
- la creazione di apparecchiature ed edifici per la gestione del deposito.

Dal punto di vista del traffico marittimo, si stima l'arrivo ogni anno di circa 50 navi (in media una alla settimana), mentre per quel che riguarda i movimenti su strada si stima che circa 48 autocisterne al giorno possano essere rifornite dall'impianto.

La realizzazione del progetto nel Porto Marghera prevede un investimento di oltre 100 milioni di euro. Nel 2018 è stato ricevuto un co-finanziamento della Commissione Europea per 18,5 milioni di euro. Dal punto di vista operativo il terminal sarà alimentato da navi

gasiere di piccola e media taglia (max 30.000 mc), il bunkering sarà realizzato attraverso autocisterne e metaniere di piccola taglia (bettoline) attraverso la soluzione tecnologica Ship to Ship (STS) e tramite camion attraverso la soluzione tecnologica Truck to Ship (TTS). La domanda di GNL prevista al 2030 nel porto di Venezia ammonta a 873.000 tonnellate/anno, di cui 73% per il trasporto stradale, 19,7% per il trasporto marittimo e la quota rimanente dedicata ai servizi portuali e servizi locali. Analizzando la tipologia di attracchi, sia per il bunkering sia per il carico scarico dalle bettoline o autobotti al deposito nel progetto, sono previsti attracchi all'interno del porto in prossimità della banchina. L'impianto sarà localizzato ad una distanza dal centro di Mestre di 4.9 chilometri, dal punto di confine più vicino della città di 2.1 chilometri. L'impianto garantirà un buon livello di accessibilità per il bunkeraggio e per il rifornimento di GNL con veicoli stradali. È garantito un livello di accessibilità stradale accettabile (distante circa 7 chilometri), e un buon livello di accessibilità ferroviaria garantita dall'accesso ferroviario diretto nel porto.

5.1.1.2 Deposito costiero GNL di Ravenna

Nei primi mesi del 2018 è stata approvata la Valutazione d'Impatto Ambientale dal Ministero dello Sviluppo Economico del progetto finalizzato a realizzare un nuovo deposito costiero di GNL nel porto di Ravenna, il quale sarà gestito e realizzato dalla società NewCo Depositi

Italiani GNL. Il progetto per rendere il porto di Ravenna l'hub adriatico del gas naturale liquefatto prevede la realizzazione di lavori infrastrutturali e impiantistici necessari al fine di consentire:

- l'attracco di navi metaniere caratterizzate da una capacità tra i 7.500 e i 27.500 mc, con possibilità di scarico parziale fino a copertura della capacità di impianto (20.000 m³), attraverso bracci di scarico;
- l'attracco di navi metaniere, chiamate bettoline con una capacità tra i 1.000 e i 4.000 mc per il carico del gas naturale liquefatto dal deposito;
- il trasferimento del GNL dalle navi gasiere ai serbatoi di stoccaggio e da questi ultimi alle bettoline attraverso bracci di carico;
- carico di autocisterne destinate ad approvvigionare stazioni di rifornimento per autotrazione (capacità utile di circa 40 m³);
- distribuzione del prodotto al mercato attraverso operazioni di caricamento su autocisterne.

Considerando l'aspetto quantitativo, è prevista la realizzazione di impianto con un terminal size di 23.000 m e una capacità di stoccaggio complessiva di 20.000 mc attraverso la realizzazione di due serbatoi di stoccaggio che permettono lo stoccaggio di 10.000 mc di GNL ciascuno. Si prevede inoltre di movimentare annualmente 1.000.000 di mc di GNL. Dal punto di vista operativo il progetto prevede l'implementazione di una filiera per il trasporto di

GNL con navi metaniere sino al deposito di ricezione per lo stoccaggio e la successiva distribuzione mediante l'utilizzo di autocisterne e di navi gasiere. I depositi saranno riforniti da bunker vessel di capacità tra i 7.500 e i 27.500 mc, e l'approvvigionamento delle navi GNL potrà essere svolto tramite autobotti in banchina, utilizzando la soluzione tecnologica Truck to Ship (TTS) oltre che con bettoline utilizzando la soluzione tecnologica per permettere il bunkering di GNL Ship to Ship (STS). Le operazioni di carico autocisterne potranno essere eseguite simultaneamente alle operazioni di scarico metaniere o di carico bettoline. Non sarà possibile, invece, procedere in contemporanea alle operazioni di scarico metaniere o navi di altro tipo e di carico bettoline.

Considerando l'aspetto dell'accessibilità al territorio circostante al porto di Ravenna, il deposito costiero sarà ad una distanza dal centro città più vicino di circa 11 chilometri, con il punto abitato di confine più vicino a circa 9 chilometri. Il deposito sarà difficilmente accessibile dai veicoli stradali sia per quanto riguarda il bunkeraggio sia per quanto riguarda il rifornimento di GNL dovuto alla lontananza dal nodo autostradale. Non è attualmente previsto un raccordo ferroviario diretto al deposito GNL.

5.1.1.3 Terminale di Rigassificazione e servizi di bunkering di Gioia Tauro

Il progetto realizzato dalla società Medgas Terminal consiste nella realizzazione di un terminal con funzione di rigassificazione e con la possibilità di bunkeraggio alle navi. Ad oggi le attività di rifornimento sono realizzabili solo tramite autobotte con servizio a richiesta. Il terminal size previsto è di circa 470.000 mq con una capacità prevista di stoccaggio di 160.000 mc divisa in quattro serbatoi a doppio contenimento. La capacità di rigassificazione annua prevista, come precedentemente indicato è pari a 12 miliardi di mc all'anno. Con riferimento all'aspetto operativo sono previste condotte criogeniche a doppio contenimento in acciaio per il trasporto del gas naturale liquefatto dal pontile all'impianto di circa 4 chilometri. È tecnicamente possibile il collegamento alla rete nazionale tramite gasdotti di circa 7 chilometri. Inoltre, con riferimento al bunkering di GNL alle navi, i servizi potrebbero essere resi attraverso le tre soluzioni tecnologiche di seguito richiamate:

- Soluzione tecnologica Port to Ship, Terminal to Ship o pipeline (PTS) attraverso il rifornimento diretto alla stazione di carico all'interno del porto;
- Soluzione tecnologica Truck to Ship (TTS) attraverso l'utilizzo di autobotti;
- Soluzione tecnologica Ship to Ship (STS) tramite l'utilizzo di bettoline rifornite da una stazione di carico di gas naturale all'interno del porto, presso la banchina lato mare, attualmente sottoutilizzata, che potrà alimentarsi attraverso una pipeline criogenica; dal pontile principale con un apposito adeguamento dei sistemi di carico o; da autobotti a loro volta rifornite da una banchina di carico dedicata adiacente l'area serbatoi dell'impianto.

L'impianto in oggetto consentirebbe il rifornimento di GNL a tutti i mezzi di movimentazione di terra e di mare (rimorchiatori) utilizzati nelle attività portuali, potrà mettere a disposizione frigoriferi per la piastra del freddo e per lo sviluppo di attività localizzate nell'area industriale del retroporto, e infine potrà permettere la distribuzione del GNL attraverso piccole navi metaniere da Gioia Tauro ad altri depositi costieri, e la distribuzione del GNL a aree di stoccaggio localizzati sul territorio nazionale mediante treno e autobotti. È previsto inoltre un alto livello di accessibilità ferroviaria per via dell'accesso ferroviario diretto nel porto. Grazie alla futura distribuzione di GNL nel porto di Gioia Tauro prevista con la realizzazione del rigassificatore in progetto, si stima al 2022 un incremento dei volumi gestiti derivante dall'attrazione di navi a GNL (+15%). Il notevole livello di anzianità sul mercato dei traghetti implicherà la realizzazione di un rinnovo della flotta entro il 2030.

5.1.1.4 Terminale di Rigassificazione di Rovigo

Il terminale Adriatic LNG è il primo rigassificatore offshore al mondo in cemento finalizzato a ricevere, stoccare e rigassificare il GNL. È localizzato nel Porto Levante (località Porto Piro) e l'avvio dei lavori per la sua costruzione è avvenuto nel 2005 (dopo 48 mesi, nel 2009, è entrato in esercizio).

Il terminal è composto da una struttura in cemento armato, due serbatoi di stoccaggio di GNL, strutture di ormeggio e scarico delle navi metaniere, spazi riservati al personale e un metanodotto collegato alla terraferma. L'impianto si estende per 375 metri in lunghezza e per 115 metri in larghezza. La dimensione complessiva del terminal è pari a 43.125 mq.

L'impianto ha una capacità di rigassificazione annua di 8 miliardi di mc annui a regime. I due serbatoi di stoccaggio di 125.000 mc determinano complessivamente una capacità di stoccaggio di GNL pari a 250.000 mc.

Sotto i profili operativi, il rifornimento del deposito avviene tramite navi metaniere. La distribuzione del GNL (allaccio alla rete) avviene attraverso un gasdotto sottomarino. Il gasdotto di collegamento si collega a riva nei pressi di Porto Levante ed attraversa il delta del Po fino a Cavarzere nella provincia di Venezia, dove è stata realizzata una stazione dedicata alla misurazione del gas sia per quanto riguarda la quantità che la qualità. Dalla stazione il gasdotto prosegue fino a Minerbio, in provincia di Bologna dove si innesta nella rete nazionale di distribuzione del gas. L'impianto offshore è costruito su un'isola artificiale, ovvero una struttura in cemento armato, trainata sul luogo di posizionamento e fatta affondare in modo da creare una piattaforma per i due serbatoi e gli impianti, che permette alla nave di attraccare con facilità. Collegato alla piattaforma c'è un gasdotto finalizzato ad immettere il gas nella rete di distribuzione.

Considerando infine il profilo dell'accessibilità, l'impianto si trova ad una distanza dal centro città più vicino di 15 chilometri. Essendo un impianto offshore non è possibile effettuare il bunkeraggio attraverso autobotti e quindi utilizzando la soluzione tecnologica Truck to Ship

(TTS). Non è prevista quindi la possibilità di rifornire l'impianto di GNL con solo veicoli stradali ma è necessario utilizzare eventuali collegamenti tramite pipelines. L'impianto inoltre non presenta un accesso ferroviario diretto. Per facilitare le operazioni a terra è stata realizzata una nuova base operativa a terra finalizzata a ridurre i tempi di collegamento via mare al terminale.

5.1.1.5 Deposito costiero di Napoli

Considerando la crescita dell'utilizzo del GNL in ambito marittimo anche il porto di Napoli si sta attivando per la realizzazione di un deposito costiero di GNL. L'Autorità di Sistema Portuale del Tirreno Centrale nel 2018 ha lanciato un bando finalizzato alla realizzazione di un deposito costiero di GNL nel porto di Napoli a cui hanno partecipato al bando 17 società.

La proposta più interessante secondo l'Autorità di Sistema Portuale del Tirreno Centrale è quella della società Edison. Secondo alcune stime dell'Adsp, l'investimento necessario per la realizzazione dell'infrastruttura che possa permettere il bunkering di GNL, sarà tra i 40 e i 70 milioni di euro, a seconda della tipologia di struttura da costruire. Ad oggi, l'AdSP competente sembra prediligere la soluzione realizzativa consistente nella predisposizione di una struttura galleggiante.

5.1.1.6 Deposito costiero di Crotona

Anche il porto di Crotona si sta attivando al fine di permettere il bunkering di GNL alle future navi alimentate a GNL. La società IONIOFUEL ha presentato un piano per la realizzazione di impianto di ricezione, stoccaggio e distribuzione di GNL. La sua capacità nominale annua di approvvigionamento e distribuzione stimata nella prima fase è di 1.440.000 mc di GNL, 700.000 approvvigionati e distribuiti via camion e 340.000 via nave.

5.1.1.7 Deposito costiero di Augusta

Nel 2019 anche il porto di Augusta (Siracusa) ha visto un crescente interessamento da parte di diverse categorie di stakeholder in relazione alla realizzazione di un deposito costiero di GNL. Negli studi condotti sul tema, emerge come, il GNL può costituire una leva competitiva per il porto di Augusta e per la Sicilia poiché, grazie alla realizzazione di un deposito costiero di GNL, si ipotizza che il porto possa divenire un punto di attrazione per le future navi alimentate a GNL. Data la crescente importanza acquisita dal GNL come fonte alternativa di propulsione navale l'Autorità di Sistema Portuale del mare di Sicilia Orientale ha avviato, l'iter per l'eventuale realizzazione e gestione di un deposito costiero per il bunkering di GNL nel porto di Augusta, pubblicando un avviso esplorativo di manifestazione di interesse.

5.1.2 Francia

In relazione allo stato dell'offerta di servizi di bunkering nei porti della Francia, oltre agli impianti situati nella Region PACA, sono stati esaminati gli impianti del Terminal méthanier de Dunkerque e del Terminal méthanier de Montoir, localizzati in Francia ma al di fuori dell'Area Obiettivo.

5.1.2.1 Dunkerque

Il terminal méthanier de Dunkerque è situato nel porto Ovest di Dunkerque, nella regione dell'Alta Francia, ed è operativo dal 1° gennaio 2017.

Sotto il profilo dimensionale ed operativo, il terminal occupa un sito di 560.000 mq nel porto Ovest di Dunkerque ed ha una capacità di rigassificazione pari a 13 miliardi di mc di gas naturale. L'impianto, sotto il profilo delle dotazioni infrastrutturali ed impiantistiche è caratterizzata da:

- un molo che permette lo scaricamento/ricaricamento delle navi metaniere più grandi (267.000 mc) ad una portata massima di 14.000 mc all'ora per quanto riguarda lo scaricamento e 4.000 mc all'ora per il ricaricamento. Sono in corso specifici lavori per consentire al terminal di arrivare a una portata massima di 8.800 mc all'ora di GNL durante le operazioni di ricaricamento;
- tre serbatoi con una capacità di stoccaggio di 200.000 mc che conservano il GNL ad una temperatura di -163° C, permettendo di stoccare complessivamente fino a 600.000 mc di GNL;
- dieci Open Rack Vaporizers (ORV) o rigassificatori con la funzione di riscaldare il GNL e di trasformarlo in gas naturale prima di inviarlo nella rete di distribuzione;
- un tunnel lungo 5 km che collega il canale di scarico della centrale nucleare di Gravelines e il terminal che consente di trasportare una parte delle acque calde emesse dal CNPE al fine di riscaldare il GNL attraverso i rigassificatori.

Il terminal di Dunkerque dista 17 km dal centro città di Dunkerque e 10 km dal punto abitativo più vicino. Presenta un buon livello di accessibilità per il rifornimento di GNL lato terra in quanto dista 10 km dalla route nazionale francese D601.

Presenta un buon livello di accessibilità ferroviaria, in quanto è presente un accesso diretto nel terminal. La società Dunkerque LNG ha comunicato nel 2018 la sua intenzione ad adattare il terminal di Dunkerque al fine di consentire il bunkering di GNL vista la crescita della domanda di navi alimentate a GNL. Al fine di creare una stazione di bunkering di GNL è necessario adattare la banchina per accogliere navi di più piccola dimensione rispetto alle navi metaniere.

5.1.2.2 Montoir-de-Bretagne

La società Elengy, oltre a gestire il terminal metaniero di Fos-Tonkin e di Fos-Cavaou è proprietaria e gestisce il terminal metaniero di Montoir-De-Bretagne che fa parte del Grande porto marittimo di Nantes-Saint-Nazaire (Grand port maritime de Nantes-Saint-Nazaires). Nel 1980 entra in servizio il terminal di Montoir-De-Bretagne come il più grande terminal metaniero d'Europa. Esso nasce per ricevere il GNL proveniente da Bethioua, in Algeria e, alla sua costruzione, presentava 2 serbatoi di stoccaggio con una capacità di 120.000 mc ciascuno e una portata massima di rigassificazione di 1 milione di mc all'ora.

Nel corso degli anni, è stato adattato per garantire un incremento della produttività e delle performance operative ed economico-finanziarie e oggi occupa un sito di circa 680.000 mc ed è caratterizzato dalla presenza di 3 serbatoi di 120.000 mc di GNL per una capacità totale di stoccaggio di pari a 360.000 mc.

Sono previsti due moli dedicati all'attracco di navi metaniere. La capacità potenziale di rigassificazione del terminal è quantificata in circa 10 miliardi di mc di GNL all'anno. Il terminal si trova ad una distanza di 6 km dalla zona abitativa più vicina, ovvero dal centro della città di Montoir-de-Bretagne. Presenta un buon livello di accessibilità per il rifornimento di GNL stradale dovuto all'accesso diretto alla route départementale D100 du Val- d'Oise che collega Val la Dame à Vétheuil. Buono anche il livello di accessibilità ferroviaria, essendo previsto un accesso diretto nel porto.

5.1.3 Spagna

5.1.3.1 Il terminal di Barcellona e i servizi di small scale GNL offerti dagli impianti Enagàs

Quello di Barcellona è stato il primo impianto GNL ad essere commissionato in Spagna. In attività dal 1969, sorge all'interno nel porto omonimo, sulla costa del Mediterraneo, permettendole di ricevere gas da Libia, Algeria, Oman ed Egitto.

Le caratteristiche principali del terminal di Barcellona includono:

- 8 serbatoi;
- Capacità di stoccaggio di 840.000 m³ di GNL;
- Capacità di messa in rete di 1.950.000 m³ (n)/h;
- min./max. capacità di carico di 30.000/266.000 m³ di GNL;

Enagàs offre servizi di Small Scale in ciascuno dei suoi 5 impianti di rigassificazione sul territorio spagnolo (in primis Barcellona, ma anche Cartagena, Huelva, Bilbao e Sagunto) come complemento ai suoi servizi tradizionali su larga scala.

Tali servizi aggiuntivi includono:

- Caricamento di autocisterne per il trasporto verso impianti satellitari

Attivo in tutti e cinque gli impianti sopramenzionati (circa 50 camion/giorno per l'impianto di Barcellona), il che fa di Enagàs il principale provider di questo tipo di servizi in Europa;

- Carico e scarico di navi cisterna di piccola scala

Gli stabilimenti di Barcellona, Cartagena e Huelva sono attrezzati per il carico e lo scarico di bettoline, con capacità che vanno da 1.000 m³ a 80.000 m³ di GNL a Barcellona, da 1.000 m³ a 40.000 m³ di GNL a Cartagena, e da 1.000 m³ a Huelva.

Gli stabilimenti di Barcellona e Cartagena hanno anche una banchina specificamente riservata ai servizi di Small Scale, permettendo così la piena compatibilità con i servizi di rigassificazione su larga scala, anche in caso di operazioni simultanee.

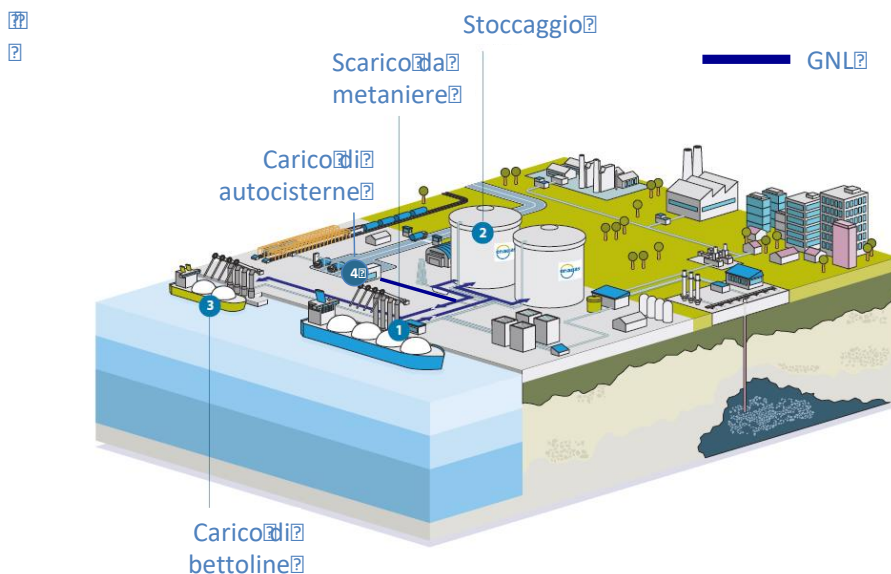


Figura 95 - Schema di funzionamento del terminale GNL di importazione di ENAGAS (Fonte: rielaborazione su fonte ENAGAS)

Infine, si evidenzia come tutti i terminali di Enagás nel paese siano attrezzati per offrire servizi logistici che apportano un valore aggiunto alla catena di approvvigionamento del GNL all'interno e all'esterno dei confini nazionali.

Come evidenziato in tabella seguente, i prezzi applicati da Enagás relativamente ai servizi di Small Scale per singola operazione prevedono una differenziazione per volume, offrendo vantaggi significativi a partire dai 1000 m³ (volume per il quale il prezzo unitario è quasi dimezzato rispetto al *pricing* applicato per quantitativi fino a 500 m³).

m ³ LNG	Gwh	euro	euro/ m ³	euro	euro/ m ³
500	3,41	€ 89.755	179,5	€ 881.557	176,3
1.000	6,82	€ 91.531	91,5	€ 883.333	88,3
3.000	20,46	€ 98.638	32,9	€ 890.440	29,7
5.000	34,1	€ 105.744	21,1	€ 897.546	18,0
7.500	51,15	€ 114.627	15,3	€ 906.429	12,1
9.000	61,38	€ 119.957	13,3	€ 911.759	10,1
MIN		€ 176.841			
10.000	68,2	€ 283.438	28,3	€ 1.875.007	18,8
15.000	102,3	€ 336.736	22,4	€ 1.928.305	12,9
20.000	136,4	€ 390.034	19,5	€ 1.981.603	9,9
30.000	204,6	€ 496.631	16,6	€ 2.088.200	7,0

Tabella 89 - Tariffe per servizi small scale GNL applicati nel terminale di Barcellona (ENAGAS)

Per quanto riguarda le tariffe applicate al rifornimento di autocisterne, normalmente su prenotazione, il prezzo medio per singola operazione è pari a circa 942 euro, ma sono previste tariffe agevolate in caso di stipula di contratti di rifornimento su base annuale.

6 Modelli di analisi, valutazione e pianificazione della rete di trasporto marittimo per l'approvvigionamento dei depositi costieri di GNL

6.1 L'applicazione di un modello di ottimizzazione di rete analitico nello spazio di cooperazione

Le catene di approvvigionamento del GNL consentono tradizionalmente di fornire grandi volumi di gas su grandi distanze per le quali la distribuzione mediante gasdotto non risulta praticabile. Di recente, stanno assumendo crescente rilievo le catene di distribuzione di GNL di tipo *small-scale* nelle quali il GNL viene distribuito per via marittima dai grandi terminali di esportazione attraverso terminal satellite di ricezione più piccoli (Bittante et al., 2017⁴³). Le catene di approvvigionamento del GNL di tipo *small-scale* hanno caratteristiche specifiche:

- i terminal satellite di ricezione sono distribuiti su distanze contenute (fino a poche migliaia di miglia nautiche);
- le capacità di carico delle navi impiegate per il trasporto del GNL variano da poche migliaia di m³ fino a 50.000 m³;
- i carichi delle navi possono essere suddivisi su terminal di ricezione consecutivi;
- i depositi costieri dei terminali di ricezione sono dotati di serbatoi di stoccaggio da riempire una o più volte al mese.

Un'applicazione ideale della rete di distribuzione *small-scale* è rappresentata dai porti dello spazio di cooperazione coinvolti nel progetto SIGNAL.

In questi paragrafi vengono investigate le configurazioni di minimo costo della rete di approvvigionamento del GNL per via marittima tra i porti dello spazio di cooperazione al fine di esplorare le economie di costo che potrebbero derivare da una gestione in chiave sistemica ed integrata dell'approvvigionamento del GNL tra i porti dello spazio di cooperazione riuniti in coalizione.

⁴³ Bittante, A., Pettersson, F. and Saxén, H., 2017, September. A multi-period optimization model for the design of new LNG supply chains. In Proceedings of the 58th Conference on Simulation and Modelling (SIMS 58) Reykjavik, Iceland, September 25th–27th, 2017 (No. 138, pp. 332-342). Linköping University Electronic Press.

6.1.1 Introduzione

Il costo di trasporto del GNL è sempre stato un elemento di cruciale importanza nel commercio di GNL (Rogers, 2018). Secondo stime condivise, i costi di trasporto del GNL rappresentano mediamente il 20-30% del costo totale (Williams, 2010).

Gli importatori e gli esportatori generalmente negoziano per fissare il prezzo del GNL da inserire nel contratto commerciale. I prezzi da inserire nel contratto variano a seconda che il GNL sia prezzato *Ex-ship* o *Free-On-Board-FOB* (Maxwell e Zhu, 2011⁴⁴). La prima tipologia riflette i prezzi a valle meno il processo di gassificazione e altri costi del terminal di destinazione, mentre la seconda tipologia tiene conto del solo prezzo del GNL caricato sulla nave cisterna nel terminale di esportazione. Nei contratti commerciali di tipo FOB, il trasporto e i relativi costi di assicurazione sono a carico dell'acquirente. I contratti FOB offrono pertanto agli acquirenti una maggiore flessibilità per quanto riguarda i costi di trasporto, e una maggiore possibilità di sfruttare le opportunità di profitto attraverso l'arbitraggio. Oggigiorno, i contratti commerciali del GNL sono sempre più del tipo FOB e questo, insieme all'aumentato livello di integrazione del mercato del GNL, aumenta le opportunità di arbitraggio dei prezzi agendo sulla diminuzione dei costi di trasporto.

Il significativo sviluppo del mercato del GNL ha inevitabilmente portato a una corrispondente crescita del livello di concorrenza tra gli esportatori di GNL, che è passato dalla scala regionale a quella globale (Chen et al., 2016⁴⁵). Inoltre, la crescente domanda di GNL costringe gli acquirenti a rivolgersi a più fornitori, incoraggiando così rapporti più competitivi tra gli esportatori. Se in passato il GNL veniva commercializzato principalmente con contratti a lungo termine caratterizzati da un piccolo numero di esportatori che rifornivano specifici mercati regionali, oggigiorno una quota sempre maggiore di volumi viene scambiata con contratti a breve termine, contribuendo così ulteriormente alla liquidità del mercato (Hartley, 2015⁴⁶).

Dato questo quadro competitivo, l'idea principale alla base di questo lavoro è che i costi di trasporto, e per ricaduta il prezzo finale del GNL, possano essere ridotti quando i porti agiscono in coalizione come un cluster organizzato anziché come singole entità. L'idea fondante è che si possano ottenere risparmi significativi sfruttando le economie di scala e il maggiore potere contrattuale ottenibili operando come un pool organizzato di porti compratori. Agendo in coalizione, i porti e le loro regioni possono infatti fare leva sul loro più forte potere contrattuale durante i negoziati per cercare di ottenere prezzi di importazione ragionevoli che possano beneficiare dei costi di trasporto ridotti e del volume totale garantito

⁴⁴ Maxwell, D. and Zhu, Z., 2011. Natural gas prices, LNG transport costs, and the dynamics of LNG imports. *Energy Economics*, 33(2), pp. 217-226.

⁴⁵ Chen, Z., An, H., Gao, X., Li, H. and Hao, X., 2016. Competition pattern of the global liquefied natural gas (LNG) trade by network analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 33, pp.769-776.

⁴⁶ Hartley, P.R., 2015. The future of long-term LNG contracts. *The Energy Journal*, pp.209-233.

di GNL da acquistare. Una gestione sistemica della rete di approvvigionamento di GNL *small-scale* basata su politiche di cluster può infatti comportare:

- coefficienti di carico più elevati delle navi metaniere;
- percorsi di distribuzione ottimizzati (distanze percorse totali ridotte);
- maggiori economie di scala.

Alla luce di questo contesto, il presente studio si prefigge un triplice obiettivo:

1. definire, mediante l'applicazione di un modello di ottimizzazione di rete analitico sviluppato ad hoc, la configurazione ottimale della rete marittima di trasporto per un cluster di porti acquirenti nello spazio di cooperazione che agiscono in coalizione nel mercato del GNL;
2. esplorare il potenziale margine di contrattazione sul prezzo di acquisto del GNL che deriverebbe dal ridotto costo di trasporto a seguito di una gestione integrata del sistema di approvvigionamento per via marittima;
3. stimare il potenziale beneficio ambientale in termini di riduzione delle emissioni inquinanti associate che deriverebbe da una gestione integrata dell'approvvigionamento del GNL per via marittima tra i porti dello spazio di cooperazione.

6.1.2 Il caso studio

Il presente capitolo introduce il caso studio preso in esame. Sono presentati:

- i nodi portuali che compongono la rete *small-scale* dello spazio di cooperazione. I nodi sono distinti in due categorie: nodi esportatori e nodi compratori. I nodi compratori sono rappresentati dai terminali marittimi dello spazio di cooperazione che devono acquisire per via marittima i volumi di GNL che soddisfano la propria domanda. Ciascun nodo compratore è caratterizzato in termini di fondale d'attracco (o pescaggio) e di capacità di stoccaggio del deposito costiero;
- la matrice delle distanze nautiche O/D che caratterizzano i nodi della rete *small-scale* in esame;
- la domanda di GNL mensile (m^3 /mese) per ciascuno dei nodi compratori della rete *small-scale* in esame;
- le principali caratteristiche strutturali (pescaggio a pieno e a vuoto, capacità di stoccaggio) e di costo (costo operativo unitario per miglio nautico) della flotta di navi GNL ipotizzate a servizio della rete di approvvigionamento in esame.

6.1.2.1 *I terminal della rete small-scale dello spazio di cooperazione*

La rete in esame comprende cinque nodi marittimi di esportazione del GNL, da considerarsi ai fini dello studio come fonti di approvvigionamento alternative, localizzati in cinque diversi paesi del Mediterraneo:

- Barcellona (Spagna);
- Delimara (Malta);
- Skikda (Algeria);
- Marsa el Brega (Libia);
- Idku (Egitto);

e sette terminal marittimi di importazione (alcuni già esistenti, altri pianificati) distribuiti lungo le coste tirreniche italiane e francesi dello spazio di cooperazione:

- Bastia (Francia);
- Cagliari (Italia);
- Genova (Italia);
- Livorno (Italia);
- Nizza (Francia);
- Oristano (Italia)
- Tolone (Francia).

Ai fini dell'applicazione in esame, le principali caratteristiche fisiche dei nodi compratori sono estratte dalla documentazione tecnica sviluppata nell'ambito del progetto SIGNAL. La Tabella 90 riassume le principali caratteristiche dei sette nodi di importazione in termini di capacità di stoccaggio nominale ed effettiva, pescaggio nominale e pescaggio operativo.

Relativamente al fattore capacità di stoccaggio, poiché per motivi di sicurezza i depositi costieri operano secondo il principio del "50% sempre pieno", la capacità effettiva del deposito costiero è calcolata come metà della sua capacità nominale. Per quanto riguarda il fattore pescaggio, il pescaggio operativo di ciascun terminal è calcolato sottraendo un franco di sicurezza al suo pescaggio nominale. Nel caso studio qui analizzato si assume per tutti i terminal di importazione un franco di sicurezza pari a 1,3 m. Tale franco di sicurezza

medio tiene conto del franco netto sotto-chiglia, delle tolleranze di dragaggio, dei fattori meteorologici e delle maree (PIANC, 2014⁴⁷).

	Capacità di stoccaggio nominale [m ³]	Capacità di stoccaggio effettiva [m ³]	Pescaggio massimo nominale [m]	Pescaggio operativo ridotto di un franco di sicurezza pari a 1.3 m [m]
Bastia	5.000	2.500	8	6,7
Cagliari	22.000	11.000	8,5	7,2
Genova	6.600	3.300	5,6	4,3
Livorno	9.000	4.500	9	7,7
Nizza	5.000	2.500	8	5,7
Oristano	10.000	5.000	11	9,7
Tolone	10.000	5.000	8	6,7

Tabella 90 - Caratteristiche dei terminal marittimi della rete small-scale SIGNAL.

6.1.2.2 La matrice delle distanze marittime

La rete in esame costituisce un'applicazione ideale dello schema di distribuzione small-scale, con distanze massime tra i porti inferiori alle 1.800 mn. La Tabella 91 riporta la matrice completa delle distanze nautiche per le coppie O/D che compongono la rete in esame.

	Tolone	Genova	Livorno	Bastia	Cagliari	Oristano	Nizza	Barcellona	Malta	Skikda	Marsa El Brega	Idku
Tolone		163	195	178	327	239	82	202	610	377	1000	1758
Genova	163		78	105	349	304	86	352	590	460	989	1685
Livorno	195	78		61	294	292	131	380	532	441	895	1632
Bastia	178	105	61		245	283	126	362	490	400	882	1610
Cagliari	327	349	294	245		142	355	370	337	174	737	1377
Oristano	239	304	292	283	142		276	313	491	248	1000	1465
Nizza	82	86	131	126	355	276		270	764	408	985	1737
Barcellona	202	352	380	362	370	313	270					
Malta	610	590	532	490	337	491	764					
Skikda	377	460	441	400	174	248	408					

⁴⁷ PIANC, 2014. Permanent International Association Navigation Congress (PIANC), Report No.121-2014, Harbour Approach Channels Design Guidelines.

	Tolone	Genova	Livorno	Bastia	Cagliari	Oristano	Nizza	Barcellona	Malta	Skikda	Marsa El Brega	Idku
Marsa el Brega	1000	989	895	882	737	1000	985					
Idku	1758	1685	1632	1610	1377	1465	1737					

Tabella 91 - Matrice delle distanze (mn).

6.1.2.3 La domanda di approvvigionamento dei nodi compratori

La domanda di approvvigionamento di GNL considerata per la definizione del modello di rete di trasporto ottimizzata per i nodi portuali dello spazio di cooperazione è definita sulla base dei dati e delle informazioni riportati nei documenti “Report Attività T1.3.1 – Mappatura e Database della domanda di GNL” e “Report Attività T1.3.2 – Database sulla domanda del GNL” sviluppati nell’ambito del progetto SIGNAL.

Nello specifico, la domanda considerata nella definizione del modello di rete si riferisce alle previsioni relative all’anno 2025 e risulta calcolata come somma di tre contributi:

- la domanda marittima: tiene conto dei volumi di bunkering di GNL richiesti dal mercato per la propulsione navale (diporto, navi commerciali, servizi ancillari, servizi di trasporto pubblico, polizia e guardia costiera);
- la domanda portuale: tiene conto dei fabbisogni energetici che si generano nell’ambito delle aree portuali (mezzi di movimentazione portuale, impianti energetici, ecc.) e che possono essere soddisfatti, almeno sotto il profilo teorico, mediante l’impiego del GNL;
- la domanda terrestre: tiene conto della richiesta di servizi di bunkering e stoccaggio di GNL per uso industriale e privato che, pur non originandosi necessariamente all’interno del porto, potrebbe essere soddisfatta attraverso impianti localizzati presso le aree portuali in esame.

Per l’ottimizzazione della rete di distribuzione marittima viene considerato un orizzonte temporale mensile. Applicando una semplificazione che non inficia la validità dello studio, la domanda di GNL che caratterizza ciascuno dei nodi portuali della rete in esame nell’orizzonte di pianificazione mensile è calcolata dividendo la domanda annuale per 12 mensilità.

La Tabella 92 riporta per ciascuno dei nodi importatori della rete, il dato di domanda mensile di GNL riferito all’anno 2025 assumendo lo scenario di crescita base definito nel documento “Report Attività T1.3.2 – Database sulla domanda del GNL” sviluppato nell’ambito del progetto SIGNAL

	Domanda mensile (m ³ /mese)
Bastia	498,26
Cagliari	4.841,94
Genova	16.061,58
Livorno	18.255,53
Nizza	794,29
Oristano	1.014,14
Tolone	4.523,79
Totale	45.989,52

Tabella 92 - Domanda mensile di GNL (m³/mese), anno di riferimento: 2025.

6.1.2.4 La flotta a servizio della rete

Nell'applicazione in esame si ipotizza che la rete di trasporto marittima del GNL presa in considerazione possa essere servita da 5 tipologie di navi GNL in esercizio aventi differenti caratteristiche e capacità di carico. La Tabella 93 sintetizza le caratteristiche generali di ciascuna categoria navale in termini di capacità di carico, pescaggio a vuoto e a pieno, costo operativo per miglio nautico (€/mn). Relativamente a quest'ultimo, è fondamentale sottolineare che le stime relative ai costi operativi riportate nella tabella sono da ritenersi puramente indicative e sono state stimate con il gentile supporto di esperti del settore.

Categoria	Capacità di carico [m ³]	Pescaggio a pieno carico [m]	Pescaggio a vuoto [m]	Costo operativo [€/mn]
1 – extra small	3.000	4,3	3,9	17,6
2 - small	7.500	6	5,5	18,5
3 - medium	10.000	6,6	5,9	19,3
4 - large	20.000	7,8	6,8	20,4
5 – extra large	30.000	8	7,5	21,3

Tabella 93 - Caratteristiche delle navi GNL a servizio della rete considerata

6.1.3 Il modello di ottimizzazione

Lo studio utilizza uno strumento di modellazione sviluppato ad hoc in grado di definire la configurazione ottimale della rete di trasporto marittimo che serve un insieme di porti acquirenti che agiscono in modo coordinato nel mercato del GNL. Una rete di distribuzione ottimale deve essere in grado di collegare in modo efficiente i vari nodi compratori garantendo al contempo costi di trasporto minimi nel rispetto di una serie di vincoli operativi e fisici, tra cui, in particolare, il pescaggio massimo consentito alla nave GNL per l'ingresso in porto.

Il problema analizzato è un problema di routing con flotta navale eterogenea e vincoli sul pescaggio in cui una serie di porti deve essere visitata da navi aventi capacità e caratteristiche diverse. Ogni porto è caratterizzato da una domanda che deve essere servita nell'orizzonte temporale di riferimento e da un limite di pescaggio che rappresenta il pescaggio massimo con cui una nave può accedere in sicurezza nel porto. I limiti di pescaggio possono impedire alle navi di entrare in alcuni porti quando sono a pieno carico, imponendo così dei vincoli sulla sequenza dei porti visitati. La flotta è composta da diverse navi, ciascuna caratterizzata in termini di capacità di carico, costi portuali, costi di trasporto unitari e valori di pescaggio a vuoto e a pieno carico. Il pescaggio effettivo di una nave in un dato tempo è calcolato come somma del pescaggio della nave vuota più una funzione lineare del carico a bordo in quel momento. L'obiettivo del problema è quello di definire la configurazione ottimale della rete di distribuzione che minimizza il costo totale di trasporto sull'intera rete. Il problema decisionale in oggetto è stato formalizzato come un problema di programmazione mista intera. È stata sviluppata una formulazione matematica di questo problema che può essere risolta con un solver di Programmazione Mista Intera.

$$\min \sum_{i \in I_0} \sum_{j \in I_0} \sum_{s \in S} c_s t_{ijs} X_{ijs} + \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} r_{is} Y_{is} \quad (1)$$

$$\sum_{s \in S} Y_{is} = 1 \quad \forall i \in I \quad (2)$$

$$\sum_{i \in I} q_i Y_{is} \leq Q_s \quad \forall s \in S \quad (3)$$

$$\sum_{i \in I_0} X_{ijs} = Y_{is} \quad \forall j \in I \quad \forall s \in S \quad (4)$$

$$\sum_{i \in I_0} X_{ijs} = X_{jis} \quad \forall i \in I \quad \forall s \in S \quad (5)$$

$$X_{0js} \leq \sum_{j \in I} Y_{js} \quad \forall s \in S \quad (6)$$

$$X_{0js} \geq \sum_{j \in I} Y_{js} / |I| \quad \forall s \in S \quad (7)$$

$$u_j \geq u_i + 1 - |I|(1 - \sum_{s \in S} X_{ijs}) \quad \forall i \in I \quad \forall j \in I0 \quad \forall s \in S \quad (8)$$

$$l_{js} \geq l_{is} - q_i - Q_s(1 - X_{ijs}) \quad \forall i \in I \quad \forall j \in I0 \quad \forall s \in S \quad (9)$$

$$l_{is} \leq L_{is} \quad \forall i \in I \quad \forall s \in S \quad (10)$$

$$l_{0s} = \sum_{i \in I} q_i Y_{is} \quad \forall s \in S \quad (11)$$

$$X_{ijs} \in \{0, 1\} \quad \forall i \in I0 \quad \forall j \in I0 \quad \forall s \in S \quad (12)$$

$$Y_{is} \in \{0, 1\} \quad \forall i \in I \quad \forall s \in S \quad (13)$$

$$u_i \in \mathbb{N}^+ \quad \forall i \in I \quad (14)$$

In (1) è riportata la funzione obiettivo che consiste nella minimizzazione dei costi totali, intesi come costi di viaggio e costi di accesso ai porti. I vincoli (2) impongono che ogni porto sia visitato da una sola nave. Ogni nave può portare un carico non superiore alla sua capacità, come imposto con i vincoli (3). Un porto può essere visitato da una nave solo se è stato assegnato ad essa (vincoli (4)). I vincoli (5) garantiscono la continuità delle rotte e il fatto che una nave, dopo aver visitato un certo sottoinsieme dei porti, rientri al deposito di partenza. Una nave parte dal porto di approvvigionamento se e solo se deve servire almeno un porto (vincoli (6) e (7)). I vincoli (8) impediscono la formazione di sottocicli. I vincoli (9)-(11) impongono che una nave possa entrare in un porto solo se il suo carico a bordo le permette di avere un pescaggio compatibile con le caratteristiche del fondale del porto. Infine, i vincoli (12)-(14) specificano il dominio delle variabili decisionali.

6.1.4 Gli scenari test

Il modello di ottimizzazione introdotto al capitolo 0 è applicato su diverse istanze test allo scopo di individuare, per ciascun scenario di rete testato, l'assetto della rete di trasporto per via marittima che garantirebbe i minori costi di trasporto complessivi.

Nell'applicazione sono presi in esame quattro scenari di rete diversi:

- Scenario 1: i nodi compratori dello spazio di cooperazione si approvvigionano ciascuno in modo autonomo e indipendente (assetto di approvvigionamento Business As Usual - BAU, assimilabile a quanto avviene attualmente);
- Scenario 2: i nodi compratori dello spazio di cooperazione si approvvigionano in modo coordinato agendo in coalizione come pool organizzato (assetto di approvvigionamento di progetto - coalizione). Le caratteristiche dei depositi costieri in termini di capacità di stoccaggio e pescaggio sono derivate dai documenti sviluppati nell'ambito di Signal e si riferiscono allo stato di fatto o di progetto presso i relativi nodi;
- Scenario 3: l'off shore di Livorno è ipotizzato porto di approvvigionamento dei nodi compratori dello spazio di cooperazione;
- Scenario 4: i nodi compratori dello spazio di cooperazione si approvvigionano in modo coordinato agendo in coalizione come pool organizzato. L'obiettivo del test è individuare le caratteristiche di capacità ottimali della nave da mettere a servizio della rete di distribuzione e le caratteristiche minime di pescaggio e di capacità di stoccaggio dei depositi costieri che garantirebbero il funzionamento ottimale della rete di approvvigionamento (scenario prospettico).

6.1.4.1 Scenario 1: assetto di approvvigionamento BAU

Per la valutazione dell'assetto di rete nelle modalità di approvvigionamento attuali, il modello di ottimizzazione è applicato considerando separatamente ciascuno dei 7 nodi importatori nell'ipotesi che ciascuno di essi si serva di volta in volta da uno dei 5 nodi esportatori, per un totale di 35 istanze.

Il modello viene applicato una prima volta considerando i valori di pescaggio e capacità di stoccaggio dei nodi compratori riportati in Tabella 1 (riferiti allo stato di fatto o di progetto nei nodi in esame), e una seconda volta ipotizzando un potenziamento infrastrutturale dei nodi di Genova e Cagliari. Il pescaggio operativo viene portato a 8 m per entrambi, la capacità del deposito di Genova passa da 3.500 m³ a 7.000 m³. Questa modifica viene ipotizzata al fine di poter verificare, da un lato, il beneficio che questo genererebbe sul risultato complessivo della rete, dall'altro per un corretto confronto con lo scenario prospettico nel quale si propone sia l'ampliamento del pescaggio sia l'ampliamento dei depositi.

L'obiettivo è calcolare il costo minimo di trasporto che caratterizzerebbe l'approvvigionamento di GNL per ciascuno dei sette nodi compratori analizzati, qualora

ciascuno di essi gestisse i propri approvvigionamenti per via marittima in modo autonomo e indipendente.

6.1.4.2 Scenario 2: assetto di approvvigionamento in coalizione

Per la valutazione dell'assetto di rete di progetto, nell'ipotesi in cui i nodi compratori gestiscano in coalizione i propri approvvigionamenti di GNL, il modello di ottimizzazione è applicato su un set di istanze test suddivise in due gruppi:

- il primo gruppo (Gruppo A) si compone di 5 istanze test. Ogni istanza assume di approvvigionarsi da un diverso porto di esportazione tra i cinque considerati. Il nodo acquirente di Genova date le sue caratteristiche (fondale e capacità del deposito limitati rispetto alla domanda di GNL richiesta) viene servito in modo totalmente autonomo e indipendente, mentre il nodo di Livorno è servito in modo parzialmente autonomo. I valori relativi alla capacità di stoccaggio e al pescaggio dei 7 nodi acquirenti sono estratti dalla Tabella 1 e si riferiscono allo stato di fatto o di progetto nei nodi in esame.
- il secondo gruppo (Gruppo B) si compone di 5 istanze test. Ogni istanza assume di approvvigionarsi da un diverso porto di esportazione tra i cinque considerati. A differenza delle istanze del Gruppo A, viene ipotizzato un incremento della capacità di stoccaggio e/o del pescaggio per i nodi di Genova e Cagliari. Il pescaggio operativo viene portato a 8 m per entrambi, la capacità del deposito di Genova passa da 3.500 m³ a 7.000 m³.

La Tabella 94 dettaglia le specifiche di ciascuna istanza.

	ID	Terminal di esportazione	Nodi acquirenti nella rete small-scale tirrenica	Specifiche
GRUPPO A	A1	Barcellona (Spagna)	Bastia; Cagliari; Genova; Livorno; Nizza; Oristano; Tolone	Il terminal di Genova è servito in modo totalmente autonomo e indipendente; Il terminal di Livorno è servito in modo parzialmente indipendente. I valori relativi alla capacità di stoccaggio e al pescaggio dei 7 terminal acquirenti sono estratti dalla Tab. 1.
	A2	Delimara (Malta)	Bastia; Cagliari; Genova; Livorno; Nizza; Oristano; Tolone	Il terminal di Genova è servito in modo totalmente autonomo e indipendente; Il terminal di Livorno è servito in modo parzialmente indipendente. I valori relativi alla capacità di stoccaggio e al pescaggio dei 7 terminal acquirenti sono estratti dalla Tab. 1.
	A3	Skikda (Algeria)	Bastia; Cagliari; Genova; Livorno; Nizza; Oristano; Tolone	Il terminal di Genova è servito in modo totalmente autonomo e indipendente; Il terminal di Livorno è servito in modo parzialmente indipendente. I valori relativi alla capacità di stoccaggio e al pescaggio dei 7 terminal acquirenti sono estratti dalla Tab. 1.

	ID	Terminal di esportazione	Nodi acquirenti nella rete small-scale tirrenica	Specifiche
	A4	Marsa el Brega (Libia)	Bastia; Cagliari; Genova; Livorno; Nizza; Oristano; Tolone	Il terminal di Genova è servito in modo totalmente autonomo e indipendente; Il terminal di Livorno è servito in modo parzialmente indipendente. I valori relativi alla capacità di stoccaggio e al pescaggio dei 7 terminal acquirenti sono estratti dalla Tab. 1.
	A5	Idku (Egitto)	Bastia; Cagliari; Genova; Livorno; Nizza; Oristano; Tolone	Il terminal di Genova è servito in modo totalmente autonomo e indipendente; Il terminal di Livorno è servito in modo parzialmente indipendente. I valori relativi alla capacità di stoccaggio e al pescaggio dei 7 terminal acquirenti sono estratti dalla Tab. 1.
GRUPPO B	B1	Barcellona (Spagna)	Bastia; Cagliari; Genova; Livorno; Nizza; Oristano; Tolone	I valori relativi alla capacità di stoccaggio e/o al pescaggio dei terminal di Genova e Cagliari risultano aumentati (*) rispetto a quanto riportato nella Tab.1.
	B2	Delimara (Malta)	Bastia; Cagliari; Genova; Livorno; Nizza; Oristano; Tolone	I valori relativi alla capacità di stoccaggio e/o al pescaggio dei terminal di Genova e Cagliari risultano aumentati (*) rispetto a quanto riportato nella Tab.1.
	B3	Skikda (Algeria)	Bastia; Cagliari; Genova; Livorno; Nizza; Oristano; Tolone	I valori relativi alla capacità di stoccaggio e/o al pescaggio dei terminal di Genova e Cagliari risultano aumentati (*) rispetto a quanto riportato nella Tab.1.
	B4	Marsa el Brega (Libia)	Bastia; Cagliari; Genova; Livorno; Nizza; Oristano; Tolone	I valori relativi alla capacità di stoccaggio e/o al pescaggio dei terminal di Genova e Cagliari risultano aumentati (*) rispetto a quanto riportato nella Tab.1.
	B5	Idku (Egitto)	Bastia; Cagliari; Genova; Livorno; Nizza; Oristano; Tolone	I valori relativi alla capacità di stoccaggio e/o al pescaggio dei terminal di Genova e Cagliari risultano aumentati (*) rispetto a quanto riportato nella Tab.1.

(*) Genova: Pescaggio = 8 m; Capacità stoccaggio = 7.000 m³

Cagliari: Pescaggio = 8 m

Tabella 94 - Caratterizzazione degli scenari di rete nell'assetto di progetto.

6.1.4.3 Scenario 3: Livorno diventa porto di approvvigionamento della rete

L'off-shore di Livorno viene considerato nodo di approvvigionamento della rete small-scale e il nodo di Livorno esce dalla rete dei porti acquirenti, che da 7 passano a 6.

Il modello di ottimizzazione è applicato su un gruppo di 4 istanze test (Gruppo C), due considerano i 6 nodi compratori nell'ipotesi che ciascuno di essi gestisca il proprio approvvigionamento di GNL in modo autonomo e indipendente (C1.1 e C1.2), e due considerano i 6 nodi compratori organizzati in coalizione (C2.1 e C2.2).

Entrambe le coppie di istanze differiscono per i valori relativi alla capacità di stoccaggio e al pescaggio di alcuni nodi acquirenti. La prima istanza considera i valori definiti nella Tabella 94, mentre la seconda istanza assume un incremento della capacità di stoccaggio e/o del pescaggio per i terminal di Genova e Cagliari. Il pescaggio viene portato ad 8 m per entrambi, la capacità del deposito di Genova passa da 3.500 m³ a 7.000 m³.

La Tabella 95 dettaglia le specifiche di ciascuna delle 4 istanze test in cui Livorno diventa porto di approvvigionamento.

	ID	Terminal di esportazione	Nodi acquirenti nella rete small-scale tirrenica	Specifiche
GRUPPO C	C1.1	Livorno off-shore (Italia)	Bastia; Cagliari; Genova; Nizza; Oristano; Tolone	L'off-shore di Livorno viene considerato terminal di approvvigionamento e il nodo di Livorno esce dalla rete dei nodi acquirenti. I 6 nodi compratori si approvvigionano ciascuno in modo indipendente e autonomo I valori relativi alla capacità di stoccaggio e al pescaggio dei 6 nodi compratori sono estratti dalla Tab. 1.
	C1.2	Livorno off-shore (Italia)	Bastia; Cagliari; Genova; Nizza; Oristano; Tolone	L'off-shore di Livorno viene considerato terminal di approvvigionamento e il nodo di Livorno esce dalla rete dei nodi acquirenti. I 6 nodi compratori si approvvigionano ciascuno in modo indipendente e autonomo I valori relativi alla capacità di stoccaggio e/o al pescaggio dei nodi di Genova e Cagliari risultano aumentati (*) rispetto a quanto riportato nella Tab.1.
	C2.1	Livorno off-shore (Italia)	Bastia; Cagliari; Genova; Nizza; Oristano; Tolone	L'off-shore di Livorno viene considerato terminal di approvvigionamento e il nodo di Livorno esce dalla rete dei nodi acquirenti. I 6 nodi compratori si approvvigionano in coalizione, con l'eccezione del terminal di Genova che è servito in modo totalmente autonomo e indipendente. I valori relativi alla capacità di stoccaggio e al pescaggio dei 6 nodi compratori sono estratti dalla Tab. 1.
	C2.2	Livorno off-shore (Italia)	Bastia; Cagliari; Genova; Nizza; Oristano; Tolone	L'off-shore di Livorno viene considerato terminal di approvvigionamento e il nodo di Livorno esce dalla rete dei nodi acquirenti. I 6 nodi compratori si approvvigionano in coalizione. I valori relativi alla capacità di stoccaggio e/o al pescaggio dei nodi di Genova e Cagliari risultano aumentati (*) rispetto a quanto riportato nella Tab.1.

(*) Genova: Pescaggio = 8 m; Capacità stoccaggio = 7.000 m³

Cagliari: Pescaggio = 8 m

Tabella 95 - Caratterizzazione degli scenari di rete con Livorno porto di approvvigionamento della rete.

6.1.4.4 Scenario 4: assetto di approvvigionamento in coalizione con introduzione di caratteristiche di offerta migliorate nei nodi compratori (scenario prospettico)

Lo Scenario 4 assume che i nodi compratori, con condizioni di offerta migliorate rispetto a quelle attuali, gestiscano in coalizione i propri approvvigionamenti di GNL con l'obiettivo di individuare le caratteristiche ottimali della nave metaniera (capacità e pescaggio) che garantirebbero la maggiore efficienza della rete di approvvigionamento. Il pescaggio operativo viene portato a 8 metri per tutti i porti compratori e la capacità dei depositi costieri di Livorno e Genova aumentata rispettivamente fino a 18.300 m³ e 16.100 m³.

Il modello di ottimizzazione è applicato su 5 istanze test; ogni istanza assume di approvvigionarsi da un diverso porto di esportazione tra i cinque considerati:

- D1. Barcellona (Spagna);
- D2. Delimara (Malta);
- D3. Skikda (Algeria);
- D4. Marsa el Brega (Libia);
- D5. Idku (Egitto).

6.1.5 Risultati

Il presente capitolo illustra i risultati derivanti dall'applicazione del modello di ottimizzazione per ciascuna delle istanze test nei quattro scenari di rete considerati (approvvigionamento BAU; approvvigionamento in coalizione; Livorno porto di approvvigionamento; scenario prospettico con introduzione di caratteristiche di offerta migliorate nei nodi compratori).

6.1.5.1 Risultati relativi allo scenario 1: assetto di rete attuale (BAU)

Le Tabella 96 e Tabella 97 sintetizzano i risultati relativi alle istanze test assimilabili all'attuale funzionamento del sistema di approvvigionamento del GNL per via marittima, in cui i diversi nodi acquirenti gestiscono ciascuno in modo autonomo e indipendente i propri approvvigionamenti di GNL. La Tabella 96 si riferisce alla rete i cui nodi compratori hanno le caratteristiche fisiche definite in Tabella 90 (riferite allo stato di fatto o di progetto nei nodi in esame), mentre la Tabella 97 si riferisce alla rete in cui viene ipotizzato un potenziamento infrastrutturale per i nodi di Genova e Cagliari.

Le tabelle riportano il costo di trasporto relativo a ciascuno dei sette nodi acquirenti in funzione del porto di esportazione utilizzato. Per ciascun nodo compratore viene evidenziata in grassetto l'opzione di trasporto più conveniente.

Le ultime colonne della tabella dettagliano inoltre:

- il costo complessivo della rete di trasporto per ciascuno dei cinque porti di esportazione (calcolato come somma dei costi di trasporto relativi ai sette nodi acquirenti). Il costo di rete relativo all'opzione più vantaggiosa è evidenziato in grassetto;
- il totale di miglia navigate per l'approvvigionamento mensile della rete;
- il delta (Δ) di costo che caratterizza l'approvvigionamento da ciascun nodo esportatore rispetto all'opzione di rete identificata come di minimo costo (riportata nella tabella in grassetto). Il Δ può essere interpretato come il ribasso unitario minimo in termini di €/m³ che dovrebbe applicarsi sul prezzo di acquisto del GNL al nodo di esportazione i affinché lo stesso possa risultare competitivo rispetto al nodo di esportazione che serve la rete di minimo costo.

Il Δ di costo che caratterizza la rete di trasporto relativa al porto esportatore i è calcolato come:

$$\Delta \text{ di costo} = \frac{(\text{costo rete } i - \text{costo rete minimo costo})}{\text{totale mc trasportati nella rete}}$$

	Costo di approvvigionamento dei singoli nodi compratori (€/mese)							Costo di rete (€/mese)	Distanza (mn/mese)	Δ_{costo} (€/m ³)
	Bastia	Cagliari	Genova	Livorno	Nizza	Oristano	Tolone			
Barcellona	12742	13690	74342	66180	11018	9504	7474	194951	10832	-
Malta	17248	11862	124608	92231	17283	26893	21472	311598	17312	2,5
Skikda	14080	6125	97152	72668	8730	14362	13270	226387	12578	0,9
Marsa el Brega	31046	25942	208877	153424	35200	34672	35200	524361	29132	7,3
Idku	56672	48470	355872	265864	51568	61142	61882	901470	50082	15,6

Tabella 96 - Costo di trasporto del GNL per via marittima nell'assetto senza coalizione (€/mese).

	Costo di approvvigionamento dei singoli nodi compratori (€/mese)							Costo di rete (€/mese)	Distanza (mn/mese)	Δ_{costo} (€/m ³)
	Bastia	Cagliari	Genova	Livorno	Nizza	Oristano	Tolone			
Barcellona	12742	13690	26048	42180	11018	9504	7474	122656	4498	-
Malta	17248	11862	43660	59052	17283	26893	21472	197470	7628	2.5
Skikda	14080	6125	34040	48951	8730	14362	13270	139557	5016	0.6
Marsa el Brega	31046	25942	73186	99345	35200	34672	35200	334592	12976	7.1
Idku	56672	48470	124690	181152	51568	61142	61882	585576	22528	15.5

Tabella 97 - Costo di trasporto del GNL per via marittima nell'assetto senza coalizione (€/mese) - Ipotesi di potenziamento infrastrutturale sui nodi di Genova e Cagliari.

La creazione di una coalizione permetterebbe di ridurre il costo totale di rete del 37%. Sia nel caso in coalizione sia nel caso senza coalizione, il porto di approvvigionamento che permette di avere costi di rete più bassi è Barcellona. Skikda è però un'alternativa molto valida, poiché se si riuscisse a pattuire un prezzo di acquisto a m³ inferiore di almeno 0,60 € rispetto al prezzo offerto da Barcellona, allora Skikda diventerebbe l'opzione globalmente più vantaggiosa. Le altre alternative risultano meno competitive.

6.1.5.2 Risultati relativi allo scenario 2: assetto di progetto con porti in coalizione

Le Tabella 98 e la Tabella 99 sintetizzano i risultati relativi ai due gruppi di istanze test che caratterizzano lo scenario di coalizione in cui i nodi acquirenti dello spazio di cooperazione gestiscono in modo coordinato i propri approvvigionamenti di GNL.

Per ciascuna istanza è riportata la quota del costo di trasporto relativa a ciascun nodo acquirente in funzione del porto di esportazione impiegato. La quota del costo di trasporto attribuita ai singoli nodi acquirenti è calcolata dividendo il costo di trasporto totale della rete proporzionalmente al volume di GNL acquisito da ciascun nodo. Le ultime colonne della tabella dettagliano inoltre:

- il costo complessivo della rete di trasporto per ciascuno dei cinque porti di esportazione. Il costo di rete relativo all'opzione di minimo costo è evidenziato in grassetto;
- il totale di miglia navigate per l'approvvigionamento mensile della rete;
- il delta (Δ) di costo che caratterizza l'approvvigionamento da ciascun nodo esportatore rispetto all'opzione di rete identificata come di minimo costo (riportata nella tabella in grassetto). Come definito in precedenza, il Δ può essere interpretato come il ribasso unitario minimo in termini di €/m³ che dovrebbe applicarsi sul prezzo di acquisto del GNL al nodo di esportazione i affinché lo stesso possa risultare competitivo rispetto al nodo di esportazione che serve la rete di minimo costo.

ID	Nodo esportatore	Costo di approvvigionamento dei nodi in coalizione (€/mese)							Costo di rete (€/mese)	Distanza (mn/mese)	Δcosto (€/m ³)
		Bastia	Cagliari	Genova	Livorno	Nizza	Oristano	Tolone			
A1	Barcellona	587	5707	74342	49635	936	1195	5332	137734	6097	-
A2	Malta	814	7905	124608	69174	1297	1656	7386	212839	9671	2.5
A3	Skikda	597	5800	97152	54501	951	1215	5419	165635	7418	0.9
A4	Marsa el Brega	1333	12953	208877	115068	2125	2713	12102	355171	16112	7.3
A5	Idku	2146	20855	355872	199398	3421	4368	19485	605545	27045	15.6

Tabella 98 - Istanze del Gruppo A - Costo di trasporto del GNL per via marittima nell'assetto in coalizione (€/mese).

ID	Nodo esportatore	Costo di approvvigionamento dei nodi in coalizione con ipotesi potenziamenti infrastrutturali nodi Genova e Cagliari (€/mese)							Costo di rete (€/mese)	Distanza (mn/mese)	Δcosto (€/m ³)
		Bastia	Cagliari	Genova	Livorno	Nizza	Oristano	Tolone			
B1	Barcellona	909	8834	36995	50391	1449	1850	8254	108683	2074	-
B2	Malta	1188	11543	57963	69779	1893	2418	10784	155568	2724	1.6
B3	Skikda	916	8905	45075	57227	1461	1865	8320	123771	2101	0.5
B4	Marsa el Brega	1912	18582	96212	116614	3048	3892	17361	257621	4388	5.0
B5	Idku	3038	29527	161279	208594	4844	6184	27587	441053	6956	11.1

Tabella 99 - Istanze del Gruppo B - Costo di trasporto del GNL per via marittima nell'assetto in coalizione con ipotesi di potenziamenti infrastrutturali nei nodi di Genova e Cagliari (€/mese).

Il costo di approvvigionamento di Genova risulta essere molto alto se si considera il suo assetto infrastrutturale attuale (Istanze del Gruppo A). Il fondale di Genova e le ridotte dimensioni del suo deposito richiedono infatti sei visite al mese con una nave dedicata per il soddisfacimento della sua domanda di GNL. Nello scenario di potenziamento infrastrutturale (Istanze del Gruppo B), Genova può invece essere servita da una nave più grande all'interno di un itinerario che tocca più porti, con una forte riduzione del suo costo di approvvigionamento (50%) e del costo globale di rete (21%). Occorre però considerare che l'ingresso del nodo di Genova nella coalizione comporta la ripartizione dei suoi costi di approvvigionamento tra tutti i membri della coalizione, con un conseguente incremento di costo per gli altri porti.

6.1.5.3 Risultati relativi allo scenario 3: Livorno diventa porto di approvvigionamento dell'intera rete

La Tabella 100 sintetizza i risultati relativi alle quattro istanze test che caratterizzano lo scenario di rete in cui l'off-shore di Livorno diventa porto di approvvigionamento.

Per ciascuna istanza è riportato il costo di trasporto relativo a ciascun nodo acquirente nella specifica configurazione di rete. Le ultime colonne della tabella dettano inoltre:

- il costo complessivo della rete di trasporto relativo a ciascuna istanza;
- il totale di miglia navigate per l'approvvigionamento mensile della rete.

Data la posizione geografica di Livorno, di maggiore centralità nella rete rispetto agli altri nodi esportatori, i costi di rete risultano notevolmente ridotti. Bisogna però considerare che Livorno dovrebbe fungere da intermediario, comprando il GNL da uno degli attuali porti esportatori e applicando un prezzo di vendita più elevato all'utente. Con il potenziamento del porto di Genova, il numero di viaggi mensili necessari per rifornire Genova diminuirebbe. La soluzione ottima per la coalizione comprenderebbe sempre viaggi dedicati per Genova. Genova continuerebbe a sostenere integralmente e autonomamente i propri costi, ma con il vantaggio di una riduzione significativa dei suoi costi (-50%) senza un aumento di costo per gli altri porti, rendendo così il suo ingresso in coalizione vantaggioso per tutti i membri.

ID	Nodo esportatore	Descrizione	Costo di approvvigionamento dei nodi in coalizione con ipotesi potenziamenti infrastrutturali nodi Genova e Cagliari (€/mese)						Costo di rete (€/mese)	Distanza (mn/mese)
			Bastia	Cagliari	Genova	Nizza	Oristano	Tolone		
C1.1	Livorno	No coalizione	2147	10349	16474	10278	4611	6864	50723	2768
C1.2	Livorno	No coalizione + potenziamento Genova e Cagliari	2147	10349	8237	10278	4611	6864	42486	2144
C2.1	Livorno	Si coalizione	907	8810	16474	1445	1845	8231	37712	1148
C2.2	Livorno	Si coalizione + potenziamento Genova e Cagliari	907	8810	8237	1445	1845	8231	37712	662

Tabella 100 - Istanze del Gruppo C - Costo di trasporto del GNL nell'ipotesi in cui Livorno diventi porto di approvvigionamento.

6.1.5.4 Risultati relativi allo scenario 4: porti in coalizione con caratteristiche di offerta migliorate nei nodi compratori (scenario prospettico)

La Tabella 101 sintetizza i risultati relativi alle cinque istanze test che caratterizzano lo scenario di rete prospettico in cui si ipotizza un potenziamento delle caratteristiche di offerta (pescaggio e capacità del deposito) dei nodi compratori della rete.

Per ciascuna istanza è riportato il costo di trasporto relativo a ciascun nodo acquirente nella specifica configurazione di rete. Le ultime colonne della tabella dettagliano inoltre:

- il costo complessivo della rete di trasporto per ciascuno dei cinque porti di esportazione. Il costo di rete relativo all'opzione di minimo costo è evidenziato in grassetto;
- il totale di miglia navigate per l'approvvigionamento mensile della rete;
- il delta (Δ) di costo che caratterizza l'approvvigionamento da ciascun nodo esportatore rispetto all'opzione di rete identificata come di minimo costo (riportata nella tabella in grassetto). Come definito in precedenza, il Δ può essere interpretato come il ribasso unitario minimo in termini di €/m³ che dovrebbe applicarsi sul prezzo di acquisto del GNL al nodo di esportazione i affinché lo stesso possa risultare competitivo rispetto al nodo di esportazione che serve la rete di minimo costo.

ID	Nodo esportatore	Costo di approvvigionamento dei nodi in coalizione con ipotesi caratteristiche di offerta migliorate (€/mese)							Costo di rete (€/mese)	Distanza (mn/mese)	Δ costo (€/m ³)
		Bastia	Cagliari	Genova	Livorno	Nizza	Oristano	Tolone			
D1	Barcellona	427	4146	13701	15413	680	868	3874	39109	1866	-
D2	Malta	581	5645	18655	20987	926	1182	5274	53251	2545	0.31
D3	Skikda	467	4536	14988	16861	744	950	4238	42782	2050	0.08
D4	Marsa el Brega	927	9004	29753	33473	1477	1886	8412	84932	4063	1.00
D5	Idku	1563	15186	50182	56455	2491	3181	14188	143244	6863	2.28

Tabella 101 - Istanze dello Scenario 4 - Costo di trasporto del GNL nello scenario prospettico con attributi di offerta migliorati nei nodi compratori.

Nello scenario prospettico che prevede caratteristiche di offerta migliorate nei nodi compratori, l'opzione di rete più conveniente è quella si appoggia su Barcellona, con differenze di costo minime rispetto alle opzioni di rete con Malta e Skikda. Marsa el Brega e Idku, data la loro posizione geografica decentrata rispetto all'area di studio, risultano alternative meno competitive.

6.1.6 Conclusioni

6.1.6.1 Differenza di costo tra i diversi assetti

La Tabella 102 illustra il risparmio percentuale sui costi di trasporto che si avrebbe nel passaggio dallo scenario di approvvigionamento BAU allo scenario di approvvigionamento in coalizione (Scenario 2 - Istanze del Gruppo A).

L'ingresso in coalizione, qualunque sia il deposito di approvvigionamento scelto, comporta una notevole riduzione dei costi per tutti i porti, esclusa Genova, per la quale i costi di trasporto rimarrebbero inalterati. Infatti, anche entrando in coalizione, Genova verrebbe servita da servizi dedicati e sosterebbe interamente il suo costo di approvvigionamento, senza dividerlo con gli altri membri della coalizione. Genova avrebbe comunque un vantaggio ad entrare in coalizione, riguardante il prezzo di acquisto del GNL. Infatti, a fronte di una domanda molto più ampia, il porto di esportazione potrebbe fornire uno sconto maggiore sul prezzo di vendita del GNL, con ripercussioni positive anche per Genova.

	Risparmio percentuale (%)							
	Bastia	Cagliari	Genova	Livorno	Nizza	Oristano	Tolone	Totale
Barcellona	95%	58%	0%	25%	92%	87%	29%	29%
Malta	95%	33%	0%	25%	92%	94%	66%	32%
Skikda	96%	5%	0%	25%	89%	92%	59%	27%
Marsa el Brega	96%	50%	0%	25%	94%	92%	66%	32%
Idku	96%	57%	0%	25%	93%	93%	69%	33%

Tabella 102 - Risparmio percentuale sui costi di trasporto ottenibile nel passaggio dall'assetto senza coalizione (BAU) all'assetto con coalizione (Gruppo A).

La Tabella 103 illustra la variazione percentuale sui costi di trasporto che si avrebbe nel passaggio dallo scenario di approvvigionamento BAU allo scenario di approvvigionamento in coalizione con potenziamenti infrastrutturali (Scenario 2 - Istanze del Gruppo B).

Grazie ai potenziamenti infrastrutturali Genova potrebbe essere inserita all'interno di un itinerario che tocca più porti. I suoi costi andrebbero quindi divisi con la coalizione. Questo comporterebbe un grosso vantaggio per Genova ma un incremento di costi per altri porti come Bastia, Nizza e Oristano, rendendo di fatti questa ipotesi non percorribile. Si noti che, essendo i costi di rete distribuiti in base allo share di domanda (percentuale di domanda di un porto rispetto alla domanda totale) Livorno trarrebbe vantaggio dall'ingresso in coalizione di Genova. Infatti, senza Genova, Livorno avrebbe uno share molto grande per cui dovrebbe sostenere la maggior parte dei costi di rete. Con l'ingresso di Genova il suo share sarebbe dimezzato e i costi di rete andrebbero ripartiti con Genova, comportando una riduzione di costo per Livorno.

	Variazione percentuale (%)							
	Bastia	Cagliari	Genova	Livorno	Nizza	Oristano	Tolone	Totale
Barcellona	93%	35%	-42%	-19%	87%	81%	-10%	32%
Malta	93%	3%	-33%	-18%	89%	91%	50%	39%
Skikda	93%	-45%	-32%	-17%	83%	87%	37%	29%
Marsa el Brega	94%	28%	-31%	-17%	91%	89%	51%	43%
Idku	95%	39%	-29%	-15%	91%	90%	55%	46%

Tabella 103 - Variazione percentuale dei costi di trasporto ottenibile nel passaggio dall'assetto senza coalizione (BAU) all'assetto con coalizione e potenziamenti infrastrutturali (Gruppo B).

La Tabella 104 illustra il risparmio percentuale sui costi di trasporto che si avrebbe nel passaggio dallo scenario di approvvigionamento BAU allo scenario di approvvigionamento prospettico di coalizione con identificazione degli attributi di offerta ottimali per la nave e i depositi costieri (Scenario 4).

	Risparmio percentuale (%)							
	Bastia	Cagliari	Genova	Livorno	Nizza	Oristano	Tolone	Totale
Barcellona	96.6	69.7	81.6	76.7	93.8	90.9	48.2	79.9
Malta	96.6	52.4	85.0	77.2	94.6	95.6	75.4	82.9
Skikda	96.7	25.9	84.56	76.8	91.5	93.4	68.1	81.1
Marsa el Brega	97.0	65.3	85.8	78.2	95.8	94.6	76.1	83.8
Idku	97.2	68.7	85.9	78.8	95.2	94.8	77.1	84.1

Tabella 104 - Risparmio percentuale sui costi di trasporto ottenibile nel passaggio dall'assetto senza coalizione (BAU) all'assetto con coalizione e attributi di offerta migliorati (Scenario 4).

Portando i fondali di tutti i porti a 8 metri e ingrandendo la capacità dei depositi costieri di Livorno (da 4.500 a 18.300 m³) e di Genova (da 3.000 a 16.100 m³), è possibile ridurre i costi di trasporto di circa l'80%. Fondali più profondi e serbatoi più grandi consentirebbero di effettuare l'approvvigionamento di tutti i porti in coalizione utilizzando solo due navi, una large e una extralarge. Questo assetto, oltre a ridurre i costi, ridurrebbe anche le distanze percorse, che scenderebbero a 1.866 miglia nautiche con Barcellona hub, con una conseguente ulteriore riduzione dell'impatto ambientale (vedi paragrafo 6.1.6.2).

6.1.6.2 L'impatto in termini ambientali e di sicurezza della navigazione

L'applicazione descritta ha permesso di valutare quanto una gestione del sistema di approvvigionamento del GNL in coalizione tra i porti dello spazio di cooperazione potrebbe consentire una riduzione dei costi di trasporto per tutti i nodi della rete. Tale riduzione dei costi di trasporto è dovuta all'ottimizzazione dei coefficienti di riempimento delle navi, al minor numero di navi da impiegare per l'approvvigionamento di tutti i nodi e, ovviamente,

alla riduzione del numero totale di miglia navigate per effetto dell'ottimizzazione dei percorsi di distribuzione.

È facile intuire che quello economico non è però il solo beneficio che deriverebbe da una gestione in chiave integrata del sistema di approvvigionamento del GNL per via marittima.

La riduzione del numero di navi in circolazione nelle acque dello spazio di cooperazione e nel numero totale di miglia navigate, ha evidenti impatti positivi in termini di sicurezza della navigazione e riduzione delle emissioni inquinanti.

Relativamente a queste ultime, è utile sottolineare che il trasporto marittimo internazionale è considerato uno dei principali settori economici per emissioni di gas serra (GHG), e in particolare di CO₂. Quest'ultimo costituisce il gas serra più significativo rilasciato dalle navi, nonché l'imputato principale del riscaldamento globale.

Nel 2018, l'International Maritime Organization (IMO) ha adottato la Initial IMO Strategy per guidare il processo di riduzione delle emissioni di gas serra del settore di trasporto marittimo. Assumendo il 2008 come anno di riferimento base, la Strategia IMO mira almeno a dimezzare le emissioni totali di GHG del trasporto marittimo entro il 2050 e a ridurre l'intensità media di carbonio (CO₂ per tonnellata-miglio) di almeno il 40% entro il 2030, e del 70% entro il 2050.

Per soddisfare gli ambiziosi livelli di mitigazione concordati a livello internazionale, l'industria marittima e tutte le parti interessate sono chiamate a intraprendere sforzi sostanziali per trovare e implementare soluzioni volte a ridurre l'impatto ambientale del settore. L'ottimizzazione delle reti di distribuzione può fornire il suo contributo per la mitigazione dell'impatto ambientale delle attività marittime.

Questo paragrafo riporta, per i diversi scenari di rete analizzati, una stima delle emissioni di CO₂, NO_x, SO_x, PM, NMVOC e BC (Black Carbon).

Le stime di emissione sono basate sui consumi della navigazione (FC) e utilizzano i fattori di emissione (EF) relativi all'anno 2018 (kg pollutant/tonne fuel) estratti dal Fourth IMO Greenhouse Gas Study (IMO, 2020) riportati nella Figura 1.

Pollutants	Fuel Type	The Fourth IMO GHG Study						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CO ₂	HFO	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114	3,114
	MDO	3,206	3,206	3,206	3,206	3,206	3,206	3,206
	LNG	2,750	2,750	2,749	2,749	2,750	2,753	2,755
CH ₄	HFO	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
	MDO	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
	LNG	5.31	6.00	7.35	8.48	10.20	11.22	11.96
N ₂ O	HFO	0.17	0.17	0.17	0.17	0.18	0.18	0.18
	MDO	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	LNG	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10	0.10
NO _x	HFO	78.61	77.18	76.19	76.98	76.71	76.67	75.90
	MDO	53.12	52.51	52.14	57.68	57.45	57.62	56.71
	LNG	5.60	5.90	5.82	5.99	7.46	10.95	13.44
CO	HFO	2.84	2.83	2.84	2.86	2.86	2.87	2.88
	MDO	2.48	2.47	2.47	2.58	2.58	2.60	2.59
	LNG	1.88	2.07	2.38	2.64	3.10	3.57	3.97
NMVOC	HFO	3.14	3.13	3.13	3.17	3.18	3.19	3.20
	MDO	2.16	2.15	2.15	2.39	2.39	2.42	2.40
	LNG	0.81	0.88	0.99	1.09	1.26	1.44	1.59
SO _x	HFO	46.63	44.80	45.31	47.90	50.44	50.83	50.83
	MDO	2.74	2.54	2.35	1.56	1.56	1.56	1.37
	LNG	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
PM	HFO	7.11	6.96	7.01	7.26	7.48	7.53	7.55
	MDO	0.97	0.96	0.94	0.92	0.92	0.92	0.90
	LNG	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
PM _{2.5}	HFO	6.54	6.41	6.45	6.68	6.88	6.93	6.94
	MDO	0.90	0.88	0.87	0.84	0.84	0.85	0.83
	LNG	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
BC	HFO	0.26	0.27	0.27	0.26	0.26	0.26	0.26
	MDO	0.43	0.43	0.43	0.37	0.37	0.37	0.38
	LNG	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019

Tabella 105 - Emission factors (kg pollutant per tonne fuel). Fonte: Fourth IMO GHG Study (2020)

In questo studio, i consumi di trasporto che caratterizzano i diversi scenari sono calcolati come somma dei consumi relativi alle distanze servite dalle diverse tipologie di nave, utilizzando i valori riportati nella Tabella 106. Per ciascuno scenario, il consumo effettivo per ciascuna tipologia di nave è calcolato moltiplicando il consumo orario per il tempo totale di navigazione. Quest'ultimo è a sua volta calcolato dividendo le miglia totali navigate dalle navi di una stessa tipologia per la velocità di servizio che caratterizza quella tipologia. La Tabella 107 dettaglia per l'opzione di rete migliore relativa a ciascuno degli scenari analizzati:

- il numero e la tipologia di navi impiegate mensilmente;
- le miglia totali percorse da ciascuna categoria di nave nel mese di riferimento.

I consumi mensili relativi ai diversi scenari di rete sono riportati nella Tabella 108, sia nell'ipotesi di navi alimentate con HFO che di navi alimentate con LNG.

Categoria	Capacità di carico [m ³]	Velocità di progetto [nodi]	Consumi - HFO mode		Consumi - LNG mode	
			[t/giorno]	[t/h]	[t/giorno]	[t/h]
1 – extra small	3.000	12	8,5	0,354	6,6	0,275
2 - small	7.500	13,5	10,4	0,433	8,4	0,350
3 - medium	10.000	14	13,6	0,567	12,1	0,504
4 - large	20.000	15	20,3	0,846	18,1	0,754
5 – extra large	30.000	16	28,6	1,192	25,1	1,046

Tabella 106 - Consumi medi delle navi considerate

Scenario ID	N. navi impiegate per classe di capacità (navi/mese)					Miglia navigate mensilmente per tipologia di nave (mn/mese)				
	3.000	7.500	10.000	20.000	30.000	3.000	7.500	10.000	20.000	30.000
1 - No coalizione (BAU)	9	3				9274	1558			
2.A - Sì coalizione	6	1	1			4224	1096	777		
2.B - Sì coalizione + potenziamenti infrastrutturali Genova e Cagliari	2	1		1		1408	976		1098	
4 – Sì coalizione + attributi di offerta migliorati				1	1				708	1158

Tabella 107 - Distanze navigate mensilmente per tipologia di nave.

Scenario	Consumo mensile per categoria di nave - HFO mode (t/mese)					Consumo totale (t/mese)	Consumo mensile per categoria di nave - LNG mode (t/mese)					Consumo totale (t/mese)
	3.000	7.500	10.000	20.000	30.000		3.000	7.500	10.000	20.000	30.000	
1 - No coalizione (BAU)	273,71	50,01	0,00	0,00	0,00	323,72	212,53	40,39	0,00	0,00	0,00	252,92
2.A - Sì coalizione	124,67	35,18	31,45	0,00	0,00	191,30	96,80	28,41	27,98	0,00	0,00	153,20
2.B - Sì coalizione + potenziamenti infrastrutturali Genova e Cagliari	41,56	31,33	0,00	61,92	0,00	134,80	32,27	25,30	0,00	55,21	0,00	112,78
4 - Sì coalizione + attributi di offerta migliorati	0,00	0,00	0,00	39,92	86,25	126,17	0,00	0,00	0,00	35,60	75,69	111,29

Tabella 108 - Consumi di carburante mensili (t/mese): alimentazione con HFO e alimentazione con LNG.

La Tabella 109 e la Tabella 110 riportano i valori di emissione relativi ai diversi scenari analizzati nell'ipotesi, rispettivamente, di navi alimentate con HFO e con LNG. I valori delle emissioni sono calcolati moltiplicando il Fattore di Emissione – EF (kg pollutant per tonne fuel) relativo a ciascun inquinante per il consumo mensile (tonne fuel/month) relativo allo specifico scenario di rete considerato.

Scenario	CO ₂ EF=3114	NO _x EF=75,9	SO _x EF=50,83	PM EF=7,55	NMVOC EF=3,2	BC EF=0,26
1 - No coalizione (BAU)	1.008.069,3	24.570,5	16.454,8	2.444,1	1.035,9	84,2
2.A - Sì coalizione	595.698,6	14.519,4	9.723,6	1.444,3	612,2	49,7
2.B - Sì coalizione + potenziamenti infrastrutturali Genova e Cagliari	419.763,9	10.231,2	6.851,8	1.017,7	431,4	35,0
4 - Sì coalizione + attributi di offerta migliorati	392.894,0	9.576,3	6.413,2	952,6	403,7	32,8

Tabella 109 - Valori di emissione mensili (kg/mese) relativi ai diversi scenari – alimentazione HFO.

Scenario	CO ₂	NO _x	SO _x	PM	NMVOC	BC
	EF=2755	EF=13,44	EF=0,03	EF=0,11	EF=1,59	EF=0,019
1 - No coalizione (BAU)	696.799,4	3.399,3	7,6	27,8	402,1	4,8
2.A - Sì coalizione	422.055,2	2.059,0	4,6	16,9	243,6	2,9
2.B - Sì coalizione + potenziamenti infrastrutturali Genova e Cagliari	310.696,1	1.515,7	3,4	12,4	179,3	2,2
4 – Sì coalizione + attributi di offerta migliorati	306.600,8	1.495,7	3,3	12,2	176,9	2,1

Tabella 110 - Valori di emissione mensili (kg/mese) relativi ai diversi scenari – alimentazione LNG.

La Tabella 111 illustra la riduzione percentuale (%) dell'inquinamento che si registrerebbe nel passaggio dallo scenario BAU ai diversi scenari di progetto. Nell'ipotesi di navi alimentate in modo tradizionale, il passaggio dall'assetto di approvvigionamento attuale (Scenario 1 - BAU) all'assetto di approvvigionamento in coalizione (Scenario 2.A) produrrebbe da solo una riduzione percentuale dell'inquinamento legato alle attività di trasporto del GNL pari al 40,9%. Tale riduzione si attesterebbe al 58,4% nell'ipotesi di potenziamenti infrastrutturali sui depositi costieri di Genova e Cagliari (Scenario 2.B) e potrebbe potenzialmente raggiungere il 61% nell'ipotesi di un più generale dimensionamento ottimale dei depositi costieri (Scenario 4).

Scenario	Riduzione percentuale (%) dell'inquinamento nel passaggio dallo scenario BAU ai diversi scenari di progetto	
	HFO mode	LNG mode
2.A - Sì coalizione	-40,9%	-39,4%
2.B - Sì coalizione + potenziamenti infrastrutturali Genova e Cagliari	-58,4%	-55,4%
4 – Sì coalizione + attributi di offerta migliorati	- 61,0%	-56,0%

Tabella 111 - Riduzione dell'inquinamento nel passaggio dallo scenario BAU ai diversi scenari di progetto.

La Tabella 112 mostra, per ciascuno degli inquinanti considerato, la riduzione percentuale media delle emissioni che si realizzerebbe nel passaggio da navi cisterna alimentate con carburanti tradizionali a navi cisterna alimentate con LNG. L'impiego di navi cisterna alimentate a GNL comporterebbe la riduzione di oltre un quarto delle emissioni di CO₂,

l'eliminazione pressoché totale degli SO_x e delle polveri sottili, una fortissima riduzione delle emissioni di NO_x e BC, e la riduzione di quasi il 60% delle emissioni NMVOC.

	CO ₂	NO _x	SO _x	PM	NMVOC	BC
Riduzione percentuale degli inquinanti col passaggio da HFO a GNL mode (%)	-28,7%	-85,7%	-99,9%	-98,8%	-59,9%	-94,1%

Tabella 112 - Riduzione percentuale media degli inquinanti nel passaggio da navi alimentate con HFO a navi alimentate con GNL.

Dai dati emerge una chiara indicazione del beneficio ambientale che deriverebbe dall'adozione di un sistema organizzato di approvvigionamento del GNL nello spazio di cooperazione. La semplice riorganizzazione in chiave integrata del sistema di approvvigionamento del GNL tra i porti dello spazio di cooperazione potrebbe, da sola, garantire una riduzione dell'impatto ambientale delle attività di trasporto di quasi il 41%. Tale beneficio in termini di riduzione delle emissioni potrebbe addirittura raggiungere il 61% se a una riorganizzazione in chiave sistemica della rete di distribuzione si accompagnasse il futuro dimensionamento ottimale dei depositi costieri.

È bene inoltre rimarcare che il caso studio qui presentato considera un cluster limitato di depositi costieri che potrà in futuro essere ampliato attraverso l'inserimento di ulteriori porti e l'estensione dell'ambito geografico di riferimento, con conseguenti aumentati benefici.

I dati suggeriscono quindi l'importante potenziale delle politiche di riorganizzazione in chiave integrata delle reti di trasporto marittimo del GNL per la riduzione delle emissioni generate dalle attività di trasporto. Combinare il potenziale di mitigazione che deriverebbe dalla riorganizzazione dei servizi di trasporto marittimo in modo integrato con l'adozione di combustibili alternativi e l'implementazione di tecnologie e pratiche operative sempre più ecologiche può rappresentare la chiave di volta nella ricerca di soluzioni per la riduzione dell'impatto ambientale delle catene di trasporto marittimo e il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi internazionali di riduzione delle emissioni.

6.2 Studio di un modello di “Vehicle Routing” applicato alla distribuzione via mare del GNL

Il modello in studio rientra nella famiglia dei problemi di “Vehicle Routing” applicato alla distribuzione via mare del GNL.

I termini di impostazione del problema possono così essere riassunti:

- un set di porti/depositi costieri deve essere servito da un set di navi aventi differente capacità;
- ogni porto deve essere raggiunto una volta nell’orizzonte temporale di riferimento;
- il pescaggio della nave e il fondale di attracco/accesso al porto devono essere tra loro compatibili.

L’obiettivo del processo di ottimizzazione è quello di minimizzare i costi totali di trasporto della rete (comprensivi dei costi operativi dei natanti e dei costi portuali) nel rispetto dei vincoli di cui sopra. Le decisioni da assumere con il modello riguardano:

- la definizione del numero di navi da utilizzare, distinte per categoria di capacità;
- per ogni nave impiegata, la lista e la sequenza dei porti da servire.

Per quanto concerne i porti (depositi costieri) essi risultano pertanto caratterizzati in termini di:

- una domanda di GNL che deve essere soddisfatta;
- un valore di pescaggio massimo che rappresenta il valore massimo consentito a una nave affinché essa possa accedere al porto.

Nel caso studio reale, la definizione della domanda di approvvigionamento ha richiesto analisi molto accurate dato che la domanda di consumo finale dipende da molteplici fattori:

- i consumi interni dell’area di pertinenza del porto/deposito, che riguardano utenze civili e industriali, poli energetici, poli commerciali, ecc. Per le realtà di consumo interne deve essere verificata la reale necessità di apporto di GNL in alternativa ai gasdotti, se esistenti, nella regione;
- i consumi interni del porto. A tal riguardo, sono stati stimati per i porti principali i potenziali energetici che possono essere soddisfatti utilizzando il GNL in alternativa alle attuali fonti energetiche;
- i consumi dei natanti a trazione GNL che potenzialmente potranno appoggiarsi al singolo porto per rifornirsi;

- i consumi dei veicoli pesanti stradali che troverebbero nel deposito costiero e nei distributori che si localizzeranno all'interno dell'area di riferimento un appoggio per rifornirsi di GNL.

La flotta di natanti che potenzialmente può essere impiegata al servizio della rete distributiva è a sua volta descritta attraverso un set di parametri:

- la capacità di carico di ciascuna nave;
- i costi portuali, distinti per categoria di nave;
- il costo di esercizio orario del natante, distinto per categoria di nave;
- per ogni nave, i valori limite di pescaggio a vuoto e a pieno carico (Figura 96).



Figura 96 - Limiti di pescaggio per l'ingresso delle navi nei porti

Per ogni porto e per ogni nave è quindi possibile definire 3 condizioni che regolano la possibilità di accesso in porto di una data nave in funzione del pescaggio:

- Condizione 1: se il pescaggio del porto è superiore al pescaggio della nave a pieno carico, non ci sono limitazioni per l'accesso al porto di quella nave.
- Condizione 2: se il pescaggio del porto è inferiore al pescaggio della nave a vuoto, quella nave non può utilizzare quel porto.
- Condizione 3: se il pescaggio del porto è superiore al pescaggio della nave a vuoto ma inferiore al pescaggio a pieno carico quella nave può entrare in porto solo quando il suo carico non supera un dato valore massimo calcolato in funzione del pescaggio.

Il problema così impostato, che chiameremo “Vehicle Routing with Heterogeneous Fleet and Draft Limits” può considerarsi un'estensione del tradizionale Problema del Commesso Viaggiatore in cui vengono introdotti il vincolo del pescaggio e l'eterogeneità della flotta impiegata in termini di capacità di carico, costi orari di esercizio e variabilità del pescaggio in funzione del carico a bordo.

A tale proposito, è utile precisare che il pescaggio di ogni natante varia man mano che toccando un porto viene scaricato parte del GNL. Il giro natante è pertanto vincolato

dall'obbligo di servire prima i porti con fondale profondo in modo tale da poter ridurre il pescaggio nave e poter così accedere agli altri porti con una minore profondità di attracco.

Al fine di verificare la validità e l'affidabilità del modello di ottimizzazione nell'individuare una soluzione ottimale per la configurazione della rete di distribuzione, lo stesso è stato testato su una serie di istanze test in cui si consideravano 15 porti e una flotta eterogenea di navi (di capacità piccola, media e grande) e introducendo un set di disuguaglianze valide per facilitare la ricerca della soluzione ottima.

I test sono stati realizzati facendo variare i seguenti due rapporti:

- capacità delle navi rispetto alla domanda complessiva da soddisfare per giro (alta - bassa);
- percentuale di porti con restrizioni sul pescaggio rispetto al totale dei porti nella rete considerata (alta - bassa);

Dall'analisi dei risultati ottenuti attraverso la calibrazione del modello sulle istanze test è emerso che:

- Quando la capacità delle navi è alta, il problema è più semplice da risolvere e il numero di porti soggetti a restrizione di pescaggio non influisce sulla soluzione ottima;
- Quando la capacità delle navi è bassa, il problema diventa più difficile da risolvere e il numero di porti soggetti a restrizione di pescaggio influisce sulla soluzione ottima, imponendo rotte molto più lunghe per rispettare i vincoli sul pescaggio massimo;
- Le disuguaglianze valide rendono la ricerca della soluzione ottima in media tre volte più veloce.

6.2.1 I risultati dell'applicazione su un test esemplificativo

Di seguito si riportano i risultati del modello per un test esemplificativo condotto su una istanza test così caratterizzata:

- Barcellona - deposito di partenza;
- 3 navi disponibili (grande, media, piccola);
- 11 porti da approvvigionare: Marsiglia (Francia); Genova, Savona, La Spezia, Livorno, Piombino (Liguria/Toscana); Ajaccio, Bastia (Corsica); Cagliari, Porto Torres, Oristano (Sardegna).

La Figura 97 riporta i porti/depositi costieri del test esemplificativo mentre la Figura 98 riporta le rotte ottimali individuate dal modello.



Figura 97 - I porti considerati nei test di calibrazione del modello

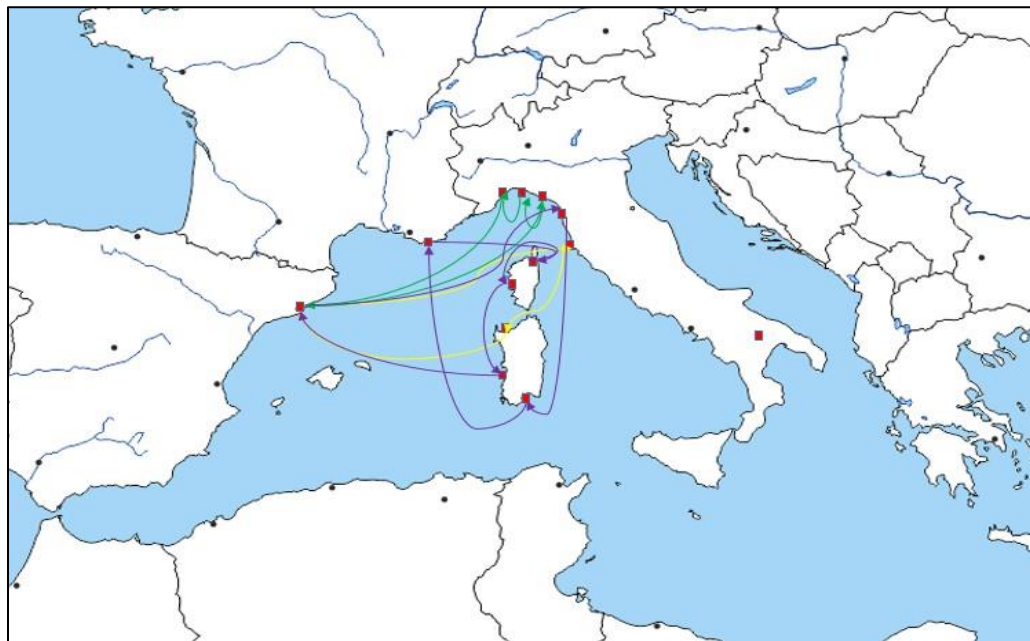


Figura 98 - Le rotte individuate dal modello

La rotta indicata in viola è servita dalla nave di grandi dimensioni e, a causa dei vincoli imposti dalle restrizioni sul pescaggio, segue un percorso molto diverso da quello minimo. Le navi di grandi dimensioni, se al massimo del carico, hanno infatti un pescaggio molto elevato che inevitabilmente influisce sulla sequenza dei porti da servire generando rotte più estese. D'altro lato, l'utilizzo di navi di grandi dimensioni, a fronte di un costo orario di esercizio più alto, permette di servire più clienti in un unico giro nave, diminuendo il numero di viaggi necessari per raggiungere i porti di destinazione dal deposito e viceversa. Al contrario, le navi di piccole dimensioni, dato il loro limitato pescaggio, possono accedere a quasi tutti i porti senza restrizioni e sono caratterizzate da un costo orario di esercizio più basso. Tuttavia, potendo servire solo un numero limitato di porti nello stesso giro nave (tipicamente uno o al massimo due porti), esse devono effettuare un maggior numero di viaggi, con conseguente aumento delle percorrenze di lunghi tratti di mare necessari per raggiungere l'area dei porti di destinazione dal deposito e viceversa.

I risultati confermano che il problema del pescaggio non può essere trascurato nella pianificazione delle rotte ma deve essere necessariamente tenuto in considerazione. Dal punto di vista operativo si può affermare che il modello messo a punto si rivela un valido strumento di supporto alle decisioni che permette di identificare la miglior combinazione di navi di grande, media e piccola capacità da impiegare nella rete di distribuzione e la migliore organizzazione della rete marittima attraverso l'efficiente gestione dei giri nave. Esso si presta inoltre ad essere utilizzato in ottica "what if" al fine di valutare con velocità ed efficienza diverse ipotesi di scenario, differenti l'una dall'altra anche solo per il valore di un singolo parametro di progetto, ad esempio: l'introduzione nella rete di un nuovo porto, la variazione della domanda di GNL di un nodo, la modifica della frequenza di servizio, una modifica alla flotta, l'aumento del pescaggio di un deposito costiero, ecc.

7 Analisi delle possibili soluzioni adottabili nel contesto ligure

7.1 Analisi dei macro scenari di riferimento

7.1.1 Fase di avvio (start-up) della rete

Nella prima fase di avvio della rete la complementarità delle infrastrutture fisse e mobili coinvolte è elevata, la domanda GNL ad uso marittimo prevista in questa prima fase iniziale è ancora in stato embrionale e l'area competitiva di riferimento per ciascuno scalo portuale è maggiormente estesa.

A livello nazionale in questa prima fase è possibile ipotizzare un assetto di rete basato su tre principali sotto-reti, riconducibili a quelle individuate dal QSN, e specificamente:

- la rete del Mar Tirreno-Ligure
- la rete Adriatica
- la rete del Centro-sud Italia

L'area competitiva di riferimento per il Cluster ligure è anch'essa estesa, sviluppandosi da Barcellona, alla Sardegna al mar Tirreno settentrionale.

In tale fase, i porti delle aree limitrofi (Barcellona, Marsiglia, Livorno) rappresentano al contempo sia un'opportunità di facile approvvigionamento di GNL per la fornitura di servizi di rifornimento in porto, sia un elemento di forte competizione rispetto all'offerta di questi stessi servizi, marcando un vantaggio competitivo rispetto al sistema dei porti liguri in ragione della possibilità di approvvigionamento diretto dai relativi terminali/depositi portuali.

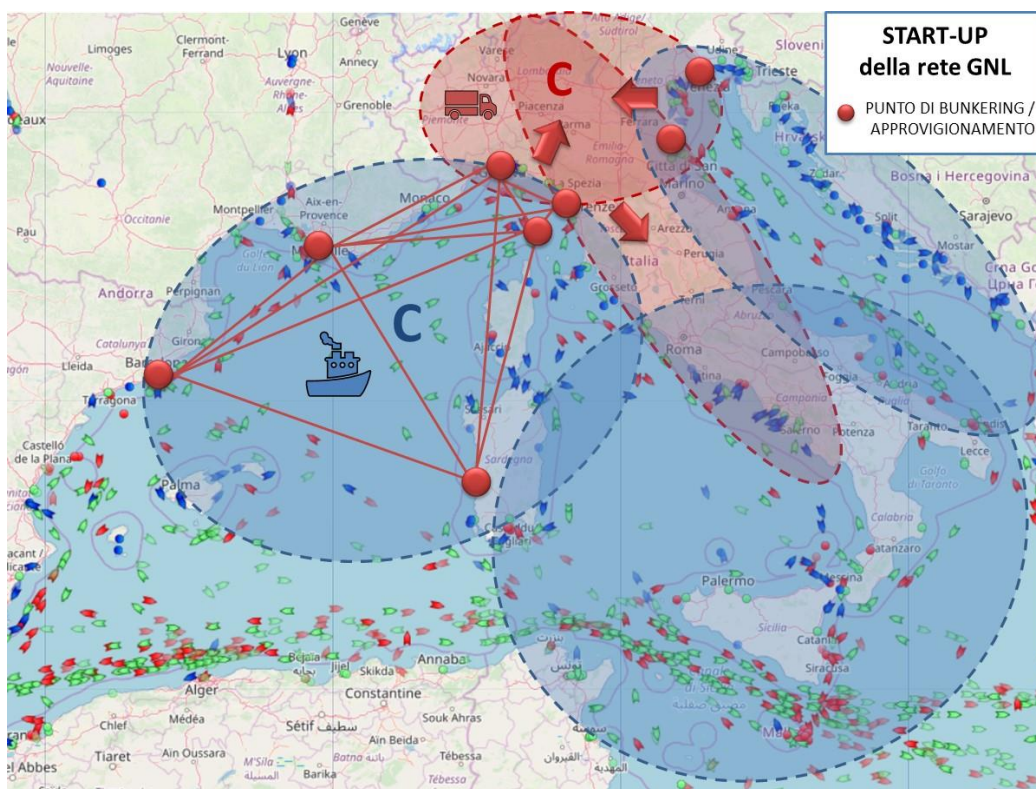


Figura 99: Schematizzazione dell'assetto di rete nella prima fase di start-up

Nelle more della realizzazione delle infrastrutture primarie di terra (depositi costieri), le poche unità navali propulse a GNL previste navigare nell'area nell'immediato futuro (2019-2020) potranno essere rifornite tramite infrastrutture mobili di servizio (bunker ship-bettoline per le navi di medio-grandi dimensioni, e sistemi di terra simultanei per le navi di medio-piccole dimensioni). In tale fase si tenderà a massimizzare l'utilizzo della capacità di trasporto e rifornimento delle bunker ship che, una volta caricate nei terminali di importazione dell'area (Barcellona, Marsiglia, OLT una volta completato l'adeguamento), potranno operare nell'intero arco Tirreno-Ligure svolgendo operazioni sia di approvvigionamento dei depositi costieri (es. terminale HIGAS di Oristano), sia di *ship-to-ship bunkering* nei porti ed in mare aperto, secondo necessità.

In tale configurazione, dunque, un ruolo cruciale è svolto dalle infrastrutture mobili (di terra e marittime) adatte a espletare operazioni di rifornimento ove necessario nelle diverse località della rete Tirreno-Ligure, garantendo un elevato grado di flessibilità e adattamento alle mutevoli condizioni del mercato.

Per quanto riguarda il settore terrestre, la domanda in forte espansione generata dal settore dell'autotrasporto rappresenterà il volano per lo sviluppo delle infrastrutture di terra e per la loro sostenibilità economico-finanziaria.

Lo sviluppo contestuale di terminali sulla sponda adriatica (depositi di Ravenna e Venezia) comporterà l'area contendibile nel centro-nord Italia, favorendo lo sviluppo di un contesto competitivo di mercato, mentre la penetrazione nei mercati del centro-sud Italia sarà facilitata, nell'attesa della realizzazione di terminali di distribuzione in tali aree.

In riferimento al contesto Tirreno-Ligure, in questa prima fase si prevede la messa a sistema dei seguenti elementi:

- infrastrutture di importazione già operative e in corso di realizzazione (terminali di Barcellona, Marsiglia e OLT);
- infrastrutture mobili di terra (autobotti - ISO tank);
- infrastrutture mobili di terra per le operazioni di rifornimento multiple (skid-connettori)
- infrastrutture mobili per il bunkeraggio (bunker ship/bettoline);
- depositi costieri di riferimento per la macro-area di interesse (Mar Tirreno-Ligure), compresi i depositi costieri small-scale in corso di realizzazione (deposito HIGAS ad Oristano) ed in fase di autorizzazione (progetto Livorno LNG terminal a Livorno).

La seguente tabella indica le ipotesi relative allo sviluppo di infrastrutture di terra e di unità adibite al rifornimento ed alla distribuzione del GNL per l'area Ligure ricompresa tra i porti di Savona e La Spezia, indicando la stima del relativo fabbisogno finanziario che si attesta nell'intorno di 40-60 milioni di euro.

Nella fase di start-up della rete GNL ligure, nelle more della realizzazione dei depositi costieri di medio-grandi dimensioni, per garantire la possibilità di rifornire navi di medie e grandi dimensioni (es. crociere e traghetti) è possibile prevedere la necessità di una dotazione di infrastrutture ed *equipment* composta da un sistema per la connessione multipla e simultanea di terra *truck-to-ship* e da una *bunker ship* di medie dimensioni e da una bettolina di piccole dimensioni adibite allo svolgimento di operazioni di rifornimento *ship-to-ship*. A supporto dello sviluppo del mercato GNL riferito al settore dell'autotrasporto vi è l'ipotesi di predisposizione di due stazioni di servizio GNL a diretto utilizzo delle flotte di mezzi pesanti afferenti ai bacini portuali liguri (es. ubicate a servizio dei porti di Genova-Vado e La Spezia).

Elemento	N. unità	Investimento (mil €)
<i>deposito portuale 10.000m³</i>	0	35-45
<i>bunker ship (5.000-10.000)</i>	1	30-40
<i>bettolina (1.500-3.000)</i>	1	10-20
<i>sistemi simultanei TTS</i>	1	0,5-0,8
<i>stazione GNL in ambito portuale</i>	2	0,6 - 1
totale fase START-UP		41,7-62,8

Tabella 113: Schematizzazione dell'assetto di rete nelle fasi di sviluppo della rete ligure e relativi fabbisogni finanziari (mil. Eur)

7.1.2 Fasi di sviluppo intermedia (scale-up) e finale (roll-out) della rete

Rispetto alla fase iniziale di avvio (start-up) della rete si prevede un progressivo aumento della domanda marittima e delle relative infrastrutture di terra, unitamente a una contestuale riduzione dell'estensione geografica del bacino competitivo di riferimento per il mercato del bunkering marittimo. In tale fase è prevista una scomposizione della rete nazionale in ulteriori sotto-reti di dimensioni più ridotte, riconducibili ai principali porti marittimi e poli di bunkeraggio.

Nella fase intermedia (scale-up) potrà perdurare una situazione di alta complementarietà / competitività con le infrastrutture mobili (catena logistica via ISO-Tank, autobotti e attrezzature per la connessione multipla e bunker ships) e fisse (depositi costieri) dell'area Tirreno-Ligure, ricompresa tra i bacini portuali ricompresi tra i porti di Savona e Livorno.

La presenza dei terminali di Barcellona e Marsiglia in questa seconda fase potrà rappresentare un elemento di minore competitività e maggiore complementarietà rispetto alla rete ligure in termini di possibilità di rifornimento delle bunker ships alternativo ai terminali di importazioni limitrofi (OLT ed eventualmente Panigaglia) ed ai depositi costieri limitrofi, ove realizzati.

Ciascuna sottorete tenderà a strutturarsi prevedendo l'implementazione di infrastrutture primarie di terra di maggiori dimensioni, con almeno un deposito costiero da 10.000 m³ per rete, serviti da LNG carrier dedicate e affiancati da bunker ship e/o bettoline di piccole-medie dimensioni dedicate ad uso esclusivo del bunkeraggio marittimo intra-portuale.

In tale fase la quota di mercato terrestre rappresenterà ancora una fetta importante della domanda di GNL movimentata dai terminali primari costieri, nonostante l'aumento previsto dei volumi del settore del bunkering marittimo. Il mercato terrestre del centro-sud Italia si sarà nel frattempo maggiormente sviluppato e sarà divenuto al contempo contendibile a seguito dello sviluppo della rete delle infrastrutture primarie di terra previste in tali aree.

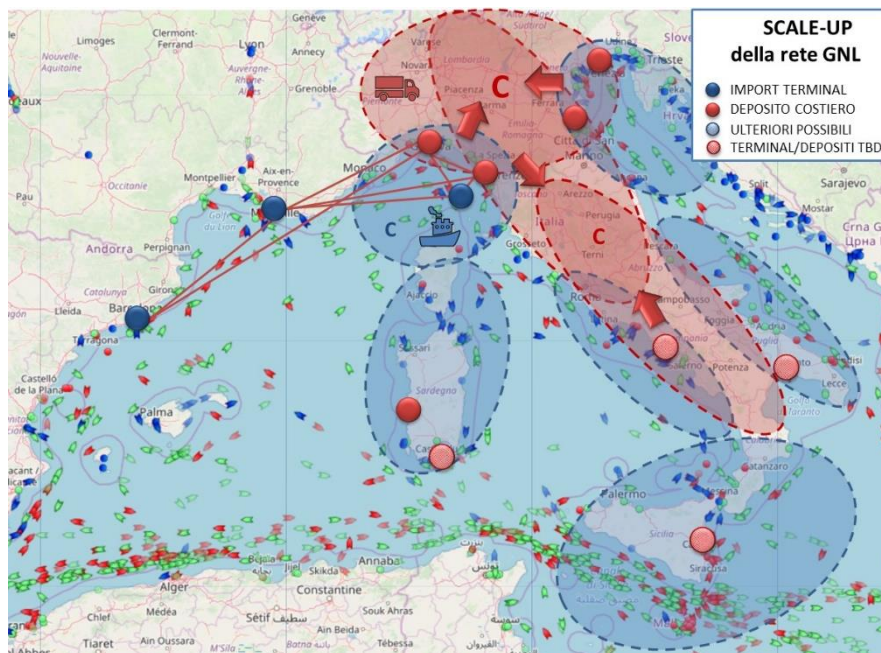


Figura 100: Schematizzazione dell’assetto di rete nella fase intermedia di scale-up

Nella configurazione definitiva della rete, i bacini di influenza tenderanno ad assestarsi nell’intorno dei principali porti commerciali e dei principali poli di bunkeraggio, ripercorrendo la configurazione attuale della rete a servizio delle operazioni di bunkeraggio tradizionale, costituita da un sistema di porti principali di approvvigionamento che forniscono, mediante navigazione costiera di corto raggio, i porti limitrofi, cosiddetti porti “tributari”.

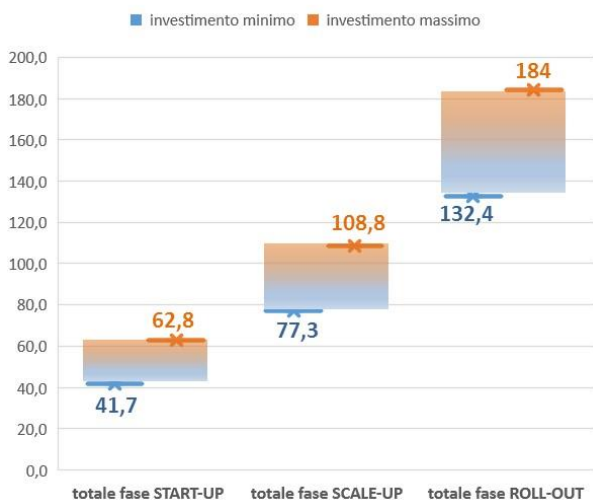
I depositi costieri primari potranno prevedere la possibilità di ampliarsi e raddoppiare o triplicare le capacità fino alla configurazione da 20.000 e 30.000 m³. La rete delle stazioni di terra potrà prevedere l’adeguamento o la nuova realizzazione di stazioni GNL in tutti i principali bacini portuali (Savona-Vado, Genova Voltri, Genova Sampierdarena e La Spezia).

È interessante notare l’allineamento tra l’assetto della rete a servizio delle operazioni di bunker tradizionale con l’ipotesi di scenario di rete finale GNL nazionale (riportato in Figura 103) che prevede due poli di bunkeraggio principali per ciascuna delle reti Tirreno-Ligure e Adriatica, analogamente all’assetto di rete attuale riferita al bunkeraggio tradizionale.

In tale assetto finale, i porti liguri potranno contare su un bacino d’utenza consolidato e complementare rispetto ai porti limitrofi di Livorno e del Mediterraneo occidentale. Ogni sotto-rete e bacino portuale “hub” sarà dotato di depositi costieri primari di medio-grandi dimensioni, principalmente dedicati al bunkeraggio marittimo, e di una catena logistica di supporto fortemente strutturata, con la possibilità di un eventuale aumento del numero di terminali di importazione di riferimento adeguati ad offrire servizi *small scale LNG*.

La seguente figura riporta la schematizzazione dell'assetto nelle diverse fasi di sviluppo della rete ligure, identificando le unità infrastrutturali ipotizzate ed il relativo fabbisogno finanziario.

Rispetto alla fase di "start-up", le fasi di "scale-up" e "roll-out" potrebbero comportare la necessità di investimenti aggiuntivi rispettivamente pari a 35-45 e 90-75 milioni di euro.



Elemento	N. unità	Investimento (mil €)
<i>deposito portuale 10.000m3</i>	0	35-45
<i>bunker ship (5.000-10.000)</i>	1	30-40
<i>bettolina (1.500-3.000)</i>	1	10-20
<i>sistemi simultanei TTS</i>	1	0,5-0,8
<i>stazione GNL in ambito portuale</i>	2	0,6 - 1
totale fase START-UP		41,7-62,8
<i>deposito portuale 10.000m3</i>	1	35-45
<i>bunker ship (5.000-10.000)</i>	1	30-40
<i>bettolina (1.500-3.000)</i>	1	10-20
<i>sistemi simultanei TTS</i>	1	0,5-0,8
<i>stazione GNL in ambito portuale</i>	3	0,6 - 1
totale fase SCALE-UP		77,3-108,8
<i>deposito portuale 20.000m3</i>	1	60-80
<i>bunker ship (10.000-20.000)</i>	1	50-60
<i>bettolina (1.500-3.000)</i>	2	10-20
<i>sistemi simultanei TTS</i>	0	0,5-0,8
<i>stazione GNL in ambito portuale</i>	4	0,6 - 1
totale fase ROLL-OUT		132,4-184

Figura 101: Schematizzazione dell'assetto di rete nelle fasi di sviluppo della rete ligure e relativi fabbisogni finanziari (mil. Eur)

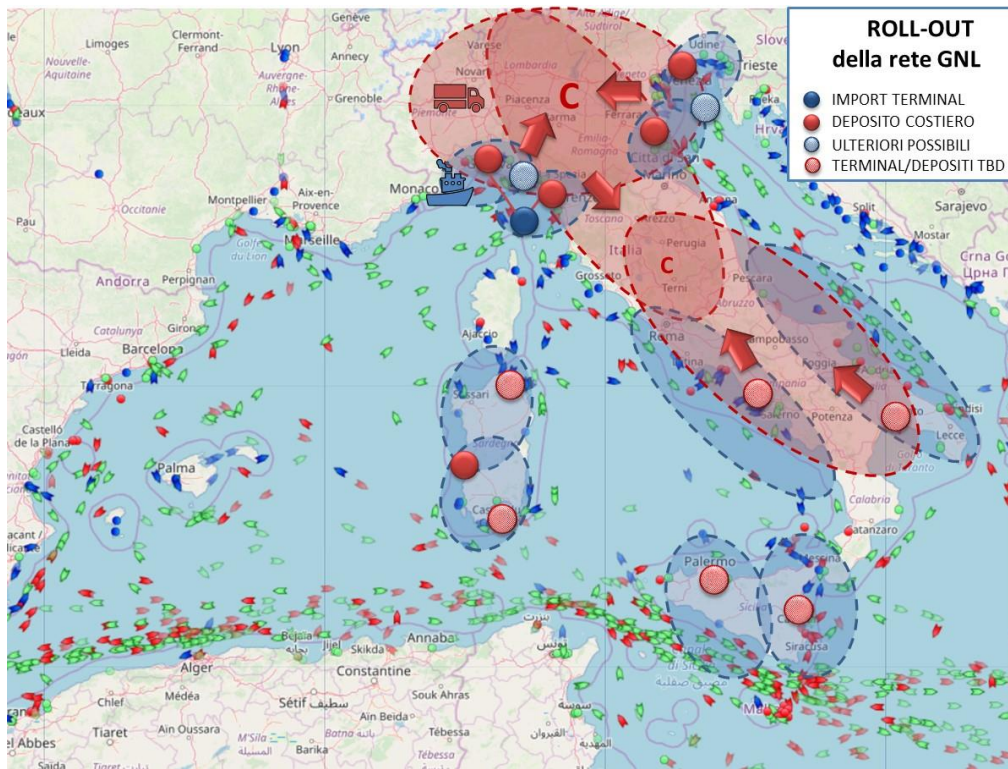


Figura 102: Schematizzazione dell'assetto di rete nella fase finale di roll-out

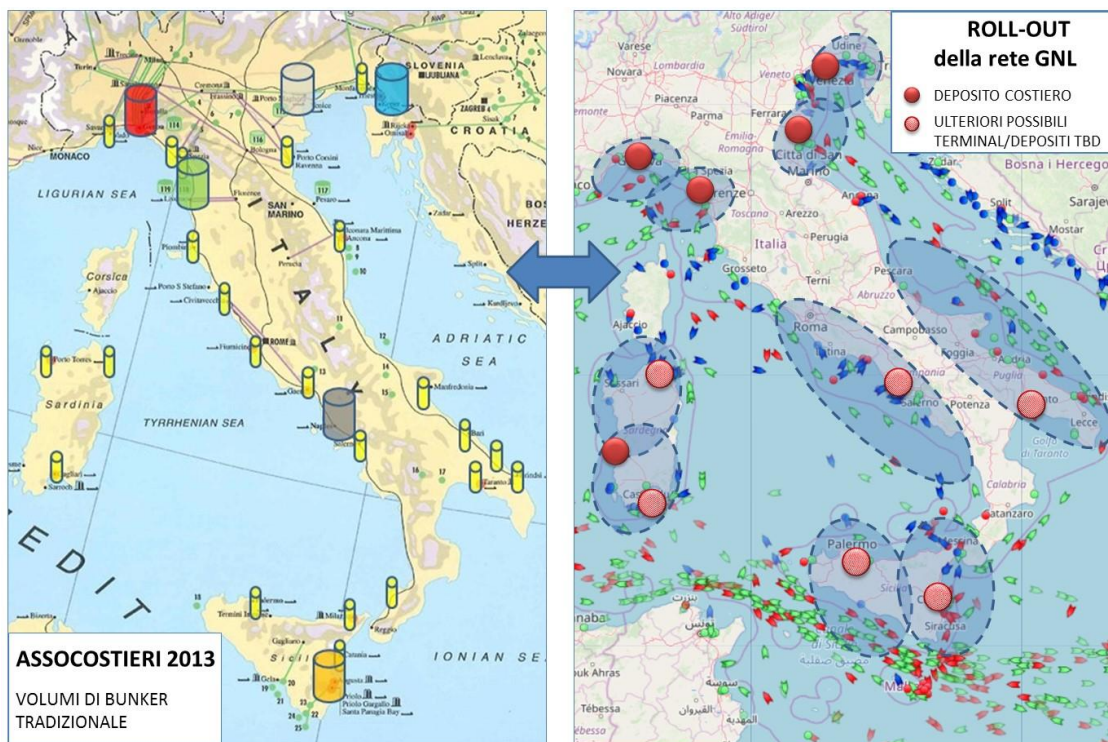


Figura 103: Comparazione degli assetti della rete GNL finale e della rete del bunker tradizionale

7.1.3 Quadro della domanda marittima potenziale di GNL e delle relative infrastrutture di terra

Il presente studio non si è posto l'obiettivo di fornire un'ulteriore stima previsionale della domanda potenziale di GNL in ambito marittimo, bensì di mettere a sistema ed effettuare valutazioni di scenario sulla base degli studi condotti e delle ipotesi già recentemente formulate in altri contesti e progetti.

La tabella seguente riassume le diverse ipotesi relative al potenziale sviluppo della domanda marittima del GNL riportate nel paragrafo 2.1.2, rappresentando, per ciascuno scenario, la domanda potenziale marittima annuale espressa in m³ di GNL.

Con particolare riferimento alla massima domanda potenziale di GNL calcolata sulla base degli attuali volumi di bunker tradizionale movimentato nei porti liguri, sono state elaborate differenti ipotesi di penetrazione del GNL, formulando tre scenari riferiti a percentuali di sostituzione pari rispettivamente al 5, 10 e 25%.

Scenario	Domanda potenziale marittima di GNL (m ³)
Confitarma 2020	80.000
sostituzione 5% bunker tradizionali	178.750
GAINN basso	275.000
COSTA 2025	325.000
sostituzione 10% bunker tradizionali	357.500
GAINN alto	514.000
scenario alto traghetti (Fundacion Valenciaport)	685.000
sostituzione 25% bunker tradizionali	893.750
Confitarma alto	970.000
Confitarma lungo periodo	1.100.000

Tabella 114: le diverse ipotesi di sviluppo della domanda potenziale marittima di GNL

Dal lato dell'offerta, la tabella e i grafici seguenti riportano i dati riferiti alle diverse soluzioni impiantistiche di terra, in relazione alla realizzazione dei depositi costieri, in termini di capacità complessiva annuale di approvvigionamento e distribuzione, di relativo numero di navi rifornibili e di operazioni di bunkering che sono in grado di garantire su base annuale.

La massima capacità potenziale annua di distribuzione dei depositi costieri è stata calcolata sulla base dell'ipotesi di un rifornimento a settimana equivalente al 75% della capacità del deposito stesso.

Il calcolo del numero di navi e di operazioni di rifornimento soddisfabile da ciascuna soluzione impiantistica di terra è stato eseguito sulla base dei volumi di bunkeraggio necessari per rifornire una nave di grandi dimensioni (es. navi da crociera) e di medie dimensioni (es. nave traghetto), stimato rispettivamente in 1.500m³ a settimana e 800m³ a settimana (quantitativo fornito tramite singola operazione di bunkering).

Per quanto riguarda il numero di potenziali distributori di terra (C-GNL) servibili, è stato assunto come fabbisogno annuo di ciascun distributore il valore medio di 3.300 m³/anno (pari a circa 1.500 t/a e ad un rifornimento di circa 60m³ a settimana).

Per il mini-deposito costiero da 500m³ è stato attribuito il valore 0 al numero di potenziali operazioni di bunkering di navi di medie e grandi dimensioni in ragione dell'impossibilità di poter caricare i volumi richiesti (rispettivamente stimati in 800 e 1.500m³ per singola operazione di bunkering).

I dati indicati fanno riferimento alla massima capacità in termini di distribuzione di ciascun impianto, nell'ipotesi che questi siano alternativamente dedicati interamente al trasporto marittimo o terrestre. Naturalmente i relativi volumi di traffico movimentati varieranno in base all'evoluzione della domanda e al numero di infrastrutture concorrenti presenti nelle diverse reti GNL dell'area di influenza.

	Domanda marittima potenziale servibile (m ³ /y)	Numero di distributori potenziali serviti	Numero di navi di grandi dimensioni potenziali servite	Numero di navi di medie dimensioni potenziali servite	Numero di potenziali operazioni di bunkering di navi di grandi dimensioni	Numero di potenziali operazioni di bunkering di navi di medie dimensioni
terminale 500m ³	20.000	6	0	0	0	0
terminale 10.000m ³	375.000	114	5	9	250	469
terminale 20.000m ³	750.000	227	10	18	500	938
terminale 30.000m ³	1.125.000	341	14	27	750	1406

Tabella 115: le capacità di distribuzione delle diverse soluzioni impiantistiche di terra

Incrociando i dati riferiti alla domanda potenziale marittima ed alla capacità di distribuzione dei depositi costieri, si è potuto conseguire una prima analisi dell'efficacia e della reciproca funzionalità e adeguatezza di ciascuna ipotesi impiantistica di terra in riferimento ai diversi, e mutevoli, scenari della domanda.

Nella figura seguente sono riportati i valori riferiti agli scenari della domanda potenziale GNL ad uso marittimo, associando la necessaria relativa capacità massima espressa in termini di volumi movimentabili da ciascun ipotesi impiantistica di terra (500, 10.000, 20.000 e 30.000 m³), con l'aggiunta dell'attribuzione della quota di domanda terrestre necessaria per saturare la massima capacità utilizzabile dell'impianto ove necessario.

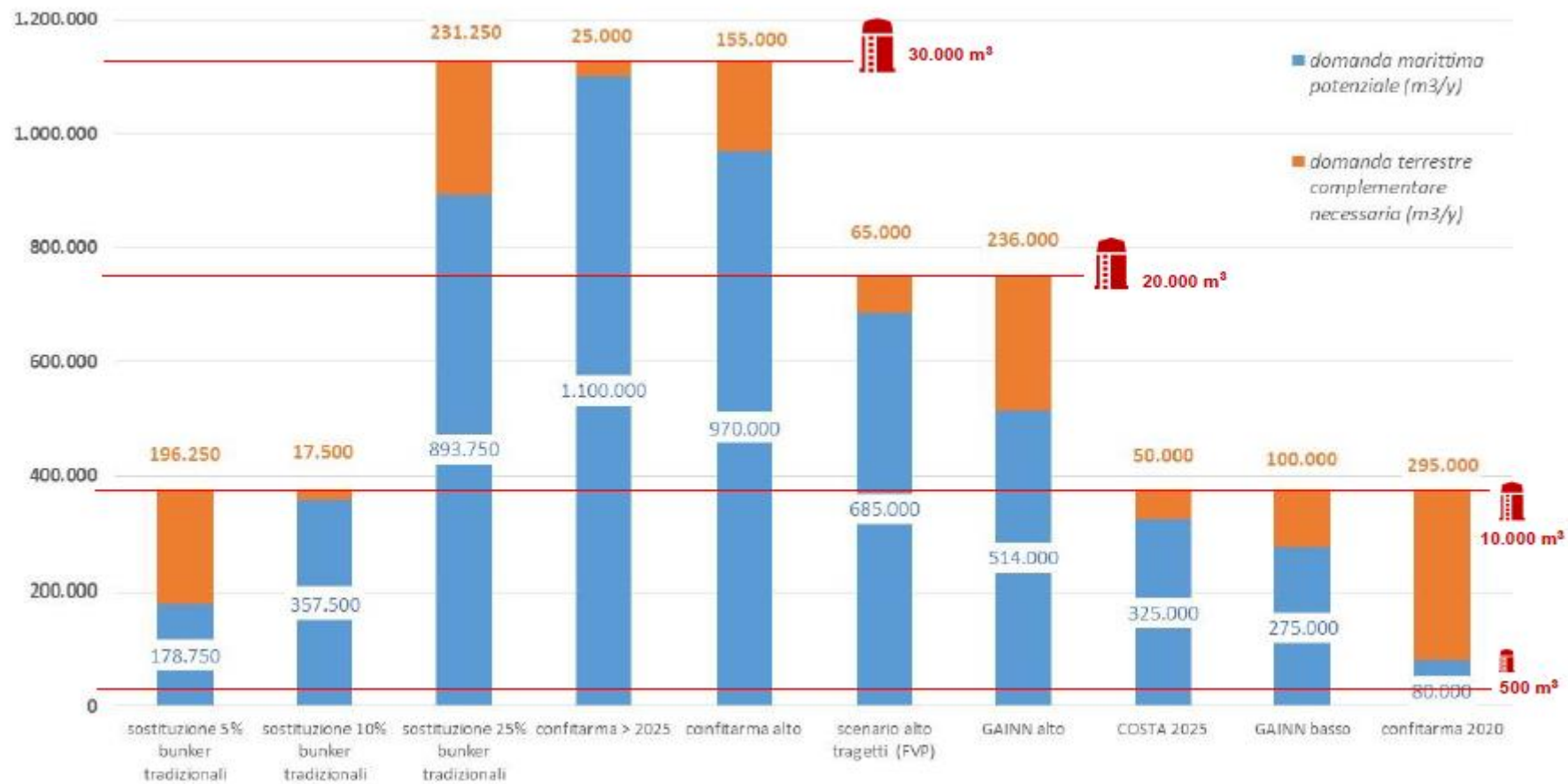


Figura 104: I diversi scenari della domanda potenziale marittima di GNL in relazione alle diverse ipotesi impiantistiche di terra

Come è possibile analizzare dalla rappresentazione grafica, schematizzata poi nella tabella seguente, il maggior numero di scenari ipotizzati (5) sono soddisfatti dall'ipotesi impiantistica relativa al deposito costiero da 10.000m³, con una capacità annua stimata in circa 375.000m³ anno, mentre nel medio-lungo periodo, per domande potenziali di GNL di maggior rilievo, si rendono necessarie infrastrutture di terra di capacità minima di 20.000 m³ (in 2 scenari) e di 30.000 m³ (in 3 scenari). La configurazione da 30.000m³ in particolare risulta utile a soddisfare le esigenze di tutti gli scenari previsti. Il terminale di piccole dimensioni (500m³) da solo non sarebbe in grado di soddisfare nessuno degli scenari previsti, tuttavia potrebbe agire in una prima fase iniziale come “buffer” portuale in grado di servire navi di medio-piccole dimensioni, attrezzature portuali e una rete di stazioni di terra, per poi essere “scalato” modularmente nel tempo per andare incontro all'evoluzione della domanda marittima di GNL.

Scenario di riferimento	domanda potenziale GNL ad uso marittimo stimata (m ³ /y)	domanda marittima potenziale servibile (m ³ /y)				domanda terrestre complementare (m ³ /y)	numero di stazioni di servizio equivalenti (n/y)
		terminale 500m ³	terminale 10.000m ³	terminale 20.000m ³	terminale 30.000m ³		
		20.000	375.000	750.000	1.125.000		
Confitarma 2020	80.000	X	V	V	V	295.000	84
sostituzione 5% bunker tradizionali	178.750	X	V	V	V	196.250	56
GAINN basso	275.000	X	V	V	V	100.000	29
COSTA 2025	325.000	X	V	V	V	50.000	14
sostituzione 10% bunker tradizionali	357.500	X	V	V	V	17.500	5
GAINN alto	514.000	X	X	V	V	236.000	67
scenario alto traghetti (FVP)	685.000	X	X	V	V	65.000	19
sostituzione 25% bunker tradizionali	893.750	X	X	X	V	231.250	66
Confitarma alto	970.000	X	X	X	V	155.000	44
Confitarma lungo periodo	1.100.000	X	X	X	V	25.000	7

Tabella 116: le capacità di distribuzione delle diverse soluzioni impiantistiche di terra

Nelle figure seguenti sono riportati i dati sulla capacità di distribuzione terrestre e marittima in relazione alle diverse taglie dei depositi costieri ipotizzate, sulla base delle assunzioni riportate in precedenza (800/1.500 m³ per operazione per navi di medie/grandi dimensioni e 3.300m³/anno per ciascuna stazione C-GNL di terra).

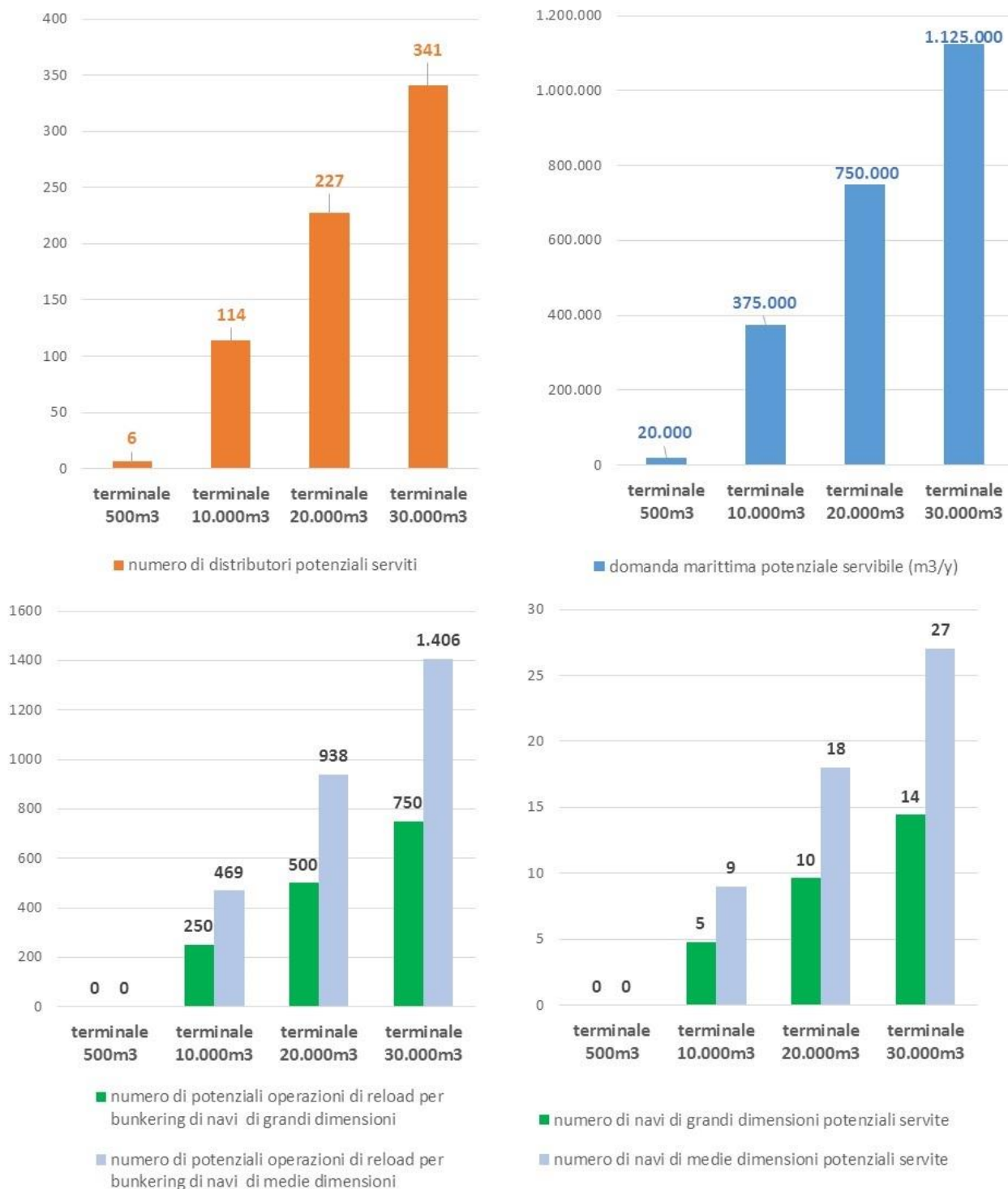


Figura 105: le capacità di distribuzione delle diverse soluzioni impiantistiche di terra

7.2 Analisi SWOT delle soluzioni tecnologiche adottabili

Le matrici SWOT riferite alle singole soluzioni percorribili sono state concepite tanto per essere *self-standing* (e quindi in grado di fornire di per sé elementi utili alla loro valutazione), quanto per agevolare la comparazione tra le diverse opzioni.

Analizzando con spirito critico gli orientamenti dell'EMSA per le diverse soluzioni di bunkeraggio, è stata elaborata una comparazione, tramite analisi SWOT di seguito proposte, delle soluzioni adottabili per il contesto considerato, quali:

- Deposito di grandi dimensioni ($>10.000\text{m}^3$)
- Deposito di medie dimensioni ($\approx 10.000\text{m}^3$)
- Piccolo deposito portuale ($<500\text{m}^3$)
- Impianto di Bio-GNL (liquefazione di piccola-media taglia) in porto (area industriale) o in aree limitrofe regionali
- Sistema portuale di connessione multipla-simultanea TTS
- Impiego di ISO-Container-autobotti
- *Bunker ship* GNL di medie dimensioni ($5.000-7.500\text{ m}^3$)
- Bettolina – *small bunker vessel* ($<3.000\text{ m}^3$)

In estrema sintesi, dalle analisi SWOT condotte appare chiaro come il principale punto di forza di soluzioni fisse a terra come i depositi costieri di taglia superiore ai 500 m^3 sia quello di poter essere adeguati già da subito a soddisfare gli scenari di sviluppo della domanda previsti nel medio-lungo periodo, oltre alla possibilità di servire in maniera adeguata il mercato terrestre ad uso autotrazione in forte espansione. Al contrario, il deposito portuale di piccole dimensioni non riuscirebbe a garantire il rifornimento di maggiori volumi di GNL e la possibilità di servire la domanda marittima proveniente dalle navi di medio-grandi dimensioni (traghetti e crociere) che sono anche le prime ad entrare nel mercato marittimo nel breve periodo.

Tuttavia, dal punto di vista delle condizioni strutturali locali (disponibilità di adeguati spazi portuali) e dal punto di vista economico, i ridotti investimenti iniziali, la capacità di disporre di soluzioni prontamente installabili in tempi brevi e la relativa sostenibilità anche a bassi volumi di mercato, sono i punti di forza che caratterizzano soluzioni mobili come ISO container (che inoltre semplificano le operazioni grazie all'assenza di tubi e altri aspetti operati), il sistema portuale di connessione multipla-simultanea TTS (che può anche azzerare l'occupazione permanente del suolo) e i depositi di dimensioni ridotte: tutte opzioni che prevedono volumi relativamente ridotti e che potrebbero essere potenzialmente approvvigionati localmente e/o regionalmente, anche da impianti di Bio-GNL.

Anche sotto il profilo dell'accettabilità sociale, depositi costieri di minori dimensioni e soluzioni mobili risultano essere le tipologie di infrastrutture più facilmente accettabili dalle comunità locali. La minaccia di opposizioni da parte delle comunità locali, potrebbe essere in parte attenuata sviluppando contestualmente la catena di approvvigionamento da impianti di Bio-LNG che, si osserva, potrebbero giocare un ruolo significativo anche in termini di incremento della competitività del porto e degli utilizzatori finali lato mare (compagnie di navigazione in primis) e lato terra (autotrasportatori, utenze industriali off-grid) in termini di green image.

Inoltre, da un punto di vista delle minacce, si nota inoltre come i potenziali ostacoli al processo autorizzativo siano comuni a tutte quelle infrastrutture di terra che contemplino installazioni fisse e che siano tipicamente sopra la soglia della Direttiva Seveso.

Nell'ipotesi di lungo periodo in cui il mercato del GNL come combustibile alternativo dovesse conoscere un'espansione tale da richiedere volumi rilevanti approvvigionati in maniera stabile e costante, si sottolinea come solamente i depositi di una taglia medio-grande sarebbero in grado di reggere la competizione, evitando l'esclusione dal mercato da parte di terminal di maggiori dimensioni in grado di offrire tariffe più competitive.

La tipologia di infrastruttura (mobile) in grado di assorbire gran parte dei vantaggi delle diverse soluzioni, minimizzando al contempo molte delle minacce derivanti dalle condizioni al contorno, appare essere la *bunker ship*, in grado di garantire un'eccezionale flessibilità operativa e, senza necessitare di autorizzazioni per la costruzione, può agire in sinergia con i terminali di importazione, i depositi costieri e le navi alimentate a GNL di grandi dimensioni per una totale flessibilità d'esercizio in un'area geografica relativamente estesa. Nella sua forma di minori dimensioni (e di eventuale non propulsione, es. pontone) anche la voce CAPEX diviene più contenuta, a fronte tuttavia di una minor capacità di rifornimento (maggiori viaggi di caricamento che comportano maggiori costi di esercizio) e di eventuale minore flessibilità operativa (nel caso di unità navale non propulsa).

Dev'essere tuttavia tenuto in considerazione, nell'ottica del mantenimento del vantaggio competitivo nel tempo da parte del porto, come la natura mobile di questo tipo di infrastruttura per il bunkeraggio del GNL consenta all'armatore la possibilità di eventualmente delocalizzare tali unità navali in aree geografiche lontane dal porto iniziale.

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di rifornire maggiori volumi di GNL con un rateo più alto - Adatto a servire sia la domanda autotrasporto e off-grid, sia la domanda di bunkeraggio marittimo per grandi volumi - Buona opzione per i porti che hanno un bunkeraggio stabile e a lungo termine - In uno scenario di diffusione del GNL di larga scala, maggiore economicità dei servizi offerti rispetto a soluzioni di maggiori dimensioni - Maggiori economie di scala nella catena logistica e possibilità di offrire tariffe più competitive rispetto a terminali di minori dimensioni 	<ul style="list-style-type: none"> - Elevati costi di investimento iniziali - Necessità di elevati volumi di mercato - Logistica complessa che coinvolge diversi operatori e infrastrutture (terminali GNL, bunker ship, deposito, trasporto secondario via autocisterne, cliente finale) - Necessità di maggiori spazi portuali rispetto a depositi di minori dimensioni - Prezzo dipendente dal mercato mondiale del GNL - Minore complementarietà rispetto a depositi di grandi dimensioni localizzati nelle aree limitrofe di influenza
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> - Prevedere la realizzazione in fasi per seguire l'evoluzione del mercato - Realizzare un adeguato coinvolgimento delle parti e campagna informativa per prevenire problematiche nell'iter autorizzativo - Possibilità di distribuzione del GNL anche per via ferroviaria - Utilizzo di fondi europei e combinazione di strumenti finanziari nazionali e comunitari per migliorare la sostenibilità dell'investimento 	<ul style="list-style-type: none"> - Maggiore complessità del processo autorizzativo - Prezzo dipendente dal mercato mondiale del GNL - Potrebbe essere difficoltoso ricevere nel porto le grandi metaniere per il rifornimento del terminal

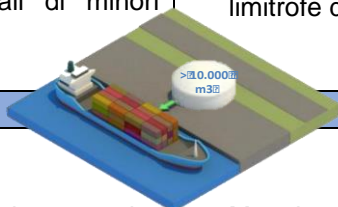


Tabella 117: Analisi SWOT - Deposito di grandi dimensioni (>10.000m³)

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> - Nella configurazione modulare: disponibilità di soluzioni “chiavi in mano”, ridotto investimento iniziale e tempi di realizzazione ridotti - Nella configurazione modulare: sostenibile anche a bassi volumi di mercato - Adatto a servire sia la domanda autotrasporto e off-grid, sia la domanda di bunkeraggio marittimo anche per navi di medio-grandi dimensioni - Necessità di minori investimenti e spazi portuali rispetto a depositi di maggiori dimensioni - Maggiore complementarietà rispetto a depositi costieri localizzati nelle aree limitrofe di influenza 	<ul style="list-style-type: none"> - Nella configurazione modulare, impossibilità di perseguire l'evoluzione del mercato con una soluzione di medio-grandi dimensioni (20.000-30.000 m³) in caso di crescita esponenziale della domanda - Minore economicità della soluzione proposta nella configurazione modulare rispetto alle soluzioni di pari taglia in unico serbatoio - In uno scenario di diffusione del GNL di larga scala, minore economicità dei servizi offerti rispetto a soluzioni di maggiori dimensioni - Nella configurazione a serbatoio unico: maggiori investimenti iniziali, aree disponibili e tempi di realizzazione - Necessità elevati volumi di mercato - Prezzo dipendente dal mercato mondiale del GNL - Logistica complessa che investe diversi operatori e infrastrutture (terminali LNG, bunker ship, deposito, trasporto secondario via autocisterne, cliente finale)
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> - Possibile modularità dell'impianto: prevedere già dalla fase di ingegneria preliminare la possibilità di ampliare progressivamente la capacità di stoccaggio in funzione degli sviluppi del mercato; - Pianificare parte dell'approvvigionamento da impianti di Bio-GNL locali o in regioni limitrofe - Possibilità di distribuzione del GNL anche per via ferroviaria - Utilizzo di fondi europei e combinazione di strumenti finanziari nazionali e comunitari per migliorare la sostenibilità dell'investimento 	<ul style="list-style-type: none"> - Maggiore complessità del processo autorizzativo - Esclusione dal mercato da parte di grandi player e terminal di maggiori dimensioni in grado di offrire tariffe più competitive - Insufficiente sviluppo della domanda di GNL necessaria a garantire l'equilibrio economico-finanziario dell'investimento nel tempo

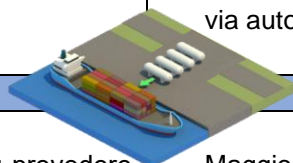


Tabella 118: Analisi SWOT - Stoccaggi di GNL di medie dimensioni (10.000 m³)

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> - Ridotto investimento iniziale e disponibilità di soluzioni “chiavi in mano” - Sostenibile a bassi volumi di mercato - Adatto a servire la domanda autotrasporto e off-grid - Possibilità di servire navi di piccole dimensioni e equipment portuali convertiti a GNL - Possibilità di approvvigionarsi anche interamente da impianti di Bio-GNL locali o in regioni limitrofe - Necessità di minori spazi portuali rispetto a depositi di maggiori dimensioni - Minore complessità sotto il profilo autorizzativo rispetto a depositi di maggiori dimensioni - Minore percezione negativa da parte del pubblico rispetto a depositi di maggiori dimensioni 	<ul style="list-style-type: none"> - Ampliamento della capacità di stoccaggio non sempre realizzabile - Impossibilità di seguire l'evoluzione del mercato in caso di crescita esponenziale della domanda - Impossibilità di servire navi di medio-grandi dimensioni - Minore economicità della soluzione nel medio-lungo periodo - Prezzo dipendente dal mercato mondiale del GNL - Possibili elevati costi fissi di infrastrutturazione dell'area rispetto ai costi di installazione - Logistica di approvvigionamento non adatta a bunker ship di medio-grandi dimensioni
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> - Massimizzare l'efficacia del trasporto intermodale di GNL collocando il piccolo deposito nelle vicinanze di linee ferroviarie in banchina/terminal - Affiancare al deposito, qualora se non fosse già presente in aree limitrofe, un impianto di produzione di Bio-GNL (biodigestore + liquefattore) - Utilizzo di fondi europei e combinazione di strumenti finanziari nazionali e comunitari per migliorare la sostenibilità dell'investimento 	<ul style="list-style-type: none"> - Esclusione dal mercato da parte di grandi player e terminal di maggiori dimensioni in grado di offrire tariffe più competitive

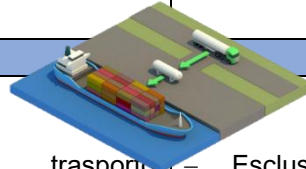


Tabella 119: Analisi SWOT - Piccolo deposito portuale (< 500 m³)

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> - Flessibilità operativa e logistica adatta per medi volumi di mercato; - Limitati requisiti infrastrutturali e di banchina; - Ridotti investimenti iniziali rispetto agli impianti fissi di terra - Adatto sia per domanda marittima sia per domanda autotrasporto e off-grid - Possibilità di adeguamento alle esigenze del cliente in base ai volumi richiesti - Possibilità di adattarsi a diversi requisiti di sicurezza - Limitata occupazione permanente del suolo - Minori tempi di rifornimento a parità di volumi erogati - Limitata percezione negativa da parte del pubblico - Maggiore economicità e adeguatezza nella fase di start-up della rete 	<ul style="list-style-type: none"> - Maggiore rigidità su grandi volumi - Portate di trasferimento limitate (900-1200L/h) - Movimento limitato sul lato banchina e possibilità di congestionamento della stessa - Dipendenza dai grandi terminali LNG onshore - Trasporto secondario via autocisterne che deve percorrere lunghe distanze per raggiungere il cliente finale - Necessità di particolari tipologie di clienti adatti al trasferimento di medi volumi e di ridotti tempi di movimentazione in porto - Maggiore complessità di organizzazione della catena logistica
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> - Utilizzo di connessioni multiple per garantire volumi maggiori; - Impiego di GNL come combustibile alternativo delle autocisterne per minimizzare le emissioni e incrementare la percezione sociale positiva; - Prevedere vie d'accesso dedicate/preferenziali per le autocisterne - Possibilità di rifornire navi di medie dimensioni - Possibilità di utilizzo diretto del Bio-GNL - Possibilità di svolgere operazioni simultanee (SIMOPS) 	<ul style="list-style-type: none"> - Concorrenzialità della modalità ship-to-ship per navi di medio-grandi dimensioni - Maggiore complessità sotto il profilo autorizzativo rispetto all'utilizzo di singole autobotti - Minore economicità nel lungo periodo

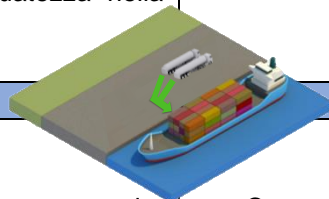


Tabella 120: Analisi SWOT - Sistema portuale di connessione multipla-simultanea TTS

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> - Assenza di interfaccia per operazioni di bunkering; - Semplificazione delle operazioni legata all'assenza di tubi e altri aspetti operativi - Logistica adatta per bassi volumi di mercato - Adatto per domanda autotrasporto e off-grid - Alta flessibilità di esercizio - Limitati investimenti iniziali - Limitata complessità sotto il profilo autorizzativo - Limitata percezione negativa da parte del pubblico 	<ul style="list-style-type: none"> - Connessioni a bordo in ottemperanza di severe norme costruttive - Adatto solo per limitate tipologie di navi - Logistica adatta per bassi volumi di mercato - Maggiore rigidità su grandi volumi - Dipendenza dai grandi terminali LNG onshore europei - Trasporto secondario via autocisterne che deve percorrere lunghe distanze per raggiungere il cliente finale
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> - Potenziali vantaggi legati all'intermodalità - Potenziale utilizzo per alimentare impianti di cogenerazione in porto - Possibilità di rifornire navi di medio-piccole dimensioni 	<p>Vantaggi derivanti dall'intermodalità non realizzabili in assenza di collegamenti ferroviari adeguati in porto.</p>

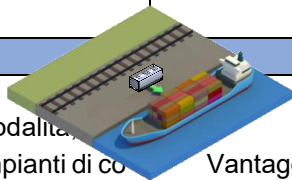


Tabella 121 - Analisi SWOT - Impiego di ISO Container-autobotti

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> - Opzione più favorevole per navi con ridotti tempi di sosta in porto - Maggiore capacità di caricamento e ratei rispetto al metodo TTS - Flessibilità operativa: il rifornimento può avvenire a fianco, con la nave ricevente ormeggiata, ancorata o in stazionamento e anche al di fuori dei confini portuali - Non necessita di autorizzazioni per la costruzione 	<ul style="list-style-type: none"> - Alti costi di investimento iniziali relativi alla progettazione, all'acquisto, alla costruzione / retrofit della nave - Economicamente meno competitiva per il rifornimento di navi di medio-piccole dimensioni - Prezzo dipendente dal mercato mondiale del GNL
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> - Sinergia con depositi dedicati e condivisione dell'unità da parte di più porti e più clienti armatoriali per garantire totale flessibilità d'esercizio - Utilizzo di fondi europei e combinazione di strumenti finanziari nazionali e comunitari per migliorare la sostenibilità dell'investimento - Possibilità di svolgere operazioni simultanee (SIMOPS) 	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità dell'armatore di seguire condizioni contrattuali più favorevoli con conseguente delocalizzazione dell'unità in aree geografiche lontane dal porto iniziale - Possibilità di limitazioni all'impiego ed all'accosto in relazione alle configurazioni degli specchi acquei portuali



Tabella 122 - Analisi SWOT - Bunker ship GNL (es. 5.000 - 7.500 m3)

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> - Comparabili a quelli di unità bunker ship, rispetto ai quali si aggiungono: - Costi di realizzazione più contenuti; - Maggiore flessibilità operativa e minor condizionamento dalle limitazioni portuali. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nel caso di unità non propulsa: dipendenza dalle condizioni meteo per operazioni fuori dalle acque portuali, che potrebbero rendersi necessarie per grandi navi di passaggio; - Condizionamento dell'operatività dei rimorchiatori portuali in assenza di unità trainanti dedicate; - Condivisione con altri porti più difficilmente realizzabile - Prezzo dipendente dal mercato mondiale del GNL
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di caricare sul ponte ISO-container; - Prevedere unità trainante dedicata, con propulsione dual fuel GNL-MDO. - Utilizzo di fondi europei e combinazione di strumenti finanziari nazionali e comunitari per migliorare la sostenibilità dell'investimento - Possibilità di svolgere operazioni simultanee (SIMOPS) 	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di soffrire la concorrenza di operatori e di bunker ship di maggiori dimensioni in grado di offrire tariffe più competitive - Impossibilità di potersi rifornire direttamente dai terminali di importazione

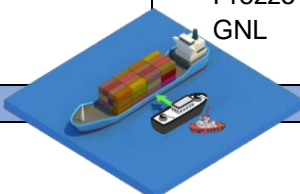


Tabella 123 - Analisi SWOT - Bettolina/pontone GNL (es. 1000 - 3000 m³)

Punti di forza	Punti di debolezza
<ul style="list-style-type: none"> - Presenza di incentivi per la produzione di BLG - Adatto a servire la domanda autotrasporto e off-grid - Ridotto investimento iniziale - Stoccaggi di LNG di medio-piccole dimensioni (<500 m3) - Sostenibilità economica anche a bassi volumi di mercato - Adatto a servire la domanda autotrasporto e off-grid - Limitata percezione sociale negativa - Incremento della competitività del porto e degli utilizzatori finali lato mare (compagnie di navigazione) e lato terra (autotrasportatori, utenze industriali off-grid) in termini di <i>green image</i> 	<ul style="list-style-type: none"> - Ampliamento della capacità di stoccaggio non sempre realizzabile - Impossibilità di seguire l'evoluzione del mercato in caso di crescita esponenziale della domanda - Sostenibilità economica ridotta in caso di cessazione degli incentivi - Necessaria logistica su gomma per la movimentazione dall'impianto alla consegna finale in banchina, in caso di localizzazione fuori dai confini portuali. - Prezzo dipendente dal Gas Naturale qualora non collegati ad impianti di biodigestione
Opportunità	Minacce
<ul style="list-style-type: none"> - Considerare la possibilità di localizzare l'impianto in aree industriali dentro i confini portuali per accorciare la catena logistica e per garantire la distribuzione anche al settore dei trasporti marittimi - Utilizzo di fondi europei e combinazione di strumenti finanziari nazionali e comunitari per migliorare la sostenibilità dell'investimento 	<ul style="list-style-type: none"> - Esclusione dal mercato da parte di terminal di maggiori dimensioni in grado di offrire tariffe più competitive - Assorbimento dell'offerta da parte di utenze diverse da quelle in ambito trasporti

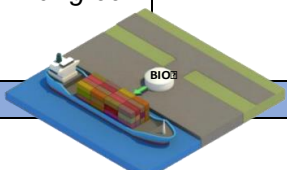


Tabella 124 - Analisi SWOT - Impianto di Bio-GNL (liquefazione di piccola-media taglia)

7.3 Analisi qualitativa della fattibilità delle diverse opzioni adottabili nel contesto ligure

L'analisi qualitativa, calata nello specifico contesto geografico e socioeconomico del territorio ligure, ha preso in esame, per ciascuna delle soluzioni tecnologiche ipotizzate, secondo una scala di valutazioni (alta-media-bassa) dei seguenti elementi:

- Complementarietà con altri progetti della rete
- Accettabilità sociale
- Entità dell'investimento
- Complessità del procedimento autorizzativo e regolatorio
- Disponibilità di adeguati spazi in porto
- Fruibilità da parte degli utenti
- Sostenibilità economica nel breve-medio periodo
- Sostenibilità economica nel lungo periodo

Si noti che le necessarie analisi di dettaglio delle diverse opzioni percorribili, con particolare riguardo all'installazione di depositi costieri di piccole, medie o grandi dimensioni, dovranno essere "sito specifiche" e corredate da specifiche analisi di ingegneria e di fattibilità tecnico-economica, valutando i costi, i benefici, i vantaggi e le limitazioni di ciascuna soluzione, sia in riferimento alle diverse soluzioni tecnologiche (complementari/alternative), sia ai diversi scenari temporali (breve, medio e lungo periodo) ed alle possibili localizzazioni (ad esempio per i porti di Genova e Savona, analizzando le specificità, i vantaggi e limitazioni delle possibili localizzazioni nell'area del bacino storico di Sampierdarena, nel bacino di Voltri, ovvero nel bacino di Savona-Vado).

I risultati dell'analisi qualitativa sono essenzialmente in linea con le valutazioni emerse dall'Analisi SWOT e con i macro-scenari di riferimento identificati in fase iniziale.

Da un punto di vista della potenziale integrazione con altri progetti GNL della rete, i depositi costieri di grandi dimensioni risulterebbero meno virtuosi, nella prima fase di espansione della domanda marittima (fase di start-up della rete), qualora fossero già presenti ulteriori infrastrutture primarie di terre nell'area del bacino competitivo di riferimento.

Per contro, le stesse strutture, come verificato in un precedente studio⁴⁸, risultano essere le più sensibili sotto il profilo dell'accettabilità sociale, a sua volta in grado di influenzare il

⁴⁸ Liguria Ricerche (2019). "L'accettabilità sociale del GNL e delle relative opere di infrastrutturazione". Report a cura di Consorzio 906 s.c.a.r.l. nell'ambito del Progetto IT-FR Marittimo "PROMO GNL - "Etudes et actions

processo di autorizzazione e realizzazione delle stesse. A causa dell'attuale percezione del GNL come combustibile con un certo grado di rischio (specialmente per quanto riguarda le strutture di stoccaggio di grandi dimensioni), i grandi interventi infrastrutturali devono infatti prevedere un ampio e regolato⁴⁹ confronto pubblico con le comunità locali e l'opinione pubblica, ed è bene tenere in attenta considerazione la necessità di prevenire criticità legate a mancata informazione del pubblico interessato e alla gestione delle potenziali dinamiche di conflitto nella realizzazione di singole infrastrutture. [L'IT] [SEP:SEP]

Il criterio relativo allo sforzo d'investimento ed eventuale finanziamento per avviare la realizzazione degli interventi è direttamente legato alla dimensione economica degli stessi, rendendo più virtuosi soluzioni prontamente installabili o cantierabili in tempi brevi.

Di rilevanza nel contesto della pianificazione territoriale e portuale, il criterio della disponibilità di adeguati spazi in porto o in aree limitrofe è di fondamentale importanza e risulta particolarmente impattante per le ipotesi progettuali che riguardano sia depositi costieri di medio-grandi dimensioni (>10.000m³) sia depositi di minori dimensioni per cui è utile e necessario pre-strutturare l'area portuale per l'eventuale successivo scale-up del terminal. Al contrario, tutte quelle soluzioni amovibili e che non prevedono l'occupazione permanente del suolo, risultano più virtuose anche in termini di fruibilità da parte degli utenti finali, specchio della flessibilità operativa.

La relativa sostenibilità anche a bassi volumi di mercato e i più contenuti investimenti iniziali, sono i punti di forza che permettono a mini depositi portuali, a piccole bettoline e a sistemi di connessione multipla-simultanea che impieghino ISO-container o autocisterne di avere una maggior sostenibilità economica nel breve-medio termine, periodo di tempo nel quale, nelle more dell'evoluzione della domanda marittima di GNL, difficilmente grandi opere riuscirebbero ad ottenere un completo rientro dell'investimento.

Dal punto di vista della sostenibilità economico-finanziaria di lungo periodo, la maggior parte delle soluzioni, e tutte quelle di scala medio-ridotta, risulterebbero sub ottimali, poiché più soggette a soffrire la competizione sul mercato dei grandi player del mercato operanti con strutture in grado di movimentare volumi maggiori.

Nella tabella seguente è riportata l'analisi qualitativa della fattibilità delle diverse opzioni adottabili nel contesto ligure. Scala di valutazioni (alta-media-bassa)

conjointes pour la promotion de l'utilisation du GNL dans les ports de commerce".

⁴⁹ Il 24 agosto 2018 è entrato in vigore il "Regolamento recante modalità di svolgimento, tipologie e soglie dimensionali delle opere sottoposte a dibattito pubblico" (decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 10 maggio 2018, n. 76), con cui vengono dettate le modalità operative per dare luogo alle procedure di dibattito pubblico sulle c.d. grandi opere, secondo quanto previsto dall'art. 22 del d.lgs. 18 aprile 2016, n. 50 (Codice dei contratti pubblici)

Matrice	Complementarietà con altri progetti della rete	Accettabilità sociale	Entità investimento	Complessità Procedimento autorizzativo	Disponibilità di adeguati spazi in porto	Fruibilità da parte degli utenti	Sostenibilità Nel breve periodo	Sostenibilità nel lungo periodo
Deposito di grandi dimensioni (>10.000m ³)	Orange	Orange	Orange	Orange	Orange	Yellow	Orange	Green
Deposito di medie dimensioni (10.000m ³)	Yellow	Yellow	Yellow	Orange	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Piccolo deposito portuale (<500m ³)	Green	Green	Green	Yellow	Green	Yellow	Green	Orange
Impianto di Bio – GNL (liquefattore)	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Yellow
Sistema portuale di connessione multipla-simultanea TTS	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow
Bettolina – small bunker vessel (1.000 - 3.000 m ³)	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow
LNG bunker vessel (5.000-7.500 m ³)	Green	Green	Yellow	Green	Green	Green	Yellow	Green

Tabella 125: Analisi qualitativa della fattibilità delle diverse opzioni adottabili nel contesto ligure

8 Analisi degli scenari in Francia

8.1 Disposizioni in Francia

8.1.1 Gas Infrastructure Europe (GIE)

Istituita nel marzo 2005, la GIE è un'associazione indipendente senza scopo di lucro che rappresenta 70 società associate provenienti da 26 Paesi. Le parti interessate comprendono principalmente gli operatori di infrastrutture del gas in tutta Europa nei seguenti tre pilastri operativi, vale a dire terminali di GNL, gasdotti e impianti di stoccaggio.

La mission della GIE è di quella di affrontare la crescente percentuale di gas naturale nel mix energetico europeo promuovendo l'interoperabilità dei sistemi di gas europei per migliorare gli scambi di gas transfrontalieri. I suoi obiettivi includono la definizione di un quadro di politica che rimanga competitivo per gli attori chiave e uno che promuova le migliori soluzioni di mercato.

L'elenco completo dei membri GIE è disponibile come Appendice A.



Tabella 126 - Mappa della GIE

Il presente capitolo mira a presentare il quadro generale della catena di distribuzione del GNL e i suoi principi chiave. A tal fine, i dati sono presentati negli assi di investimento, servizi e stoccaggio.

8.1.2 Investimento di GNL in Francia

La banca dati di investimento del GNL presenta lo sviluppo della capacità di rigassificazione e di stoccaggio dei terminali di GNL su larga scala dal 2005 in poi. La Tabella 127 fornisce la capacità di rigassificazione annuale espressa in miliardi di m³, nonché la capacità di stoccaggio espressa in m³ di GNL per i quattro impianti di GNL in Francia per gli anni 2020 e 2025.

Impianto	Operatore	Stato	Investimento	Anno di startup	2020		2025	
					Miliardi di m ³	m ³ di GNL	Miliardi di m ³	m ³ di GNL
Terminal di GNL di Montoir-de-Bretagne	Elengy	pianificato	espansione	2021			2,5	
Terminal di GNL di Montoir-de-Bretagne	Elengy	pianificato	espansione	2023				190.000
Terminal di GNL di Fos Cavaou	Fosmax LNG	pianificato	espansione	2021			2,75	
Terminal di GNL di Fos Cavaou	Fosmax LNG	pianificato	espansione	2023			5,5	220.000

Tabella 127 - Dati della mappa della GIE relativa al GNL con l'anno di riferimento 2020 e le proiezioni del 2025 (Fonte: GIE)

La Tabella 128 include tutti i terminali di GNL su larga scala e le FSRU, indipendentemente dal fatto che siano esistenti, ovvero operativi, in costruzione o previsti, il che significa che la decisione di investimento finale non è stata presa.

Stato	2020		2025	
	Miliardi di m ³	m ³ GNL	Miliardi di m ³	m ³ GNL
Pianificato	47	1	84	2
In costruzione	3	0.3		
Operativo	229	11.4	231	11.7

Tabella 128 - Capacità di rigassificazione e conservazione basata sullo stato di strutture su larga scala (Fonte GIE)

L'andamento della capacità di rigassificazione su base annuale è illustrato anche nella Figura 106.

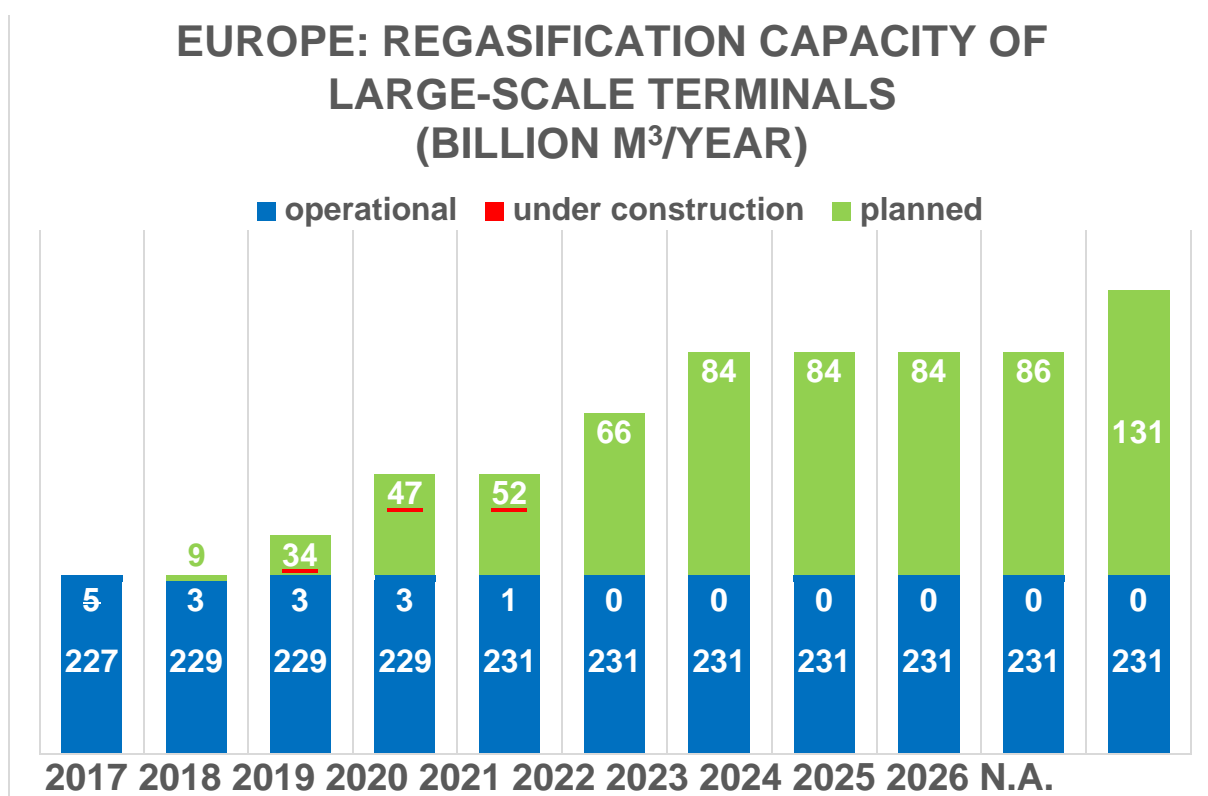


Figura 106 - Capacità di rigassificazione di terminal su larga scala in Europa (Fonte: GIE)

8.1.3 Servizi di GNL in Francia

I servizi per il GNL in Francia sono offerti dai terminal disponibili, vale a dire il Dunkerque LNG, il Montoir-de-Bretagne, il Fos Tonkin e il Fos Cavaou. La tabella seguente mostra il portafoglio di servizi, attuali e previsti per gli anni 2017 e 2018, in forma riassuntiva. I dati sono presentati per terminal e le nuove funzionalità sono evidenziate in rosso.

Società		Dunkerque LNG		Elengy		Elengy		Fosmax LNG	
Impianto		Dunkerque LNG		Montoir-de-Bretagne		Fos Tonkin		Fos Cavaou	
Anni di riferimento		2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Servizi base	Scarico	x	x	x	x	x	x	x	x
	Stoccaggio operativo	x	x	x	x	x	x	x	x
	Rigassificazione e consegna	x	x	x	x	x	x	x	x

Tabella 129 - Elenco dei servizi di GNL per terminal in Francia.

Un elenco di definizioni per ciascuno dei servizi di GNL di cui sopra è disponibile come Appendice B.

8.1.4 Stoccaggio di GNL in Francia

I dati di questa parte importante del processo rappresentano i dati operativi per il GNL come il volume di gas di lavoro, la capacità di immissione e di prelievo degli impianti di stoccaggio in Francia. Sono stati anche presi in considerazione gli impianti di stoccaggio in costruzione o pianificati.

Operatore	Impianto/Ubicazione	Stato	Investimento	Anno di startup	Tipo
Storengy	Saline: Étrez	operativo	esistente	1980	Grotta di sale
Storengy	Saline: Manosque	operativo	esistente	1993	Grotta di sale

Operatore	Impianto/Ubicazione	Stato	Investimento	Anno di startup	Tipo
Storengy	Saline: Tersanne/Hauterives	operativo	esistente	1970	Grotta di sale
Storengy	VGS Storengy Saline	operativo	esistente		Grotta di sale
Storengy	SEDIANE: Beynes Profond	operativo	esistente	1956	Falda acquifera
Storengy	SEDIANE: Beynes Supérieur	operativo	esistente	1956	Falda acquifera
Storengy	SEDIANE: Saint-Illiers-la-Ville	operativo	esistente	1965	Falda acquifera
Storengy	VGS Storengy Sediane	operativo	esistente		Falda acquifera
Storengy	VGS SEDIANE B: Gournay-surAronde	operativo	esistente	1976	Falda acquifera
Storengy	SEDIANE LITTORAL: Céré-la-Ronde	operativo	esistente	1993	Falda acquifera
Storengy	SEDIANE LITTORAL: Chémery	operativo	esistente	1968	Falda acquifera
Storengy	VGS Storengy SEDIANE LITTORAL	operativo	esistente		Falda acquifera
Storengy	SERENE Nord: Cerville	operativo	esistente	1970	Falda acquifera
Storengy	SERENE Nord: Germigny-sousCoulombs	operativo	esistente	1982	Falda acquifera
Storengy	SERENE Nord: Saint-Clair-sur-Epte	operativo	esistente	1982	Falda acquifera
Storengy	SERENE Nord: Trois-Fontaines l'Abbaye	operativo	esistente	1970	Giacimento esaurito
Storengy	VGS Storengy Serene Nord	operativo	esistente		Falda acquifera
Storengy	SERENE SUD: Céré-la-Ronde	operativo	esistente	1993	Falda acquifera
Storengy	SERENE SUD: Chémery	operativo	esistente	1968	Falda acquifera
Storengy	VGS Storengy SERENE SUD	operativo	esistente		Falda acquifera
Storengy	Alsazia Sud	pianificato	nuovo impianto	2022	Grotta di sale
Storengy	Étrez	pianificato	espansione	2022	Grotta di sale
Storengy	Hauterives	pianificato	espansione		Grotta di sale

Operatore	Impianto/Ubicazione	Stato	Investimento	Anno di startup	Tipo
TERÉGA	Izaute	operativo	esistente	1981	Falda acquifera
TERÉGA	Lussagnet	operativo	esistente	1957	Falda acquifera
TERÉGA	TERÉGA (gruppo di stoccaggio)	operativo	esistente		Falda acquifera

Tabella 130 - Impianti di stoccaggio del gas naturale in Francia

Le caratteristiche degli impianti di stoccaggio devono essere definite e misurate. Diverse misure volumetriche sono state messe in atto a tale scopo; queste sono indicate come segue:

- La **capacità totale di stoccaggio del gas** è il volume massimo di GN che può essere immagazzinato nell'impianto di stoccaggio. È determinata da diversi fattori fisici come il volume del bacino idrico.
- Il **gas totale stoccato** è il volume totale di gas stoccato nell'impianto in un determinato momento.
- Il **gas di base** è il volume di gas inteso come scorta permanente in un bacino idrico di stoccaggio per mantenere adeguati i livelli di pressione e di erogazione durante la fase di prelievo.
- Il **gas di lavoro** è il gas totale stoccato meno il gas di base. Il gas di lavoro è il volume di gas disponibile per il mercato in un determinato momento.
- La **capacità di lavoro del gas** è la capacità di stoccaggio totale del gas meno il gas di base. È anche nota come *tasso di prelievo* o *capacità di prelievo*.

Il volume della capacità di prelievo è espresso in milioni di tonnellate di gas al giorno che possono essere erogate. Ai fini del presente report, i dati sono stati convertiti in Giga Watt ore/giorno.

Sulla base dei chiarimenti di cui sopra, e dal 1° luglio 2018, i terminal esistenti onshore della Francia hanno un volume di gas di lavoro (WGV) di 133,11 miliardi di metri cubi (bcm), mentre l'impianto di stoccaggio del gas previsto dovrebbe aggiungere 4,10 miliardi di metri cubi (bcm) a tale cifra⁵⁰.

⁵⁰ Fonte: <https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/databases/storage-database>

Il gas naturale viene solitamente immagazzinato sottoterra. I tre principali tipi di stoccaggio sono:

- Falde acquifere
- Grotte di sale
- Bacini idrici di gas esauriti

Inoltre, il gas naturale può essere immagazzinato come gas naturale liquefatto (GNL).

Gli impianti di stoccaggio delle falde acquifere sono simili ai giacimenti naturali. Attraverso l'immissione di gas naturale a grandi profondità sotto pressione, il gas sposta l'acqua mettendo a disposizione un bacino idrico naturale. D'altra parte viene creata una struttura per la grotta di sale immettendo acqua per dissolvere il sale che viene quindi estratto sotto forma di salamoia. Il gas naturale viene quindi immesso e conservato in forma gassosa ad alta pressione. Le grotte di questo tipo presentano il vantaggio di essere impermeabili; tuttavia, lo stoccaggio delle grotte di sale presenta notevoli limiti in termini di dimensioni in quanto le grotte di sale possono occupare solo un centesimo dell'area occupata da un bacino idrico di gas esaurito. **In Francia, gli impianti di stoccaggio** sotterraneo del gas sono impianti di stoccaggio di falde acquifere o di grotte di sale con un WGV riferito di 120,91 bcm e 16,30 bcm rispettivamente.

Per quanto riguarda gli investimenti previsti nel settore del gas naturale, nella Tabella 131 e nella Tabella 132 viene fornita una visione olistica dell'intera Europa, non solo degli Stati membri dell'UE.

TOTALE	2018	2020	2025
Operativo	1.543,58	0	0
In costruzione	24,58	11,69	0
Pianificato	0	27,26	6,98

Tabella 131 - Panorama degli investimenti dell'UE per lo stoccaggio del gas (Fonte: GIE)

TOTALE	2018	2020	2025
Operativo	1.543,58	1.543,58	1.543,58
In costruzione	24,58	39,36	42,42
Pianificato	0	29,80	168,50

Tabella 132 - Panorama degli investimenti dell'UE per lo stoccaggio del gas - Dati aggregati (anno di riferimento 2018)

8.1.5 Nuovi servizi di GNL - Francia

La sezione attuale presenta i nuovi servizi offerti dagli operatori di terminal di GNL in risposta alle esigenze di mercato.

L'attenzione si è concentrata sul GNL su piccola scala, incluso anche il caricamento di camion, in combinazione con il capitolo precedente sulla catena di distribuzione generale e più ampia del GNL dal pozzo al serbatoio.

Per una facile consultazione sono descritte le seguenti definizioni per i servizi offerti:

- Il rifornimento è il trasferimento di GNL dai serbatoi di GNL del terminal a una nave.
- Il trasbordo è il trasferimento diretto di GNL da una nave a un'altra.
- Il caricamento di navi cisterna è il caricamento di GNL su navi cisterna che trasportano GNL in quantità minori per rifornire navi alimentate a GNL o impianti di bunkeraggio del GNL per navi.
- Il caricamento di camion è il caricamento di GNL su autocisterne che trasportano GNL in quantità minori.
- Il caricamento su rotaia è il caricamento di GNL su vagoni ferroviari (non ancora offerto in Europa).

Nell'ambito di questo report, i **nuovi servizi di GNL in Francia** sono presentati sulla base dei dati della GIE del 2017.⁵¹ I dati si intendono per terminal e mostrano la dimensione minima della nave e la capacità oraria.

Le tabelle che seguono supportano il caso studio per le ipotesi di GNL su piccola scala fatte nei lotti 2 e 4, affinché l'area PACA e il porto di Tolone possano essere in grado di ricevere il GNL facilmente ed efficacemente dai principali terminal già esistenti, assieme ai servizi già offerti.

Società	Dunkerque LNG	Elengy	Elengy	Fosmax LNG
Impianto	Dunkerque LNG	Montoir-deBretagne	Fos Tonkin	Fos Cavaou
Rifornimento	sì	sì	sì	sì
Dimensioni min. nave: m ³ GNL	5.000	20.000	7.500	15.000

⁵¹ Maggiori dettagli su: <https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/databases/gle-lng-servicesinventory>

Società	Dunkerque LNG	Elengy	Elengy	Fosmax LNG
Impianto	Dunkerque LNG	Montoir-deBretagne	Fos Tonkin	Fos Cavaou
<i>commento</i>		5.000 o meno in fase di studio	5.000 o meno in fase di studio	5.000 m ³ dal 2019 (realizzato da FID)
Capacità: (GNL) m ³ /h	4.500	4.000	1.000	4.000
<i>commento</i>	Aumento fino a 9.000 m ³ /h da novembre 2018			
2017	N.	10	0	5
	m ³ GNL	1.350.000	0	750.000

Tabella 133 - Nuovi servizi di GNL in Francia - Rifornimento

Società	Dunkerque LNG	Elengy	Elengy	Fosmax LNG
Impianto	Dunkerque LNG	Montoir de Bretagne	Fos Tonkin	Fos Cavaou
Rifornimento	sì	sì	sì	sì
Dimensioni min. nave: m ³ GNL	5.000	20.000	7.500	15.000
<i>commento</i>		5.000 o meno in fase di studio	5.000 o meno in fase di studio	5.000 m ³ dal 2019 (realizzato da FID)
Capacità: (GNL) m ³ /h	4.500	4.000	1.000	4.000
<i>commento</i>	Aumento fino a 9.000 m ³ /h da novembre 2018			
2017	N.	10	0	5
	m ³ GNL	1.350.000	0	750.000

Tabella 134 - Nuovi servizi di GNL in Francia - Trasbordo

Società	Dunkerque LNG	Elengy	Elengy	Fosmax LNG
Impianto	Dunkerque LNG	Montoir de Bretagne	Fos Tonkin	Fos Cavaou
Carichi di navi su piccola scala	sì	sì	sì	sì
Dimensioni min. nave: m ³ GNL	5.000	20.000	7.500	15.000
<i>commento</i>		<i>5.000 o meno in fase di studio</i>	<i>5.000 o meno in fase di studio</i>	5.000 m ³ dal 2019 (realizzato da FID)
Capacità: (GNL) m ³ /h	4.500	4.000	1.000	4.000
<i>commento</i>				
2017	N.	0	0	0
	m ³ GNL	0	0	0

Tabella 135 - Nuovi servizi di GNL in Francia - GNL su piccola scala

Società	Dunkerque LNG	Elengy	Elengy	Fosmax LNG
Impianto	Dunkerque LNG	Montoir de Bretagne	Fos Tonkin	Fos Cavaou
Caricamento di camion	sì	sì	sì	no
Capacità: (GNL) m ³ /h	1 x 90	1 x 100	1 x 100	-
<i>commento</i>	2 x 90 in fase di studio disponibile dal 2018	3 x 100 in fase di studio	3 x 100 in fase di studio	In costruzione 2 x 100 nel 2019
2017	N.	2.031	1.860	
	m ³ GNL	91.400	76.300	

Tabella 136 - Nuovi servizi di GNL in Francia - Caricamento di camion

8.2 Casi studio in Francia: Porto di Tolone

Il caso studio del porto di Tolone suggerisce che la domanda pertinente possa essere soddisfatta dalle operazioni di bunkeraggio nel porto e che non sia necessario alcun stoccaggio.

Il porto di Tolone, una volta presa la decisione di accogliere le operazioni di bunkeraggio del GNL, dovrà seguire alcune fasi affinché tali operazioni possano essere condotte in modo sicuro, efficace ed efficiente, nei luoghi selezionati pertinenti, a seguito di accordi, studi e valutazioni. Di seguito viene presentata una mappa del porto, nei cui terminal e nelle cui aree portuali si considera di ospitare il bunkeraggio del GNL.

L'ISO 20519 è considerato il documento normativo di base per questo caso studio di Tolone e i suoi parametri principali sono seguiti passo passo.

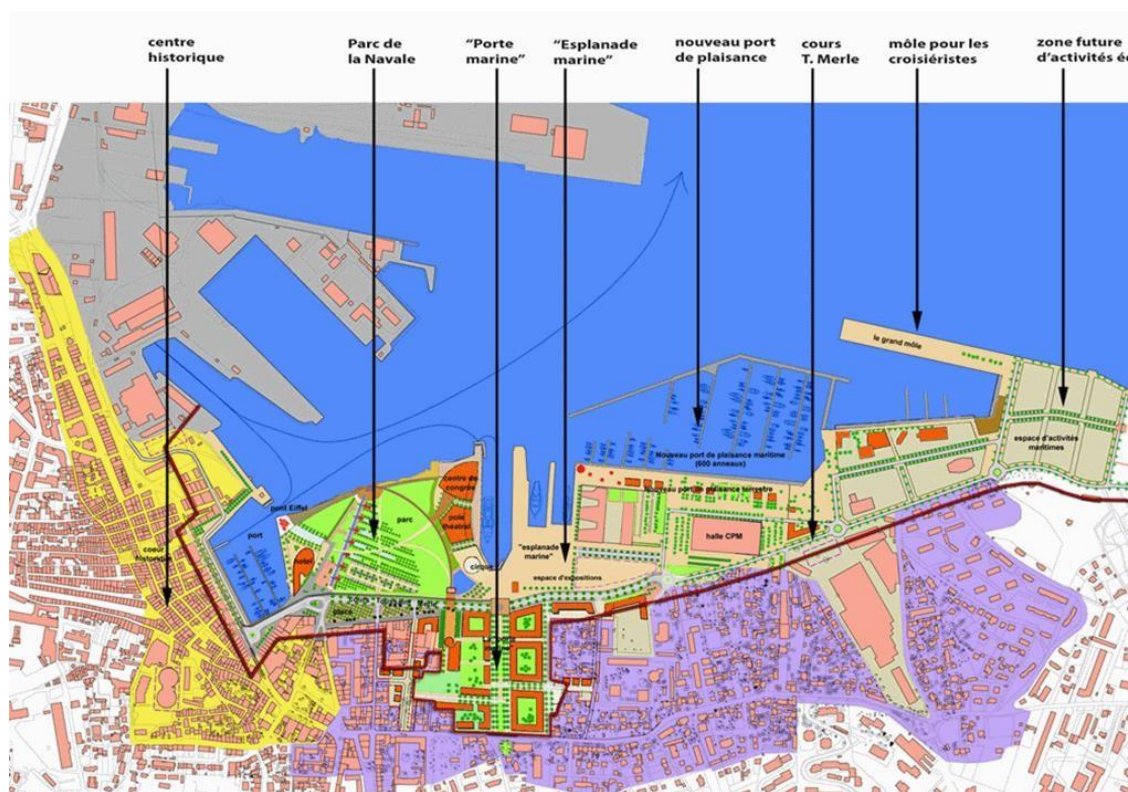


Figura 107 - Mappa del porto di Tolone

8.2.1 Procedure normative per il trasporto, la logistica e lo stoccaggio nel porto di Tolone

8.2.1.1 Sistemi di gestione dei porti - Procedure normative per casi studio di Tolone

Lo standard ISO 20519 è un documento a cui devono conformarsi tutti i porti in cui vengono condotte le operazioni di bunkeraggio.

Secondo lo standard ISO/IS 20519, le organizzazioni portuali devono elencare la conformità allo stesso come uno dei parametri di gestione. I sistemi di gestione che possono essere utilizzati sono ISO 9001, ISO 14001, IMS, ISO/TS 29001 e API Spec Q1 (ISO/IS 20519 – Sezione 7.1).

L'autorità portuale di Tolone deve almeno:

- (a) Comprendere cosa si deve fare per:
 - Essere in grado di consentire la prima operazione di bunkeraggio del GNL.
 - Includere le procedure appropriate nel suo sistema di gestione.
 - Fornire la licenza ai fornitori di servizi portuali (PSP) e l'autorizzazione alle navi riceventi (RV).
 - Preparare e monitorare il ciclo di ogni operazione di bunkeraggio del GNL imminente.
 - Conservare la documentazione come appropriato.
- (b) Seguire tutti i criteri minimi di sicurezza per le operazioni.
- (c) Utilizzare e completare le liste di controllo dell'autorità portuale.
- (d) Effettuare le valutazioni dei rischi, se del caso.
- (e) Stabilire un protocollo di comunicazione con PSP e RV.
- (f) Implementare qualsiasi procedura relativa alle condizioni meteorologiche.
- (g) Formare il personale dell'autorità portuale come appropriato sulla comprensione di base delle apparecchiature/dei sistemi e sui loro ruoli attinenti.
- (h) Essere pronti a rispondere efficacemente alle situazioni di emergenza e ad adattare il manuale delle procedure con le procedure di risposta alle emergenze del singolo porto.
- (i) Aggiornare il sistema di gestione del porto come/se richiesto.
- (j) Comprendere i problemi di sicurezza associati alle SIMOPS (operazioni simultanee) e attuare qualsiasi misura di riduzione del rischio applicabile.
- (k) Comprendere le basi del trasferimento di custodia.
- (l) Coinvolgere le parti interessate secondo necessità.

8.2.1.2 Licenze e autorizzazioni

Prima dell'inizio delle operazioni, i fornitori di servizi portuali di GNL di Tolone pertinenti e le navi riceventi di GNL devono essere autorizzati e avere la licenza dall'autorità portuale di Tolone.

I requisiti minimi per le licenze e le autorizzazioni di PSP e RV rispettivamente potrebbero essere:

- (a) Tutte le operazioni di bunkeraggio nell'area portuale sono soggette alle normative portuali e devono essere in linea con l'autorizzazione ambientale per il porto.
- (b) La nave cisterna/il camion/l'impianto deve possedere una licenza dell'autorità portuale.
- (c) I terminal di GNL all'interno dei porti devono operare secondo l'autorizzazione/la licenza concordata.
- (d) Ogni operazione di bunkeraggio deve essere preventivamente approvata dall'autorità portuale.
- (e) Il processo decisionale relativo alle licenze e alle autorizzazioni (ad eccezione dei terminal di GNL) includerà, oltre all'autorità portuale, tutte le parti interessate come consigliato dall'autorità portuale stessa.
- (f) L'autorità portuale deve approvare ogni sito/ormeggio in cui viene effettuato il bunkeraggio del GNL.
- (g) Devono essere presentati, eseguiti ed esaminati gli studi e la documentazione sulla valutazione dei rischi.
- (h) I PSP/le RV devono seguire i criteri minimi di sicurezza.
- (i) Tutte le navi e i camion coinvolti devono conservare certificati di classe e ADR validi, nonché registri di formazione del personale.

8.2.1.3 Autorizzazioni

Requisiti generali per l'autorizzazione al potenziale impianto del terminal di GNL all'interno del porto di Tolone:

- (a) Autorizzazione in Francia e legislazione pertinente.
- (b) La Guida EMSA si riferisce in particolare al processo di autorizzazione e alle aree critiche su cui concentrarsi, nonché al Regolamento UE 2017/352 relativo ai requisiti di consultazione. I criteri minimi e le aree da considerare sono:
 - Comunicazione, pianificazione e consultazioni pubbliche.
 - Specifiche delle apparecchiature.
 - Formazione del personale.

- Limiti operativi e di navigazione e finestre temporali per l'infrastruttura.
- Risultati della valutazione dei rischi (QRA per terminal/impianto di GNL ecc.).
- Relazioni e sinergie - operatori/fornitori/porto: identificare e costruire relazioni con il ministero competente (infrastruttura e ambiente) e iniziare a lavorare e a proporre la via da seguire per istituire uno strumento legislativo o modificare quelli esistenti.
- Caricamento di camion e impianti di rigassificazione.
- Leggi/normative (per): SEVESO III, VIA, revisione degli studi e domande, consultazioni, passi per autorizzazioni/ministeri ecc.
- Approccio unico porto per porto.

8.2.1.4 Gestione ambientale

Per le questioni relative ai sistemi di gestione ambientale (EMS) devono essere garantite le seguenti regole almeno dall'autorità portuale di Tolone, dall'RV e dagli PSP:

- (a) Non è consentito lo sfiato di metano nell'atmosfera come previsto dallo Statuto dei porti.
- (b) Non è consentito lo spurgo o il rilascio di gas nell'atmosfera in porto.
- (c) Per i camion (struttura mobile): devono essere prese precauzioni speciali durante la connessione e la disconnessione del camion cisterna (cioè pre-spurgo e post-spurgo dei tubi del bunker) per garantire che il rilascio accidentale di metano sia ridotto al minimo durante le normali operazioni di bunkeraggio. I camion cisterna non sono dotati di alcun sistema/apparecchiatura di spurgo al momento della stesura del presente documento e si basano esclusivamente su giunti a tenuta stagna per prevenire perdite di GNL.
- (d) Al termine del trasferimento del carburante, tutte le linee e i tubi devono essere scaricati e quindi spurgati con azoto in un serbatoio dedicato, fino a quando non viene rilevata una lettura inferiore al 2% di metano in termini di volume. L'apparecchiatura di trasferimento del carburante può quindi essere scollegata e spenta. Nota: è risaputo che alcuni tipi di tubi compositi tendono a trascinare piccole quantità di vapore all'interno degli strati interni del materiale. Si consiglia di installare un serbatoio di scarico dell'azoto dedicato sulla nave cisterna ai fini della sicurezza del processo di pre-spurgo e post-spurgo.
- (e) Esiste un sistema documentato di gestione del vapore in essere sia dell'RV che degli PSP.

8.2.1.5 Trasporto - Quantità e qualità

La misurazione, la verifica e il monitoraggio della quantità e della qualità del carburante sono importanti per tutte le parti interessate del GNL come combustibile. Le ragioni alla base includono problemi come: impatto sulla salute e sull'ambiente, impatto sulla procedura di bunkeraggio e sul motore (con effetto di detonazione, influenzando livelli di riempimento e capacità, percorsi e curve di carico, gestione del vapore e dello spazio, ecc.).

Per il bunkeraggio del GNL nel porto di Tolone, l'autorità portuale di Tolone, in quanto servizio pubblico con l'obiettivo di garantire la sicurezza e la qualità delle operazioni all'interno del porto, deve garantire i seguenti requisiti minimi di integrità. Le procedure pertinenti per soddisfarli devono essere incluse nel manuale di procedura dell'autorità portuale di Tolone.

- (a) La parte interessata recapita una lettera di consegna del bunker, la quale indica le caratteristiche qualitative e quantitative del carburante fornito.
- (b) Le specifiche devono essere rispettate; se non soddisfatte, deve esserci un processo chiaro da seguire.
- (c) Lo standard ISO/NP 23306 applicabile alle specifiche del carburante in consultazione fino al 09/03/2018 a cui fare seguito.