

**REPORT SULLA TECNOLOGIA DI SMALL SCALE LNG
PLANT
INPUT/OUTPUT
SCHEMI DI FLUSSO E DI ENERGIA
LOGISTICA DEL PRODOTTO
ANALISI DEGLI EFFLUENTI & BY-PRODUCTS**

Monte Pallano 1-2 (MP1 and MP2) – Collesanto gas field

-	00	03/06/2022	EMISSIONE PRELIMINARE PER ENTI	DG Impianti	ITF Cosmep	ITF Cosmep
Status	Rev. n.	Data	Descrizione	Elaborato	Verificato	Approvato
Rev. Index						

Sommario

1. Stato dell'Arte.....	3
1.1. Strategia per il GNL in Italia	3
1.2. Obiettivi dell'Italia sul fronte GNL – Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.....	4
1.3. Tecnologia di Liquefazione del gas naturale	5
2. Soluzioni tecniche per la messa in produzione dei pozzi MP1 e MP2.....	13
3. Gestione degli Effluenti ed Emissioni in Atmosfera	17
4. Inquadramento Territoriale.....	20
4.1. Localizzazione e Zone Limitrofe.....	20
4.2. Estensione Permesso di Ricerca	23

1. Stato dell'Arte

1.1. Strategia per il GNL in Italia

Negli ultimi anni il Mercato del Gas è stato al centro di numerosi e profondi cambiamenti che hanno visto il GNL diventare un'opzione sempre più importante sia per il trasporto marittimo e terrestre sia per altri usi, nel contesto della transizione energetica improntata alla sostenibilità e a una *low carbon economy*. Nel corso degli ultimi anni, il gas naturale liquefatto ha acquisito difatti sempre maggiore importanza nel soddisfacimento dei fabbisogni energetici, in primo luogo grazie alla necessità di diversificazione delle forniture in previsione di future crisi politiche - per sua natura e modalità di trasporto, l'LNG rappresenta una modalità di approvvigionamento flessibile rispetto ai gasdotti di norma vincolati ai paesi esportatori e a quelli attraversati. A tutto ciò si somma l'abbattimento dei costi derivante dall'evoluzione tecnologica specialmente nei processi di liquefazione che hanno reso la tecnologia del GNL sempre più competitiva sul mercato.

L'utilizzo del GNL risulta inoltre coerente con la *Strategia Energetica Nazionale (SEN)* che promuove gli interventi necessari per continuare ad assicurare un'adeguata ed economica disponibilità di gas, con l'obiettivo di allineare i prezzi e costi dell'energia a quelli europei assicurando che la transizione energetica prevista per il ventennio 2030-2050 non comprometta la competitività industriale italiana ed europea. Altri obiettivi cardine della SEN in relazione al GNL riguardano il raggiungimento degli obiettivi definiti nel Pacchetto Europeo Clima – Energia 2020 e la diversificazione di fonti/approvvigionamento/logistica.

A livello comunitario, la Commissione Europea, con la direttiva 2014/94/EU sullo sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI), recepita nel nostro ordinamento con il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, ha previsto che gli Stati Membri producano piani di sviluppo delle diverse fonti alternative per il settore dei trasporti entro il 2016. In tale contesto si colloca anche il GNL, per il quale la direttiva prevede che, attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali, gli Stati Membri assicurino che entro il 31 dicembre 2025 venga realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL nei porti marittimi appartenenti alla rete centrale TEN-T ("Trans-European Transport Network") ed entro il 31 dicembre 2030 nei principali porti della navigazione interna.

Il Governo Italiano si è impegnato, in sede parlamentare, ad adottare iniziative per la realizzazione di centri di stoccaggio e redistribuzione nonché norme per la realizzazione dei distributori di GNL per incentivarne l'uso e ridurre così l'impatto ambientale dei trasporti via mare e su strada. Il *Ministero dello Sviluppo Economico*, attraverso la costituzione di un apposito Gruppo di coordinamento nazionale, ha predisposto una bozza di **Piano Strategico Nazionale** sull'utilizzo del GNL in Italia, che analizza diversi aspetti:

quelli normativi, quelli tecnici, quelli economici nonché quelli attinenti alla sicurezza e all’impatto sociale di tale tecnologia nei trasporti marittimi e su gomma, limitatamente al trasporto pesante.

1.2. Obiettivi dell’Italia sul fronte GNL – Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima

Con il **Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima** (PNIEC) , predisposto con il Ministero dell’Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull’efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell’energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

Il PNIEC è stato adottato in attuazione del [Regolamento 2018/1999/UE](#), e inviato alla Commissione UE a gennaio 2020, al termine di un percorso avviato nel dicembre 2018. Il PNIEC recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020 e ribadisce il ruolo del GNL all’interno delle 5 Dimensioni in cui è strutturato.

Per quanto concerne la dimensione **decarbonizzazione**, tra le Politiche e misure volte a conseguire la mobilità a basse emissioni si richiama il D.Lgs. 16 dicembre 2016, n.257, di recepimento della Direttiva DAFI che prevede la crescita di punti vendita eroganti GNL dalle poche decine attuali a circa 800 nel 2030.

Sul fronte efficienza energetica, nell’ottica di favorire lo sviluppo dei veicoli commerciali alimentati con carburanti alternativi, con il D.M. del Ministro delle Infrastrutture 221/2018 sono stati previsti incentivi anche per l’anno 2018 per l’acquisizione di veicoli industriali con motorizzazione alternativa a gas adibiti al trasporto di merci di massa complessiva a pieno carico pari o superiore a 3,5 tonnellate a trazione alternativa a metano CNG, gas naturale liquefatto GNL ed elettrica (full electric).

Un’altra importante misura riguarda l’Introduzione dell’obbligo per le pubbliche amministrazioni, gli enti e le istituzioni da esse dipendenti o controllate, le Regioni, gli enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità da essi controllati, al momento della sostituzione del rispettivo parco autoveicoli, autobus e mezzi della raccolta dei rifiuti urbani all’acquisto di almeno il 25% di veicoli a GNC, **GNL** e veicoli elettrici ed il passaggio dei punti vendita eroganti GNL dalle poche decine attuali a circa 800 nel 2030.

In relazione alla sicurezza energetica i principali interventi previsti per garantire l’adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza del sistema elettrico, gas e prodotti petroliferi, che interesseranno

il GNL saranno Diversificazione delle fonti di approvvigionamento anche tramite GNL e lo Sviluppo GNL nei trasporti marittimi e servizi portuali.

Per quanto riguarda il **mercato interno dell'energia** si perseguirà lo sviluppo della rete GNL riconosciuta l'importazione di GNL come fonte di approvvigionamento complementare alle forniture via gasdotto.

Di fondamentale importanza risulta la Cooperazione con altri Stati membri nell'ambito del programma TEN-T per ottimizzare le risorse e i piani complessivi di sviluppo del sistema del GNL per i trasporti stradali.

1.3. Tecnologia di Liquefazione del gas naturale

Nel processo di liquefazione, il gas naturale viene raffreddato a -161°C , riducendo il volume di un fattore 600.

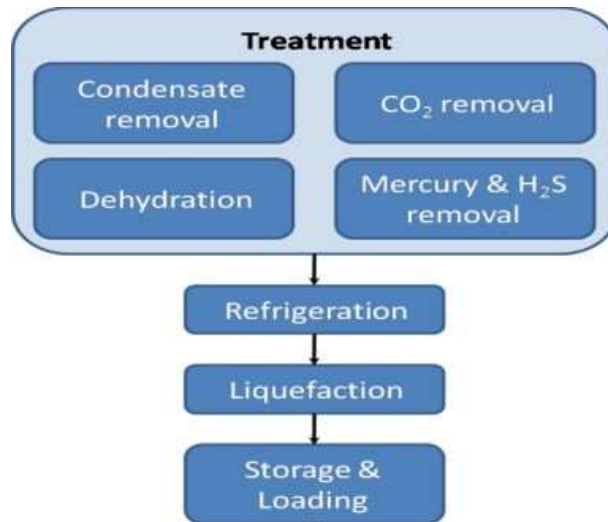
Le principali tappe di un impianto di liquefazione sono pre-trattamento, liquefazione, stoccaggio e carico autocisterne.

Pre-trattamento

L'obiettivo del pre-trattamento è quello di eliminare, dal gas naturale estratto dal pozzo o di origine bio, inquinanti, impurità o idrocarburi più pesanti del metano che potrebbero creare malfunzionamenti all'impianto di liquefazione o solidificare alle basse temperature necessarie allo stoccaggio. Questo permette inoltre di produrre un combustibile conforme alle specifiche del mercato. Questa sezione dell'impianto comprende le unità di rimozione dei condensati, di addolcimento (eliminazione di CO_2 e gas acidi H_2S), di disidratazione e di rimozione del mercurio

Liquefazione

Durante la fase di liquefazione, il gas naturale viene raffreddato a -161°C attraverso un processo di refrigerazione simile a quello utilizzato dai classici congelatori o dai condizionatori delle nostre auto; esso comprende le fasi di compressione, condensazione ed espansione di uno o un numero di refrigeranti e il loro scambio termico con il gas naturale.

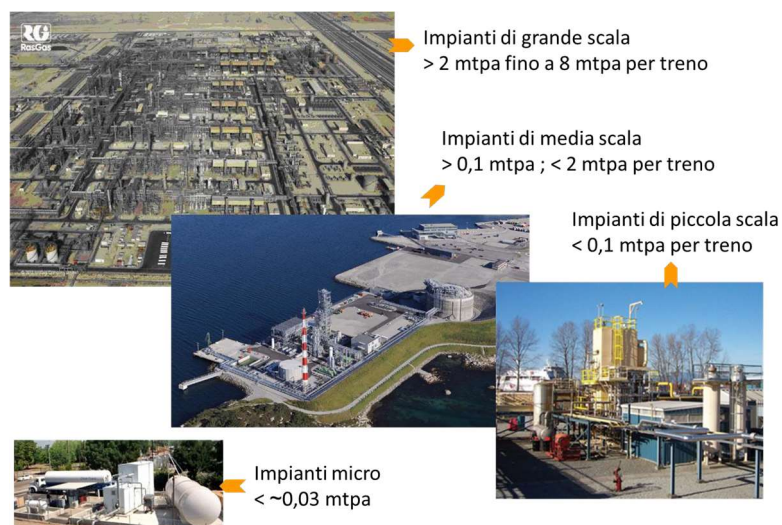


Tecnologie

Ci sono un certo numero di tecnologie presenti sul mercato che consentono la liquefazione del gas naturale a seconda delle dimensioni dell'impianto che si vuole realizzare.

Così, le categorie tipiche possono essere classificate come di seguito:

- micro: capacità inferiore a 0.03 mtpa
- di piccola scala: maggiore di 0.03 ed inferiore a 0.1mtpa
- di media scala: maggiore di 0.1mtpa e inferiore a 2mtpa per treno
- di grande scala: maggiore di 2mtpa ed inferiore a 8mtpa per treno

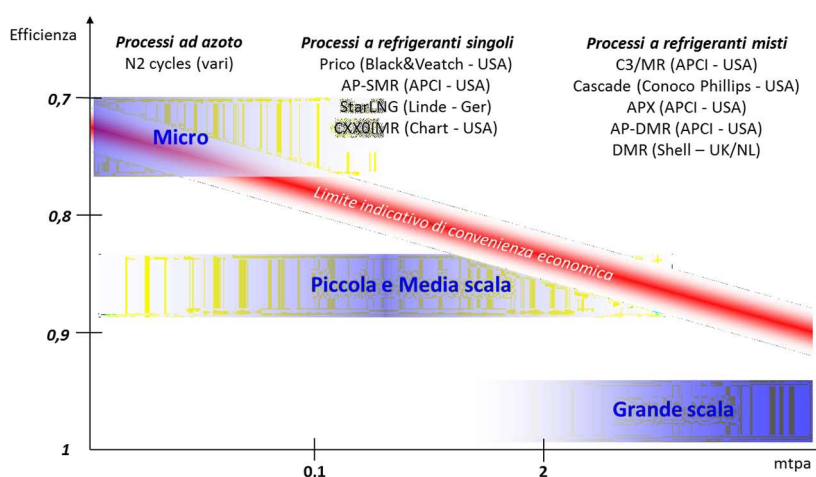


Nota: Gli impianti di liquefazione sono organizzati con unità di lavorazione in parallelo chiamati “treni”, ognuna delle quali tratta una porzione di gas per liquefarlo.

I principali processi di liquefazione sono i seguenti:

- 1) Metodo di C3-MR: Il metodo C3-MR è attualmente il metodo principale. Propano e refrigeranti misti (azoto, metano, etano e propano) sono usati come refrigerante (APCI), e un miglioramento su questo metodo chiama il metodo AP-X è utilizzato anche per i grandi impianti di GNL.
- 2) Metodo AP-X: Come i treni di liquefazione diventano più grandi, questi si avvicinano al limite dimensionale dello scambiatore di calore che può essere prodotto e trasportato. Questo processo può aumentare la capacità di produzione di GNL aggiungendo GNL sub-refrigeratori con azoto liquido refrigerante utilizzato secondo il metodo C3-MR, senza aumentare la dimensione dello scambiatore di calore principale (APCI).
- 3) Metodo di Cascade: Questo metodo sequenziale utilizza propano, etilene e metano come liquido di raffreddamento (Phillips).
- 4) Metodo DMR: Questo metodo utilizza due tipi di refrigeranti misti (un mix di etano e propano e azoto-metano, etano e propano mix) (Shell).
- 5) Metodo SMR: Questo metodo è chiamato processo PRICO e utilizza un solo tipo di refrigerante misto (Black & Veatch).
- 6) Metodo Bryton nitrogen cycle: questo metodo utilizza il solo azoto come refrigerante e rappresenta una soluzione soprattutto per gli impianti di liquefazione di piccole dimensioni.

Nella figura seguente si riportano i tipi di tecnologia a seconda della dimensione degli impianti.



Generalmente, all'aumentare della capacità massima di produzione l'efficienza cresce ed i costi di produzione decrescono.

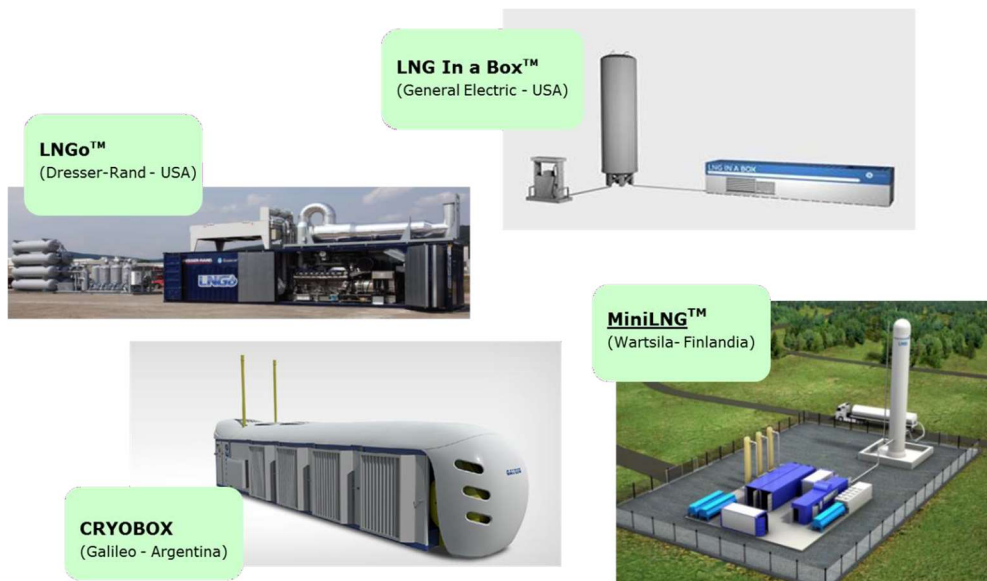
Svolta, quindi, una analisi generale sui processi e sulle tecnologie di liquefazione in uso in tutta la filiera del GNL, si forniscono, nei prossimi paragrafi, alcuni approfondimenti sui micro impianti di liquefazione, quali possibile fonte di approvvigionamento delle stazioni stradali per il rifornimento di automezzi.

Micro impianti di liquefazione - Caratteristiche principali

Per micro liquefazione si intende una capacità di produzione inferiore a 30ktpa (80 tpd). Sistemi di liquefazione molto piccoli e compatti sono ora disponibili sul mercato.

Per quanto riguarda la costruzione, si impiegano componenti standard, pre-assemblati in forma modulare, smontabili e trasferibili ed eventualmente facili da espandere.

In certi casi, l'impianto è perfino containerizzabile. Anche le modalità installative sono state notevolmente semplificate, fino al caso di avviamento "plug and play".



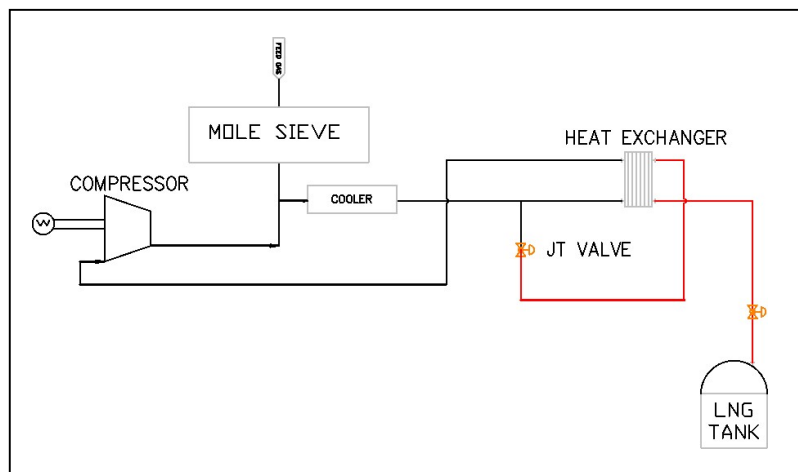
Denominazione	Produttore	Capacità di produzione	
		t/giorno	t/anno
LNG in a Box	General Electric (USA)	16 + 80	6.000 + 30.000
LNGo	Dresser-Rand (USA)	10	3.650
CRYOBOX	Galileo (Arg)	12 + 16	4.400 + 5.800
Mini LNG	Hamworthy (Nor)	5 + 50	1.800 + 18.000

Micro impianti di liquefazione - Tecnologie

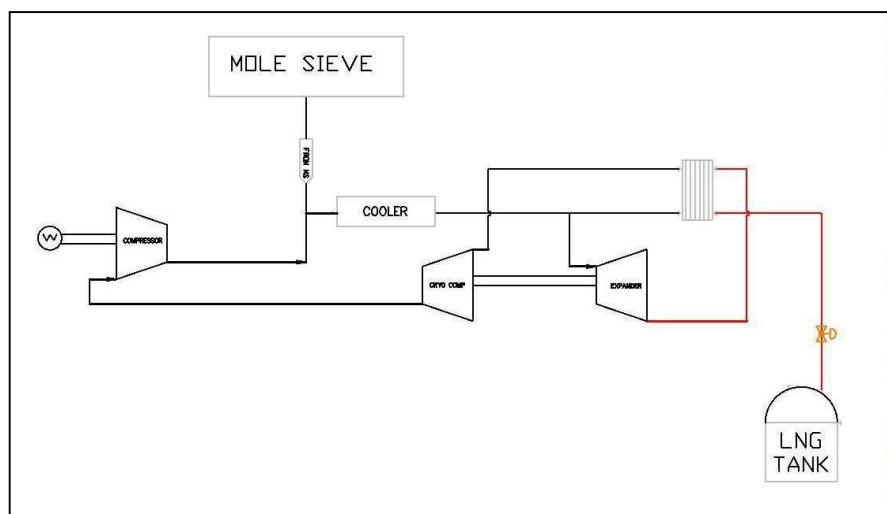
Per impianti su piccola scala si utilizzano schemi semplici con differenti cicli di funzionamento:

- Ciclo Linde
- Ciclo Claude
- Ciclo a refrigeranti misti (MFRC)
- Ciclo Bryton inverso

Ciclo Linde



Ciclo Claude



Ciclo Brayton inverso

In questo metodo, l'azoto è il solo mezzo refrigerante, che, utilizzato in un processo di compressione ed espansione, assicura la temperatura criogenica richiesta.

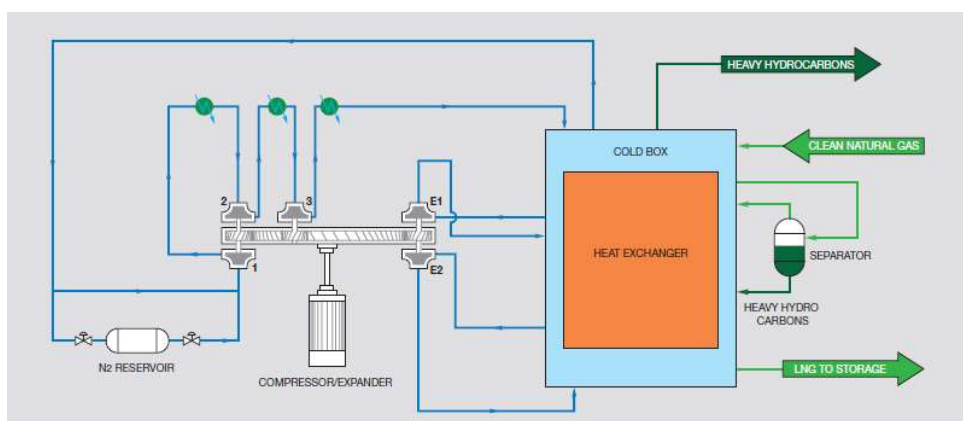
Questi tipi di liquefattori sono facili da operare, affidabili e completamente automatizzati.

Nel caso del rifornimento di automezzi, possono esercitare tranquillamente anche in modalità completamente fai-da-te.

Il sistema necessita solo di una fonte di energia elettrica, considerato che anche il refrigerante è prodotto in sito

Rappresenta una soluzione per le piccole fino alle medie capacità di produzione.

Per quanto riguarda i costi, presenta dei consumi elettrici limitati e le migliori tecnologie assicurano anche "perdite zero" di combustibile durante il processo.



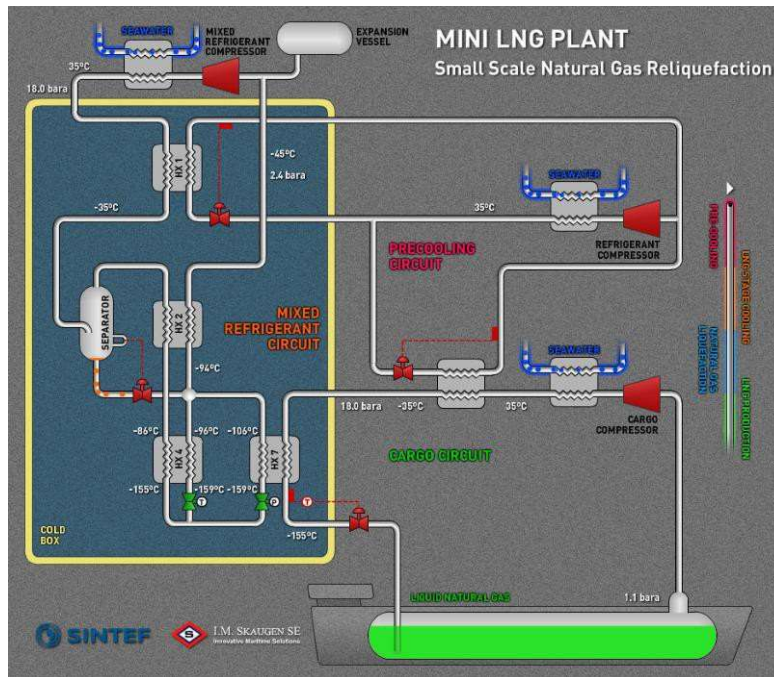
Mixed refrigerant (MR)

Il liquefattore utilizza un mix di mezzi refrigeranti con un singolo compressore ed uno scambiatore di calore.

Viene inoltre aggiunta una unità di pre-cooling per migliorare l'efficienza e assicurare stabilità al sistema.

Questa tecnologia presenta bassi costi operativi ed, utilizzando componenti tradizionali, offre anche dei vantaggi in termini di costi di investimento.

Il sistema può essere completamente automatizzato per la gestione ed anche l'operatività, potendo, nel caso di utilizzo nell'autotrazione, rifornire i mezzi anche in modalità completamente fai-da-te.



Confronto tra le tecnologie

I cicli sono paragonati sulla base della loro efficienza energetica. La scelta di questi cicli si basa sulla loro semplicità realizzativa.

In Tabella E.1 sono riassunte le condizioni operative di ciascun ciclo e i risultati principali della valutazione energetica.

È possibile vedere che il ciclo Claude ha l'efficienza più elevata tra i cicli analizzati (nella valutazione è stato considerato di recuperare il lavoro della turbina).

Il ciclo Linde invece ha l'efficienza più bassa, non molto peggiore di quella del ciclo Brayton inverso, anche se vale la pena evidenziare che il ciclo Brayton presenta minori problemi di sicurezza per la ridotta quantità di idrocarburi e, dal momento che l'azoto non subisce cambiamenti di fase nel ciclo, la progettazione dei componenti coinvolti risulta più semplice da realizzare.

L'efficienza energetica dei cicli considerati potrebbe essere ulteriormente incrementata per mezzo di un preraffreddamento esterno, schemi a doppia pressione o turbine multistadio, rinunciando però in parte alla semplicità del processo.

il ciclo a refrigeranti misti (MRC) è più complicato e richiede diversi scambiatori di calore e organi di espansione, ma permettere di ottenere prestazioni più elevate.

Per esempio il ciclo MRC sviluppato dal SINTEF per impianti di piccola-media taglia dichiara un'efficienza che varia nel range 0,6 - 0,9 kWh/kgLNG, invece un altro ciclo MRC presentato da Gong et al. riporta un'efficienza di 0,9 - 1,0 kWh/kgLNG.

Confrontando le prestazioni energetiche degli impianti considerati con le prestazioni di impianti su grande scala, dove in genere sono utilizzati cicli in cascata o a refrigeranti misti, che hanno efficienze di 0,375 kWh/kg, è possibile notare che la semplicità del ciclo condiziona notevolmente la prestazione raggiungibile.

La gran parte del costo di investimento per un impianto di liquefazione è dovuta al costo dei componenti (sistema di purificazione, scambiatori di calore...); tra gli altri, gli scambiatori di calore rivestono un ruolo molto importante negli impianti su grande scala.

È facile comprendere che il ciclo Linde ha un costo iniziale più basso di tutti gli altri processi.

Mantenere il costo capitale basso è di importanza fondamentale con la riduzione della taglia dell'impianto, invece quando la produzione cresce il costo energetico aumenta, così che diventa interessante complicare il processo allo scopo di incrementarne l'efficienza energetica.

I costi della materia prima (gas naturale) sono stati trascurati in quest'analisi; essi rappresentano la parte principale del costo di produzione dell'LNG e il loro valore decide la fattibilità economica di impianti di liquefazione di piccola scala, insieme con l'investimento iniziale e l'efficienza energetica del processo.

L'analisi economica è strettamente connessa con il mercato cui l'LNG è rivolto, poiché stabilisce il prezzo di vendita finale.

Ciclo	P_{in}	P_{fin}	Lavoro specifico	
	MPa	MPa	kJ/kg _{LNG}	kWh/kg _{LNG}
Linde	20,00	0,10	7'570,12	2,10
Claude	5,00	0,10	3'870,78	1,08
Brayton inverso	0,50	0,05	7'115,36	1,98

2. Soluzioni tecniche per la messa in produzione dei pozzi MP1 e MP2

L'area interessata dalla Concessione di trova in Abruzzo, in provincia di Chieti, nel territorio dei comuni Bomba, Archi, Roccascalegna, Torricella Peligna, Pennadomo, Villa Santa Maria, Atesa, Colledimezzo, Montebello sul Sangro. In totale sono previsti 5 pozzi, due dei quali già perforati (Monte Pallano 1 e Monte Pallano 2), oggetto del presente studio.

La coltivazione dei pozzi MP-1 e MP-2, già perforati, ha lo scopo di produrre il gas presente nella struttura anticlinale mineralizzata. La capacità produttiva di design dei pozzi in questione è stata stimata essere pari a 283.013 Stdm³/giorno (268.280 Nm³/giorno).

Di seguito la composizione del Gas Grezzo proveniente dai pozzi e i dati caratteristici:

Metano	69.14%
Etano	4.94%
Propano	2.24%
i-butano	0.34%
n-butano	0.51%
i-pentano	0.12%
n-pentano	0.10%
n-esano	0.13%
n-eptano	0.06%
n-ottano	0.00%
n-nonano	0.00%
elio	0.11%
CO ₂	0.70%
H ₂ S	0.27%
N ₂	21.34%

Densità relativa	0.717
Potere cal. Sup. PCS	33102 MJ/mc
Wobbe Index	39092MJ/mc
Equivalenza gas commerciale a 38.1 MJ/Smc	0.869 mc/Smc

STHP (pressione statica testa pozzo)	125 kg/cm ² a
WTH (Temperatura esercizio testa pozzo)	20-25°C
CGR (Condensato Gas)	59 STB/MM Smc

Sono state preliminarmente individuate diverse soluzioni tecniche per la messa in produzione dei pozzi Monte Pallano 1 e Monte Pallano 2, in linea con le più moderne tecnologie di trattamento e valorizzazione del gas oggi nel mercato dell'industria di processo, considerando la localizzazione geografica dei pozzi stessi e la presenza o meno di infrastrutture esistenti adiacenti all'area dei pozzi.

La soluzione tecnica selezionata è quella che prevede una tipologia di impianto destinato alla produzione di GNL e allo stoccaggio dello stesso in loco per successiva vendita e collocazione nel mercato locale e nazionale.

La tecnologia individuata afferisce allo Small Scale LNG ovvero alla produzione di GNL di piccola taglia configurandosi come una soluzione efficiente, svincolata dall'approvazione e costruzione di infrastrutture ausiliarie esterne all'impianto e in linea con le strategie nazionali.

Dopo un primo stadio di separazione, il gas è inviato ad una sezione di pretrattamenti per la rimozione di contaminanti in esso presenti come CO₂, H₂S, mercurio (unità opzionale, vincolata alla presenza dell'Hg) e H₂O. La rimozione dei contaminanti ha l'obiettivo di proteggere l'unità di Liquefazione criogenica e preservarne la funzionalità meccanica.

La rimozione del Mercurio è effettuata ricorrendo ad un letto assorbente di materiale licenziato.

La rimozione della CO₂ e H₂S avviene invece all'interno di un assorbitore nell'unità di addolcimento (Gas Sweetening) usando soluzioni liquide di ammine (composti organici contenenti azoto).

Il flusso di gas addolcito viene inviato alle successive unità mentre l'ammina "ricca" risultante viene quindi instradata nel rigeneratore per produrre ammina rigenerata o "magra" che viene riciclata per il riutilizzo nell'assorbitore. Il gas di testa strappato dal rigeneratore è concentrato in H₂S e CO₂.

Il gas acido così ottenuto (ricco di H₂S e CO₂) viene opportunamente trattato per recuperare la CO₂ ivi contenuta (circa 3.7 ton/giorno) e per gestire H₂S presente convertendolo in zolfo elementare allo stato solido (circa 1 ton/giorno).

Segue la sezione di liquefazione criogenica e rimozione dell'azoto contenuta composta da Cold Box e NRU (Nitrogen Rejection Unit). Il gas pulito entra nella Cold Box per essere raffreddato in un ciclo frigorifero a circuito chiuso con il Mixed refrigerant, ovvero un fluido costituito da miscela di idrocarburi e inerti.

Il Mixed Refrigerant, preventivamente compresso, evapora infatti nella Cold Box a pressione atmosferica e alla temperatura di circa -160° fornendo in tal modo le frigorifiche necessarie alla liquefazione del GNL.

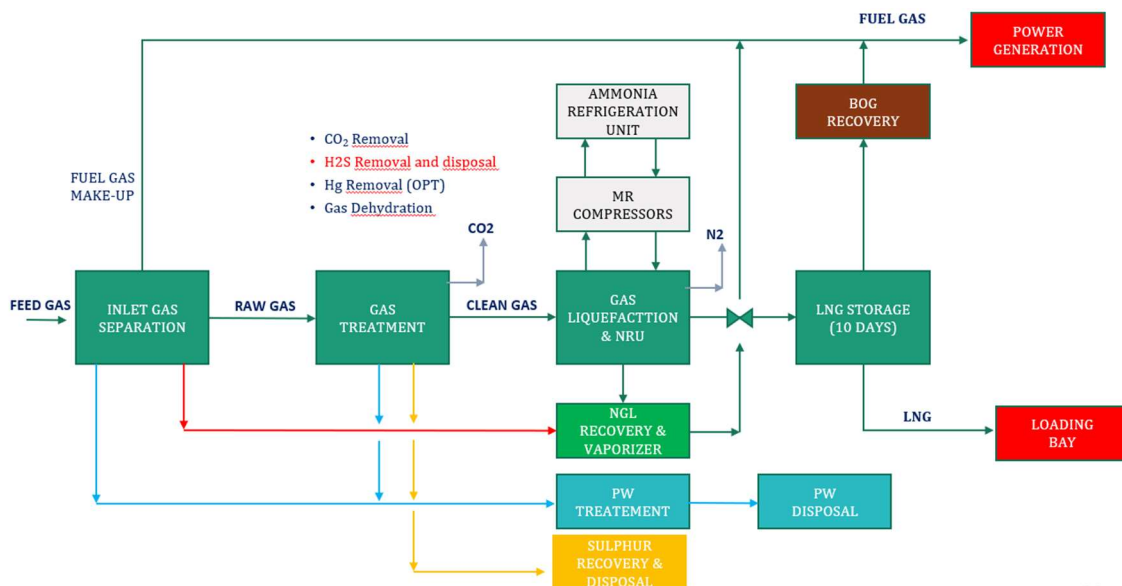
Un ciclo frigorifero con ammoniacca ha la finalità di raffreddare oltre la temperatura ambiente il Mixed refrigerant in uscita dall' Air Cooler posto a valle della compressione. Per trarre le specifiche di Wobbe

Index e Potere calorifico superiore del GNL, è previsto uno spillamento nella Cold Box si una corrente ricca di idrocarburi pesanti. Tale corrente è successivamente rievaporata e utilizzata per la produzione di energia elettrica.

A valle della Cold Box è posta l'unità di distillazione criogenica NRU per la rimozione di azoto fino al valore residuo dell'1% molare.

In uscita dall'NRU il GNL subisce un'espansione Joule-Thomson attraverso valvola e viene portato alle condizioni di stoccaggio.

Il gas liberato a seguito della laminazione, accumulato nel Flash Drum è utilizzato come Fuel Gas per la produzione di Energia Elettrica nell'impianto previa ri-compressione.



24

FIGURA 5 – SCHEMA A BLOCCHI PER L'IMPIANTO GNL - COLLESANTO

Si rimanda ai seguenti allegati tecnici predisposti in via preliminare per evidenziare i flussi di energia e materia, input ed output dell'impianto di produzione, effluenti, stoccaggio e movimentazione del GNL prodotto:

- **Annesso 1** : H&MBs_SMALL SCALE LNG PLANT - MP1 and MP2
- **Annesso 2** : SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO
- **Annesso 3** : SCHEMA A BLOCCHI GENERALE

Di seguito si riassumono le capacità dell'impianto Small Scale LNG in termini di capacità di produzione.

- Gas in ingresso : 268280Nm³/giorno
- GNL prodotto : 122,4 ton/giorno
- Funzionamento in continuo annuale : 8000 ore
- Capacità annua di produzione GNL : 40800 ton
- Capacità dello stoccaggio di GNL : 3000m³ (pari a 11 giorni di produzione)
- Pensiline di caricamento di autocisterne : N° 2 pensiline di carico
- Numero di autocisterne giornaliere : 5 autocisterne al giorno su 3 turni di lavoro (volume di caricamento singola autocisterna di 50m³)
- Consumi elettrici e di potenza: Potenza elettrica installata pari a 5 MW ottenuta come autoproduzione interna all'impianto, in cogenerazione con circa 82 ton/giorno di vapore per utilizzo interno

3. Gestione degli Effluenti ed Emissioni in Atmosfera

L'impianto di produzione GNL considerato con la tecnologia Small Scale LNG avrà il seguente quadro di emissioni gassose ed effluenti liquidi.

- Scarico in Atmosfera da Unità di Liquefazione del Gas e Unità Rimozione Azoto (NRU)

54.149 Nnm³/giorno

25°C / ATM

Composizione stimata : Rif. Annesso 3 : SCHEMA A BLOCCHI GENERALE

- Scarico in Atmosfera da Unità di Produzione Energia Elettrica e Vapore (nota 1)

922.784 Nnm³/giorno

300°C / ATM

Composizione stimata : Rif. Annesso 3 : SCHEMA A BLOCCHI GENERALE

Nota (1) : Questo scarico può essere convogliato ad un opportuno sistema di cattura e recupero della CO₂ per riduzione emissione GHG

- Scarico in Atmosfera da Unità di Recupero e Trattamento dei Gas Acidi

Da definire (nota 2) Nnm³/giorno

Nota (2) : La portata e la composizione di questo scarico è da definire sulla base delle BAT

In linea con il Decreto Legislativo 152 2006 – Allegati alla parte V - Coltivazione di idrocarburi, si conferma che le emissioni gassose dell'impianto proposto di Small Scale LNG saranno gestite in linea con quanto previsto dal dispositivo di legge, ed in particolare le emissioni saranno limitate all'origine, convogliate ed abbattute utilizzando la migliore tecnologia disponibile. I gas di coda derivanti, se non utilizzati come combustibili, saranno convogliati ad unità di termodistruzione in cui la combustione dovrà avvenire ad una temperatura minima di 950°C per un tempo di almeno 2 secondi e con eccesso di ossigeno non inferiore al 6%. A tali emissioni si applicheranno i limiti seguenti:

ossidi di zolfo espressi come SO ₂	1200 mg/Nm ³
idrogeno solforato	10 mg/Nm ³
ossidi di azoto espressi come NO ₂	350 mg/Nm ³
monossido di carbonio	100 mg/Nm ³
sostanze organiche volatili espresse come carbonio organico totale	20 mg/Nm ³
polveri	10 mg/Nm ³

Quale unità di riserva a quella di termodistruzione sarà prevista una torcia, con pilota, in grado di assicurare una efficienza minima di combustione del 99% espressa come CO₂/(CO₂+CO).

- Effluente Liquido – Acqua di Produzione trattata

9.15 m³/giorno

50°C / ATM

Composizione stimata : Rif. Annesso 1 - H&MBs_SMALL SCALE LNG PLANT - MP1 and MP2

L'Acqua di produzione associata al gas estratto dai pozzi MP1 e MP2 viene opportunamente separata dal gas nelle apparecchiature dell'impianto e viene convogliata ad una specifica unità di trattamento dove l'acqua viene portata a specifiche di legge per essere convogliata all'impianto consorile di raccolta acque reflue.

- Sotto-prodotti dell'impianto di Liquefazione – Small Scale LNG

Dall'unità di Recupero e Trattamento dei Gas Acidi, attraverso le migliori tecnologie disponibili (BAT), si procederà al recupero della CO₂ come sottoprodotto pari a circa 3,67 ton/giorno. La CO₂ così recuperata potrà essere opportunamente valorizzata nel mercato industriale, imbottolata allo stato gassoso o liquido, evitandone l'immissione in atmosfera, in un quadro complessivo di riduzione delle emissioni di GHG.



Parimenti , sempre dall'unità di Recupero e Trattamento dei Gas Acidi, attraverso le migliori tecnologie disponibili (BAT), si procederà al recupero della H₂S ivi contenuta, alla sua conversione in zolfo elementare che verrà poi successivamente convogliato a smaltimento/riuso in forma solida. La portata prevista di recupero zolfo allo stato solido è di circa 1 ton/giorno.

4. Inquadramento Territoriale

4.1. Localizzazione e Zone Limitrofe

Lo Small Scale LNG Plant sorgerà nella Regione Abruzzo, in provincia di Chieti nel territorio del comune di Bomba, riconducibile allo sviluppo del campo Monte Pallano ovvero alla messa in produzione e coltivazione dei pozzi già presenti **Monte Pallano 1** e **Monte Pallano 2**.

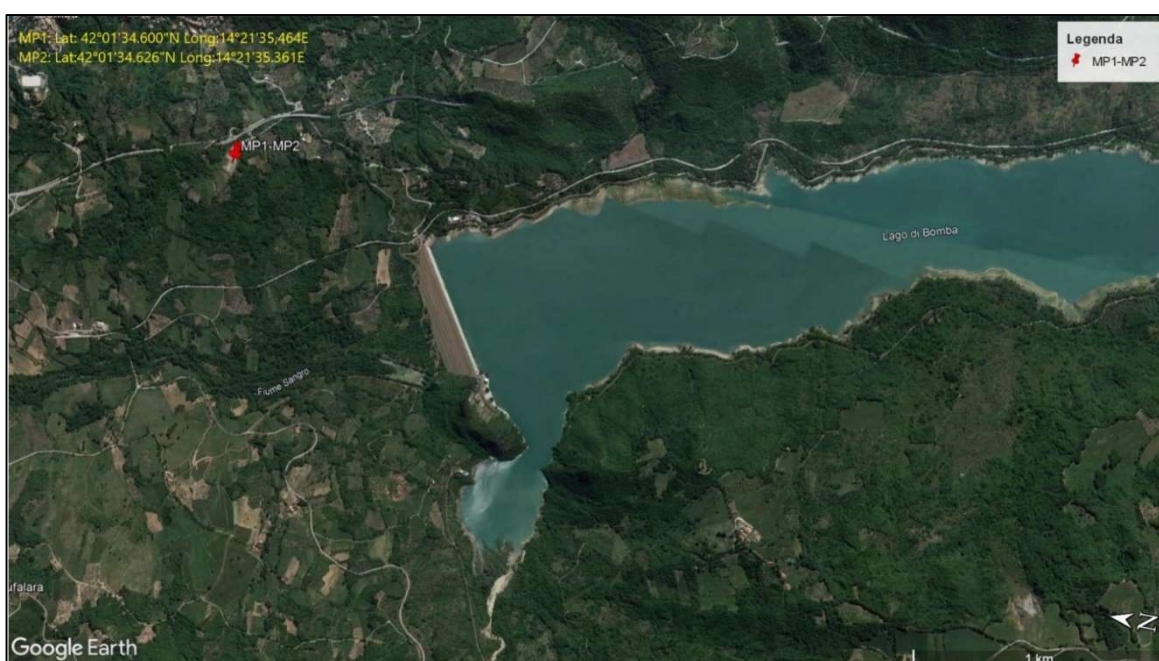


FIGURA 1 -LOCALIZZAZIONE AREA POZZI

Questi ultimi situati rispettivamente nei punti con coordinate geografiche:

Monte Pallano 1 dir	Coordinate geografiche del centro pozzo (WGS84)	Lat.: 42°01'34,600"N	Long.: 14°21'35,464"E
	Riferimento Catastale:	Carta catastale del Comune di Bomba: Foglio 8	Mappale: 1372
	Quota p.c.:	316 m s.l.m.	
Monte Pallano 2 dir	Coordinate geografiche del centro pozzo (WGS84)	Lat.: 42°01'34,626"N	Long.: 14°21'35,361"E
	Riferimento Catastale:	Carta catastale del Comune di Bomba: Foglio 8	Mappale: 1369
	Quota p.c.:	316 m s.l.m.	

FIGURA 2 - COORDINATE GEOGRAFICHE POZZI MP1-MP2

Il sito dell'impianto si configura come un'area scarsamente antropizzata adibita principalmente ad uso agricolo con lieve presenza di case e masserie disabitate o utilizzate a scopo prettamente temporaneo. Il lotto dello Small Scale LNG Plant sarà delimitato ad Est dalla S.S. 652 Val di Sangro, dalla quale verrà realizzato anche l'accesso all'impianto in concomitanza a quello della diga di Bomba. A Nord e ad Ovest prettamente da distese boschive e agricole, mentre poco a Sud ad una distanza di circa 1,03 Km si estende la diga ed il corrispettivo Lago di Bomba.

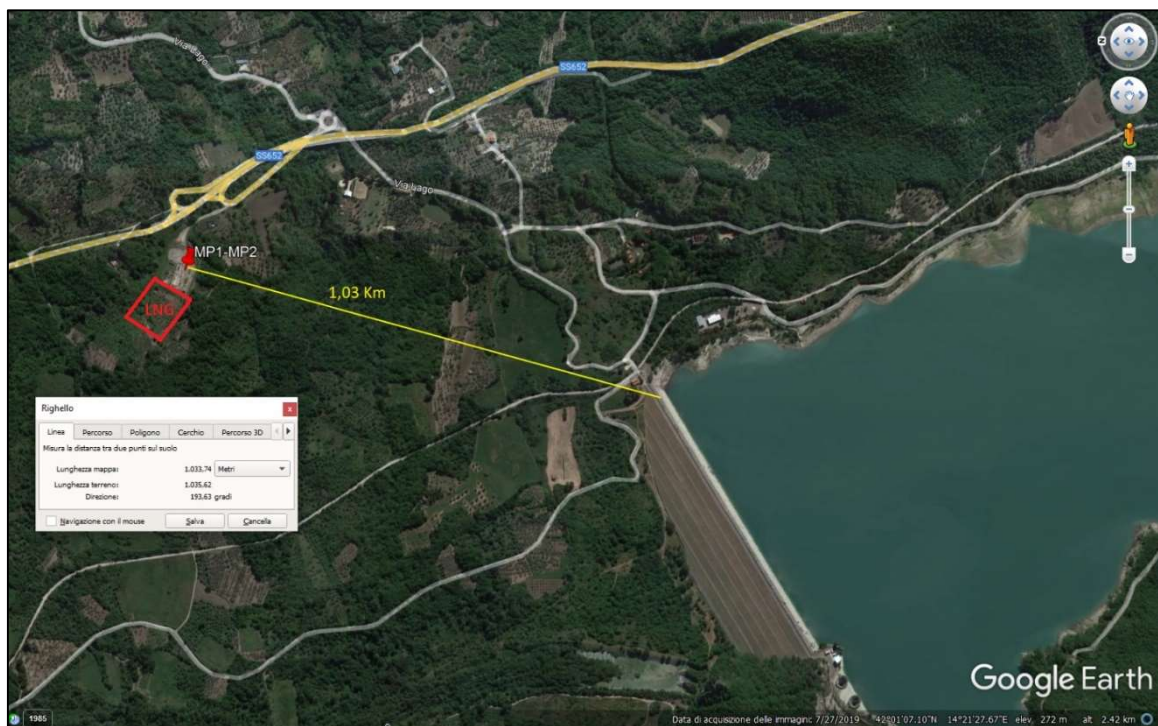


FIGURA 3 - DISTANZA DIGA - POZZI

L'impianto Small Scale LNG (in rosso) risiederà prettamente nella zona fiancheggiante i pozzi MP-1 e MP-2 ed avrà una estensione superficiale preliminare di circa 15'000 m² (1,5 ettari) comprensivi di vie di fuga e di accesso circolferenziali. Di sotto è mostrato in il Layout preliminare dell'impianto destinato alla liquefazione del gas estratto e produzione con stoccaggio in loco di GNL.

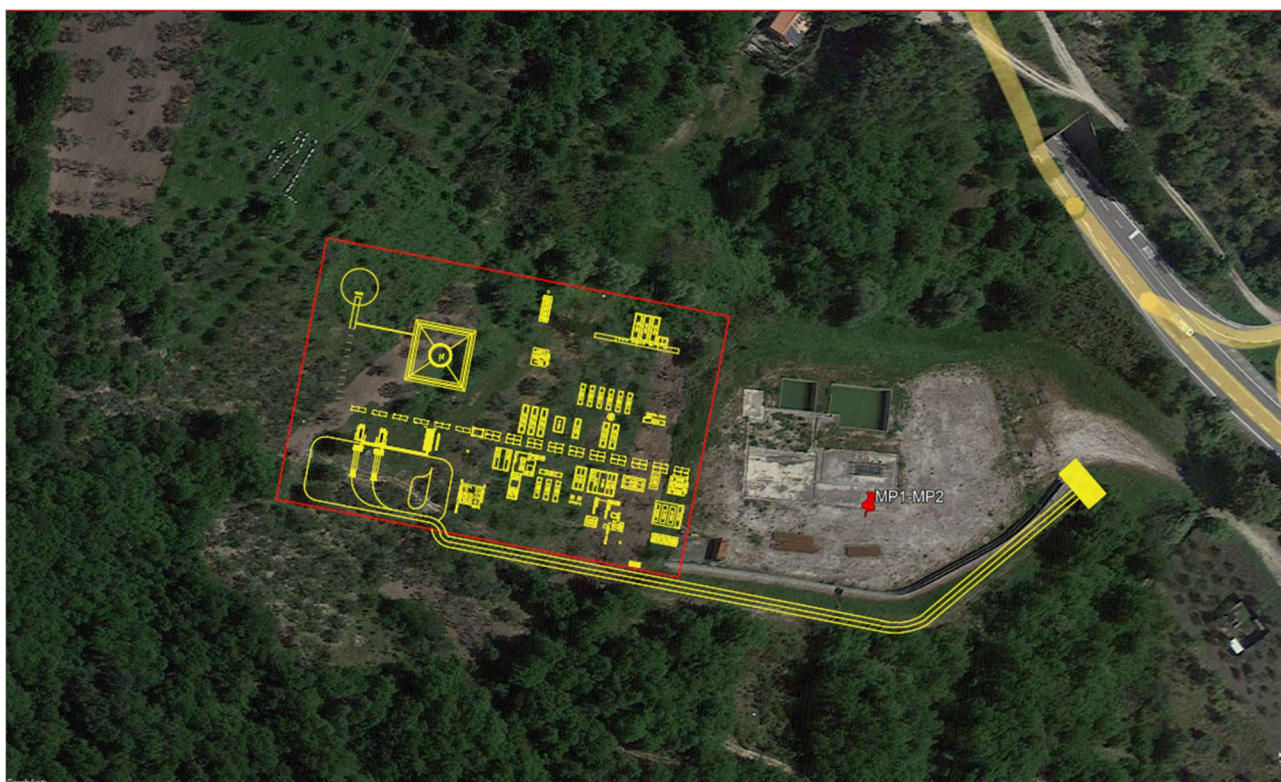
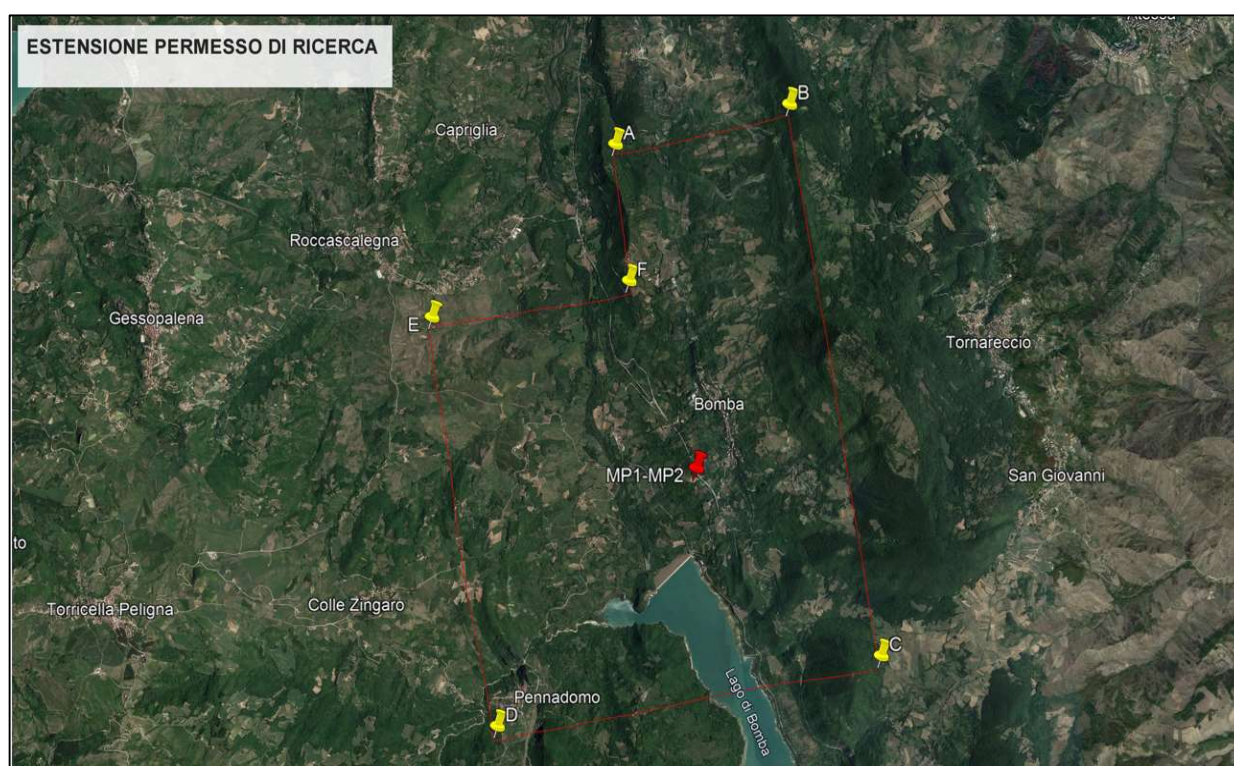


FIGURA 4 - LAY OUT PRELIMINARE DELL' IMPIANTO

4.2. Estensione Permesso di Ricerca

Per quanto riguarda la concessione del permesso di ricerca, questa si estende su di una superficie di circa 35,7 Km²:



caratterizzata dai seguenti vertici aventi coordinate geografiche:

VERTICI	COORDINATE GEOGRAFICHE	
	Longitudine E (Monte Mario)	Latitudine N
a	1°54'	42°04'
b	1°56'	42°04'
c	1°56'	42°00'
d	1°52'	42°00'
e	1°52'	42°03'
f	1°54'	42°03'