POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Riconversione di una piattaforma petrolifera in dismissione e del relativo reservoir per l'installazione di un impianto di stoccaggio di anidride carbonica. Progettazione preliminare.

Relatori

Prof. Andrea Carpignano

Prof. Raffaella Gerboni

Dott.ssa Anna Chiara Uggenti

Ing. Luca Portè

Candidato

Francesco Pertuso

Anno Accademico 2021-2022

Alla mia famiglia.

A machine is only as good as the engineer who built it…

Abstract

Il presente lavoro di tesi sviluppa un progetto preliminare di una possibile opzione di riutilizzo di piattaforme Oil&Gas offshore che, giunte al termine della loro vita produttiva a causa dell'esaurimento del proprio giacimento idrocarburico, sono destinate alla dismissione; in particolare, nell'attuale contesto di transizione energetica, l'opzione di riconversione prevede di trasformare la piattaforma in dismissione in una stazione di iniezione di anidride carbonica per lo stoccaggio nel giacimento annesso. Durante il lavoro di tesi, a valle di una breve trattazione sullo stato dell'arte nel campo dell'anidride carbonica e delle tecnologie di Carbon Capture & Storage, sono stati dimensionati tutti i componenti fondamentali al corretto funzionamento dell'impianto sulla base di un modello termofluidodinamico del pozzo di iniezione sviluppato per simulare il comportamento delle proprietà termodinamiche della CO_2 nel pozzo ed il suo passaggio di stato da gas a fluido supercritico. È stata prestata particolare attenzione a sottolineare la convenienza della riconversione rispetto al completo smantellamento dell'impianto e al suo conseguente contributo allo sviluppo di un futuro più sostenibile nell'ambito del settore energetico. Nella stesura del lavoro ci si è focalizzati nel presentare una linea guida da seguire per il futuro sviluppo di un progetto di dettaglio ed è stata messa in luce una filosofia di riconversione non solo adatta al caso studio trattato in questo elaborato, ma applicabile, in linea generale, alle altre piattaforme Oil&Gas del panorama italiano.

The present thesis work develops the basic design project for a possible offshore Oil&Gas dismissing platform. This platform has reached the end of its producing life due to reservoir depletion and therefore has been addressed to decommissioning. Given the present energy transitioning background, this option of conversion consists in the transformation of the previous producing plant in an injection station able to inject carbon dioxide in the associated depleted reservoir for permanent storage. In this thesis work, at the beginning, the state of the art of carbon dioxide and its Carbon Capture & Storage technologies are described, then the main plant components are designed, explaining the technical choices based on a thermal fluid dynamics model, developed to foresee the CO_2 behavior in the injection well. A careful attention is paid to highlight the benefit of a platform reuse instead of its complete decommissioning and to its contribution to a more sustainable future in the energy sector. The project is focused on studying a guideline for the future development of a detailed project, and on establishing a general conversion philosophy valid for similar Oil&Gas platforms in the Italian scenario.

Indice

INDICE DELLE FIGURE ..... **I**

INDICE DELLE TABELLE ..... **III**

INDICE DEGLI ACRONIMI ..... **IV**

1. INTRODUZIONE **1**

1.1 CONTESTO ENERGETICO 1
1.2 CONTESTO DEL PROGETTO 4
1.3 OBIETTIVI E STRUTTURA DELLA TESI 6

2. ANIDRIDE CARBONICA: STATO DELL'ARTE **8**

2.1 PROPRIETÀ CHIMICO FISICHE 9
2.2 CATTURA 17
2.3 TRASPORTO 22
2.4 STOCCAGGIO 25
2.5 APPLICAZIONI INDUSTRIALI: *CARBON CAPTURE & UTILIZATION* 31

3. CASO STUDIO: ASSUNZIONI E MODELLO **34**

3.1 FILOSOFIA DI PROGETTO 35
3.2 METODOLOGIA DI PROGETTO 37
3.3 SITO DI RIFERIMENTO 38
3.4 INIEZIONE IN GIACIMENTO 48

4. BASIC DESIGN OPZIONE 3 ..... **55**

4.1 DESCRIZIONE DEL PROCESSO DI GREEN1 56
4.2 DIAGRAMMA A BLOCCHI E LIMITE DI BATTERIA 58
4.3 CODICE NUMERICO DEL POZZO 59

5. PROGETTAZIONE IMPIANTO **70**

5.1 MODI DI FUNZIONAMENTO 71
5.2 DIMENSIONAMENTO DEI COMPONENTI 73
5.3 LOGICA DI CONTROLLO 81

6. RIPROGETTAZIONE DELLA PIATTAFORMA **83**

6.1 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO PRE-RICONVERSIONE 84
6.2 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO POST RICONVERSIONE 86
6.3 COMPATIBILITÀ STRUTTURALE DELLA NUOVA CONFIGURAZIONE 87

7. CONCLUSIONI E PROSPETTIVE **90**

BIBLIOGRAFIA **92**

RINGRAZIAMENTI **10**

Indice delle Figure

Figura 1: Emissioni CO_2 per settore 2019, IEA [1] 1
Figura 2: Progetti in fase di sviluppo di Carbon Capture Storage & Utilization, IOGP [3] 2
Figura 3: CO_2 pathways & net flows, [9] 8
Figura 4: Diagramma di fase della CO_2, [12] 9
Figura 5: Diagramma di stato della regione supercritica, [13] 10
Figura 6: Proprietà termofisiche della CO_2 a 75 bar, [13] 11
Figura 7: Confronto calore specifico acqua, CO_2 e R134a nella regione supercritica, [13] 11
Figura 8: Comportamento della densità nella regione supercritica, [12] 12
Figura 9: Comportamento viscosità nella regione supercritica, [12] 12
Figura 10: Influenza delle impurità su pressione e temperatura critiche, [14] 13
Figura 11: Influenza delle impurità sulla densità, [14] 14
Figura 12: Influenza delle impurità sulla viscosità, [14] 14
Figura 13: Processi di cattura CO_2, [22] 17
Figura 14: Schematizzazione di un ciclo per assorbimento chimico, [12] 18
Figura 15: Schematizzazione di un sistema di cattura pre-combustione, [24] 19
Figura 16: PFD ciclo combinato con ossicombustione, [12] 20
Figura 17: PFD di un ciclo ad ossicombustione con reattore ITM, [12] 20
Figura 18: Cattura per absorbimento, [25] 21
Figura 19: Cattura per adsorbimento, [26] 21
Figura 20: Fase di trasporto, [28] 22
Figura 21: diagramma di fase della CO_2 con condizioni di trasporto, [29] 22
Figura 22: Variazione della densità in funzione della profondità,[12] 25
Figura 23: Strutture di stoccaggio geologico, [12] 26
Figura 24: Storage security, [12] 27
Figura 25: Capacità di stoccaggio, in verde le condizioni idonee [31] 27
Figura 26: Iniettività, in verde le condizioni idonee [31] 28
Figura 27: Contenimento, in verde le condizioni idonee [31] 28
Figura 28: Tecnologie per lo stoccaggio in oceano, [12] 29
Figura 29: Processo ciclico di CCU 31
Figura 30: Power-to-X attraverso l'idrogenazione della CO2, [34] 32
Figura 31: Posizione piattaforme offshore italiane, [35] 38
Figura 32: Mappa velocità del vento, [36] 39
Figura 33: Distribuzione della direzione del vento, [37] 39
Figura 34: Mappa di pericolosità sismica del territorio italiano, valori standard al 50° percentile, ... 40
Figura 35: Struttura jacket di ancoraggio piattaforma offshore, [39] 41
Figura 36: Piattaforma GREEN1 vista laterale, [6] 42

Figura 37: Rappresentazione schematica di un pozzo, prima e dopo il P&A, [51] 49
Figura 38: Sezione pozzo, disegno non in scala..... 50
Figura 39: Produzione elettrica italiana per tipo di energia in Terajoule, [59] 56
Figura 40: Diagramma a blocchi del sistema 58
Figura 41: Densità della CO_2 nell'intorno del punto critico 60
Figura 42: Viscosità della CO2 nell'intorno del punto critico 60
Figura 43: Conducibilità termica della CO_2 nell'intorno del punto critico 61
Figura 44: Calore specifico a pressione costante della CO_2 nell'intorno del punto critico 61
Figura 45: Studio di indipendenza di griglia per temperatura e pressione 62
Figura 46: Evoluzione della pressione nel pozzo 63
Figura 47: Evoluzione termodinamica inizio iniezione 64
Figura 48: Proprietà della CO_2 nelle condizioni di inizio iniezione..... 64
Figura 49: Evoluzione termodinamica fine iniezione 65
Figura 50: Proprietà della CO_2 nelle condizioni di fine iniezione 65
Figura 51: Evoluzione THP e BHP 66
Figura 52: Evoluzione pressione nel pozzo (sinistra), evoluzione pressione nel tempo (destra), [17] 67
Figura 53: Schema di progettazione per l'Opzione 3 70

Indice delle Tabelle

Tabella 1: Proprietà fisiche CO_2, [11] 9
Tabella 2: Composizioni indicative flussi CO_2,[12] 13
Tabella 3: Valori di profondità dei pozzi relativi ai campi idrocarburici elencati, [40] 44
Tabella 4: Valori di pressioni originaria per alcuni giacimenti 45
Tabella 5: Valori di pressione minima per alcuni giacimenti 45
Tabella 6: Valori di GOIP per alcuni giacimenti italiani 46
Tabella 7: Specifiche pozzo 49
Tabella 8: Dati tecnici relativi alla sealine esistente 57
Tabella 9: Pressioni a testa pozzo per diverse portate 67
Tabella 10: Stati compressione per dimensionamento massimo salto di pressione 74
Tabella 11: Caratteristiche principali del motore elettrico, [63] 74
Tabella 12: Caratteristiche principali del compressore, [64] 74
Tabella 13: Caratteristiche del package di compressione 75
Tabella 14: Dimensioni buffer stoccaggio 75
Tabella 15: Azioni per l'arresto d'emergenza del sistema 79
Tabella 16: Lista dei componenti da smantellare dalla piattaforma GREEN1 84
Tabella 17: Analisi comparativa dei pesi pre e post riconversione 87
Tabella 18: Indici di ingombro pre e post riconversione 87

Indice degli Acronimi

CC	Carbon Capture
CCS	Carbon Capture & Storage
CCUS	Carbon Capture, Utilization & Storage
D.P.R.	Decreto del Presidente della Repubblica
EOR	Enhanced Oil Recovery
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi
ESD	Emergency Shut Down
GOIP	Gas Originariamente In Posto
HIPPS	High Integrity Pressure Protection System
IGC	International Gas Carrier
ITM	Ion Transfer Membrane
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MEG	Glicole Monoetilenico
MISE	Ministero dello Sviluppo Economico
NIST	National Institute of Standards and Technologies
P2X	Power-to-X
PFD	Process Flow Diagram
ROV	Remote Operated Vehicle
SCADA	Supervisory Control & Data Acquisition
UPS	Uninterruptible Power Supply

1. Introduzione

1.1 Contesto Energetico

Nel dicembre 2019, la Presidente della Commissione europea, Ursula von der Leyen, ha presentato l'*European Green Deal*, un programma che ha come obiettivo rendere l'Europa il primo continente a impatto climatico zero entro il 2050. Pertanto, è aumentata la necessità di adottare dei modelli economici che puntano verso una maggiore sostenibilità ambientale e sociale.

Di sostenibilità, si parlava già nel 1987 nel *Rapporto Brundtland,* il quale definisce "*Sviluppo Sostenibile quello sviluppo che soddisfa le esigenze del presente senza compromettere la capacità delle generazioni future di soddisfare le proprie*". Questa ampia definizione riguarda ogni ambito, essa in particolare considera gli aspetti ecologici, sociali ed economici.

È dunque necessario ammettere che non è possibile ignorare i rapporti causa effetto del sistema economico mondiale. La Terra è un sistema chiuso con risorse limitate, quindi, è fondamentale estrarre le risorse alla stessa velocità di quanto le stesse si possano rinnovare, altrettanto fondamentale è l'attenzione che deve essere posta alla produzione dei rifiuti che deve rispettare il tasso di assorbimento dell'ecosistema.

Sfruttare le risorse che si rinnovano con una scala temporale prossima a quella di consumo risulta essere sostenibile a livello di ecosistema; infatti, si ottiene un impatto ambientale nullo se il tasso di rigenerazione delle risorse è simile a quello di utilizzo.

Nell'ambito energetico, queste risorse sono chiamate fonti di energia rinnovabile e sono riconducibili principalmente all'energia solare, geotermica e gravitazionale. La transizione energetica si pone come obbiettivo lo sfruttamento intensivo delle risorse rinnovabili piuttosto che quelle fossili così da ridurre globalmente l'impatto ambientale.

Uno degli indicatori negativi dell'impatto che l'uomo ha sull'ambiente è la concentrazione di gas serra (*Greenhouse Gases*) in atmosfera. Uno di quelli più emessi a livello globale è l'anidride carbonica, e i principali settori responsabili di queste emissioni sono quello di generazione di energia elettrica e termica e quello dei trasporti. La produzione di energia nel 2019 ha emesso oltre 14 miliardi di tonnellate di CO_2, mentre quello dei trasporti ne ha emesse più di 8 miliardi, rappresentando rispettivamente il 42% e il 25% delle emissioni globali da quanto riportato nei database dell'International Energy Agency [1]. L'anno 2019 è rappresentativo della situazione economica e politica pre-pandemica, durante la quale i lockdown hanno determinato una forte riduzione dei consumi energetici di tutto il mondo ed in particolare negli stati in via di sviluppo, più energivori.

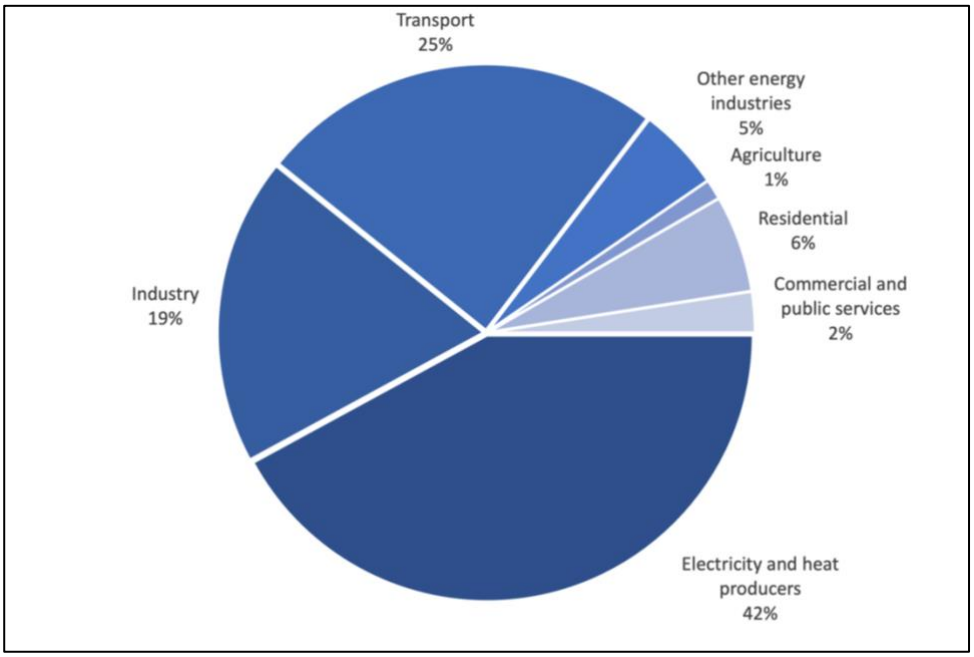


Figura 1: Emissioni CO_2 per settore 2019, IEA [1]

Come è possibile osservare dal grafico, il settore dell'industria e quello della produzione di potenza sono responsabili di circa il 60% delle emissioni globali. Si può intervenire su questi settori poiché sono caratterizzati da emettitori stazionari (luogo in cui avviene il processo di emissione) quindi facilmente individuabili. Tutto ciò non è adottabile nel settore dei trasporti perché l'emissione non è statica.

In Italia nell'anno 2021, come segnalato dal database Terna [2], poco più del 40% dell'energia elettrica è stata prodotta sfruttando le fonti rinnovabili. La transizione energetica, nei prossimi anni, ha come obiettivo una forte riduzione dello share fossile in favore di quello rinnovabile. Non è possibile però pensare di sostituirlo completamente nel breve periodo dato che gli impianti turbogas, al contrario delle centrali a carbone, nucleari e rinnovabili, possono essere regolate facilmente assecondando la domanda della rete (*load following*), infatti il sistema di distribuzione di energia elettrica è in equilibrio solo se la fluttuazione della domanda viene compensata dalla generazione.

In questo contesto è necessario azzerare l'impatto ambientale delle centrali fossili attive, abbattendo e sequestrando le emissioni attraverso opportuni sistemi di Carbon Capture & Storage. La tecnologia chiave della Carbon Capture, trattata nel paragrafo 2.2, è matura ed ampiamente utilizzata nel mondo al contrario di quella di Storage che rappresenta la sfida del prossimo futuro. Poiché ancora non esiste una tecnologia predominante, le diverse possibilità di stoccaggio sono discusse nel capitolo 2.4.

In un'ottica pioneristica, successivamente allo stoccaggio, si può pensare all'estrazione dell'anidride carbonica ed al suo riutilizzo nella produzione industriale, processo chiamato *Utilization*. Le possibilità industriali di riutilizzo, oggetto di ricerca ed ottimizzazione, sono approfondite nel capitolo 2.5.

In Figura 2, sono mostrate le strutture di CCUS attivi e in fase di progettazione in Europa, tra i quali troviamo i due progetti italiani: CLEANKER, che si pone come obiettivo la decarbonizzazione dei processi industriali di produzione di cemento, e il CCS Ravenna Hub il quale, invece, mira alla riconversione dei campi di idrocarburi esauriti in centri per lo stoccaggio temporaneo.

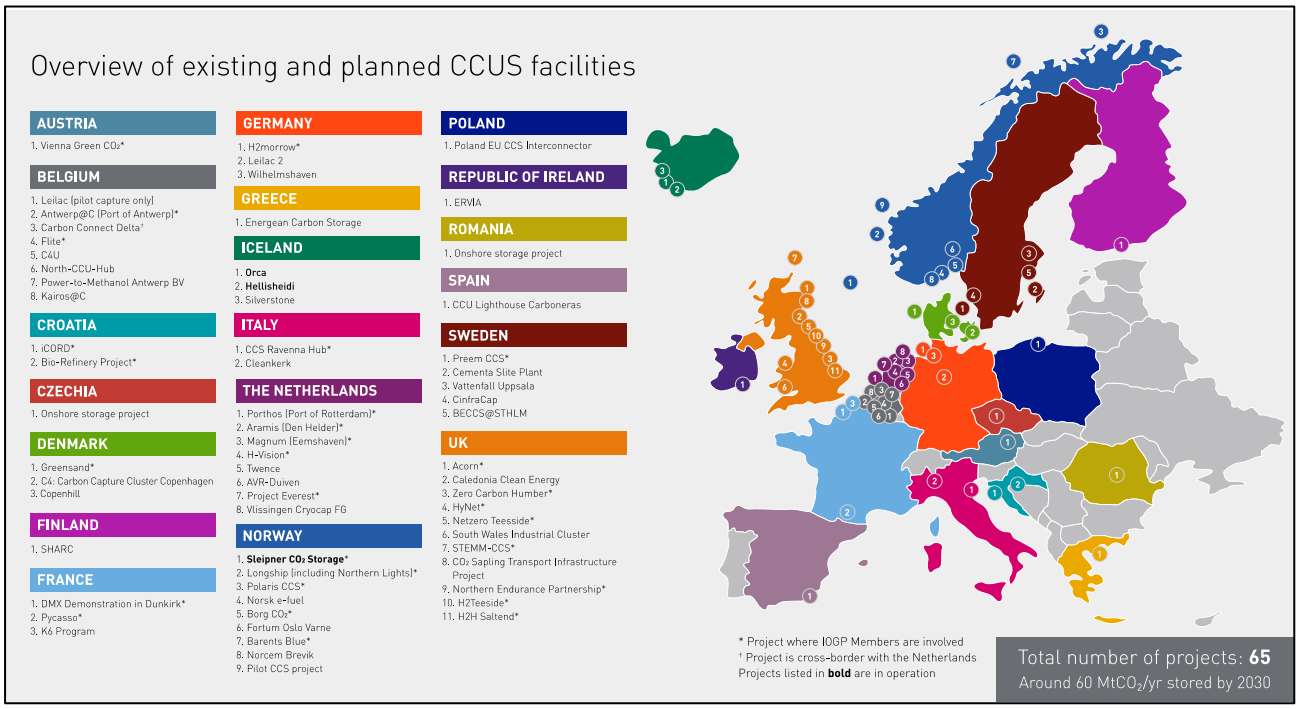


Figura 2: Progetti in fase di sviluppo di Carbon Capture Storage & Utilization, IOGP [3]

Oltre all'Unione Europea altri 44 stati hanno scelto di impegnarsi per raggiungere l'obiettivo di carbon neutrality nel 2050, si stima che sia necessario aumentare la capacità mondiale degli impianti CCS da 40 Mtpa, dato aggiornato al 2021, a 5 600 Mtpa con un investimento che si aggira tra i 655 e i 1 280 miliardi di dollari [4]. L'ostacolo da abbattere è rappresentato dal costo del trasporto e dello stoccaggio, il mercato volge verso la condivisione delle infrastrutture, come le pipelines e i pozzi di iniezione favorendo l'ingresso nel mercato anche dei progetti finanziati da piccole imprese [4].

Infine, la maggior parte dei finanziamenti pubblici e privati sono impegnati nella ricerca e sviluppo di infrastrutture che utilizzano le strutture geologiche sotterranee come trappole per l'anidride carbonica, ed in questa direzione è sviluppato il progetto riportato nel mio lavoro di tesi.

1.2 Contesto del Progetto

Questo lavoro di tesi nasce nel contesto del progetto che coinvolge il Ministero dello Sviluppo Economico, il Politecnico di Torino, l'Environment Park e la Fondazione Istituto Italiano di Tecnologie; è, inoltre, frutto dell'attività svolta presso la società di ingegneria RAMS&E S.r.l.

Il progetto ha lo scopo di analizzare diverse alternative allo smantellamento delle piattaforme estrattive offshore, giunte ormai a fine vita. Come sarà spiegato di seguito, tale operazione di smantellamento (o *decomissioning*) ha, infatti, un notevole impatto ambientale per cui risulta più conveniente trovare una seconda possibilità di utilizzo della piattaforma piuttosto che procedere con la sua dismissione. In accordo con l'attuale transizione energetica, tale progetto propone tre diverse opzioni:

- Opzione 1 - Produzione di energia fotovoltaica per la produzione di acqua dissalata,
- Opzione 2 - Riutilizzo della piattaforma per re-iniettare nei pozzi una miscela CH_4+H_2, per stoccaggio temporaneo,
- Opzione 3 - Riutilizzo della piattaforma per re-iniettare nei pozzi CO_2 e stoccarla.

Questo lavoro di tesi è quindi focalizzato sullo sviluppo e sulla verifica tecnologica della fattibilità di un progetto preliminare riguardante l'Opzione 3, sulla stesura e validazione del modello numerico per il calcolo dell'evoluzione del fluido all'interno del pozzo di iniezione ed una parte di ricerca in letteratura riguardante l'attuale stato dell'arte in materia di anidride carbonica e delle tecnologie utilizzate in tale ambito.

Come previsto dal D.P.R del 5 ottobre 2010 n.207 alla sezione 2, articolo 17 [5]:

"Il progetto preliminare definisce le caratteristiche qualitative e funzionali dei lavori, il quadro delle esigenze da soddisfare e delle specifiche prestazioni da fornire nel rispetto delle indicazioni del documento preliminare alla progettazione; evidenzia le aree impegnate, le relative eventuali fasce di rispetto e le occorrenti misure di salvaguardia, nonché le specifiche funzionali ed i limiti di spesa delle opere da realizzare, ivi compreso il limite di spesa per gli eventuali interventi e misure compensative dell'impatto territoriale e sociale e per le infrastrutture ed opere connesse, necessarie alla realizzazione. Il progetto preliminare stabilisce i profili e le caratteristiche più significative degli elaborati dei successivi livelli di progettazione, in funzione delle dimensioni economiche e della tipologia e categoria dell'intervento, ed è composto dai seguenti elaborati:

- *relazione illustrativa;*
- *relazione tecnica;*
- *studio di prefattibilità ambientale;*
- *studi necessari per un'adeguata conoscenza del contesto in cui è inserita l'opera, corredati da dati bibliografici, accertamenti ed indagini preliminari - quali quelle storiche archeologiche ambientali, topografiche, geologiche, idrologiche, idrauliche, geotecniche e sulle interferenze e relative relazioni ed elaborati grafici – atti a pervenire ad una completa caratterizzazione del territorio ed in particolare delle aree impegnate;*
- *planimetria generale ed elaborati grafici;*
- *prime indicazioni e misure finalizzate alla tutela della salute e sicurezza dei luoghi di lavoro per la stesura dei piani di sicurezza con i contenuti minimi di cui al comma 2;*
- *calcolo sommario della spesa;*
- *quadro economico di progetto;*
- *piano particellare preliminare delle aree o rilievo di massima degli immobili."*

1.2.1 Riconversione piattaforme offshore

Come anticipato, il presente lavoro di tesi rientra nell'ambito del progetto di ricerca in relazione allo sviluppo sostenibile e alla dismissione delle piattaforme offshore giunte al termine della loro vita produttiva. Nello specifico sono allo studio tre alternative allo smantellamento della struttura riportate di seguito:

L'Opzione 1, tratta nella tesi magistrale di A. Aliberti [6], consiste nell'installazione a bordo della piattaforma, destinata alla dismissione, di un sistema di produzione di acqua dissalata e/o di un

elettrolizzatore alimentato da un impianto fotovoltaico. I moduli fotovoltaici sono dei dispositivi optoelettronici in grado di convertire l'energia solare in energia elettrica; sono ormai una tecnologia ben consolidata, in grado di raggiungere rendimenti medi relativamente elevati. L'energia elettrica prodotta alimenta un sistema di produzione di acqua dissalata di origine marina; esso permette di rispondere alla domanda di acqua potabile delle piattaforme limitrofe e/o di inviare a terra l'acqua potabile prodotta. In seconda battuta l'energia prodotta dal sistema fotovoltaico potrebbe alimentare un elettrolizzatore; esso è un dispositivo elettrochimico in grado di separare gli atomi della molecola d'acqua ed ottenere idrogeno puro.

L'Opzione 2 tratta nella tesi magistrale di G. Rech [7], invece, prevede l'installazione a bordo della piattaforma di un impianto di compressione che, sfruttando i pozzi preesistenti, trasforma il giacimento di idrocarburi al di sotto della struttura in un sito di stoccaggio temporaneo di una miscela di gas naturale e idrogeno. Lo stoccaggio di gas naturale è ormai una pratica matura e necessaria a rispondere alla variabilità della domanda durante i mesi invernali e nell'ottica della decarbonizzazione, l'addizione di una percentuale di idrogeno risulta di elevato interesse per la transizione energetica.

Infine, l'Opzione 3 trattata in questa tesi, similmente all'Opzione 2, prevede l'installazione di un impianto di compressione che dovrà però processare e stoccare CO_2. La Carbon Capture (CC) è un processo di cattura dell'anidride carbonica prodotta dal consumo di combustibili e contenuta nei fumi di scarico; questa è una tecnologia ormai affermatasi a livello globale ed è una delle più efficaci strategie per abbattere la concentrazione di CO_2 oggi presente in atmosfera. Lo step successivo alla cattura è lo stoccaggio dell'anidride carbonica nel sottosuolo, così da rimuoverla dall'atmosfera e renderla disponibile per un suo eventuale riutilizzo, evitando che continui ad esercitare la sua azione climalterante.

1.3 Obiettivi e Struttura della Tesi

Questa tesi si pone l'obiettivo di valutare la fattibilità tecnica della riconversione di una piattaforma offshore e del relativo giacimento in una stazione di iniezione e stoccaggio permanente di anidride carbonica.

Per perseguire questo obiettivo è necessario raccogliere, in seguito ad una attenta ricerca bibliografica, le nozioni sullo stato dell'arte dell'anidride carbonica e delle tecnologie di CCS; in seguito applicare la metodologia di progettazione per la riconversione di una piattaforma tipo e del suo giacimento. Di fondamentale importanza è stata la scelta del caso studio, dopo un'accorta analisi delle piattaforme Oil&Gas del panorama italiano, è stato possibile adeguare il processo di iniezione di CO_2 alla piattaforma scelta. Infine, si affrontano il dimensionamento dei componenti di processo e l'analisi strutturale della nuova configurazione della piattaforma.

Nel presente lavoro di tesi, si è escluso l'aspetto economico concentrandosi principalmente sullo sviluppo di una relazione tecnica e illustrativa dell'impianto con le relative tavole tecniche a supporto; l'intero lavoro è portato avanti prendendo in considerazione una piattaforma offshore generica che presenta caratteristiche comuni a molte piattaforme installate in Italia.

La tesi è strutturata in modo da riassumere lo sviluppo del progetto preliminare, evidenziando le criticità incontrate e i modelli utilizzati.

Il capitolo 2 è dedicato ad una ricerca critica delle caratteristiche chimico fisiche della CO_2, principalmente utilizzate per lo sviluppo del progetto, in seguito una panoramica sullo stato dell'arte in termini di CCS. Si pone attenzione sui processi industriali utilizzati per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio dell'anidride carbonica per poi proporre le possibili applicazioni della CO_2 in ottica di un'economia circolare a favore del riutilizzo del fluido stoccato.

Il capitolo 3 introduce il caso studio specificando le caratteristiche del giacimento e della stazione offshore scelti, successivamente tratta le criticità affrontate nell'approccio a questo tipo di analisi. Contestualmente viene descritto il modello termofluidodinamico utilizzato e le sue potenzialità, partendo dalle equazioni che governano la fisica del fenomeno applicandole al caso studio.

Il capitolo 4 descrive più dettagliatamente il caso studio trattando l'intero processo di CCS, dalla cattura in centrale, al trasporto verso la stazione offshore ed infine l'iniezione in giacimento. In questo capitolo è descritto ed implementato il modello numerico e successivamente sono espressi i risultati.

Il capitolo 5 si focalizza sul funzionamento dell'impianto e sul dimensionamento dei componenti, con particolare attenzione alla logica di controllo adotta.

Il capitolo 6 tratta la riprogettazione della piattaforma tipo, vengono descritte le configurazioni pre e post riconversione dei vari deck e dei componenti che essi ospitano ed infine è proposta un'analisi di compatibilità strutturale dei carichi della nuova struttura.

Il capitolo 7 è un capitolo conclusivo nel quale si raccolgono le considerazioni in merito al lavoro svolto e possibili prospettive e idee di sviluppo futuro.

2. Anidride Carbonica: stato dell'arte

L'anidride carbonica, anche chiamata diossido di carbonio, è indispensabile per la vita sulla Terra, a temperatura e pressione ambiente si presenta come un gas incolore e inodore. È presente in atmosfera a basse concentrazioni e ne costituisce un componente fondamentale poiché contribuisce a generare l'effetto serra utile a regolare la temperatura dell'atmosfera. La CO_2 rappresenta un problema se la sua concentrazione aumenta o diminuisce eccessivamente, la riduzione produrrebbe un raffreddamento della Terra, d'altra parte l'aumento porterebbe ad un riscaldamento eccessivo con gravi conseguenze sull'ecosistema, oggi chiamato surriscaldamento globale, il quale rappresenta il tema centrale delle discussioni odierne sul cambiamento climatico.

Il rilascio di CO_2 in atmosfera deriva sia da cause naturali (vulcani, dissoluzione di rocce, geyser) sia da attività antropogeniche che coinvolgono la combustione di idrocarburi. L'assorbimento della CO_2, invece, avviene principalmente attraverso la fotosintesi clorofilliana, la quale sfrutta l'anidride carbonica presente in atmosfera per produrre sostanze organiche, e attraverso l'assorbimento nell'oceano (circa il 25% della CO_2 emessa dalle attività umane [8]) e nel suolo per differenza di concentrazione.

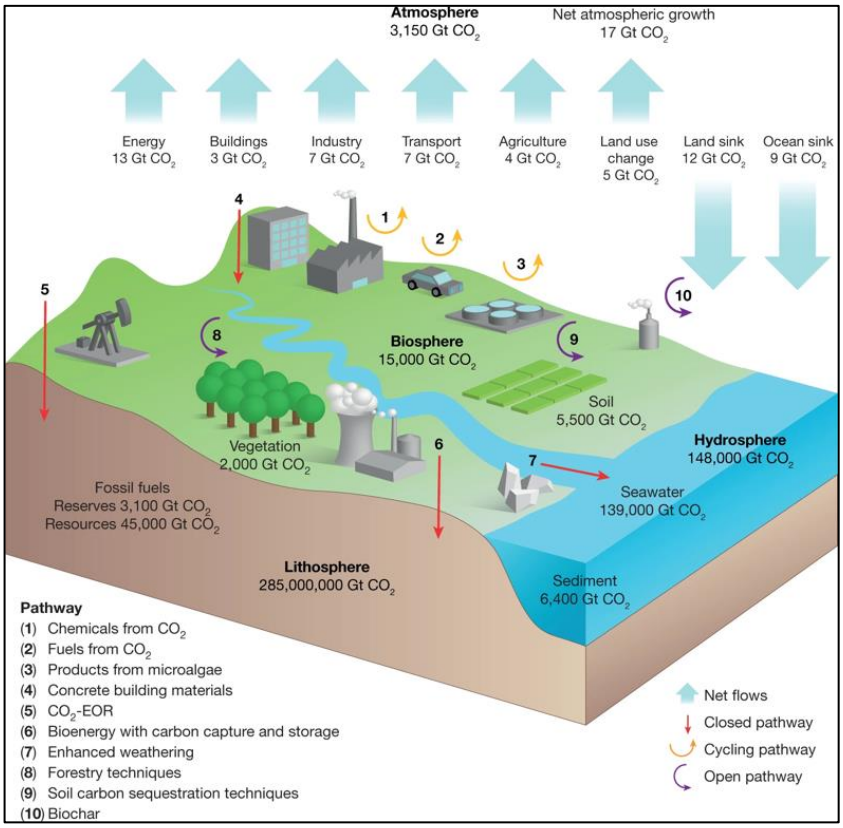


Figura 3: CO_2 pathways & net flows, [9]

Il netto aumento della concentrazione di CO_2 in atmosfera dipende esclusivamente dall'attività umana, ciò ha portato ad un aumento delle temperature medie del pianeta dovuto all'intensificarsi dell'effetto serra.

L'anidride carbonica non ha molte applicazioni industriali che ne richiedono grandi quantità ed è per questo che si preferisce rilasciarla in ambiente quando prodotta. In aggiunta il prezzo per la sola cattura della CO_2 da un emettitore stazionario, escludendo quindi i costi di trasporto e stoccaggio, è ancora oggi molto elevato anche se dipende dal tipo di tecnologia usata, secondo uno studio del *Global CCS Institute* [10] varia in un range tra i 25 e i 200 $/tonnellata di CO_2 catturata. Industrialmente è utilizzata come agente batteriostatico e fungistatico nel confezionamento dei prodotti alimentari in piccole quantità, o anche nell'*enhanced oil recovery*, EOR, in cui un flusso di CO_2 in pressione viene iniettato in un giacimento di petrolio per estrarre la quota di greggio rimanente.

2.1 Proprietà chimico fisiche

La molecola dell'anidride carbonica è formata da due atomi di ossigeno legati covalentemente ad un atomo di carbonio. A condizioni standard è in condizioni gassose ed è più densa dell'aria.

Di seguito sono riportate alcune proprietà dell'anidride carbonica pura.

PROPRIETÀ	*UNITÀ*	*VALORE*
Peso molecolare	g/mol	44.01
Pressione critica	bar	73.8
Temperatura critica	°C	31.1
Pressione punto triplo	bar	5.1
Temperatura punto triplo	°C	-56.6
Solubilità in acqua a 25°C	kg/m^3	1.45
Densità standard (fase gassosa)	kg/m^3	1.98
Densità punto critico	kg/m^3	467

Tabella 1: Proprietà fisiche CO_2, [11]

Come possibile vedere nel diagramma di stato in Figura 4, a basse temperature la CO_2 è solida, riscaldandola, se la pressione è sotto 5.1 bar sublima direttamente nello stato vapore. Per temperature comprese tra -56.5 °C (temperatura di punto triplo) e 31.1 °C (temperatura critica), la CO_2 liquefa dallo stato di vapore se compressa lungo un'isoterma alla corrispondente pressione di liquefazione. Per temperature maggiori di quella critica e pressioni superiori a 73.8 bar (pressione critica) la CO_2 è nello stato supercritico, in questo stato la densità è aumenta pur mantenendo la viscosità simile a quello dello stato gassoso, questo comportamento è particolarmente importante per la successiva trattazione.

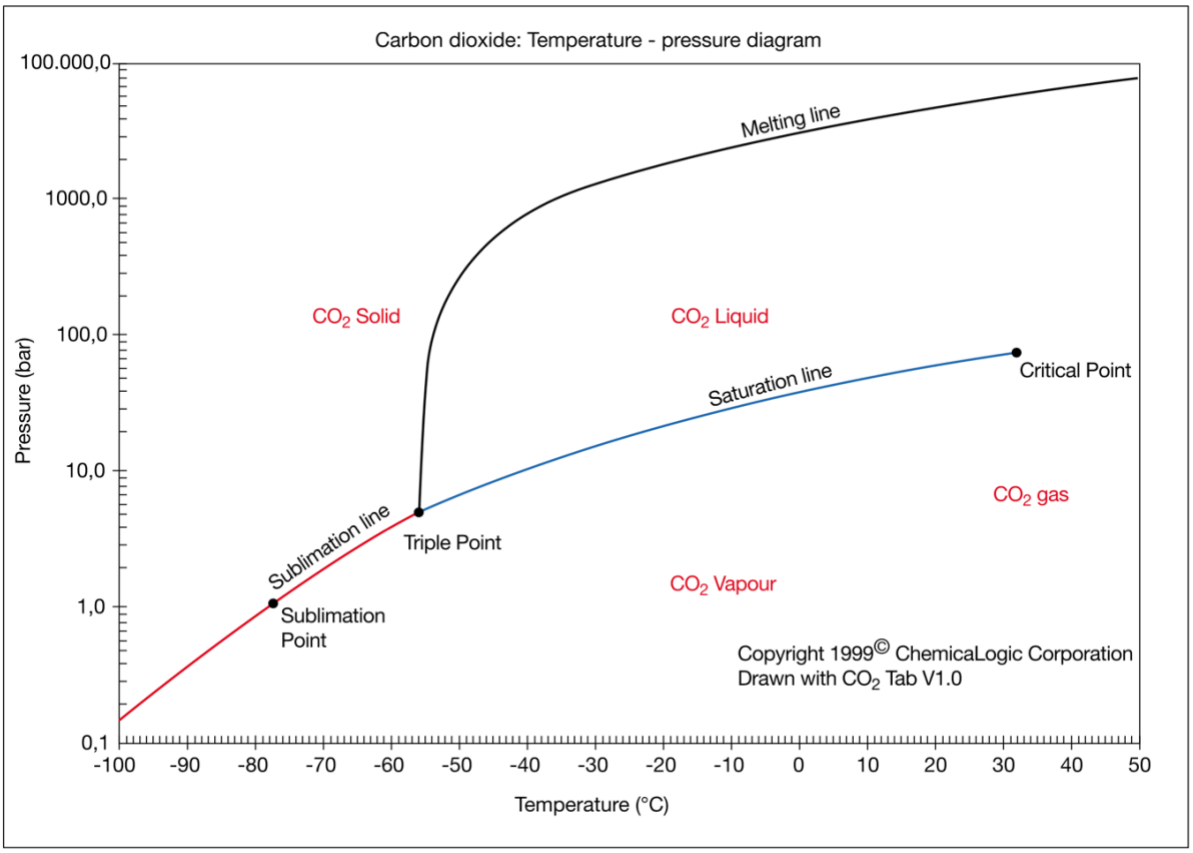


Figura 4: Diagramma di fase della CO_2, [12]

Nell'applicazione discussa in questa tesi la regione di interesse è quella intorno al punto critico, vengono perciò approfondite le proprietà fisiche della CO_2 in questa zona del diagramma di fase.

2.1.1 Regione supercritica

Superate le condizioni critiche la CO_2 si presenta come un fluido supercritico. Nello specifico, presenta una diffusività nei solidi simile a quella gassosa superando le limitazioni della fase liquida. Tende inoltre ad espandere fino a riempire il suo contenitore (come un gas) pur mantenendo la densità simile a quella di un liquido. Tali caratteristiche rendono il trasporto e lo stoccaggio di CO_2 in questa fase molto efficiente.

Il trasporto della CO_2 nel suo stato supercritico può però presentare delle criticità legate soprattutto alla temperatura minima da assicurare superiore a 31,1 °C; infatti il trasporto offshore tramite pipeline sottomarina porta a netti abbassamenti di temperatura, al di sotto della temperatura critica.

Per quanto riguarda lo scambio termico nella regione supercritica, considerazioni più fini devono essere fatte, in particolare, si distinguono due regioni come mostrato in Figura 5:

- Un'area denominata gas-like caratterizzata da una densità inferiore e capacità di scambio termico limitate, ancora paragonabili a quella di un gas;
- Un'area denominata liquid-like caratterizzata da una densità maggiore e capacità di scambio termico più elevata, paragonabile a quella di un liquido.

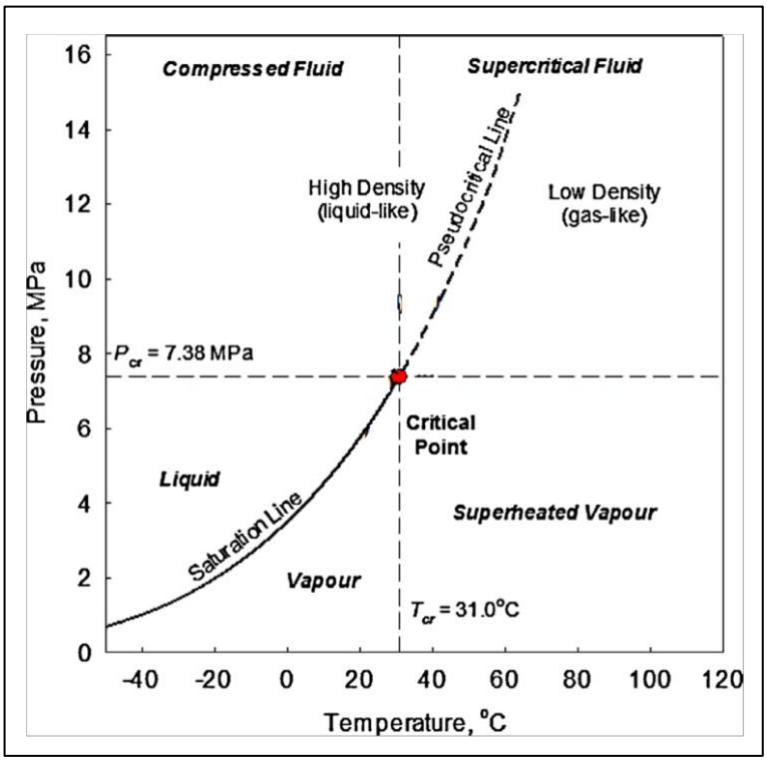


Figura 5: Diagramma di stato della regione supercritica, [13]

Queste due regioni sono separate dalla curva pseudocritica che corrisponde all'estensione nella regione supercritica della curva di saturazione, è importante ricordare che attraverso la curva di saturazione le proprietà sono discontinue. La curva pseudocritica rappresenta una zona in cui le proprietà termofisiche cambiano notevolmente, in particolare il calore specifico a pressione costante ha un picco mentre la viscosità e la densità diminuiscono improvvisamente come mostrato in Figura 6.

La regione pseudocritica è una regione di transizione ed è quasi puntuale, essa delinea un comportamento singolare dei fluidi.

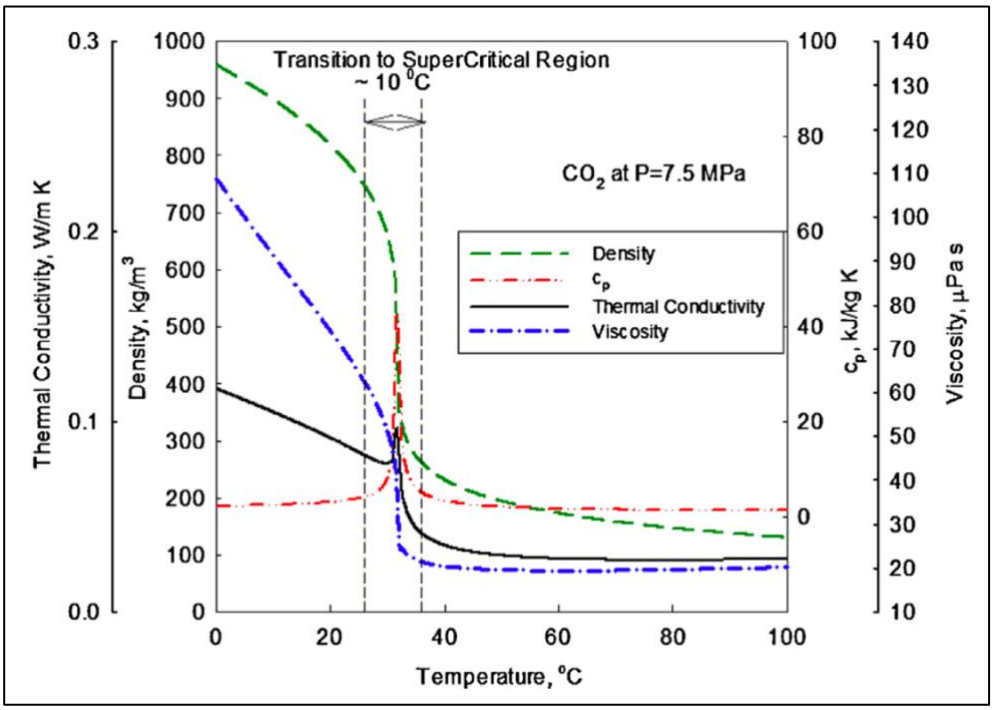


Figura 6: Proprietà termofisiche della CO_2 a 75 bar, [13]

La pubblicazione di *S. Gupta et al. [13]* propone un confronto tra le proprietà dell'acqua, dell'anidride carbonica e del fluido frigorifero R134a nella regione pseudocritica. Si osserva in Figura 7, un comportamento simile tra i fluidi ma ogni fluido individua la zona pseudocritica a condizioni di pressione e temperatura diverse.

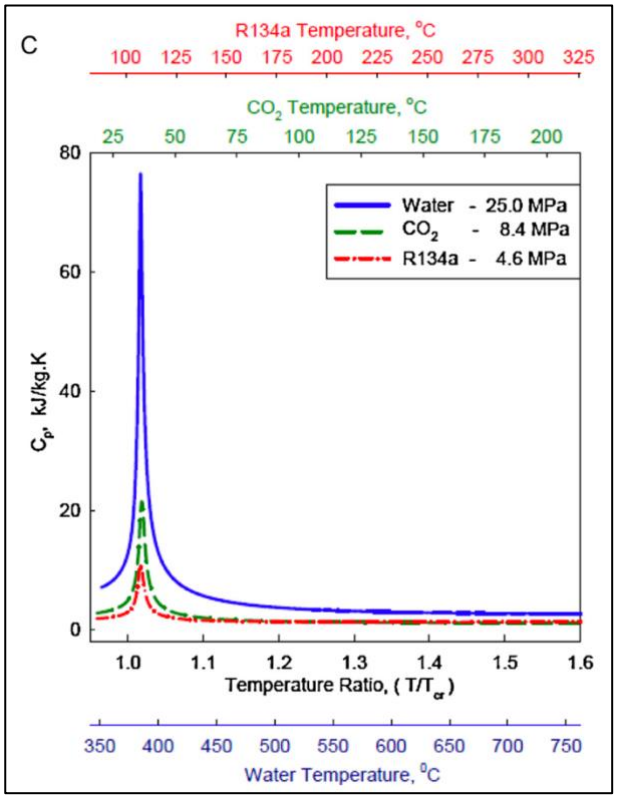


Figura 7: Confronto calore specifico acqua, CO_2 e R134a nella regione supercritica, [13]

Le relative basse condizioni alle quali la CO_2 diventa supercritica, la rendono un fluido estremamente interessante per le applicazioni industriali di scambio termico, per esempio è utilizzata come fluido di lavoro nei reattori nucleari di quarta generazione, nei cicli turbogas ed è anche utilizzata come vettore energetico nei cicli frigoriferi.

In particolare, si può osservare in Figura 8 il comportamento della densità nella regione supercritica, nella quale l'ordine di grandezza rimane simile a quello dello stato liquido anche a basse pressioni.

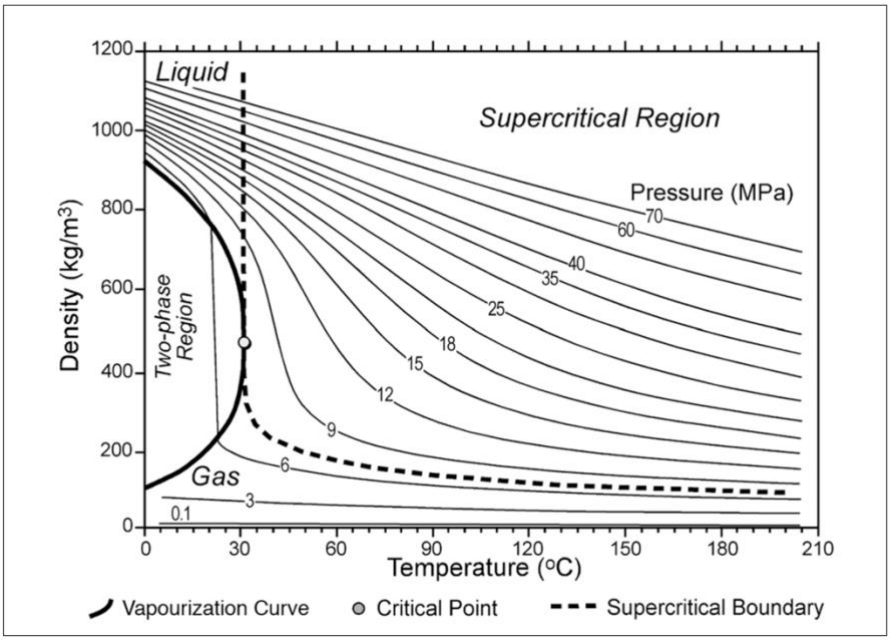


Figura 8: Comportamento della densità nella regione supercritica, [12]

Questo diagramma è accompagnato da quello della viscosità in Figura 9 nel quale si osserva un comportamento molto più simile a quello nella regione gassosa, infatti all'aumentare della pressione, l'ordine di grandezza della viscosità rimane pressoché costante.

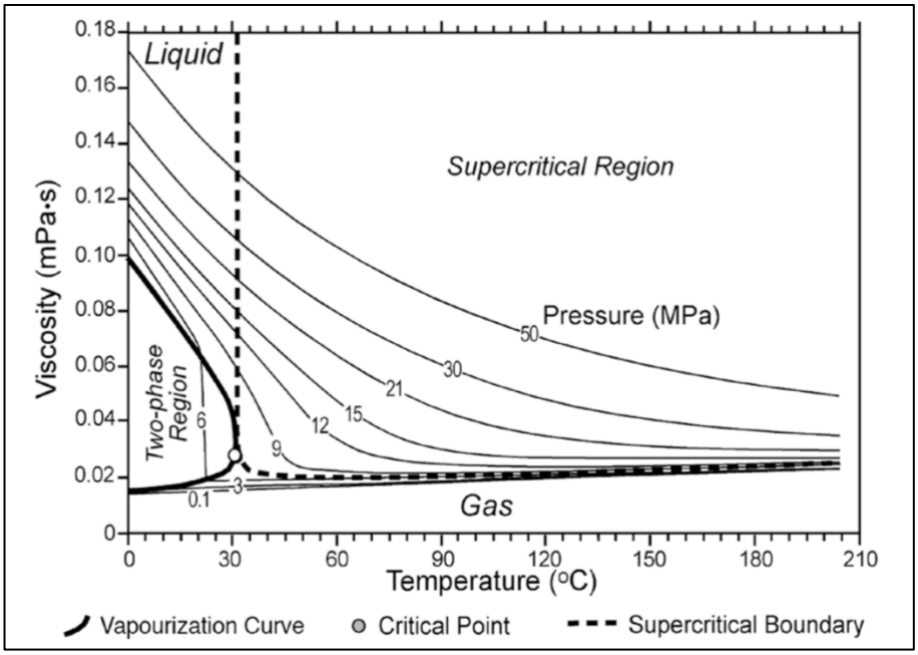


Figura 9: Comportamento viscosità nella regione supercritica, [12]

Il comportamento della viscosità rende il fluido nella regione supercritica facile da trasportare, grazie alle minori resistenze fluidodinamiche che sviluppa mentre la maggiore densità rende il fluido più facile da stoccare in volumi inferiori.

2.1.2 Influenza delle impurità sulle caratteristiche termodinamiche

La CO_2 proveniente da appositi impianti di cattura può contenere delle impurità dipendenti dal tipo di combustibile utilizzato nel relativo impianto di produzione e dalla tecnologia di cattura utilizzata. Alcuni esempi di impurità potenzialmente presenti sono: vapore acqueo, acido solfidrico (H_2S), azoto (N_2), metano (CH_4), ossigeno (O_2), mercurio (Hg) e idrocarburi; tali impurità richiedono una gestione e trattamenti specifici. Infatti, le proprietà fisiche della CO_2 sono influenzate dalla presenza di impurità e ciò si può riflettere sensibilmente sul design del sistema di stoccaggio.

Composizioni indicative di flussi di CO_2 derivanti da processi di cattura di impianti energetici a carbone e a gas sono riportati in Tabella 2 ed espressi in percentuale di volume.

	Coal fired power plant			*Gas fired power plant*		
Component	Post-combustion	Pre-combustion	Oxy-fuel	Post-combustion	Pre-combustion	Oxy-fuel
N_2/O_2	0,01	0,03-0,6	3,7	0,01	1,3	4,1
H_2S	0	0,01-0,6	0	0	<0,01	0
H_2	0	0,8-2,0	0	0	1	0
SO_2	<0,01	0	0,5	<0,01	0	<0,01
CO	0	0,03-0,4	0	0	0,04	0
CH_4	0	0,01	0	0	2,0	0

Tabella 2: Composizioni indicative flussi CO_2,[12]

La presenza di alcune di queste impurità, oltre una certa soglia, influenza la pressione e la temperatura critica, portando ad una variazione delle curve caratteristiche del diagramma di stato. In Figura 10 è riportato un esempio di come la presenza di percentuali di H_2 o di N_2 e CH_4 influiscono significativamente sulla posizione del punto critico.

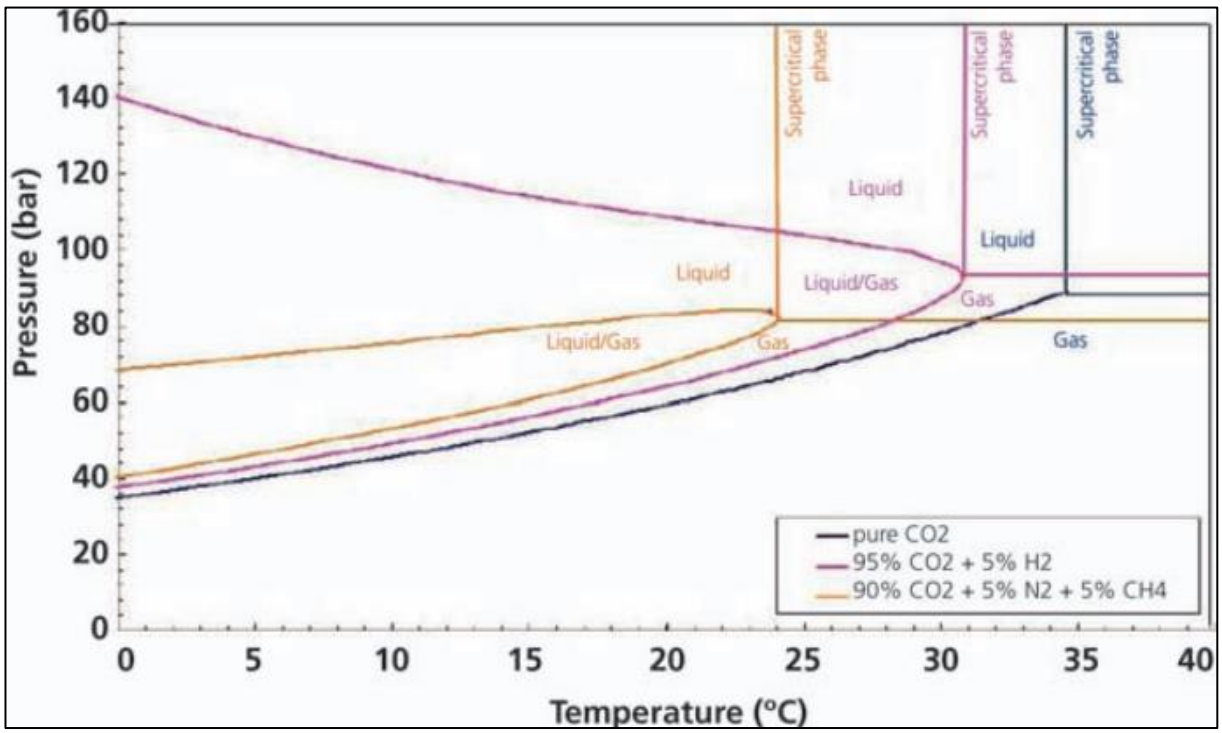


Figura 10: Influenza delle impurità su pressione e temperatura critiche, [14]

Si sottolinea come la presenza di impurità influenza anche le caratteristiche fisiche della CO_2. In Figura 11 e Figura 12 sono riportati due esempi: nel primo l'influenza che esercitano le impurità sulla variazione di densità in funzione della pressione a temperature costante, nel secondo come le impurità influenzano la variazione di viscosità in funzione della pressione a temperature costante.

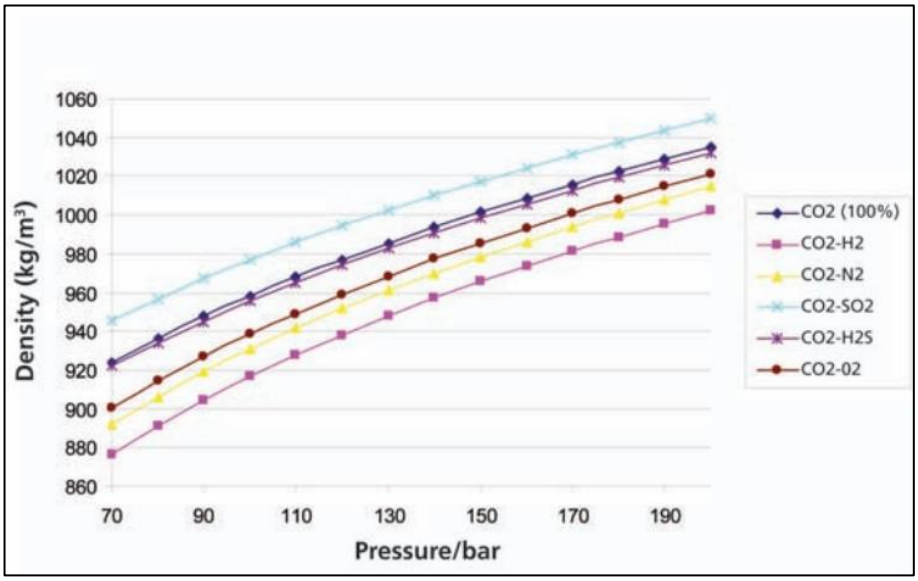


Figura 11: Influenza delle impurità sulla densità, [14]

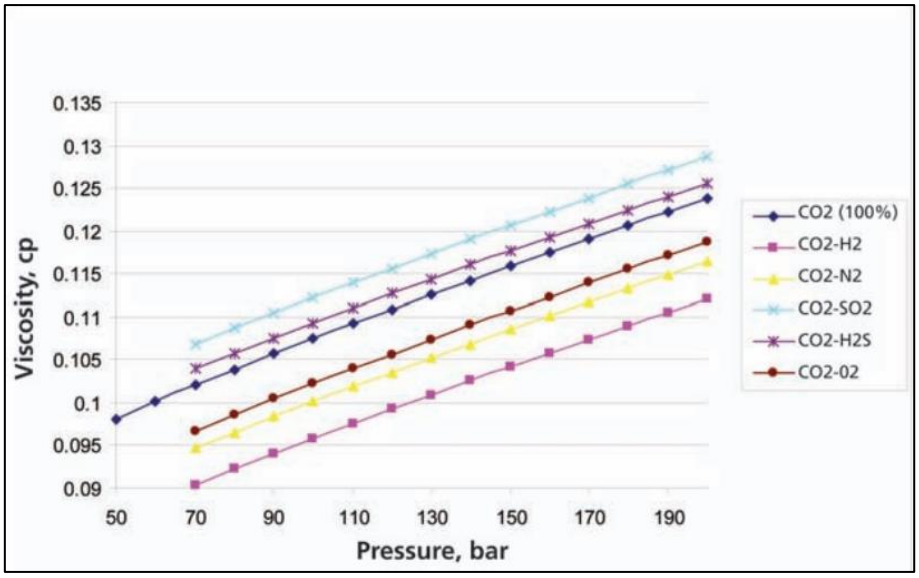


Figura 12: Influenza delle impurità sulla viscosità, [14]

Infine, la presenza di impurità modifica la solubilità dell'anidride carbonica nel fluido presente in giacimento, perciò, a seconda del fine di iniezione, se per stoccaggio permanente o per EOR, bisogna verificare la compatibilità del flusso in ingresso con il fluido *in situ*.

2.1.3 Potenziali effetti legati alla presenza di acqua

Le maggiori criticità legate alle attività di cattura, trasporto e stoccaggio di CO_2 sono però dovute alla presenza di acqua liquida nel flusso di anidride carbonica. Essa, infatti, aumenta drasticamente sia la probabilità di processi corrosivi all'interno delle pipeline sia la probabilità di ostruzione di quest'ultimi.

L'anidride carbonica pura non è corrosiva e può essere trasportata tramite pipeline costituite da acciai al carbonio senza incorrere in pericoli di corrosione. In presenza di acqua, però, la CO_2 tende a dissolversi in quest'ultima portando alla formazione di acido carbonico (H_2CO_3).

$$CO_2 + H_2O \rightarrow H_2CO_3$$

La solubilità della CO_2 in acqua è pari a 1.45 g/l alla temperatura di 25 °C e alla pressione di 1 bar.

L'acido carbonico (H_2CO_3) è un composto debole, nonostante ciò, esso è estremamente corrosivo per gli acciai al carbonio. Nel caso specifico di pipelines di trasporto di flussi di CO_2 con consistenti quantità d'acqua disciolta è necessario un rivestimento interno resistente alla corrosione. Nel caso del CCS la tendenza è quella di trasportare flussi di anidride carbonica con un contenuto di acqua tale da limitare o negare del tutto l'insorgere dell'H_2CO_3.

Inoltre, la presenza di acqua in un flusso gassoso può portare alla formazione di idrati. Nello specifico della CO_2 se non si è al di sotto del limite massimo pari a 50 ppm, come segnalato nel report di *J. Serpa et al.* [15] si incorre nella formazione di clatrati di CO_2, ovvero dei composti solidi in cui la CO_2 è intrappolata, attraverso dei legami idrogeno, in una gabbia di acqua. Gli idrati si presentano come una struttura solida e bianca, simile al ghiaccio e possono formarsi a temperature sia superiori sia inferiori a 0° C, ciò dipende dalla pressione a cui si trova il flusso e soprattutto dalla concentrazione di acqua all'interno di esso. Per evitare un'ostruzione totale delle pipelines ed una conseguente riduzione del flusso di CO_2 la tendenza è quella di limitare al minimo il contenuto d'acqua proveniente dagli impianti CCS, controllare la temperatura del flusso evitando temperature tali da causare la formazione di idrati ed utilizzare degli inibitori come il MEG.

I diversi tipi di sistemi di cattura della CO_2 oggi utilizzati sono tecnologie in continuo miglioramento e sono dotati, inoltre, di sistemi di trattamento, a valle della cattura, per far si che il flusso di CO_2 risultante presenti un livello di impurità minimo così da rendere possibile il suo trasporto tramite pipeline e il suo stoccaggio.

L'articolo 12 della direttiva 2009/31/CE [16] relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio afferma che le concentrazioni di tutte le sostanze presenti accidentalmente nel flusso di CO_2 devono essere inferiori ai livelli che inciderebbero negativamente sull'integrità del sito di stoccaggio o sulla rispettiva infrastruttura di trasporto e che comporterebbero un rischio significativo per l'ambiente o la salute umana.

2.1.4 Compatibilità con i materiali

Di seguito si riportano alcune considerazioni sulla compatibilità dell'anidride carbonica con alcuni materiali ritrovati nel caso studio.

Compatibilità con i minerali del giacimento

Generalmente le interazioni chimiche con i minerali del giacimento sono considerate poco rilevanti. L'ingresso della CO_2 nel giacimento porta alla formazione di idrati se vi è presenza di acqua. La loro formazione in giacimento non è da ritenersi un aspetto negativo in quanto tale fenomeno contribuisce allo stoccaggio e tenuta della CO_2 in giacimento. I minerali costituenti il reservoir sono, generalmente, compatibili con la CO_2 e assicurano il suo stoccaggio in profondità senza il rischio di perdita in atmosfera o in ambiente marino come provato dalla pubblicazione di *H. Hoteit et al.*[17]; ciò potrebbe accadere solo in caso di generazione di fratture nel cap-rock del giacimento (evento legato al superamento della pressione di frattura specifica del giacimento) e ad errori nella chiusura dei pozzi di iniezione.

Compatibilità con i metalli delle pipeline

La maggior parte delle pipeline installate in strutture offshore sono costituite da acciai al carbonio. L'anidride carbonica pura non presenta un'azione corrosiva verso tali tipi di acciai ma, come specificato nel paragrafo 2.1.3, la presenza di acqua, al di sopra al limite di saturazione, influenza sensibilmente tale aspetto poiché porta alla formazione di H_2CO_3, composto altamente corrosivo verso gli acciai. Dunque, la strategia per il controllo della corrosione è quella di mantenere sotto controllo il contenuto di umidità e, nel caso estremo di portate di CO_2 non deumidificate, procedere con la copertura interna della pipeline con un rivestimento anticorrosivo. Gli studi effettuati da *G. Najera* [18] affermano che la corrosione delle pipeline non avviene purché il contenuto d'acqua nel flusso di CO_2 sia, cautelativamente, inferiore al 60% del valore di saturazione.

2.1.5 Aspetti di sicurezza

Gli aspetti di sicurezza da considerare sono principalmente quelli tossici sulla salute umana dal momento che il diossido di carbonio non è infiammabile. Ad alte concentrazioni causa rapidamente insufficienza respiratoria. I sintomi sono mal di testa, nausea e vomito che possono portare alla perdita di conoscenza. A differenza degli asfissianti semplici, il diossido di carbonio ha la capacità di causare la morte anche quando è mantenuto un livello di ossigeno normale (20-21%).

È stato provato che il 5% di CO_2 agisce in modo sinergico all'incremento di tossicità di altri gas come CO e NO_2. La CO_2 ha dimostrato di aumentare la produzione di metaemoglobina, probabilmente, a causa di effetti stimolatori del diossido di carbonio sull'apparato respiratorio e circolatorio [19].

In più è importante considerare che l'espansione repentina del flusso di anidride carbonica in pressione porterebbe ad un abbassamento della temperatura al di sotto degli 0 °C con conseguente problemi legati al congelamento, questo aspetto in relazione agli impianti di CCS è approfondito nelle tesi di C. Bleve [20] e A. Gallo [21].

2.2 Cattura

Per cattura di anidride carbonica (Carbon Capture) convenzionalmente si intende la rimozione della CO_2 dai prodotti di combustione dei grandi emettitori, questi sono principalmente gli impianti per la produzione di potenza alimentati dai combustibili fossili e i processi industriali nei quali sono richieste alte temperature raggiungibili efficientemente solo grazie alla combustione (per esempio le acciaierie, i cementifici e le industrie chimiche).

Questo capitolo si concentrerà sulle tecnologie utilizzate nelle centrali di produzione di potenza poiché, come segnalato dall' IEA [1], è il settore responsabile della maggior parte delle emissioni.

Le tecnologie più utilizzate in larga scala sono i processi di cattura pre-combustione, post-combustione, ossicombustione, in Figura 13 sono rappresentate le diverse tecnologie e nei seguenti paragrafi verranno approfondite individualmente.

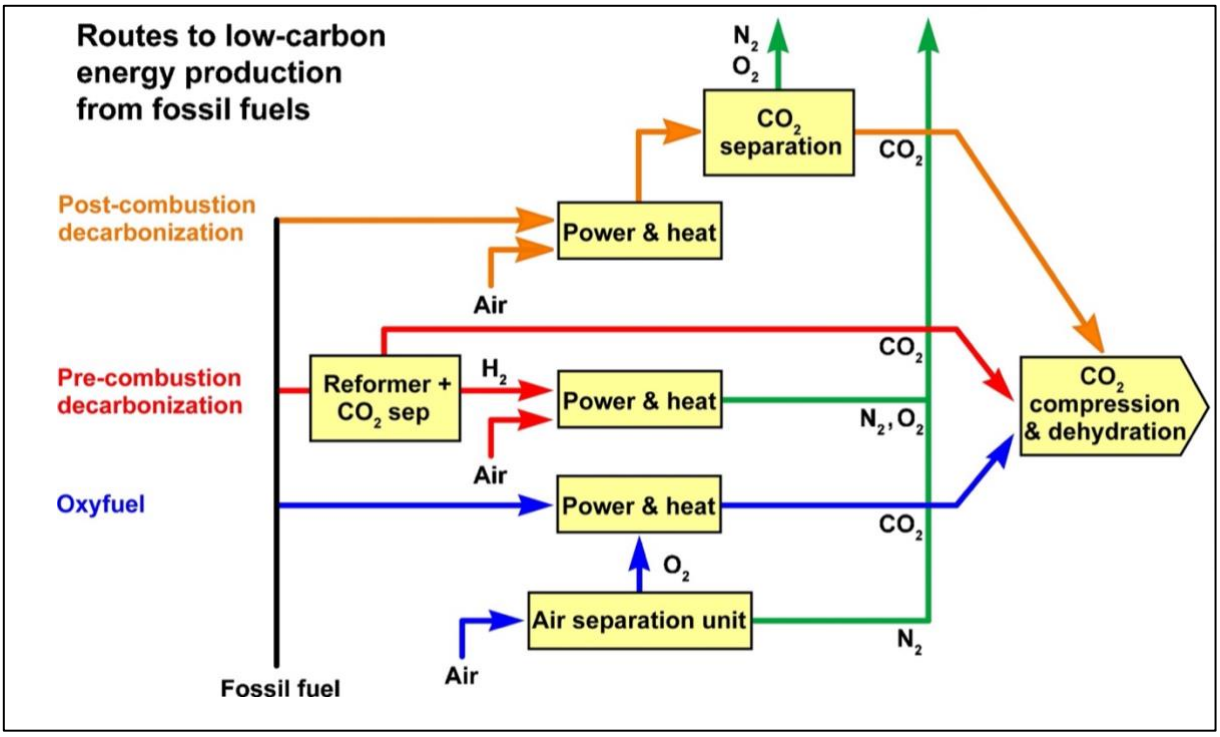


Figura 13: Processi di cattura CO_2, [22]

2.2.1 Post-combustione

Questa tecnologia, così come spiega il nome, è utilizzata per estrarre la CO_2 dai fumi dopo il processo di combustione, è installata principalmente nelle centrali già esistenti.

I fumi di scarico prodotti dalla combustione di idrocarburi sono a pressione atmosferica e contengono principalmente azoto N_2, gas inerte contenuto nell'aria usata per veicolare l'ossigeno comburente, anidride carbonica e vapore d'acqua, prodotti della reazione di combustione. Secondo la pubblicazione di *C. Song et al.* [23] per gli impianti alimentati da gas naturale i fumi contengono 8-10% CO_2, 18-20% H_2O, 2-3% O_2, e 67- 72% N_2 in volume mentre per impianti a carbone le percentuali in volume sono 12-14 % CO_2, 8-10% H_2O, 3-5% O_2 e 72-77% N_2.

In questo tipo di processo, la tecnologia più affermata è quella ad assorbimento basata sui solventi chimici, questi offrono alta efficienza e selettività con bassi consumi energetici risultando, quindi, economicamente più convenienti rispetto alle altre tecnologie post-combustione. In Figura 14 è rappresentato uno schema di questa tecnologia, questi processi sfruttano la reversibilità della reazione chimica del solvente alcalino (solitamente un'ammina) per deacidificare il gas contenente anidride carbonica.

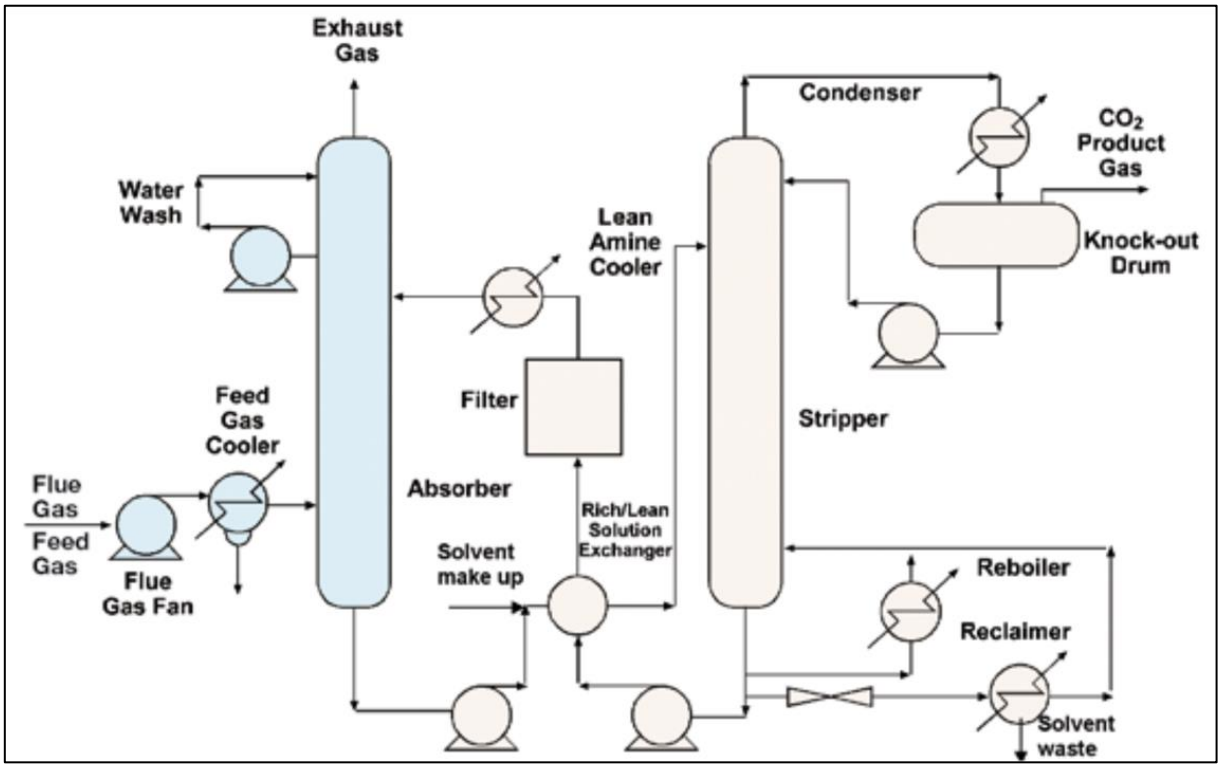


Figura 14: Schematizzazione di un ciclo per assorbimento chimico, [12]

Il fumo, dopo essere stato raffreddato, è messo in contatto con il solvente nell'assorbitore attraverso il quale è necessario applicare una sovrapressione per vincere le perdite di carico. L'assorbitore lavora a temperature tra i 40 °C e i 60 °C, a queste temperature la CO_2 si lega chimicamente con il solvente riducendone il contenuto all'interno dei gas che lasciano l'assorbitore. Il solvente ricco di anidride carbonica è diretto verso lo stripper, anche chiamato vessel di rigenerazione, in questa fase il solvente viene rigenerato attraverso un processo endotermico che evolve a temperature dell'ordine dei 100 °C e pressione poco superiore a quella atmosferica. Un boiler esterno fornisce il calore utile a rompere i legami tra solvente e CO_2 e garantire le condizioni di desorbimento mentre il vapore aiuta la separazione della CO_2. Il risultato è un flusso di vapore e anidride carbonica facilmente separabile per condensazione.

Uno dei solventi più utilizzati in questo ambito è l'etanolammina, anche detta MEA, formula chimica $NH_2CH_2CH_2OH$, in grado di purificare il flusso di CO_2 fino a 99.9%.

Uno dei contro risultati della cattura post-combustione è la riduzione della potenza utile dell'impianto, principalmente proveniente dal calore necessario nella fase di strippaggio e dalla potenza elettrica richiesta per comprimere la CO_2 estratta.

2.2.2 Pre-combustione

La cattura pre-combustione, invece, è tipicamente suddivisa in due fasi, una prima in cui a partire dall'idrocarburo si produce un composto a base di idrogeno e monossido di carbonio, chiamato anche syngas, e una seconda in cui il monossido di carbonio reagisce con l'acqua per ottenere una miscela di idrogeno e anidride carbonica facilmente separabile. Questo tipo di processo è molto sviluppato perché da sempre utilizzato nel settore industriale per la produzione di idrogeno.

Le reazioni per la produzione di syngas sono due:

- *steam reforming,* $C_xH_y + x\,H_2O \leftrightarrow x\,CO + \left(x + \frac{y}{2}\right) H_2$ reazione endotermica nella quale si fa reagire del vapore acqueo con l'idrocarburo iniziale;
- *ossidazione parziale o gassificazione*, $C_xH_y + \frac{x}{2}\,O_2 \leftrightarrow x\,CO + \frac{y}{2} H_2$ reazione esotermica nella quale l'idrocarburo reagisce con l'ossigeno. Si parla di ossidazione parziale per idrocarburi in forma gassosa o liquida e gassificazione se invece lo stato di partenza dell'idrocarburo è solido.

Mentre la reazione esotermica di water gas shift coinvolge solo il monossido di carbonio rimanente, $CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$.

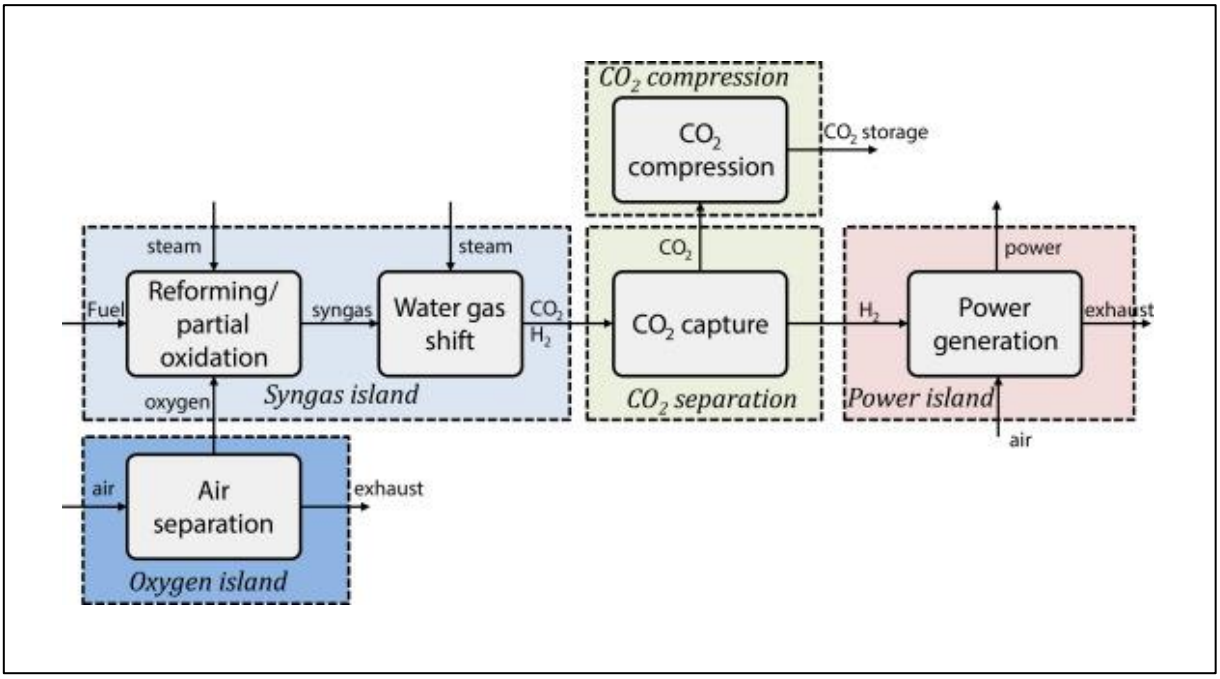


Figura 15: Schematizzazione di un sistema di cattura pre-combustione, [24]

In Figura 15 è rappresentato schematicamente un sistema per la produzione di potenza con il processo di cattura pre-combustione, come appena spiegato, i primi step servono a generare una miscela di idrogeno e anidride carbonica partendo dall'idrocarburo, successivamente la CO_2 viene catturata e separata dall'idrogeno il quale viene poi usato per la generazione di potenza sia attraverso celle combustibili che bruciatori adatti alla combustione di idrogeno. La produzione di potenza però risulta ad emissioni zero poiché il prodotto della combustione dell'idrogeno è acqua, $x\,H_2 + \frac{x}{2}\,O_2 \leftrightarrow x\,H_2O$.

2.2.3 Ossicombustione

L'ossicombustione elimina l'azoto dai fumi bruciando l'idrocarburo in un ambiente con ossigeno puro o miscelato con percentuali di CO_2, come mostrato in Figura 16. Le temperature della fiamma che si raggiungerebbero con l'ossigeno puro sono dell'ordine dei 3500 °C, troppo alte per i materiali in commercio nel settore. Attraverso il ricircolo dei fumi e l'iniezione di vapore si mantiene la temperatura al di sotto dei 2000 °C.

I prodotti di combustione sono quindi principalmente vapore d'acqua e anidride carbonica separabili facilmente per condensazione dell'acqua, questo sistema permette di raggiungere concentrazioni di CO_2 alla fine del processo fino al 98%.

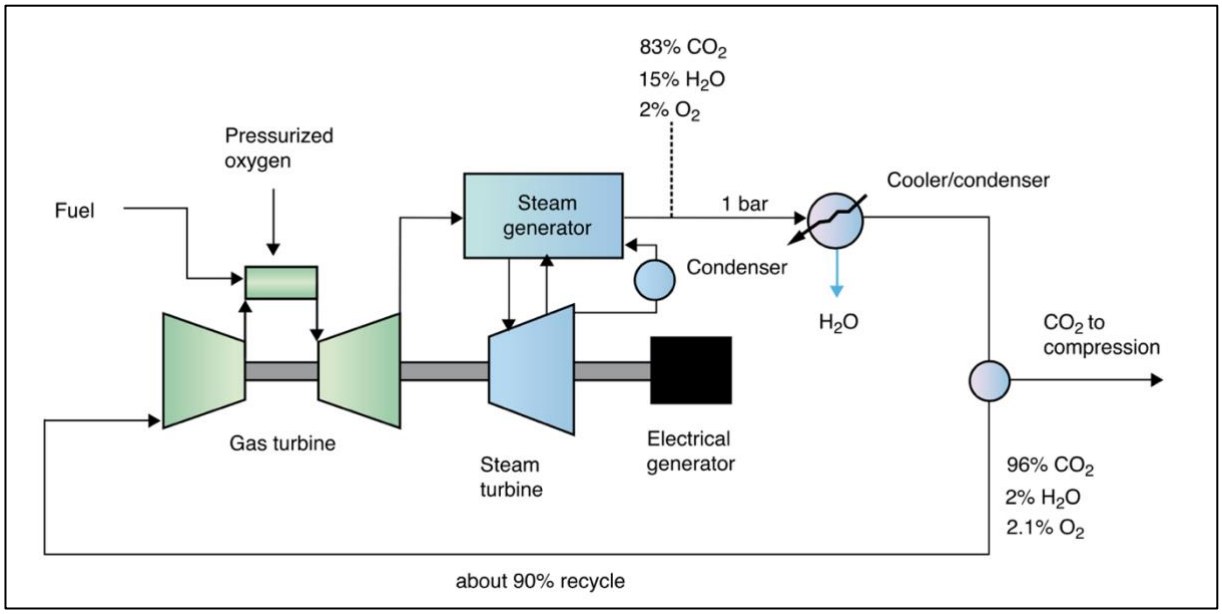


Figura 16: PFD ciclo combinato con ossicombustione, [12]

Questa tecnologia è utilizzata nei processi industriali per la produzione di alluminio, ferro, acciaio e vetro nei quali temperature molto alte sono richieste. Il processo richiede l'installazione di un separatore in grado di separare l'ossigeno dall'aria, le tecnologie proposte sono diverse a seconda del combustibile utilizzato.

Una tecnologia promettente è il reattore con membrana permeabile agli ioni di ossigeno (ITM) mostrato in Figura 17, questo processo evita la combustione diretta del gas che espande in turbina. Il reattore lavora a temperature prossime ai 1000 °C, separa l'ossigeno dall'aria compressa in ingresso attraverso la membrana, la quale isola fisicamente le due camere. L'ossigeno è spinto in camera di combustione con l'idrocarburo, dove avviene l'ossicombustione, mentre i fumi combusti scambiano calore con la seconda camera preriscaldando l'aria compressa priva di ossigeno.

L'aria calda, principalmente composta da azoto, segue un ciclo turbogas a recupero con il vantaggio di non contenere anidride carbonica. I prodotti di combustione del ciclo in parallelo, dopo essere stati espansi in turbina, sono separati dall'acqua per condensazione purificando così il flusso di CO_2.

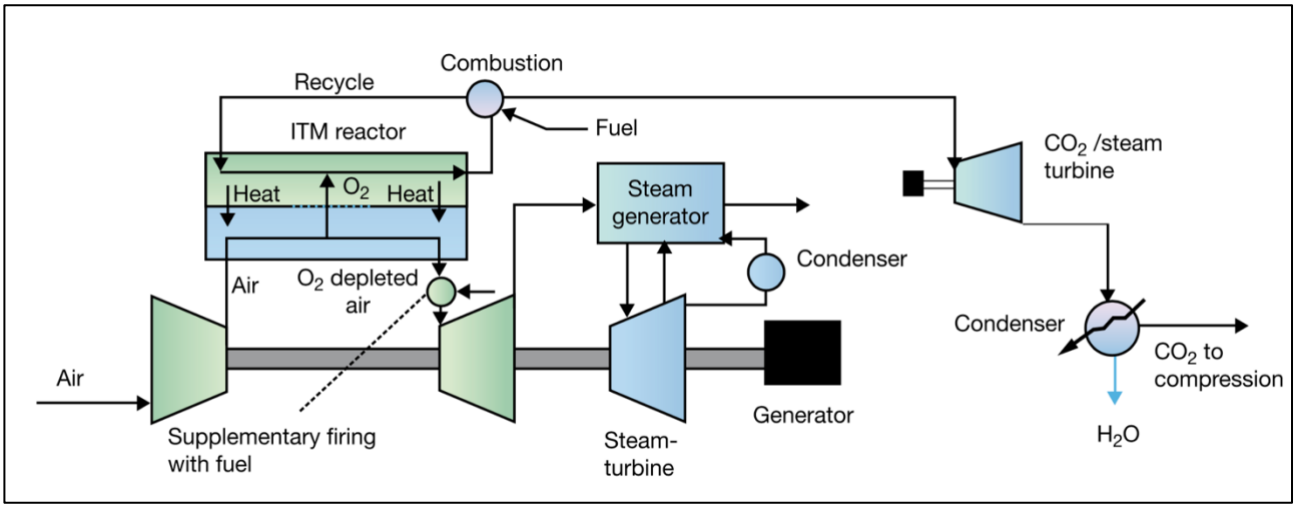


Figura 17: PFD di un ciclo ad ossicombustione con reattore ITM, [12]

Questa tecnologia limita l'efficienza del processo a causa delle basse temperature raggiunte nel reattore, circa 50% del potere calorifico inferiore disponibile, ma azzera le emissioni di CO_2 del ciclo.

2.2.4 Cattura diretta dall'aria

Infine, una tecnologia in fase di ricerca e sviluppo è la cattura di CO_2 direttamente dall'aria atmosferica, ad oggi due tecnologie sono principalmente usate.

- La cattura tramite *absorbimento* per cui l'aria viene spinta a contatto con delle soluzioni liquide in grado di assorbire la CO_2 dal flusso a condizioni atmosferiche e rigenerarsi rilasciando anidride carbonica ad alte temperature.

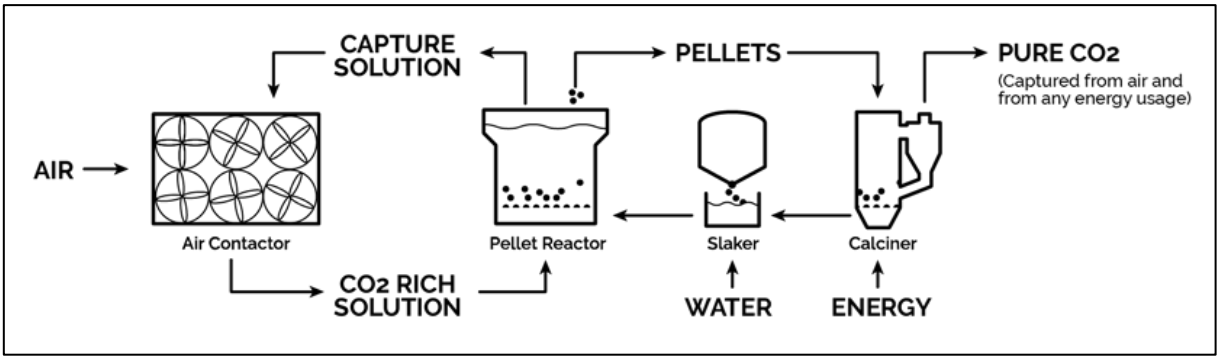


Figura 18: Cattura per absorbimento, [25]

- La cattura tramite *adsorbimento* per cui l'aria passa attraverso un filtro adsorbente che cattura la CO_2 legandola chimicamente per rilasciarla in un secondo momento se sottoposta ad alte temperature e pressioni prossime al vuoto.

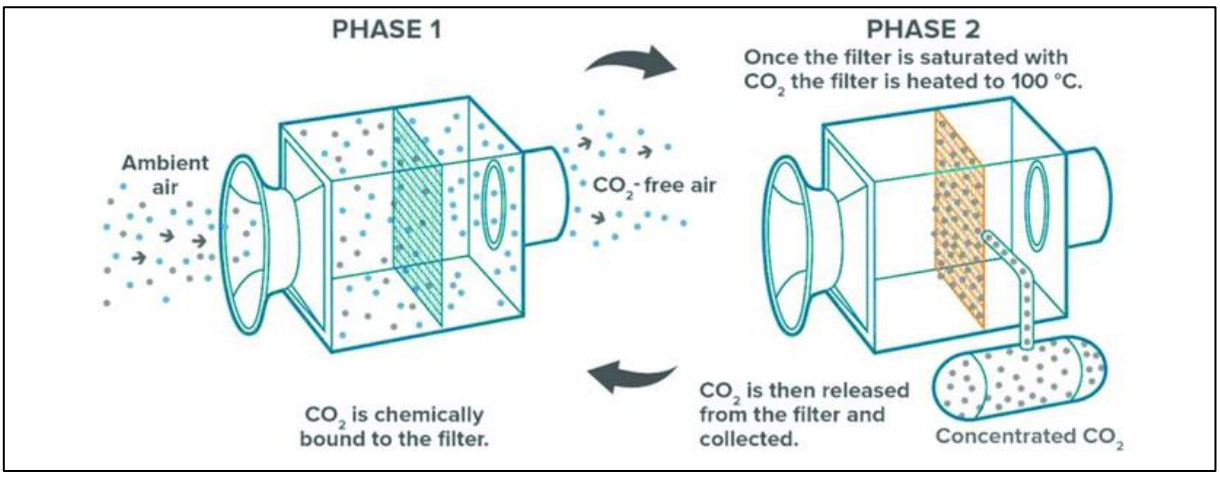


Figura 19: Cattura per adsorbimento, [26]

Questi processi risultano sostenibili se le energie elettrica e termica spese complessivamente emette meno della CO_2 catturata; infatti, si è soliti accoppiare questa tecnologia con i sistemi di produzione di energia rinnovabile.

Attualmente sono operativi 19 impianti di cattura diretta secondo il report IEA [27] che catturano più di 0.01 Mton CO_2/anno ed il più grande impianto da 1 Mton CO_2/anno è in costruzione in Texas.

2.2.1 Caso studio: considerazioni sulla cattura

Per il caso studio la tecnologia di cattura non influisce direttamente sulla riprogettazione. Le considerazioni che si possono fare riguardano la percentuale di purezza del flusso di CO_2 ammesso in pipeline e giacimento, è necessario assicurarsi delle possibili contaminazioni del flusso in arrivo in piattaforma poiché come specificato nel paragrafo **Error! Reference source not found.** la compatibilità con i materiali è assicurata se la concentrazione dei contaminanti è ridotta.

2.3 Trasporto

Il trasporto è la fase della CCS che collega la fonte emissiva con il sito di stoccaggio, le tecnologie usate sono il trasporto attraverso pipeline onshore o offshore, che risulta conveniente per distanze brevi, e il trasporto per nave, scelto per tratte più lunghe.

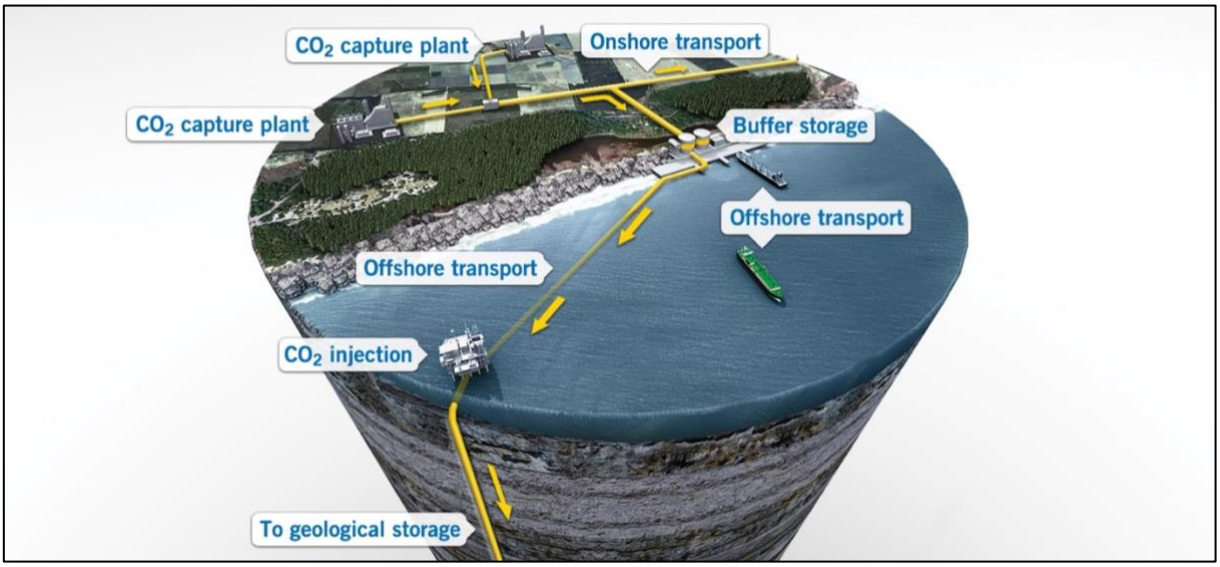


Figura 20: Fase di trasporto, [28]

La CO_2 è generalmente trasportata allo stato gassoso, liquido o supercritico. Se trasportata allo stato gassoso, dunque a pressioni atmosferiche, il volume che occupa è maggiore, perciò per aumentare la densità, la CO_2 trasportata in pipeline è compressa mantenendo la temperatura ambiente. Il suo volume specifico può essere ridotto ulteriormente attraverso la liquefazione, solidificazione o idratazione. La CO_2 liquefatta è trasportata via nave, tecnologia già usata per il trasporto di gas naturale liquefatto e gas di petrolio liquefatti (LNG e LPG) ma ha bisogno di essere mantenuta a temperature sotto gli 0 °C. La solidificazione, così come l'idratazione, non risulta energeticamente efficiente confrontata con le altre tecnologie e perciò non è commercialmente diffusa.

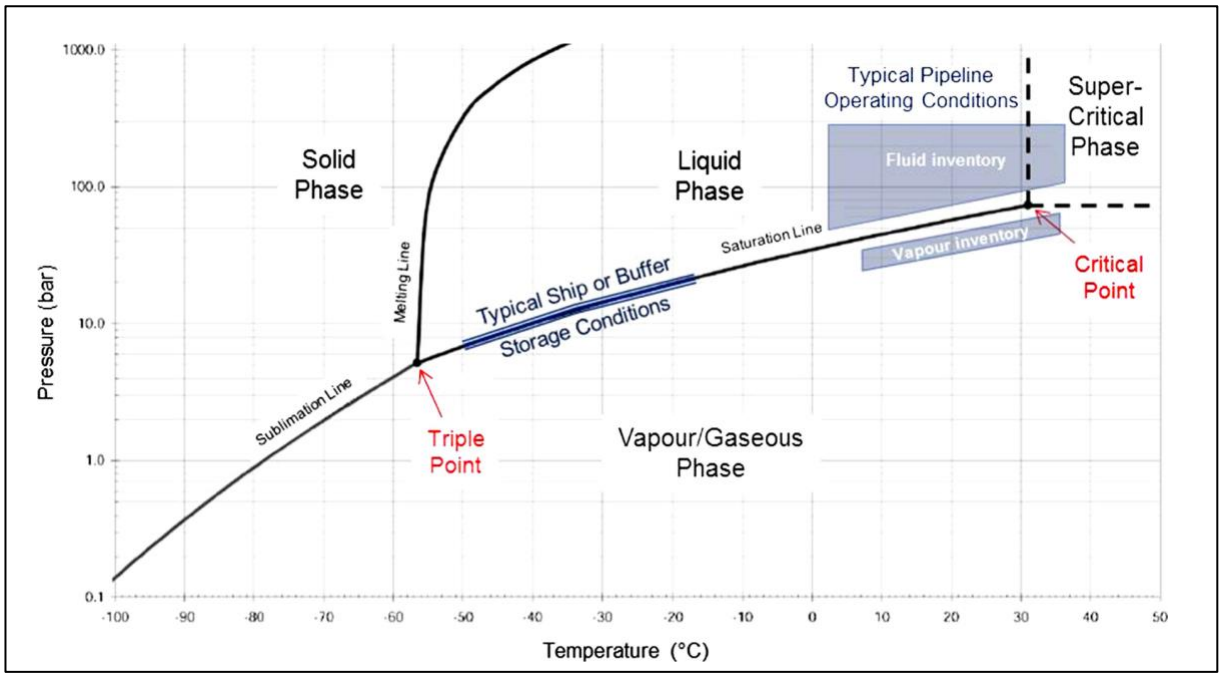


Figura 21: diagramma di fase della CO_2 con condizioni di trasporto, [29]

2.3.1 Pipeline

Il trasporto di CO_2 per pipeline è una tecnologia sviluppata e ottimizzata per l'EOR.

Lo standard attuale a cui si fa riferimento per la costruzione delle pipelines è ANSI B31.8 redatto da ASME, il quale deriva dal primo grande progetto americano, il Canyon Reef Carriers Pipeline, atto a realizzare tale infrastruttura nel 1970 per l'EOR.

Come è spiegato nella pubblicazione di *J. M. West* [30], per quel progetto sono stati considerati e analizzati più scenari. Il primo è stato il trasporto via treno dalla stazione emettitrice nel bacino di Val Verde fino al luogo di iniezione ma non è risultato conveniente dal punto di vista economico, poi è stata analizzata una pipeline refrigerata per il trasporto di CO_2 liquida che però non è risultata conveniente dal punto di vista energetico, infine si è analizzata una pipeline in pressione a temperatura ambiente e, per evitare che il fluido fosse poco denso o bifase, la pressione operativa è stata mantenuta al di sopra di quella supercritica.

Per la progettazione delle pipelines la normativa prevede l'adempimento dei seguenti step:

- Progettazione meccanica dell'infrastruttura seguendo gli standard tecnici,
- Analisi di stabilità della struttura secondo gli standard tecnici,
- Protezione contro la corrosione secondo i dati di progetto,
- Scavo e sotterramento dei tubi a seconda del progetto onshore o offshore.

Le specifiche chimiche, invece, richieste per il trasporto in pipeline sono legate alla purezza del flusso trasportato, se l'infrastruttura attraversa aree densamente popolate, il contenuto di gas tossici come acido solfidrico H_2S deve essere minimizzato in fase di cattura. La presenza d'acqua, come scritto nei paragrafi 2.1.4 e 2.1.5, in quantità superiore al 60% del valore di saturazione porta alla corrosione degli acciai usati per la costruzione delle pipelines o alla formazione di idrati.

Per queste ragioni la CO_2 trasportata è depurata e disidratata e lungo le pipelines numerosi misuratori rilevano le concentrazioni degli inquinanti attraverso dei sistemi SCADA, utili anche a identificare eventuali perdite.

2.3.2 Nave

La seconda possibilità è il trasporto via mare; le navi, al contrario delle pipelines, spostano il fluido mantenendolo chiuso in un serbatoio.

Il servizio di shipping deve tener quindi conto della produzione continuativa della CO_2 da parte degli emettitori stazionari e del tempo di trasporto verso le destinazioni. Questo introduce inevitabilmente la necessità di accumulare temporaneamente l'anidride carbonica presso le aree portuali in attesa della spedizione. In seguito, se la destinazione è su terraferma sarà necessario un secondo accumulo presso il porto di arrivo, se invece la destinazione è una piattaforma offshore questa deve essere progettata per accogliere la nave durante la fase di scarica.

Come scritto, la tecnologia usata è quella per il trasporto di LNG e LPG, a causa della bassa domanda di trasporto intercontinentale di CO_2, le navi che svolgono questa funzione sono poche e trasportano anidride carbonica per l'utilizzo nel settore alimentare.

Lo standard seguito per la progettazione e la costruzione delle navi adibite al trasporto di CO_2 è il codice IGC dell'Organizzazione Marittima Internazionale., il quale divide lo stoccaggio navale di gas in tre tipi: tank in pressione, tank a bassa temperatura e tank semi-refrigerati. I tank in pressione sono progettati per prevenire l'evaporazione del gas alla temperatura ambiente, invece, i tank a bassa temperatura sono progettati per mantenere il fluido nello stato liquido anche a pressioni atmosferiche. Le navi che trasportano piccole quantità di fluido usano i tank in pressione mentre quelle a bassa temperatura sono usate per trasportare grandi quantità di fluido grazie alla riduzione del volume ottenuta con la liquefazione.

Le navi con i tank semi-refrigerati sono invece il compromesso tra le due tecnologie e sono preferite se si parla di CO_2 vista la vicinanza del punto critico alle condizioni ambiente.

2.3.1 Caso studio: trasporto in fase gas tramite pipeline

In base alle considerazioni appena riportate, il trasporto più efficiente risulta essere quello allo stato supercritico in pipeline considerando una breve distanza tra il sito di produzione di anidride carbonica o il network di trasporto e la piattaforma offshore attraverso la quale si inietta il flusso in giacimento. Essendo un progetto di riconversione, uno degli obiettivi è quello di riutilizzare le infrastrutture già esistenti e nel caso studio si prevede di trasportare la CO_2 offshore attraverso una sealine che nel progetto originale è stata utilizzata per trasportare l'idrocarburo estratto offshore a terra.

In questo progetto non è possibile iniettare la CO_2 già in condizioni supercritiche a testa pozzo perché il peso della colonna di fluido supercritico nel pozzo svilupperebbe una pressione superiore a quella di frattura del giacimento compromettendo la sua struttura. Dunque, è indispensabile iniettare in fase gassosa e lasciare che il passaggio di fase avvenga nel pozzo, a questo proposito si preferisce gestire il flusso in sealine allo stato gassoso piuttosto che trasportarlo allo stato supercritico e riportarlo allo stato gassoso in piattaforma prima che reiniettarlo.

2.4 Stoccaggio

Per evitare l'emissione in atmosfera dell'anidride carbonica è necessario trovare un sistema capace di intrappolarla permanentemente, soluzione al problema, o per un lungo periodo, mitigazione del problema. In questo capitolo sono illustrati i tre principali candidati, lo stoccaggio in strutture geologiche sotterranee, lo stoccaggio nell'oceano e la carbonatazione. Viene approfondito il primo candidato, concentrandosi sui giacimenti esauriti oggetto del caso studio trattato nel capitolo successivo, per poi descrivere più sinteticamente gli altri due candidati.

Le informazioni riportate di seguito hanno come fonte il report tecnico di *B. Metz et al. IPCC, 2005* [12].

Per far si che una tecnologia scali a livello globale deve essere sicura, sostenibile, cost-effective e in grado di essere facilmente installata. In questo momento non esiste una tecnologia che domina il mercato ma la possibilità di riutilizzare delle infrastrutture esistenti, risulta l'opzione più interessante verso la quale si investe maggiormente.

2.4.1 Stoccaggio in strutture geologiche sotterranee

L'idea di stoccare l'anidride carbonica nel sottosuolo deriva dal fatto che la crosta terrestre rappresenta il più grande giacimento di carbonio. Il carbone e gli idrocarburi, infatti, si formano in strutture geologiche che, nel corso di milioni di anni, hanno mantenuto le condizioni necessarie per accumularli, questi giacimenti, dunque, hanno le caratteristiche geologiche per essere i migliori candidati per lo stoccaggio di anidride carbonica a lungo termine. In aggiunta, se queste strutture sono state sfruttate per estrarre gli idrocarburi, sono presenti le infrastrutture che permettono l'iniezione, come per esempio il pozzo, elemento di comunicazione tra la superficie e il giacimento.

Come precedentemente scritto, l'iniezione di CO_2 in strutture geologiche sotterranee è una tecnologia sfruttata per l'EOR, il primo progetto di iniezione a tale scopo risale agli anni '70 in Texas, mentre il primo progetto di stoccaggio a lungo termine è stato nella formazione salina vicino al giacimento di Sleipner, mare del Nord nel 1996 dopo che la necessità di ridurre l'anidride carbonica presente in atmosfera è diventato un problema mondiale. Negli anni, questa tipologia di stoccaggio, acquista consensi dalla comunità scientifica e dall'opinione pubblica in quanto molti progetti che sono portati avanti ne dimostrano la fattibilità.

A causa delle profondità a cui si trovano queste strutture geologiche, le pressioni e le temperature raggiunte nei reservoir garantiscono alla CO_2 lo stato supercritico, condizioni migliori per lo stoccaggio (spiegato nel dettaglio nel capitolo 2.1.1), come è possibile vedere in Figura 22 assumendo un gradiente geotermico di 25 °C/km e pressione idrostatica, le condizioni critiche sono raggiunte ad una profondità di 800 m dopo le quali la densità rimane pressoché costante.

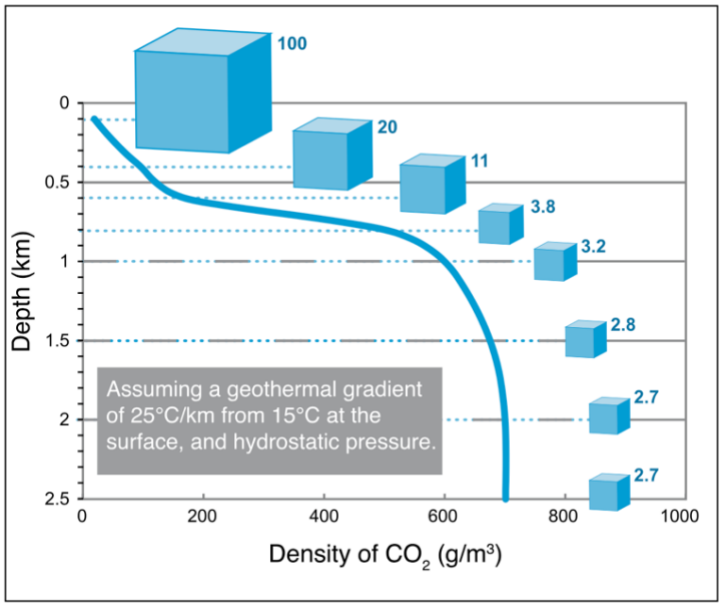


Figura 22: Variazione della densità in funzione della profondità,[12]

Le possibili strutture geologiche onshore e offshore che possono ospitare CO_2 sono i giacimenti esauriti di idrocarburi, le formazioni saline o le miniere di carbone abbandonate, rappresentate in Figura 23.

In seguito, sono trattati i concetti fondamentali per lo stoccaggio in una struttura geologica, quali i meccanismi di stoccaggio e la loro sicurezza ed i criteri di selezione del giacimento, in particolare approfondendo la possibilità di utilizzare in un ex giacimento di idrocarburi poiché obiettivo del caso studio trattato successivamente.

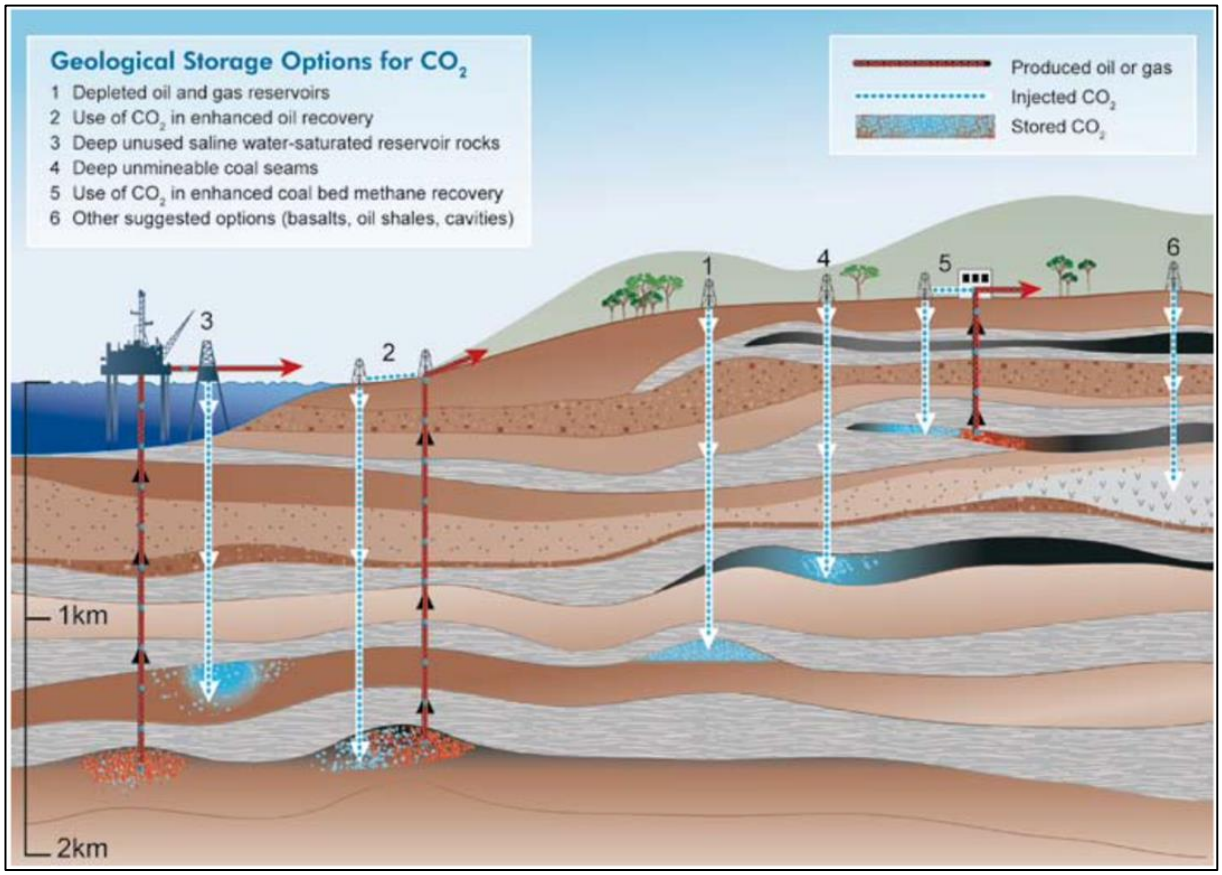


Figura 23: Strutture di stoccaggio geologico, [12]

I meccanismi da considerare per analizzare la fisica dello stoccaggio sono due, il trasporto che spiega il movimento dell'anidride carbonica nella struttura geologica e l'intrappolamento legato, invece, alla permanenza della CO_2.

I meccanismi di trasporto che governano l'ingresso della CO_2 nel giacimento includono la migrazione in risposta ai gradienti di pressione esterni ed interni al giacimento, le forze di galleggiamento date dalle diverse densità dei fluidi in gioco, la diffusione dell'anidride carbonica nel materiale poroso e la solubilità della stessa nel fluido *in situ*. Questi processi sono fortemente influenzati dalle caratteristiche del giacimento, come la permeabilità e l'iniettività (dall'inglese *injectivity*), e del fluido *in situ*, se composto da altri idrocarburi o da acqua.

I meccanismi di intrappolamento, invece, si distinguono in *physical trapping*, in grado di trattenere fisicamente la CO_2 all'interno di uno strato impermeabile, e *geochemical trapping*, che mineralizza la CO_2 nella forma solida attraverso un processo chimico. Le trappole fisiche sono di tre tipi, **strutturali** se formate da rocce predisposte in modo da formare una cavità impermeabile, **stratigrafiche** se l'impermeabilizzazione dello strato è formato da strati di diversi materiali rocciosi, e **idrodinamiche** se l'iniezione avviene in un acquifero il quale migra lentamente.

Le trappole geochimiche sono più efficienti rispetto a quelle fisiche perché considerate sicure a lungo termine, come mostrato in Figura 24. Queste sono dovute all'interazione chimica tra la CO_2 e l'acqua o le rocce presenti nel giacimento. La dissoluzione dell'anidride carbonica nell'acqua permette la formazione di un'unica fase che non risente più degli effetti di galleggiamento, mentre la successiva interazione permette la formazione di acido carbonico, *ionic trapping*, o minerali carbonati, *mineral trapping*.

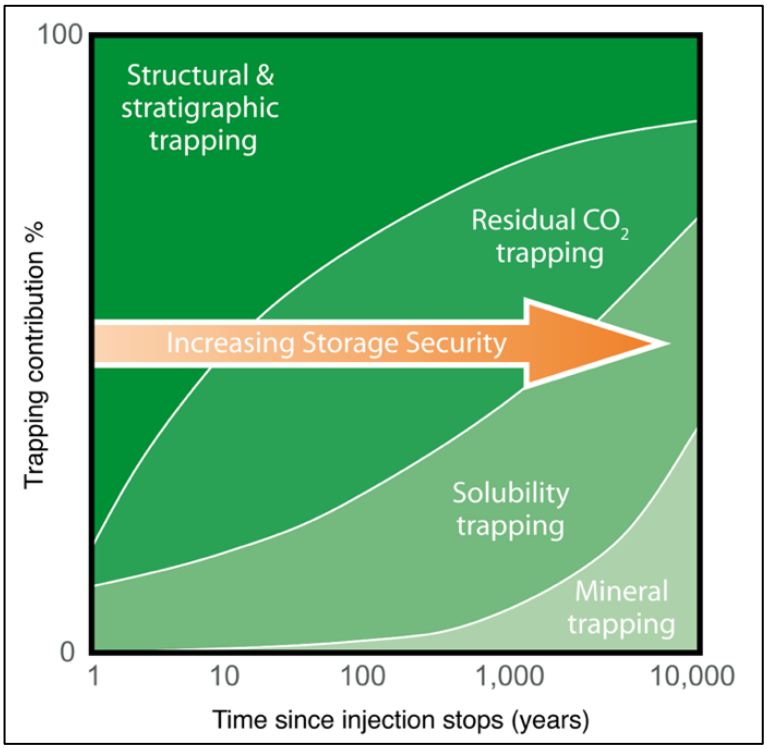


Figura 24: Storage security, [12]

Per la selezione del sito, sono citate le conclusioni della tesi magistrale di A. Zeir [31] attraverso le quali si possono riassumere i criteri di selezione di uno stoccaggio geologico ottimale. Di seguito sono riportate le tre mappe che individuano i concetti su cui deve essere riposta maggiore attenzione nella selezione del sito: capacità di stoccaggio, iniettività e contenimento. Ogni concetto è espresso attraverso dei parametri che identificano le condizioni adatte per un giacimento.

La capacità di stoccaggio dipende dalla porosità, dalla presenza di acqua in giacimento e dalla salinità, dalla pressione minima del reservoir e dalla temperatura ed infine dalla massa di CO_2 che la struttura può contenere solitamente calcolata partendo dall'idrocarburo estratto e dalla pressione di frattura.

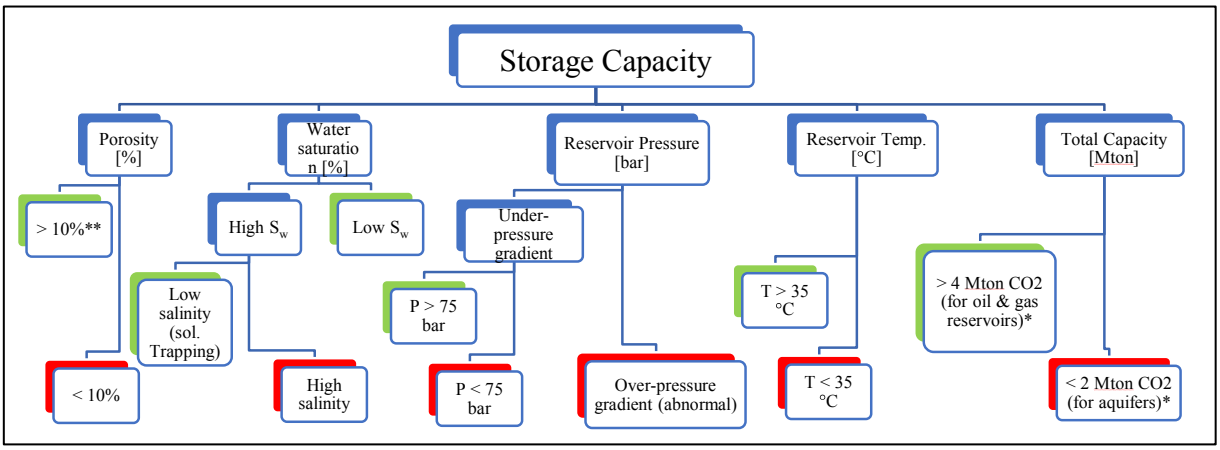


Figura 25: Capacità di stoccaggio, in verde le condizioni idonee [31]

L'iniettività è il parametro fisico che caratterizza l'affinità del giacimento a ricevere un fluido, attraverso uno specifico pozzo, ad una determinata pressione e portata. Questo paramento può essere calcolato solo sperimentalmente attraverso dei test precedenti all'iniezione del fluido, come scrive *V. Onwuchekwa et al.* [32] può essere calcolato con la seguente formula:

$$II = \frac{Q}{P_{BHFP} - P_{res}}$$

in cui:

- II è l'indice di iniettività, *injectivity index*, espresso in $m^3/h/bar$,
- Q è la portata volumetrica espressa in m^3/h,
- P_{BHFP}, *bottomhole flowing pressure*, è la pressione di fondo pozzo durante l'iniezione espressa in bar,
- P_{res} è la pressione del reservoir espressa in bar.

L'iniettività dipende principalmente dalla permeabilità del mezzo poroso del giacimento ma anche dal materiale stesso del giacimento e dal fluido in situ e dall'omogeneità del diametro dei pori.

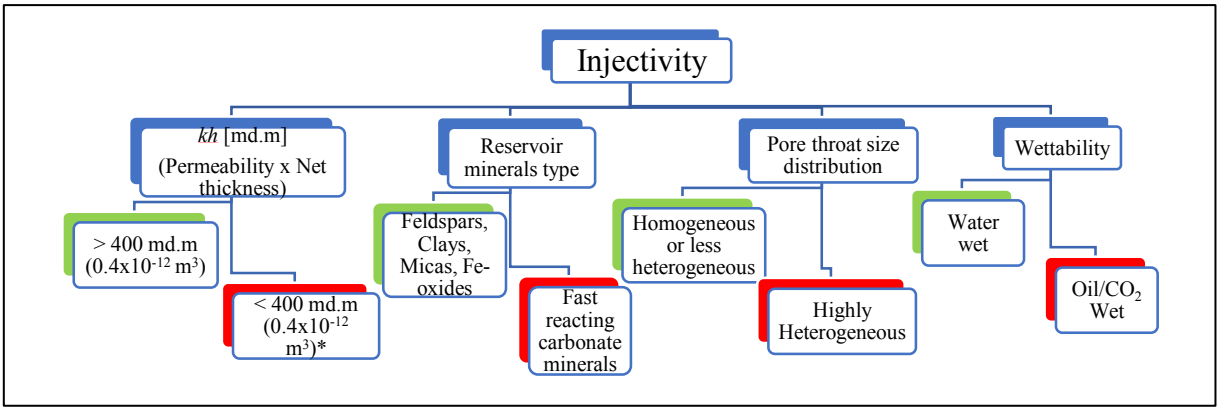


Figura 26: Iniettività, in verde le condizioni idonee [31]

Infine, il contenimento, parametro responsabile della longevità del sito, prova a racchiudere le possibili cause di fuga dell'anidride carbonica dal giacimento. Considera quindi l'integrità del caprock, le possibili vie di fuga sismicità della zona in cui è situato il giacimento.

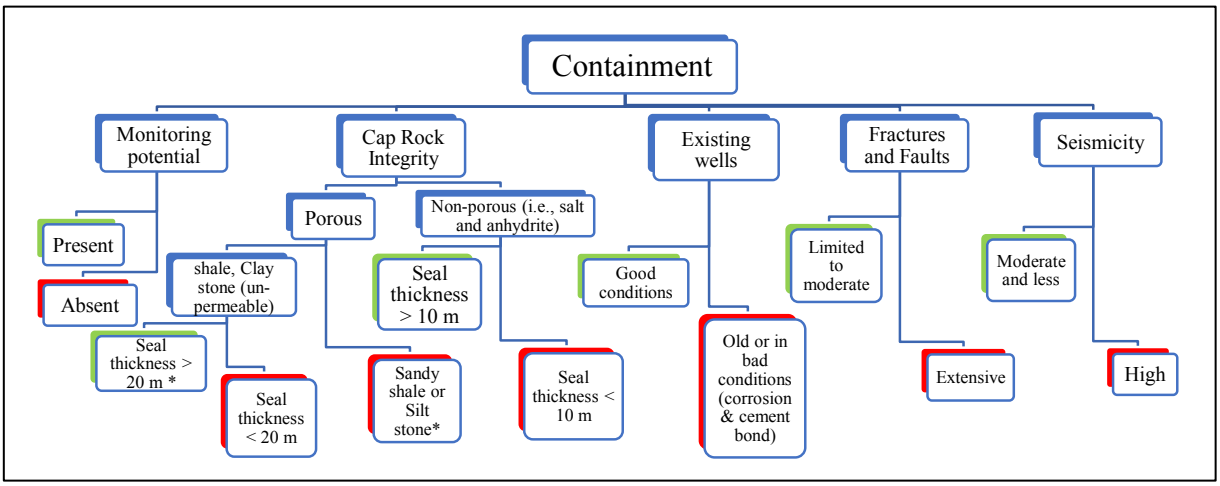


Figura 27: Contenimento, in verde le condizioni idonee [31]

La fase di monitoraggio della struttura geologica è essenziale per i progetti di CCS e accompagna ogni fase del progetto, dalla caratterizzazione del sito alla chiusura post iniezione. Come suggerito dalla direttiva 2009/31/CE del parlamento europeo [16], il monitoraggio è affidato al gestore del sito con lo scopo di individuare migrazioni o fuoriuscite della CO_2 e rilevare effetti negativi significativi sull'ambiente circostante.

In particolare, durante la fase di iniezione, è suggerito:

- documentare e controllare i parametri di iniezione;
- controllare lo stato del pozzo, elemento più vulnerabile durante la fase di iniezione;
- verificare i meccanismi di intrappolamento della CO_2 nel giacimento in modo da dimostrare l'efficacia del sistema geologico nel contenimento nel tempo;
- individuare possibili perdite di CO_2 dalla struttura geologica ed ottimizzare l'iniezione.

Successivamente alla chiusura del pozzo è necessario monitorare il giacimento per assicurare la sua integrità strutturale, prima della fase di iniezione viene eseguita un'ispezione completa del giacimento utilizzata come termine di confronto con le future rilevazioni.

Le tecnologie utili sono quelle in grado di rilevare la presenza, l'ubicazione e le vie di migrazione della CO_2 negli strati sub-superficiali estendibili a tutto il complesso di stoccaggio e non solo al giacimento stesso. Risulta necessario analizzare il comportamento pressione-volume del giacimento e la distribuzione del pennacchio di CO_2 nel giacimento e aggiornare se necessario la tecnologia e le tecniche di monitoraggio.

È infine importante sottolineare che un sistema di monitoraggio, poiché limitato dalla complessità del problema, non deve essere in grado di prevedere e quantificare tutte le perdite e le loro posizioni, ma deve essere in grado di fornire dati e informazioni chiave per rilevare possibili incongruenze nel sistema.

Le tecniche più usate nei sistemi di monitoraggio di questo tipo, come suggerito dalle *'Guidelines for Carbon Capture, Transport, and Storage'* del *World Resources Institute* [33], sono

- misurazione di pressione, temperatura e composizione del flusso iniettato nel reservoir,
- profilazione sismica verticale,
- seismic and time-lapse seismic (3-D and 4-D),
- utilizzo di tiltmetri, InSAR, o altri dispositivi di rilevazione della deformazione del fondale marino,
- monitoraggio microsismico,
- monitoraggio dell'aria o dell'acqua superficiale.

2.4.2 Stoccaggio nell'oceano

Iniettare l'anidride carbonica negli oceani a grandi profondità la isolerebbe dall'atmosfera per secoli. Il ruolo degli specchi d'acqua è ad oggi molto rilevante nei processi di rimozione di CO_2 dall'atmosfera, infatti, viene assorbita negli strati superficiali a contatto con l'aria per poi essere rimescolata negli strati più profondi. Iniettare la CO_2 direttamente in profondità equiparerebbe, secondo una scala millenaria, l'assorbimento atmosferico da parte degli oceani nello stesso periodo di tempo.

L'iniezione in oceano altererebbe la chimica dello stesso arrecando danni agli organismi marini, l'aumento della concentrazione di CO_2 porterebbe alla riduzione del pH dell'acqua e dunque ad una sua acidificazione. Esperimenti hanno dimostrato come il graduale aumento di concentrazione di anidride carbonica porti alla riduzione delle funzioni vitali degli organismi fino alla morte dove le concentrazioni sono molto alte, vicino ai punti di iniezione o di accumulo.

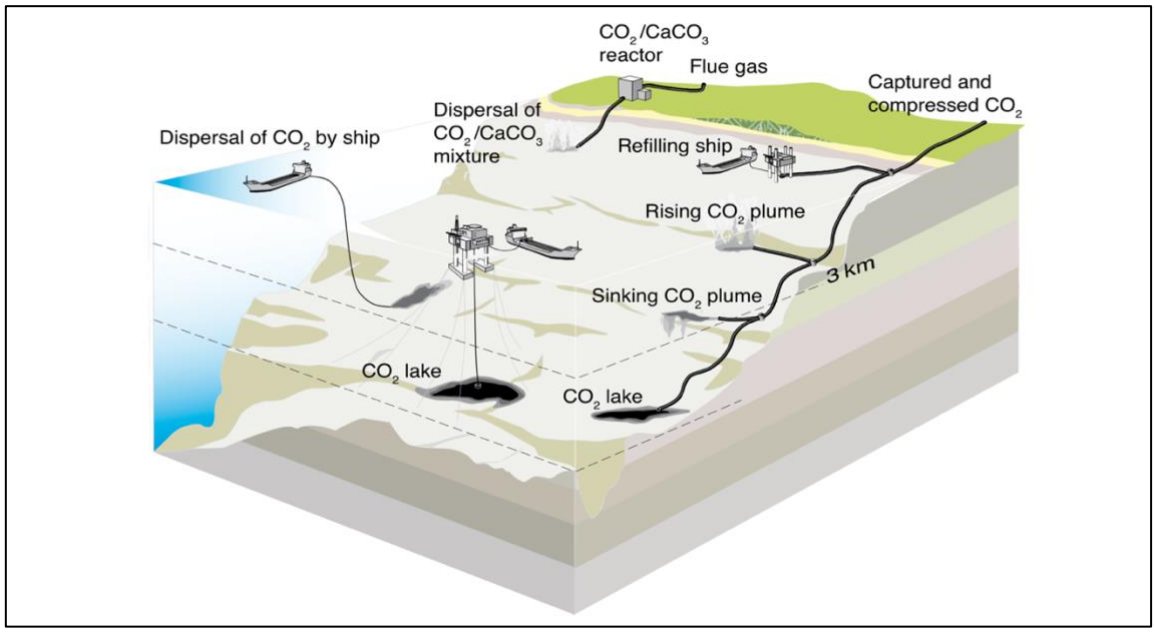


Figura 28: Tecnologie per lo stoccaggio in oceano, [12]

In Figura 28 è possibile distinguere le varie strategie di stoccaggio oceanico, per profondità superiore a 3 km l'anidride carbonica è più densa dell'acqua marina e si accumula in strutture chiamate laghi di CO_2, per profondità inferiori, invece, tenderà a disperdersi nell'acqua formando un'unica fase.

Contestualmente allo stoccaggio in strutture geologiche sotterranee, la ricerca anche per lo stoccaggio in acqua oceanica abbraccia vari ambiti: le tecnologie di iniezione, la scelta dei siti e le operazioni di monitoraggio.

2.4.3 Carbonatazione

La carbonatazione è il processo chimico per il quale l'anidride carbonica reagisce con un ossido metallico per formare un carbonato insolubile. Questo processo, con scale temporali più ampie, avviene in natura ed intrappola allo stesso modo la CO_2 presente in atmosfera in silicati trasformandoli in carbonati.

La carbonatazione può avvenire *in-situ* se, dopo la fase di cattura e trasporto di CO_2 pura, l'iniezione avviene in una formazione geologica ricca di silicati o in un acquifero alcalino, e dunque gli accorgimenti da seguire sono molto simili a quelli per lo stoccaggio in strutture geologiche oppure può avvenire *ex-situ* se l'anidride carbonica viene trattata in un impianto chimico. Questa tecnologia richiede una grande spessa energetica, bisogna considerare l'estrazione e il riprocessamento dei silicati grezzi nonché l'energia stessa per condurre la carbonatazione; nonostante questa grande spesa energetica l'abbondanza dei minerali di partenza e la permanenza della CO_2 nello stato solido rendono questa tecnologia competitiva.

2.4.1 Caso studio: giacimento idrocarburico esaurito

Alla luce delle informazioni raccolte in merito alle possibilità di stoccaggio, è chiaro che la tecnologia su cui si sta investendo maggiormente è quella che permette il riutilizzo di strutture geologiche sotterranee poiché meno energivora della diretta carbonatazione e meglio tollerata dall'opinione pubblica rispetto all'acidificazione degli oceani. In aggiunta gli ex giacimenti offrono già un'infrastruttura di collegamento con la superficie terrestre utilizzata per estrarre gli idrocarburi che riduce l'investimento economico del progetto. A supporto di questo scenario c'è anche una importante ricerca sperimentale avviata per il settore dell'EOR che studia l'idoneità di un giacimento e il suo comportamento dei fluidi in ingresso in giacimento.

Lo studio progettuale che questa tesi propone è nella riconversione di una piattaforma offshore che sfrutta il giacimento esaurito sottostante come struttura di contenimento per la CO_2 sequestrata, risulta indispensabile caratterizzare in maniera adeguata il giacimento seguendo i criteri riportati nel paragrafo precedente, studiare in base al tipo di giacimento quale è il meccanismo di intrappolamento e che tipo di sicurezza il giacimento può offrire.

2.5 Applicazioni Industriali: *Carbon Capture & Utilization*

Per CCU si intendono le tecnologie che utilizzano l'anidride carbonica come risorsa per generare dei prodotti o dei servizi per la società. Il processo consiste nei 5 steps mostrati in Figura 29, la cattura della CO_2 nei processi descritti nella sezione 2.2, la riconversione dell'anidride carbonica in un prodotto chimico ricco di carbonio, l'utilizzo del prodotto precedentemente generato e lo smaltimento del prodotto utilizzato o del prodotto decomposto, banalmente riconvertito in CO_2, che in un'ottica circolare diventa il punto d'inizio del nuovo ciclo.

Questo processo potrebbe offrire un'alternativa allo stoccaggio permanente di CO_2 in quanto, seppur non riposta in una struttura di contenimento, l'anidride carbonica risulterebbe intrappolata nel ciclo.

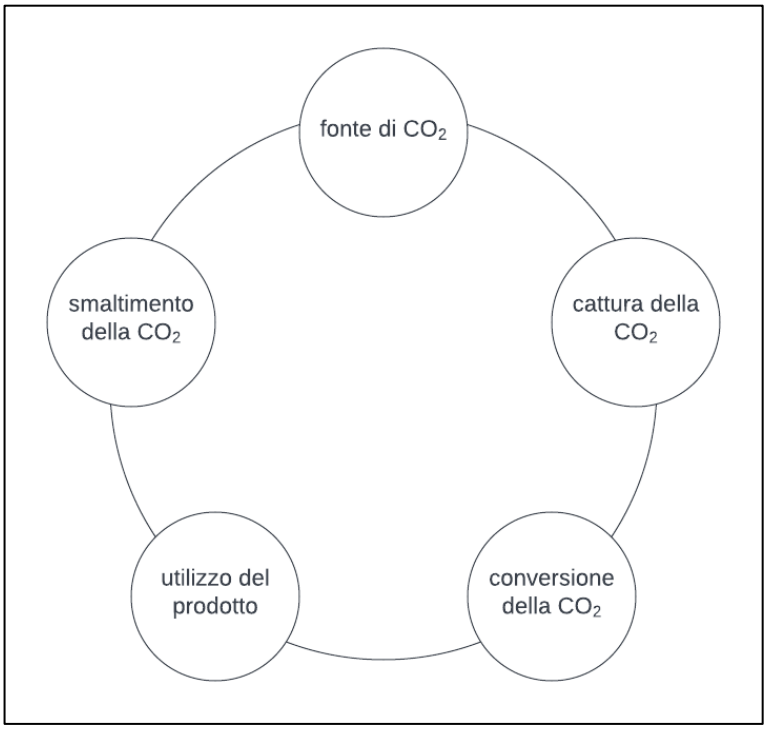


Figura 29: Processo ciclico di CCU

Il riutilizzo della CO_2 non ha potenzialmente limiti se non quelli temporali dello smaltimento, che caratterizzano la durata del riciclo. Per esempio, l'utilizzo della CO_2 come vettore energetico di syngas o nell'industria chimica per la produzione di metanolo ha una vita più breve rispetto all'utilizzo della stessa nel settore edile.

Per descrivere i possibili utilizzi e le tecnologie sviluppate per permettere la sintesi di questi prodotti a livello industriale, si può fare riferimento alle applicazioni del *power-to-x*. Il P2X è quell'insieme di tecnologie che permette la trasformazione di energia, tipicamente rinnovabile, in prodotti industrialmente utili, nel caso particolare possiamo guardare quali processi sintetizzano prodotti a partire dalla CO_2.

Tra le tecnologie più utilizzate nel P2X è presente l'idrogenazione nella quale la CO_2 è fatta reagire con l'idrogeno prodotto, per esempio, da elettrolisi alimentata da energia rinnovabile, mostrata in Figura 30, con lo scopo di produrre metano attraverso la reazione di metanazione $CO_2 + 4\,H_2 \rightarrow CH_4 + 2\,H_2O$, o monossido di carbonio attraverso la reazione di *reverse water gas shift* $CO_2 + H_2 \rightarrow CO + H_2O$ utile nella produzione di metanolo e altri prodotti chimici.

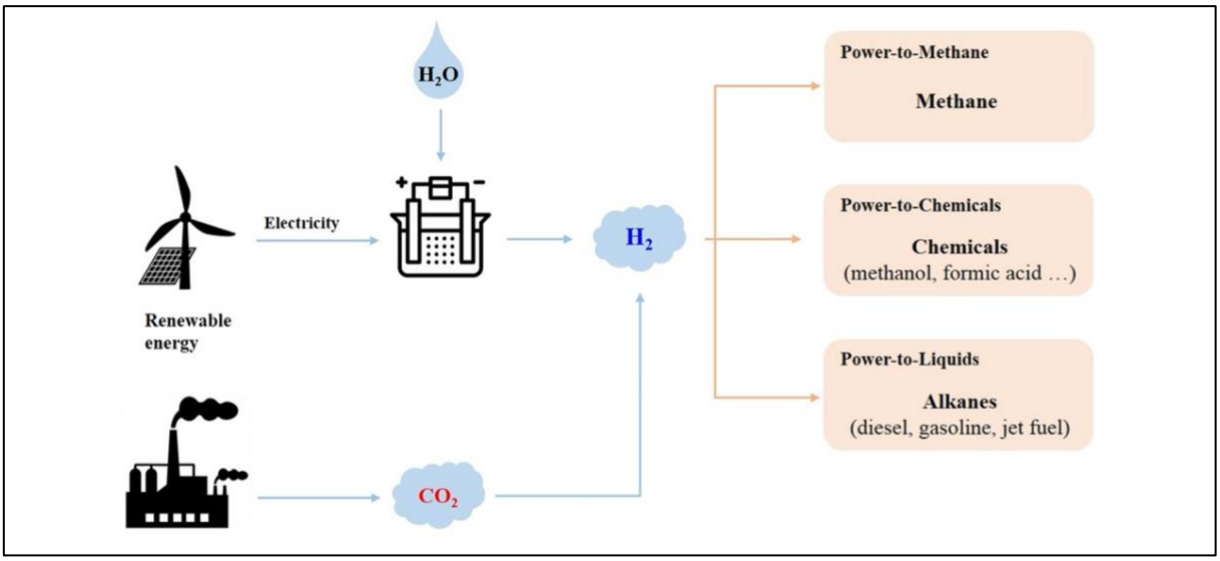


Figura 30: Power-to-X attraverso l'idrogenazione della CO2, [34]

3. Caso Studio: assunzioni e modello

Il progetto descritto nei successivi capitoli di tesi ha lo scopo di mostrare, in linea generale, le principali considerazioni e sfide richieste per la riconversione di una piattaforma offshore a fine vita ad impianto di stoccaggio. Per questa ragione la piattaforma considerata come punto di partenza per l'analisi proposta non è una reale piattaforma esistente ma una piattaforma "tipica" denominata GREEN1 e creata in modo da essere rappresentante della maggior parte di quelle realmente esistenti su suolo italiano. GREEN1 è, inoltre, la piattaforma scelta per rappresentare le piattaforme italiane non solo nell'ambito dell'Opzione 3, ma anche nelle altre due opzioni di riconversione citate nel paragrafo 1.2.

Lo scopo di questo capitolo è introdurre i parametri e i dati caratterizzanti del caso studio utilizzati per lo sviluppo del progetto preliminare, in particolare viene spiegata la filosofia di progetto, metodologia seguita per l'approccio allo studio, viene descritto il sito di riferimento e viene presentato il modello numerico utilizzato per la previsione delle proprietà termodinamiche nel pozzo.

3.1 Filosofia di Progetto

Questo lavoro di tesi ha come scopo finale l'elaborazione e la descrizione di un progetto preliminare per il riutilizzo di una piattaforma offshore giunta ormai a fine vita. La riprogettazione ha come obiettivo la trasformazione di una piattaforma di produzione in una stazione di iniezione di anidride carbonica per lo stoccaggio permanente, evidenziando i vantaggi di tale riconversione e il ruolo che un progetto di questo genere può avere nella riduzione delle emissioni di CO_2 in atmosfera.

Prima di addentrarsi nella fase di progettazione è necessario precisare le assunzioni che hanno portato alla caratterizzazione e alla realizzazione del progetto così come è presentato in seguito.

Prima tra tutte è la scelta della piattaforma, la necessità di individuare una piattaforma della quale fosse disponibile della documentazione di dettaglio su cui lavorare ha determinato la scelta di una piattaforma 'tipo' non esistente ma rappresentativa del panorama italiano con caratteristiche comuni alle altre piattaforme italiane. Questo ha delineato lo spazio disponibile a bordo in termini di superficie e volume occupabile dai componenti da installare e stabilito le infrastrutture già disponibili in piattaforma. Il sito in cui posizionare idealmente la piattaforma è stato scelto essere il sito più popolato dalle piattaforme italiane, la costa romagnola, che ha dato vita ad importanti considerazioni sulla localizzazione del sito in un contesto già sviluppato ed attrezzato per svolgere un'attività industriale di questo tipo.

L'assunzione più importante che accompagna la filosofia di progettazione è la necessità di riutilizzare, li dove possibile, le infrastrutture esistenti. Principalmente si parla dei pozzi di iniezione, delle teste pozzo, dei sistemi di controllo e di sicurezza, delle infrastrutture di collegamento onshore come la sealine e l'elettrodotto. A tal proposito si sceglie di riconvertire il sistema utilizzando solo energia elettrica e dunque elettrificando i sistemi pneumatici di controllo e prevedere l'installazione di componenti alimentati elettricamente.

Per il giacimento è stato necessario individuare un riferimento esistente che potesse fornire i dati essenziali al progetto come pressioni operative, volume di stoccaggio e temperatura. Il giacimento scelto permette lo stoccaggio nelle condizioni supercritiche che però possono essere raggiunte solo in giacimento rendendo indispensabile, per l'integrità strutturale dello stesso, l'iniezione a testa pozzo in condizioni gassose. Questa criticità richiede la realizzazione di un modello termofluidodinamico in grado di prevedere con precisione le pressioni nel pozzo di iniezione e in giacimento e il posizionamento del gruppo di compressione in prossimità del pozzo di iniezione per gestire con accuratezza la portata di iniezione escludendo la possibilità di utilizzare un unico gruppo di compressione onshore.

In questa progettazione si esclude la possibilità di estrarre l'anidride carbonica stoccata perché il settore di *Carbon Utilization* è oggi ancora prematuro. Si sceglie tuttavia in fase di progettazione di bonificare e lasciare a bordo i componenti che in futuro potrebbero servire all'estrazione e alla purificazione del flusso di CO_2.

Infine, è necessario monitorare il giacimento sia durante la fase di iniezione che nel periodo successivo attraverso opportuni sistemi che controllino come il volume di anidride carbonica iniettato si comporta all'interno del giacimento, assicurandosi che lo stesso rimanga integro e non favorisca la creazione vie di fuga.

La disponibilità di un'infrastruttura di collegamento tra la terraferma ed un reservoir esaurito e la relativa documentazione tecnica di dettaglio sono il punto di partenza di questo progetto, insieme all'idea di riutilizzare l'impianto per uno scopo diverso a supporto della transizione energetica ed in linea con gli obiettivi del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

Il progetto prevede l'installazione in piattaforma di una stazione di compressione e iniezione di anidride carbonica allo stato gassoso all'interno dei pozzi esistenti. Durante la fase di iniezione l'anidride carbonica cambia fase, passando nel pozzo da quella gassosa a quella supercritica. È di particolare importanza prevedere questo passaggio di fase attraverso un modello termofluidodinamico e monitorarlo

durante la fase operativa. Risulta importante anche caratterizzare nel dettaglio il sito di riferimento ed in particolare il giacimento usato per lo stoccaggio poiché utile a definire le condizioni al contorno del sistema da progettare.

L'idea generale alle spalle del progetto di riconversione è pionieristica, coniuga la crescente necessità di impianti di CCS all'attuale bisogno di un'alternativa al decommissioning delle piattaforme a fine vita.

I concetti di sostenibilità che seguono la filosofia di progetto sono i seguenti:

- La riconversione e il riutilizzo della piattaforma evitano di danneggiare l'ecosistema marino che nel tempo si è sviluppato sulle strutture immerse della piattaforma che altrimenti sarebbe distrutto dall'attività di smantellamento della struttura impattando negativamente sull'ambiente;
- La dismissione dei componenti presenti sulla piattaforma sarà effettuata solo se necessaria, sia per far spazio alla strumentazione utile al nuovo sistema sia per non superare i carichi massimi ammessi sulla piattaforma.
- Il riutilizzo del giacimento esaurito come stoccaggio di CO_2. La necessità di siti di stoccaggio per CO_2 nasce dalla crescente concentrazione di tale sostanza in atmosfera e alle problematiche ad essa legate, prime fra tutte l'effetto serra e il conseguente riscaldamento climatico. La possibilità di riutilizzare un reservoir come struttura di contenimento nasce dalle recenti ricerche in questo ambito che ne dimostrano la fattibilità.

3.2 Metodologia di progetto

Questo paragrafo ha l'obiettivo di riassumere i criteri di progettazione e le linee guida generali seguite per lo sviluppo del progetto di riconversione riguardante l'Opzione 3.

- ***Selezione del caso studio***: uno degli obiettivi del progetto di riconversione è quello di renderlo versatile e adattabile a diverse tipologie di piattaforme, per questo si è scelto come caso studio una piattaforma ed un giacimento "tipici" con caratteristiche comuni a più piattaforme offshore del panorama italiano, denominata GREEN1.
- ***Descrizione del processo di GREEN1***: in questa fase si ripercorrono le operazioni essenziali di un sistema di Carbon Capture & Storage e si scende nel dettaglio del caso studio di GREEN1, individuando i parametri essenziali alla successiva progettazione.
- ***Selezione del limite di batteria***: il progetto si pone come obiettivo la riconversione della piattaforma GREEN1 in una stazione di iniezione, essendo questa parte di un sistema più complesso, bisogna imporre i confini del sistema attraverso i quali gli stream di materia e di energia devono essere considerati nel progetto.
- ***Realizzazione del diagramma a blocchi***: questo schema permette visivamente di individuare tutti i componenti e i processi richiesti per l'iniezione della CO_2.
- ***Modellazione numerica del pozzo***: analizzare l'evoluzione termofluidodinamica del flusso nel pozzo di iniezione è indispensabile per monitorare le proprietà della CO_2 ed assicurarsi che i limiti strutturali sia del pozzo che del giacimento non siano superati.
- ***Modi di funzionamento***: è importante descrivere nel dettaglio come opera il sistema a regime e nelle fasi di avviamento e spegnimento nonché nelle situazioni di emergenza. Particolare importanza è dedicata alla descrizione della fase di monitoraggio delle migrazioni della CO_2 dal giacimento una volta terminata la fase di riempimento.
- ***Dimensionamento dei componenti***: dopo aver descritto il sistema attraverso i processi basilari, è utile caratterizzare nel dettaglio i componenti necessari a svolgere questi processi. Dimensionare un componente significa descrivere la sua funzione rispettivamente individuando i dati di targa, l'ingombro e il peso ma anche i range operativi caratteristici delle condizioni di funzionamento.
- ***Logica di controllo:*** l'implementazione della logica di controllo e regolazione su di un PLC (*Programmable Logic Controller*) è fondamentale nella gestione operativa di un impianto, essa infatti caratterizza le operazioni ordinarie che i componenti effettuano autonomamente.
- ***Riprogettazione e layout della piattaforma***: predisporre i componenti sui deck della piattaforma GREEN1 è utile per visualizzare gli spazi occupati e quelli invece disponibili per le manovre di posizionamento nonché dare un'idea dell'ingombro di ogni deck ed assicurare la compatibilità strutturale della nuova configurazione.
- ***Strategia di smantellamento:*** infine, per la fase di decommissioning si prevedono le attività preliminari di messa in sicurezza e bonifica degli equipaggiamenti a bordo di GREEN1 atte ad evitare qualsiasi pericolo di inquinamento e azzerare gli impatti ambientali. In particolare, si individuano gli equipaggiamenti utili al progetto sviluppato e dunque riutilizzare e quelli invece da smantellare.

3.3 Sito di riferimento

Non essendo il progetto finalizzato allo studio di una specifica piattaforma esistente in Italia, si è utilizzata per la realizzazione del lavoro di tesi una piattaforma di riferimento "tipica" derivata da un progetto di un impianto esistente, per il quale si dispone di documentazione tecnica di dettaglio, e che sia assimilabile ad alcune delle piattaforme operanti oggi in Italia.

Tale piattaforma "tipica", chiamata GREEN1 per gli scopi di questo progetto, è stata selezionata seguendo quanto riportato qui oltre:

- Si è selezionato un impianto reale per cui fossero disponibili informazioni di dettaglio; ciò consente di "simulare" una progettazione di dismissione e riconversione molto realistica, focalizzando l'attenzione su tutti i componenti, alimentazioni, ausiliari e aspetti che caratterizzano un impianto reale.
- Si è selezionato un impianto per cui fosse disponibile tutta la documentazione di dettaglio in formato editabile per agevolare la redazione dei documenti tecnici e realizzare un progetto realistico.
- Si è scelto un unico caso studio su cui siano realizzabili le tre opzioni considerate; in particolare la presenza delle teste pozzo è di fondamentale importanza per la realizzazione delle opzioni 2 e 3.

3.3.1 Posizione della piattaforma

GREEN1 è situata a 18 km dalla costa nel mar Adriatico settentrionale, nell'area compresa tra Ancona e Rimini, dove il fondale è profondo circa 20 m. Come mostrato in Figura 31, è proprio in questa zona marina che si trova, infatti, la maggior parte delle piattaforme di produzione di idrocarburi italiane, per di più principalmente dedicate all'estrazione di gas naturale dai giacimenti sottostanti.

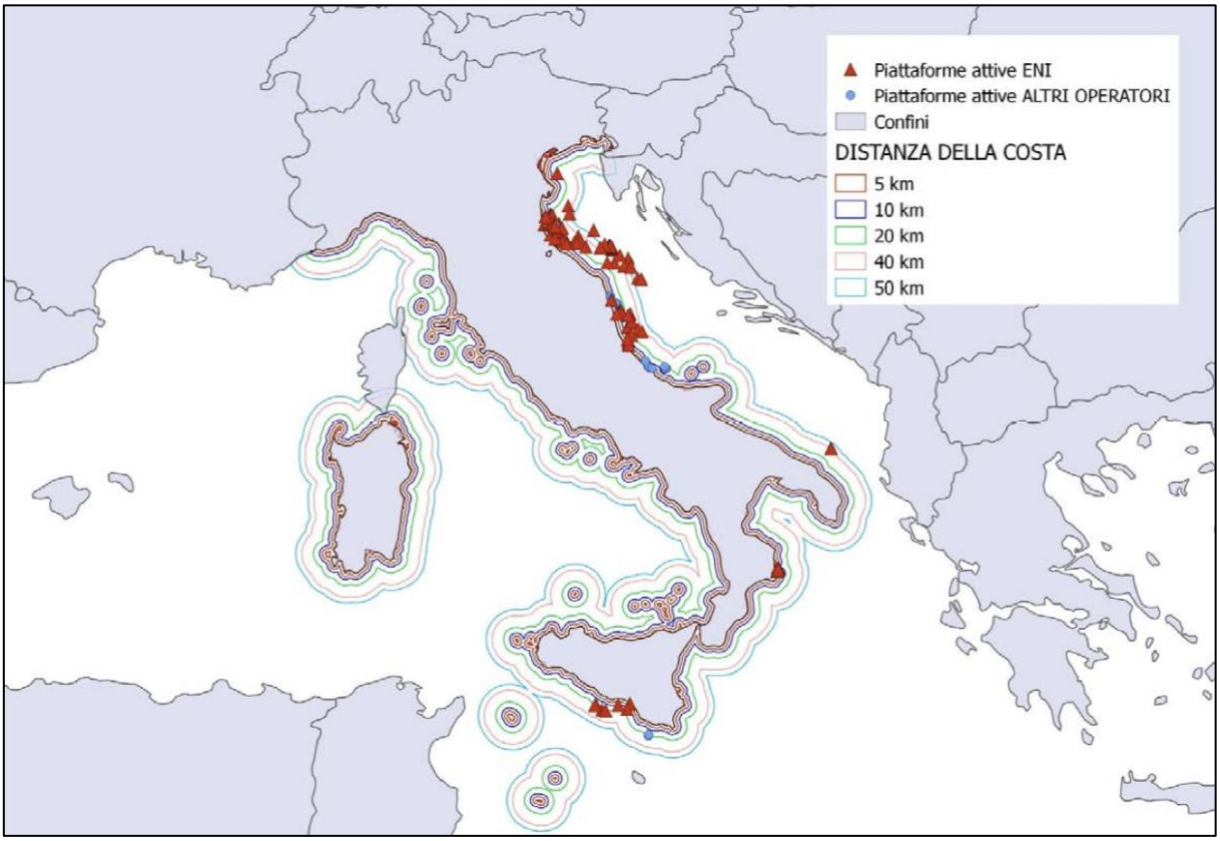


Figura 31: Posizione piattaforme offshore italiane, [35]

Di particolare interesse sono anche la temperatura delle acque e la velocità del vento lungo la costa adriatica centro-settentrionale. Questi dati sono utili per la successiva trattazione in quanto importante capire lo scambio termico tra l'ambiente e il fluido durante le varie fasi di progetto. La Figura 32 mostra la velocità del vento sulle coste italiane ed è ottenuta dal portale eolico online [36], l'area di interesse è caratterizzata da velocità media annua del vento più o meno uniforme, tra i 4 e i 5 m/s misurata ad un'altezza di 50 m sul livello del mare.

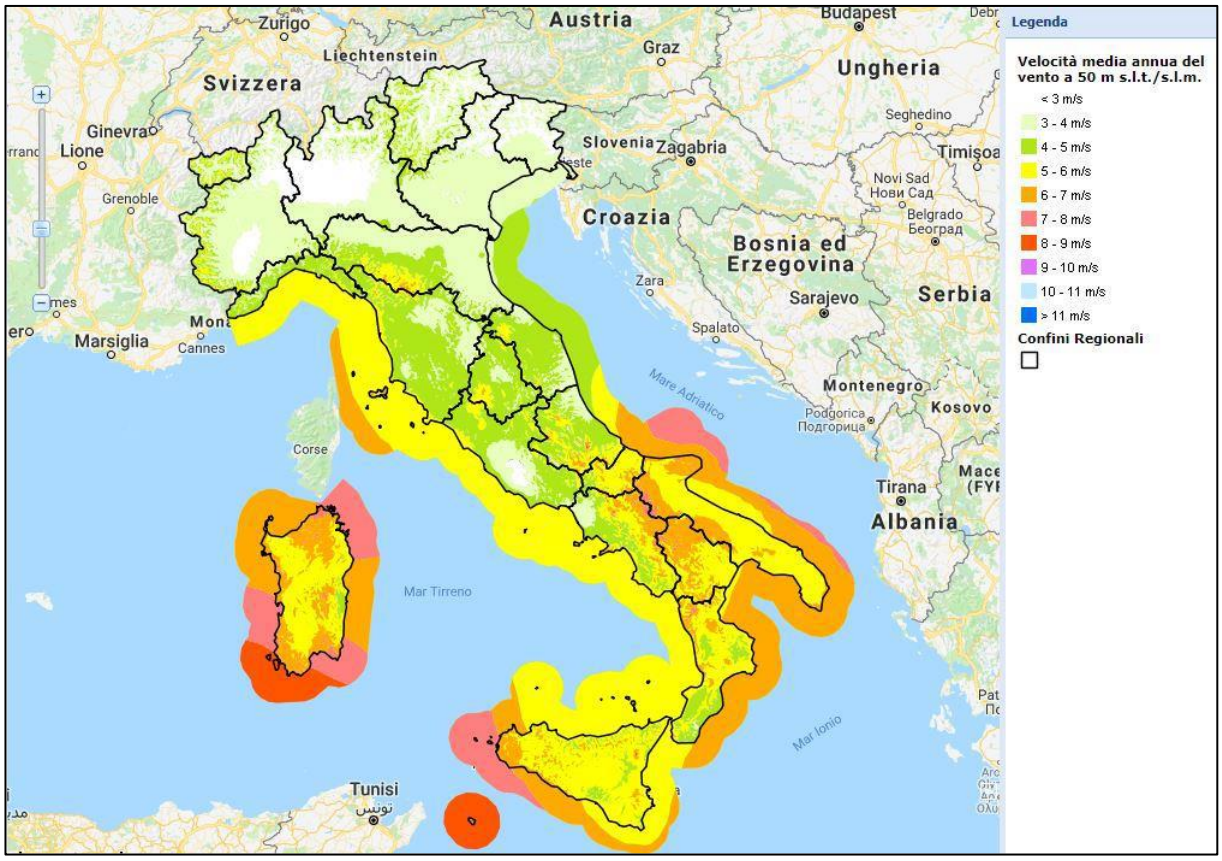


Figura 32: Mappa velocità del vento, [36]

Le distribuzioni della direzione del vento sono ricavate dai dati forniti da tre stazioni metereologiche site lungo la costa Adriatica, in particolare Ravenna Punta Marina, Rimini Marecchia e Pineto, e mostrate rispettivamente in Figura 33A, Figura 33B e Figura 33C, [37].

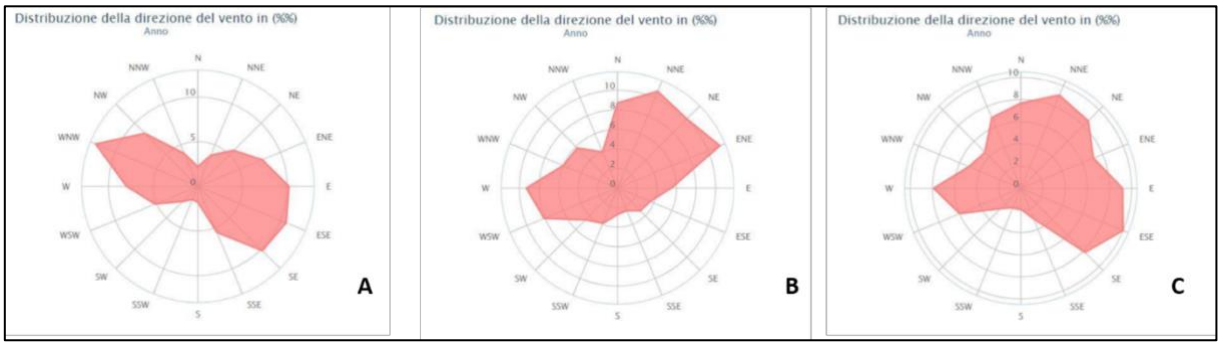


Figura 33: Distribuzione della direzione del vento, [37]

La Figura 34 rappresenta la mappa di pericolosità sismica del territorio italiano [38]. Si può osservare che la zona di interesse è caratterizzata da un'accelerazione massima del suolo con probabilità di eccedenza del 10% compresa tra 0.050 g e 0.150 g. Questi valori sono riferiti a suoli rigidi. Si ricorda che l'idoneità sismica del sito per attività di processo è stata preventivamente verificata e le attività di riconversione in analisi in questo report non modificano il risultato degli studi precedenti.

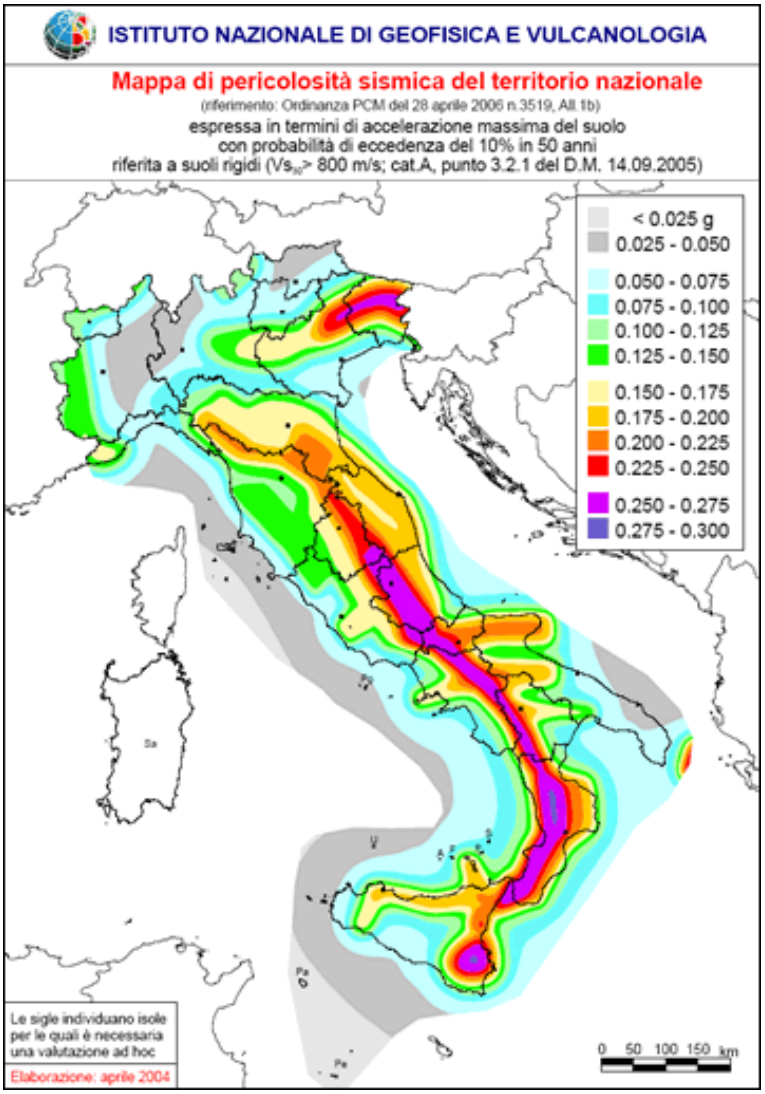


Figura 34: Mappa di pericolosità sismica del territorio italiano, valori standard al 50° percentile,

3.3.2 Piattaforma offshore: GREEN 1

GREEN1 è una piattaforma marina di produzione, ovvero di estrazione di idrocarburi, non presidiata, ossia senza personale a bordo durante le normali operazioni, situata al largo della costa del Mare Adriatico, giunta al termine della sua vita produttiva e destinata alla riconversione. Il complemento "di produzione" specifica che la piattaforma ha avuto il compito di estrarre il gas naturale dal giacimento fino alla chiusura del pozzo e serve a differenziarla dalle piattaforme "di perforazione", utilizzate invece per l'esplorazione e la realizzazione di nuovi pozzi estrattivi, sebbene esistano piattaforme capaci di assolvere ad entrambi i compiti. Essa è, inoltre, rappresentante le piattaforme italiane e come tale deve avere le principali caratteristiche di esse; considerata la ridotta profondità del fondale (20 metri) su cui è realizzata, GREEN1 è della tipologia fissa, ovvero con la tipica struttura reticolare del jacket fissata sul fondale marino.

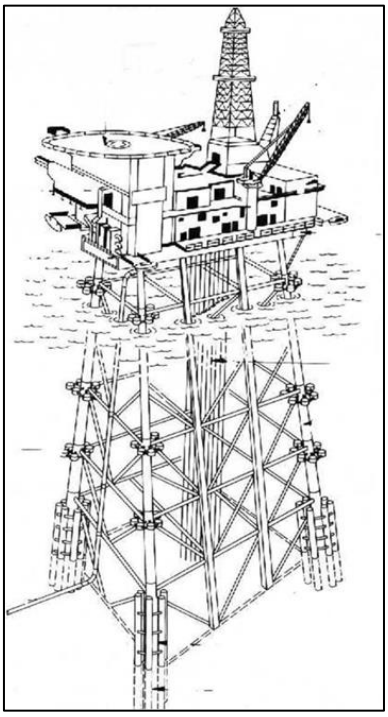


Figura 35: Struttura jacket di ancoraggio piattaforma offshore, [39]

Tale piattaforma, nell'ambito del progetto entro il quale è incluso il presente lavoro di tesi, è quella considerata comune ai design delle tre opzioni di riconversione, e per questo già individuata e descritta nell'ambito del progetto dell'Opzione 1 [6]. Di seguito è riportata una sua descrizione.

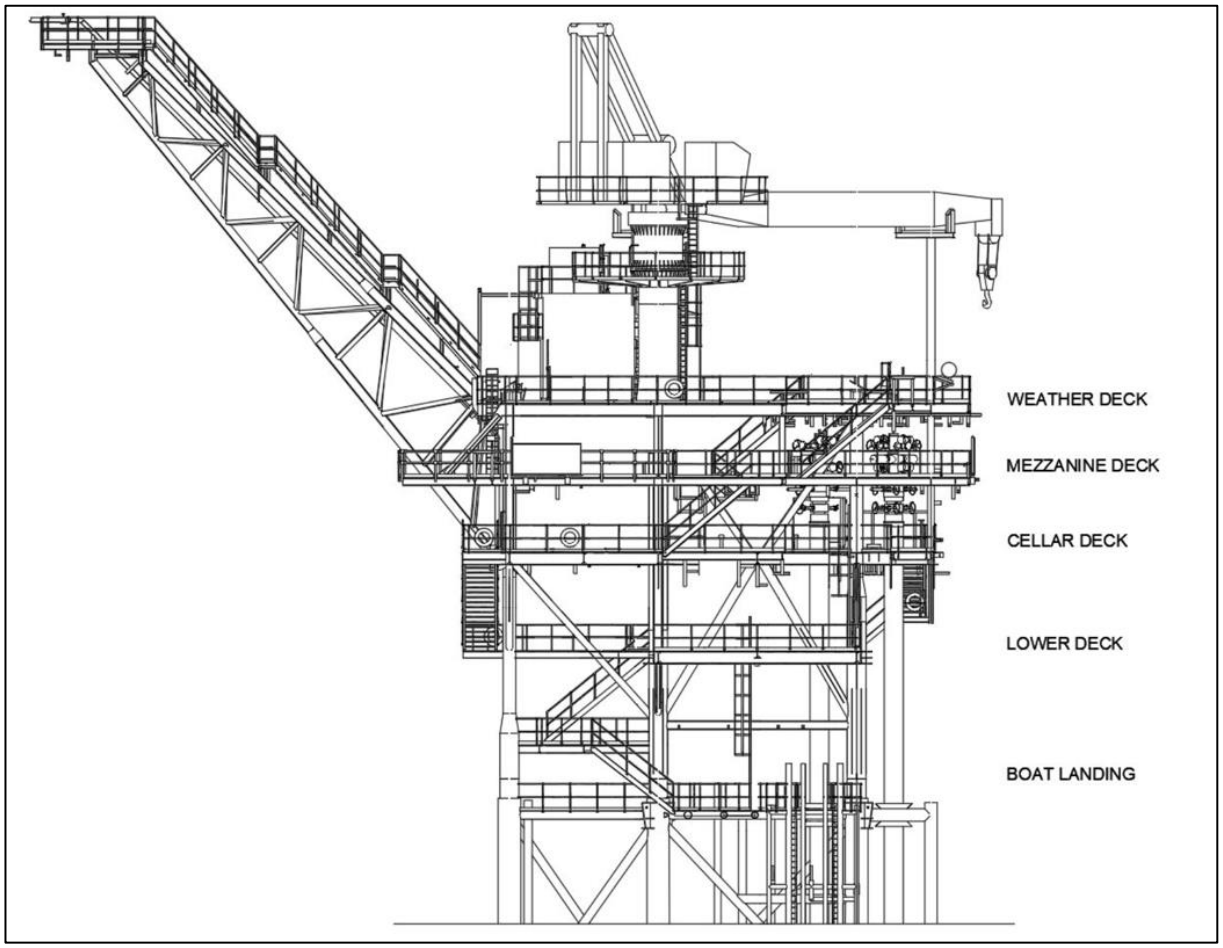


Figura 36: Piattaforma GREEN1 vista laterale, [6]

GREEN1 è una piattaforma a sei gambe composta di 4 piani o deck, denominati, dal superiore all'inferiore, weather deck, mezzanine deck, cellar deck e lower deck e di un quinto, prossimo alla superficie del mare, chiamato boat landing, adibito all'attracco delle imbarcazioni e all'imbarco ed allo sbarco del personale; tali piani sono situati, boat landing escluso, dall'alto verso il basso, a 21 m, 18 m, 15 m e 11 m. Il deck più ampio è il weather deck la cui superficie è stata considerata pari a 440 m^2 (20 m x 22 m), superficie che ben rappresenta le principali piattaforme nel panorama italiano.

Altra caratteristica fondamentale per l'individuazione di GREEN1 è il numero di pozzi estrattivi che per la maggior parte delle piattaforme italiane è in numero compreso tra 3 e 5, per GREEN1 sono scelte 4 teste pozzo a bordo, collegate ad altrettanti pozzi. Il pozzo è un elemento fondamentale di questa progettazione poiché durante la fase di iniezione la CO_2 cambia fase passando dalle condizioni gassose a quelle supercritiche.

La piattaforma è collegata attraverso elettrodotto sottomarino alla rete elettrica nazionale, la quale garantisce in fase di normali operazioni tutta la potenza elettrica necessaria. Infine, è necessario sottolineare la presenza di una sealine utilizzata per il trasporto della produzione dei pozzi a terra che viene riutilizzata come condotto di collegamento per il trasporto offshore del flusso di CO_2.

Dal progetto riguardante l'Opzione 1 di riconversione [6]:

"I deck sono per lo più plated, fatta eccezione per la zona delle teste pozzo, le muster area e il boat landing. La piattaforma non è presidiata e, di conseguenza, non è presente il modulo alloggi.

Le quattro teste pozzo sono connesse ai collettori di produzione e di test tramite delle flowline; ciascuna testa pozzo è dotata di un HIPPS (High Integrity Pressure Protection System) per proteggere i sistemi a

valle da eventuali sovrapressioni. Il collettore di test convoglia il fluido al separatore di test, dove viene analizzata la produzione di un pozzo alla volta per poi essere convogliata nuovamente al collettore di produzione.

La produzione dei pozzi è esportata tramite una sealine a valle dell'iniezione dei composti chimici necessari ad inibire la corrosione (per proteggere la sealine e le tubazioni a valle), ad abbassare il punto di scorrimento (pour point) e prevenire la formazione di cristalli di cera, a separare le emulsioni (emulsion breaker), etc. In piattaforma sono previsti stoccaggi dei suddetti composti per almeno sette giorni di iniezione continua. È presente, inoltre, una launching trap per permettere l'ispezione e la pulizia periodica della sealine. Un sistema di drain convoglia tutti i drenaggi dai vari equipment e sistemi della piattaforma, separando fisicamente i drenaggi di sostanze pericolose dai drenaggi di sostanze non pericolose. […]

La lista dei sistemi presenti in piattaforma è completata da:

- *Sistema di Vent e Blowdown necessario a convogliare in modo sicuro i rilasci di idrocarburi e depressurizzare le linee in caso di necessita;*
- *Sistema inibitore della formazione di idruri necessario in fase di start up e shut down per evitare la formazione di idruri a causa della repentina caduta di pressione e temperatura;*
- *Sistema di attuazione idraulica per la movimentazione delle valvole del X-tree e delle HIPPS;*
- *Sistema antincendio e allarmi Fire&Gas.*

Le caratteristiche di GREEN1 qui descritte risultano comuni a molte piattaforme non solo in Italia, ma in tutto il mondo. La presenza della gru, la pavimentazione per lo più plated e in parte grated e tutta la strumentazione descritta risulta necessaria al corretto svolgimento delle operazioni a bordo di una piattaforma e fa riferimento a standard di costruzione internazionali."

Nella sezione successiva verrà invece analizzato nel dettaglio il giacimento su cui è installata GREEN1, poiché seppure il progetto si focalizza principalmente sulla riconversione della piattaforma emersa, è necessario caratterizzare anche il giacimento, seppur con un approccio di alto livello, in quanto punto focale nella determinazione dei parametri di lavoro del sistema.

3.3.3 Giacimento

I parametri caratteristici del reservoir sono identificati tramite un'analisi comparativa dei principali impianti di stoccaggio presenti sul territorio nazionale. Si specifica tuttavia che in sede di sviluppi futuri del progetto sarà necessario prevedere uno studio di dettaglio atto alla caratterizzazione del giacimento, le cui proprietà geofisiche influenzano in modo sostanziale le scelte progettuali.

Per caratterizzare l'attività di stoccaggio in un giacimento esaurito risulta di fondamentale importanza studiare alcuni parametri geofisici caratteristici del reservoir ed individuarne il range tipico di valori accettabili, in questo caso i parametri ritenuti importanti e brevemente descritti sono la profondità del giacimento, la pressione originaria, la pressione ad inizio iniezione, il volume e la temperatura del giacimento estratti dall'Opzione 2 [7].

Profondità

Il primo parametro caratteristico dei giacimenti che è stato analizzato è la profondità. La profondità del giacimento è infatti la principale forzante nella determinazione sia della temperatura che della pressione del gas intrappolato, ovvero le due principali variabili che influenzano la maggior parte delle caratteristiche e dei meccanismi geofisici che avvengono in un campo idrocarburico, come i fenomeni di trasporto e di diffusione, la densità dei fluidi coinvolti, le eventuali reazioni chimiche con le rocce e le relative costanti di equilibrio, etc. È bene specificare, inoltre, che ogni giacimento presenta una propria estensione verticale e che quindi zone diverse si trovano a profondità differenti e che la variabili suddette assumono valori diversi all'interno dello stesso reservoir.

La profondità, inoltre, influenza anche la tipologia di impianto installato per il suo sfruttamento, determinando ad esempio la lunghezza del pozzo e/o la scelta dei materiali e degli equipaggiamenti. Infatti, influenzando la temperatura e la pressione, la profondità del giacimento potrebbe rendere inadatte o non consigliate alcune tipologie di materiali per la realizzazione del pozzo (ad esempio alcune tipologie di acciaio in presenza di alte temperature e pressioni). Inoltre, la variazione di quota che subisce il gas in risalita/discesa nel pozzo influenza il suo valore di pressione all'arrivo, condizionando il dimensionamento e la scelta degli equipaggiamenti necessari ai vari processi di produzione.

Ai fini della caratterizzazione del giacimento di GREEN1, a causa dell'estrema varietà delle estensioni verticali e quindi nell'impossibilità di stabilire un unico valore di profondità per un campo idrocarburico, si opta per prendere come riferimento la profondità di alcuni pozzi italiani e quindi di identificare il giacimento come interamente localizzato a tale quota. Risulta quindi fondamentale inquadrare un range di valori tipici, osservando le profondità di tali pozzi (onshore e offshore) del panorama Oil&Gas italiano. In Tabella 3 sono riportati i valori di profondità raccolti dei pozzi relativi ai campi idrocarburici.

Giacimento	*Profondità [m]*	*Posizione*
Barbara NW	*1324*	*Offshore*
Porto Corsini	*2746*	*Offshore*
Ripalta	*1647*	*Onshore*
Verdicchio	*1347*	*Onshore*
Bagnolo Mella	*1381*	*Onshore*
Bordolano	*1963*	*Onshore*

Tabella 3: Valori di profondità dei pozzi relativi ai campi idrocarburici elencati, [40]

Osservando i dati, ai fini di questo lavoro di tesi, il valore di profondità scelto è pari a **2000 m** sotto il livello del mare e questa è la lunghezza considerata per le condotte dei 4 pozzi presenti sulla piattaforma; si noti come in questo modo non si tenga conto della reale distanza che intercorre tra i pozzi, nella realtà dislocati sul fondale marino e distanziati anche a diverse centinaia di metri l'uno dall'altro, ma che invece vengono considerate 4 condotte verticali e parallele che partendo dalla piattaforma raggiungono insieme il giacimento. In base agli obbiettivi del presente lavoro di tesi, lo studio dettagliato dell'effetto di tale configurazione trascende quella che è la trattazione di questo progetto e per il quale si raccomanda l'approfondita e specifica analisi del giacimento.

Pressione originaria

La pressione originaria è un parametro molto importante per la progettazione di un impianto che debba stoccare gas nel sottosuolo. Come suggerito nel *CCS Guidelines* redatto dal World Resources Institute [33], il quale stabilisce delle linee guida per la modalità di svolgimento delle attività di stoccaggio e di controllo dell'anidride carbonica, la pressione statica del reservoir a fine iniezione non può superare il valore di pressione di frattura (*fracture pressure*) in questo caso assunta pari alla pressione originaria del giacimento, in generale è definita come la pressione necessaria a creare nuove fratture nella formazione geologica del reservoir [47].

Tale assunzione è conservativa in quanto riduce i rischi geomeccanici legati all'iniezione in giacimento. Inoltre, il rispetto di tale valore massimo di pressione raggiungibile nel reservoir, garantisce una bassa probabilità di perdite e fuoriuscite di CO_2 dal giacimento a seguito della chiusura dei pozzi; tale effetto positivo si deve al fatto che dopo la chiusura dei pozzi di iniezione la pressione del giacimento tende a diventare omogenea nel reservoir. D'altro canto, però, questa assunzione limita la capacità di stoccaggio reale del reservior, in quanto la pressione di frattura è superiore alla pressione originaria. In uno studio più approfondito risulta necessario valutare correttamente la pressione massima per ottimizzare la capacità di stoccaggio.

Ai fini del progetto, in Tabella 4 sono stati quindi raccolti valori di pressione media originaria di alcuni giacimenti italiani in modo da individuare un range di valori di pressione caratteristici per questa tipologia di attività.

Giacimento	*Pressione originaria [bar]*	*Posizione*
Barbara NW [41]	*115*	*Offshore*
Porto Corsini [42]	*159*	*Offshore*
Ripalta [43]	*181*	*Onshore*
Verdicchio [44]	*127*	*Onshore*
Bagnolo Mella [45]	*133*	*Onshore*
Bordolano [46]	*235*	*Onshore*

Tabella 4: Valori di pressioni originaria per alcuni giacimenti

Si specifica che, data la profondità verticale del giacimento (nell'ordine di qualche chilometro), in ogni istante di tempo il giacimento presenta un gradiente barico geodetico. Ai fini di questo progetto preliminare, si è ritenuto opportuno ipotizzare una pressione omogenea all'interno del giacimento trascurando il suddetto gradiente geodetico. L'intero volume del giacimento è dunque caratterizzato istantaneamente da un unico valore di pressione che varia nel tempo.

Esaminando i dati in Tabella 4 è stato scelto un valore di pressione massima del giacimento sotto GREEN1 pari a **145 bar**. Questo valore, al netto delle perdite di carico, rappresenta la pressione massima di iniezione che può essere applicata dall'impianto di compressione installato sulla piattaforma off-shore. Per evitare aumenti repentini della pressione nel giacimento che potrebbero danneggiare la struttura porosa dello stesso [48], la pressione di iniezione deve aumentare nel tempo gradualmente.

Pressione inizio attività di stoccaggio

Un ulteriore dato, importante per il corretto dimensionamento del sistema di stoccaggio di CO_2, è la pressione del giacimento all'inizio delle attività. Tale valore di pressione, infatti, è determinante per la corretta definizione del salto di pressione iniziale richiesto al compressore per uno stoccaggio efficace, evitando danni del reservoir dovuti ad un eventuale salto di pressione eccessivo.

Sulla base delle analisi di diversi giacimenti del panorama O&G italiano, i cui valori sono raccolti in Tabella 5, il valore scelto ai fini del progetto è pari a **79 bar.** Anche in questo caso, come per il valore di pressione massima di giacimento, si fa riferimento ad un valore di pressione omogeneo all'interno del giacimento, trascurando il gradiente geodetico.

Giacimento	*Pressione minima [bar]*	*Posizione*
Porto Corsini [42]	79	*Offshore*
Ripalta [49]	47	*Onshore*
Verdicchio [44]	36	*Onshore*
Bagnolo Mella [45]	86	*Onshore*
Bordolano [46]	55	*Onshore*

Tabella 5: Valori di pressione minima per alcuni giacimenti

Volume

Un parametro fondamentale per ogni studio di giacimento è la quantità di Gas Originariamente In Posto (GOIP). Esso è una stima della quantità totale di gas contenuta nel giacimento al momento della scoperta dello stesso all'inizio delle attività antropiche, ovvero a monte dell'estrazione di idrocarburi.

La determinazione del GOIP è generalmente complessa e necessita di uno studio di giacimento, che, grazie alla definizione della geometria interna ed esterna e la proprietà della roccia serbatoio, permette di ottenere sia il valore del GOIP sia le Riserve Recuperabili, ovvero la percentuale di idrocarburi che possono effettivamente essere recuperati a fronte di un certo piano di sviluppo. Mentre le Riserve Recuperabili dipendono da diversi fattori, come il tipo di idrocarburi, le caratteristiche dei meccanismi di spinta, gli impianti in superficie, etc., il valore del GOIP è indipendente da tali fattori ed è una misura dell'importanza e delle potenzialità dell'accumulo esistente.

In Tabella 6 sono riportati i valori di GOIP degli stessi giacimenti per cui erano disponibili i dati di pressione originaria. Sulla base delle precedenti valutazioni, si è scelto di utilizzare i dati riferiti a Porto Corsini.

Giacimento	*GOIP [MSm^3]*	*Posizione*
Barbara NW [41]	2983	*Offshore*
Porto Corsini [42]	600	*Offshore*
Ripalta [43]	4127	*Onshore*
Verdicchio [44]	221	*Onshore*
Bagnolo Mella [45]	1136	*Onshore*

Tabella 6: Valori di GOIP per alcuni giacimenti italiani

Dunque, il GOIP non può essere estratto completamente, ma una certa percentuale di gas residuo rimane nel giacimento occupando una parte del volume destinato allo stoccaggio.

Come riportato nelle CCS Guidelines del World Resource Institute [33], per determinare l'esatta capacità di stoccaggio di CO_2 di un giacimento esaurito sarebbero necessari dati specifici del sito considerato (caratterizzanti, come la distribuzione di porosità e di permeabilità) oltre a stime dell'estensione verticale del reservoir e modelli 3D. In prima analisi, e contestualmente alla stesura di un progetto preliminare, è però lecito considerare il 100% del volume lasciato vuoto dall'estrazione degli idrocarburi disponibile per lo stoccaggio di anidride carbonica.

Facendo riferimento all'impianto di Porto Corsini, il gas estratto in totale durante il periodo di coltivazione è pari a 485 MSm^3 [42] e il suo GOIP è pari a 600 MSm^3 (come riportato in **Error! Reference source not found.**), per cui il gas residuo risulta essere pari a 115 MSm^3 [42]. Il volume totale di CO_2 che può essere stoccata risulta quindi essere **485 MSm^3**.

Temperatura

Infine, per la completa caratterizzazione del giacimento, è necessario individuare la sua temperatura in quanto risulta fondamentale per determinare le proprietà fisiche e chimiche della CO_2 iniettata nel reservoir. Non è stato, però, possibile utilizzare i dati reali dei giacimenti in quanto non disponibili nelle relazioni tecniche, si è perciò scelto di stimarne la temperatura.

La temperatura nella crosta terrestre varia con la profondità a causa del flusso termico proveniente dal nucleo del pianeta e diretto verso lo spazio. La legge di Fourier per la trasmissione del calore impone quindi che, all'aumentare della profondità, aumenti la temperatura e che tale gradiente vari in un range compreso tra 15 e 50 °C/km [50] per i primi 3 km. Inoltre, al di sotto dei 15 m di profondità, la temperatura non è più soggetta alle fluttuazioni stagionali dell'atmosfera ma è costantemente pari al valore medio annuale del sito di riferimento per poi aumentare con la profondità.

Ai fini di questo progetto si è scelto, conservativamente, il valore minimo di tale gradiente, ovvero 15 °C/km, così da stimare una temperatura inferiore a parità di profondità, ottenendo una maggiore densità del gas stoccato utile a dimensionare l'impianto per un maggiore volume di CO_2 da elaborare a parità di volume disponibile nel reservoir.

Nel caso di GREEN1, quindi, la temperatura del giacimento viene considerata costante nel tempo ed è stimata in base alla profondità stabilita in precedenza, utilizzando un valore di 15 °C a livello del fondale marino. In questo modo alla profondità di 2 km la temperatura media del giacimento risulta essere circa 45 °C.

3.4 Iniezione in giacimento

In questo progetto la fase più delicata del processo di stoccaggio è l'iniezione del flusso di CO_2 nel giacimento durante la quale la CO_2 cambia fase passando da gassosa a supercritica. A causa delle condizioni di pressione e temperatura del reservoir l'anidride carbonica stoccata è nelle condizioni supercritiche, se la si iniettasse in condizioni supercritiche, la colonna di fluido supercritico ad alta densità comprimerebbe i fluidi all'interno del reservoir, i quali supererebbero la pressione di frattura compromettendo il giacimento. Per questa ragione è necessario che il fluido cambi fase nel pozzo a profondità variabile durante il periodo di iniezione, affinché la colonna di fluido supercritico garantisca un graduale aumento di pressione nel giacimento sino alla pressione massima senza superarla.

A tale proposito è necessario implementare un modello termofluidodinamico in grado di valutare l'evoluzione della pressione nel pozzo al fine di calcolare la curva di pressione che il compressore dovrà imporre a testa pozzo durante tutta la fase di iniezione, indispensabile per la progettazione del sistema di compressione sulla piattaforma. Questo modello, inoltre, deve essere in grado di considerare il cambiamento delle proprietà dell'anidride carbonica, funzione della pressione e della temperatura che variano lungo la profondità del pozzo sia per cause esterne al flusso, come il gradiente geotermico, sia per cause interne al flusso, come il cambiamento di stato.

3.4.1 Pozzo

Con pozzo si intende la perforazione della crosta terrestre utilizzata per estrarre gli idrocarburi dal sottosuolo. Durante lo scavo sono installati dei *casing* in cemento e in acciaio utili ad aumentare la resistenza strutturale del pozzo, una volta raggiunto il giacimento attraverso lo scavo del pozzo esplorativo, viene installato a testa pozzo un *christmas tree*, elemento composto da valvole che impedisce la risalita incontrollata dell'idrocarburo in pressione.

In questo progetto, il pozzo considerato per iniettare la CO_2 in giacimento è già stato sfruttato precedentemente per l'estrazione dell'idrocarburo. È dunque stato abbandonato o in fase di decommissioning e per essere riutilizzato sarà necessario, previa ispezione e bonifica, la riapertura del pozzo.

In Figura 37 è riportata la rappresentazione di un pozzo per l'estrazione di idrocarburi in due diverse fasi, lo schema a sinistra rappresenta il pozzo durante la fase di estrazione mentre lo schema a destra rappresenta un pozzo abbandonato attraverso il processo di *plug & abandonment* nel quale vengono inserite diverse barriere, riconoscibili attraverso il codice colori nella figura sottostante, per contrastare la risalita dei fluidi presenti nel reservoir.

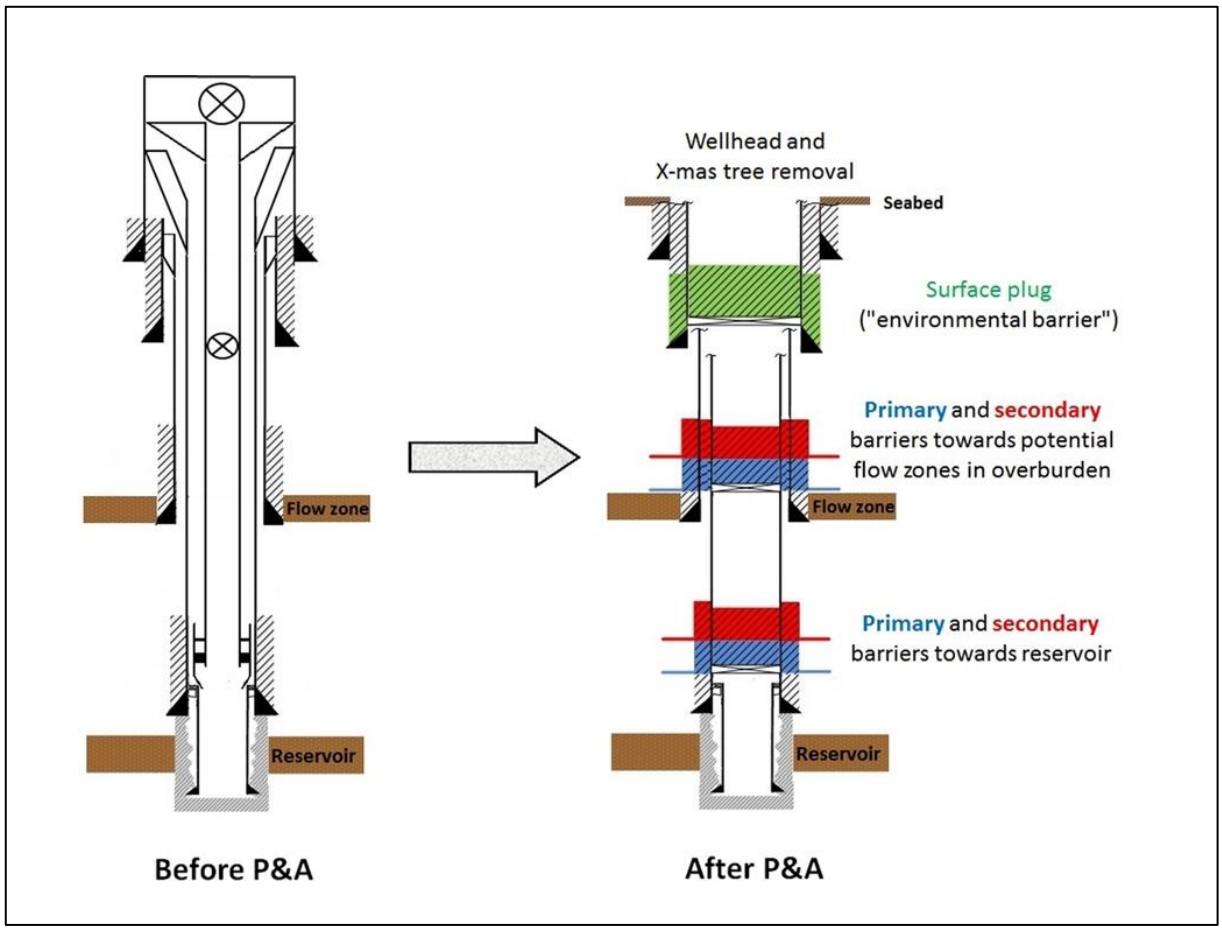


Figura 37: Rappresentazione schematica di un pozzo, prima e dopo il P&A, [51]

Descrivere il pozzo è di fondamentale importanza al fine di definire le condizioni al contorno del modello, nel caso studio di GREEN1, essendo la piattaforma offshore, il pozzo di sezione circolare parte dalla testa pozzo posizionata sul mezzanine deck, percorre 21 m in aria fino al pelo libero del mare, successivamente in acqua fino a raggiungere il fondale profondo 20 m per poi rimanere a contatto con la crosta terrestre fino al raggiungimento del reservoir per i successivi 1980 m con una lunghezza complessiva di 2021 metri.

Le specifiche del pozzo sono riportate nella Tabella 7 e rappresentate nella Figura 38:

	Raggio interno [m]	*Raggio esterno [m]*	*Spessore [m]*	*Conducibilità termica [W/mK]*
Tubazione acciaio	0.0482	0.0571	0.0089	50.0
Casing cemento	0.0571	0.2400	0.1829	2.3

Tabella 7: Specifiche pozzo

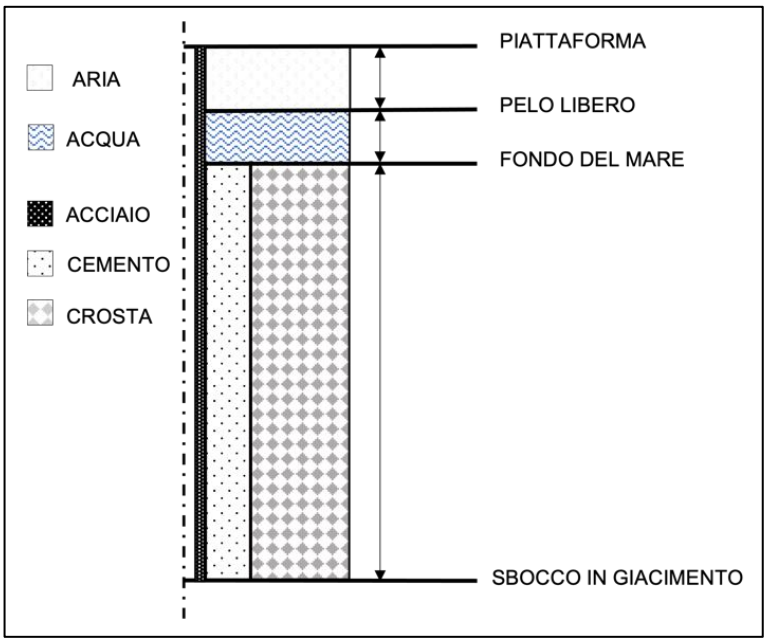


Figura 38: Sezione pozzo, disegno non in scala

3.4.2 Modello analitico del pozzo

Come scritto nell'introduzione di questo sotto capitolo, modellare termofluidodinamicamente il pozzo serve a valutare correttamente l'evoluzione della pressione e della temperatura della CO_2 all'interno del pozzo per garantire durante tutto il periodo di iniezione di non superare la pressione di frattura del reservoir e calcolare le pressioni di design dell'impianto di compressione.

Le ipotesi a monte della modellazione del pozzo sono le seguenti:

- La CO_2 è trattata come un gas reale sfruttando il fattore di comprimibilità Z nella sua fase gassosa e supercritica.
- La portata di iniezione è stata considerata costante durante la durata della vita dell'impianto.
- Il reservoir ha un comportamento ideale, la pressione è istantaneamente adattata a tutto il volume trascurando i fenomeni di trasporto e migrazione del fluido all'interno della matrice porosa.
- La sezione del pozzo costante per tutta la lunghezza.
- Le proprietà termiche dei materiali da costruzione del pozzo sono considerate costanti con la temperatura.
- La temperatura della crosta terreste è supposta ben approssimata dal gradiente geotermico terrestre lineare, il quale rimane costante nel tempo.
- Le condizioni di temperatura e velocità dell'aria e dell'acqua sono state estratte dai dati disponibili sul sito di riferimento e considerate costanti durante tutto il periodo di iniezione perché, come vedremo in seguito, non influenzano molto la dinamica di iniezione.

Le equazioni usate per modellare i fenomeni fisici sono quelle classiche della fluidodinamica e dello scambio termico ovvero: equazione della continuità, conservazione del momento e dell'energia, opportunamente applicate alla geometria e al fluido in questione.

Il paper [52] dimostra la validità dell'equazione differenziale usata per il calcolo della **pressione**, il quale partendo dalla conservazione del momento e assumendo che;

- il fluido sia Newtoniano e monofase;
- le condizioni siano di deflusso stazionario;
- le proprietà siano costanti per ogni sezione del pozzo;
- lo scambio termico sia radiale;
- la temperatura della crosta vari linearmente;

ottiene per il caso monodimensionale verticale:

$$\frac{dP}{dx} = g\frac{PM}{RTZ} - \frac{\dot{m}^2 RT}{M} \cdot \frac{d}{dx} Z\left(\frac{1}{P}\right) + \frac{\lambda(v)\dot{m}^2 RT}{2D} \cdot \frac{Z}{PM}$$

nella quale, individuato un volume di controllo differenziale, possiamo distinguere

- P, la pressione del fluido nel volume di controllo [Pa]
- M, la massa molare [kg/mol]
- R, la costante universale dei gas [J/mol/K]
- T, la temperatura del fluido nel volume di controllo [K]
- Z, il fattore di comprimibilità funzione delle proprietà della CO_2 [-]
- $\dot{m}$, la portata in massa che attraversa il pozzo [kg/s]
- λ, il coefficiente d'attrito [-]
- D, il diametro [m]

È importante specificare che il coefficiente d'attrito è calcolato con la formula di Haaland [53] la quale è funzione della velocità e delle proprietà del fluido, $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1.8 \cdot \log\left[\left(\frac{\epsilon/D}{3.7}\right)^{1,.11} + \frac{6.9}{Re}\right]$.

La **velocità** invece viene calcolata dall'equazione della continuità, considerando una generica sezione circolare del pozzo e conoscendo la portata si ottiene:

$$v = \frac{4\,\dot{m}}{\rho(T,p)\,\pi\,D^2}$$

La quale è risolta se la densità è nota, la densità è però funzione di temperatura e pressione.

L'equazione che risolve la **temperatura** è quella che governa lo scambio termico radiale in un tubo circolare [54]. Considerando un volume di controllo infinitesimo, si può scrivere

$$\frac{dT_m}{dx} = \frac{P}{\dot{m}\,c_p(T,p)} \cdot U(T,p) \cdot (\mathrm{T_{ext}} - \mathrm{T_m})$$

Nella quale:

- T_m è la temperatura media del fluido [K],
- $P = \pi D$ è il perimetro superficiale attraverso il quale avviene lo scambio termico [m],
- $\dot{m}$ è la portata in massa del fluido [kg/s],
- c_p è il calore specifico a pressione costante [kJ/kg/K],
- U è il coefficiente di scambio termico globale [kW/m^2/K],
- T_{ext} è la temperatura esterna [K].

Il coefficiente di scambio termico globale U e la temperatura esterna considerati T_{ext}, variano a seconda della sezione del pozzo. In particolare, esso considera lo scambio termico convettivo interno, il quale è modellato diversamente se la co2 è nella fase gassosa o supercritica, la conduzione nei materiali strutturali del pozzo e le condizioni esterne che variano a seconda della profondità. Generalmente può essere descritto dalla formula $U = \left(\frac{1}{h_{in}} + \frac{r_{in}}{k_n} \cdot \ln\frac{r_{out}}{r_{in}} + \frac{1}{h_{out}}\right)^{-1}$ nella quale h rappresenta i coefficienti convettivi, k e r rispettivamente le conducibilità termiche i raggi dei materiali che costituiscono il pozzo descritti in Tabella 7.

Per quanto riguarda la definizione dei coefficienti di scambio termico convettivo questi sono determinati attraverso la definizione di numero di Nusselt $\overline{Nu}_D = \frac{\bar{h}D}{k}$, bisogna precisare, però, che esternamente sono presenti solo nel primo tratto a contatto con l'acqua e l'aria e sono calcolati dalla correlazione empirica di *E. M. Sparrow et al [55]* che studia un cilindro verticale investito da un flusso esterno e ricade nel range di Reynolds di interesse per il caso studio. Il coefficiente convettivo interno, invece, dipende dallo

stato di aggregazione della CO_2, nella sezione superiore del pozzo l'anidride carbonica è nella fase gassosa e lo scambio termico è modellato dalla famosa equazione di Dittus & Boelter, introdotta da McAdams [56], $\overline{Nu}_D = 0.023 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.4}$. Nella sezione inferiore la CO_2 è nella fase supercritica e la correlazione per lo scambio termico è più complessa, in questo caso è stata usata una correlazione sviluppata per la CO_2 supercritica da *S. Gupta et al.* [13], $\overline{Nu}_w = 0.0038 \cdot Re_w^{0.96} \cdot Pr_w^{-0.14} \cdot \left(\frac{\rho_w}{\rho_b}\right)^{0.84} \cdot \left(\frac{k_w}{k_b}\right)^{-0.75} \cdot \left(\frac{\mu_w}{\mu_b}\right)^{-0.22}$, in cui con il pedice w si indicano le proprietà calcolate con la temperatura caratteristica a parete, *wall temperature*, mentre il pedice b indica la temperatura caratteristica media del fluido, detta in inglese *bulk temperature*.

La complessità del modello è dovuta sia alla non linearità che lega i campi di pressione, velocità e temperatura sia al cambiamento di fase nel pozzo che avviene a profondità diverse in funzione della pressione di iniezione.

Per quanto riguarda il calcolo delle proprietà della CO_2 non è stato possibile trovare delle correlazioni che prevedessero la densità, il calore specifico, la conducibilità e la viscosità abbracciando il range di interesse. A questo proposito è stato necessario scaricare le proprietà puntualmente dal database messo a disposizione dal NIST [57], un estratto verrà presentato nel paragrafo 4.3.2.

3.4.3 Discretizzazione del modello

Per risolvere il sistema di equazioni è stato necessario avvalersi di un sistema di calcolo digitale, le equazioni descritte sono state discretizzate con il metodo delle differenze finite all'indietro per poi essere implementate in un codice. Considerando la testa del pozzo come nodo iniziale del dominio e il giacimento come ultimo nodo, l'equazione della pressione può essere riscritta per un generico nodo n:

$$\frac{P_{n+1} - P_n}{\Delta x} = g\,\frac{P_n\,M}{R\,T_n\,Z} - \frac{\dot{m}^2\,R\,T_n}{M} \cdot \frac{Z}{\Delta x}\left(\frac{1}{P_{n+1} - P_n}\right) + \frac{\lambda\,\dot{m}^2\,R\,T_n}{2\,D} \cdot \frac{Z}{P_n\,M}$$

Che può essere riscritta in funzione del nodo successivo come

$$P_{n+1} = P_n + \left(\Delta x\,g\,\frac{P_n\,M}{R\,T_n\,Z} - \Delta x\,\frac{\lambda\,\dot{m}^2\,R\,T_n}{2\,D} \cdot \frac{Z}{P_n\,M}\right) \Big/ \left(1 - \frac{\dot{m}^2\,R\,T_n}{M\,P_n^2} \cdot Z\right)$$

L'equazione dello scambio termico viene riscritta come:

$$\frac{T_{m,n+1} - T_{m,n}}{\Delta x} = \frac{P}{\dot{m}\,c_{p,n}} U_n \cdot (T_{ext,n} - T_{m,n})$$

e adattata ad

$$T_{m,n+1} = T_{m,n} + \frac{P\,\Delta x}{\dot{m}\,c_{p,n}} U_n \cdot (T_{ext,n} - T_{m,n})$$

L'equazione della velocità invece dipendendo unicamente dalla densità diventa:

$$v_n = \frac{4\,\dot{m}}{\rho_n\,\pi\,D^2}$$

Il set di equazioni però rimane non lineare e per ovviare questo problema senza appesantire eccessivamente il costo computazionale si è considerato di poter calcolare le proprietà del fluido usando il campo di pressione, velocità e temperatura del nodo precedente, la tecnica chiamata *frozen coefficient*, ottenendo così un sistema lineare che si può risolvere in cascata una volta fissate le condizioni al contorno. Questa assunzione è valida per un Δx opportunamente piccolo, verificato attraverso lo studio di indipendenza di griglia.

Per definire il problema ben posto, serve imporre le condizioni al contorno al primo nodo per il fluido ed esternamente lungo il pozzo. Al primo nodo attraverso la condizione al contorno di Dirichlet è imposta la pressione, la temperatura e la velocità mentre lungo il pozzo viene imposto, per i primi metri, il flusso

scambiato con l'acqua e l'aria usando la condizione di Neuman, e successivamente la temperatura della crosta terrestre in funzione del gradiente.

4. Basic Design Opzione 3

Nei successivi paragrafi di questo capitolo si offre una descrizione di alto livello del sistema. Nel primo, si descrive in toto il processo del caso studio ed il suo layout, partendo dalla cattura a terra sino all'iniezione in giacimento; nel secondo si analizza il limite di batteria scelto e le motivazioni che hanno portato alla sua scelta; nel terzo si definiscono i parametri fondamentali usati come input del codice numerico sviluppato, vengono illustrati i risultati prodotti ed infine il codice è verificato e validato attraverso il confronto con dei dati sperimentali.

4.1 Descrizione del processo di GREEN1

Lo stoccaggio di anidride carbonica, come è stato presentato nel capitolo 2.4, può avvenire in diverse strutture geologiche, le quali presentano diversi processi di intrappolamento e potenziali di stoccaggio. Un importante fattore discriminante di ogni struttura geologica potenzialmente adatta allo stoccaggio di co2 risulta essere il volume o la massa di anidride carbonica immagazzinabile, calcolato alle pressioni e alle temperature a cui si trova il giacimento.

Nel caso di GREEN1 il volume disponibile è stato calcolato partendo dalla quantità di gas naturale estratto dal sito di riferimento pari a 485 MSm^3 e trasformandolo dalle condizioni standard alle condizioni originarie del giacimento (145 bar e 45 °C) ottenendo così 3.57 Mm^3. Questo volume di CH_4 corrisponde al massimo volume di gas estratto dal giacimento alle condizioni di giacimento. Considerando che tale volume sia occupato da CO_2 nelle medesime condizioni, densità dell'anidride carbonica pari a 732.2 kg/m^3, si ottiene una massa stoccabile pari a **2.61 milioni di tonnellate** di CO_2, un ottavo della massa fino ad oggi stoccata nel primo progetto di CCS al mondo, nel giacimento di gas Sleipner [58].

Per questo progetto è stata prevista la disponibilità continua di co2 in arrivo, in particolare la portata che il sistema di iniezione deve essere in grado di gestire giornalmente è stata calcolata dividendo la massa stoccabile per il periodo di funzionamento, ipotizzato essere 5 anni, ottenendo così una portata di **1.43 tonnellate al giorno**. Successivamente nel paragrafo 4.3.6 viene analizzato l'effetto della variazione della portata sulle variabili di sistema attraverso uno studio di sensibilità.

4.1.1 Cattura

Il processo di cattura e stoccaggio di anidride carbonica è una fase della strategia più ampia che punta alla decarbonizzazione del sistema energetico nazionale, a tal proposito è interessante individuare la taglia della centrale che può essere idealmente accoppiata al giacimento in questione attraverso la quantità di CO_2 prodotta.

Secondo il mix energetico nazionale per la produzione di energia elettrica, riportato in Figura 39, nel 2020 il 57% è prodotto da fonti fossili, di cui 83% gas naturale e 17% combustibile solido [59] . Tale composizione permette di stimare, attraverso i fattori emissivi dei combustibili, che l'anidride carbonica stoccata nel giacimento è pari a quella altrimenti emessa da una centrale, o da un complesso di centrali, per la produzione di energia elettrica per 5 anni di taglia circa 275 MW.

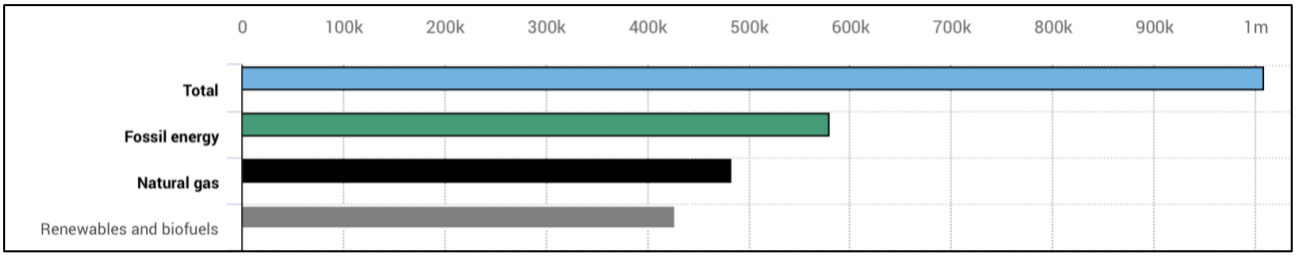


Figura 39: Produzione elettrica italiana per tipo di energia in Terajoule, [59]

Si considera che il flusso di CO_2 prodotto, presenti delle caratteristiche di purezza tali da essere considerato adatto ad essere trasportato e stoccato nel reservoir senza ulteriori purificazioni in quanto tutte le tecnologie di Carbon Capture assicurano come prodotto finale CO_2 con standard di purezza elevati

4.1.2 Trasporto

Per quanto riguarda il trasporto del flusso dell'anidride carbonica dall'emettitore stazionario verso il giacimento, per il caso studio presentato è possibile individuare una stazione di spinta onshore, un collegamento marino tra la stazione di terra e la piattaforma marina, e la stazione offshore di iniezione.

La stazione onshore tratta la CO_2 allo stato gassoso, essa è utilizzata per vincere le perdite di carico nel collegamento marino e compiere un primo lavoro di compressione del flusso di CO_2, sarà dunque equipaggiata con compressori che elaborano per tutta la vita dell'impianto la stessa portata e lo stesso salto di pressione.

Nell'ottica della riconversione e del riutilizzo, come collegamento marino è possibile sfruttare la sealine presente nel complesso e precedentemente utilizzata per il trasporto dell'idrocarburo estratto verso terra. Considerando la nuova finalità della piattaforma GREEN1, si prevede, previa bonifica, di riutilizzare la sealine esistente per il trasporto offshore del flusso di CO_2 catturato.

In Tabella 8 sono riportati i principali dati tecnici tipici di condotte di questa tipologia.

Variabile	***Valore***	***U.M.***
Pressione di design	200	bar
Temperatura di design	0-100	°C
Diametro interno	285,7	mm
Spessore pareti	19,1	mm

Tabella 8: Dati tecnici relativi alla sealine esistente

4.1.3 Iniezione

Infine, la stazione di iniezione è progettata sulla piattaforma GREEN1. Come spiegato in precedenza, i sistemi di compressione sulla piattaforma lavorano comprimendo il flusso a pressioni che variano durante la vita dell'impianto, sarà dunque necessario impiegare dei compressori centrifughi elettrocomandati. I motori elettrici, grazie alla regolazione fatta dagli inverter, sono in grado di gestire con precisione il Δp imposto al flusso risultando ottimali per questo impiego. L'alimentazione degli elettrocompressori è garantita dal collegamento elettrico sottomarino tra la piattaforma e la rete elettrica nazionale, già presente nel complesso. Per disaccoppiare il sistema onshore da quello offshore, è presente un volume di CO_2 collegato in parallelo alla linea di compressione, questo volume ha il ruolo di smorzare le fluttuazioni di pressione sulla piattaforma e garantire, in caso di emergenza, uno spegnimento controllato degli organi di compressione fornendo per qualche minuto la portata nominale ai compressori.

Sempre in ottica di riconversione e riutilizzo, è possibile sfruttare per il processo di iniezione le teste pozzo e i pozzi che collegano GREEN1 al giacimento. È proprio nei pozzi che avviene il cambiamento di fase della CO_2 passando dalle condizioni gassose della piattaforma a quelle supercritiche del giacimento, è dunque importante assicurarsi delle condizioni di questi componenti prima del riutilizzo.

4.2 Diagramma a blocchi e limite di batteria

Di seguito, in Figura 40, viene rappresentato il diagramma a blocchi del sistema.

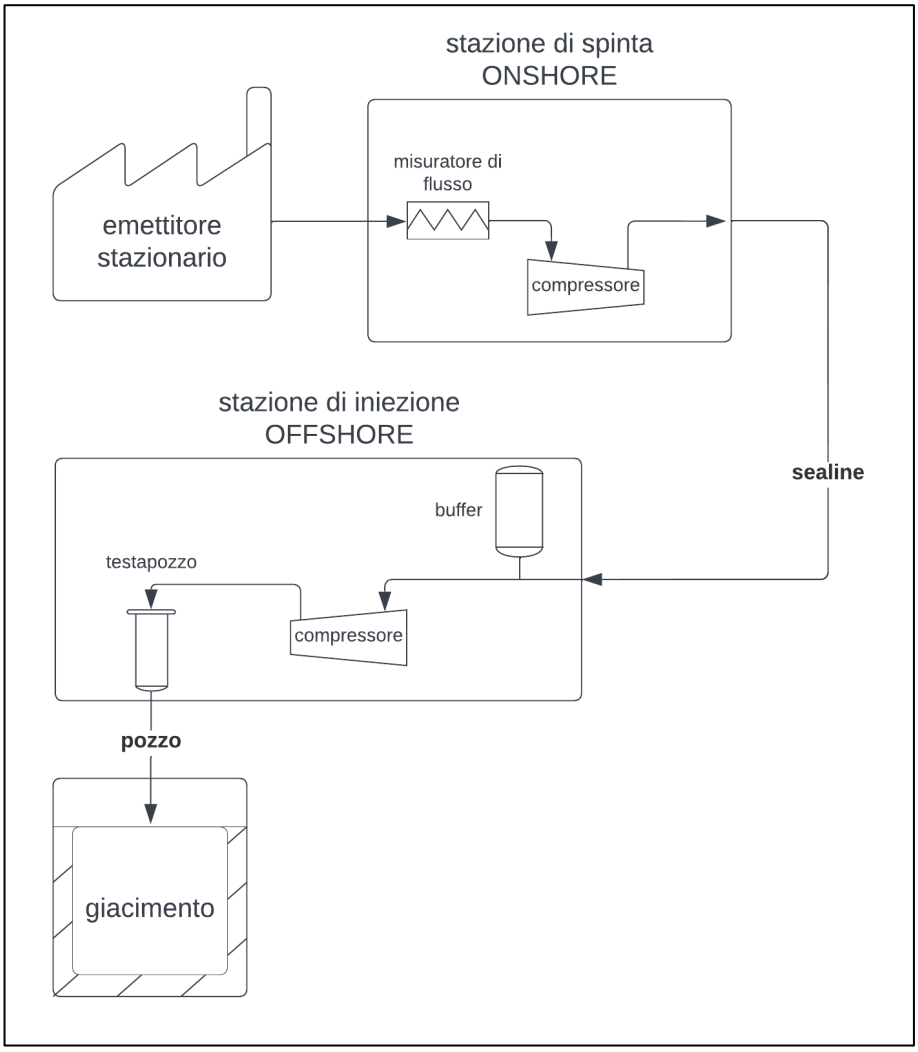


Figura 40: Diagramma a blocchi del sistema

Il flusso di CO_2 parte dall'emettitore stazionario per arrivare nella stazione di spinta, qui avvengono i controlli circa la composizione del flusso e l'umidità presente in esso, il flusso viene compresso e spedito sulla piattaforma offshore attraverso la sealine. Nella stazione di iniezione il flusso in pressione è nuovamente compresso e iniettato in giacimento attraverso le teste pozzo ed il pozzo già presente in piattaforma.

Come limite di batteria del sistema, e dunque del progetto di riconversione trattato in questa tesi, si è scelta la piattaforma di iniezione offshore includendo il pozzo, poiché il suo dimensionamento risulta essere il punto centrale e più delicato del sistema. A questo proposito si delimita come ingresso del sistema l'arrivo della sealine in piattaforma e come uscita lo sbocco del pozzo in giacimento.

4.3 Codice numerico del pozzo

In questa sezione è spiegata l'implementazione numerica del modello presentato nel paragrafo 3.4.2, i dati di input provenienti dal caso studio la verifica del modello e la sua validazione. Infine è brevemente discusso l'effetto sulla variazione della portata attraverso uno studio di sensibilità.

4.3.1 Risultati attesi dal codice

Il modello precedentemente presentato è stato implementato in un codice Matlab [60], presente nell'**Allegato 2** di questa tesi, il quale è utilizzato per calcolare il range di pressioni ammissibili a testa pozzo in grado di garantire l'iniezione della CO_2 nel giacimento contestualmente alla ripressurizzazione di quest'ultimo senza superare la pressione di frattura. Dando come input una pressione a testa pozzo, il programma è in grado di:

- valutare e rappresentare l'evoluzione della CO_2 nel pozzo sul diagramma pressione-temperatura,
- estrapolare dal database, per ogni nodo del dominio, le proprietà utili alla risoluzione delle equazioni di continuità, momento ed energia,
- risolvere le equazioni descritte ottenendo per ogni nodo pressione, temperatura e velocità,
- evidenziare la profondità alla quale avviene il passaggio di stato,
- calcolare la pressione, temperatura e velocità della co2 in ingresso al giacimento,
- rappresentare graficamente i risultati ottenuti.

4.3.2 Implementazione dei dati input del modello

In questo paragrafo sono raccolti i parametri fondamentali in input e un breve approfondimento sulle proprietà termodinamiche di interesse utilizzate.

Per modellare lo scambio termico del pozzo si è imposta la temperatura della crosta terrestre attraverso un gradiente lineare di 0.015 °C/m fino a raggiungere nel reservoir la temperatura di 45 °C. La temperatura di ingresso al pozzo è fissata a 50 °C poiché approssima bene la temperatura di fine compressione. La portata di iniezione è fissata a 16.57 kg/s corrispondenti alle tonnellate calcolate al paragrafo 4.1.1.

Le proprietà della CO_2 fondamentali per questa analisi sono densità, conducibilità termica, calore specifico a pressione costante e viscosità.

Il range di pressioni e temperature di operazione del sistema è nell'intorno del punto critico e considerando che in letteratura non sono presenti delle equazioni analitiche capaci di descrivere le proprietà della CO_2 in tutto il campo di applicazione desiderato come funzioni della temperatura e della pressione, le informazioni necessarie sono state estrapolate dal database del National Institute of Standards & Technologies [57].

Poiché il modello richiede continuità nella descrizione delle proprietà sia per la variabile pressione che per quella temperatura, si è scelto di scaricare le proprietà per un range di pressione che varia tra 30 e 150 bar con una discretizzazione di 0.2 bar e per un range di temperature tra 10 e 120 °C con una discretizzazione di 0.5 °C e interpolare linearmente tra i quattro nodi adiacenti quando le variabili in input non corrispondono esattamente alle variabili scaricate.

Le figure riportate di seguito (dalla Figura 41 alla Figura 44) mostrano l'andamento delle proprietà d'interesse in una griglia pressione-temperatura.

Densità

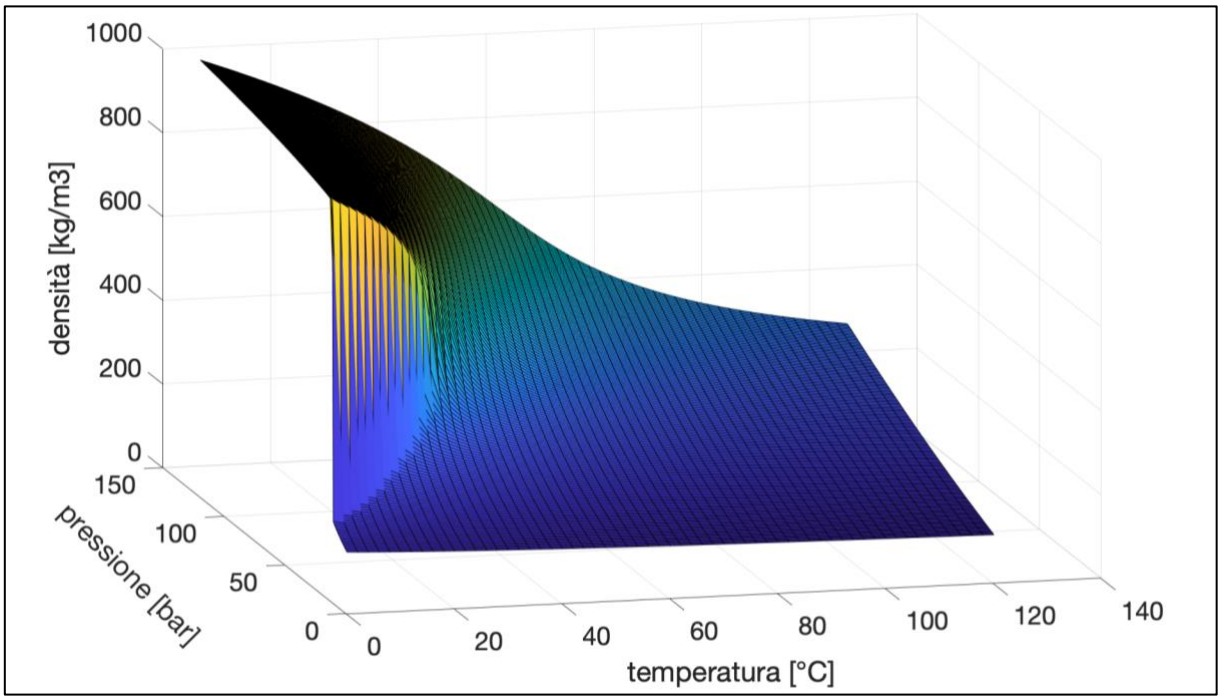


Figura 41: Densità della CO_2 nell'intorno del punto critico

Si può facilmente distinguere la curva di saturazione, nella quale si verifica la discontinuità della proprietà. Nella zona liquida la densità ha dei valori intorno a 800 kg/m^3, nella zona vapore meno di 100 kg/m^3 e superato il punto critico viene eliminata questa discontinuità a favore di una graduale transizione tra i valori della zona liquida a quelli della zona gassosa.

Viscosità

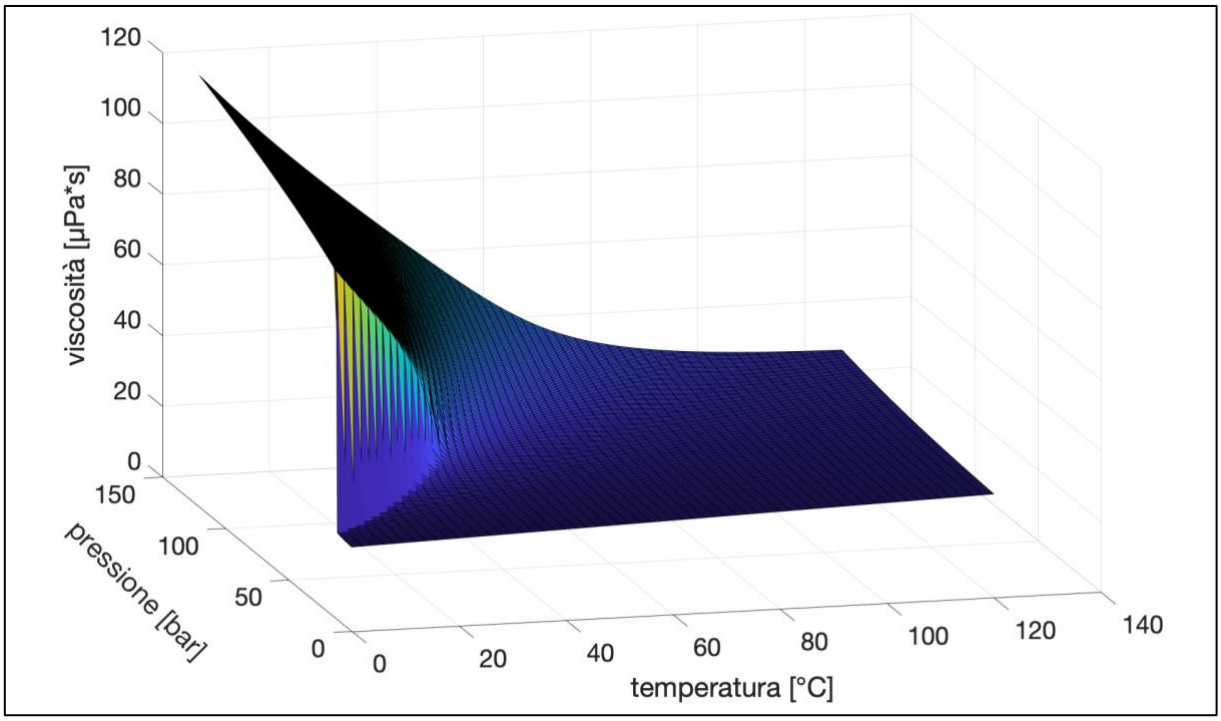


Figura 42: Viscosità della CO2 nell'intorno del punto critico

Anche per la viscosità è facile distinguere la regione liquida da quella di vapore, il valore medio nella zona liquida decresce rapidamente fino a raggiungere i valori di viscosità del vapore nell'intorno del punto critico.

Nella zona supercritica il valore di viscosità varia intorno a 23 μ Pa·s, valore simile alla regione gassosa.

Conducibilità termica

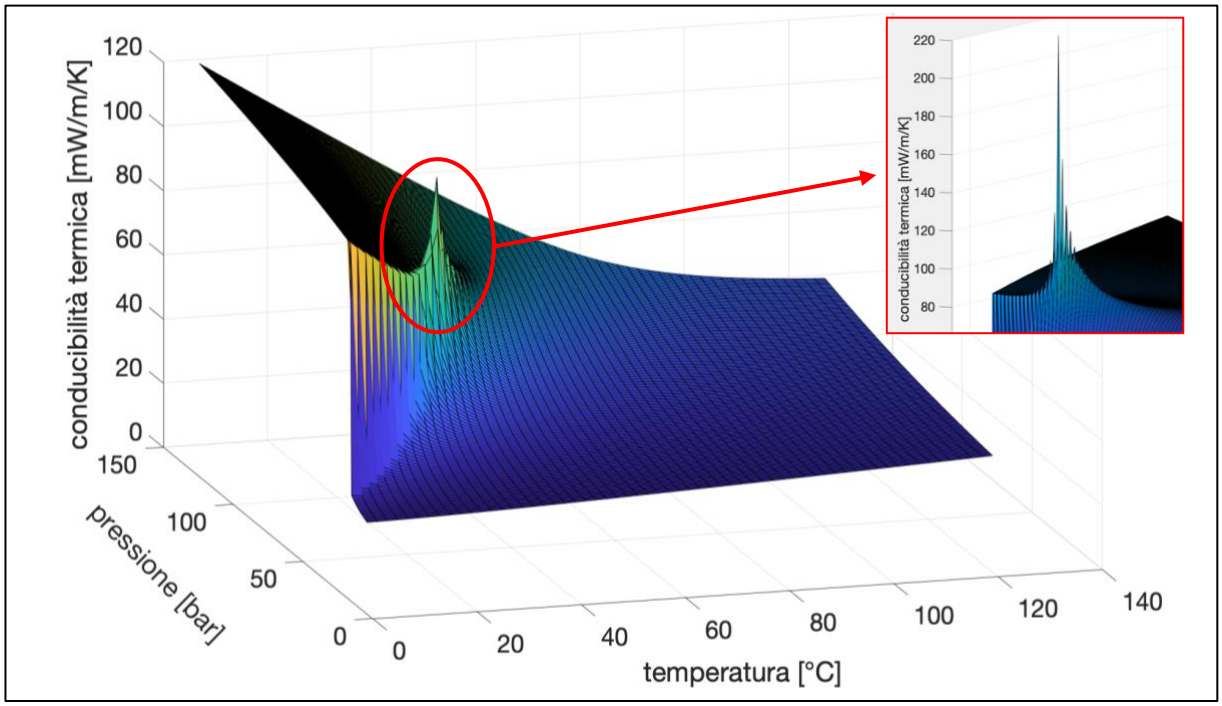


Figura 43: Conducibilità termica della CO_2 nell'intorno del punto critico

In questo grafico si evidenzia la prima singolarità, subito dopo il punto critico lungo la curva pseudocritica, la conducibilità termica presenta un picco che analizzato con una griglia più fine nell'ingrandimento in alto a destra risulta superare il massimo valore della zona liquida.

Al contrario, la conducibilità presenta un minimo nella zona vapore adiacente alla curva di saturazione e aumenta gradualmente con la temperatura nella zona supercritica.

Calore specifico a pressione costante

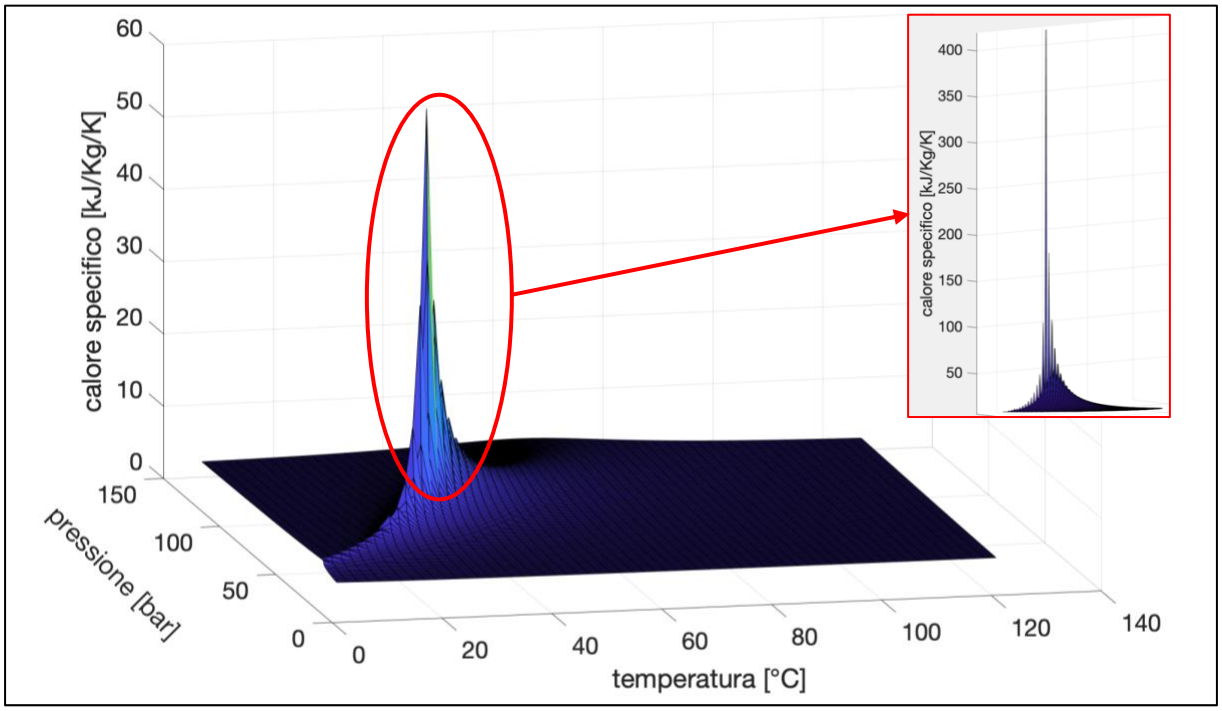


Figura 44: Calore specifico a pressione costante della CO_2 nell'intorno del punto critico

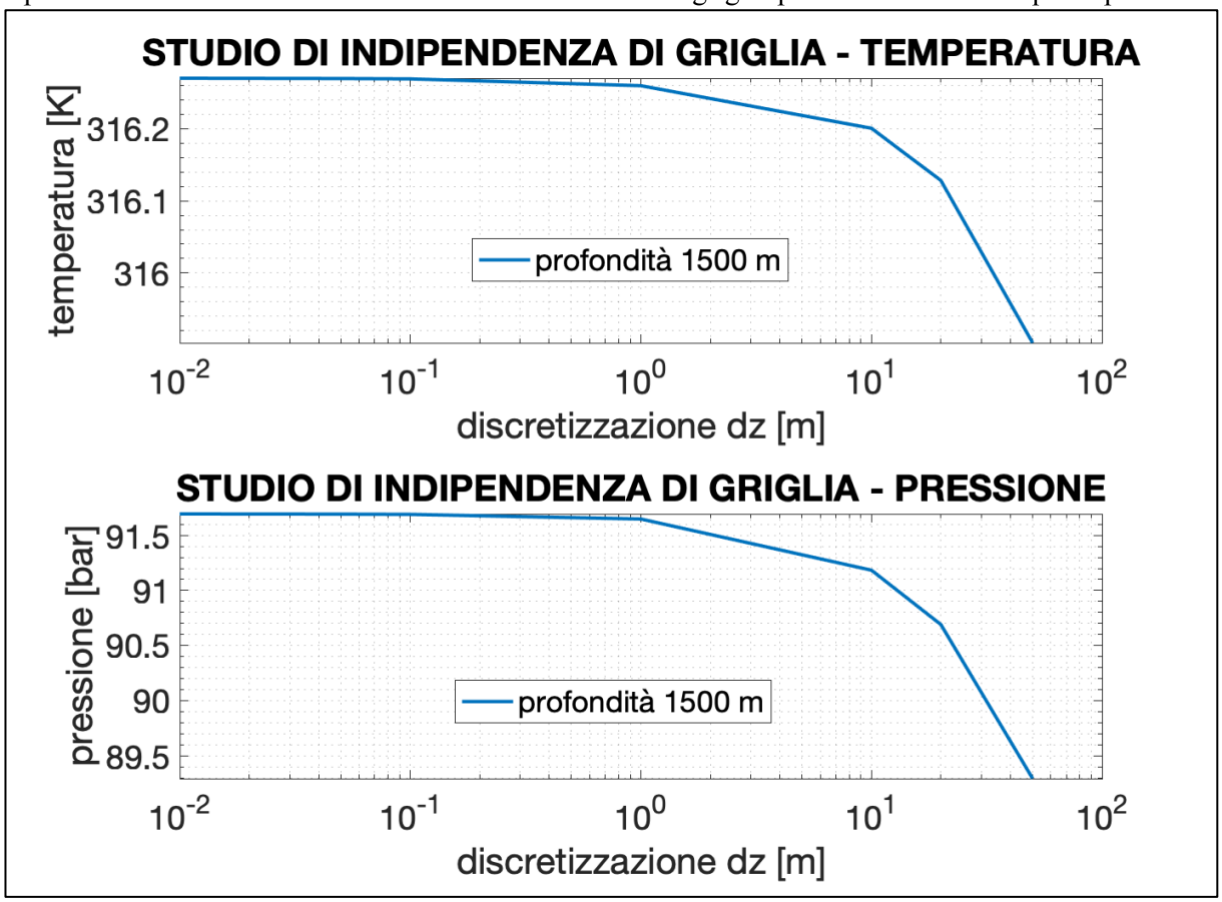
Nel grafico del calore specifico è presente la seconda singolarità, come per la conducibilità, subito dopo il punto critico lungo la curva pseudocritica, il comportamento del calore specifico ha un picco molto pronunciato. Con una discretizzazione più fine del dominio si può apprezzare un aumento fino a 150 kJ/kg/K scartando l'unico valore ancora più alto.

Al di fuori dalla regione intorno alla curva pseudocritica il calore specifico rimane diviso in due aree che seguono molto bene la divisione gas-like e liquid-like, infatti, per pressioni superiori a quella della curva di saturazione e pseudocritica il calore specifico ha dei valori crescenti intorno a 3 kJ/Kg/K mentre nella regione a pressione inferiore delle curve i valori di calore specifico hanno una tendenza crescente ma intorno al valore 1.5 kJ/Kg/K.

4.3.3 Studio di indipendenza di griglia

Lo studio di indipendenza di griglia serve a verificare che il codice risolve correttamente le equazioni implementate, per realizzarlo serve variare di qualche ordine di grandezza il dominio di discretizzazione. Fissando un parametro di confronto tra le varie simulazioni, se le equazioni vengono risolte correttamente e il codice è stabile, il valore di questo parametro converge diminuendo la grandezza del dominio.

In Figura 45 è riportato lo studio per le variabili temperatura e pressione ad una profondità di 1500 m con una pressione a testa pozzo di 60 bar; dai grafici si evince che al diminuire della grandezza della griglia, il parametro si assesta sullo stesso valore. Utilizzare delle griglie più fini aumenta dunque la precisione



del risultato a discapito, però, del tempo computazionale che aumenta con il numero dei nodi.

Figura 45: Studio di indipendenza di griglia per temperatura e pressione

Un altro importante obiettivo di questo studio è individuare la discretizzazione con compromesso tra precisione e velocità di calcolo, in questo caso è stato scelto un $\Delta z = 1\ m$, primo valore dopo il ginocchio della curva.

4.3.4 Risultati codice pozzo

Assumendo che i valori di pressione tra i quali lavora il giacimento, e quindi la pressione raggiunta nel fondo del pozzo (BHP: Bottom Hole Pressure), sono 79 bar ad inizio iniezione e 145 bar a fine iniezione (corrispondente alla pressione raggiunta dal giacimento nell'istante di massimo riempimento), e ricordando che la pressione critica è 73.8 bar, si può affermare che il cambiamento di fase (gas-supercritico) avviene sempre lungo il pozzo ma a profondità diversa a seconda del profilo di pressione.

Per prima cosa, è interessante osservare l'evoluzione termodinamica che avviene lungo il pozzo; in Figura 46 sono riportati i profili di pressione, che vanno dalla testa pozzo (THP), profondità 0 m, al fondo pozzo (BHP), in tre diverse fasi di iniezione: prima iniezione, fase intermedia di iniezione e fase ultima di iniezione che precede la chiusura del pozzo.

Si sottolinea che nel tempo il cambiamento di fase (gas-supercritico) avviene ad una profondità sempre minore. Il cambiamento di pendenza che presentano le curve in Figura 46, infatti, corrisponde alla variazione delle proprietà termodinamiche del fluido iniettato ovvero al cambiamento di fase. Si può notare che tale cambio di pendenza è quasi impercettibile nella curva di prima iniezione (blu), poiché avviene quasi all'interfaccia con il fondo pozzo, e diviene man mano più visibile tendendo nel tempo a risalire lungo il pozzo.

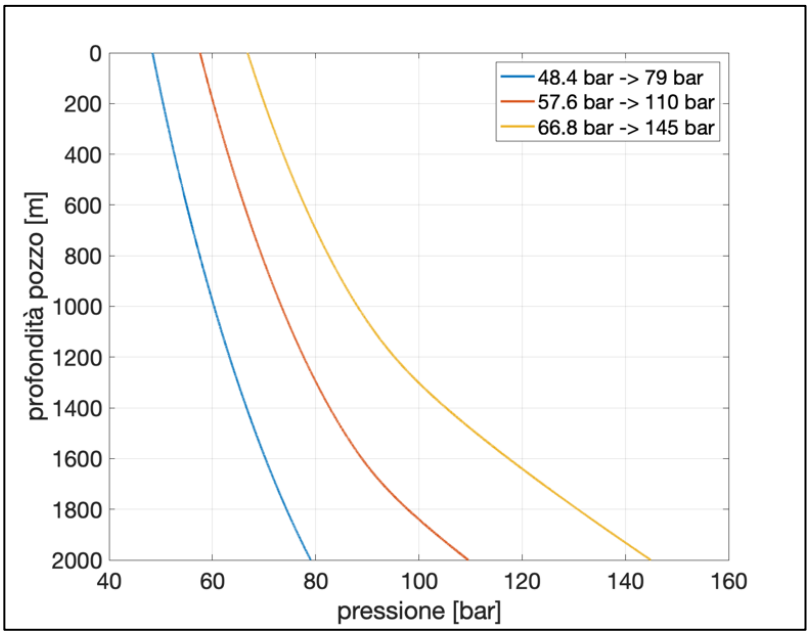


Figura 46: Evoluzione della pressione nel pozzo

In Figura 47 è presentata l'evoluzione delle caratteristiche termodinamiche del fluido lungo il pozzo alle condizioni di inizio iniezione, ovvero THP pari a 48.4 bar e BHP pari a 79 bar.

Nel grafico in basso a sinistra è rappresentata l'evoluzione della temperatura, in rosso è riportata la temperatura della crosta terrestre, in funzione del gradiente geotermico, e in blu quella della CO_2 lungo il pozzo. Per i primi 41 metri si osserva un diverso andamento della curva, dettato dallo scambio termico prevalentemente convettivo, in seguito lo scambio termico conduttivo con la crosta terrestre diventa quello prevalente.

Il grafico in basso a destra rappresenta l'evoluzione della velocità, durante la fase di iniezione il fluido è rallentato di circa 10 m/s. Questo rallentamento è dovuto alla conversione dell'energia cinetica in pressione.

Infine, il diagramma in alto a sinistra rappresenta l'evoluzione termodinamica della CO_2 sul diagramma pressione-temperatura, il quale risulta utile per descrivere la curva dell'evoluzione termodinamica nel diagramma di stato. Le linee tratteggiate delimitano la regione supercritica e la linea tratto punto è la curva pseudocritica.

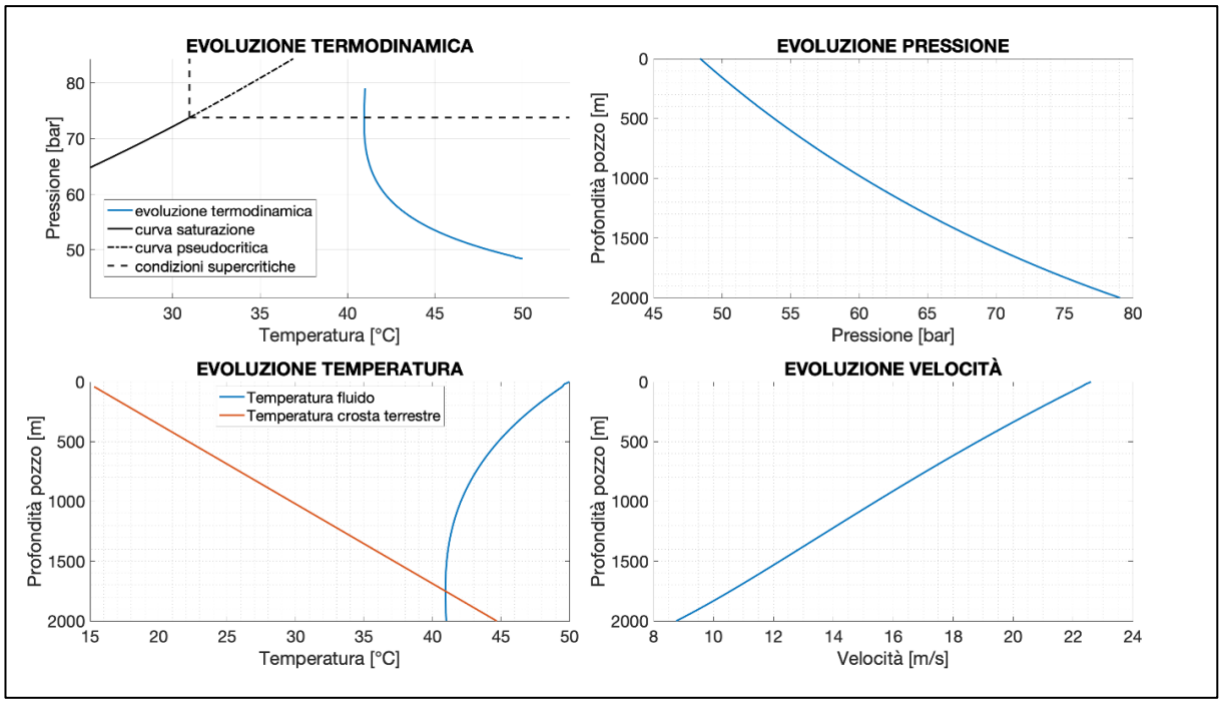


Figura 47: Evoluzione termodinamica inizio iniezione

È possibile verificare che per le condizioni di inizio iniezione lo stato supercritico è raggiunto negli ultimi metri del pozzo, mentre non avviene il passaggio da gas-like a liquid-like attraverso la curva pseudocritica, perciò, le proprietà riportate in Figura 48 risultano aumentare la loro pendenza nel tratto finale senza subire bruschi cambiamenti.

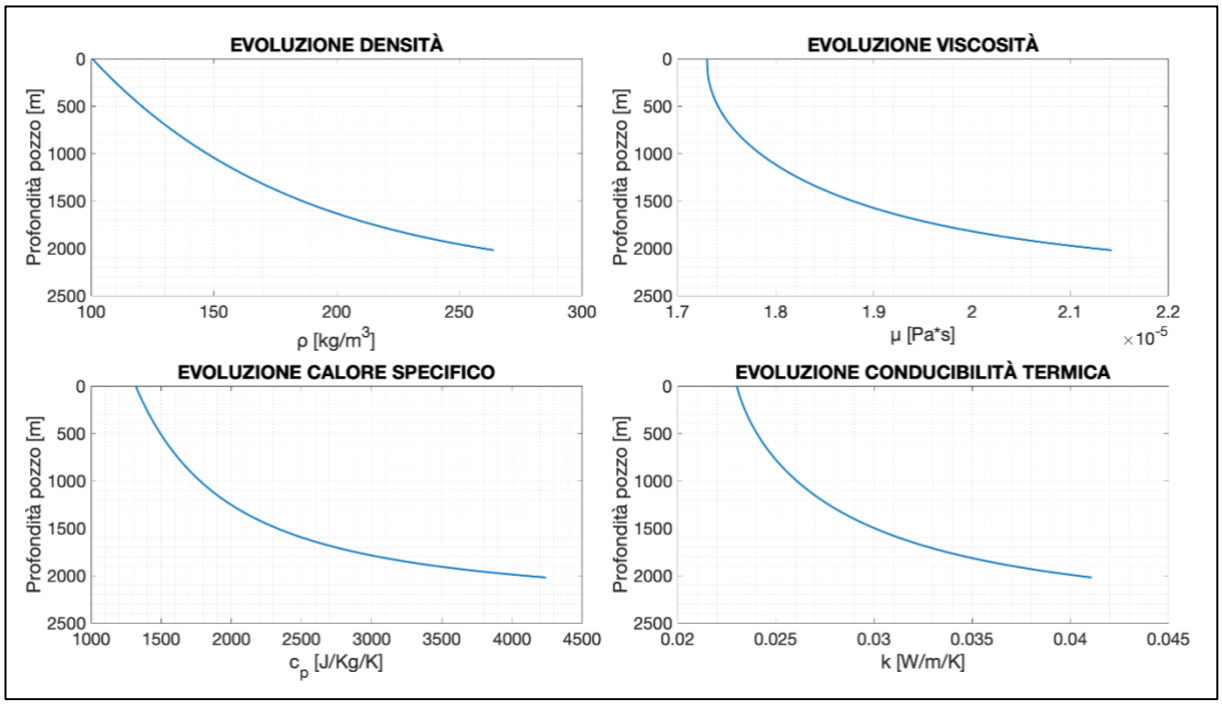


Figura 48: Proprietà della CO_2 nelle condizioni di inizio iniezione

Analogamente in Figura 49 è riportata l'evoluzione per le condizioni di fine iniezione.

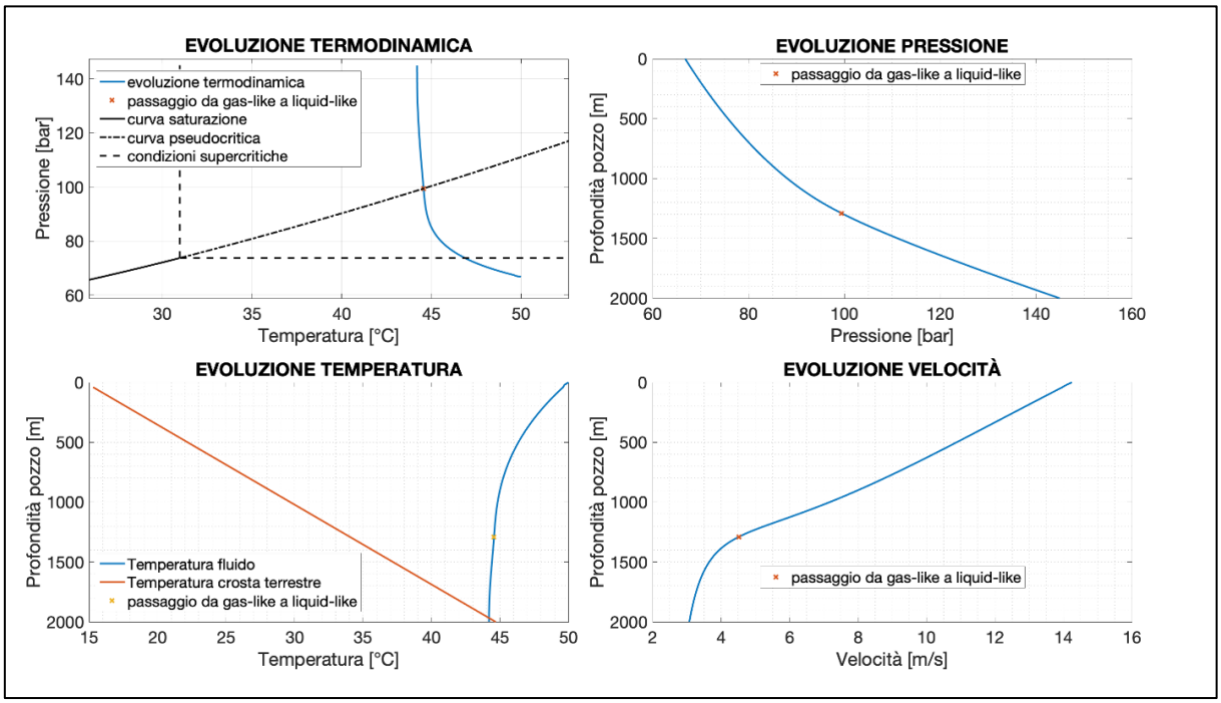


Figura 49: Evoluzione termodinamica fine iniezione

In questa figura è evidenziato dal simbolo 'x' il passaggio della CO_2 dalla zona supercritica gas-like a quella supercritica liquid-like. Questo passaggio spiega il comportamento della pressione e della velocità del fluido lungo il pozzo, infatti l'andamento della zona superiore, più vicina alla piattaforma, è paragonabile ad un gas mentre nella zona inferiore, più vicina al giacimento, il fluido si comporta come un liquido.

A tal proposito è utile visualizzare l'evoluzione delle proprietà lungo il pozzo, riportate in Figura 50.

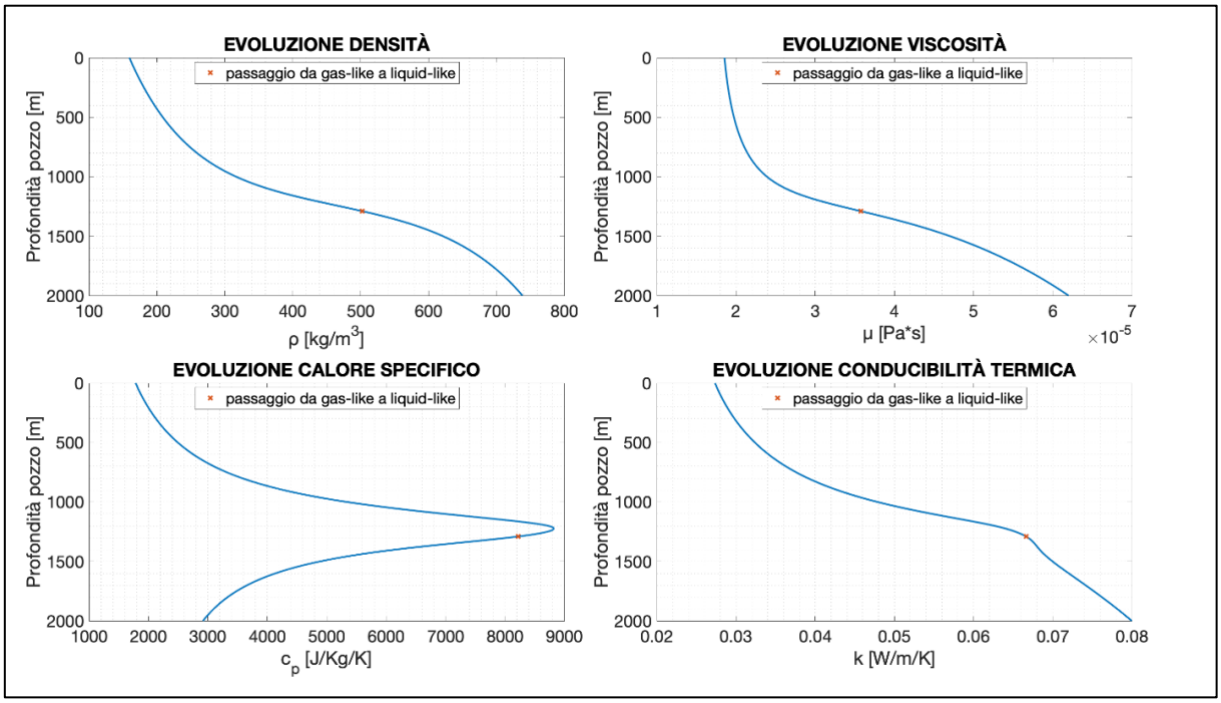


Figura 50: Proprietà della CO_2 nelle condizioni di fine iniezione

In particolare, si osserva che a causa dell'attraversamento della curva pseudo-critica, le proprietà del fluido già descritte nel paragrafo 2.1.1 come il calore specifico, variano sensibilmente e repentinamente generando una discontinuità nell'evoluzione lungo il pozzo.

Il risultato delle simulazioni per pressioni di iniezione nel range indicato porta alla costruzione della Figura 51, nella quale si può apprezzare l'evoluzione della pressione di mandata del compressore (in blu) e l'evoluzione della pressione allo sbocco in giacimento (in arancione).

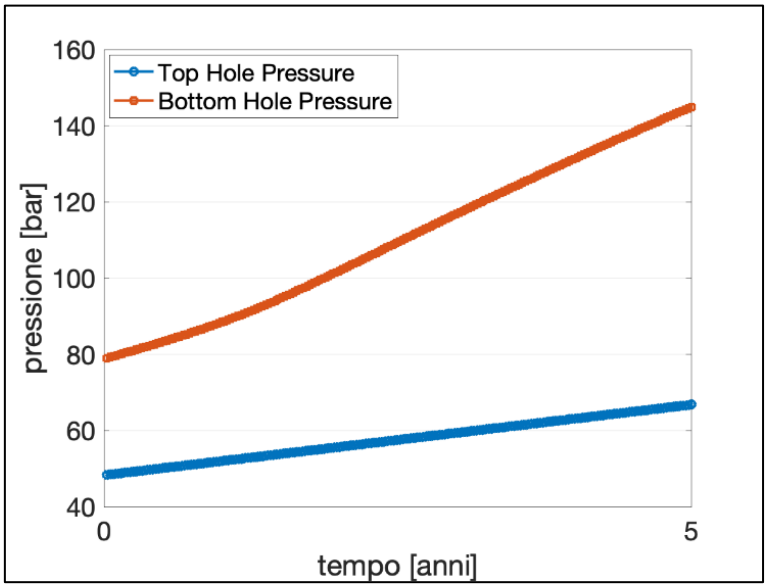


Figura 51: Evoluzione THP e BHP

All'anno zero, corrispondente all'inizio delle operazioni di iniezione, la pressione da garantire è di 48.4 bar per poter raggiungere la pressione a fondo pozzo pari a 79 bar, questo incremento di pressione è dettato dal cambiamento di fase della CO_2 nel pozzo. Passando da stato gas a supercritico, la densità aumenta notevolmente incrementando il peso del termine di forze di volume nell'equazione per il calcolo della pressione. Al quinto anno, invece, la pressione da imporre a testa pozzo è 66.8 bar per garantire a fondo pozzo 145 bar corrispondenti alla pressione di chiusura del giacimento.

Infine, è importante sottolineare che il range operativo delle pressioni non è stato calcolato in funzione del tempo, infatti, nella Figura 51 l'asse del tempo non scandisce un passo temporale ma solamente il periodo di iniezione. Poiché il giacimento è un sistema dinamico complesso composto da mezzi porosi, non è stato possibile trovare una relazione matematica semplice che legasse massa di CO_2 iniettata ed evoluzione di pressione del giacimento.

4.3.5 Validazione modello numerico

La validazione del codice è il passaggio più importante, poiché è la fase che permettere di affermare che i risultati ottenuti sono attendibili e validi sperimentalmente con un certo errore. Per validare il modello è necessario confrontare i risultati ottenuti con dati sperimentali o risultati provenienti da modelli già validati.

Per questo progetto è stato scelto come riferimento il lavoro di *H. Hoteit et al* [17], il quale ha come scopo delineare un approccio per studiare la possibilità di iniettare in ex-giacimenti di idrocarburi a bassa pressione CO_2 supercritica. Per fare ciò è stato sviluppato un modello che accoppia il pozzo ed il giacimento in grado di studiare il cambiamento di fase nel pozzo, servendosi dei risultati ottenuti, è possibile validare il codice sviluppato per questa tesi.

Per studiare il l'accoppiamento pozzo-giacimento, nel paper di riferimento, è usato il software industriale ECLIPSE di Schlumberger. I parametri di input nel caso di riferimento sono diversi, la pressione di abbandono del giacimento è 14 bar mentre la pressione di inizio estrazione dell'idrocarburo è 290 bar, la temperatura media del giacimento è 84 °C ad una profondità di 2744 m. La portata di iniezione corrisponde a 1.41 milioni di Sm^3/giorno alle condizioni gassose di 37 °C e 68 bar in un pozzo di 14 cm di diametro. I risultati da loro ottenuti sono presentati nella Figura 52.

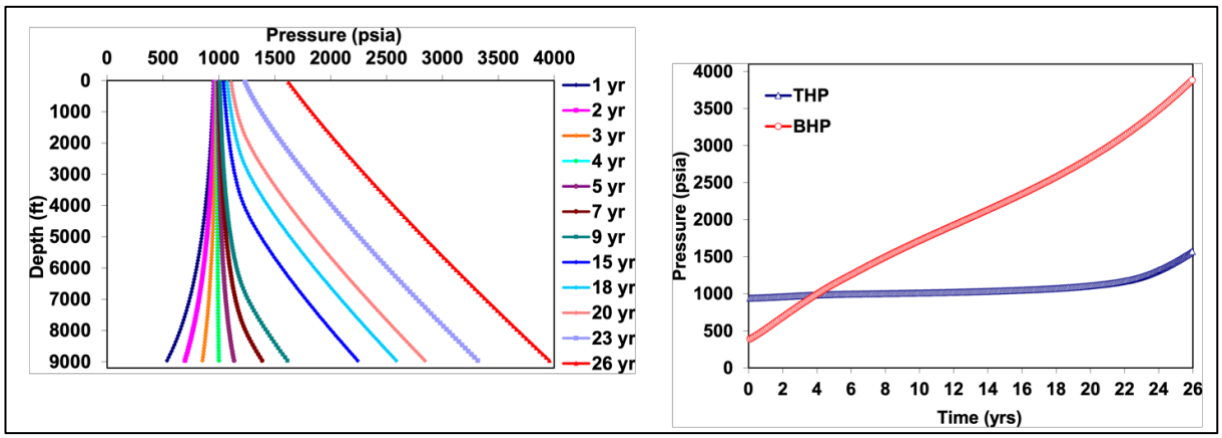


Figura 52: Evoluzione pressione nel pozzo (sinistra), evoluzione pressione nel tempo (destra), [17]

La pressione del giacimento in condizioni di inizio iniezione è inferiore a quelle critica, perciò guardando il grafico a sinistra, nei primi quattro anni di iniezione la CO_2 espande nel momento che raggiunge il pozzo, condizione che non si verifica nel caso studio di GREEN1. Negli anni successivi, invece, il cambio fase avviene nel pozzo, caratterizzando le curve di pressione con un aumento di pendenza. Nella figura a destra è possibile distinguere, in funzione del tempo, l'evoluzione delle pressioni di testa e fondo pozzo, analogamente si distingue il primo periodo caratterizzato da un'espansione in giacimento ed un secondo in cui l'anidride carbonica supercritica sovrastante comprime il fluido nel giacimento. Questo comportamento lo si ritrova nel caso studio, infatti, la pressione aumenta in funzione della profondità a causa della componente gravitazionale.

Confrontando i risultati ottenuti dal modello per il caso studio con il paper di riferimento si osserva una tendenza delle curve di pressione di testa e fondo pozzo simile. I risultati del paper evidenziano nel tempo un incremento di pressione a fondo pozzo più importante per un incremento di pressione a testa pozzo inferiore, conseguenza di una superiore profondità del pozzo ma anche di una migliore capacità del modello di riferimento di integrare la dinamica del giacimento con quella del pozzo.

4.3.6 Analisi sensitiva della portata

In questo paragrafo si discute l'effetto della variazione della portata nel pozzo di iniezione. Se si ipotizzasse di riempire il volume del giacimento in 20, 15, 10 o addirittura in un solo anno le pressioni in gioco cambierebbero, in Tabella 9 sono riportati i risultati dell'analisi svolta.

Anni	*Portata in massa*		*Apertura giacimento: 79 bar*	*Chiusura giacimento: 145 bar*
20	*130672,5*	*t/anno*	*45,1 bar*	*57,6 bar*
	4,14	*kg/s*		
15	*174230,0*	*t/anno*	*46,0 bar*	*60,2 bar*
	5,52	*kg/s*		
10	*261345,1*	*t/anno*	*47,1 bar*	*63,2 bar*
	8,29	*kg/s*		
5	*522690,1*	*t/anno*	*48,4 bar*	*66,8 bar*
	16,57	*kg/s*		
1	*2613450,7*	*t/anno*	*50,4 bar*	*70,2 bar*
	82,87	*kg/s*		

Tabella 9: Pressioni a testa pozzo per diverse portate

Da questa analisi si può osservare che diminuendo il tempo di iniezione, dunque aumentando la portata, le pressioni da imporre a testa pozzo aumentano. A causa della maggiore quantità di massa da gestire in minor tempo le forze in gioco devono essere superiori.

Si sceglie come portata 16.57 kg/s ottenendo una vita operativa dell'impianto di circa 5 anni, considerando un'iniezione continua. Confrontando la portata scelta e la capacità di stoccaggio del giacimento con altri progetti di CCS dal *Global Status of CCS 2021 report* **Error! Reference source not found.** ci si trova in linea con i progetti in via di sviluppo nel resto del mondo.

5. Progettazione impianto

Nei successivi capitoli si scende nel dettaglio della progettazione del funzionamento dell'impianto, dei sistemi coinvolti e delle logiche di controllo di GREEN1. Per l'approccio metodologico utilizzato in questo capitolo è stato seguito lo schema riportato in Figura 53.

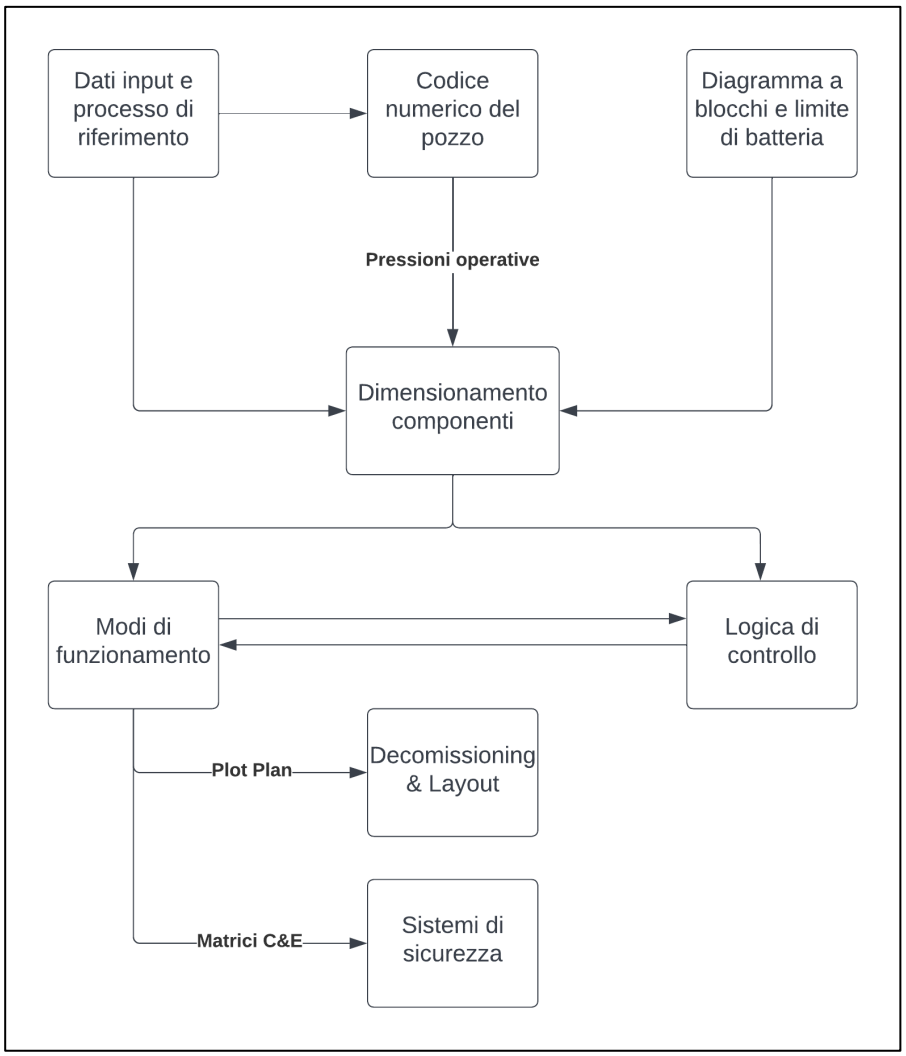


Figura 53: Schema di progettazione per l'Opzione 3

Partendo dal sistema definito nel capitolo precedente, dal limite di batteria scelto e dalle condizioni al contorno sviluppate dal codice, si individuano come elementi essenziali per il funzionamento dell'impianto un elettrocompressore e un volume di stoccaggio offshore in pressione dimensionati nello specifico in seguito.

5.1 Modi di funzionamento

Nella presente sezione sono analizzati nel dettaglio i vari modi di funzionamento dell'impianto con particolare attenzione alla fase di monitoraggio.

5.1.1 Iniezione

Nella fase di iniezione è previsto il prelievo della CO_2 dalla stazione onshore, il suo invio in piattaforma, la sua compressione a bordo e infine l'immissione in giacimento.

La CO_2 in arrivo dalla stazione di terra viene compressa e poi immessa in giacimento attraverso uno dei 4 pozzi di GREEN1; gli altri rimangono disponibili per futuri ampliamenti e possono essere utilizzati come linee di back-up in caso di malfunzionamento o manutenzione di una singola testa pozzo. I compressori installati sono due, uno in esercizio e uno di riserva.

5.1.2 Avviamento / Spegnimento

Al primo avvio del sistema o all'avvio del sistema dopo una fermata prolungata, ad esempio per manutenzione, è necessario che tutte le valvole siano contestualmente aperte o chiuse e che tutti i componenti siano funzionanti. Non vi devono essere perdite né lungo la linea principale né sulle linee degli ausiliari.

Le operazioni di allineamento delle valvole manuali e la connessione ai serbatoi chimici devono essere effettuate in sito. Il controllo del segnale di uscita dei sensori e la movimentazione delle valvole automatiche possono essere gestiti in remoto.

In caso di spegnimento prolungato dell'impianto:

- Le valvole di testa pozzo e di ingresso sealine vengono chiuse;
- Gli elettrocompressori vengono arrestati e isolati dalla linea;

In caso di manutenzione dell'impianto:

- Le valvole di testa pozzo e di ingresso sealine vengono chiuse;
- Gli elettrocompressori vengono arrestati;
- Le linee in cui è necessario effettuare manutenzione sono isolate attraverso le apposite valvole e depressurizzate tramite le linee di sfiato in atmosfera;

5.1.3 Blackout

Il blackout completo si verifica quando vi è un'improvvisa interruzione della fornitura di potenza elettrica dalla rete elettrica nazionale. In tali condizioni tutti i carichi elettrici, quali gli elettrocompressori, le pompe, le valvole, il sistema di controllo, etc., non sono più alimentati e il sistema entra in fase di blocco. Le valvole di testa pozzo si chiudono in modo automatico così da isolare il giacimento e bloccare il flusso di CO_2 nell'impianto.

Si attiva un sistema alimentato dall'UPS (*Uninterruptible Power Supply*) di bordo che riporta la segnalazione di blackout alla technical control room e consente di spegnere in modo sicuro il sistema e di riaccendere le luci di segnalazione e i sistemi di telecomunicazione.

Nell'eventualità in cui il sistema non sia in grado di riavviarsi automaticamente una volta risoltosi il blackout, è richiesto l'intervento in loco di un operatore.

5.1.4 Monitoraggio

Come suggerito dalla direttiva 2009/31/CE del parlamento europeo, il monitoraggio è affidato al gestore ed è atto a rilevare il comportamento della CO_2 durante la fase di iniezione e dopo la fase di chiusura del

pozzo, in particolare serve a rilevare migrazioni o fuoriuscite della CO_2 e rilevare effetti negativi significativi sull'ambiente circostante. Contestualmente è compito del gestore aggiornare la valutazione della sicurezza e dell'integrità del complesso di stoccaggio nel breve e nel lungo termine.

Nella fase di monitoraggio durante l'iniezione è utile misurare la portate in massa che l'impianto inietta e le eventuali emissioni o perdite di CO_2 dal suolo, dal fondo marino o dal sistema stesso.

È necessario in questa fase monitorare con continuità la pressione a fondo pozzo in modo da confrontare istantaneamente i dati misurati con quelli previsti dal modello e regolare la pressione alla mandata dei compressori per evitare backflow.

Dopo il raggiungimento della pressione massima di fondo pozzo, corrispondente al riempimento totale del giacimento si procede alla chiusura dei pozzi di iniezione ed ha inizio la fase di monitoraggio post chiusura. Questa fase è parte integrante della vita utile dell'impianto che deve assicurare un monitoraggio continuo.

Le tecnologie utili sono quelle in grado di rilevare la presenza, l'ubicazione e le vie di migrazione di CO_2 negli strati sub-superficiali e in superficie estendibili a tutto il complesso di stoccaggio. Risulta necessario analizzare il comportamento del pressione-volume del giacimento e la distribuzione del pennacchio di CO_2 nel giacimento e aggiornare se necessario la tecnologia e le tecniche di monitoraggio.

È infine importante sottolineare che un sistema di monitoraggio, poiché limitato dalla complessità del problema, non deve essere in grado di prevedere e quantificare tutte le perdite e le loro posizioni, ma deve essere in grado di fornire dati e informazioni chiave di possibili incongruenze nel sistema.

Le tecniche più usate nei sistemi di monitoraggio di questo tipo, come suggerito dalle 'Guidelines for Carbon Capture, Transport, and Storage' del World Resources Institute [33], sono

- Misurazione di pressione, temperatura e composizione del flusso iniettato nel reservoir,
- Profilazione sismica verticale,
- Seismic and time-lapse seismic (3-D and 4-D),
- Utilizzo di tiltmetri, InSAR, o altri dispositivi di rilevazione della deformazione superficiale,
- Monitoraggio microsismico,
- Monitoraggio dell'aria o dell'acqua superficiale.

5.2 Dimensionamento dei componenti

Nella presente sezione sono dimensionati i nuovi componenti dell'impianto in funzione dell'output del modello realizzato e presentati i sistemi di sicurezza e manutenzione presenti in piattaforma.

5.2.1 Package di compressione

La funzione del package di compressione è quella di elaborare la portata di CO_2 proveniente dalla sealine ed innalzare la pressione fino al valore che consente l'iniezione della stessa all'interno del giacimento.

La scelta del tipo di compressore da utilizzare in una stazione di compressione è dettata principalmente dai valori medi di portata e pressione che il sistema deve elaborare. In generale i compressori alternativi sono utilizzati per portate limitate e pressioni di mandata elevate, mentre quelli centrifughi sono impiegati nel caso si debbano elaborare portate elevate e limitati rapporti di compressione [61].

Nel caso del giacimento asservito dalla piattaforma GREEN1, i livelli di pressione e portata si posizionano nel campo di applicabilità di entrambe le tipologie di compressori, sarebbe dunque possibile installare sia dei compressori centrifughi sia compressori alternativi. È doveroso sottolineare che i compressori alternativi hanno un impiego più limitato a causa della maggior manutenzione richiesta; inoltre, il moto alternato del pistone, su cui si basa la compressione, crea vibrazioni e spinte orizzontali alternate che si scaricano sui supporti della macchina e di conseguenza sull'intera struttura della piattaforma; tale caratteristica costituisce un notevole svantaggio soprattutto in caso di applicazioni offshore [62]. Infine, considerando la necessità di modificare continuamente la pressione di mandata, è evidente che l'installazione di un elettrocompressore centrifugo risulti la scelta progettuale più conveniente.

Per i fini di questo progetto si opta dunque per l'installazione di compressori centrifughi azionati da motori elettrici connessi alla rete. Come illustrato nel paragrafo 4.3.4, l'andamento della pressione è variabile durante tutto il periodo di iniezione. In particolare, nella fase iniziale il package di compressione deve elaborare un salto di pressione inferiore dovuto alla più bassa pressione del reservoir; man mano che si procede con l'iniezione nel giacimento, la pressione dello stesso aumenta e la pressione da vincere per garantire la stessa portata aumenta. In quest'ottica, la scelta dell'elettrocompressore consente anche di gestire facilmente la regolazione della macchina stessa agendo sulla velocità di rotazione del motore elettrico agendo sul punto di massima efficienza della caratteristica ottimizzando la potenza richiesta.

Per il dimensionamento del compressore è stato considerato il massimo salto di pressione richiesto al flusso. Ipotizzando che la pressione di aspirazione compressore sia 30 bar, circa pari alla pressione di arrivo del flusso in piattaforma, il massimo salto di pressione è richiesto durante gli ultimi mesi di lavoro dell'impianto, durante i quali il flusso è compresso a 67 bar. Si sottolinea la necessità di dividere la compressione in due stadi inter-refrigerati per diminuire il lavoro di compressione e di conseguenza la potenza richiesta per la compressione.

Partendo dalla formula del lavoro isoentropico di compressione per le turbomacchine,

$$L_{is} = c_p \cdot T_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

ed inserendo la formula dell'efficienza politropica di compressione

$$\eta_p = \frac{k-1}{k} \cdot \ln \frac{p_2}{p_1} / \ln \frac{T_2}{T_1}$$

nelle quali con il pedice 1 si indica lo stato di inizio compressione e con il pedice 2 lo stato di fine compressione, è possibile individuare i tre stati di compressione riportati in Tabella 10 nei quali tra stato 1 e 2 vi è la prima compressione, tra 2 e 2' la refrigerazione ed infine tra 2' e 3 la seconda compressione. Infine, il lavoro totale di compressione politropico risulta essere 58.0 kJ/kg per il caso di massima compressione, elaborando una portata di 16.57 kg/s, la potenza richiesta è 961.5 kW.

	Stato 1	Stato 2	Stato 2'	Stato 3
Temperatura [°C]	*20*	*50*	*20*	*50*
Pressione [bar]	*30,0*	*44,8*	*44,8*	*66,8*

Tabella 10: Stati compressione per dimensionamento massimo salto di pressione

Da un'analisi dei principali fornitori di compressori e motori elettrici in commercio, analisi svolta considerando le caratteristiche operative in cui la piattaforma GREEN1 deve operare durante la fase di iniezione, sono state individuate le specifiche delle macchine che meglio soddisfano i requisiti. Si assume un'efficienza elettrica del motore e della trasmissione del 90%, raggiungendo una potenza di compressione di circa 1 MW.

Considerando che il sistema è progettato per gestire un volume di CO_2 altrimenti emesso da una centrale di generazione elettrica di potenza 275 MW, la potenza impegnata dal sistema di compressione durante la fase finale di iniezione risulta essere lo 0.36% della potenza della centrale di riferimento. Questo contributo è calcolato per soddisfare il massimo salto di pressione impegnando la massima potenza durante la vita del sistema.

In particolare, le principali caratteristiche di targa del motore elettrico scelto sono riportate in Tabella 11.

Variabile	*Valore*	*U.M.*
Potenza massima	11200	kW
Efficienza	96,1	%
Power factor	0,91	-
Lunghezza	2,2	m
Larghezza	1	m
Altezza	1,8	m
Peso	6010	kg

Tabella 11: Caratteristiche principali del motore elettrico, [63]

Le caratteristiche principali del compressore accoppiato sono riportate in Tabella 12.

Variabile	*Valore*	*U.M.*
Max. total head	209	kJ/kg
Efficienza	>75%	%
Lunghezza	1,3	m
Larghezza	1,1	m
Altezza	0,8	m
Peso	2540	kg

Tabella 12: Caratteristiche principali del compressore, [64]

Le dimensioni e il peso della stazione di compressione così composta si calcolano considerando le caratteristiche del motore elettrico e del compressore scelti, maggiorandoli cautelativamente del 20% per

tenere in considerazione i collegamenti idraulici ed eventuali componenti accessori come la trasmissione inclusi nel package di compressione.

Le caratteristiche complessive del package di compressione in termini di pesi e ingombri sono riportate in Tabella 13.

Variabile	*Valore*	*U.M.*
Lunghezza	4,2	m
Larghezza	1,1	m
Altezza	1,8	m
Peso	1026	kg

Tabella 13: Caratteristiche del package di compressione

Si prevede di installare sulla piattaforma GREEN1 due package di compressione identici, di seguito denominati D2-EC-001A/B di cui uno lavora elaborando il 100% della portata mentre l'altro è di back-up. Questa scelta progettuale contribuisce a garantire una maggiore disponibilità del sistema poiché un eventuale malfunzionamento o un blocco imprevisto di un sistema non comprometterebbe la funzionalità dell'intero impianto visto che un singolo package di compressione è in grado di elaborare l'intera portata di CO_2.

5.2.2 Buffer di stoccaggio

I buffer di stoccaggio di CO_2 installati sulla piattaforma, più precisamente sul lower deck sono dei serbatoi cilindrici utilizzati per due funzioni, sia come organo di smorzamento delle fluttuazioni di pressione del flusso di CO_2 dovute alla presenza dei compressori, sia come serbatoi di accumulo.

La presenza di un componente in grado di attenuare le oscillazioni di pressione nel sistema aumenta la stabilità dello stesso riducendo le probabilità di rottura e malfunzionamento dei componenti del sistema.

Il volume di stoccaggio complessivo è di 160 m^3, i serbatoi sono progettati per lavorare ad una pressione nominale di circa 30 bar, stessa pressione di arrivo in piattaforma, infatti, permettono lo stoccaggio di 10 tonnellate di CO_2 che corrispondono a circa 10 minuti di erogazione di flusso alla portata nominale dell'impianto. In Tabella 14 vengono riportate le specifiche dei buffer.

Variabile	*U.M.*	*D1-T-001 A/B*	*D1-T-002*
Diametro	*m*	*3,5*	*3,5*
Lunghezza	*m*	*6,0*	*4,5*
Capacità serbatoio	*m^3*	*57,7*	*43,3*
Volume totale di stoccaggio	*m^3*	*115,5*	*43,3*
Massa CO_2 stoccata	*kg*	*7670*	*2876*
Massa componente	*kg*	*16706*	*7034*
Massa totale	*ton*	*34,3*	

Tabella 14: Dimensioni buffer stoccaggio

Come misura di sicurezza, i buffer sono costruiti per sopportare basse pressioni. Inoltre, su ogni buffer è previsto un misuratore di pressione in grado di controllare la valvola di sicurezza utile allo sfiato in atmosfera, usata in caso di sovrapressione.

5.2.3 Gruppo statico di continuità

Un gruppo statico di continuità è un'apparecchiatura elettrica utilizzata per mantenere costantemente alimentati quei componenti elettrici che non possono spegnersi in maniera repentina e/o per ovviare ad improvvise anomalie nella fornitura elettrica normalmente utilizzata. Quindi, nell'eventualità di un guasto a dei componenti per l'alimentazione elettrica o di un istantaneo blackout della rete elettrica interviene l'UPS di bordo.

Le sue funzioni principali sono:

- Arresto dell'impianto in maniera sicura: in caso di necessità l'UPS consente di mantenere attivi i sistemi di controllo (pannello di controllo teste pozzo, DCS) e di sicurezza (Sistema di rilevazione gas, ESD) per il tempo necessario a spegnere in modo corretto l'impianto nella sua interezza e portare il sistema in condizioni di sicurezza;
- Attivazione delle luci di segnalazione: la presenza e la posizione della piattaforma deve essere sempre segnalata da luci di bordo, in modo particolare durante le ore notturne;
- Attivazione dei sistemi di telecomunicazione: in caso di malfunzionamento, è inviato un segnale a terra ed è richiesto l'intervento di un operatore; è dunque necessario che il sistema di telecomunicazione sia attivo nel caso di un blackout.

Si specifica che non ci sono altri sistemi ausiliari oltre all'alimentazione elettrica.

5.2.4 Sistemi di sicurezza d'impianto

L'obiettivo fondamentale dei sistemi riportati in tale sezione è quello di assicurare la sicurezza del personale, la salvaguardia dell'ambiente e degli asset della nuova installazione.

I sistemi riportati di seguito, in dettaglio, riguardano l'impianto antincendio, il sistema di rilevazione gas e la procedura dell'arresto di emergenza utilizzando la nomenclatura dei dispositivi riportata nei PFD dell'impianto presenti nell'**Allegato 2**.

Il sistema di rilevazione gas è configurato per operare con elevata disponibilità e progettato in modo da ridurre al minimo il numero di interventi e allarmi spuri, con lo scopo di fornire un rilevamento tempestivo in caso di rilascio di CO2 e agire in modo adeguato.

L'arresto di emergenza è invece una procedura atta ad evitare un pericolo o a ridurre l'entità del danno in caso di emergenza; l'arresto consente di bloccare il sistema e mettere in sicurezza i componenti più critici.

Si specifica inoltre che l'installazione garantisce la presenza di vie di fuga e i sistemi di evacuazione. Anche se GREEN1 non è presidiata nella configurazione post-riconversione, è necessario assicurare un'evacuazione sicura per gli eventuali operatori a bordo (ad esempio durante le operazioni di manutenzione). Su ogni deck di GREEN1 sono infatti previste vie di fuga, opportunamente dimensionate con una dimensione minima di 80 cm nel rispetto degli ingombri dei nuovi componenti, che permettono di raggiungere il punto di raccolta designato e le scialuppe, poste sul Weather Deck.

Le vie di fuga, così come i sistemi di evacuazione, sono disponibili e accessibili durante tutte le fasi del ciclo di vita del nuovo sistema (comprese le fasi di decommissioning dei vecchi componenti e di installazione e commissioning dei nuovi).

Tutti componenti principali sono equipaggiati con una PSV (*Pressure Safety Valve*) con scarico in atmosfera in zona sicura, considerando che il fluido trattato non è infiammabile.

Si specifica infine che le logiche di sicurezza sono indipendenti dalle logiche di controllo e riassunte nella matrice Cause/Effetti (C&E) riportata in **Allegato 3**.

Impianto Antincendio e sistema di rilevazione gas

Nel presente paragrafo è riassunta la strategia antincendio adottata sulla piattaforma GREEN 1.

Si ricorda che la piattaforma GREEN1 non è presidiata durante il normale funzionamento (*unmanned*), dunque, non è prevista la presenza di personale a bordo per la maggior parte della vita produttiva dell'impianto. Gli operatori hanno accesso alla piattaforma con scadenza routinaria solo per attività di

controllo, ispezione e manutenzione o in caso di gravi malfunzionamenti che richiedono la presenza del personale per essere sanati.

Considerando tali premesse e il fatto che il fluido elaborato da GREEN 1 non è infiammabile, non si ritiene necessario l'installazione di un impianto antincendio ad acqua o a schiuma dedicato.

Si prevede però di predisporre degli estintori a CO_2/polvere nei pressi del locale tecnico contenente le principali apparecchiature elettriche a servizio del processo della piattaforma GREEN1 che possono essere utilizzati in caso di necessità qualora si verificassero degli incidenti durante le attività di ispezione e/o manutenzione. In fase di progetto di dettaglio se ne valuterà, il numero, la capacità e il posizionamento: si predisporranno estintori a CO_2/polvere addizionali, opportunamente carrellati così da poter essere utilizzati in caso di necessità.

Con riferimento al sistema di rilevazione gas, esso è composto da diversi sensori capaci di riconoscere la presenza di CO2 in aria. Sono opportunamente dislocati sui vari deck della piattaforma, nei pressi dei principali equipment, in particolare:

- I gas detector GD-001A/B/C sono a salvaguardia di eventuali rilasci o perdite di contenimento nell'area di stoccaggio dove sono posizionati i buffer D1-T-001A/B e D1-T-002;
- I gas detector GD-002A/B sono a salvaguardia di eventuali rilasci o perdite di contenimento nell'area di compressione dove sono posizionati i due elettrocompressori D2-EC-001A/B.

L'attivazione automatica del sistema di rilevazione gas avvia le procedure per l'arresto di emergenza del sistema (descritto in dettaglio al paragrafo 0).

Vista l'assenza del personale di bordo, è previsto che i sensori di rilevazione gas siano in logica 2oo3 così da scongiurare possibili interventi spuri che comprometterebbero la funzionalità dell'intero impianto portando a delle interruzioni di produzione non previste.

Arresto d'Emergenza

L'arresto di emergenza del sistema (ESD) è previsto nei seguenti casi:

- In caso di un rilascio di CO2 gas che se non gestito correttamente porta a una perdita di funzionalità del sistema e può generare un accumulo e una conseguente atmosfera asfissiante nelle aree congestionate della piattaforma GREEN1.
- In caso di segnale di alta pressione sulla linea comune di mandata dei due compressori D2-EC-001A/B che può portare ad un innalzamento anomalo della pressione di fondo pozzo e in casi estremi al superamento della pressione di frattura con conseguenze catastrofiche dal punto di vista ambientale.

La principale funzione dell'arresto di emergenza è quello di portare il più rapidamente possibile in condizioni di sicurezza l'impianto. La sequenza di ESD si attiva su segnale dal sistema di rilevazione gas descritto precedentemente (si veda paragrafo 0) e su segnale di alta pressione dal PT-006 e prevede l'isolamento dell'impianto tramite la chiusura delle valvole di isolamento SDV (Shut Down Valve) e l'arresto forzato dei due compressori.

Al fine di evitare possibili interventi spuri e conseguenti arresti non desiderati i rilevatori gas posizionati nei pressi dei componenti principali dell'impianto sono in logica 2oo3 così come il trasduttore di pressione a valle dei package di compressione.

L'arresto di emergenza prevede le azioni riportate in Tabella 15.

Unità	*Componente*	*Azione*
D1	D1-SDV-001	Chiusura
	D1-SDV-002	Chiusura
	D1-SDV-003	Chiusura
	D1-SDV-004	Chiusura
D2	D2-SDV-001	Chiusura
	D2-SDV-002	Chiusura
	D2-EC-001A/B	Arresto
D3	D3-SDV-001	Chiusura
	D3-SDV-002	Chiusura
	D3-SDV-003	Chiusura
	D3-SDV-004	Chiusura

Tabella 15: Azioni per l'arresto d'emergenza del sistema

5.2.5 Manutenzione

Nel seguente paragrafo si riportano alcune indicazioni generali riguardanti la manutenzione dei principali componenti installati sulla piattaforma post-riconversione. Si sottolinea che le attività manutentive di dettaglio saranno approfondite puntualmente in fase di progetto esecutivo con i fornitori delle diverse apparecchiature, anche avvalendosi dei manuali di uso e manutenzione di ogni equipment.

Sono escluse dalla trattazione tutte le attività manutentive relative alla struttura della piattaforma GREEN1 che rimangono del tutto analoghe a quelle adottate prima della riconversione

È prevista un'ispezione visiva dei buffer contenenti CO2 a servizio del package di compressione con scadenza mensile al fine di verificare l'integrità strutturale dei serbatoi, eventuali segni di corrosione o malfunzionamenti dei sensori di pressione dedicati.

Contestualmente all'ispezione dei buffer si prevede un'ispezione visiva del piping e dei compressori.

Contestualmente con le attività sopracitate si prevede un check funzionale di tutte le apparecchiature elettriche installate sulla piattaforma GREEN1 quali:

- Pannello di controllo delle teste pozzo;
- Sistema di controllo del processo DCS;
- Sistema di sicurezza ESD;
- Connessioni elettriche.

Nella qui analizzata opzione di riconversione risulta di fondamentale importanza l'utilizzo della sealine; se ne prevede perciò un'attenta attività manutentiva che coinvolge l'utilizzo della launching trap per effettuare l'attività di pigging. Essa si compone di

- Un'attività ispettiva, non distruttiva, con lo scopo di verificare l'integrità della tubazione e la sua eventuale corrosione tramite il passaggio di uno strumento idoneo all'interno della condotta;
- Un'attività manutentiva che, tramite l'utilizzo di pig dotati di spazzole metalliche, ha lo scopo di rimuovere dall'interno della condotta particelle solide e liquide o detriti ferromagnetici [65].

La frequenza con cui ripetere le attività di pigging è determinata di volta in volta da opportune valutazioni fatte in funzione degli esiti dell'ispezione stessa e/o di un suo confronto con le precedenti. In linea generale la ripetizione dell'ispezione della sealine ad intervalli di tempo troppo brevi (es. 2-3 anni) non

avrebbe comunque alcun significato tecnico poiché, anche nel peggiore dei casi, il fenomeno corrosivo ha dei tassi di crescita molto contenuti [65].

Infine, si ricorda che per tutti gli equipaggiamenti installati sulla piattaforma GREEN1 devono essere seguite le istruzioni riportate sui libretti di uso e manutenzione rilasciati dai vari fornitori.

5.2.6 Gru

La gru è posizionata sul lato nord del Weather Deck e il suo design è garantito per il funzionamento in ambiente marino e condizioni di vento tipiche del sito di riferimento (la massima velocità del vento con cui la gru può operare è pari a 10,3 m/s).

Il sistema è alimentato da un motore diesel con rispettivo serbatoio diesel da 400 litri ed è corredato da valvole, pompe, strumentazione e pannello di controllo. Ha un'autonomia operativa pari a 12 ore con velocità di rotazione pari a 1 rpm.

La lunghezza massima del braccio è pari a 24 m e la gru può lavorare entro il range 5 m - 24 m. Può sollevare nominalmente fino a 25 tonnellate, sebbene il peso massimo ammissibile a bordo sia di 10 tonnellate con un'estensione massima del braccio pari a 15 m.

Si prevede l'attivazione di un segnale ottico-acustico quando la gru è in funzione. Quando la gru non è in operazione, il suo braccio è bloccato da un freno meccanico. È inoltre presente un sistema antincendio a CO_2 progettato in accordo con NFPA 12.

5.3 Logica di controllo

Nel seguente paragrafo è descritta la filosofia di controllo del sistema di iniezione sulla piattaforma GREEN 1 che si traduce nel controllo del package di compressione installato in piattaforma.

La funzione del package di compressione è quella di garantire un incremento di pressione tale da far fluire la CO_2 verso il giacimento vincendo la contropressione sviluppata dallo stesso. Come analizzato nel paragrafo **Error! Reference source not found.**, la pressione di giacimento aumenta durante la vita dell'impianto, è dunque necessario che gli elettrocompressori pur elaborando la stessa portata, sviluppino pressioni diverse seguendo un profilo di iniezione definito.

La scelta di un gruppo di compressione guidato da motori elettrici deriva da una più semplice ed efficace gestione del rapporto di compressione grazie alla regolazione fine attuabile tramite la presenza degli inverter. Gli inverter sono in grado di variare la frequenza di sollecitazione del campo magnetico statorico del motore elettrico, il quale reagisce con una diversa velocità di rotazione dell'albero sul quale è calettato il compressore. Variando dunque il numero di giri è possibile agire sul rapporto di compressione ed ottenere l'output desiderato nel tempo.

All'inizio del periodo di iniezione, il package di compressione opera imponendo un salto di pressione cha va dai 30 bar (pressione di arrivo della CO_2in piattaforma) ai 48.4 bar necessari per avere a fondo pozzo la pressione di inizio lavori di 79 bar. Alla fine del periodo di iniezione invece la pressione da mantenere a valle della compressione è di 66.8 bar la quale garantisce i 145 bar in giacimento.

La regolazione della pressione in uscita dal package di compressione è effettuata tramite i trasduttori di pressione installati sulle linee in ingresso delle quattro teste pozzo e i trasduttori di pressione installati sul fondo dei pozzi. In particolare, tramite l'analisi delle pressioni di testa pozzo e di fondo pozzo sarà possibile verificare che il comportamento della CO_2lungo il pozzo sia coerente con il modello sviluppato e impostare il corretto regime di rotazione del package di compressione così da garantire il delta pressione necessario a sostenere l'iniezione.

Infine, si ricorda che i due compressori sono progettati per elaborare singolarmente il 100% della portata, essi sono dunque installati in parallelo e lavorano in logica 1oo2. Una logica di controllo basata sui pressostati sulla linea di output dei singoli compressori è in grado di rilevare eventuali malfunzionamenti ed effettuare uno switch-over automatico così da garantire la continuità di esercizio anche in caso di guasto di uno dei due compressori.

6. Riprogettazione della piattaforma

Dopo aver progettato i componenti principali e le fasi operative dell'impianto, in questo capitolo si passa alla riprogettazione della piattaforma offshore. Nei successivi paragrafi si affronta la configurazione dell'impianto pre e post riconversione, un'analisi sulla compatibilità strutturale derivante dall'installazione dei nuovi componenti e le procedure di decomissioning suggerite.

6.1 Configurazione dell'impianto pre-riconversione

In Tabella 16 si riporta la lista di apparecchiature presenti sulla piattaforma GREEN1 prima della riconversione, suddivise per deck.

Di volta in volta si indica, inoltre, se l'apparecchiatura deve essere mantenuta in sito perché utile anche a valle della riconversione o deve essere smantellata per far posto agli equipment del nuovo impianto.

Descrizione	*Smantellamento*	*Descrizione*	*Smantellamento*
WEATHER DECK		*LOWER DECK*	
Technical room		*Nitrogen bottle rack*	X
Main diesel generator package	X	*Safety shower and eye wash station*	
PA/GA system		*Diesel fuel skid*	X
Antenne/VHF Marine/GPS		*Chemical & corrosion injection skid*	X
Fireman equipment container		*Water foam FF skid*	X
Safety shower and eye wash station		*Hydrate inhibitor skid*	X
Water tank	X	*BOAT LANDING*	
Water pump	X	*Vent KO drum booster pump*	X
CELLAR DECK		*KO Drum*	
Drain manifold area	X	*Sump Caisson*	
Production manifold area	X	*Sump Caisson Pump*	
Test manifold	X	*Life jacket storage box*	
Test separator		*MEZZANINE DECK*	
Chemicals storage tanks	X	*Piping separator*	X
Hydrate inhibitor storage tank	X	*Accumulator group*	
Safety shower and eye wash station		*Wellhead control pannel*	
Launching trap		*Diesel fuel storage tank*	X

Tabella 16: Lista dei componenti da smantellare dalla piattaforma GREEN1

Di seguito si riportano brevemente i punti essenziali della filosofia di decommissioning qui adottata:

- Al fine di minimizzare le attività di smantellamento si ricorda che tutte le strutture non necessarie ma che non impattano sull'installazione della nuova impiantistica non vengono smantellate ma sono messe fuori servizio, bonificate e mantenute sulla piattaforma GREEN1.
- Alcuni dei componenti sono riutilizzati (previa bonifica e messa in sicurezza).
- Prima di procedere alle vere e proprie operazioni di rimozione degli equipaggiamenti a bordo di GREEN1 si prevede di svolgere delle attività preliminari di messa in sicurezza e bonifica, atte ad evitare qualsiasi pericolo di inquinamento durante le fasi successive. Si provvederà infatti all'isolamento elettrico e meccanico delle apparecchiature, alla depressurizzazione e drenaggio delle linee.

Tra i componenti riutilizzati vale la pena menzionare la gru, indispensabile sia per le operazioni di smantellamento della componentistica in disuso, sia per le operazioni di installazione dei nuovi componenti, sia per le future operazioni di manutenzione. Invece, in ottica di una possibile futura estrazione della CO_2 gli equipaggiamenti che potranno essere utilizzati per il trattamento del fluido estratto non sono smantellati ma bonificati e mantenuti sulla piattaforma, in particolare menzioniamo il Test Separator sul Cellar deck e il Closed Drain sul Boat Landing.

Di seguito si evidenziano i componenti principali mantenuti o rimossi per ciascun deck.

Nonostante il **Weather Deck** sia il piano più ampio, su di esso non verranno installati nuovi componenti poiché, per rendere la struttura reticolare della piattaforma il più stabile possibile, si preferisce concentrare i pesi maggiori verso il basso; inoltre, nel caso della presente opzione di riconversione, i nuovi sistemi da installare sono limitati e presentano ingombri gestibili tramite i deck inferiori. Infine, l'ultimo aspetto che ha contribuito a non installare gli equipaggiamenti di processo sul weather deck è che il fluido trattato in questa opzione essendo CO_2 (più pensate dell'aria), in caso di rilascio tenderebbe ad andare verso il basso e dunque un eventuale perdita di contenimento di un serbatoio posizionato sul deck più alto impatterebbe potenzialmente anche su tutti i piani inferiori. Si sceglie, dunque, di rimuovere i componenti non più in uso e di lasciare a bordo quelli necessari al nuovo sistema installato, ovvero: la Technical Room, i cui sistemi interni saranno aggiornati per rispondere alle esigenze del nuovo sistema, i sistemi di telecomunicazione, i Fireman equipment container, il sistema PA/GA e la zona della doccia di sicurezza e la stazione lavaocchi.

La quasi totalità dei componenti installati sul **Mezzanine Deck** non è rimossa ma viene riutilizzata nella nuova configurazione; l'attività del nuovo impianto di stoccaggio richiede infatti il recupero delle teste pozzo e, di conseguenza, dei relativi pannelli di controllo; si tratta di sistemi di controllo delle teste pozzo e tubazioni necessarie per gli scopi del nuovo impianto. Viene invece rimosso il diesel fuel storage vessel, precedentemente usato per lo stoccaggio del carburante necessario ad alimentare i generatori di energia elettrica, ed ora non più utile ai fini del nuovo impianto

Dal **Cellar Deck** sono rimossi tutti gli stoccaggi di chimici non più necessari alla configurazione post-riconversione. Al contrario, gli altri componenti presenti su questo deck sono mantenuti e riutilizzati dopo un'opportuna bonifica e messa in sicurezza. Fra gli equipaggiamenti di processo di questa tipologia vi sono il Test Separator, utilizzato come eventuale tank per la futura estrazione di CO_2, e la Launching Trap, un sistema di manutenzione e pulizia della sealine. Viene inoltre mantenuta anche su questo deck la zona della doccia di sicurezza e la stazione lavaocchi.

Sono rimossi tutti i componenti presenti sul **Lower Deck** ad eccezione della zona della doccia di sicurezza e stazione lavaocchi. Anche lo skid del sistema antincendio a schiuma è rimosso e sostituito con uno sistema più idoneo alle nuove esigenze. Il Lower Deck è utilizzato per l'installazione dei buffer di regolazione e stoccaggio di CO_2 in pressione proveniente da sealine, in particolare 3 vessel per un volume totale di 160 m^3.

Vengono mantenuti gli stoccaggi posizionati sul **Boat Landing** per la gestione degli scarti di processo del nuovo impianto in previsione dell'estrazione della CO_2. Viene invece rimossa la Vent KO drum booster pump (BD-1); nella precedente configurazione, questa pompa aveva una funzione di ricircolo degli idrocarburi contenuti nel KO drum (BD-2) verso il production manifold. Nella nuova configurazione il KO drum (BD-2) sarà sfruttato come un tank di stoccaggio dei reflui nel caso di estrazione di CO_2.

La sealine, che connette la piattaforma alla receiving facility onshore, è bonificata e riutilizzata come stazione di spinta per la ricezione e l'invio del flusso di anidride carbonica da terra.

Infine, le teste pozzo sono dei componenti fondamentali per l'impianto post-riconversione e la loro presenza rende particolarmente interessante questa opzione. Se ne prevede tuttavia un'attenta ispezione e opportuna bonifica prima di riutilizzarle.

6.2 Configurazione dell'impianto post riconversione

Una volta rimossi gli impianti e i componenti afferenti alla vecchia configurazione impiantistica della piattaforma GREEN 1 e non più necessari, è possibile installare i nuovi equipaggiamenti sui deck. La filosofia con cui sono stati posizionati i componenti del nuovo impianto ha l'obbiettivo di rispettare gli ingombri delle apparecchiature ottimizzandone la funzionalità.

Il **Weather Deck**, il deck più ampio della piattaforma (440 m^2), è dedicato principalmente alla technical room con l'hardware necessario al controllo e alla sicurezza dell'intero processo, inclusi il sistema di spegnimento di emergenza (ESD) e il sistema di controllo (DCS) e alle strutture di comunicazione con la terraferma, vi è presente anche la gru per le ragioni riportate nel paragrafo 5.2.6.

Il **Mezzanine Deck**, il piano immediatamente sottostante al Weather Deck, ha un'estensione ridotta rispetto al piano più alto e pari a circa 300 m^2. Buona parte del deck è occupata dalle teste pozzo, necessarie per le attività di stoccaggio, e dai relativi pannelli di controllo. Questo piano ospita, inoltre, i gruppi di elettro compressione indispensabili durante la fase di iniezione della CO_2 in giacimento. La vicinanza tra gruppo compressione e teste pozzo minimizza le perdite di carico e le tubazioni impiegate per il collegamento ottimizzando il costo.

Il **Cellar Deck** si trova immediatamente al di sotto del Mezzanine Deck e ha un'estensione confrontabile con quella del Mezzanine Deck. Su questo deck non viene installata nuova strumentazione.

Il **Lower Deck**, invece, è dedicato all'installazione del sistema di stoccaggio, necessario a garantire lo smorzamento delle fluttuazioni di pressione del flusso di CO_2 dovute alla presenza dei compressori e ad assicurare un accumulo sufficiente ad effettuare uno shut-down controllato del gruppo di compressione nel caso di un guasto dell'impianto di approvvigionamento della CO_2 situato a terra.

L'ultimo deck, il **Boat Landing**, ospita il Ko Drum ed il Sump Caisson, equipaggiamenti che potranno essere riutilizzati durante l'eventuale fase futura di estrazione di CO_2 dal giacimento.

Tutti i componenti installati post-riconversione sono resistenti all'aggressività dell'ambiente marino. In particolare, tutti i componenti in materiale metallico sono marinizzati o tropicalizzati, cioè hanno subito un trattamento simile alla zincatura che li ha resi adatti all'utilizzo in un ambiente corrosivo come quello offshore.

L'**Allegato 4** riporta i plot plan della piattaforma post-riconversione.

6.3 Compatibilità strutturale della nuova configurazione

Data la natura dell'installazione offshore, si rende necessaria un'analisi di tipo strutturale, che tenga in considerazione la resistenza meccanica della struttura su cui si opera, anche rispetto agli aspetti meteo climatici. Da un punto di vista legislativo, la rimozione della componentistica preesistente e l'installazione del nuovo impianto sono regolamentate dal D.L. del 15 febbraio 2019 [66].

L'analisi effettuata è di tipo comparativo, cioè si fa un confronto fra le caratteristiche dei componenti necessari alla riconversione della piattaforma e le caratteristiche dei componenti utilizzati nelle operazioni di produzione pre-riconversione. Si è fatta particolare attenzione al peso e all'ingombro dei singoli componenti, in quanto riconosciute come le proprietà più impattanti sulla resistenza strutturale della piattaforma.

L'analisi comparativa è dunque strutturata seguendo l'ordine dei vari deck; di seguito, in Tabella 17, è riportato un confronto fra i pesi rimossi dai singoli deck e quelli installati post-riconversione, per sottolineare la compatibilità strutturale del nuovo impianto. In Tabella 18 un confronto fra gli indici di ingombro, definiti come superficie occupata dai componenti installati e superficie del deck di riferimento, che mettono in luce non solo l'idoneità del nuovo impianto rispetto alle superfici dei vari deck ma anche lo spazio disponibile post riconversione, utilizzabile eventualmente per l'installazione di altri sistemi.

	Peso componenti rimossi	*Peso componenti installati*
Weather Deck	67,85 t	0 t
Mezzanine Deck	9,28 t	20,52 t
Cellar Deck	29,92 t	0 t
Lower Deck	13,70 t	34,3 t
Boat Landing	1,40 t	0 t
TOTALE	122,15 t	54,82 t

Tabella 17: Analisi comparativa dei pesi pre e post riconversione

	Indice di ingombro pre-riconversione	*Indice di ingombro post riconversione*
Weather Deck	47%	43%
Mezzanine Deck	30%	15%
Cellar Deck	44%	26%
Lower Deck	35%	25%
Boat Landing	27%	27%

Tabella 18: Indici di ingombro pre e post riconversione

Sul **Weather Deck** non vengono installati nuovi componenti, al contrario rimangono la technical room, le strutture di comunicazione con la terraferma, la gru, il sistema antincendio ed i wellhead removable hatch. L'unico componente rimosso è il main diesel generator package, poiché non utile ai fini della nuova attività di utilizzo del giacimento come stoccaggio temporaneo. In totale il peso rimosso dal Weather Deck è pari a 67.85 t. L'ingombro totale viene perciò ridotto da 47 % pre-riconversione a 43 % post-riconversione.

Il **Mezzanine Deck** è dedicato al package di compressione. Tutti i componenti della configurazione pre-riconversione sono stati rimossi, tranne le teste pozzo ed i relativi pannelli di controllo. L'ingombro

maggiore era costituito dal serbatoio di stoccaggio di diesel; il peso totale rimosso è pari a 9.28 t, sostituito da un peso totale di 20.52 t. L'ingombro totale dei nuovi elementi ha un impatto minimo sulla superficie utile del deck, infatti, l'ingombro totale post riconversione è ridotto al 15 % dal 30 % pre-riconversione.

Il **Cellar Deck** è dedicato alla componentistica di manutenzione. Tale piano è completamente svuotato, gli unici elementi non eliminati durate il processo di riconversione sono le teste pozzo, la launching trap e il test separator. In totale il peso eliminato dal Cellar Deck è pari a 29.92 t e non viene installato alcun nuovo componente. Anche in questo caso l'ingombro totale dei nuovi elementi ha un impatto minimo sulla superficie utile del deck e non costituisce una criticità; infatti, l'ingombro totale post riconversione è ridotto al 26 % dal 44% pre-riconversione.

Il **Lower Deck** è dedicato all'installazione dei serbatoi di stoccaggio. La maggior parte dei componenti della configurazione pre-riconversione è rimossa. L'ingombro maggiore era costituito dal diesel fuel skid e dal chemical and corrosion fuel skid, gravanti sulla struttura rispettivamente per 5.76 t e 5 t. In totale il peso eliminato dal Lower Deck è pari a 13.70 t, mentre quello installato, costituito dai tre serbatoi pieni di CO_2, è pari a 34.30 t. L'indice di ingombro varia fra le due configurazioni, passando dal 35 % al 25 %.

La quasi totalità dei componenti presenti sul **Boat Landing,** dopo un'accurata bonifica e messa in sicurezza, è riutilizzata per gli scopi della nuova configurazione. Il peso rimosso da tale piano è pari a 1.40 t e costituito principalmente dalle pompe di scarico del Ko drum. L'indice di ingombro rimane invariato.

Il peso totale rimosso durante la fase di riconversione è pari a 122.15 t, mentre quello aggiunto con l'installazione dell'impianto di compressione è pari a 54.82 t; vi è dunque una differenza netta in peso di 67.33 t. È opportuno sottolineare il diverso posizionamento dei carichi e quindi il diverso sviluppo degli sforzi lungo la struttura portante della piattaforma, nonostante il complessivo alleggerimento della stessa. La sollecitazione meccanica della struttura sarà oggetto di analisi più approfondite nelle fasi successive del design.

Tutti i carichi installati post-riconversione sono posizionati in modo da rendere minimi gli sforzi di taglio lungo le travi orizzontali portanti dei deck e sono concentrati al centro delle quattro gambe verticali.

Infine, è utile raccogliere qualche informazione sulla procedura operativa di decomissioning.

Questa fase prevede delle attività preliminari di messa in sicurezza e bonifica degli equipaggiamenti a bordo di GREEN1 atte ad evitare qualsiasi pericolo di inquinamento del mare durante le fasi successive. In particolare, per le attrezzature sottomarine si farà ricorso all'impiego di sommozzatori o ROV (*Remote Operated Vehicle*), mentre per verificare lo stato della sovrastruttura saranno realizzati dei sopralluoghi sulla piattaforma prima di avviare le operazioni di dismissione per verificare le installazioni, le strutture di supporto, i materiali e le eventuali sostanze ancora presenti sulla sovrastruttura. Successivamente si provvederà alla messa in sicurezza dell'installazione, all'isolamento elettrico e meccanico delle apparecchiature, alla depressurizzazione e drenaggio delle linee. La sealine, utile per la nuova configurazione, è interessata da operazioni di flussaggio tramite l'iniezione di un fluido veicolante e di pompe idonee a realizzare un flusso turbolento per rimuovere i contaminanti presenti. Al termine delle bonifiche si procederà con le operazioni di rimozione e demolizione degli equipaggiamenti. In linea generale l'obbiettivo è quello di minimizzare l'impatto ambientale delle operazioni di decommissioning e i costi del decommissioning pre-riconversione.

7. Conclusioni e Prospettive

In questa tesi è stato sviluppato il progetto preliminare di riconversione della piattaforma GREEN1 e del relativo giacimento in una stazione di iniezione di anidride carbonica, restituendo nuova vita al complesso altrimenti dismesso. Questo progetto, inoltre, è sviluppato per essere in linea con gli obiettivi del PNRR rientrando negli obiettivi della transizione ecologica. La riduzione delle emissioni di CO_2 è uno dei fattori fondamentali in cui agire per raggiungere l'obiettivo del Green Deal Europeo di azzeramento dell'impatto climatico entro il 2050.

Le criticità che si evincono da questo progetto sono principalmente relative al giacimento, la necessità di approfondire le sue caratteristiche è di fondamentale importanza per approfondire l'interazione con la CO_2 in ingresso. Inoltre, confrontando i giacimenti italiani con quelli utilizzati nel mondo per progetti dello stesso tipo [4] si evince che la capacità di stoccaggio è inferiore alla media, effetto dovuto principalmente all'alta pressione di inizio attività di stoccaggio. Questo limite può essere superato studiando geologicamente la pressione di frattura del giacimento, solitamente più alta della pressione originaria o espandendo la visione di capacità di stoccaggio ad un cluster di giacimenti nello stesso sito che condividono l'impianto di iniezione, così come è in programma da ENI nel parco adriatico di Ravenna [67].

Un altro aspetto critico della progettazione risiede nella selezione dei componenti utili al processo, le portate e le pressioni, nonché il fluido in questione sono stati fondamentali per caratterizzare i componenti. Anche la distanza della piattaforma dall'emettitore stazionario ha determinato la necessità di una strategia di trasporto e iniezione caratteristica per questo tipo di sistema, la scelta di dividere la stazione di spinta onshore dalla stazione di iniezione offshore ha imposto la realizzazione dei buffer, organi di smorzamento delle fluttuazioni di pressione del gruppo di compressione offshore e sistema passivo di sicurezza.

I punti di forza di questo progetto risiedono nell'affidabilità e nella versatilità del sistema progettato.

I pochi componenti utilizzati rendono intrinsecamente il sistema più efficiente, la possibilità di riutilizzare alcune delle infrastrutture già esistenti riduce l'impatto del sistema in termini economici e ambientali. La prossimità del compressore al punto di iniezione permette una gestione accurata della portata in funzione delle caratteristiche istantanee del giacimento, requisito fondamentale per lo sviluppo del progetto. L'affidabilità del sistema è anche dovuta alla necessità di trattare la CO_2 allo stato gassoso, alcuni componenti del sistema, come per esempio la sealine e i compressori, sono progettati per elaborare esclusivamente flussi allo stato gassoso, elaborare un flusso supercritico comporterebbe un design diverso compatibile con il nuovo stato.

La versatilità del progetto, invece, è garantita sia dalla duttilità del codice numerico che della metodologia di progettazione. I ridotti ingombri degli elementi installati, rendono possibile l'applicazione del progetto di riconversione a molte piattaforme esistenti, l'utilizzo della piattaforma GREEN1, capace di riassumere le caratteristiche fondamentali del panorama italiano, risulta una scelta fondamentale di questo progetto.

Il processo di iniezione, anche presentando la difficoltà del passaggio di fase, non risulta critico, al contrario i risultati del modello implementato mostrano come la profondità del giacimento aiuti la compressione passiva e l'intrappolamento del flusso di CO_2. Anche l'analisi strutturale offre delle considerazioni positive, il minor numero di componenti presenti rispetto alla configurazione di partenza rendono la piattaforma più leggera e con un indice di ingombro inferiore.

Queste considerazioni rendono il progetto di riconversione un'ottima alternativa al decomissioning delle piattaforme a fine vita, si è visto come il bisogno di capacità di stoccaggio è in aumento e nuovi progetti di CCS sono penetrati nel mercato energetico. Nel progetto di dettaglio si suggerisce di verificare la fattibilità economica, considerando gli attuali prezzi del mercato di CCS e gli incentivi che saranno introdotti.

I benefici che questo tipo di progetto offre sono relativi alla riconversione di un impianto appartenente al precedente panorama energetico in un impianto all'avanguardia che svolge attività in linea con il nuovo piano energetico nazionale. Anche il ridotto impatto ambientale rappresenta un vantaggio di questo progetto, il decommissioning completo delle piattaforme offshore compromette l'esistenza

dell'ecosistema marino che ha popolato, negli anni di coltivazione dell'idrocarburo, le fondamenta della piattaforma.

Infine, una delle considerazioni più importanti da riportare è quella riguardante l'emissione di anidride carbonica potenzialmente associata alla spesa di energia elettrica del gruppo di elettro compressione. Considerando la fase di massimo assorbimento di energia, corrispondente alla fine della vita dell'impianto, è possibile stimare circa 13 000 tonnellate di CO_2 emesse dal gruppo di compressione se fosse alimentato unicamente da energia fossile (considerando un fattore emissivo di 300 g/kWh [68]), pari allo 0.51% dell'anidride carbonica stoccata in giacimento. Questa stima considera solo la potenza richiesta per effettuare il salto di pressione per iniettare il flusso di anidride carbonica in giacimento, escludendo dal limite di batteria la cattura e il trasporto offshore, fasi sicuramente più energivore.

Successivamente alla realizzazione del progetto preliminare verranno redatti lo studio di impatto ambientale e l'analisi di sicurezza. Lo studio di impatto ambientale è mirato ad individuare le attività e le cause di possibili aspetti ambientali legati al progetto descritto attraverso la valutazione della significatività di tali aspetti considerano i limiti di legge, l'immagine pubblica, l'economia, la frequenza e la gravità dell'effetto. Contestualmente saranno proposte delle raccomandazioni progettuali e/o gestionali nel caso in cui la significatività risulta inaccettabile. L'analisi di sicurezza condotta segue la metodologia HAZOP (*HAZard and OPerability analysis*) i quali obiettivi sono l'identificazione e la valutazione di pericoli e problematiche connessi alle deviazioni di processo ipotizzabili e dei problemi di operabilità che possono generare scenari tali da comportare potenziali danni ai lavoratori, all'ambiente e agli impianti stessi, nonché alla capacità produttiva dell'impianto nel suo complesso, l'identificazione di tutte le salvaguardie progettuali e di gestione già esistenti che possono ridurre la probabilità di accadimento degli scenari incidentali o mitigarne le conseguenze ed infine, ove necessario, identificare miglioramenti gestionali e/o progettuali al fine di ridurre la probabilità di accadimento degli scenari incidentali o mitigarne le conseguenze.

Una delle possibili prospettive di sviluppo di questo progetto, come indicato prima, è l'ampliamento della capacità di stoccaggio sfruttando possibili giacimenti limitrofi. Sfruttando l'infrastruttura esistente che collega la terraferma a GREEN1, è possibile utilizzare l'impianto progettato sulla piattaforma come stazione di partenza di nuovi condotti di iniezione verso altri giacimenti. Questo porterebbe ad un allungamento della vita dell'impianto cioè ad una riduzione dei costi di riconversione senza il bisogno di apportare modifiche impiantistiche al sistema già progettato.

Una seconda possibilità di sviluppo del progetto è rappresentata dall'estrazione della CO_2 iniettata in giacimento ed al suo riutilizzo, previa purificazione, nel settore industriale, argomento trattato nello specifico nel paragrafo 2.5. Questa possibilità è stata considerata già durante la progettazione del sistema di GREEN1 lasciando a bordo della piattaforma i componenti indispensabili al trattamento della CO_2 in uscita dal giacimento.

Bibliografia

[1]. IEA, 2022. Energy Statistics Data Browser. Available at: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySector [Accessed September 2, 2022].

[2]. TERNA, 2021. Actual Generation. Available at: https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/actual-generation [Accessed September 2, 2022].

[3]. IOGP, 2020. *Map of global CCUS projects*, Available at: https://www.iogp.org/bookstore/product/map-of-global-ccs-projects/ [Accessed September 2, 2022].

[4]. Global CCS Institute, *Global Status of CCS 2021*, Available at: https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/download/

[5]. D.P.R. 5 ottobre 2010, n.207 in materia di "Regolamento di esecuzione ed attuazione del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, recante «Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE»"

[6]. A. Aliberti, *Riconversione di una piattaforma petrolifera in dismissione per l'installazione di un impianto di dissalazione alimentato da energia fotovoltaica. Progettazione preliminare.*, Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Torino, a.a. 2020-2021, relatore A. Carpigano

[7]. G. Rech, *Conversione di una piattaforma petrolifera in dismissione e del relativo reservoir in sito di stoccaggio temporaneo per una miscela di idrogeno e gas naturale. Progettazione preliminare.* Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Torino, a.a. 2020-2021, relatore A. Carpigano

[8]. CARBOCHANGE, 2015. *Il ruolo dell'assorbimento del carbonio per comprendere il futuro degli oceani*. Available at: https://cordis.europa.eu/article/id/90885-the-role-of-carbon-uptake-in-understanding-oceans-future/it [Accessed September 2, 2022].

[9]. Hepburn, C. et al., 2019. The technological and economic prospects for CO2 utilization and removal. *Nature*, 575(7781), pp.87–97.

[10]. Irlam, L., 2017, Global cost of carbon capture and storage, *Global CCS Institute*, Available at: https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/201688/global-ccs-cost-updatev4.pdf

[11]. DNV GL, CO2RISKMAN, Guidance on CCS CO_2 Safety and Environment Major Accident Hazard Risk Management, (2013, reissued in 2020).

[12]. Metz, B. et al., 2005. Carbon dioxide capture and storage. *IPCC*. Available at: https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/

[13]. Gupta, S. et al., 2013. Developing empirical heat-transfer correlations for supercritical CO2 flowing in Vertical Bare Tubes. *Nuclear Engineering and Design*, 261, pp.116–131.

[14]. Energy Institute, 2010. *Good plant design and operation for onshore carbon capture installations and onshore pipelines: A recommended practice guidance document*, London: Energy Institute.

[15]. Serpa, J., Morbee, J. & Tzimas, E., 2011. *JRC Scientific and Technical Reports*.

[16]. DIRETTIVA 2009/31/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009

[17]. Hoteit, H., Fahs, M. & Soltanian, M.R., 2019. Assessment of CO2 injectivity during sequestration in depleted Gas Reservoirs. *Geosciences*, 9(5), p.199.

[18]. Najera, G., Maintenance techniques proven on CO2 line, Oil and Gas Journal, 1986

[19]. Scheda dati di sicurezza Anidride carbonica (Diossido di carbonio) – tecnigas s.r.l.

[20]. C. Bleve, Analysis of the state of art on modeling of the consequences of CO2 releases into the atmosphere., Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Torino, a.a. 2020-2021, relatore A. Carpigano

[21]. A. Gallo, Analysis of the state of the art of vulnerability and impairment thresholds associated to physical effects of a CO2 release. Application to the Allam cycle case study. Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Torino, a.a. 2020-2021, relatore A. Carpigano

[22]. Merkel, T.C. et al., 2010. Power Plant Post-combustion carbon dioxide capture: An opportunity for membranes. *Journal of Membrane Science*, 359(1-2), pp.126–139.

[23]. Song, C. et al., 2004. Tri-reforming of methane over Ni catalysts for CO2 conversion to syngas with desired H2/CO ratios using flue gas of power plants without CO2 Separation. *Carbon Dioxide Utilization for Global Sustainability, Proceedings of 7ththe International Conference on Carbon Dioxide Utilization*, pp.315–322.

[24]. Jansen, D. et al., 2015. Pre-combustion CO2 Capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40, pp.167–187.

[25]. Carbon Engineering Ltd, 2022. *Direct Air Capture Technology*, Available at: https://carbonengineering.com/our-technology/ [Accessed September 2, 2022].

[26]. Beuttler, C., Charles, L. & Wurzbacher, J., 2019. The role of direct air capture in mitigation of anthropogenic greenhouse gas emissions. *Frontiers in Climate*, 1.

[27]. IEA, 2021, Direct Air Capture, Paris, Available at: https://www.iea.org/reports/direct-air-capture

[28]. Global CCS Institute, 2022, *Carbon capture and storage images*, Available at: https://www.globalccsinstitute.com/resources/ccs-image-library/

[29]. Holt, H., 2020, CO2RISKMAN Guidance on CCS CO2 safety and environment major accident hazard risk management - Level2 - Overview. DNV GL.

[30]. West, J.M., 1974. Design and operation of a Supercritical CO2 pipeline-compression system sacroc unit, Scurry County, Texas. *All Days*.

[31]. A. Zeir, *Assessment and Challenges of CO2 Injection into Depleted Reservoirs and Feedbacks to The Conversion of an Existing Offshore Platform,* Tesi di Laurea Magistrale, Politecnico di Torino, a.a. 2021-2022, relatore A. Carpigano

[32]. Onwuchekwa, V. et al., 2019. Injectivity Monitoring & Evolution for water injectors in a deepwater turbidite field. *Day 2 Tue, August 06, 2019*.

[33]. Forbes, S., Verma, P. & Curry, T.E., 2008, *Guidelines for Carbon Dioxide Capture, Transport, and Storage,* Washington, D.C.: World Resources Institute.

[34]. Rego de Vasconcelos, B. & Lavoie, J.-M., 2019. Recent advances in power-to-X technology for the production of fuels and chemicals. *Frontiers in Chemistry*, 7.

[35]. MISE, *Ottimizzazione energetica degli impianti offshore e Database GIS,* Giugno 2017, Available at: https://unmig.mise.gov.it/images/docs/ottimizzazione_energetica_piattaforme.pdf

[36]. WebGIS RSE, *Atlante Eolico Interattivo*, Available at: http://atlanteeolico.rse-web.it/

[37]. Windfinder, *Previsioni eoliche e meteorologiche in tutto il mondo*, Available at: https://it.windfinder.com/windstatistics

[38]. INVG, Ordinanza PCM 3519 del 28 aprile 2006, All. 1b, *Pericolosità sismica di riferimento per il territorio nazionale*, Available at: http://zonesismiche.mi.ingv.it/mappa_ps_apr04/italia.html

[39]. Wahab, M.M. et al., 2020. Condition assessment techniques for aged fixed-type offshore platforms considering decommissioning: A historical review. *Journal of Marine Science and Application*, 19(4), pp.584–614.

[40]. MiSE, *Elenco dei pozzi petroliferi perforati in Italia dal 1895 al 2016*, 17 novembre 2016, Available at: https://unmig.mise.gov.it/images/dati/pozzi-storici.pdf

[41]. Agip petroli SpA, *Relazione di campo - Campo di BARBARA NW* - Aggiornamento al 31/12/2014, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 2015

[42]. Agip petroli SpA, *Relazione di campo - Campo di PORTO CORSINI MARE* - Aggiornamento al 31/12/2016, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 2017

[43]. Cairo, E., Cicilloni, R., *CONCESSIONE RIPALTA STOCCAGGIO: Relazione tecnica relativa alla sperimentazione in sovrapressione e risultati del monitoraggio*, STOGIT, 2011

[44]. Edison Stoccaggio S.p.A., *Istanza di concessione stoccaggio gas naturale, Studio di giacimento "Verdicchio"*, dicembre 2007

[45]. Edison Stoccaggio S.p.A., *Studio di giacimento, Trasformazione a stoccaggio del giacimento di Bagnolo Mella*

[46]. Petroleum Engineering Group, Politecnico di Torino, STOGIT S.p.A., Campo di Bordolano, *Studio dinamico di giacimento* – Livello di stoccaggio Pool B, 2015

[47]. Crumpton, H., 2018. Introduction and well control fundamentals. *Well Control for Completions and Interventions*, pp.1–64.

[48]. Zivar, D., Kumar, S. & Foroozesh, J., 2020. Underground hydrogen storage: A comprehensive review. *International Journal of Hydrogen Energy*.

[49]. Petroleum Engineering Group, Politecnico di Torino, STOGIT S.p.A., Campo di Ripalta, Pool A, *Relazione tecnica in ottemperanza alla Prescrizione A4) di cui al D.M. n.0000089 del 07/04/2017*, 2017

[50]. Lowell, R.P., Kolandaivelu, K. & Rona, P.A., 2014. Hydrothermal activity. *Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences*.

[51]. Vrålstad, T. et al., 2019. Plug & Abandonment of offshore wells: Ensuring long-term well integrity and cost-efficiency. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, pp.478–491.

[52]. Liu, M., Bai, B. & Li, X., 2013. A unified formula for determination of wellhead pressure and bottom-hole pressure. *Energy Procedia*, 37, pp.3291–3298.

[53]. Haaland, S.E., 1983. Simple and explicit formulas for the friction factor in turbulent Pipe Flow. *Journal of Fluids Engineering*, 105(1), pp.89–90.

[54]. Incropera, F.P. & DeWitt, D.P., 2009. Internal flow. In *Introduction to heat transfer*. Hoboken, NJ: Wiley, pp. 490–560.

[55]. Sparrow, E.M., Abraham, J.P. & Tong, J.C.K., 2004. Archival correlations for average heat transfer coefficients for non-circular and circular cylinders and for spheres in cross-flow. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 47(24), pp.5285–5296.

[56]. McAdams, W. H., *Heat Transmission*, Third ed. McGraw-Hill, New York ,1954

[57]. NIST Chemistry WebBook, NIST Standard Reference Database Number 69, Last update to data 2022, DOI: https://doi.org/10.18434/T4D303

[58]. IEA, 2021, *The world has vast capacity to store CO2: Net zero means we'll need it*, IEA, Paris Available at: https://www.iea.org/commentaries/the-world-has-vast-capacity-to-store-co2-net-zero-means-we-ll-need-it

[59]. Eurostat, *Production of electricity and derived heat by type of fuel*, last update 04/2022, Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_PEH__custom_2950811/default/table?lang=en

[60]. MATLAB, 2022. *version 9.12.0 (R2022a)*, Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc.

[61]. Altieri, G., Enciclopedia degli Idrocarburi Treccani, *Stoccaggio di gas naturale in sotterraneo*, Available at: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjfrLLip-n5AhWERPEDHa9EArQQFnoECAUQAQ&url=https%3A%2F%2Fpdf4pro.com%2Fcdn%2F7-4-stoccaggio-di-gas-naturale-in-sotterraneo-7f181.pdf&usg=AOvVaw0IxfzuRYutY-RlzTb_TXdq

[62]. Bianco, R., Enciclopedia degli Idrocarburi Treccani, *Impianti di trattamento del gas prodotto*, Available at: https://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Scienze_applicate/enciclopedia/italiano_vol_1/pag681-706ITA3.pdf

[63]. Menzel Motors, *Modular Squirrel Cage Motors Catalog*, 2016, Available at: https://www.menzel-motors.com

[64]. Solar Turbines Incorporated, *Production Gas Compressor*, 2022, Available at: https://www.solarturbines.com

[65]. Comitato Italiano *Gas, Ricognizione tecnica e normativa in materia di ispezionabilità delle reti di trasporto di gas naturale*, 2015, Available at: https://www.arera.it/allegati/docs/18/420-18all.pdf

[66]. MiSE di concerto con il MATTM e il MiBACT, Decreto del 15 febbraio 2019, *"Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse*", Available at https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/informazioni/notizie-e-faq/234-normativa-di-settore/fonti-secondarie/2036038-decreto-ministeriale-15-febbraio-2019

[67]. ENI Italia, *Ravenna: attività Upstream e stoccaggio CO_2*, Available at: https://www.eni.com/it-IT/attivita/italia-ravenna-attivita-upstream.html

[68]. ISPRA, *Fattori di emissione atmosferica di CO_2 e altri gas a effetto serra nel settore elettrico,* Available at: https://www.isprambiente.gov.it/files2017/pubblicazioni/rapporto/R_257_17.pdf

Ringraziamenti

Ringrazio prima di tutto il mio relatore, Professor Andrea Carpignano, per i consigli e per il supporto alla stesura di questa tesi.

Ringrazio poi i miei correlatori, la Professoressa Raffaella Gerboni, la Dottoressa Anna Chiara Uggenti e l'Ingegner Luca Portè per l'impegno e la costanza con i quali mi hanno sostenuto e guidato attraverso le difficoltà.

Ringrazio anche, Andrea Tortora e Amedeo Aliberti per il loro indispensabile aiuto e per avermi insegnato a guardare le cose da una prospettiva nuova. Ringrazio la società RAMS&E per avermi accolto, motivato e dato la possibilità di svolgere questa esperienza.

Ringrazio infine, l'Ingegner Renato Pertuso, il Dottor Renato Mansi e lo studio di ingegneria Tèkne, che mi hanno accompagnato durante la mia prima esperienza di tirocinio con grande disponibilità e professionalità.