



Ricerca di Sistema elettrico

Modellazione preliminare di sistemi di pompaggio della CO₂ nelle configurazioni “Power Plant” e “Stand Alone”

Giuseppe Messina

MODELLAZIONE PRELIMINARE DI SISTEMI DI POMPAGGIO DELLA CO₂ NELLE CONFIGURAZIONI “POWER PLANT” E “STAND ALONE”

Giuseppe Messina (ENEA)

Settembre 2016

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2015

Area: B. Generazione di energia elettrica a basse emissioni di carbonio

Progetto: B.2 Cattura e sequestro della CO₂ prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili

Obiettivo: a. Tecnologie per la cattura della CO₂ in pre combustione

Responsabile del Progetto: Dott.ssa Franca Rita Picchia, ENEA

Indice

| | |
|---|----|
| SOMMARIO..... | 4 |
| 1 INTRODUZIONE..... | 5 |
| 2 INTEGRAZIONE DELLA SEZIONE DI COMPRESSIONE DELLA CO ₂ CATTURATA IN UN IMPIANTO DI CONVERSIONE A S-CO ₂ | 6 |
| 3 DIMENSIONAMENTO DI UNA STAZIONE DI POMPAGGIO PER LA RICOMPRESSIONE O L'INIEZIONE IN GIACIMENTO DELLA CO ₂ ALLO STATO SUPERCRITICO..... | 8 |
| 4 CONCLUSIONI..... | 11 |
| 5 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI..... | 12 |

Sommario

Il presente Rapporto descrive le attività svolte nell'ambito del progetto di Ricerca di Sistema, Piano Annuale di Realizzazione 2015, in particolare per quanto riguarda l'Area "Generazione di Energia Elettrica con Basse Emissioni di Carbonio" del Progetto "Cattura e sequestro della CO₂ prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili". Il tema sviluppato riguarda i "Cicli turbogas a CO₂" ed in particolare afferisce all'obiettivo c2: Tecnologie avanzate per la compressione e trasporto della CO₂ allo stato supercritico, PARTE A del Progetto.

Nella presente annualità è stato affrontato uno studio per la valutazione della performance termodinamica di due possibili configurazioni, denominate rispettivamente SCO2A e SCO2B, per sistemi di pompaggio della CO₂ catturata fino allo stato supercritico (S-CO₂). Con la configurazione SCO2A, applicata ad un impianto di conversione a S-CO₂ alimentato mediante ossi-combustione di carbone, si è indagato sulla ricerca di una soluzione in grado di integrare il sistema di compressione della CO₂ catturata con l'isola di potenza. L'integrazione è stata eseguita suddividendo la pompa di alta pressione in due sezioni collegate in serie. La sezione di bassa pressione è stata connessa con il treno di compressione sub-critico, in modo da completare la compressione della CO₂ catturata sino alla pressione di trasporto in pipeline. La sezione di bassa, pertanto, elabora sia il fluido di lavoro dell'impianto di potenza sia la CO₂ proveniente dalla cattura. La soluzione adottata consente di mitigare i costi operativi (OPEX) e di capitale (CAPEX) dell'impianto di conversione equipaggiato con CCS. La riduzione in termini di OPEX è attribuibile alla maggiore efficienza della pompa a S-CO₂ che, elaborando una portata molto maggiore della sola CO₂ catturata, può beneficiare dell'effetto scala ed esibire un'efficienza superiore.

Con riferimento al CAPEX, anche in questo caso si ha una riduzione dei costi sia per il già citato effetto scala, sia per l'evitato l'acquisto di una pompa a S-CO₂ dedicata alla cattura.

Con riferimento alla configurazione SCO2B, si è ipotizzata una sezione di compressione finalizzata al pompaggio di spinta per la ricompressione della linea di trasporto o all'iniezione della CO₂ per lo storage e/o l'EOR (Enhanced Oil Recovery). Il sistema di compressione è stato dimensionato ipotizzando una pressione massima di riferimento pari a 186 bar e una pressione minima di sicurezza della pipeline pari a 90 bar. La pressione massima è compatibile sia con la pressione di iniezione per lo stoccaggio, sia per l'utilizzo in ambito EOR, benché tali pressioni siano in generale specifiche del sito. La pressione minima può di norma essere più bassa quando è presente il treno di compressione sub-critico. Generalmente i compressori dedicati alla ricompressione delle pipeline a gas naturale sono accoppiati meccanicamente ad una turbina a gas a ciclo semplice assorbendo completamente la potenza meccanica generata. Nella configurazione SCO2B l'accoppiamento meccanico è mantenuto, ma con una significativa riduzione in termini di potenza installata, ottenuta mediante il recupero del calore di scarto della turbina a gas.

1 Introduzione

Negli ultimi anni è cresciuto notevolmente l'interesse della comunità scientifica e dell'industria verso lo sviluppo dei cicli di potenza a CO₂ supercritica (S-CO₂). Sarebbe più corretto parlare di "riscoperta", in quanto i primi studi che hanno riguardato questa tipologia di fluido di lavoro risalgono agli anni '60 del secolo scorso. In parte, le motivazioni che giustificano l'interesse rimangono le medesime, ovvero, l'applicazione quale sezione di potenza agli impianti nucleari in sostituzione dei cicli a vapore. Rispetto a questi ultimi, i cicli di potenza a S-CO₂ possono offrire diversi vantaggi tra i quali, non ultimo, layout impiantistici più semplici e compatti, in grado di esporre elevatissima densità di potenza ed efficienza termodinamica confrontabile e, in certi, casi superiore. La crescente tendenza verso un uso più sostenibile dei combustibili fossili per la generazione di potenza, ha aperto nuovi orizzonti applicativi per i cicli a S-CO₂, che hanno le potenzialità per rappresentare una risposta efficace ad alcuni temi di grande attualità: la flessibilità operativa dei sistemi di generazione da fonte fossile e la riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti. Entrambe le questioni sono intrinsecamente connesse con la generazione da fonte rinnovabile non programmabile che, a causa della intrinseca aleatorietà, necessita di impianti di potenza programmabili e altamente flessibili, in grado di contenere le emissioni di CO₂. L'estrema compattezza dei cicli a S-CO₂ può rappresentare una soluzione mirata alla ricerca di flessibilità operativa ben accoppiata sia con l'efficienza termodinamica, sia con l'applicazione delle tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS). Con riferimento a queste ultime, l'utilizzo della CO₂ come fluido di lavoro del ciclo di potenza, rappresenta un indubbio vantaggio in termini di integrazione della sezione di compressione della CO₂ catturata, ottenibile asservendo alcune sezioni dell'impianto di potenza alla compressione della CO₂ stessa e, di conseguenza, trarre vantaggio dall'effetto scala in termini di efficienza, costi operativi (OPEX) e di capitale (CAPEX). La tecnologia dei cicli di potenza a S-CO₂, se sviluppata su larga scala, può avere significative ricadute anche sul trasporto della CO₂ via pipeline finalizzato al sequestro geologico e/o al cosiddetto EOR (Enhanced Oil Recovery), ovvero il recupero degli idrocarburi ancora presenti in grande quantità nei giacimenti già sfruttati con tecniche di estrazione convenzionali. Con riferimento all'EOR, questa tecnica è a tutt'oggi la principale motivazione dell'esistenza della rete di distribuzione della CO₂ ad alta pressione presente negli Stati Uniti e, in minima parte, nel resto del mondo. Sia nel caso dello storage che dell'EOR, i sistemi di pompaggio di ricompressione e iniezione sono di fondamentale importanza per il raggiungimento dell'obiettivo tecnico della linea di trasporto della CO₂ e concorrono a generare la gran parte dei costi operativi.

Nella presente annualità è stato affrontato uno studio per la valutazione della performance termodinamica di due possibili configurazioni, denominate rispettivamente SCO2A e SCO2B, per sistemi di pompaggio della CO₂ catturata fino allo stato supercritico. Con la configurazione SCO2A, applicata ad un impianto di conversione a S-CO₂ alimentato mediante ossi-combustione di carbone, si è indagato sulla ricerca di una soluzione in grado di integrare il sistema di compressione della CO₂ catturata con l'isola di potenza. L'integrazione è stata eseguita suddividendo la pompa di alta pressione in due sezioni collegate in serie. La sezione di bassa pressione è stata connessa con il treno di compressione sub-critico, in modo da completare la compressione della CO₂ catturata sino alla pressione di trasporto in pipeline. La sezione di bassa, pertanto, elabora sia il fluido di lavoro dell'impianto di potenza sia la CO₂ proveniente dalla cattura. La soluzione adottata consente di mitigare i costi operativi e di capitale dell'impianto di conversione equipaggiato con CCS. La riduzione in termini di OPEX è attribuibile alla maggiore efficienza della pompa a S-CO₂ che, elaborando una portata molto maggiore della sola CO₂ catturata, può beneficiare dell'effetto scala ed esibire un'efficienza superiore. Con riferimento al CAPEX, anche in questo caso si ha una riduzione dei costi sia per il già citato effetto scala, sia per l'evitato acquisto di una pompa a S-CO₂ dedicata alla cattura. Con riferimento alla configurazione SCO2B, si è ipotizzata una sezione di compressione finalizzata al pompaggio di spinta per la ricompressione della linea di trasporto o all'iniezione della CO₂ per lo storage e/o l'EOR (Enhanced Oil Recovery). Il sistema di compressione è stato dimensionato ipotizzando una pressione massima di riferimento pari a 186 bar e una pressione minima di sicurezza della pipeline pari a 90 bar. La pressione massima è compatibile sia con la pressione di iniezione per lo stoccaggio, sia per l'utilizzo in ambito EOR, benché tali pressioni siano in generale specifiche del sito. La pressione minima può di norma esser più bassa quando è presente il treno di compressione sub-critico. Generalmente i compressori

dedicati alla ricompressione delle pipeline a gas naturale sono accoppiati meccanicamente ad una turbina a gas a ciclo semplice assorbendo completamente la potenza meccanica generata. Nella configurazione SCO2B l'accoppiamento meccanico è mantenuto, ma con una significativa riduzione in termini di potenza installata, ottenuta mediante il recupero del calore di scarto della turbina a gas.

2 Integrazione della sezione di compressione della CO₂ catturata in un impianto di conversione a S-CO₂

Lo scopo dello studio descritto in questa sezione consiste nella ricerca di possibili soluzioni volte all'integrazione della sezione di compressione della CO₂ di un impianto di potenza equipaggiato con CCS. L'integrazione ha sostanzialmente due scopi: aumentare la flessibilità operativa dell'impianto e migliorare le performance termodinamica ed economica. Nel caso in questione si è scelto come impianto di conversione di riferimento un ciclo di potenza a S-CO₂ alimentato mediante ossi-combustione pressurizzata di carbone [1]. Il cuore tecnologico del sistema, costituito da un ossi-combustore "flameless" in pressione, in grado di estrarre energia termica da carbone, con contemporanea separazione delle ceneri mediante estrazione delle stesse allo stato fuso, brevettato da ITEA S.p.A. con il marchio ISOTHERM PWR®. La conversione avviene mediante combustione di carbone in un'atmosfera formata principalmente da ossigeno, anidride carbonica e acqua. Il carbone viene prima miscelato con acqua in modo da formare uno slurry composto dal 35% di acqua e dal 65% di carbone su base massica. La miscela così formata viene pompata fino alla pressione di 10 bar ed atomizzata tramite un getto di CO₂ a 40 bar e 153 °C. La CO₂ di atomizzazione viene iniettata nella proporzione di un decimo rispetto alla portata in massa di carbone.

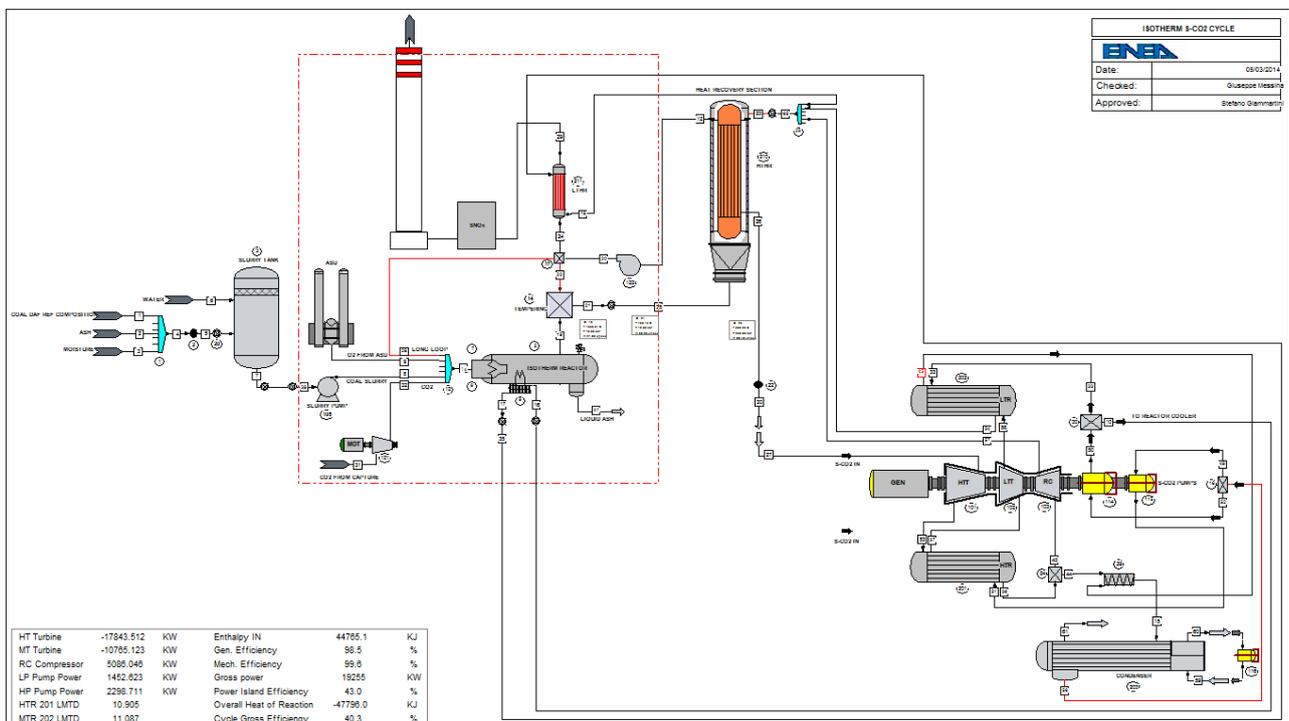


Figura 1. Layout impiantistico proposto in [1], con l'isola di potenza a S-CO₂ (in basso a destra) accoppiata con il loop ISOTHERM PWR® (al centro).

Il reattore ISOTHERM PWR® è progettato per funzionare alla pressione di 10 bar con temperature comprese tra 1400 e 1600 °C. Il fluido di lavoro del ciclo di potenza, (S-CO₂), entra nella sezione di ingresso lato freddo del recuperatore ad alta temperatura (HTTR) a 229 °C e 263 bar ed esce a 600 °C e 250 bar. Le perdite di pressione del HTTR sono state fissate al 5% della pressione in ingresso in entrambi i lati dello

scambiatore, pertanto la pressione del fluido in uscita dal lato caldo è pari a 9.5 bar. La pressione operativa del loop a 10 bar viene ristabilita mediante l'utilizzo di una soffiante.

Il ciclo di potenza è basato sulla configurazione Brayton – Joule a ricompressione, proposta da Angelino alla fine degli anni '60 del secolo scorso. La potenza elettrica dell'impianto è pari a 19.255 MW, con un'efficienza dell'isola di potenza pari al 43% e emissioni di CO₂ pari a 4.82 Kg/s alla potenza nominale. Assumendo un'efficienza di cattura del 90%, la portata di CO₂ da comprimere risulta pari a 4.34 Kg/s. Alla configurazione proposta in [1] è stata inserita la sezione di compressione per la pressurizzazione della CO₂ catturata (Figura 2). L'isola di compressione della CO₂ è stata suddivisa in due sezioni, la prima delle quali costituita da un treno di compressione sub-critico con intercooling dimensionato per comprimere il fluido alla pressione di introduzione nel condensatore. La CO₂ proveniente dal recuperatore a bassa temperatura, una volta separata dall'acqua per condensazione viene avviata all'aspirazione del treno di compressione sub-critico ad una pressione prossima ai 10 bar. Il fluido subisce una prima compressione fino a 23.75 bar e viene avviato all'intercooler che ne abbatte la temperatura da 128 °C a 40 °C. All'uscita dall'intercooler il fluido viene avviato all'aspirazione del secondo compressore che lo comprime fino a 58.2 bar, pressione leggermente superiore a quella di introduzione nel condensatore a CO₂ dell'isola di potenza. Entrambi i compressori hanno un rapporto di compressione pari a 2.5:1 e un'efficienza politropica dell'80%. Dopo la seconda compressione il fluido viene avviato ad un ulteriore gas-cooler, che ne abbatte la temperatura da 132 °C a 64 °C, coincidente con la temperatura di ingresso al condensatore del fluido di lavoro del ciclo di potenza. Nelle condizioni di pressione e temperatura sopra specificate, la CO₂ viene avviata al condensatore a CO₂ dell'isola di potenza dove viene ulteriormente raffreddata fino a 18 °C, ovvero alle condizioni di minima temperatura del ciclo. Il passaggio nel condensatore rappresenta il primo livello di integrazione tra l'isola di compressione della CO₂ catturata e l'isola di potenza.

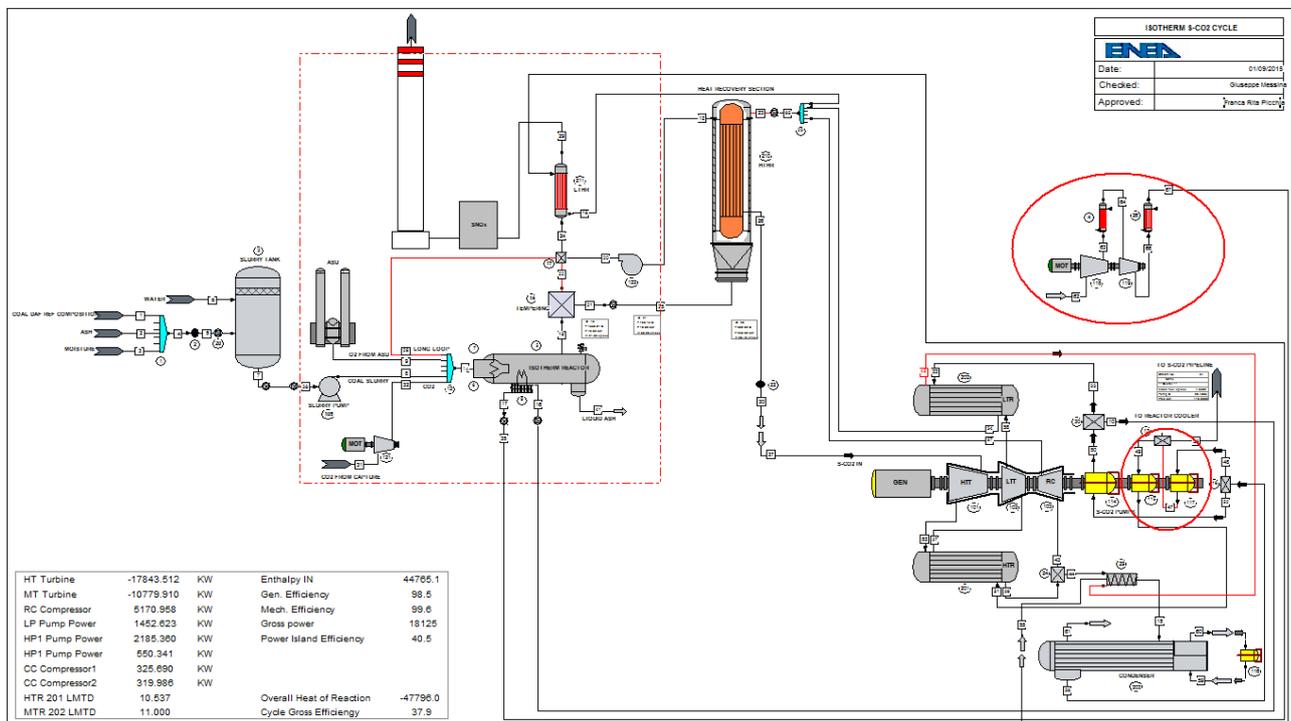


Figura 2. Il layout impiantistico proposto in [1] modificato con l'inserimento della sezione di compressione della CO₂ catturata (aree cerchiata in rosso).

La CO₂ catturata si trova a questo punto completamente dispersa nel fluido di lavoro e viene avviata alla pompa di alta pressione. Rispetto alla configurazione di ciclo esposta in [1], la pompa di alta pressione è stata, nel caso in questione, suddivisa in due sezioni operanti in serie, denominate HPPL e HPPH. La sezione HPPL, comprime il fluido di lavoro fino alla pressione di 110 bar, assunta pari alla pressione di esercizio della linea di trasporto.

Tale pressione può assumere valori sensibilmente più alti, in tale situazione la pressione di mandata della HPPL deve essere scelta di conseguenza. Alla mandata della HPPL avviene la separazione tra il flusso da avviare alla pipeline e il fluido di lavoro da avviare alla successiva compressione. L'utilizzo della HPPL per la compressione allo stato supercritico della CO₂ catturata rappresenta il secondo livello di integrazione tra l'isola di compressione e l'isola di potenza. La performance termodinamica dell'isola di potenza a S-CO₂ risulta sensibilmente influenzata dall'introduzione dell'isola di compressione, con una riduzione in termini di efficienza termodinamica quantificabile nel 2.5%, passando dal 43% al 40.5%. Tuttavia il costo in termini di efficienza sarebbe sicuramente maggiore se l'isola di compressione non fosse stata integrata. A supporto di quanto appena affermato, si può notare che la portata massica di CO₂ catturata da comprimere è due ordini di grandezza inferiore rispetto alla portata elaborata dal condensatore, nello specifico, 4.3 Kg/s la prima e 113.54 Kg/s la seconda, mentre risulta di un ordine di grandezza inferiore rispetto alla portata elaborata dalla pompa HPPL, che è pari a 67.6 kg/s. Ciò implica un evidente vantaggio in termini di efficienza, di costi operativi (OPEX) e di capitale (CAPEX) attribuibile alla maggiore scala dei dispositivi utilizzati per il raffreddamento e la compressione della CO₂ catturata. La riduzione in termini di OPEX è attribuibile alla maggiore efficienza della pompa a S-CO₂ che, elaborando una portata molto maggiore della sola CO₂ catturata, può beneficiare dell'effetto scala ed esibire un'efficienza superiore. Con riferimento al CAPEX, anche in questo caso si ha una riduzione dei costi sia per il già citato effetto scala, sia per l'evitato l'acquisto di una pompa a S-CO₂ dedicata alla cattura.

3 Dimensionamento di una stazione di pompaggio per la ricompressione o l'iniezione in giacimento della CO₂ allo stato supercritico

Le tecnologia di cattura e sequestro della CO₂ (CCS) è ad oggi considerata una delle più promettenti soluzioni per la mitigazione delle emissioni climalteranti connesse con la generazione di potenza da fonte fossile e con la produzione industriale "carbon intensive". L'applicazione delle CCS può essere scomposta nell'implementazione di tre stadi significativi della tecnologia: la cattura, il trasporto e lo stoccaggio. Solitamente si tende ad integrare il processo di cattura con il processo di produzione, mentre il trasporto e lo stoccaggio sono entrambi definibili come processi extra impianto e possono svilupparsi a notevole distanza dal sito di produzione. La CO₂ può essere trasportata in forma liquida, gassosa e, più raramente, in fase solida. Il trasporto in pipeline rappresenta attualmente la forma largamente dominante. L'applicazione più importante di trasporto su larga scala è rappresentata dal settore Oil & Gas, dove viene largamente utilizzata per l'applicazione di tecniche di recupero degli idrocarburi dai giacimenti già sfruttati con le tecniche di estrazione convenzionali. Tali tecniche vengono denominate "Enhanced Oil Recovery" (EOR) e prevedono l'utilizzo di diversi fluidi in pressione, tra cui, la CO₂ allo stato supercritico. Significativamente, l'EOR è classificabile come processo industriale che prevede il riutilizzo della CO₂ catturata e, potenzialmente, come tecnica di stoccaggio definitivo. Le tecniche di trasporto della CO₂ allo stato liquido e/o supercritico¹ possono considerarsi mature, risalendo alla prima metà degli anni '70. Attualmente a livello mondiale la rete di distribuzione della CO₂ via pipeline ha un'estensione quantificabile in 3100 Km, di cui 2500 si sviluppano negli Stati Uniti. Le pressioni di esercizio sono di norma sensibilmente superiori alla pressione critica, così come la pressione minima di sicurezza che di norma non è inferiore a 90 bar per evitare il passaggio alla fase gassosa della CO₂ trasportata e, conseguentemente, il bloccaggio della linea di trasmissione. Le distanze di trasporto possono essere notevoli, dell'ordine delle centinaia di Km, pertanto, in funzione del diametro della linea, sono necessarie periodiche stazioni di ricompressione per compensare le perdite di carico e ripristinare la pressione operativa. Parimenti, in funzione della pressione di iniezione nel giacimento, vengono utilizzate stazioni simili per la pressurizzazione del fluido nei pressi del pozzo di iniezione.

¹ A pressioni superiori a quella critica, 73.8 bar, tipiche delle linee di trasporto a distanza della CO₂, l'instaurarsi della fase liquida o supercritica dipende dalla temperatura di esercizio del fluido trasportato. Il discriminante è rappresentato dalla temperatura critica, pari a 31.1 °C.

| Pipeline | Location | Operator | Capacity (Mt/yr) | Length (km) | Diameter (mm) | Pressure (bar) | CO ₂ source | Year |
|----------------------|------------|-------------------------------|------------------|-------------|------------------|----------------|-------------------------|------|
| Cortez | USA | Kinder Morgan | 19.3 | 803 | 762 (30") | 186 | McElmo Dome | 1984 |
| Sheep Mountain | USA | BP AMOCO | n/a | 296 | 508(20") | n/a | Sheep Mountain | 1983 |
| Sheep Mountain North | USA | BP AMOCO | n/a | 360 | 610 (24") | 132 | Sheep Mountain | 1983 |
| Bravo | USA | Kinder Morgan | 7.3 | 350 | 508 (20") | 165 | Bravo Dome | 1984 |
| Central Basin | USA | Kinder Morgan | 20 | 278 | 400-650 (16-26") | 170 | Denver City hub | 1985 |
| Bati Raman | Turkey | Turkish Petroleum | 1.1 | 90 | n/a | 170 | Dodan field | 1983 |
| Canyon Reef Carriers | USA | Kinder Morgan | 4.4 | 352 | 400 (16") | 140 | Gasification plant | 1972 |
| Val Verde | USA | Petro Source | 2.5 | 130 | 250 (10") | n/a | Gas plant | 1998 |
| Bairoil | USA | n/a | 8.3 | 180 | n/a | n/a | Gas manufacturing plant | 1986 |
| Weyburn | USA&Canada | North Dakota Gasification Co. | 5 | 328 | 305-356 (12-14") | 152 | Gasification plant | 2000 |

Figura 3. Alcune delle più importanti installazioni per il trasporto della CO₂ via pipeline. Nella maggior parte dei casi si tratta di applicazioni EOR [2].

In funzione della portata massica trasportata, i compressori delle stazioni di ricompressione e/o iniezione sono di norma azionati mediante motore elettrico o connessi direttamente all'albero di un turbogas a ciclo semplice. Dalla figura 3 si evince la variabilità in termini di diametro, lunghezza e portata massica di fluido trasportato. Nello studio qui proposto, si è ipotizzata una stazione di spinta per il gasdotto Cortez (Figura 3, prima riga) con l'intento di aumentare l'efficienza della stazione di pompaggio e, di conseguenza, ridurre i costi operativi e di capitale. La portata del gasdotto Cortez è pari a 19.3 milioni di tonnellate per anno, corrispondenti a 612 Kg/s se si ipotizza un utilizzo continuativo dell'infrastruttura. La pressione operativa è pari a 186 bar, mentre si ipotizza una pressione minima di sicurezza pari a 90 bar, corrispondente alla pressione di aspirazione del compressore, con una temperatura di esercizio della linea pari a 35 °C. L'efficienza adiabatica del compressore è stata posta pari al 78%. Nelle condizioni sopra specificate, la potenza necessaria alla pressurizzazione della CO₂ è stata calcolata con l'ausilio del codice ChemCAD e risulta pari a 13.515 MW. Nella configurazione proposta, alla potenza meccanica proveniente dal turbogas a ciclo semplice è stata affiancata un turbina a S-CO₂ che alimentata con una parte della portata elaborata dal compressore di linea, la quale viene scambia calore con i gas di scarico provenienti dalla turbina a gas. E' stato quindi preliminarmente scelta la turbina a gas adatta a soddisfare i requisiti di potenza del compressore, individuata nel modello MARS 100 prodotto dalla Solar Turbines. La macchina in questione ha una potenza nominale di 11.860 MW, con un'efficienza pari al 34.4% e una portata di esausti allo scarico pari a 42.6 Kg/s alla temperatura di 485 °C. Sulla base della performance della MARS 100 è stata dimensionata la turbina a S-CO₂ con l'obiettivo di massimizzare il recupero termico dai gas di scarico del turbogas. La portata massica elaborata dalla turbina a S-CO₂ è risultata pari a 38.2 Kg/s e, ipotizzando un'efficienza adiabatica pari al 85%, consente di ottenere una potenza meccanica lorda pari a 3.239 MW.

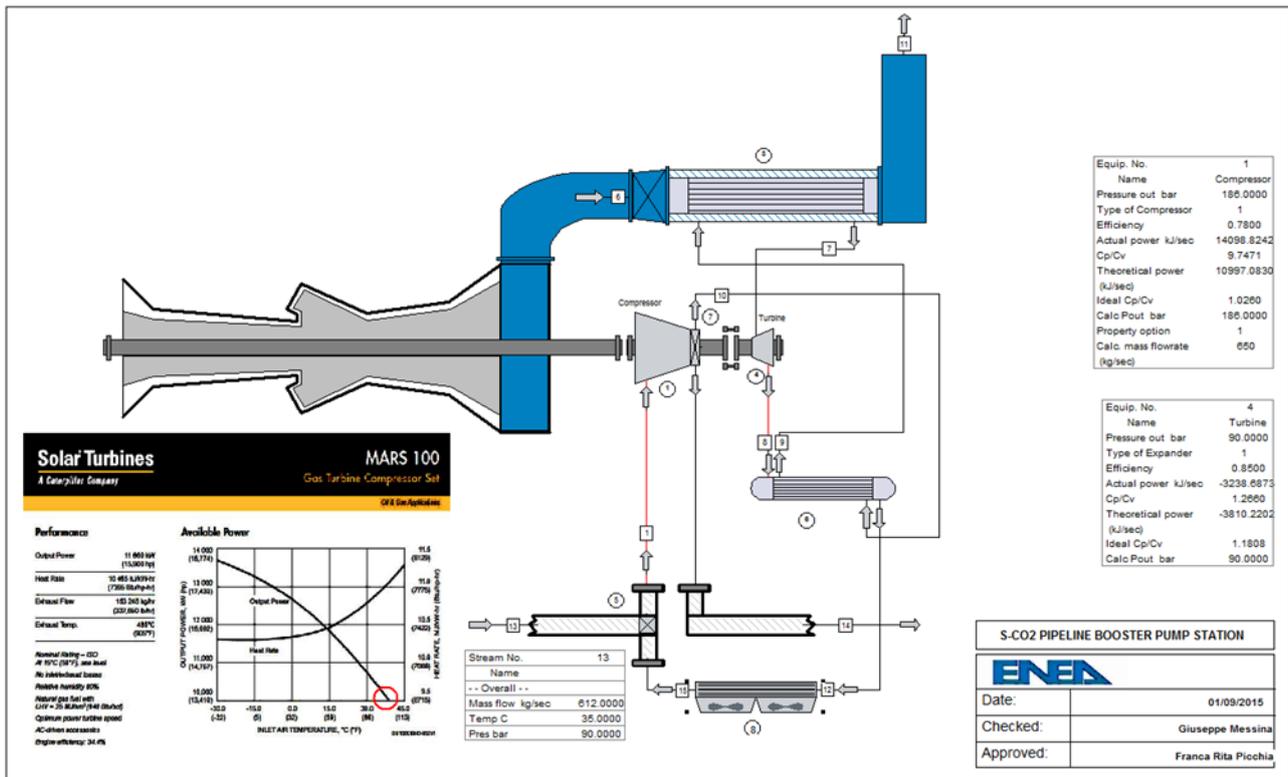


Figura 4. Layout della stazione di pompaggio per la ricompressione o l'iniezione di CO₂ in giacimento.

Il layout relativo alla sezione di potenza a recupero è stato impostato in modo da privilegiare la configurazione di ciclo più semplice e di minor impatto economico, a svantaggio dell'efficienza ottenibile con configurazioni di ciclo più complesse. Ciò nonostante, il risparmio ottenibile in termini di potenza spesa per la compressione è dell'ordine del 20%, valore senz'altro significativo per l'applicazione proposta.

4 Conclusioni

In questa annualità sono stati affrontati in via preliminare due studi volti all'efficientamento di sistemi di compressione della CO₂ allo stato supercritico. In entrambi i casi trattati sono state individuate delle soluzioni potenzialmente in grado di ridurre sensibilmente la potenza necessaria alla compressione, con ricadute positive sui costi operativi e di capitale.

5 Riferimenti bibliografici

- [1] Messina G., Giacomazzi E. “Modellazione di un Ciclo di Potenza a CO₂ Supercritica da 48 MWt alimentato dal Loop ISOTHERM PWR®” Report RdS/PAR2013/298, AdP MiSE-ENEA, Ricerca di Sistema Elettrico, 2013
- [2] Serpa J., Morbee J., Tzimas E., “Technical and Economic Characteristics of a CO₂ Transmission Pipeline Infrastructure”, JRC-IE, 2011.