

# **Analisi tecnico-economica di impianti per la cattura e lo stoccaggio di anidride carbonica con stoccaggio di energia termica**

Marco Carati, Marco Pellegrini, Cesare Saccani

DIEM, Facoltà di Ingegneria, Università di Bologna

## **Abstract**

L'articolo riporta i risultati di uno studio per valutare tecnicamente ed economicamente l'integrazione tra un impianto supercritico a carbone, modellato sulla base del caso di studio prodotto dai report dell'IEA (Agenzia Internazionale Energia) [1], con un impianto per lo stoccaggio di energia termica.

Dopo un'analisi approfondita è stato scelto il sistema di stoccaggio ad oli diatermici.

L'abbinamento di un sistema di stoccaggio di energia termica all'impianto CCS (Carbon Capture & Storage) permette di riportare la flessibilità, ossia la velocità di variazione nella produzione di energia elettrica, a livello degli impianti di generazione senza la sezione di cattura dell'anidride carbonica [2, 3].

Inoltre a seguito del calcolo del VAN (Valore Attuale Netto) seguendo i criteri di valutazione indicati dall'IEA [4], si evidenzia come per alcuni scenari del prezzo di vendita dell'energia elettrica e del carbone l'investimento risulti conveniente.

## Introduzione

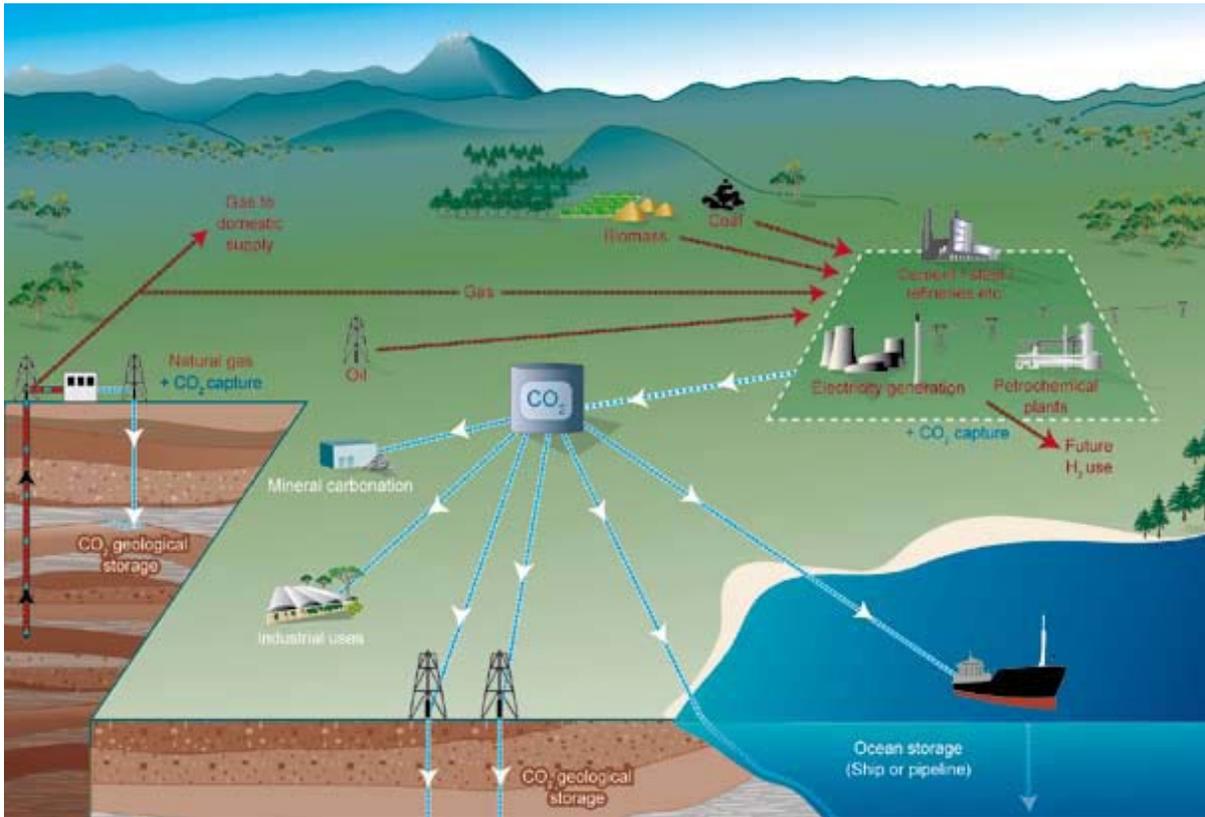


Figura 1: Schema dei possibili sistemi CCS con le opzioni di trasporto e stoccaggio dell'anidride carbonica (Cortesia di CO<sub>2</sub>CRC) [5]

La cattura e lo stoccaggio di anidride carbonica, nota come Carbon Capture & Storage (CCS), è un processo consistente nella separazione della CO<sub>2</sub> prodotta da impianti energetici e industriali, trasporto e stoccaggio in un luogo ove è possibile confinarla per lungo tempo. La stoccaggio può essere fatto in giacimenti di petrolio e gas naturale per aumentare il rendimento di estrazione (Enhanced Oil Recovery, Enhanced Gas Recovery), in giacimenti esausti, in salini acquiferi profondi [6].

Secondo i World Energy Outlook [7] prodotti dall'IEA, l'aumento delle emissioni dei gas ad effetto serra previsto nello scenario di riferimento (vedi linea rossa figura 2) porterà ad un raddoppio della concentrazione di questi gas nell'atmosfera entro la fine del secolo, provocando un aumento della temperatura media sul nostro pianeta fino a 6°C.

Tre quarti dell'aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario di riferimento provengono da paesi come Cina, India e da Paesi del Medio Oriente, nonostante le emissioni procapite dei paesi OCSE siano maggiori di quelle dei paesi non OCSE. Lo Scenario Politico 450 (linea verde figura 2) prevede la stabilizzazione nel lungo periodo della concentrazione dei gas ad effetto serra a 450 parti per milione in termini equivalenti di CO<sub>2</sub>. Ciò corrisponde ad una crescita della temperatura globale

di circa 2 °C. Stando alle stime IEA la CCS potrà dare un contributo pari al 20% di tale risultato [7].

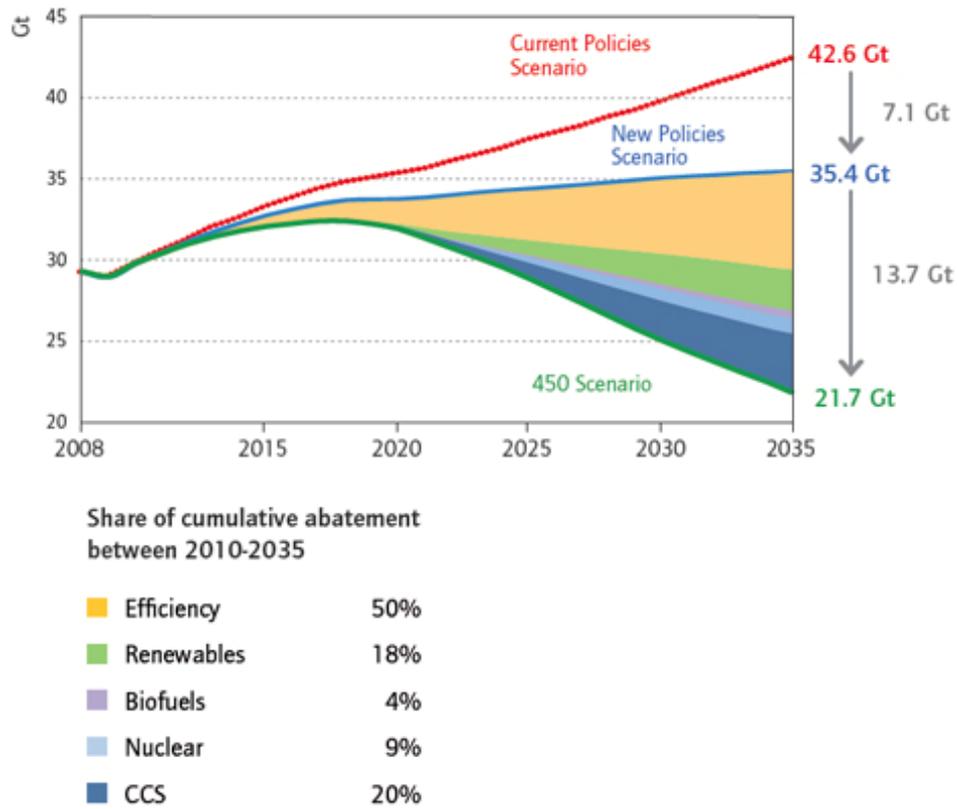


Figura 2: World Energy Outlook 2010 (Fonte IEA). [7]

Esistono diverse tecnologie per la CCS, riassunte in figura 3.

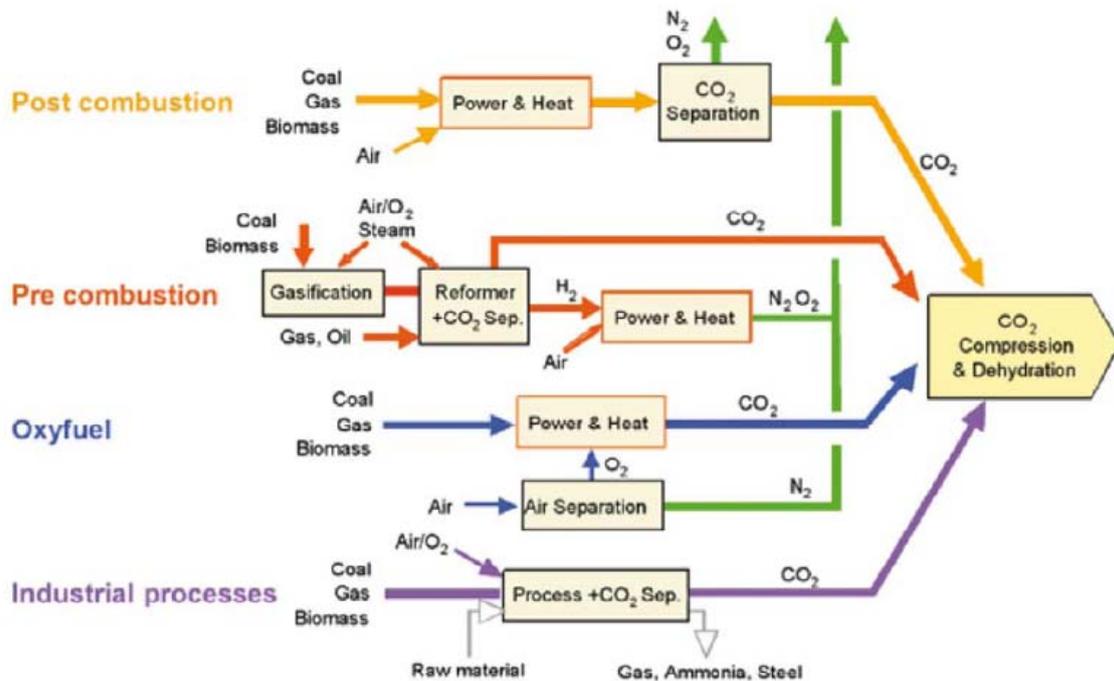


Figura 3: Tecnologie per la cattura CCS [8]

L'articolo intende approfondire la tecnologia di cattura post-combustione, l'unica al momento utilizzata su scala industriale. Lo schema impiantistico di massima è riportato in figura 4.

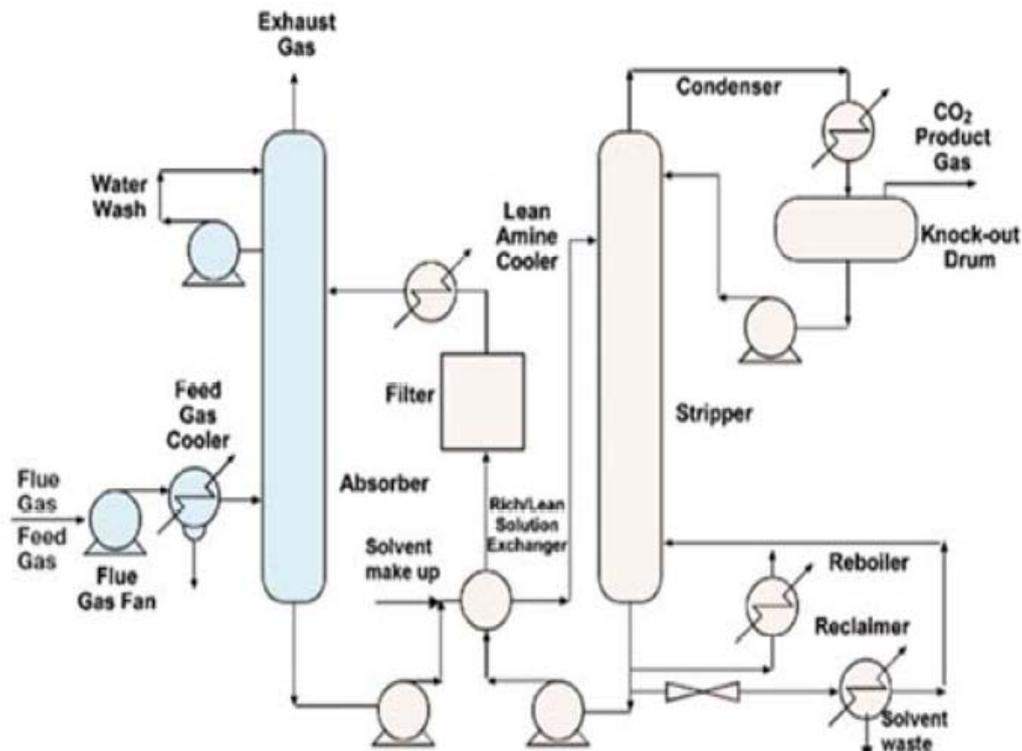


Figura 4: Separazione CO<sub>2</sub> dai gas di scarico [6]

Lo stoccaggio di anidride carbonica risulta al momento economicamente sostenibile solo se abbinato al riempimento di giacimenti di petrolio e gas naturale per aumentarne il rendimento di estrazione. In tabella 1 è riportato un confronto tra 3 tipologie di impianti per la produzione di energia, per quanto riguarda l'efficienza, l'emissioni di anidride carbonica e il consumo.

Tabella 1. Confronto economico tra tre diverse tipologie di impianti per la produzione di energia elettrica, di cui uno con sistema CCS.

Tipologia di impianto	Supercritico a carbone con CCS	Ciclo combinato a gas naturale	Ciclo combinato a CH <sub>4</sub> con cogenerazione
Efficienza	34,8%	54%	88%
Emissioni di CO <sub>2</sub> [g/kWh]	61,486	170,941	104,895
Consumo di combustibile [MW]	1.006	648,15	397,73

Inoltre in figura 5 si può vedere come paradossalmente per emettere in atmosfera meno CO<sub>2</sub> sia necessario produrre più CO<sub>2</sub>.

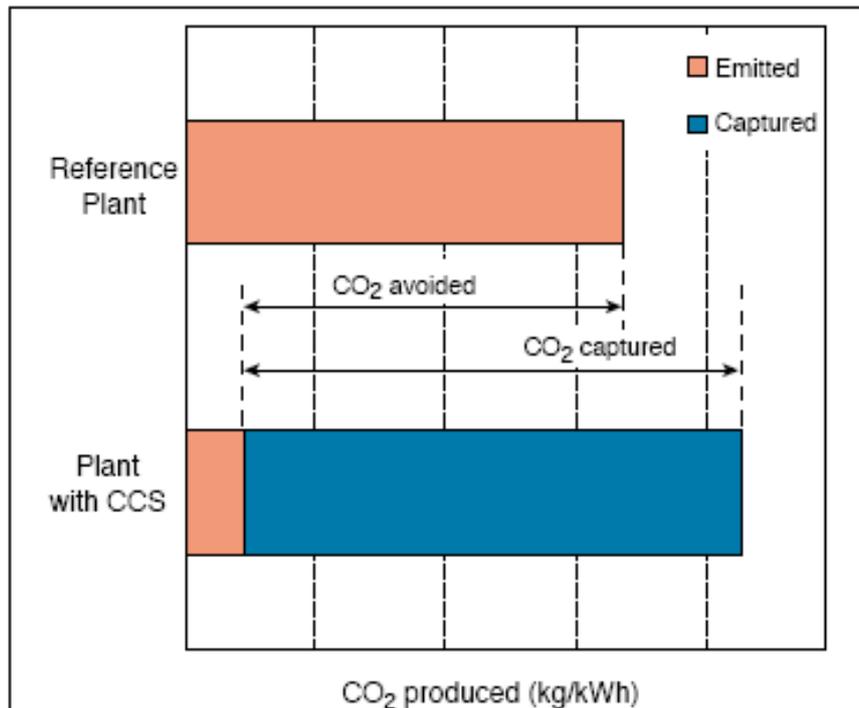


Figura 5: Analisi qualitativa della CO<sub>2</sub> prodotta e CO<sub>2</sub> emessa [6]

Appare allora evidente che, in assenza di limiti molto stringenti, per limitare le emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera e quindi frenare il surriscaldamento globale sia più appropriato lavorare sull'efficienza e sul risparmi energetico piuttosto che sulla tecnologia CCS.

### **Schema d'impianto CCS post-combustione**

La figura 6 riporta il PFD (Process Flow Diagram) dell'impianto supercritico a carbone con sistema CCS post-combustione citato nei report IEA, mentre in tabella 2 sono riportati i dati dell'impianto stesso, confrontati con un analogo impianto sprovvisto di sistema CCS.

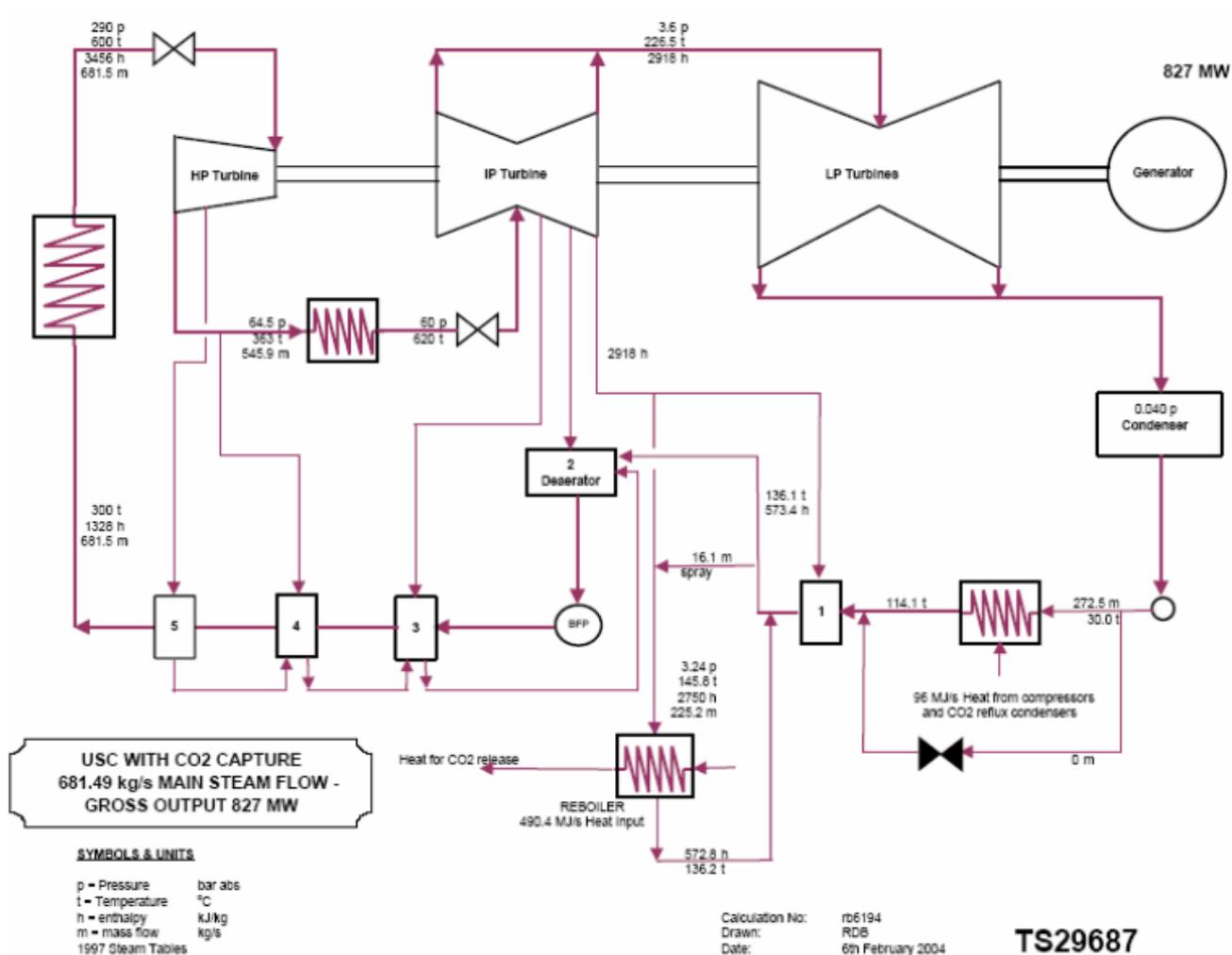


Figura 6: PFD di impianto supercritico a carbone con CCS post-combustione. [1]

Tabella 2. Dati relativi a PFD di impianto supercritico a carbone con CCS post-combustione e confronto con il medesimo impianto sprovvisto di sistema CCS (LHV: Lower Heating Value, potere calorifico inferiore) [1].

Impianto supercritico a carbone (fonte IEA)	Senza cattura CO <sub>2</sub>	Con cattura CO <sub>2</sub>	Penalizzazione
<b>Prestazioni impianto</b>			
Input di combustibili, (MW, LHV)	1.723	1.913	
Potenza lorda di output, (MW)	831	827	
Consumo impianti ausiliari, (MW)	73	161	
<b>Efficienza ed emissioni</b>			
Efficienza di conversione di energia elettrica, % (LHV)	44,0	34,8	9,2
Incremento consumo di combustibile per la cattura, %			26
Emissioni di CO <sub>2</sub> , g/kWh	743	117	

Cattura di CO <sub>2</sub> , g/kWh		822	
Energia termica ceduta nel “reboiler” per tonnellata di CO <sub>2</sub> catturata, GJ/ tCO <sub>2</sub>			3,2
<b>Costi</b>			
Costo Realizzazione Impianto, €/kW potenza netta	1.018	1.462	444
Costo separazione della CO <sub>2</sub> , €/tCO <sub>2</sub>			24,5

### **Stoccaggio di energia termica**

Esistono varie modalità di realizzazione dello stoccaggio di energia termica. Dopo un primo screening, si sono subito evidenziati i limiti nell'utilizzo di pietre e calcestruzzo come elementi termovettori a causa, rispettivamente, della notevole complicazione impiantistica nel processo di trasferimento del calore e per immaturità della tecnologia [9]. Si sono quindi approfondite le soluzioni più promettenti, tra cui l'impiego di sali fusi, ampiamente utilizzati nel campo del solare termodinamico a concentrazione, di acqua pressurizzata e di olio diatermico.

E' disponibile un'ampia letteratura riguardante sali fusi e oli diatermici di diversa composizione chimica [10, 11, 12, 13, 14, 15], mentre meno frequenti sono gli esempi riportati di applicazioni in cui lo stoccaggio si realizzi con acqua pressurizzata. D'altro canto, le applicazioni descritte in letteratura [16] dimostrano come lo stoccaggio termico con acqua pressurizzata sia stato realizzato con successo in impianti solari termodinamici a generazione diretta del vapore . Secondo i dati forniti da IEA [1], utilizzando l'impianto per la demineralizzazione dell'acqua già presente nelle normali centrali termoelettriche, per generare l'acqua necessaria allo stoccaggio di energia termica sarebbero sufficienti meno di tre giorni ed il costo di produzione dell'acqua risulterebbe trascurabile. Si è quindi deciso di approfondire i costi dello stoccaggio di energia termica con acqua pressurizzata.

### **Individuazione dei parametri di dimensionamento dell'impianto di stoccaggio termico**

Sulla base dei dati presenti in letteratura [17], [2] si è deciso di dimensionare il sistema di stoccaggio termico per garantire una autonomia sino a 3 ore continuative di completa espansione del vapore nella turbina di bassa pressione, evitando quindi l'estrazione di parte dello stesso, e la conseguente riduzione di energia elettrica prodotta, per fornire l'energia termica necessaria al rilascio dell'anidride carbonica intrappolata nella soluzione amminica.

Al contempo, si è concluso che il momento più opportuno per rigenerare il sistema di accumulo è quello precedente alla normale messa in parallelo dell'impianto, che avviene usualmente ogni mattina, nell'ipotesi in cui l'impianto fosse spento o non producesse energia durante la notte.

Poiché l'accumulo di energia termica viene rigenerato prima della messa in regime dell'impianto, cioè a turbina ferma, occorre diminuire l'entalpia del vapore nella sezione tra surriscaldatore e risurriscaldatore. A tal scopo sono stati introdotti attemperatori spray (figura 7) per abbassare la temperatura e valvole di laminazione per ridurre la pressione.

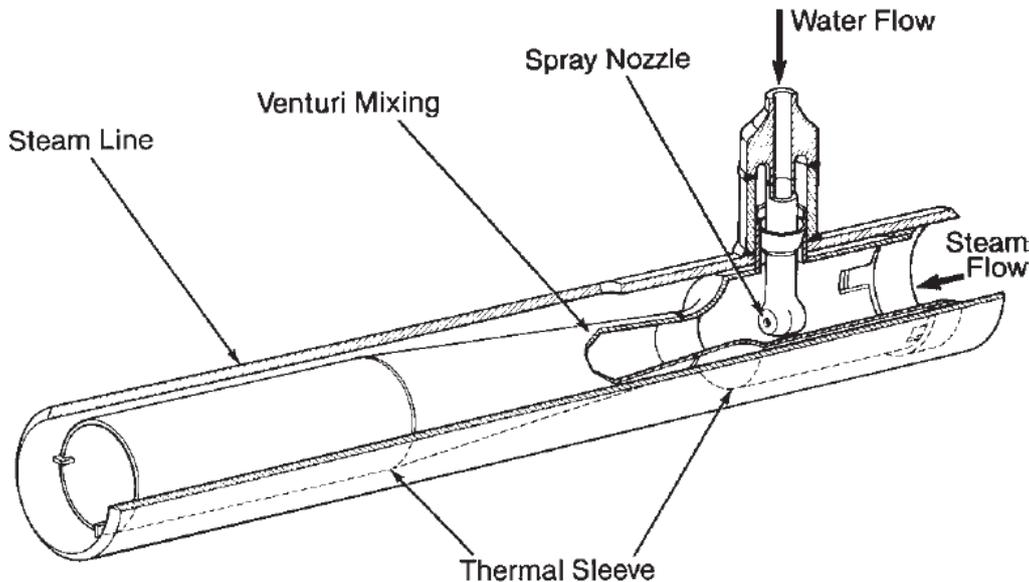


Figura 7: attemperatori spray [18]

Con l'ausilio del software Mathcad [19] è stato riprogettato l'intero ciclo del vapore, tenendo conto dei bilanci di massa e di energia ed è stato necessario introdurre un nuovo scambiatore deareatore per deareare il surplus di vapore generato dall'immissione di acqua nel ciclo tramite attemperatori.

Lo schema di impianto è riportato in figura 8. L'acqua calda, demineralizzata per evitare problemi di corrosione, viene conservata in 8 vessel di acciaio inox, progettati secondo norme ASME Code Section VIII, Division 1 [20], di 9 metri di diametro, 32 metri di lunghezza e dal peso di circa 880 tonnellate.

La pressione di stoccaggio è pari a 27 bar, mentre la temperatura è di 226°C, ovvero 2°C sotto la temperatura di saturazione per questioni di sicurezza. L'acqua viene laminata per produrre vapore di flash da mandare nel reboiler per la rigenerazione del solvente e il rilascio dell'anidride carbonica.

E' poi presente un vessel per contenere l'acqua "esausta" (post laminazione) a temperatura di 136°C e 3.2 bar di pressione. Il circuito di acqua del ciclo a vapore e quello dell'acqua per lo

stoccaggio di energia termica sono tenuti separati onde evitare contaminazione dell'impianto a vapore, non potendo al momento garantire la medesima qualità dell'acqua.

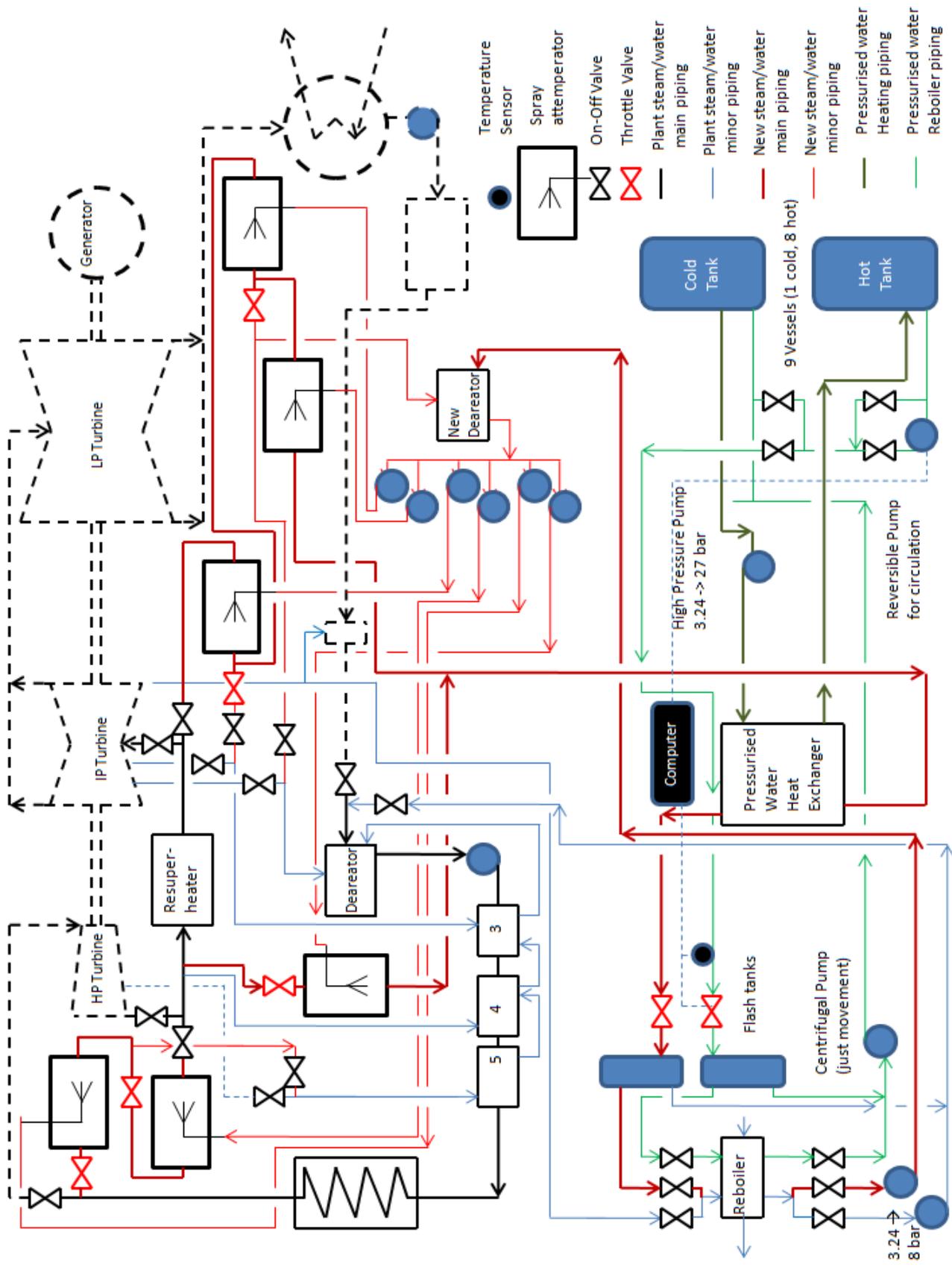


Figura 8: schema d'impianto stoccaggio di energia termica con acqua pressurizzata

### **Stoccaggio termico tramite oli diatermici o sali fusi**

In figura 9 si riporta lo schema di impianto per lo stoccaggio di energia termica con oli diatermici o sali fusi. Rispetto alla soluzione con acqua pressurizzata sono presenti solo 2 serbatoi, uno per il fluido caldo, l'altro per il fluido freddo. Inoltre è presente un circuito aggiuntivo per generare vapore a 3.2 bar da mandare nel reboiler per garantire il rilascio di energia termica a temperatura costante ed evitare così il degrado della soluzione amminica.

### **Analisi dei costi dei diversi mezzi di stoccaggio**

In tabella 3 è riportato il costo del sistema di stoccaggio di energia termica per i 3 diversi tipi di termovettore. Per la valutazione dei costi dell'impianto a olio diatermico e a sali fusi ci si è basati su dati di letteratura [10], mentre per l'impianto con accumulo termico tramite acqua pressurizzata si sono condotti un dimensionamento ed una valutazione dei costi di dettaglio [1, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25].

Tabella 3. Confronto economico tra le diverse modalità di stoccaggio termico.

<b>Costi (in migliaia di euro)</b>	<b>Acqua</b>	<b>Olio diatermico</b>	<b>Sali fusi</b>
Scambiatore di calore	2.416	5.400	5.400
Fluido per stoccaggio	20	4.550	19.250
Serbatoi	13.420	2.500	4.023
Isolamento termico serbatoi	690	610	1.017
Fondazioni serbatoi e trasporto	5.000	1.100	1.646
Scambiatore per produrre vapore per reboiler	200	1.500	1.500
Superficie maggiore terreno e capannone per serbatoi	1.200		
Balance of Plant	1.500	1.500	1.500
Totale	24.446	17.160	34.336

Come riportato in tabella 3, la soluzione più promettente dal punto di vista economico è il sistema di stoccaggio di energia termica con oli diatermici.

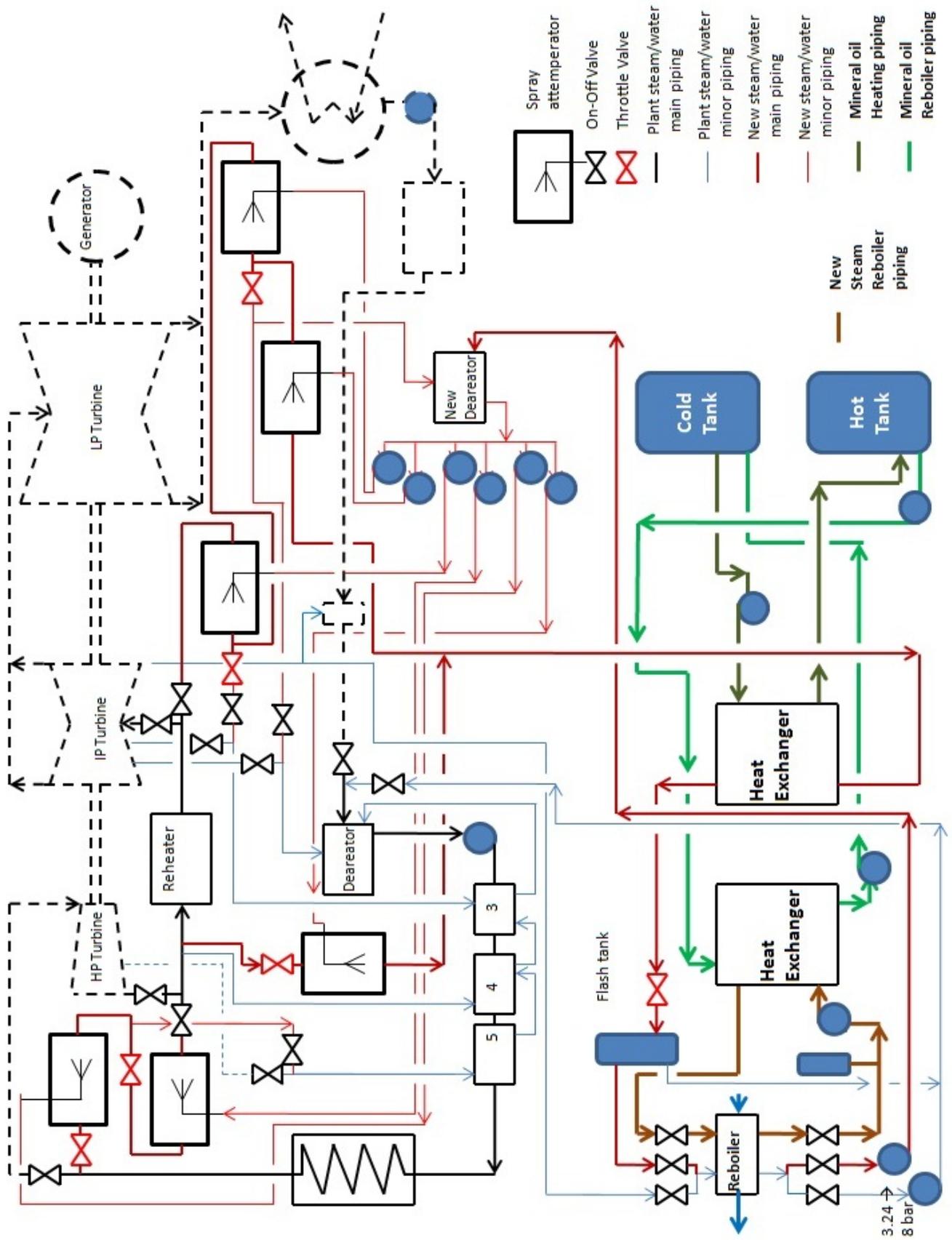


Figura 9: schema d'impianto stoccaggio di energia termica con sali fusi o oli diatermici

## Costo totale di integrazione dello stoccaggio di energia termica con un impianto CCS

In tabella 4 sono riportati i costi relativi al solo sistema di integrazione tra stoccaggio di energia termica e impianto CCS.

Tabella 4. Analisi economica dei costi di integrazione tra impianto CSS e stoccaggio di energia termica.

(costi in migliaia di euro)	new deareator	modifications reboiler	flash tank	pumps	valve	piping& instrumentation
component cost	1.500	1.500	200	1.200	1.750	30.00
% component cost for transport&installation	0,15	0,1	0,1	0,1	0,05	0,1
transport&installation	225	150	20	120	87,5	300
TPC component	1.725	1.500	220	1.320	1.837,5	3.300
Total Plant Cost (TPC)[4]	9.902,5					

Il costo (TPC), sommato a quello precedentemente calcolato per lo stoccaggio con oli diatermici, è la base per il calcolo del Total Capital Requirement (TCR) che risulta pari a 32,134 milioni di Euro. Tale voce di costo, indicato come costo totale dell'investimento secondo i criteri di valutazione IEA [4], è comprensivo dei costi materiali diretti, opere civili e altri costi di sito, spese di ingegnerizzazione e contingenze, interessi durante la costruzione, capitale circolante e costo di start-up dell'impianto, costi dello studio di fattibilità, acquisto del terreno, permessi, più altri costi vari.

## Scenari del mercato dell'energia e calcolo del VAN

Sono stati analizzati 4 diversi scenari del mercato dell'energia ottenuti combinando i seguenti dati:

- Prezzo del carbone (A) = 2 €/GJ (LHV)
- Prezzo del carbone (B) = 3,5 €/GJ (LHV)
- Prezzo vendita energia elettrica durante picchi di richiesta (1) = 0,09 €/kWh
- Prezzo vendita energia elettrica durante picchi di richiesta (2) = 0,12 €/kWh

Il calcolo del VAN è stato effettuato secondo criteri IEA [4], che prevedono un anno tra l'uscita TCR e primo ricavo, oltre a:

- vita dell'impianto 25 anni,
- tasso di interesse = 8%.

I risultati sono riportati in tabella 5.

Tabella 5. Calcolo del VAN

(valori in migliaia di euro)	Guadagno annuo	VAN
scenario 1A	3.228	34.450
scenario 2A	5.888	6.285
scenario 1B	-3.773	/
scenario 2B	2.282	-7.700

Si vede come in 2 scenari su 4 l'aggiunta di un impianto per lo stoccaggio di energia termica all'impianto CCS in esame porti ad avere un vantaggio economico.

### Conclusioni

E' stata eseguita la progettazione di massima di un sistema per l'integrazione tra la caldaia di un impianto supercritico a carbone CCS e un impianto di stoccaggio per l'energia termica. Tale integrazione permette di riportare la flessibilità, ossia la velocità di variazione nella produzione di energia elettrica, a livello degli impianti privi di apparato di cattura dell'anidride carbonica.

Inoltre, l'utilizzo di oli diatermici come fluido termovettore è stato valutato come la soluzione più economica per lo stoccaggio di energia termica per un impianto CCS post combustione a carbone.

Infine, è stato calcolato il VAN per 4 diversi scenari del mercato energetico relativamente alla realizzazione di un impianto CCS post-combustione con accumulo termico ad olio diatermico, con risultati positivi del VAN in due scenari su quattro.

### Bibliografia

[1] IEA GHG, International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme, report PH4/33 called "Improvement in power generation with post-combustion capture of CO<sub>2</sub>" of November 2004

[2] Hannah Chalmers, *Flexible operation of coal-fired power plants with post-combustion capture of carbon dioxide*. A thesis submitted for the Degree of Doctor of Philosophy in Environmental Strategy Centre of Environmental Strategy -Faculty of Engineering and Physical Sciences, University of Surrey -July 2010

- [3] Chalmers, H., Lucquiaud, M., Gibbins, J., Leach, M., (2009) Flexible Operation of Coal Fired Power Plants with Post Combustion Capture of Carbon Dioxide, *Journal of Environmental Engineering*, , 135, 449-458
- [4] IEA GREENHOUSE GAS R&D Programme: Criteria for Technical and Economic Assessment of Plants with Low CO<sub>2</sub> Emissions. Version C-1 - April 2009
- [5] CO<sub>2</sub>CRC Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies
- [6] IPCC (2005) IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz B, Davidson O, de Coninck HC et al (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA.
- [7] World Energy Outlook 2010 (IEA)
- [8] Mathieu Lucquiaud, *Steam cycle options for capture-ready power plants, retrofits and flexible operation with postcombustion CO<sub>2</sub> capture*. A thesis submitted to Imperial College London for the degree of Doctor of Philosophy and for the Diploma of Imperial College By Department of Mechanical Engineering - Imperial College London- July 2010
- [9] Konstantinos Kafetzis, MSc. Dissertation Thesis, “Integration of renewable energy sources (solar energy) with CO<sub>2</sub> capture”, August 2010, The University of Edinburgh, School of Engineering
- [10] HERMANN U., KELLY B., PRICE H., “Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants”, *Energy* 29 (2004) 883-893
- [11] SENER INGENIERIA Y SISTEMAS, S.A., “Andasol 1&2 50 MW, 7 hrs molten salt storage”, NREL Trough Technology Workshop, 2007, Denver, USA
- [12] LAING D., STEINMANN W-D., TAMME R., “Sensible heat storage for medium and high temperatures”, *Proceedings of ISES World Congress 2007 (VOL. I- VOL. V) 2009*, 2731-2735
- [13] LAING D., STEINMANN W-D., TAMME R., RICHTER C., “Development and Experimental Results of Thermal Energy Storage Technologies for Parabolic Trough Power Plants”, *Proceedings of EuroSun2004, 14th International Sonnenforum, Vol.1*, 891-890
- [14] NAVA P., HERRMANN U., “Trough Thermal Storage- Status Spring 2007”, NREL/DLR Trough Workshop, 2007, Denver, USA
- [15] STEINMAN W-D, LAING D., TAMME R., “Development of PCM storage for process heat and power generation”, *Journal of Solar Energy Engineering*, Volume 131, 2009, Issue 4, 041009
- [16] PS10, 10 MW Solar Thermal Power Plant for Southern Spain, FINAL TECHNICAL PROGRESS REPORT, November 2006,
- [17] Tenaska Trailblazer Partners, LLC Final Report to the Global CCS Institute, of March 2011,

- [18] STEAM: its generation and use, 40th edition, Babcock and Wilcox Company a McDermott company (1992), American Boiler Manufacturers Association
- [19] "Mathcad implementation of IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam, (c) 2002 Jon Gibbins, Mech. Eng. Dept., Imperial College, London."
- [20] ASME Code Section VIII, Division 1
- [21] "Prestressed concrete pressure vessels: conceptual design/economic analysis. executive summary." R and D report no. 114, Interim Report No. 8, Parsons (Ralph M.) CO. Pasadena, Ca, Sep 1978
- [22] Green DW, ed (2008b) Perry's chemical engineers' handbook. 8th Edition. New York, USA. McGraw-Hill.
- [23] "Plant Design and Economics for Chemical Engineers" Peters, Timmerhaus, by McGraw-Hill
- [24] Pressure Vessel Codes And Standards, R.W.NICHOLS
- [25] CHEMICAL ENGINEERING volume 6 Chemical Engineering Design, Coulson & Richardson's, Pergamon Press