



Ricerca di Sistema elettrico

Cattura della CO₂ in pre e post-combustione: attività in impianto

G.Cali, F.Tedde, D.Marotto, P.Deiana, C.Bassano, M.Subrizi

CATTURA DELLA CO₂ IN PRE E POST-COMBUSTIONE: ATTIVITÀ IN IMPIANTO

G. Cali, F. Tedde, D. Marotto (Sotacarbo)
P. Deiana, C. Bassano, M. Subrizi (ENEA)

Settembre 2016

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2015

Area: Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente

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

Obiettivo: Cattura della CO₂ in Post e Pre-Combustione, con produzione di combustibili fossili

Responsabile del Progetto: F.R. Picchia, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Produzione di energia elettrica da combustibili fossili, cattura e sequestro della CO₂"

Responsabile scientifico ENEA: Paolo Deiana

Responsabile scientifico SOTACARBO: Enrico Maggio

Un caloroso ringraziamento va a tutto il personale Sotacarbo ed ENEA impegnato nello svolgimento dei test sperimentali, poiché senza di loro sarebbe stato impossibile realizzare il lavoro in oggetto; nello specifico si vuole ringraziare:

Il personale di Impianto: A.Argiolas, G.Cali, C.Manca, D.Marotto, S.Meloni, P.Miraglia, S.Muntoni, I.Puddu, F.Tedde, A.Vacca.

Il personale della analitica: R.Cara, G.Cau, F.Dessi, A.Masili, M.Mureddu, A.Orsini, G.Balia.

Il personale della Sala Controllo: G.Cucca, C.Frau, E.Loria, A.Maiu, D.Multineddu, F.Poggi, A.Porcu.

Il personale ENEA: P.Deiana, M.Subrizi, C.Bassano.

Indice

1	GENERALITÀ SULLE TECNOLOGIE DI CATTURA DELLA CO ₂	6
1.1	LE TECNOLOGIE DI CATTURA DELLA CO ₂	6
1.2	SEPARAZIONE DELLA CO ₂ IN POST-COMBUSTIONE.	8
1.3	PROCESSI DI CATTURA DELLA CO ₂ : CHEMIASSORBIMENTO CON SOLUZIONE ACQUOSA DI AMMINE.....	9
1.3.1	<i>Il processo: cattura e rigenerazione del solvente.....</i>	10
1.3.2	<i>Aspetti critici del processo e considerazioni sui solventi impiegati.....</i>	11
2	L'IMPIANTO PILOTA SOTACARBO	13
2.1	IMPIANTO PILOTA DI GASSIFICAZIONE E TRATTAMENTO SYNGAS	13
2.2	SEZIONI DI CATTURA DELLA CO ₂	13
2.3	SEZIONE DI RIGENERAZIONE DEL SOLVENTE DI CATTURA	14
3	MODIFICHE ALL'IMPIANTO PILOTA	16
3.1	CIRCUITO DI ASSORBIMENTO E RIGENERAZIONE	16
3.2	MODIFICHE AL CIRCUITO DI ASSORBIMENTO E RIGENERAZIONE	17
3.3	MODIFICHE ALLA LINEA DI ADDUZIONE GAS DA TORCIA	17
4	TEST SPERIMENTALI	19
4.1	DEFINIZIONE DELLA CAMPAGNA SPERIMENTALE	19
4.2	OBIETTIVO DELLA SPERIMENTAZIONE.....	19
5	RISULTATI DEI TEST SPERIMENTALI SULL'IMPIANTO PILOTA.....	20
5.1	RISULTATI DEI TEST SPERIMENTALI SULLA SEPARAZIONE DELLA CO ₂ DA GAS DA BOMBOLE	20
5.1.1	<i>Test sperimentale del 24 Marzo 2016.....</i>	20
5.1.2	<i>Test sperimentale del 21 Aprile 2016.....</i>	27
5.1.3	<i>Test sperimentale del 5 Maggio 2016.....</i>	34
5.2	RISULTATI DEI TEST SPERIMENTALI SULLA SEPARAZIONE DELLA CO ₂ DA FUMI DI TORCIA	41
5.2.1	<i>Test sperimentale del 14 Luglio 2016.....</i>	41
5.2.2	<i>Test sperimentale del 1 Settembre 2016.....</i>	48
6	CONCLUSIONI	56
7	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	57
8	ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI	57

Sommario

L'obiettivo riguarda la messa a punto di tecnologie per la decarbonizzazione del combustibile effettuata sui prodotti della combustione.

Nel dettaglio l'obiettivo prevede l'approfondimento, in Task distinti, dei processi di gassificazione e co-gassificazione avanzati, finalizzati alla produzione di energia elettrica, con particolare riferimento allo sviluppo di sistemi di misura/controllo e di componenti innovativi che assicurino un funzionamento stabile e continuo dei dispositivi, nonché l'ottimizzazione energetica del processo di cattura, operata sul syngas, con solventi. Nell'ambito dei test sperimentali svolti della presente annualità sono state messe a punto le analisi grazie ai densimetri on line ed è stato ottimizzato il processo di assorbimento della CO₂ e rigenerazione dei solventi realizzando un circuito chiuso con l'eliminazione di ogni tipo di accumulo. Inoltre sono state realizzate sperimentazioni alimentando il sistema di assorbimento CO₂ e rigenerazione solventi con fumi di combustione reali provenienti dalla torcia dell'impianto Pilota.

Introduzione

Il Ministero dello Sviluppo Economico e l'ENEA hanno stipulato data 4 marzo 2013 un Accordo di Programma in base al quale è concesso il contributo finanziario per l'esecuzione delle linee di attività del Piano Triennale 2012-2014 della Ricerca e Sviluppo di Interesse Generale per il Sistema Elettrico Nazionale.

Il presente report tecnico afferisce al Piano Annuale di Realizzazione 2013, per quanto attiene all'Area "Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente"; nello specifico, si riferisce all'obiettivo della parte B1, del progetto B.2 "Cattura e sequestro della CO₂ prodotta dall'utilizzo di combustibili fossili".

I temi sviluppati nell'ambito dell'accordo di collaborazione tra ENEA e SOTACARBO S.p.A. afferiscono al "Polo Tecnologico per il Carbone Pulito nell'Area del Sulcis", recentemente costituito con accordi siglati dalla Regione Autonoma della Sardegna e MiSE. Tali attività sono finalizzate al perseguimento di un doppio interesse strategico, che si concretizza nel contribuire efficacemente alla riduzione delle emissioni italiane di CO₂ e nel consentire al sistema industriale nazionale di competere in campo internazionale con i principali attori tecnologici nel prossimo futuro. In particolare riguardano lo sviluppo e la messa a punto di studi e applicazioni sperimentali funzionali alla dimostrazione, nel sito del Sulcis nel Sud-Ovest della Sardegna, delle soluzioni tecnologiche più mature applicate ad impianti di produzione energetica equipaggiati con cattura e stoccaggio della CO₂.

In particolare, l'attività sperimentale di assorbimento della CO₂ dal syngas con solventi liquidi a base di ammine, è stata condotta presso l'impianto Pilota della piattaforma sperimentale di Sotacarbo, prevede in primo luogo modifiche impiantistiche e integrazione della strumentazione. Le sezioni di assorbimento della CO₂ e di rigenerazione dei solventi verranno opportunamente modificate ed equipaggiate con nuova strumentazione per migliorare la flessibilità impiantistica e il monitoraggio del processo (con la possibilità di verificare la densità on line).

Verranno successivamente effettuati test sperimentali in differenti condizioni operative e con l'impiego di differenti solventi. Verranno infine analizzati ed elaborati i dati sperimentali ottenuti nel corso dei test al fine di valutare le prestazioni dei processi di assorbimento della CO₂ e di rigenerazione dei solventi.

E' prevista una significativa partecipazione di personale ENEA (tecnici e ricercatori) alla pianificazione e conduzione delle esperienze (rif. Task a.1 delle attività del Polo Tecnologico – Parte B2, a responsabilità ENEA).

1 Generalità sulle tecnologie di cattura della CO₂

1.1 Le tecnologie di cattura della CO₂

Ad oggi, con riferimento alla produzione di energia elettrica da combustibili fossili, è possibile individuare differenti tecnologie utilizzate per la cattura dell'anidride carbonica. In particolare i tre approcci attualmente diffusi sono catalogabili in:

1. processi di cattura post-combustione;
2. processi di cattura pre-combustione;
3. processi di ossi-combustione.

Fatta eccezione per i processi di ossi-combustione, nei quali la CO₂ presente nella corrente viene separata per semplice condensazione del vapore presente, gli altri approcci considerati prevedono la cattura dell'anidride carbonica da un flusso gassoso costituito da specie non ossidate (approccio pre-combustione) o da specie ossidate (approccio post-combustione).

La Tabella 1 riporta le tipiche caratteristiche dei gas inviati al sistema di cattura dell'anidride carbonica, a seconda dell'approccio considerato, in termini di pressione e concentrazione di CO₂ presente.

Tabella 1. Caratteristiche dei gas da trattare nei diversi approcci di separazione

	Post-Combustione	Pre-Combustione	Ossi-combustione
Pressione operativa (bar)	≈ 1	10-80	≈ 1
CO₂ (% in volume)	3-15%	20-40%	75-95%

La cattura post-combustione può essere applicata nella separazione della CO₂ dai gas di combustione a pressione atmosferica provenienti sia dalla caldaia di impianti a polverino di carbone sia dagli impianti NGCC; i fumi trattati, provenienti dalla caldaia e dai sistemi di depurazione, sono pressoché a pressione atmosferica. La schematizzazione di un impianto con separazione post-combustione è riportata nella Figura 1.

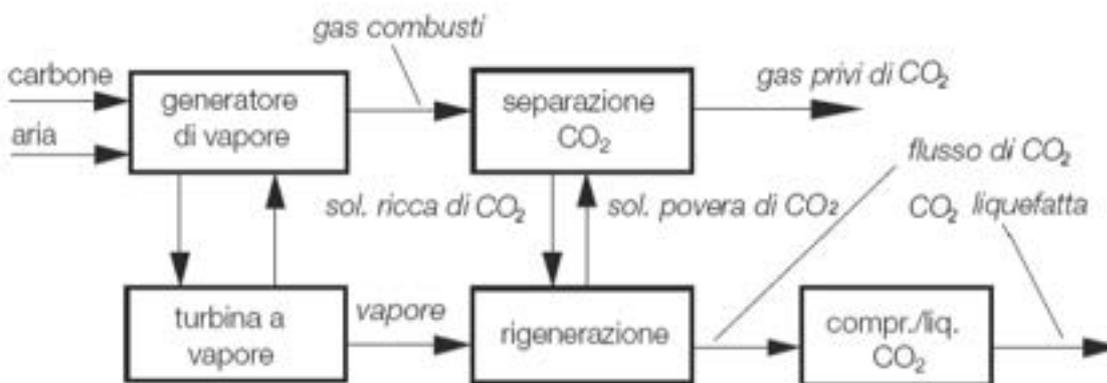


Figura 1. Schema concettuale di un impianto con separazione della CO₂ post-combustione [1]

Il processo di separazione della CO₂ dai gas combusti è un trattamento effettuato prima del rilascio dei fumi in atmosfera a bassa temperatura, e quindi a valle dei consueti processi per l'abbattimento degli inquinanti. Il contenuto di CO₂ nei fumi è relativamente modesto (pari tipicamente al 10-15% in volume) in quanto i gas combusti sono costituiti principalmente da azoto, introdotto con l'aria di combustione. Le tecnologie di separazione post-combustione dell'anidride carbonica sono adatte anche al retrofit di impianti esistenti.

La cattura in pre-combustione viene applicata in impianti di gassificazione e prevede il trattamento del syngas prima della combustione nel ciclo combinato: generalmente il syngas prodotto dal gassificatore viene inviato ad un reattore di water-gas shift conversion (WGS) in cui il monossido di carbonio, reagendo con vapor d'acqua, dà luogo alla produzione di idrogeno e anidride carbonica. Si ottiene così una corrente gassosa costituita prevalentemente da H₂ e CO₂. La Figura 2 riporta la schematizzazione concettuale di una centrale termoelettrica con cattura della CO₂ pre-combustione.

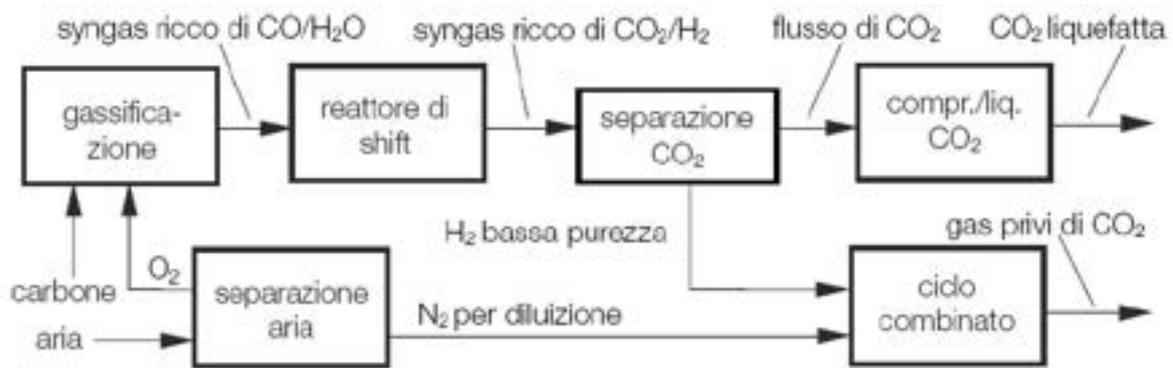


Figura 2. Schema concettuale di un impianto con separazione pre-combustione [1]

Il processo di pre-combustione è più complicato di quello post-combustione, ma permette di raggiungere concentrazioni di CO₂ più elevate e inoltre le elevate pressioni alle quali si opera consentono una separazione più efficiente. Questa tecnica consente inoltre la produzione di idrogeno.

Infine, il processo di ossi-combustione consiste nell'utilizzare come comburente l'ossigeno al posto dell'aria, eliminando in tal modo l'azoto presente nell'aria stessa e dando luogo a prodotti di combustione composti principalmente da CO₂ e H₂O, facilmente separabili mediante condensazione. Dopo la condensazione dell'acqua i prodotti di combustione, caratterizzati da una concentrazione di CO₂ intorno al 80-98% a seconda del combustibile utilizzato e delle condizioni operative del processo di combustione, possono essere ulteriormente purificati con la possibilità di ottenere CO₂ praticamente pura. Nella Figura 1 si riporta lo schema di un impianto che adotta l'approccio della ossi-combustione.

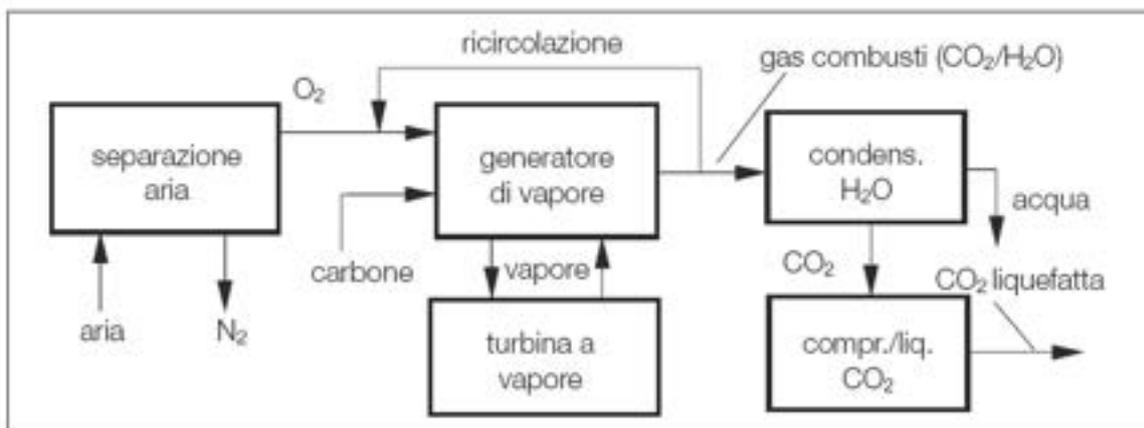


Figura 3. Schema concettuale di un impianto con ossi-combustione [1]

Come precedentemente detto, sono numerose le tecnologie che consentono una tale separazione. In particolare, quelle di maggiore interesse nelle applicazioni industriali sono:

1. cattura per assorbimento mediante solventi liquidi;
2. cattura per adsorbimento su sorbenti solidi, tra cui possono essere citati i processi PSA (Pressure Swing Adsorption) e TSA (Temperature Swing Adsorption);
3. separazione criogenica;
4. separazione a membrana.

I processi che appaiono più promettenti nel lungo termine sono quelli di separazione con membrane, attualmente in fase di sviluppo. Nel breve termine, invece, la soluzione più efficace ed economicamente accettabile per un'applicazione su larga scala è l'assorbimento mediante solventi liquidi di varia natura. Tali tecnologie di assorbimento, pur essendo già ben consolidate, necessitano di un ulteriore sviluppo al fine di migliorarne l'efficienza e di ridurre il fabbisogno energetico, soprattutto per la fase di rigenerazione del solvente. In base alla tipologia di interazione fra il solvente e l'anidride carbonica, si fa riferimento a processi di assorbimento di tipo fisico o di tipo chimico. La differenza tra le tipologie di processi riguarda principalmente il tipo di equilibrio che si instaura tra il solvente e l'anidride carbonica da rimuovere. In particolare, la scelta è fortemente condizionata dalla pressione parziale della CO_2 : per basse pressioni parziali della CO_2 , come nel caso dei fumi di combustione, si ricorre generalmente all'assorbimento chimico; nel caso invece di gas ad elevata pressione parziale di CO_2 , come nel caso del syngas, risulta più conveniente l'assorbimento fisico. La Figura 4 mostra qualitativamente la convenienza di un processo rispetto all'altro in funzione della pressione parziale di CO_2 nel gas da trattare.

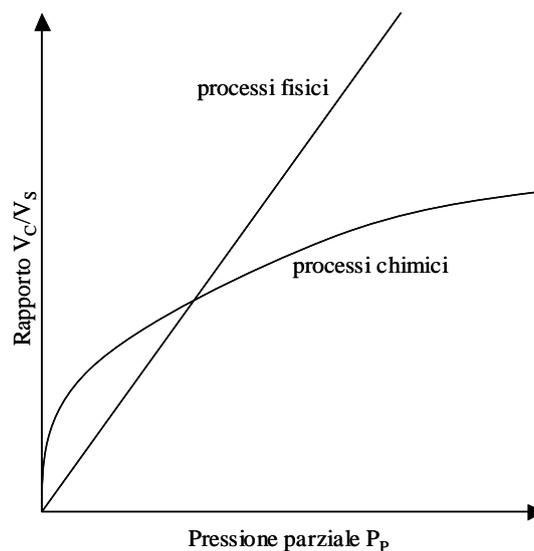


Figura 4. Equilibrio nei processi di assorbimento chimici e fisici

Come si può osservare in figura, per basse pressioni parziali di CO_2 , a parità di volume di solvente utilizzato, il volume di CO_2 rimossa risulta maggiore per i processi chimici piuttosto che per i processi fisici. Viceversa, per elevate pressioni parziali di CO_2 risulta più conveniente il processo di assorbimento fisico.

1.2 Separazione della CO_2 in post-combustione.

Negli impianti di combustione, la separazione dell'anidride carbonica viene fatta sui fumi (separazione post-combustione), a pressione praticamente atmosferica, a seguito di un opportuno trattamento per la rimozione dei composti inquinanti. Le alternative tecnologiche per una sezione di cattura post-combustione sono riportate in Figura 5.

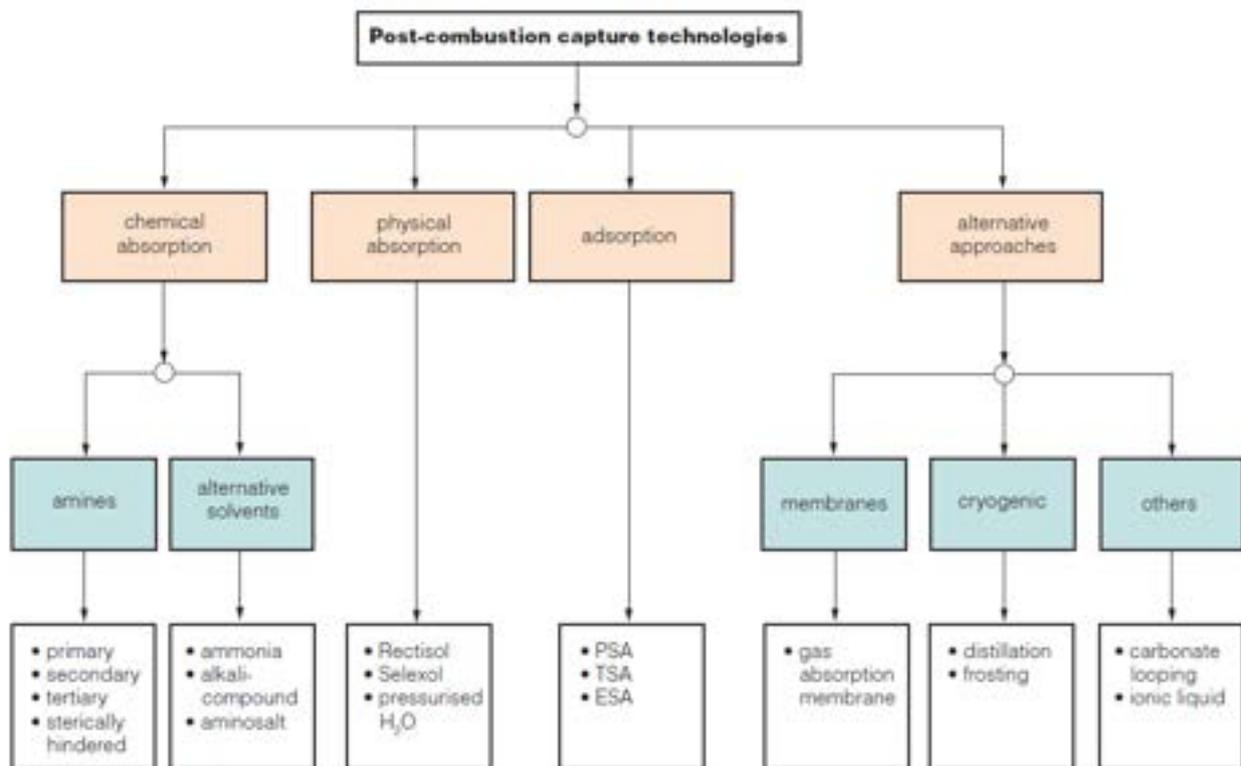


Figure 4 Technology options for post-combustion capture
 Figura 5. Alternative tecnologiche per la separazione in post-combustione [2]

La scelta della tecnologia dipende dalle caratteristiche dei fumi in termini di temperatura, pressione, concentrazione e portata, ma sono alcune di queste tecnologie possono essere considerate mature.

La tecnologia più diffusa per la separazione della CO₂ post-combustione è sicuramente l'assorbimento chimico con solventi a base di ammine, ed in particolare con monoetanolamina (MEA). Tuttavia, questa tecnologia non è ancora matura per quanto riguarda gli impianti di grossa taglia per la produzione di energia elettrica (400-500 MW). Il consumo energetico per la rigenerazione dei solventi è di circa 50-80kJ/mole di anidride carbonica. Questo perché la rigenerazione avviene a temperatura di circa 100-140°C e a pressioni basse generalmente inferiori a un barg. I processi industriali, ed in particolare le centrali termoelettriche producono gas di scarico a pressione atmosferica e con una pressione parziale dell'anidride carbonica bassa. È quindi di fondamentale importanza impiegare un solvente che richieda poca energia termica per la propria rigenerazione e che abbia inoltre una struttura molecolare stabile che non si degradi rapidamente nelle normali condizioni di esercizio.

L'utilizzo di altri solventi alcalini come l'ammoniaca, o soluzioni di carbonati, sono promettenti ma, poiché la loro applicazione richiederebbe modifiche supplementari degli impianti esistenti, attualmente sono considerati meno maturi.

Infine, altre tecnologie di separazione post-combustione, quali le membrane, le tecnologie di adsorbimento e i sistemi criogenici, appaiono promettenti ma attualmente richiedono ulteriori sviluppi.

1.3 Processi di cattura della CO₂: chemiassorbimento con soluzione acquosa di ammine

La tecnologia più utilizzata per la cattura della CO₂ prevede l'assorbimento chimico con solventi a base amminica. Nei paragrafi a seguire verranno brevemente riepilogati alcuni concetti riguardanti il processo di cattura della CO₂ e di rigenerazione del solvente, con particolare riferimento ad un solvente costituito da soluzione acquosa di monoetanolamina (MEA).

1.3.1 Il processo: cattura e rigenerazione del solvente

La tipica sezione di cattura della CO₂ per assorbimento chimico è illustrata nella Figura 6: il flusso gassoso generalmente caldo viene in primo luogo inviato a una soffiante al fine di compensare le perdite di carico del sistema e viene raffreddato fino a raggiungere la temperatura di processo, generalmente prossima a quella ambiente ed in particolare determinata dal solvente impiegato. In tali condizioni viene inviato alla colonna di assorbimento, dove dall'alto fluisce la soluzione solvente che investe in controcorrente i gas combustibili che risalgono dal basso.

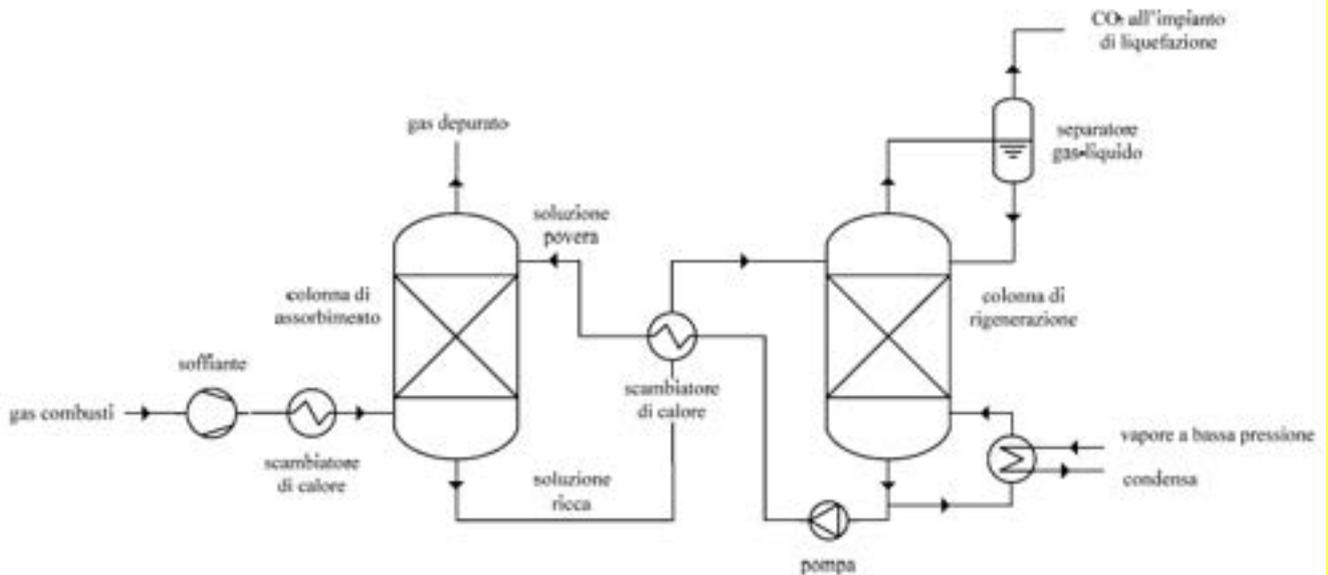


Figura 6. Schema concettuale di un processo di assorbimento chimico della CO₂ [3]

Nella colonna di assorbimento l'anidride carbonica assorbita nella fase liquida si lega chimicamente con il solvente impiegato mediante reazioni di neutralizzazione acido-base. A livello generale, il solvente ideale per la separazione della CO₂ dovrebbe presentare le seguenti caratteristiche:

1. elevata velocità di assorbimento e di desorbimento;
2. elevato limite di caricamento ($\text{mol}_{\text{CO}_2}/\text{mol}_{\text{solvente}}$);
3. bassa energia richiesta per la rigenerazione;
4. comportamento non corrosivo;
5. bassa tendenza alla degradazione nelle condizioni di lavoro;
6. bassa volatilità e buona stabilità;
7. basse tossicità e pericolosità.

La monoetanolammina (MEA), in diverse concentrazioni all'interno di una soluzione acquosa, rappresenta il solvente oggi maggiormente utilizzato. La colonna di assorbimento opera tipicamente a pressione atmosferica mentre, nello specifico caso, la temperatura di esercizio è generalmente intorno ai 20-50 °C: tali temperature garantiscono l'instaurarsi di legami chimici tra la CO₂ e la MEA contenuta nella soluzione. Il gas trattato, depurato della CO₂, fluisce dalla testa della colonna e può essere inviato al successivo trattamento. La soluzione esausta, raccolta nel fondo della colonna, e contenente l'anidride carbonica assorbita, passa attraverso uno scambiatore di calore a recupero (attraversato in controcorrente da un fluido di processo) all'interno del quale si scalda fino a circa 90 °C assorbendo energia termica dalla soluzione rigenerata. Essa viene quindi inviata alla colonna di rigenerazione, nella quale il rilascio di CO₂ è ottenuto mediante lo stripping termico, ovvero rompendo, grazie all'apporto di calore, i legami chimici che si erano creati nella colonna di assorbimento. Il processo di stripping opera tipicamente a una temperatura al reboiler dell'ordine di 120 °C. Tale temperatura è mantenuta generalmente utilizzando vapore a 0,23

MPa e a 150 °C. La CO₂ fuoriesce dalla testa della colonna e viene inviata a un separatore e/o successivamente a una sezione di liquefazione per il successivo stoccaggio, come in un impianto dotato di sistemi Carbon Capture and Storage (CCS). L'efficienza del processo di rimozione della CO₂ mediante ammine è molto elevata e, nel caso della cattura post-combustione, è tipicamente compresa tra l'85% e il 95% della CO₂ contenuta nei fumi. Durante il funzionamento del sistema di assorbimento, è necessario introdurre periodicamente nuova soluzione assorbente. Tale make up è necessario per compensare il decadimento della soluzione dovuto sia alle temperature di rigenerazione (degradazione termica) sia alla presenza, nelle correnti di combustione, di seppur piccole quantità di NO_x e SO_x, i quali reagiscono con le ammine in maniera pressoché permanente, ostacolando la rigenerazione [4]. Il principale aspetto critico è proprio il consumo energetico necessario per la rigenerazione delle ammine che, per un tipico sistema CCS operante l'assorbimento con MEA, costituisce più del 70% dei costi operativi ed equivale a circa 3 MJ/kgCO₂ desorbita (0,833 kWh/kgCO₂).

1.3.2 Aspetti critici del processo e considerazioni sui solventi impiegati

Il principale aspetto critico relativo ai processi di assorbimento chimico è dato dall'elevato consumo energetico necessario per la rigenerazione dei solventi. Le attività di ricerca in tale settore puntano pertanto principalmente al miglioramento di questo aspetto e, in generale, alla ricerca di solventi alternativi alla MEA. La Tabella 2 riporta un confronto tra le prestazioni della MEA e quelle di una serie di solventi a base amminica commerciali in termini di perdita di solvente, di costi e consumo di vapore necessario per la rigenerazione del solvente.

Tabella 2. Confronto fra solventi chimici a base di ammine [5]

Brevetto	Solvente	Perdita di solvente (kg/t _{CO2})	Costo (\$/kg)	Costo (\$/t _{CO2})	Vapore utilizzato (t/t _{CO2})
-	MEA	1-3	1,3	1,3-3,9	2,0
KS-1 (MHI)	Ammine stericamente impedito	0,35	5,0	1,75	1,5
Econamine (Fluor)	MEA + inibitori	1,6	1,53	2,45	2,3
Praxair	Miscela di ammine	0,5-1,5	2,0	1-3	1,3-1,5

La MEA, rispetto alle altre ammine commerciali, risulta meno costosa e presenta valori tipici di consumo di solvente compresi tra 1 e 3 kg per tonnellata di CO₂ rimossa. Utilizzando il solvente commerciale KS-1, costituito da un'ammina stericamente impedita, la perdita dell'ammina si riduce a 0,35 kg per tonnellata di CO₂.

L'utilizzo di altri solventi alcalini come l'ammoniaca o di soluzioni di carbonati appare piuttosto promettente in chiave futura; tuttavia, poiché la loro applicazione richiederebbe modifiche supplementari degli impianti esistenti, attualmente tali solventi sono considerati tecnologicamente meno maturi.

I solventi a base di MEA presentano, infatti, i seguenti limiti:

- La bassa capacità di caricamento;
- La incipiente degradazione del solvente legata alla presenza di SO₂, NO_x, HCl, HF e ossigeno;
- L'alta corrosività del solvente;
- L'elevato consumo energetico relativo alla rigenerazione del solvente.

Mentre i pregi dei solventi a base di ammoniaca sono:

- L'elevata capacità di caricamento;
- L'assenza di problematiche legate alla corrosione delle apparecchiature;
- La stabilità in condizioni operative;
- Il minore rapporto L/G richiesto;
- La capacità di trattare diverse tipologie di inquinanti contemporaneamente (ad esempio SO₂ e NO_x);
- La minore richiesta di energia per la sua rigenerazione rispetto ai solventi a base di MEA;

- Il minor costo rispetto ai solventi a base di ammine;
- La produzione di $L'NH_4HCO_3$, che può essere riutilizzato come fertilizzante.

Infine nella Tabella 3 sono riportati il fabbisogni energetici durante il processo di cattura della CO_2 per i solventi a base di MEA e a base di NH_3 .

Tabella 3. Confronto energetico fra processi di cattura di CO_2 con solventi a base di MEA e ammoniacca [6]

	Processo di cattura della CO_2 che impiega la MEA (kJ/kg CO_2)	Processo di cattura della CO_2 che impiega la l'ammoniaca (kJ/kg CO_2)
Calore sensibile	865	298
Energia di reazione	1,920	644
Energia per la rigenerazione	1,430	205
Energia totale	4,215	1,147

Oltre alle problematiche di carattere energetico sopra riportate, esistono problemi operativi legati alla formazione di composti corrosivi, alla formazione di schiume e alla degradazione del solvente. I fenomeni corrosivi sono innanzitutto correlati alla presenza di CO_2 che, in ambiente umido, sviluppa ioni carbonato che provocano l'ossidazione del ferro contenuto nei materiali. Inoltre la CO_2 , disciolta nella soluzione sotto forma di carbammato, altera la conducibilità del solvente dando luogo a ulteriori fenomeni corrosivi. Per limitare tale fenomeno è necessario ridurre la concentrazione di CO_2 in soluzione e moderare le temperature del processo di cattura. Infine, anche i prodotti derivanti dalla degradazione delle ammine possono comportare problemi di corrosione. La schiuma può essere generata da una grande varietà di sostanze estranee e in particolare, per un impianto alimentato a carbone, dal particolato presente nella corrente da trattare. La degradazione del solvente è anche causata, come già accennato, dalla reazione delle ammine con SO_x e NO_x (composti presenti nelle correnti di gas combustibili), che può dar luogo alla formazione di sali stabili che non sono rigenerabili nella colonna di stripping, e dalla presenza di ossigeno che facilita le reazioni degradative di ossidazione delle ammine, reazioni che producono ammoniacca e sono catalizzate dal ferro. Infine, le ammine possono dar vita a reazioni irreversibili con la CO_2 , con formazione di composti diversi dai carbammati che non possono essere riconvertiti termicamente nella colonna di rigenerazione. Tipicamente, il maggior contributo alla degradazione del solvente è dato dalla presenza di ossigeno nel gas. Per minimizzare tali problemi (oltre a quelli legati alla corrosione dei materiali) le ammine vengono impiegate a bassa concentrazione in soluzione acquosa, spesso con l'introduzione di opportuni additivi. La concentrazione massima di MEA normalmente utilizzata è pari al 30% in peso [1]. Aumenti di tale concentrazione possono favorire la capacità di assorbimento e ridurre le portate di ricircolo del solvente, e quindi i costi operativi dell'impianto; d'altra parte tale aumento di concentrazione favorisce i problemi suddetti e quindi implica maggiori quantitativi richiesti di make up. Tipicamente, un aumento della concentrazione di MEA dal 18 al 30% (in peso) porta a un aumento dell'efficienza di rimozione della CO_2 dal 91 al 96%, ma un ulteriore aumento di concentrazione, sino al 54%, consente di raggiungere solo efficienze di rimozione del 98%. Pertanto, considerati i problemi che ne derivano, il miglioramento delle prestazioni non è tale da giustificare l'impiego di soluzioni più concentrate del 30% in peso [4].

2 L'impianto pilota Sotacarbo

2.1 *Impianto pilota di gassificazione e trattamento syngas*

L'impianto pilota Sotacarbo comprende;

- una sezione di gassificazione;
- una linea di trattamento a freddo del syngas dedicata alla produzione di energia elettrica;
- una linea di trattamento a caldo del syngas per la produzione di idrogeno.

La sezione di gassificazione è costituita da un reattore a letto fisso up-draft comprendente un sistema di riscaldamento e adduzione degli agenti gassificanti (aria e vapore), un sistema carico del combustibile e un sistema di scarico ceneri allo stato secco e un sistema di accensione costituito da lampade ceramiche.

Il syngas grezzo prodotto dal gassificatore viene depurato preliminarmente in un sistema integrato con tre differenti componenti disposti in serie: una torre di lavaggio, una colonna impaccata preposta alla desolforazione a freddo ed un precipitatore elettrostatico ad umido.

Nella torre di lavaggio (scrubber) avviene il raffreddamento del syngas e la prima rimozione di polveri e del tar in esso presenti. Lo stadio di desolforazione a freddo, impiegante generalmente una soluzione acquosa di NaOH, opera una grossolana separazione di H₂S e COS consentendo l'impiego di combustibili con un elevato contenuto di zolfo, essendo poi seguito da altri sistemi di desolforazione ciascuno su ogni linea. Il precipitatore elettrostatico opera la rimozione delle polveri più sottili e del tar residui.

A valle del precipitatore elettrostatico, il syngas può essere inviato completamente al secondo stadio di desolforazione a freddo, costituito da una colonna a riempimento in cui viene utilizzata una miscela di soda e ipoclorito di sodio in soluzione acquosa e, successivamente, a un motore a combustione interna per la produzione di energia elettrica.

A seconda degli specifici obiettivi di ciascun test sperimentale, una porzione del syngas prodotto, pari a circa 20-25 Nm³/h, può essere inviata a una linea di trattamento a caldo del syngas per produzione di idrogeno. In questa linea il gas è compresso (per vincere le perdite di carico delle apparecchiature a valle), riscaldato (fino a circa 350-400 °C) e inviato a un sistema di desolforazione a caldo, costituita da due reattori in configurazione lead-leg, riempiti con un sorbente a base di ZnO e successivamente a un sistema di arricchimento in H₂ (CO-Shift) e cattura della CO₂, i cui componenti possono essere eserciti in maniera integrata o separatamente. L'ultimo trattamento prevede che il gas venga inviato all'unità di purificazione dell'idrogeno costituita da un sistema PSA. Recentemente una unità di rigenerazione dei solventi è stata aggiunta ai componenti dell'impianto pilota, concepita per effettuare la rigenerazione di una soluzione di ammine esausta tramite una colonna di stripping.

2.2 *Sezioni di cattura della CO₂*

Durante la campagna sperimentale oggetto del presente rapporto, sono state condotte prove di assorbimento con soluzione acquosa di MEA 5M nella sezione di cattura della CO₂, utilizzando i reattori a bolle RO001 e RO002.

La sezione preposta alla cattura della CO₂ è costituita dai reattori a bolle RO001 e RO002. La separazione della CO₂ dal syngas avviene mediante assorbimento chimico con soluzione acquosa di ammine primarie. Il reattori RO001 e RO002 (Figura 7) è realizzato in acciaio inossidabile (AISI 316L) e hanno forma cilindrica con diametro di 1 m e capacità di 444 dm³. Il gas da trattare, alla temperatura di circa 30 °C, si disperde uniformemente nella fase liquida attraverso 40 diffusori ceramici di forma cilindrica collegati alle estremità di una serie di tubi di piccolo diametro. Al fine di avere un'elevata superficie di contatto gas-liquido i diffusori posseggono dei micro-pori (dell'ordine di qualche micron) per il passaggio del gas.



Figura 7. Reattori di assorbimento dell'anidride carbonica RO001 e RO002

Il solvente viene alimentato dal fondo del reattore. Il gas, gorgoglia nel liquido e la CO₂ in fase gassosa viene assorbita dalla fase liquida. Infine il gas povero di CO₂ esce dalla testa del reattore per poi essere inviato alla sezione successiva, mentre il solvente carico in CO₂, attraverso lo scarico del reattore, viene inviato alla sezione di rigenerazione dello stesso. In esercizio il reattore funziona con un battente di liquido costante in modo da assicurare l'immersione completa dei diffusori nella fase liquida e garantire efficienze di assorbimento ottimali.

2.3 Sezione di rigenerazione del solvente di cattura

La rigenerazione dell'ammina consente di abbattere sia i costi relativi alle prove di separazione della CO₂, sia quelli di approvvigionamento delle soluzioni assorbenti che quelli di smaltimento delle soluzioni esauste. L'unità di rigenerazione delle ammine è in grado di rigenerare sia in continuo sia in batch le soluzioni amminiche provenienti dalle varie sezioni di abbattimento della CO₂.

L'unità è stata concepita per effettuare la rigenerazione di una soluzione di ammine carica di CO₂ tramite una colonna di stripping che utilizza, come desorbente, la soluzione da rigenerare. In Figura 8 si riporta lo schema semplificato del sistema di rigenerazione.

La soluzione di ammina carica di CO₂, dopo esser stata parzialmente vaporizzata in un ribollitore, viene re-immessa nella colonna stessa mentre la soluzione da trattare, proveniente da un serbatoio di accumulo, viene inviata alla colonna tramite una pompa (P-103) di tipo alternativo a pistone (pressione massima pari a 0,6 barg).

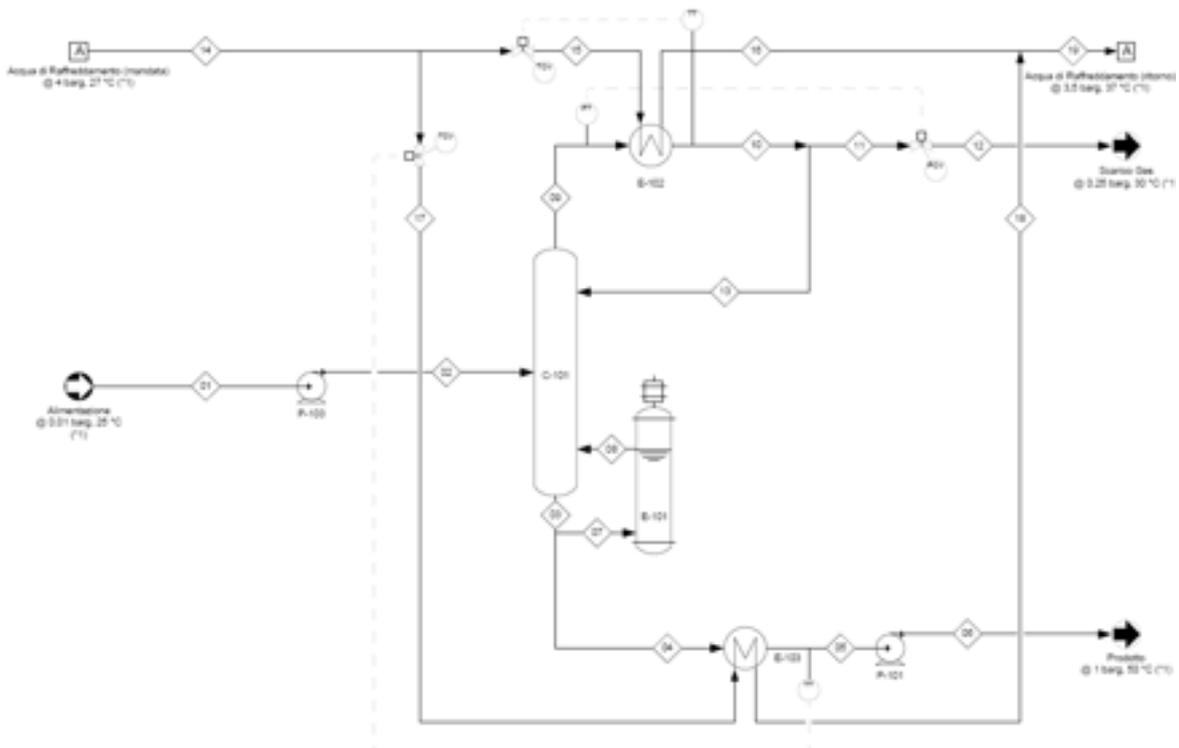


Figura 8. Schema semplificato del sistema di rigenerazione delle ammine

La colonna di stripping, realizzata in AISI 316, ha un'altezza pari a 4000 mm ed un diametro esterno di 168 mm. È dotata al suo interno di un riempimento, la cui altezza totale è pari a 1200 mm, composto da anelli realizzati in AISI 316. Tale riempimento ha lo scopo di massimizzare la superficie di contatto tra le due fasi (liquido e gas) favorendo la separazione della CO₂ disciolta e riducendo al minimo le perdite di carico per la corrente gassosa che sale. Sul fondo della colonna è posizionato il ribollitore elettrico (E-101) costituito da un riscaldatore a resistenza di tipo corazzato la cui potenza è pari 14,5 kW e che fornisce alla colonna il calore necessario per il suo funzionamento. La pompa P-101, analoga alla pompa di alimentazione (P-103), invia la soluzione rigenerata ad un secondo serbatoio di accumulo.

In testa alla colonna è collocato il condensatore a piastre (E-102), realizzato in AISI 316, che ha la funzione di condensare i vapori della soluzione presenti nel gas in uscita dalla parte alta della colonna. Tali vapori, una volta condensati, vengono raccolti in una guardia idraulica e il rinvio in colonna, che avviene per caduta, è comandato dal livello di liquido presente nella guardia idraulica. Il gas, in uscita dall'unità di rigenerazione, che a questo punto è formato essenzialmente da CO₂ e vapor d'acqua, viene scaricato attraverso la valvola di controllo della pressione posta in testa alla colonna. Il condensatore utilizza per il raffreddamento acqua demi la cui temperatura è pari a 25-30 °C e, durante il processo, subisce un incremento di temperatura pari a circa 10 °C. La colonna C-101 ed il drum D-101 sono dotati di controlli di livello; un loop di controllo della temperatura comanda il riscaldatore elettrico E-101, mentre un loop di controllo della pressione gestisce la pressione di lavoro della colonna. Durante la rigenerazione un importante parametro per valutare le prestazioni del processo è rappresentato dall'energia consumata per kg di CO₂ desorbita; al fine di misurare tale parametro sono stati posti due contatori elettrici per misurare rispettivamente:

- l'energia elettrica totale consumata dal sistema di rigenerazione;
- l'energia elettrica consumata dal sistema di preriscaldamento dell'ammina in alimentazione al sistema di rigenerazione.

I due contatori digitali misurano l'energia necessaria al sistema di rigenerazione e sono azzerabili ad ogni avviamento.

3 Modifiche all'impianto pilota

Nel corso dell'anno l'impianto di assorbimento/rigenerazione ha subito diverse variazioni rispetto alla configurazione adottata nel corso dei test effettuati nel 2015.

La vecchia configurazione di impianto prevedeva la presenza di diversi serbatoi di accumulo atti a mitigare le variazioni di livello dovute al funzionamento non lineare del sistema di assorbimento/rigenerazione; nella nuova configurazione si è optato per l'eliminazione di tali serbatoi e per la connessione diretta (a partire dal secondo test sperimentale) dei reattori RO001 e RO002.

3.1 Circuito di assorbimento e rigenerazione

Durante il primo test sperimentale del 24 Marzo 2016 il circuito di assorbimento utilizzato era composto unicamente dal reattore RO002, collegato direttamente all'unità di rigenerazione senza alcun serbatoio d'accumulo del solvente (Figura 9).

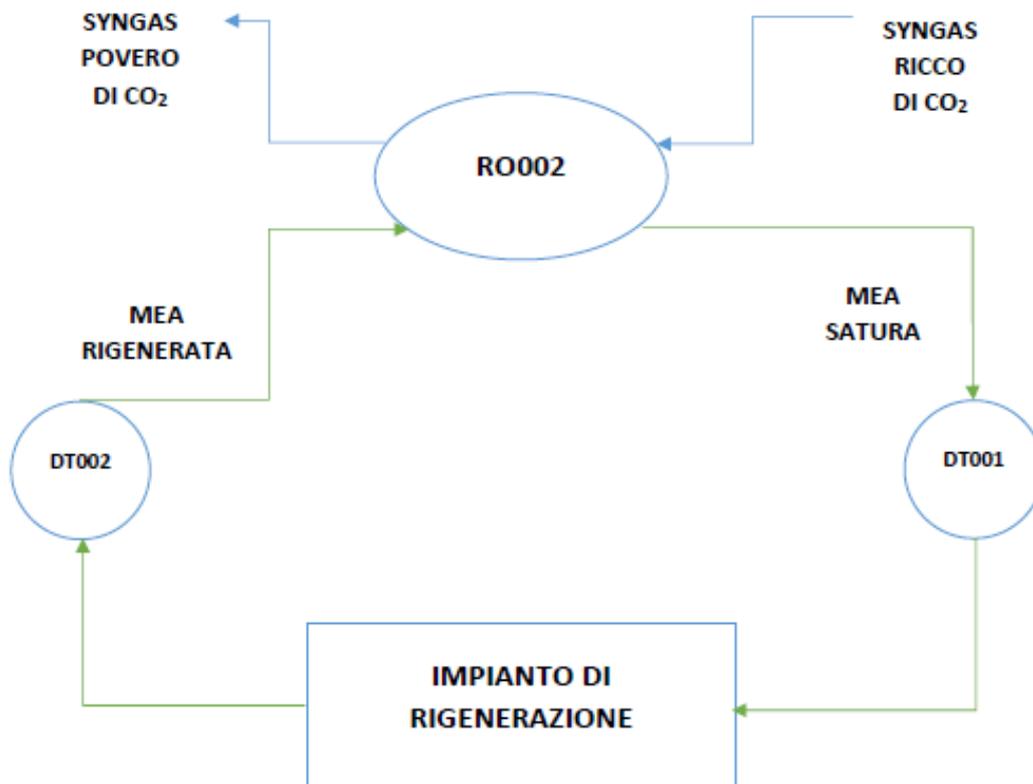


Figura 9. Circuito assorbimento/rigenerazione del 24 Marzo 2016

3.2 Modifiche al circuito di assorbimento e rigenerazione

Nel corso dei test effettuati il 21 Aprile e il 5 Maggio 2016 la configurazione dell'impianto di assorbimento/rigenerazione è stata variata. Sono stati utilizzati, come sezione di assorbimento, entrambi i reattori a bolle RO001 e RO002; i due reattori sono stati collegati tramite una linea diretta e una pompa dosatrice a membrana (CF004) in modo da eliminare tutti gli accumuli che invece erano presenti nelle precedenti annualità (tale modifica è stata realizzata per avere una risposta rapida dal sistema ed evitare possibili situazioni di evaporazione di CO₂ dal liquido). Il reattore RO002 fornisce il solvente ricco in ingresso all'unità di rigenerazione, mentre il reattore RO001 è alimentato con la soluzione rigenerata proveniente dall'impianto di rigenerazione. Il circuito descritto è schematizzato in Figura 10.

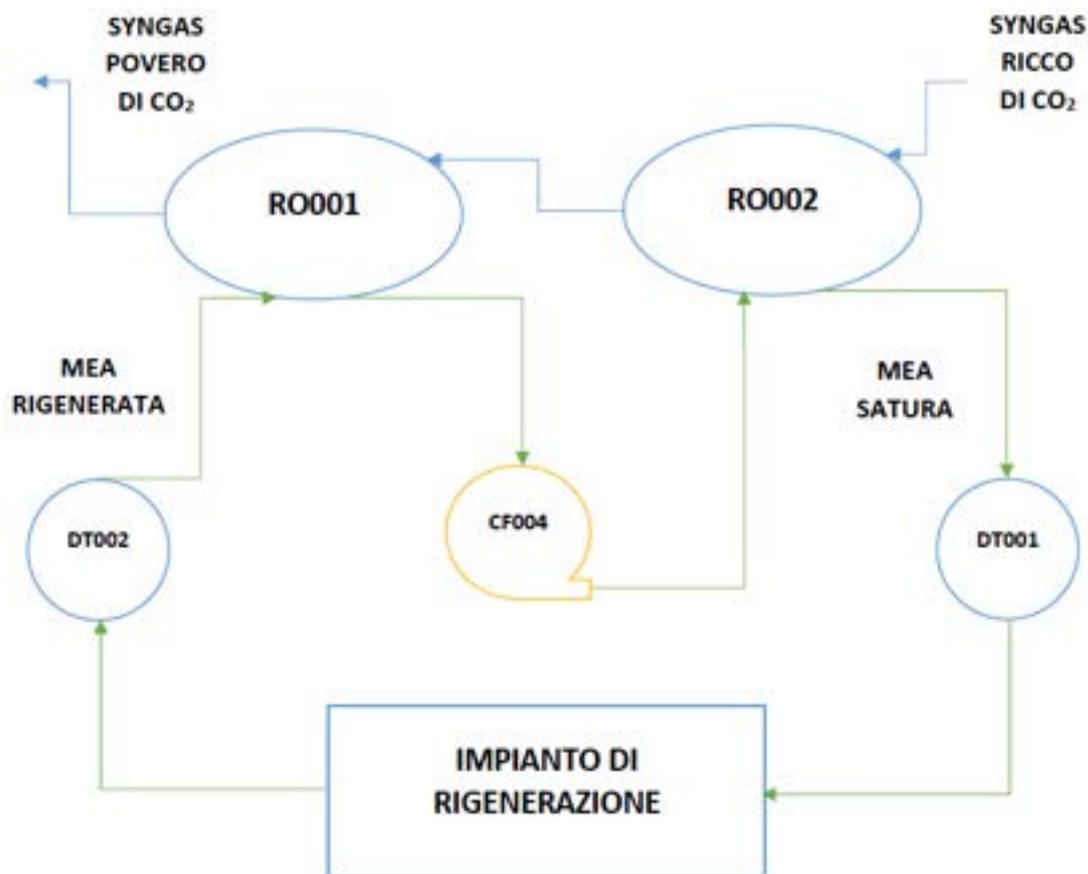


Figura 10. Circuito di assorbimento/rigenerazione utilizzato nei test del 21/04/2016 e 05/05/2016

3.3 Modifiche alla linea di adduzione gas da torcia

Durante il test del 14 Luglio 2016 sono stati utilizzati dei gas da torcia per effettuare l'alimentazione dei gas ai reattori RO001 e RO002. Il circuito di assorbimento/rigenerazione è identico a quello utilizzato nei test del 21 Aprile 2016 e 05 Maggio 2016, mentre il circuito di alimentazione gas è stato variato. Il complessivo è schematizzato in Figura 11. I gas uscenti dalla torcia vengono raffreddati mediante lo scambiatore di calore gas/acqua posto in ingresso al compressore CY001; tale compressore ha il compito di innalzare la pressione del gas fino a 300-350 mbar e di inviare il flusso al reattore RO002 e RO001. I due reattori a bolle sono attraversati in controcorrente dal solvente liquido, posto in collegamento diretto con l'unità di rigenerazione. Il passaggio di solvente fra il reattore RO001 e L'RO002 viene regolato attraverso la pompa dosatrice a membrana CF004.

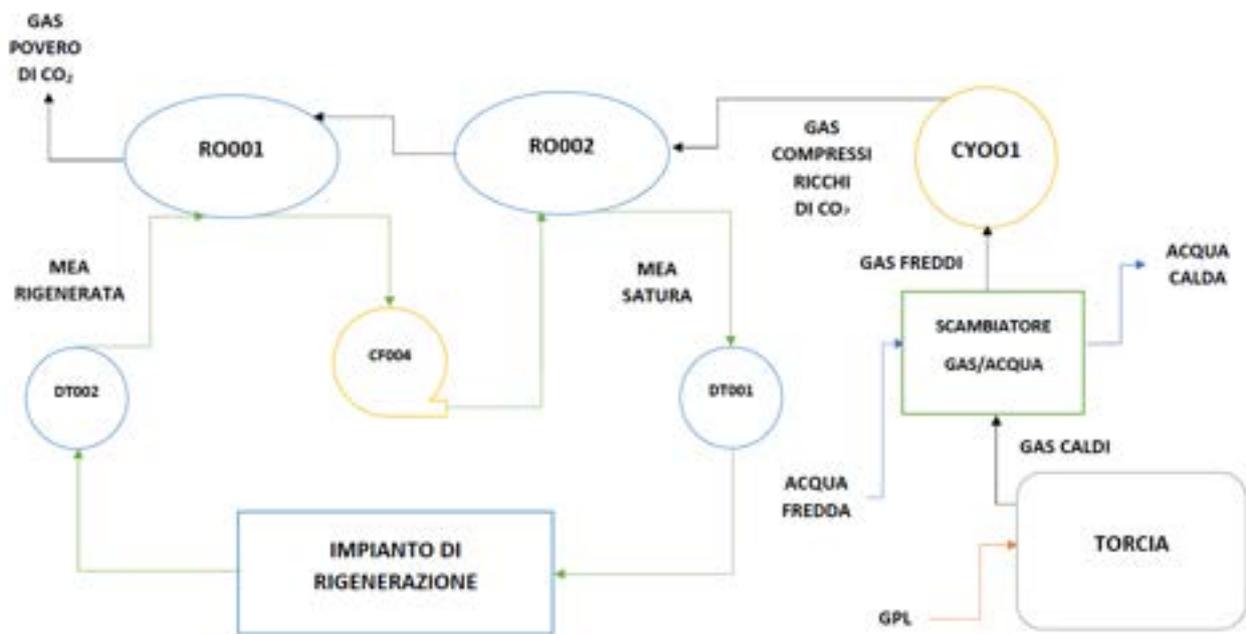


Figura 11. Circuito di adduzione gas da torcia e assorbimento/rigenerazione (test del 14/07/2016)

Riportiamo di seguito in Figura 12 un particolare del piping di collegamento dei fumi di torcia al sistema di assorbimento della CO₂:



Figura 12. Particolare del circuito di adduzione dei fumi di combustione da torcia

4 Test sperimentali

4.1 Definizione della campagna sperimentale

Nell'ambito del presente progetto di ricerca sono state eseguiti 5 test sperimentali che hanno riguardato la cattura della CO₂ in post-combustione sull'impianto Pilota, tre dei quali con assorbimento e rigenerazione di ammina 5M con syngas simulato da bombole e due con i fumi di scarico prodotti dalla torcia dell'impianto pilota.

Le sezioni di assorbimento CO₂ e rigenerazione solvente esausto sono state esercite a ciclo chiuso. Come solvente è stata utilizzata una soluzione acquosa a base di MEA al 30 %wt (5M). Riportiamo di seguito, in Tabella 4, un riassunto dei test eseguiti.

Tabella 4. Organizzazione dei test sperimentali (2016)

Data	Obiettivo principale	Sperimentazione (ore)
24/03/2016	Cattura CO ₂ su mix gas da bombole 15% CO ₂ 85% N ₂ e rigenerazione solvente (MEA 5M)	16:00
21/04/2016	Cattura CO ₂ su mix gas da bombole 15% CO ₂ 85% N ₂ e rigenerazione solvente (MEA 5M)	16:00
05/05/2016	Cattura CO ₂ su mix gas da bombole 15% CO ₂ 85% N ₂ e rigenerazione solvente (MEA 5M)	16:00
25/06/2015	Cattura CO ₂ su fumi di combustione e rigenerazione solvente (MEA 5M)	16:00
01/09/2016	Cattura CO ₂ su fumi di combustione e rigenerazione solvente (MEA 5M)	16:00
	Totale ore di sperimentazione	80:00

4.2 Obiettivo della sperimentazione

Le prove sperimentali eseguite sono state programmate al fine di raggiungere i seguenti obiettivi principali:

- valutazione dell'efficienza di assorbimento CO₂;
- valutazione delle prestazioni dei singoli componenti costituenti la sezione di cattura CO₂ e della sezione di rigenerazione del solvente esausto;
- valutazione delle prestazioni del processo complessivo assorbimento-rigenerazione.

5 Risultati dei test sperimentali sull'impianto Pilota

Nel presente capitolo vengono riportati i principali risultati dei test di separazione della CO₂ in post-combustione simulati mediante gas da bombole e con fumi di torcia (alimentata a GPL); sono stati inoltre condotti test sulla sezione di rigenerazione utilizzando come solvente monoetanolamina (MEA 5M). Le sezioni di assorbimento e di desorbimento sono state esercitate a ciclo chiuso in continuo.

5.1 Risultati dei test sperimentali sulla separazione della CO₂ da gas da bombole

Come già descritto, sulla separazione della CO₂ in post-combustione, sono stati effettuati 3 test sperimentali previo utilizzo di una miscela di gas da bombole.

5.1.1 Test sperimentale del 24 Marzo 2016

Nel corso del test effettuato il 24/03/2016 il sistema di assorbimento della CO₂ utilizzato è stato il reattore RO002; durante il test è stato effettuato un ciclo di assorbimento e uno di rigenerazione, al fine di:

- valutare il funzionamento in continuo del sistema assorbimento/rigenerazione utilizzando monoetanolamina 5M e con un gas mix di anidride carbonica (CO₂) e azoto (N₂) tale da simulare fumi da combustione;
- valutare la densità (compensata rispetto alla temperatura), la viscosità, il pH e il caricamento della soluzione nel ciclo assorbimento/rigenerazione;
- confrontare i valori di densità misurati tramite densimetri in linea compensati in temperatura (DT001 e DT002) e quelli misurati dal densimetro da laboratorio (DENSITY MATER DMA35);
- Valutare della tempistica di raggiungimento dello stazionario con una nuova logica di avviamento, che prevedeva di portare in temperatura la sezione di rigenerazione facendo evolvere il loop liquido senza accumuli intermedi prima di flussare la miscela di gas CO₂ e N₂.

Il livello del reattore è stato mantenuto pressoché invariato (350-370 mm) al fine di avere un tempo di residenza della CO₂ costante nel tempo. La durata della prova è stata di 15 ore e 30 minuti.

Sezione di assorbimento

Le caratteristiche in termini di portate (di syngas e solvente) e concentrazioni della sezione di assorbimento nel corso del test sperimentale sono riportate in Tabella 5. Principali parametri di processo dell'unità di assorbimento CO₂.

Tabella 5. Principali parametri di processo dell'unità di assorbimento CO₂ (Test del 24/03/2016)

Portata di miscela CO ₂ - N ₂	21,4 kg/h
Portata ammina sezione di assorbimento	85 dm ³ /h
Portata ammina rigenerata	85 dm ³ /h
Concentrazione CO ₂	15% vol.
Rapporto L/G	4

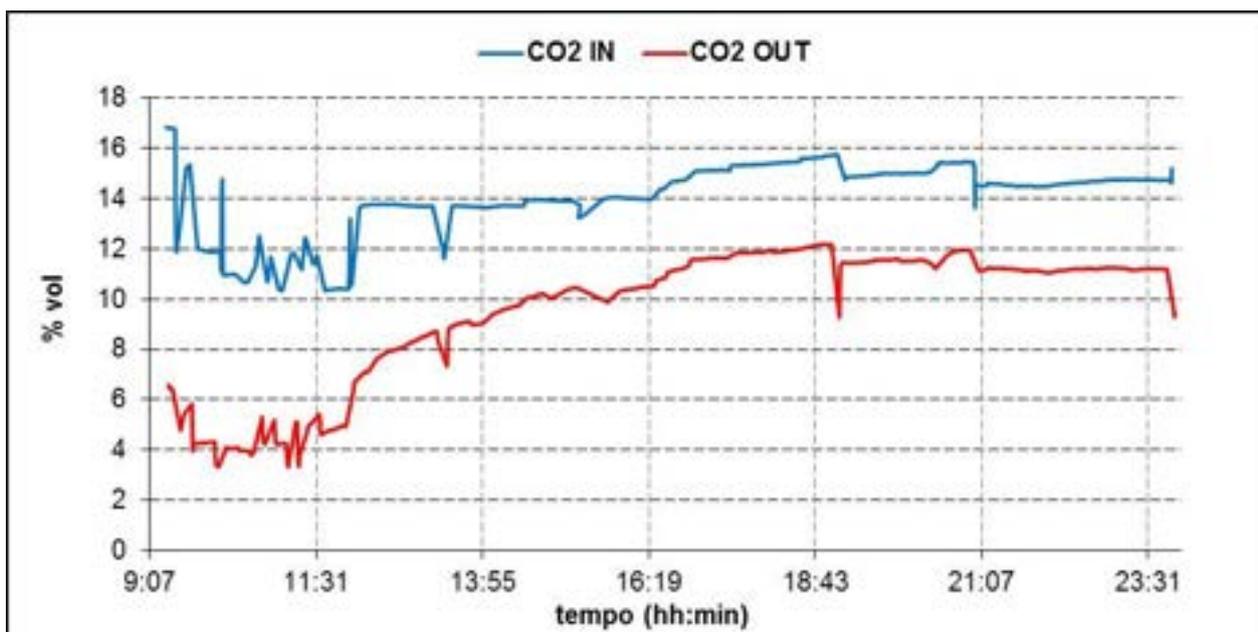


Figura 13. Sezione di cattura: concentrazione di CO₂ (Test del 24/03/2016)

Il grafico in Figura 13 riporta le concentrazioni volumetriche della CO₂ in ingresso al sistema (presa di campionamento DJ002) e in uscita dallo stadio di assorbimento (presa di campionamento DJ014); esse risultano essere crescenti durante il corso del test sperimentale. L'efficienza di abbattimento ha una tendenza a decrescere durante l'arco della sperimentazione (di durata pari a 930 minuti); ciò è causato dall'incremento della concentrazione di CO₂ nella soluzione amminica; il valore medio dell'efficienza di rimozione globale risulta essere del 33,3%.

Sezione di rigenerazione

Il sistema di rigenerazione è stato esercito nelle condizioni di processo riportate in Tabella 6.

Tabella 6. Set-point dei principali parametri di processo (Test del 24/03/2016)

Set point livello liquido in colonna	155 (mm)
Temperatura set-point ribollitore	120-122°
Temperatura preriscaldamento ammina	80°C
Set point temperatura di sicurezza ribollitore	150°C
Temperatura in ingresso al condensatore di testa	105-119°C
Set point temperatura controllo prodotto	30°C
Set point temperatura di sicurezza	90°C
Set point temperatura controllo scarico gas	30°C
Set point portata controllo alimentazione	85 dm ³ /h
Set point pressione in colonna	800 mbar

Durante la prova è stata monitorata la portata della corrente gassosa di CO₂ desorbita (tramite un rotametro posto a valle della valvola di scarico CO₂ dall'impianto): tale portata è risultata pari a circa 1,2 Nm³/h.

Tramite i contatori elettrici sono stati valutati i consumi globali di energia da parte del ribollitore della colonna di rigenerazione e dal sistema di preriscaldamento delle ammine; da questo è stata calcolata la potenza media assorbita durante la sperimentazione di cui si riporta l'andamento in Figura 14.

Durante tale test sperimentale i consumi elettrici del ribollitore elettrico della colonna di stripping sono stati nell'ordine dei 9 kWe mentre quelli del preriscaldamento del solvente si sono attestati a circa 3 kWe come si evince dalla Figura 14.

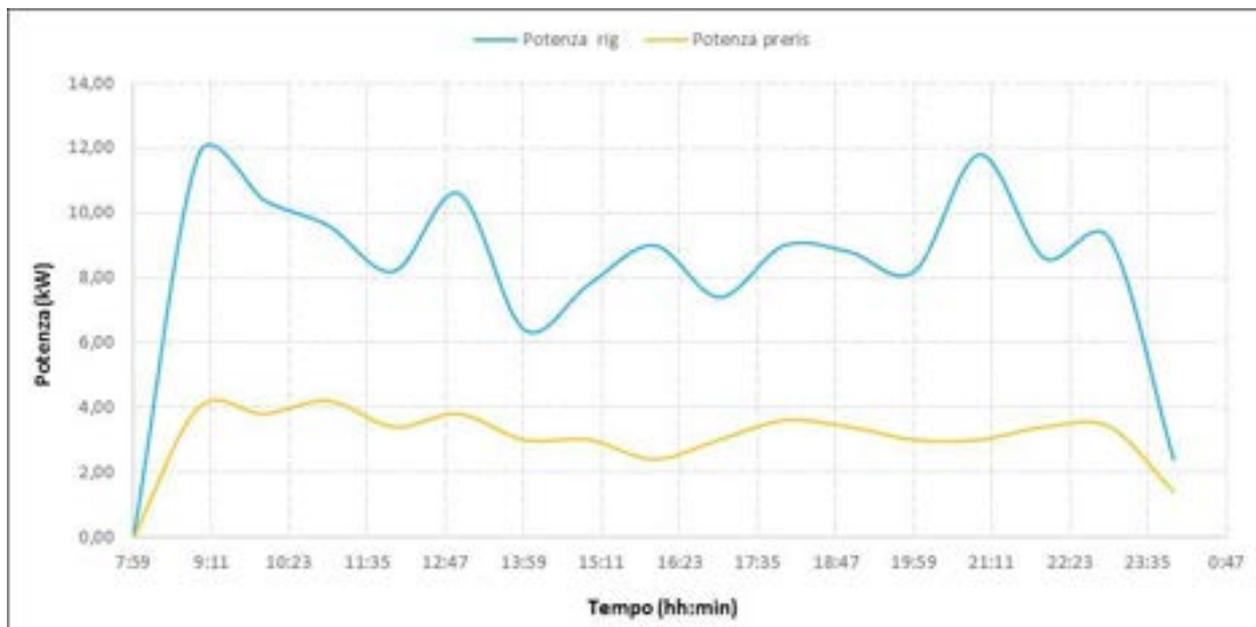


Figura 14. Consumi elettrici dell'unità di rigenerazione e del sistema di pre-riscaldamento delle ammine (Test del 24/03/2016)

Durante il test sono stati prelevati ogni 30 minuti le seguenti tipologie di campioni:

- solvente a base di ammine uscente dal sistema di assorbimento CO₂ (ammina SAT),
- solvente uscente dalla colonna di rigenerazione (ammina RIG).

Su ciascuno di questi campioni, nell'arco della stessa giornata, sono state eseguite le misure di pH, densità e viscosità. Considerando che le misure di densità e viscosità dipendono dalla temperatura, i campioni sono stati analizzati alla stessa temperatura di circa 20°C.

Per le misure di densità è stato utilizzato il densimetro Anton Paar DMA35, per quelle di viscosità il viscosimetro Brookfield LVDV-I Prime con l'UL Adapter per misure di viscosità comprese tra 1-10 cP. Infine per le misure di pH è stato utilizzato il pH-metro Medidor pH BASIC 20.

Per determinare sperimentalmente il caricamento dei campioni è stata utilizzata una metodica proposta da SINTEF (Trondheim, Norvegia), che si basa sul trattamento del campione con cloruro di bario che porta alla precipitazione del carbonato di bario e alla sua titolazione con acido cloridrico e idrossido di sodio. Si specifica che:

- I valori di densità ottenuti da queste analisi non sono compensate in temperatura, risultano quindi variabili in relazione alla temperatura registrata durante la misurazione del campione. I valori analizzati sono confrontati con i valori dei densimetri il linea DT001 e DT002, compensati in temperatura.
- L'analisi di viscosità è stata fatta con due velocità di rotazione del viscosimetro differenti: 50 e 100 rpm. I valori di viscosità più attendibili sono quelle a 100 rpm; questo perché in corrispondenza di quella velocità di rotazione del viscosimetro corrisponde un campo scala inferiore a quello che si avrebbe con 50 rpm. Ciò consente di ottenere un errore relativo inferiore, poiché equivale all'1% sul fondoscala.

I risultati delle analisi sono riportati nella Tabella 7 per l'ammina saturo e nella Tabella 8 per l'ammina rigenerata.

Tabella 7. Caratteristiche dei campioni di ammine analizzati (SATURA) (Test del 24/03/2016)

ora	Densità SAT @ 20°C ±1 (kg/m ³)	T ±0,2(°C)	Viscosità ±0,12(cP) 50 RPM	Viscosità ±0,12(cP) 100 RPM	pH ±0,01 @ 25°C	moli _{CO2} /moli _{MEA}
09:30	983,9	12,7	2,95	3,03	11,58	
10:00	990,3	13,8	2,50	2,56	11,19	
10:30	997,4	14,3	2,40	2,46	11,05	0,053
11:00	1008,6	16,3	2,46	2,51	10,90	
11:30	1020,0	18,0	2,45	2,50	10,76	0,084
12:00	1022,2	18,4	2,48	2,53	10,71	
12:30	1027,7	17,5	2,50	2,58	10,56	0,125
13:00	1032,7	17,9	2,48	2,55	10,47	
13:30	1040,1	19,1	2,52	2,59	10,37	0,152
14:00	1043,1	19,2	2,48	2,53	10,28	
14:30	1048,2	19,5	2,45	2,51	10,16	0,179
15:00	1056,8	21,1	2,45	2,51	10,05	
15:30	1057,1	20,9	2,52	2,60	10,01	0,200
16:00	1055,6	20,5	2,52	2,59	10,03	
16:30	1054,9	20,4	2,52	2,59	10,07	0,200
17:00	1050,8	19,6	2,56	2,63	10,08	
17:30	1048,5	19,0	2,59	2,65	10,10	0,200
18:00	1045,3	18,1	2,65	2,71	10,11	
18:30	1041,8	17,2	2,70	2,75	10,14	0,211
19:00	1038,9	16,4	2,68	2,75	10,16	
19:30	1032,5	14,9	2,72	2,75	10,16	0,203
20:00	1034,5	15,4	2,68	2,77	10,19	
20:30	1035,2	15,4	2,68	2,71	10,18	0,196
21:00	1033,6	14,9	2,68	2,73	10,17	
21:30	1036,2	15,7	2,72	2,77	10,18	0,207
22:00	1035,2	15,4	2,77	2,80	10,21	
22:30	1036,7	15,5	2,78	2,84	10,20	0,202
23:00	1035,4	15,4	2,84	2,92	10,21	
23:30	1032,5	14,1	2,88	2,93	10,18	0,196

Tabella 8. Caratteristiche dei campioni di ammine analizzati (RIGENERATA) (Test del 24/03/2016)

ora	Densità SAT @ (kg/m ³)	T ±0,2(°C)	Viscosità ±0,12(cP) 50 RPM	Viscosità ±0,12(cP) 100 RPM	pH ±0,01 @ 25°C	moli _{CO2} /moli _{MEA}
09:30	983,9	12,7	2,95	3,03	11,58	
10:00	990,3	13,8	2,50	2,56	11,19	
10:30	997,4	14,3	2,40	2,46	11,05	0,053
11:00	1008,6	16,3	2,46	2,51	10,90	
11:30	1020,0	18,0	2,45	2,50	10,76	0,084
12:00	1022,2	18,4	2,48	2,53	10,71	
12:30	1027,7	17,5	2,50	2,58	10,56	0,125
13:00	1032,7	17,9	2,48	2,55	10,47	
13:30	1040,1	19,1	2,52	2,59	10,37	0,152
14:00	1043,1	19,2	2,48	2,53	10,28	
14:30	1048,2	19,5	2,45	2,51	10,16	0,179
15:00	1056,8	21,1	2,45	2,51	10,05	
15:30	1057,1	20,9	2,52	2,60	10,01	0,200
16:00	1055,6	20,5	2,52	2,59	10,03	
16:30	1054,9	20,4	2,52	2,59	10,07	0,200
17:00	1050,8	19,6	2,56	2,63	10,08	
17:30	1048,5	19,0	2,59	2,65	10,10	0,200
18:00	1045,3	18,1	2,65	2,71	10,11	
18:30	1041,8	17,2	2,70	2,75	10,14	0,211
19:00	1038,9	16,4	2,68	2,75	10,16	
19:30	1032,5	14,9	2,72	2,75	10,16	0,203
20:00	1034,5	15,4	2,68	2,77	10,19	
20:30	1035,2	15,4	2,68	2,71	10,18	0,196
21:00	1033,6	14,9	2,68	2,73	10,17	
21:30	1036,2	15,7	2,72	2,77	10,18	0,207
22:00	1035,2	15,4	2,77	2,80	10,21	
22:30	1036,7	15,5	2,78	2,84	10,20	0,202
23:00	1035,4	15,4	2,84	2,92	10,21	
23:30	1032,5	14,1	2,88	2,93	10,18	0,196

In Figura 15 è riportato l'andamento della densità rilevato col densimetro portatile DENSITY METER DMA35.

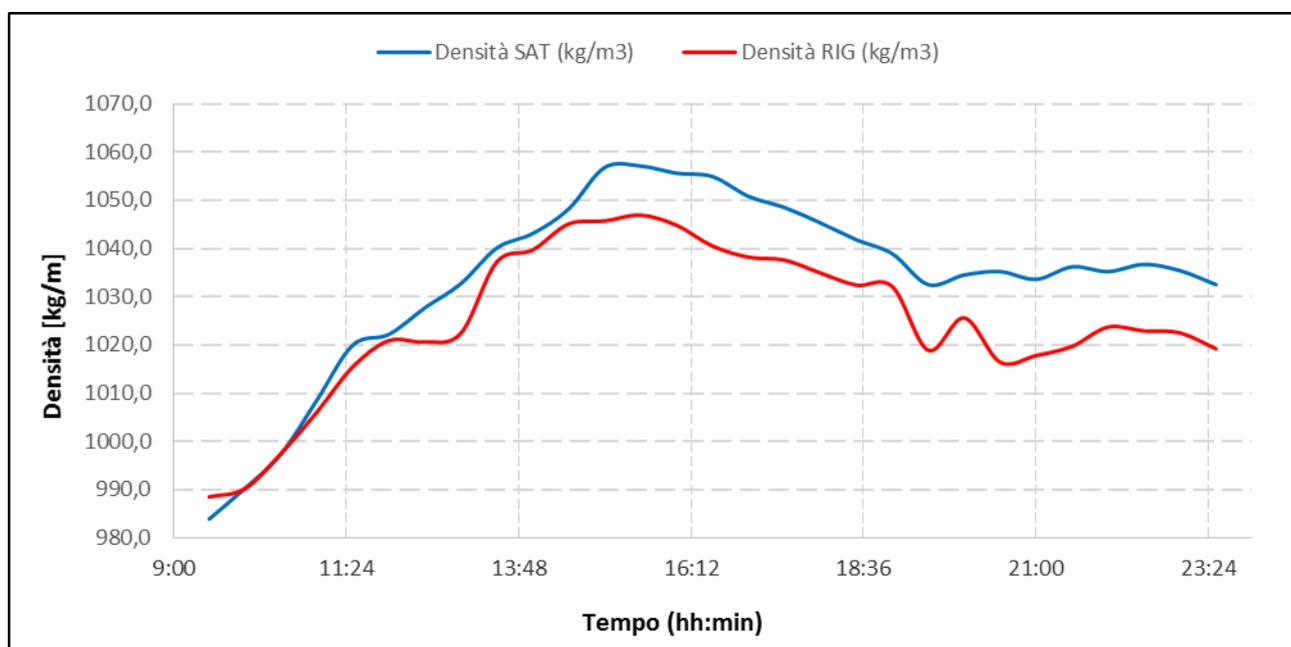


Figura 15. Andamento della densità rilevate con DENSITY METER DMA35 durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 24/03/2016)

Nella Figura 16 si riportano in grafico tutti i valori di densità rilevati dai densimetri DT001 e DT002 raccolti durante la prova, sia per l'ammina esausta che per l'ammina rigenerata.

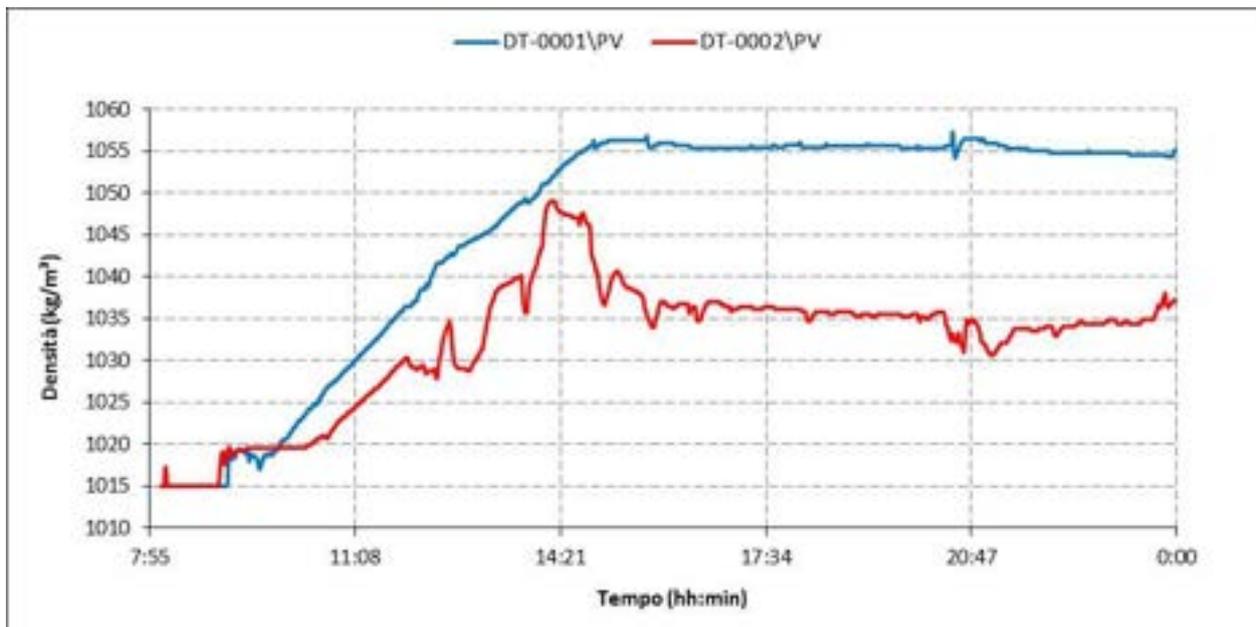


Figura 16. Andamento della densità durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata rilevata mediante DT001 e DT002 (Test del 24/03/2016)

In Figura 17 è riportato il confronto fra i valori di densità rilevati con i densimetri in linea DT001 e DT002 e quelli rilevati con il densimetro da laboratorio DENSITY METER DMA35.

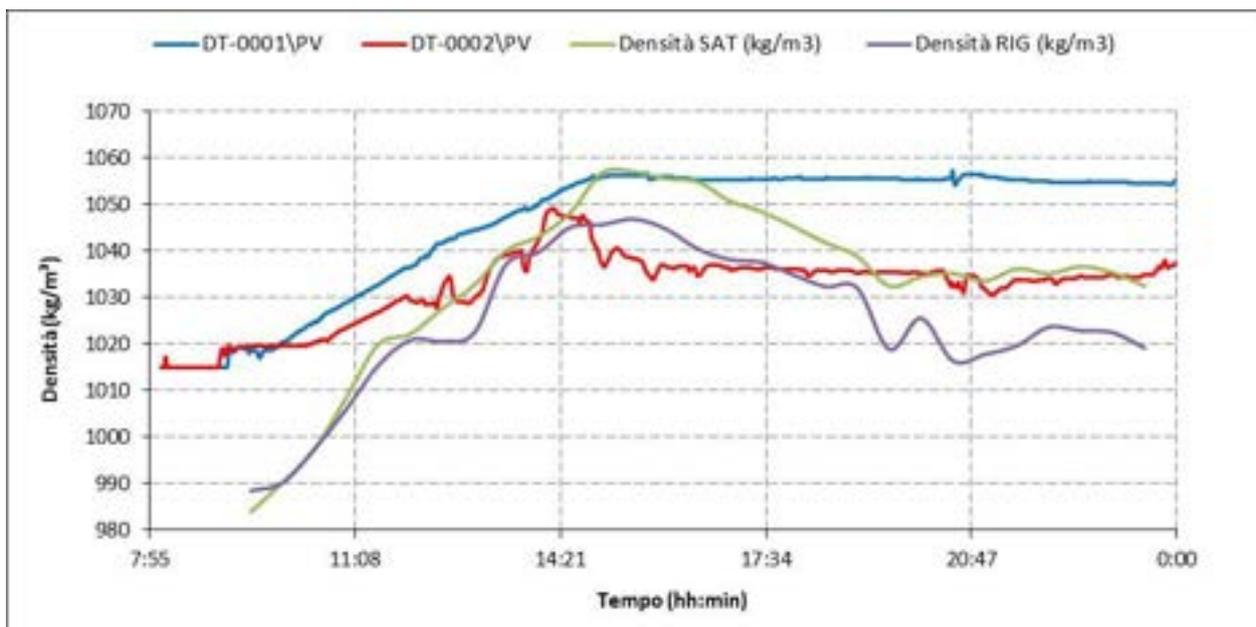


Figura 17. Confronto fra valori di densità misurati dai densimetri in linea e dal densimetro da laboratorio (Test del 24/03/2016)

In Figura 18 sono riportati gli andamenti della viscosità per ammina saturo e ammina rigenerata, relativamente alla velocità di analisi di 100 RPM.



Figura 18. Andamento della viscosità (100 RPM) durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 24/03/2016)

Nella Figura 19 è riportato l'andamento del pH dei campioni di ammina saturo e ammina rigenerata.

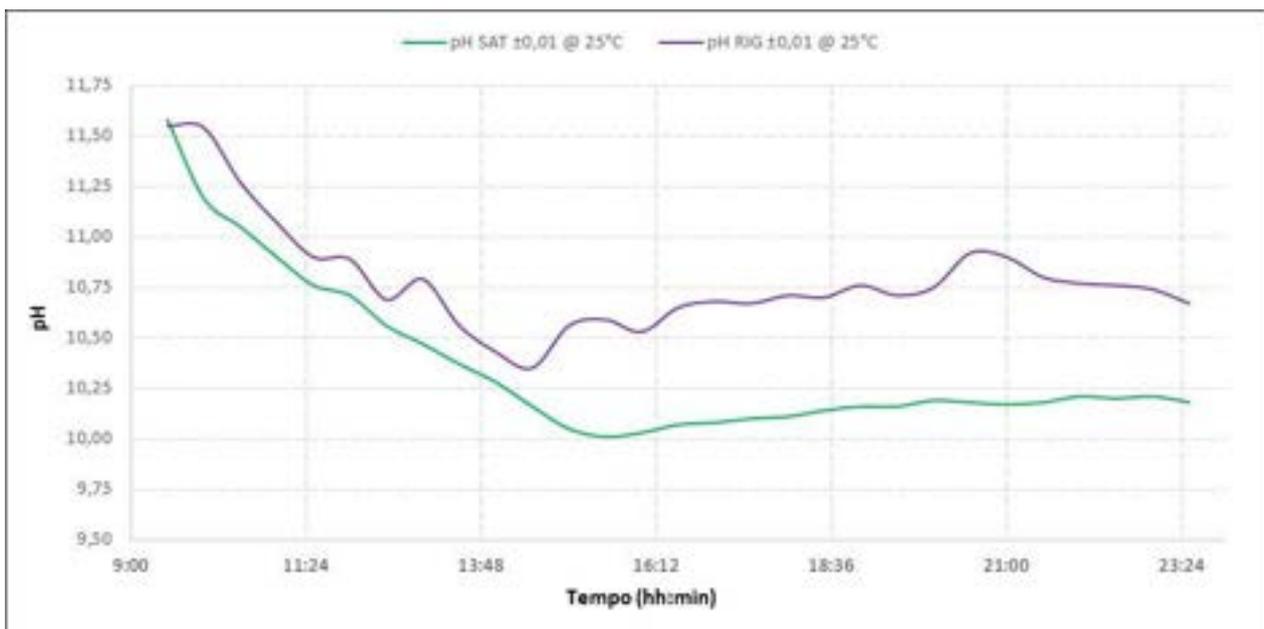


Figura 19. Andamento del pH durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 24/03/2016)

Nella Figura 20 si riporta l'andamento del caricamento per l'ammina saturo e quella rigenerata.

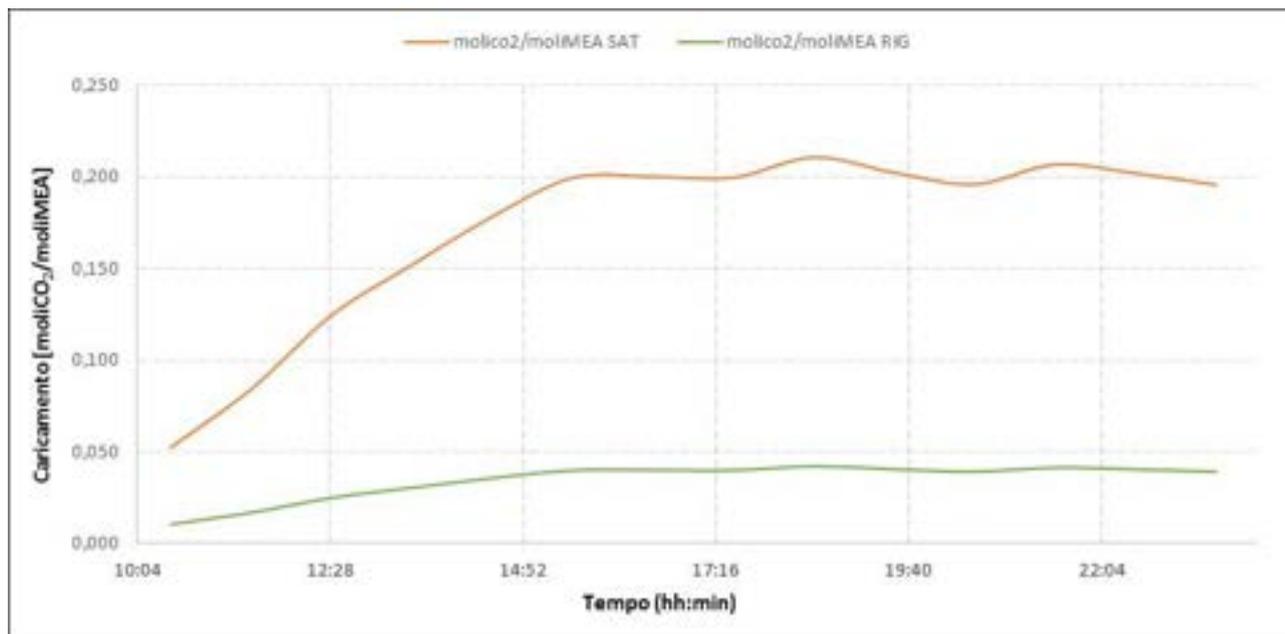


Figura 20. Andamento del caricamento durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 24/03/2016)

5.1.2 Test sperimentale del 21 Aprile 2016

Nel corso del test effettuato il 21/04/2016 il sistema di assorbimento della CO₂ utilizzato è stato il reattore RO002; durante il test è stato effettuato un ciclo di assorbimento e uno di rigenerazione, al fine di:

- valutare il funzionamento in continuo del sistema assorbimento/rigenerazione utilizzando monoetanolamina 5M e con un gas mix di anidride carbonica (CO₂) e azoto (N₂) tale da simulare fumi da combustione;
- valutare la densità (compensata rispetto alla temperatura), la viscosità, il pH e il caricamento della soluzione nel ciclo assorbimento/rigenerazione;
- confrontare i valori di densità misurati tramite densimetri in linea compensati in temperatura (DT001 e DT002) e quelli misurati dal densimetro da laboratorio (DENSITY MATER DMA35);
- Valutare della tempistica di raggiungimento dello stazionario con una nuova logica di avviamento, che prevedeva di portare in temperatura la sezione di rigenerazione facendo evolvere il loop liquido senza accumuli intermedi prima di fluire la miscela di gas CO₂ e N₂.

Il livello del reattore è stato mantenuto pressoché invariato (350-370 mm) al fine di avere un tempo di residenza della CO₂ costante nel tempo. La durata della prova è stata di 15 ore e 30 minuti.

Sezione di assorbimento

Le caratteristiche in termini di portate (di syngas e solvente) e concentrazioni della sezione di assorbimento nel corso del test sperimentale sono riportate in Tabella 9.

Tabella 9. Principali parametri di processo dell'unità di assorbimento CO₂

Portata di miscela CO₂ - N₂	21,4 kg/h
Portata ammina sezione di assorbimento	85 dm ³ /h
Portata ammina rigenerata	85 dm ³ /h
Concentrazione CO₂	15% vol.
Rapporto L/G	4

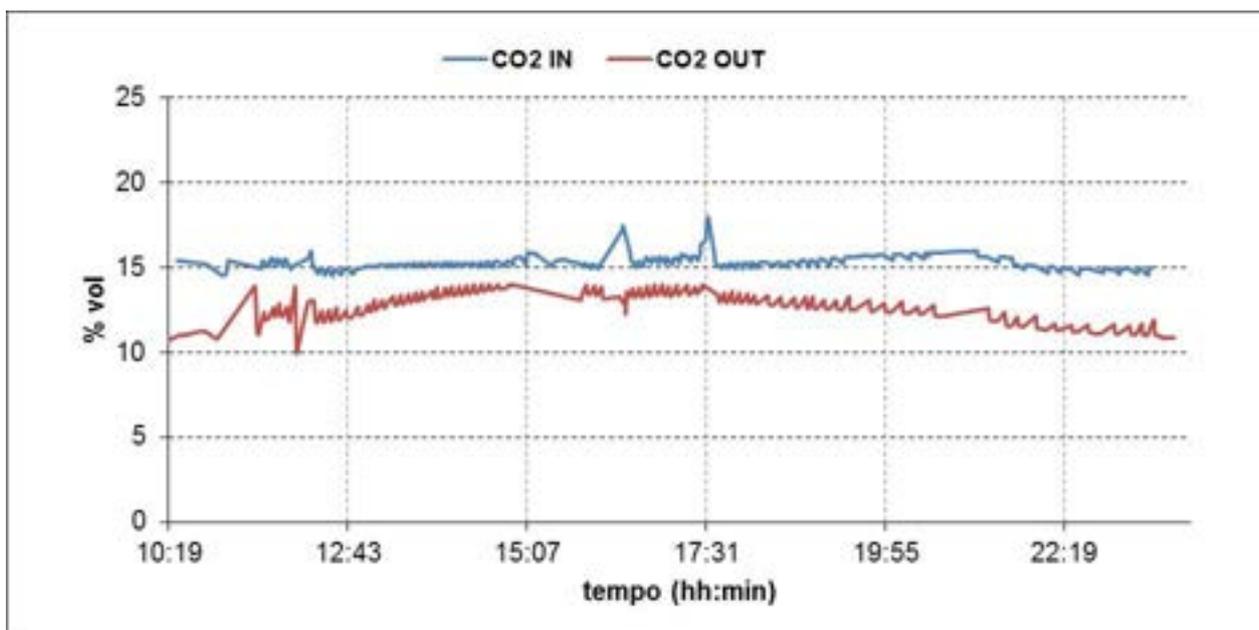


Figura 21. Sezione di cattura: concentrazione di CO₂ (Test del 21/04/2016)

Il grafico in Figura 21 riporta le concentrazioni volumetriche della CO₂ in ingresso al sistema (presa di campionamento DJ002) e in uscita dallo stadio di assorbimento (presa di campionamento DJ014); esse risultano essere costanti durante il corso del test sperimentale. L'efficienza di abbattimento ha una tendenza a decrescere durante l'arco della sperimentazione (di durata pari a 930 minuti); ciò è causato dall'incremento della concentrazione di CO₂ nella soluzione amminica; il valore medio dell'efficienza di rimozione globale risulta essere del 22,4%.

Sezione di rigenerazione

Il sistema di rigenerazione è stato esercito nelle condizioni di processo riportate in Tabella 10 Tabella 6.

Tabella 10. Set-point dei principali parametri di processo (Test del 21/04/2016)

Set point livello liquido in colonna	155 (mm)
Temperatura set-point ribollitore	120-122°
Temperatura preriscaldamento ammina	80°C
Set point temperatura di sicurezza ribollitore	150°C
Temperatura in ingresso al condensatore di testa	105-119°C
Set point temperatura controllo prodotto	30°C
Set point temperatura di sicurezza	90°C
Set point temperatura controllo scarico gas	30°C
Set point portata controllo alimentazione	85 dm ³ /h
Set point pressione in colonna	800 mbar

Durante la prova è stata monitorata la portata della corrente gassosa di CO₂ desorbita (tramite un rotametro posto a valle della valvola di scarico CO₂ dall'impianto): tale portata è risultata pari a circa 1,2 Nm³/h.

Tramite i contatori elettrici sono stati valutati i consumi globali di energia da parte del ribollitore della colonna di rigenerazione e dal sistema di preriscaldamento delle ammine; da questo è stata calcolata la potenza media assorbita durante la sperimentazione di cui si riporta l'andamento in Figura 22.

Durante tale test sperimentale i consumi elettrici del ribollitore elettrico della colonna di stripping sono stati nell'ordine dei 5,5 kWe mentre quelli del preriscaldamento del solvente si sono attestati a circa 2,7 kWe, come si evince dalla Figura 22.

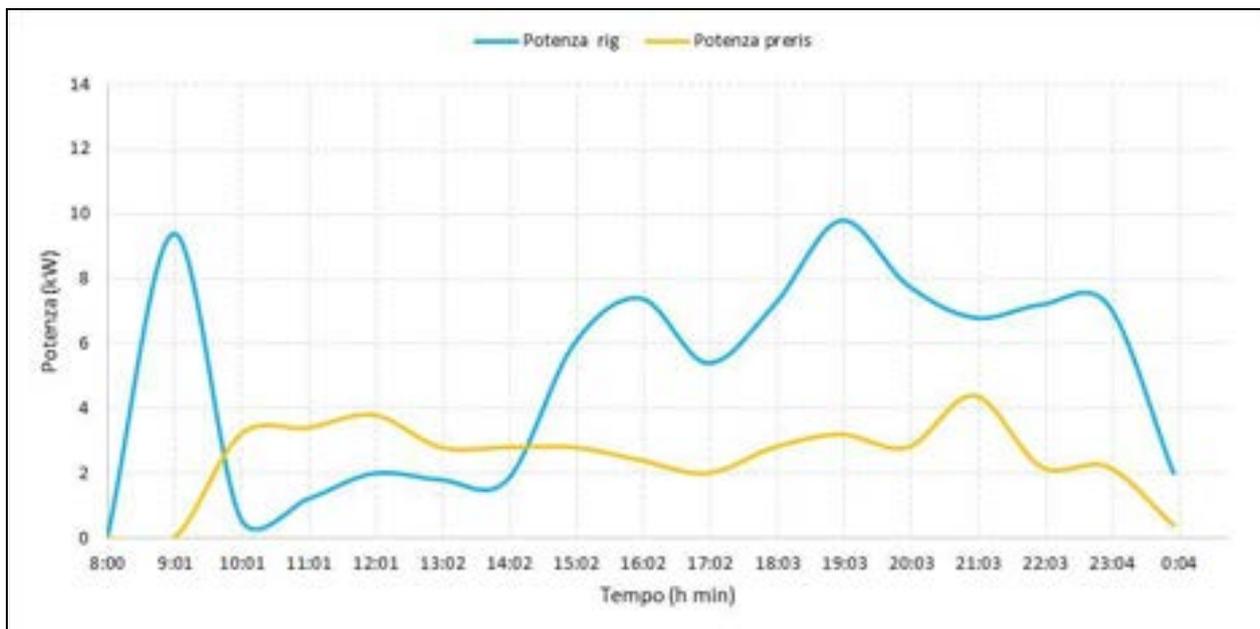


Figura 22. Consumi elettrici dell'unità di rigenerazione e del sistema di pre-riscaldamento delle ammine (Test del 21/04/2016)

Durante il test sono stati prelevati ogni 30 minuti le seguenti tipologie di campioni:

- solvente a base di ammine uscente dal sistema di assorbimento CO₂ (ammina SAT),
- solvente uscente dalla colonna di rigenerazione (ammina RIG).

Su ciascuno di questi campioni, nell'arco della stessa giornata, sono state eseguite le misure di pH, densità e viscosità. Considerando che le misure di densità e viscosità dipendono dalla temperatura, i campioni sono stati analizzati alla stessa temperatura di circa 20°C.

I risultati delle analisi sono riportati nella Tabella 11 per l'ammina saturata e nella Tabella 12 per l'ammina rigenerata.

Tabella 11. Caratteristiche dei campioni di ammine analizzati (SATURA) (Test del 21/04/2016)

ora	Densità SAT @ (kg/m ³)	T ±0,2(°C)	Viscosità ±0,24 (cP) 50 RPM	Viscosità ±0,12(cP) 100 RPM	pH ±0,01 @ 25°C	molico ₂ /moliM EA
09:30	1052,4	21,0	2,41	2,46	9,88	0,187
10:00	1054,0	20,5	2,45	2,50	9,85	0,192
10:30	1055,7	21,7	2,33	2,39	9,73	0,206
11:00	1057,7	22,8	2,46	2,51	9,63	0,220
11:30	1059,6	23,8	2,40	2,45	9,51	0,229
12:00	1061,8	24,5	2,32	2,38	9,41	0,238
12:30	1062,7	26,5	2,26	2,32	9,21	0,255
13:00	1064,8	25,7	2,40	2,45	9,17	0,253
13:30	1066,8	24,6	2,44	2,49	9,09	0,265
14:00	1068,3	25,7	2,35	2,42	9,00	0,291
14:30	1069,2	25,5	2,28	2,33	8,97	0,297
15:00	1070,1	26,0	2,32	2,38	8,89	0,291
15:30	1070,8	25,8	2,35	2,41	8,86	0,297
16:00	1066,8	28,0	2,34	2,40	8,91	0,287
16:30	1064,4	27,4	2,27	2,32	8,97	0,278
17:00	1063,2	27,2	2,22	2,27	9,05	0,263

17:30	1062,2	25,9	2,28	2,33	9,17	0,256
18:00	1061,6	24,8	2,21	2,25	9,42	0,245
18:30	1059,7	25,5	2,30	2,35	9,32	0,261
19:00	1058,1	25,8	2,29	2,34	9,43	0,244
19:30	1057,0	25,4	2,33	2,38	9,52	0,237
20:00	1056,1	25,0	2,30	2,35	9,59	0,231
20:30	1055,9	23,4	2,34	2,39	9,66	0,227
21:30	1054,3	23,4	2,38	2,42	9,69	0,218
22:00	1053,4	24,0	2,30	2,34	9,69	-
22:30	1052,9	23,7	2,35	2,41	9,72	0,210
23:00	1052,5	23,5	2,36	2,41	9,76	-
23:30	1052,1	23,6	2,30	2,35	9,77	0,206

Tabella 12. Caratteristiche dei campioni di ammine analizzati (RIGENERATA) (Test del 21/04/2016)

ora	Densità RIG @ (kg/m ³)	T ±0,2(°C)	Viscosità ±0,24 (cP) 50 RPM	Viscosità ±0,12 (cP) 100 RPM	pH ±0,01 @ 25°C	moli _{CO2} /moli _{MEA}
09:30	1050,3	22,2	2,35	2,41	9,92	-
10:00	1051,5	22,9	2,36	2,42	9,84	-
10:30	1052,7	24,9	2,32	2,36	9,76	0,210
11:00	1054,9	26,2	2,33	2,39	9,65	-
11:30	1057,2	26,2	2,34	2,39	9,54	0,225
12:00	1053,5	39,2	2,27	2,33	9,24	-
12:30	1058,7	34,8	2,17	2,23	9,10	0,251
13:00	1057,2	38,4	2,06	2,14	8,91	-
13:30	1064,0	29,5	2,24	2,38	9,07	0,265
14:00	1064,7	31,0	2,16	2,21	8,95	-
14:30	1067,8	27,7	2,28	2,35	8,88	0,294
15:00	1066,3	33,3	2,17	2,21	8,82	-
15:30	1053,7	25,7	2,26	2,32	9,60	0,219
16:00	1048,9	26,4	2,10	2,14	9,65	-
16:30	1046,8	28,0	2,04	2,09	9,68	0,205
17:00	1046,1	26,7	2,06	2,11	9,76	-
17:30	1041,7	30,7	1,97	2,02	9,77	0,177
18:00	1038,7	31,8	2,02	2,08	9,86	-
18:30	1037,7	29,7	2,12	2,18	10,07	0,165
19:00	1038,2	26,6	2,06	2,12	10,50	-
19:30	1037,9	24,9	2,23	2,28	10,18	0,142
20:00	1036,5	24,9	2,29	2,33	10,20	-
20:30	1036,4	23,6	2,32	2,36	10,26	0,131
21:30	1034,0	24,5	2,17	2,20	10,22	0,114
22:00	1033,2	24,6	2,15	2,20	10,25	-
22:30	1032,5	25,1	2,18	2,24	10,30	0,115
23:00	1032,2	24,4	2,23	2,27	10,31	-
23:30	1031,4	25,0	2,20	2,24	10,34	0,108

In Figura 23 è riportato l'andamento della densità rilevato col densimetro portatile DENSITY METER DMA35.

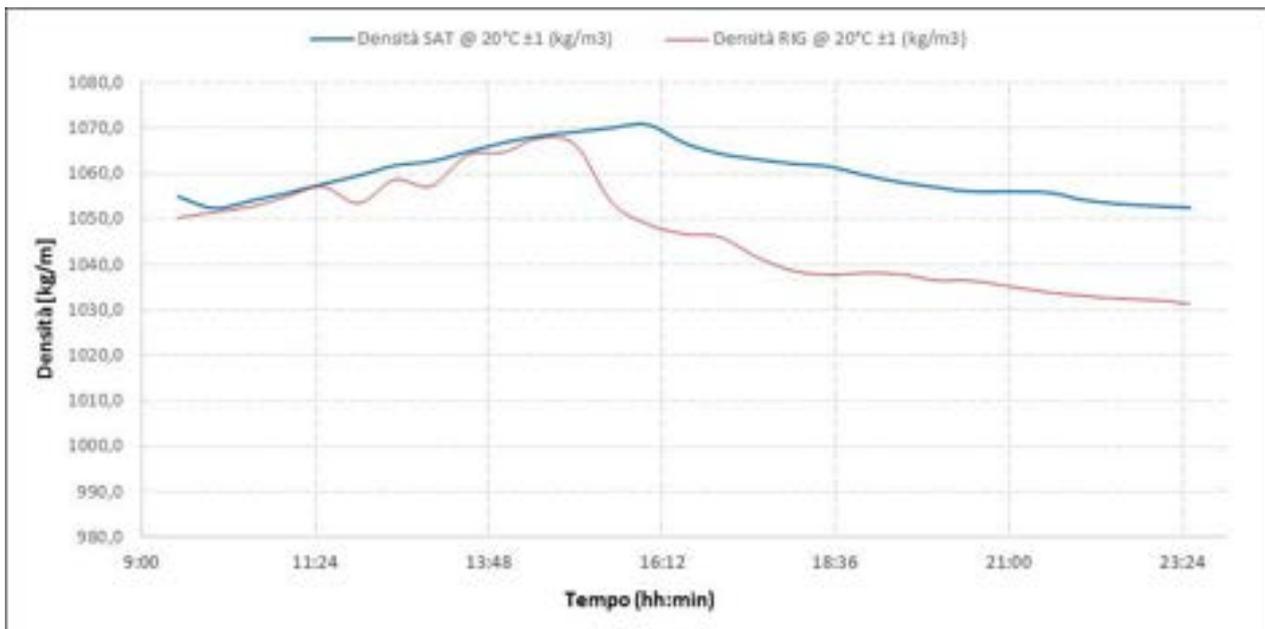


Figura 23. Andamento della densità rilevate con DENSITY METER DMA35 durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 21/04/2016)

Nella Figura 24 si riportano in grafico tutti i valori di densità rilevati dai densimetri DT001 e DT002 raccolti durante la prova, sia per l'ammina esausta che per l'ammina rigenerata.

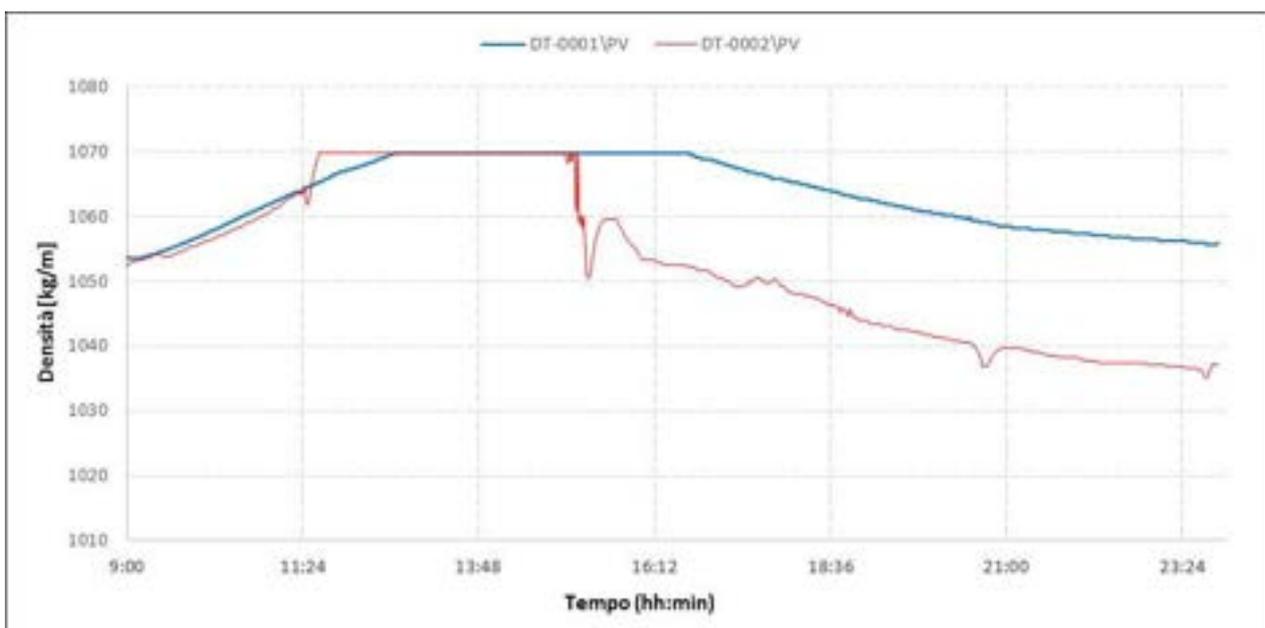


Figura 24. Andamento della densità durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata rilevata mediante DT001 e DT002 (Test del 21/04/2016)

In Errore. L'origine riferimento non è stata trovata. è riportato il confronto fra i valori di densità rilevati con i densimetri in linea DT001 e DT002 e quelli rilevati con il densimetro da laboratorio DENSITY METER DMA35.

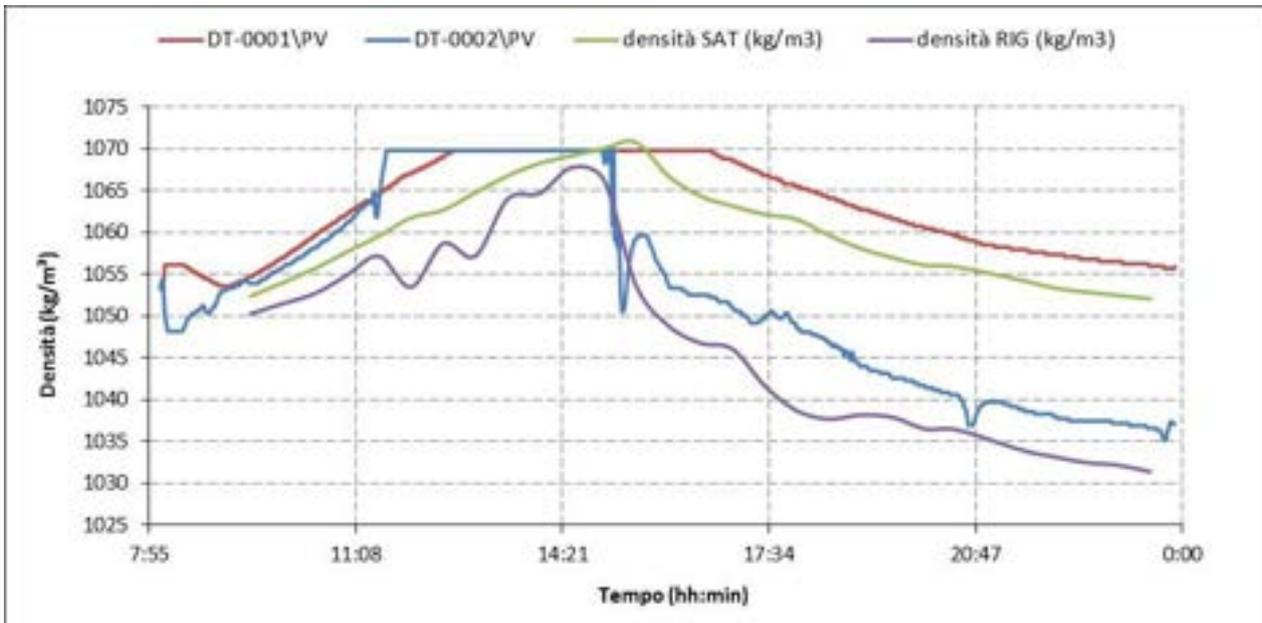


Figura 25. Confronto fra valori di densità misurati dai densimetri in linea e dal densimetro da laboratorio (Test del 21/04/2016)

Nella Figura 26 sono riportati gli andamenti della viscosità per ammina saturo e ammina rigenerata, alla velocità di analisi di 100 RPM.

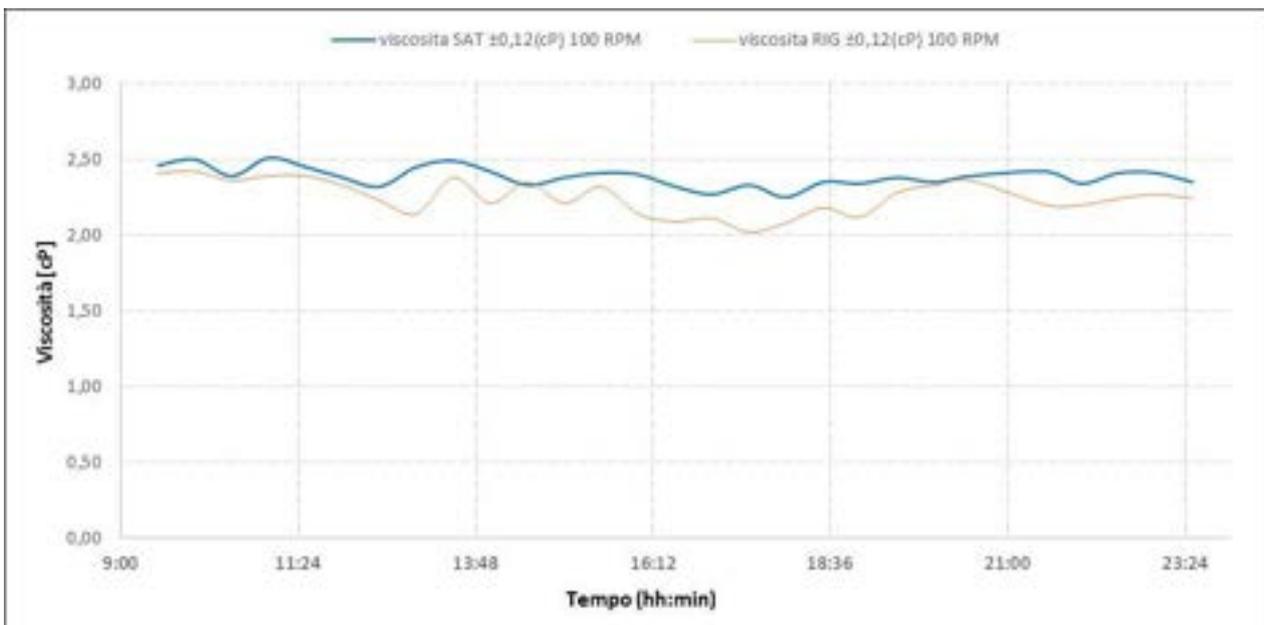


Figura 26. Andamento della viscosità (100 RPM) durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 21/04/2016)

Nella Figura 27 è riportato l'andamento del pH dei campioni di ammina saturo e ammina rigenerata.

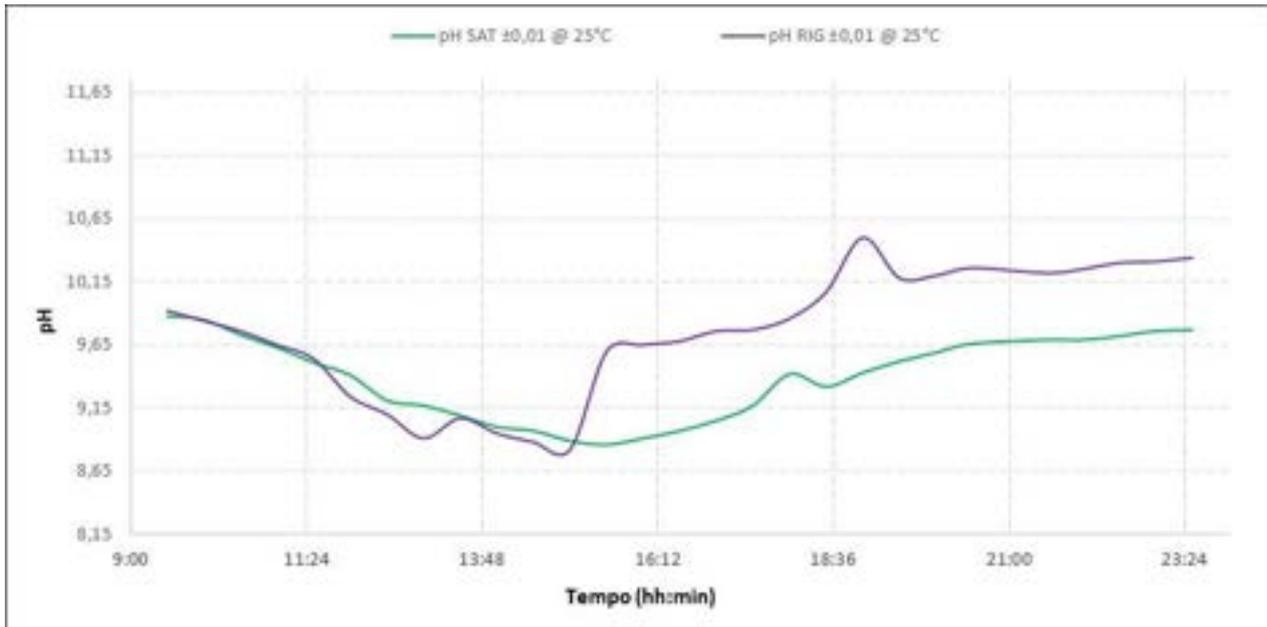


Figura 27. Andamento del pH durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 21/04/2016)

Nella Figura 28 si riporta l'andamento del caricamento per l'ammina saturo e quella rigenerata.



Figura 28. Andamento del caricamento durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 21/04/2016)

5.1.3 Test sperimentale del 5 Maggio 2016

Nel corso del test effettuato il 05/05/2016 il sistema di assorbimento della CO₂ utilizzato era composto dai reattori RO001 e RO002; durante il test è stato effettuato un ciclo di assorbimento e uno di rigenerazione, al fine di:

- valutare il funzionamento in continuo del sistema assorbimento/rigenerazione utilizzando monoetanolamina 5M e con un gas mix di anidride carbonica (CO₂) e azoto (N₂) tale da simulare fumi da combustione;
- valutare la densità (compensata rispetto alla temperatura), la viscosità, il pH e il caricamento della soluzione nel ciclo assorbimento/rigenerazione;
- confrontare i valori di densità misurati tramite densimetri in linea compensati in temperatura (DT001 e DT002) e quelli misurati dal densimetro da laboratorio (DENSITY MATER DMA35);
- Valutare della tempistica di raggiungimento dello stazionario con una nuova logica di avviamento, che prevedeva di portare in temperatura la sezione di rigenerazione facendo evolvere il loop liquido senza accumuli intermedi prima di fluxare la miscela di gas CO₂ e N₂.

Il livello del reattore è stato mantenuto pressoché invariato (350-370 mm) al fine di avere un tempo di residenza della CO₂ costante nel tempo. La durata della prova è stata di 16 ore.

Sezione di assorbimento

Le caratteristiche in termini di portate (di syngas e solvente) e concentrazioni della sezione di assorbimento nel corso del test sperimentale sono riportate in Tabella 13.

Tabella 13. Principali parametri di processo dell'unità di assorbimento CO₂ (05/05/2016)

Portata di miscela CO ₂ - N ₂	21,4 kg/h
Portata ammina sezione di assorbimento	85 dm ³ /h
Portata ammina rigenerata	85 dm ³ /h
Concentrazione CO ₂	15% vol.
Rapporto L/G	4

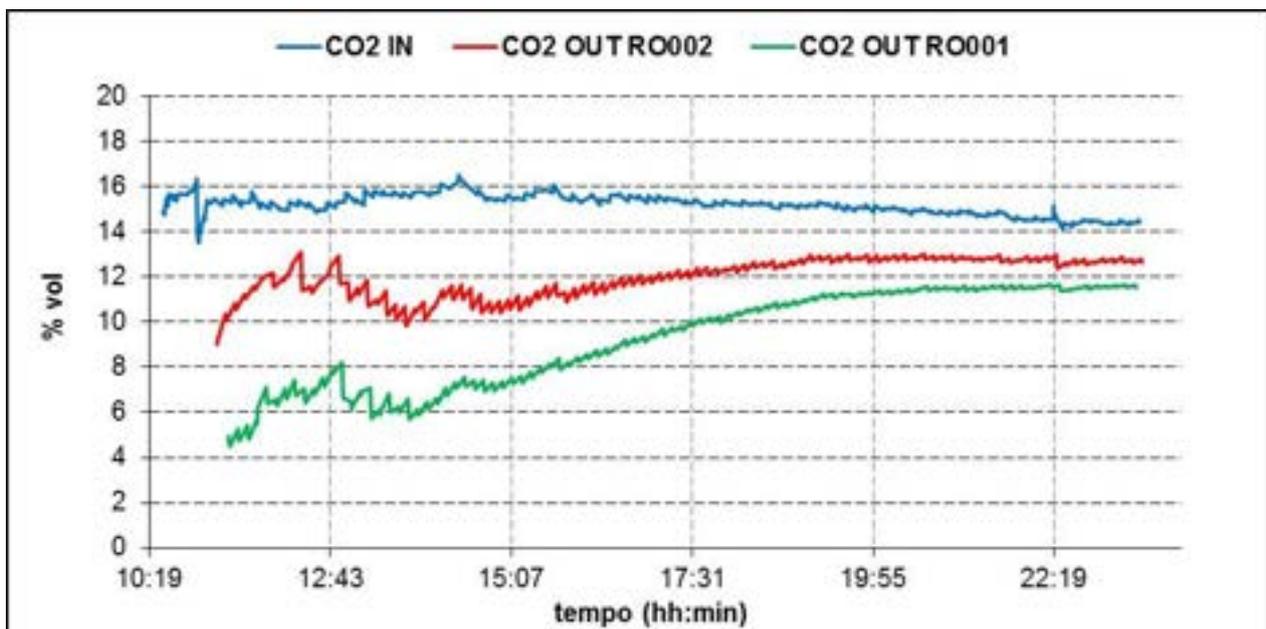


Figura 29. Sezione di cattura: concentrazione di CO₂ (Test del 05/05/2016)

Il grafico in Figura 29 riporta le concentrazioni volumetriche della CO₂ in ingresso al sistema (presa di campionamento DJ002), in uscita dal reattore di assorbimento RO001 (presa di campionamento DJ011) e in

uscita dallo stadio di assorbimento RO002 (presa di campionamento DJ014); esse risultano essere crescenti durante il corso del test sperimentale. L'efficienza di abbattimento ha una tendenza a decrescere durante l'arco della sperimentazione (di durata pari a 960 minuti); ciò è causato dall'incremento della concentrazione di CO₂ nella soluzione amminica; il valore medio dell'efficienza di rimozione per l'RO001 è stato del 27,4%, per l'RO002 del 21,5%, l'efficienza globale risulta essere del 42,2%.

Sezione di rigenerazione

Il sistema di rigenerazione è stato esercito nelle condizioni di processo riportate in Tabella 14.

Tabella 14. Set-point dei principali parametri di processo (05/05/2016)

Set point livello liquido in colonna	155 (mm)
Temperatura set-point ribollitore	120-122°
Temperatura preriscaldamento ammina	80°C
Set point temperatura di sicurezza ribollitore	150°C
Temperatura in ingresso al condensatore di testa	105-119°C
Set point temperatura controllo prodotto	30°C
Set point temperatura di sicurezza	90°C
Set point temperatura controllo scarico gas	30°C
Set point portata controllo alimentazione	85 dm ³ /h
Set point pressione in colonna	800 mbar

Durante la prova è stata monitorata la portata della corrente gassosa di CO₂ desorbita (tramite un rotametro posto a valle della valvola di scarico CO₂ dall'impianto): tale portata è risultata pari a circa 1 Nm³/h. Tramite i contatori elettrici sono stati valutati i consumi globali di energia da parte del ribollitore della colonna di rigenerazione e dal sistema di preriscaldamento delle ammine; da questo è stata calcolata la potenza media assorbita durante la sperimentazione di cui si riporta l'andamento in Figura 30.

Durante tale test sperimentale i consumi elettrici del ribollitore elettrico della colonna di stripping sono stati nell'ordine dei 6,8 kWe mentre quelli del preriscaldamento del solvente si sono attestati a circa 2,8 kWe.

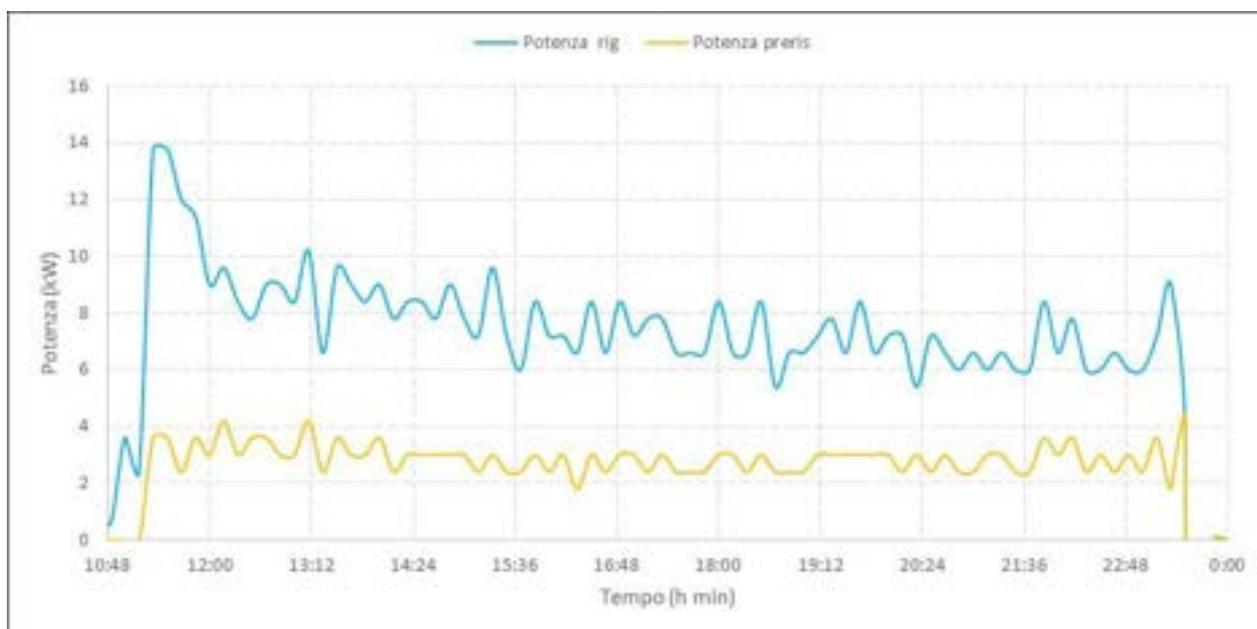


Figura 30. Consumi elettrici dell'unità di rigenerazione e del sistema di pre-riscaldamento delle ammine (Test del 05/05/2016)

Durante il test sono stati prelevati ogni 30 minuti le seguenti tipologie di campioni:

- solvente a base di ammine uscente dal sistema di assorbimento CO₂ (ammina SAT),
- solvente uscente dalla colonna di rigenerazione (ammina RIG).

Su ciascuno di questi campioni, nell'arco della stessa giornata, sono state eseguite le misure di pH, densità e viscosità. Considerando che le misure di densità e viscosità dipendono dalla temperatura, i campioni sono stati analizzati alla stessa temperatura di circa 20°C.

I risultati delle analisi sono riportati nella Tabella 15 per l'ammina satura e nella Tabella 16 per l'ammina rigenerata.

Tabella 15. Caratteristiche dei campioni di ammine analizzati (SATURA) (Test del 05/05/2016)

ora	Densità SAT (kg/m ³)	T ±0,2(°C)	Viscosità ±0,12(cP) 50 RPM	Viscosità ±0,12(cP) 100 RPM	pH ±0,01 @ 25°C	moli _{CO2} /moli _{MEA}
09:00	1054,0	17,9	2,42	2,50	10,07	0,188
11:20	1048,5	22,7	2,33	2,40	10,11	0,176
11:50	1051,5	23,4	2,42	2,45	9,98	0,198
12:20	1054,2	24,1	2,42	2,47	9,84	0,215
12:50	1054,1	24,9	2,42	2,47	9,73	0,204
13:20	1049,8	25,0	2,45	2,50	9,82	0,186
13:50	1048,3	26,3	2,26	2,29	9,87	0,189
14:20	1050,5	27,4	2,24	2,26	9,77	0,211
14:50	1052,4	28,7	2,18	2,23	9,66	0,178
15:20	1054,4	29,4	2,06	2,07	9,53	0,246
15:50	1056,6	30,0	2,20	2,22	9,44	0,220
16:20	1058,3	31,1	2,20	2,20	9,29	0,239
16:50	1059,5	30,6	2,22	2,23	9,19	0,259
17:20	1061,2	31,2	2,22	2,23	9,08	0,247
17:50	1062,2	30,5	2,18	2,19	9,03	0,249
18:50	1064,6	28,2	2,30	2,30	9,01	0,274
19:20	1065,4	27,5	2,27	2,23	8,96	0,277
19:50	1065,8	27,1	2,30	2,28	8,91	0,279
20:30	1067,2	25,4	2,34	2,33	8,93	0,289
21:00	1067,4	25,5	2,40	2,38	8,86	0,311
21:30	1068,1	24,5	2,39	2,39	8,86	0,323
22:00	1068,2	24,3	2,40	2,38	8,85	0,320
22:30	1068,1	24,0	2,39	2,35	8,85	0,319
23:00	1068,7	23,4	2,38	2,37	8,84	0,280
23:30	1068,9	23,2	2,36	2,34	8,81	

Tabella 16. Caratteristiche dei campioni di ammine analizzati (RIGENERATA) (Test del 05/05/2016)

ora	Densità RIG @ 20°C ±1 (kg/m ³)	T ±0,2(°C)	Viscosità ±0,12(cP) 50 RPM	Viscosità ±0,12(cP) 100 RPM	pH ±0,01 @ 25°C	moli _{CO2} /moli _{ME} A
09:00	1049,3	18,0	2,56	2,57	10,26	
11:20	1048,5	22,7	2,36	2,43	10,14	0,178
11:50	1039,7	24,1	2,23	2,29	10,31	
12:20	1033,0	25,1	2,17	2,20	10,29	0,118
12:50	1032,9	27,7	2,15	2,17	10,20	
13:20	1030,9	27,2	2,09	2,12	10,32	0,106
13:50	1028,2	28,7	1,99	2,02	10,42	
14:20	1029,0	30,3	1,96	2,01	10,30	0,137
14:50	1030,5	31,6	2,01	2,06	10,20	
15:20	1032,9	32,7	1,93	1,95	10,10	0,159

15:50	1035,3	32,6	1,91	1,90	10,00	
16:20	1037,3	32,7	1,95	1,97	9,90	0,156
16:50	1039,3	32,4	1,93	1,94	9,86	
17:20	1040,6	34,6	1,96	1,96	9,77	0,164
17:50	1042,4	33,1	2,00	1,98	9,72	
18:20	1044,3	32,0	2,05	2,04	9,70	0,173
18:50	1045,5	29,9	2,04	2,02	9,70	
19:20	1046,7	30,4	2,09	2,07	9,66	0,188
19:50	1047,6	29,5	2,09	2,09	9,70	
20:30	1048,9	28,0	2,12	2,11	9,66	0,204
21:00	1049,7	27,5	2,25	2,24	9,68	
21:30	1050,9	26,5	2,34	2,31	9,66	0,207
22:00	1051,4	26,3	2,28	2,25	9,67	
22:30	1051,8	25,7	2,34	2,27	9,59	0,219
23:00	1052,5	25,0	2,24	2,23	9,56	
23:30	1053,1	24,8	2,24	2,15	9,59	

Nella Figura 31 si riportano i dati di densità per ammina saturo e ammina rigenerata relativi alle misurazioni eseguite con il densimetro portatile da laboratorio DENSITY MATER DMA35.

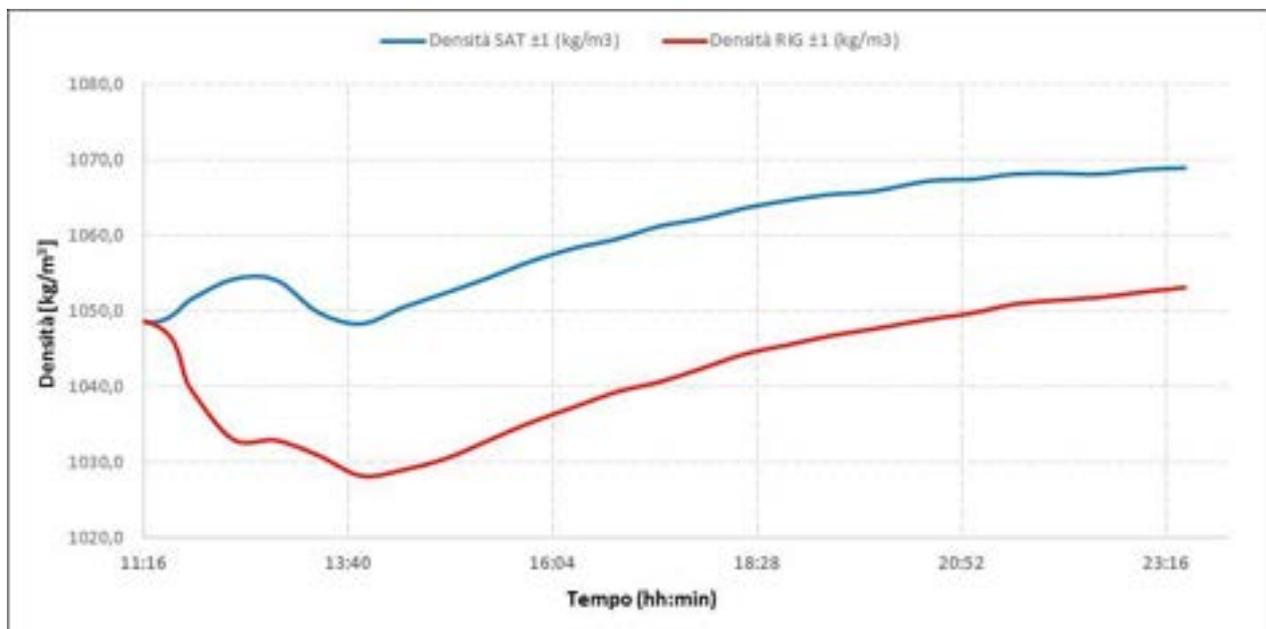


Figura 31. Andamento delle densità, rilevate con DENSITY METER DMA35, durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 05/05/2016)

Nella Figura 32 si riportano in grafico tutti i valori di densità rilevati dai densimetri DT001 e DT002 raccolti durante la prova, sia per l'ammina esausta che per l'ammina rigenerata.

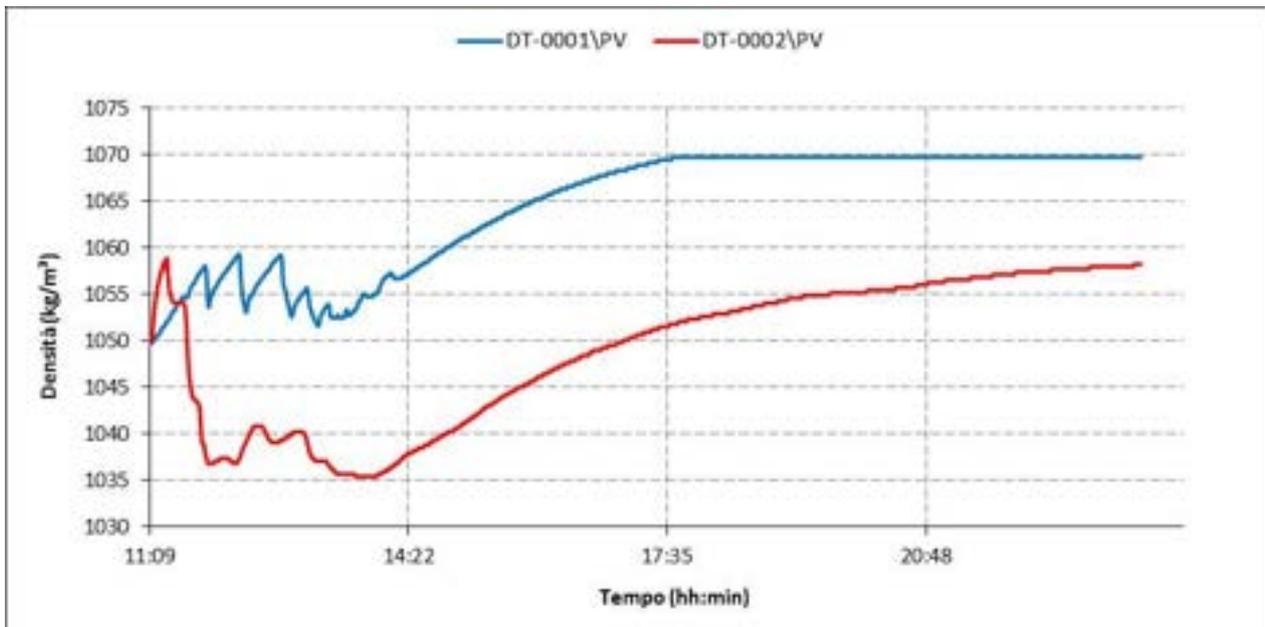


Figura 32. Andamento delle densità durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata rilevata mediante DT001 e DT002 (Test del 05/05/2016)

In Figura 33 è riportato il confronto fra i valori di densità rilevati con i densimetri in linea DT001 e DT002 e quelli rilevati con il densimetro da laboratorio DENSITY METER DMA35.

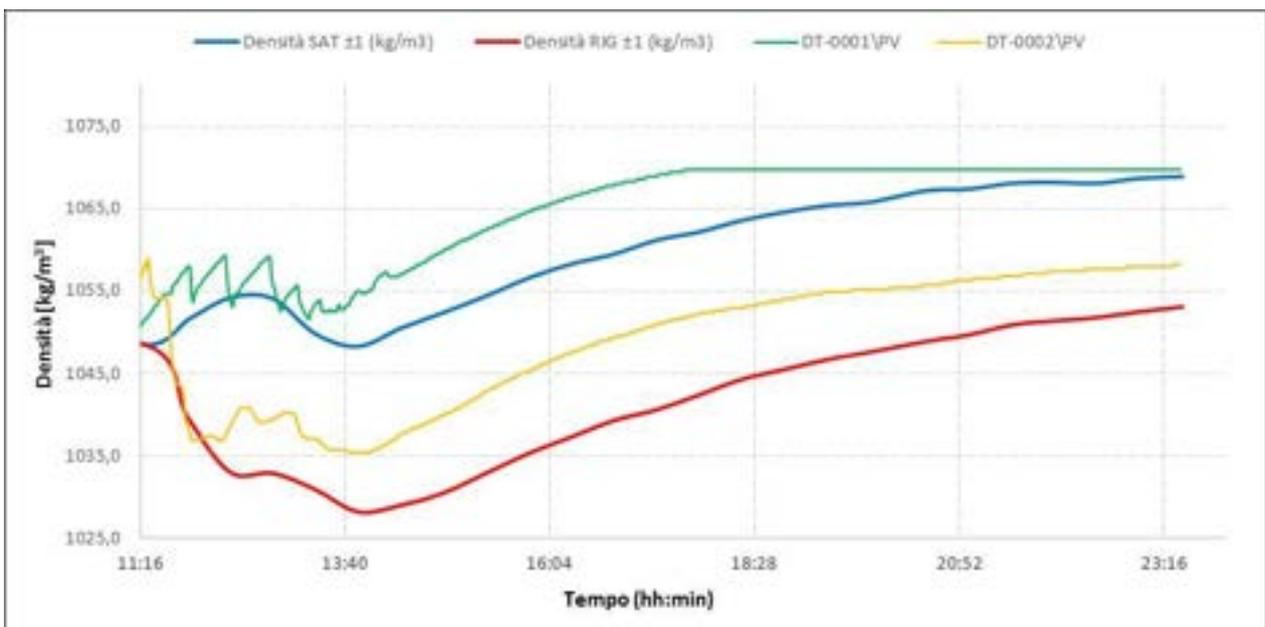


Figura 33. Confronto fra valori di densità misurati dai densimetri in linea e dal densimetro da laboratorio (Test del 05/05/2016)

Nella Figura 34 è riportato l'andamento della viscosità per ammina saturo e ammina rigenerata, relativamente alla velocità di analisi di 100 RPM.

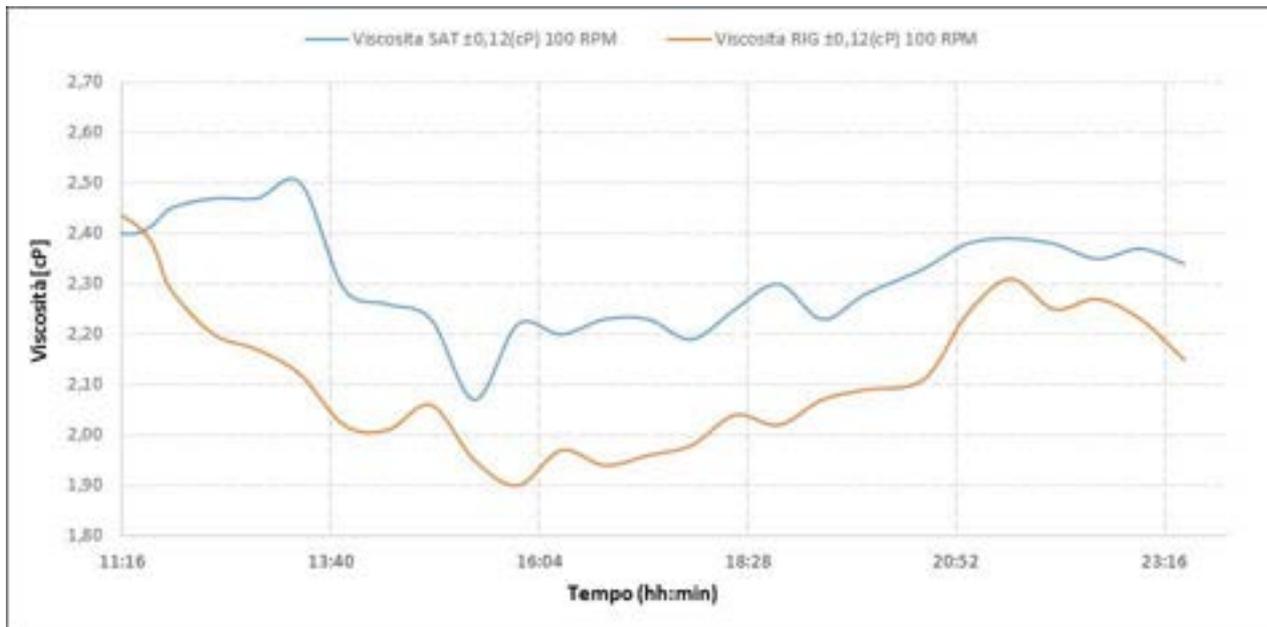


Figura 34. Andamento della viscosità (100 RPM) durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 05/05/2016)

Nella Figura 35 è riportato l'andamento del pH dei campioni di ammina saturo e ammina rigenerata.

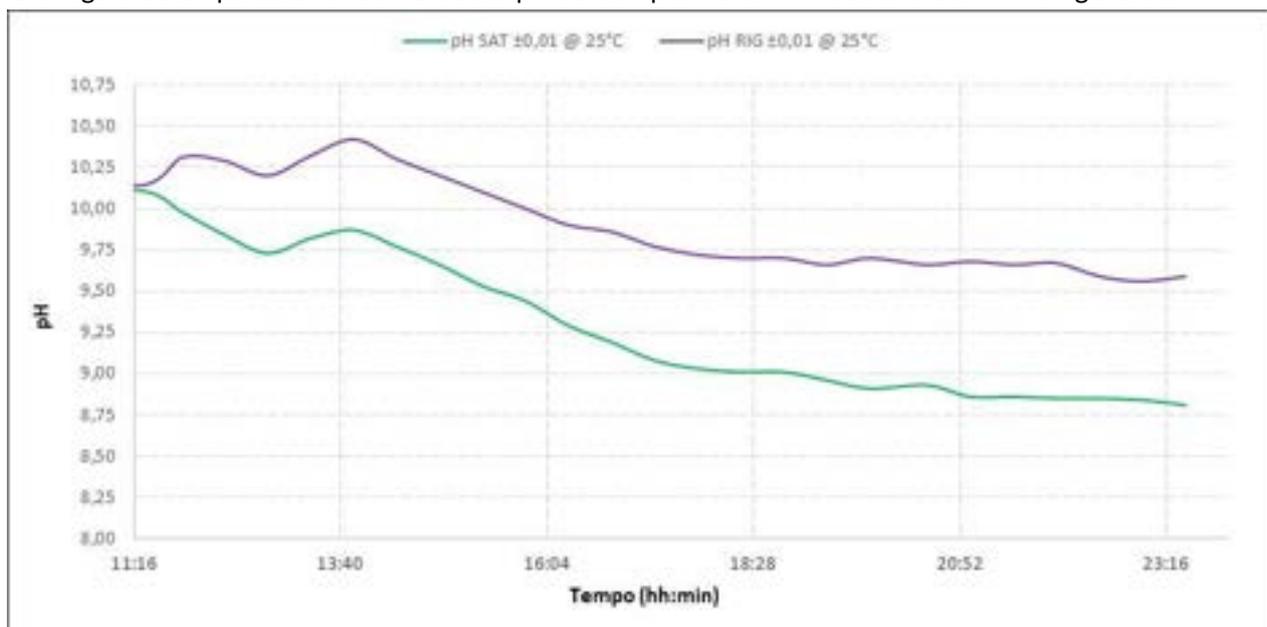


Figura 35. Andamento del pH durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 05/05/2016)

Nella Figura 36 si riporta l'andamento del caricamento per l'ammina satura e quella rigenerata.

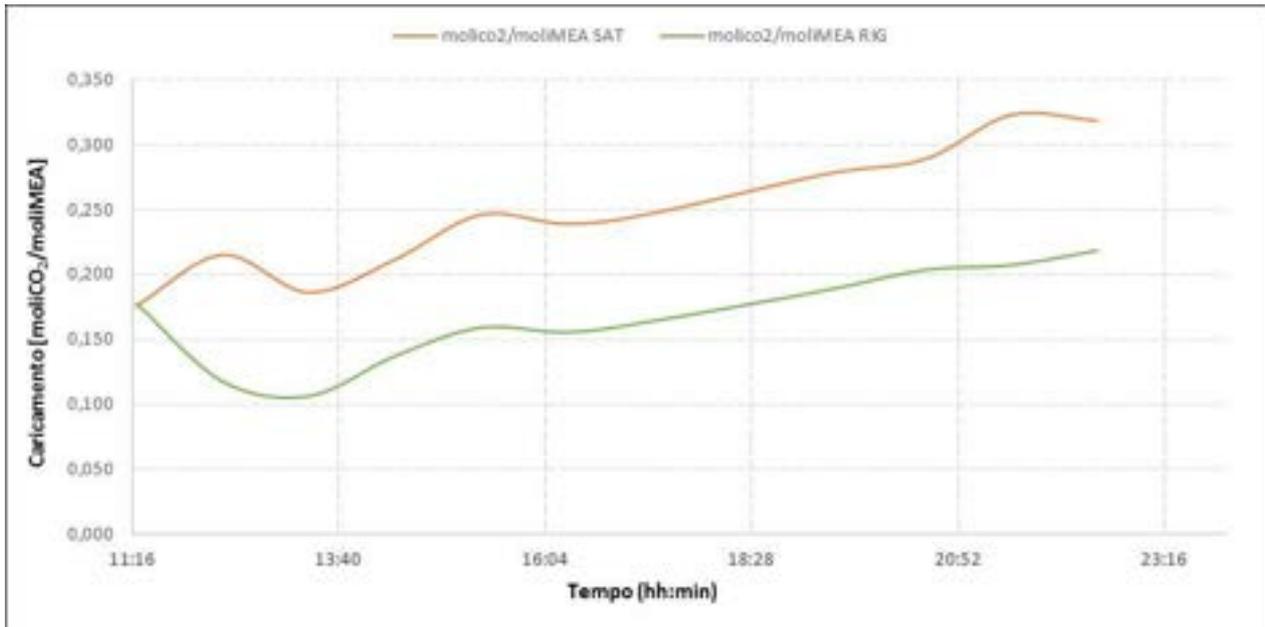


Figura 36. Andamento del caricamento durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 05/05/2016)

5.2 Risultati dei test sperimentali sulla separazione della CO₂ da fumi di torcia

Come già descritto è stato effettuato un test il 14 Luglio 2016 sulla separazione della CO₂ in post combustione da fumi di torcia. Come sistema di assorbimento della CO₂ sono stati utilizzati i reattori di assorbimento RO001 e RO002, integrato alla sezione di rigenerazione. Il livello dei reattori è stato mantenuto pressoché invariato (320-350 mm) al fine di avere un tempo di residenza della CO₂ costante durante il ciclo di assorbimento.

5.2.1 Test sperimentale del 14 Luglio 2016

Nel corso del test effettuato il 14/07/2016 il sistema di assorbimento della CO₂ utilizzato era composto dai reattori RO001 e RO002; durante il test è stato effettuato un ciclo di assorbimento e uno di rigenerazione, al fine di:

- valutare il funzionamento in continuo del sistema assorbimento/rigenerazione utilizzando monoetanolamina 5M e fumi di combustione provenienti dalla torcia pilota
- valutare la densità (compensata rispetto alla temperatura), la viscosità, il pH e il caricamento della soluzione nel ciclo assorbimento/rigenerazione;
- confrontare i valori di densità misurati tramite densimetri in linea compensati in temperatura (DT001 e DT002) e quelli misurati dal densimetro da laboratorio (DENSITY MATER DMA35);
- Valutare della tempistica di raggiungimento dello stazionario con una nuova logica di avviamento, che prevedeva di portare in temperatura la sezione di rigenerazione facendo evolvere il loop liquido senza accumuli intermedi prima di fluire i fumi di combustione provenienti dalla torcia all'assorbitore.

La durata della prova è stata di 16 ore.

Sezione di assorbimento

Le caratteristiche di fumi di torcia e solvente, in termini di portate e concentrazioni della sezione di assorbimento nel corso del test sperimentale, sono riportate in Tabella 17

Tabella 17. Principali parametri di processo dell'unità di assorbimento CO₂ (Test del 14/07/2016)

Portata gas	18-21 Nm ³ /h
Portata ammina sez.assorbimento	85 dm ³ /h
Portata ammina rigenerata	85 dm ³ /h
Concentrazione CO ₂	4-9% vol.
Rapporto L/G [kg/kg]	4

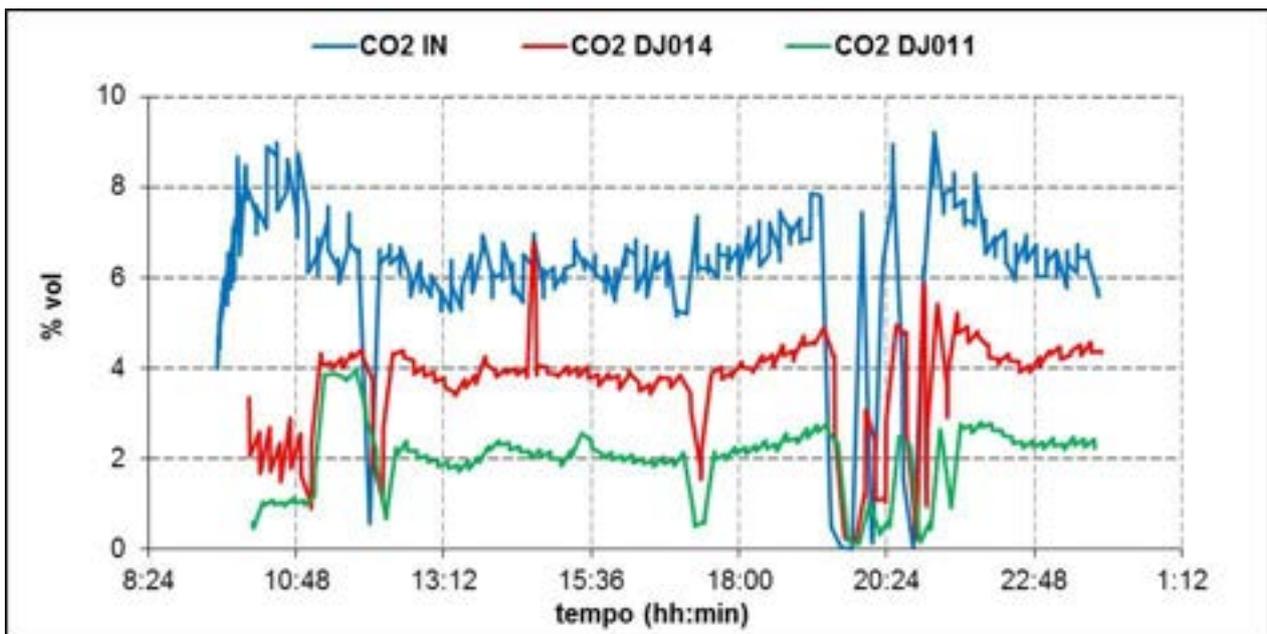


Figura 37. Sezione di cattura: concentrazione di CO₂ (Test del 14/07/2016)

Nella Figura 37 è riportata la concentrazione della CO₂ in ingresso al sistema di assorbimento (all'uscita della torcia, presa DJ008 indicata con CO₂ IN) e all'uscita del reattore RO001 (presa DJ011) e RO002 (presa DJ014); esse si mantengono all'incirca costanti per tutto il test sperimentale. Il rapporto L/G (kg_{solv}/kg_{gas}) è circa 4. L'andamento dell'efficienza di rimozione si è mantenuto su valori medi del 40,6% per RO002, 44,1% per L'RO001 (67,0 % globalmente).

Sezione di rigenerazione

Il sistema di rigenerazione è stato esercito nelle seguenti condizioni (Tabella 18):

Tabella 18. Set-point dei principali parametri di processo (Test del 14/07/2016)

Set point livello liquido in colonna	155 (mm)
Temperatura set-point ribollitore	120-122°
Temperatura preriscaldamento ammina	80°C
Set point temperatura di sicurezza ribollitore	150 °C
Temperatura in ingresso al condensatore di testa	105-119 °C
Set point temperatura controllo prodotto	30 °C
Set point temperatura di sicurezza	90 °C
Set point temperatura controllo scarico gas	30 °C
Set point portata controllo alimentazione	85 dm ³ /h
Set point pressione in colonna	800 mbar

Durante la prova è stata monitorata la portata della corrente gassosa di CO₂ desorbita tramite un rotametro posto a valle della valvola di scarico CO₂; tale portata è risultata pari a circa 0,7 Nm³/h.

Il grafico in Figura 38 mostra l'andamento dei consumi elettrici per il ribollitore e il pre-riscaldatore. La potenza elettrica media assorbita dal ribollitore si è attestata sui 6,6 kW mentre la potenza elettrica media assorbita del pre-riscaldatore è stata di circa 3,6 kW.

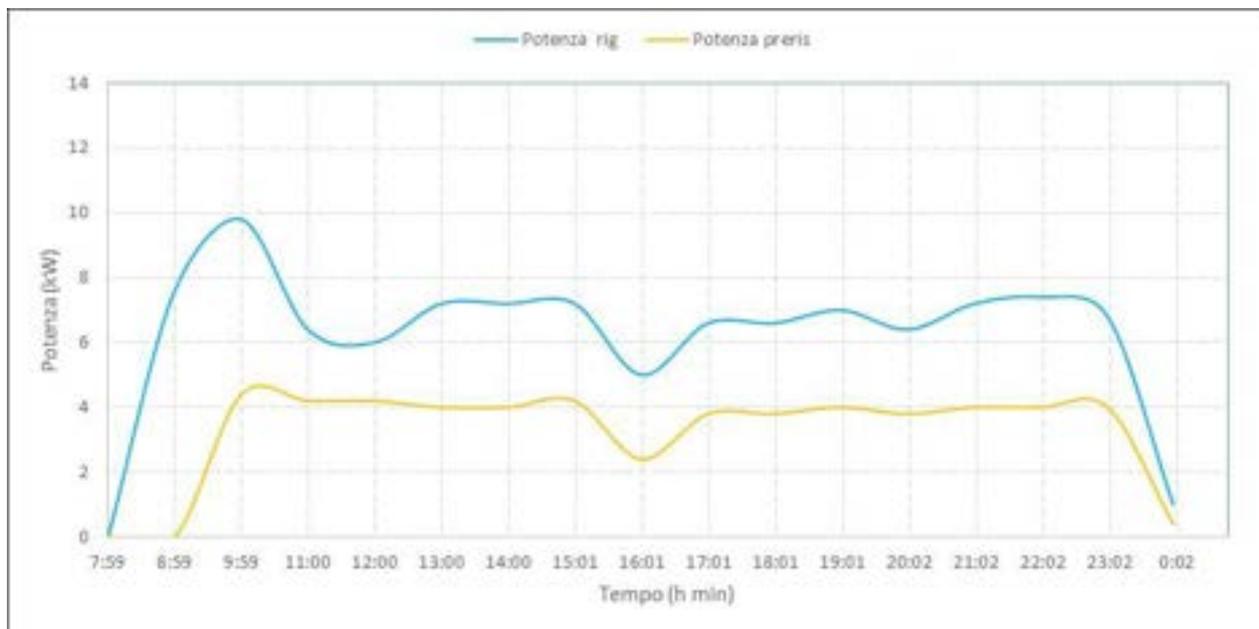


Figura 38. Consumi elettrici dell'unità di rigenerazione e del sistema di preriscaldamento delle ammine (Test del 14/07/2016)

Durante il test sono stati prelevati ogni 30 minuti le seguenti tipologie di campioni:

- solvente a base di ammine uscente dal sistema di assorbimento CO₂ (ammina SAT),
- solvente uscente dalla colonna di rigenerazione (ammina RIG).

Su ciascuno di questi campioni, nell'arco della stessa giornata, sono state eseguite le misure di pH, densità e viscosità. Considerando che le misure di densità e viscosità dipendono dalla temperatura, i campioni sono stati analizzati alla stessa temperatura di circa 20°C.

I risultati delle analisi sono riportati nella Tabella 19 per l'ammina satura e nella Tabella 20 per l'ammina rigenerata.

Tabella 19. Caratteristiche dei campioni di ammine analizzati (SATURA) (Test del 14/07/2016)

ora	Densità SAT (kg/m ³)	T ±0,2(°C)	Viscosità ±0,12(cP) 50 RPM	Viscosità ±0,12(cP) 100 RPM	pH ±0,01 @ 25°C	moli _{co2} /moli _{MEA}
09:20	1065,7	24,0	2,31	2,35	9,61	0,255
09:50	1064,8	23,7	2,57	2,61	9,91	
10:20	1064,7	24,1	2,90	2,84	10,02	0,270
10:50	1065,4	24,3	2,56	2,62	10,03	
11:20	1064,8	24,6	2,58	2,65	9,99	0,270
11:50	1063,9	25,2	2,51	2,56	9,89	
12:20	1064,2	25,7	2,50	2,56	9,83	0,238
12:50	1063,7	26,4	2,53	2,59	9,80	
13:20	1063,7	26,0	2,46	2,51	9,56	0,258
13:50	1063,2	26,2	2,45	2,52	9,57	
14:20	1062,1	26,9	2,40	2,47	9,54	0,271
14:50	1061,9	27,3	2,10	2,17	9,48	
15:20	1060,8	27,1	2,36	2,40	9,50	0,249
15:50	1060,3	28,5	2,29	2,35	9,49	

16:20	1061,2	27,9	2,37	2,40	9,48	0,242
16:50	1060,4	28,3	2,38	2,41	9,49	
17:20	1059,5	28,1	2,35	2,40	9,53	0,241
17:50	1061,1	27,6	2,33	2,38	9,51	
18:20	1061,4	27,0	2,33	2,38	9,53	0,248
19:10	1061,0	26,5	2,26	2,31	9,54	
19:40	1062,5	26,0	2,24	2,30	9,50	0,248
20:10	1063,4	26,5	2,24	2,30	9,45	
20:50	1062,1	25,6	2,22	2,26	9,52	0,248
21:20	1060,2	24,8	2,19	2,24	9,59	
21:50	1058,5	26,5	2,15	2,20	9,57	0,234
22:20	1059,0	26,0	2,21	2,25	9,54	
22:50	1060,6	24,6	2,17	2,24	9,55	0,248
23:20	1061,5	24,4	2,2	2,25	9,54	

Tabella 20. Caratteristiche dei campioni di ammine analizzati (RIGENERATA) (Test del 14/07/2016)

ora	Densità RIG (kg/m ³)	T ±0,2(°C)	Viscosità ±0,12(cP) 50 RPM	Viscosità ±0,12(cP) 100 RPM	pH ±0,01 @ 25°C	moli _{CO2} /moli _{ME} A
09:20	1062,8	25,6	3,11	3,16	10,02	0,227
09:50	1046,0	25,9	2,22	2,28	10,17	
10:20	1058,1	26,1	2,35	2,41	9,96	0,219
10:50	1060,8	27,0	2,47	2,54	9,96	
11:20	1061,3	27,4	2,41	2,45	9,94	0,260
11:50	1059,9	27,6	2,38	2,44	9,80	
12:20	1059,5	29,6	2,32	2,36	9,70	0,253
12:50	1051,1	30,3	2,27	2,31	9,65	
13:20	1049,5	31,6	2,21	2,27	9,60	0,202
13:50	1048,9	30,3	2,15	2,18	9,65	
14:20	1047,9	31,9	2,22	2,29	9,69	0,196
14:50	1046,5	32,8	2,40	2,45	9,63	
15:20	1046,7	30,9	2,12	2,17	9,59	0,199
15:50	1045,9	32,6	2,89	2,94	10,01	
16:20	1047,8	32,3	2,16	2,23	9,62	0,189
16:50	1047,8	32,7	2,07	2,13	9,52	
17:20	1046,1	33,1	2,18	2,24	9,69	0,184
17:50	1045,8	33,4	2,17	2,24	9,70	
18:20	1048,8	31,1	2,05	2,09	9,58	0,132
19:10	1047,4	32,5	1,98	2,02	9,61	
19:40	1048,2	31,7	2,08	2,14	9,71	0,178
20:10	1051,2	28,0	2,02	2,06	9,64	
20:50	1049,8	28,4	2,16	2,21	9,81	0,186
21:20	1046,2	29,8	2,00	2,05	9,77	
21:50	1047,0	27,3	1,98	2,02	9,71	0,188
22:20	1047,9	28,7	2,01	2,07	9,66	
22:50	1048,6	29,0	1,99	2,04	9,67	0,203
23:20	1049,2	28,6	2,04	2,08	9,65	

Nella Figura 39 si riportano i dati di densità per ammina saturo e ammina rigenerata relativi alle misurazioni eseguite con il densimetro portatile da laboratorio DENSITY METER DMA35.

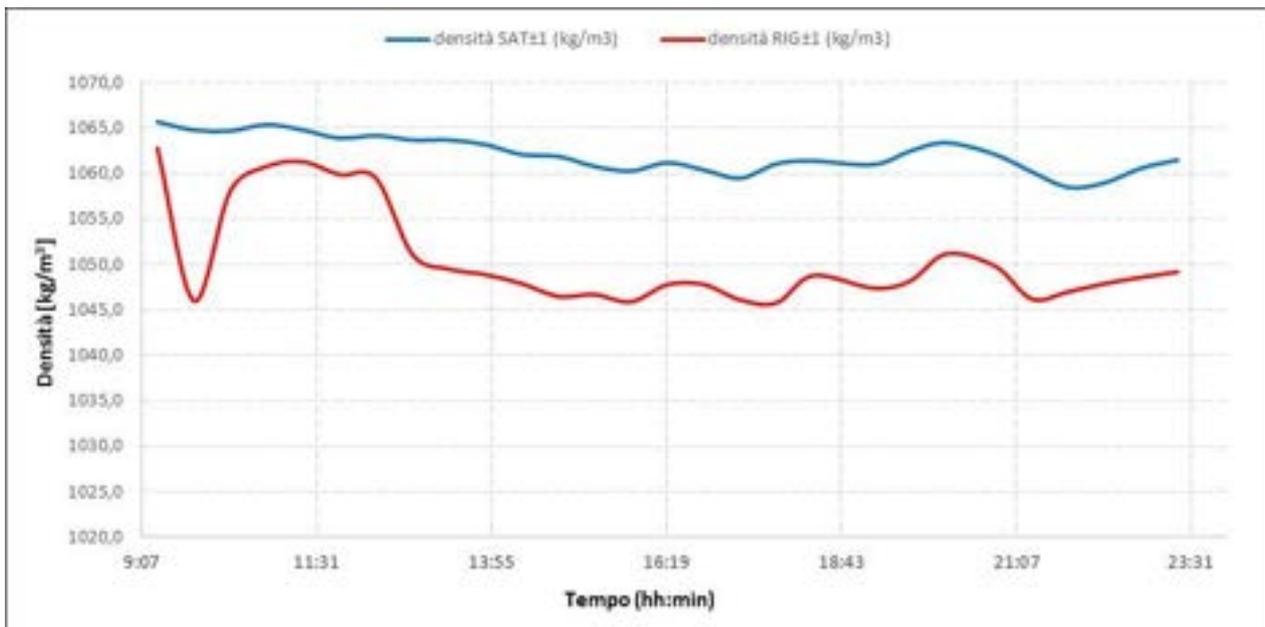


Figura 39. Andamento delle densità, rilevate con DENSITY METER DMA35, durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 14/07/2016)

Nella Figura 40 si riportano in grafico tutti i valori di densità rilevati dai densimetri DT001 e DT002 raccolti durante la prova, sia per l'ammina esausta che per l'ammina rigenerata.

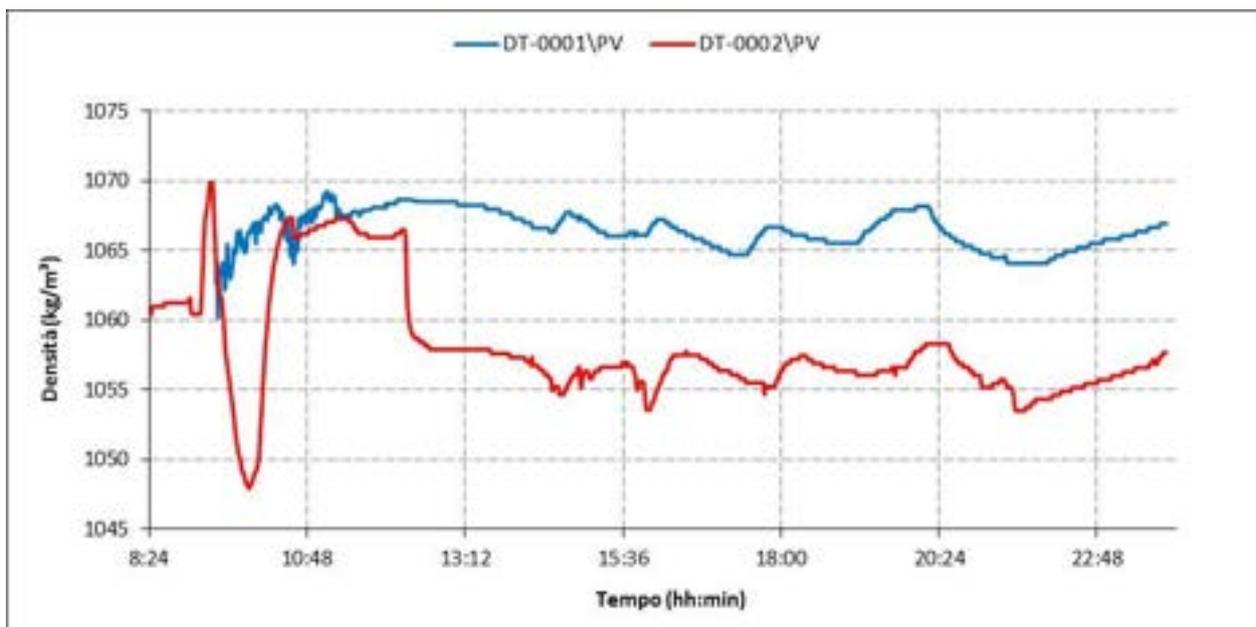


Figura 40. Andamento delle densità durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata rilevata mediante DT001 e DT002 (Test del 14/07/2016)

In Figura 41 è riportato il confronto fra i valori di densità rilevati con i densimetri in linea DT001 e DT002 e quelli rilevati con il densimetro da laboratorio DENSITY METER DMA35.

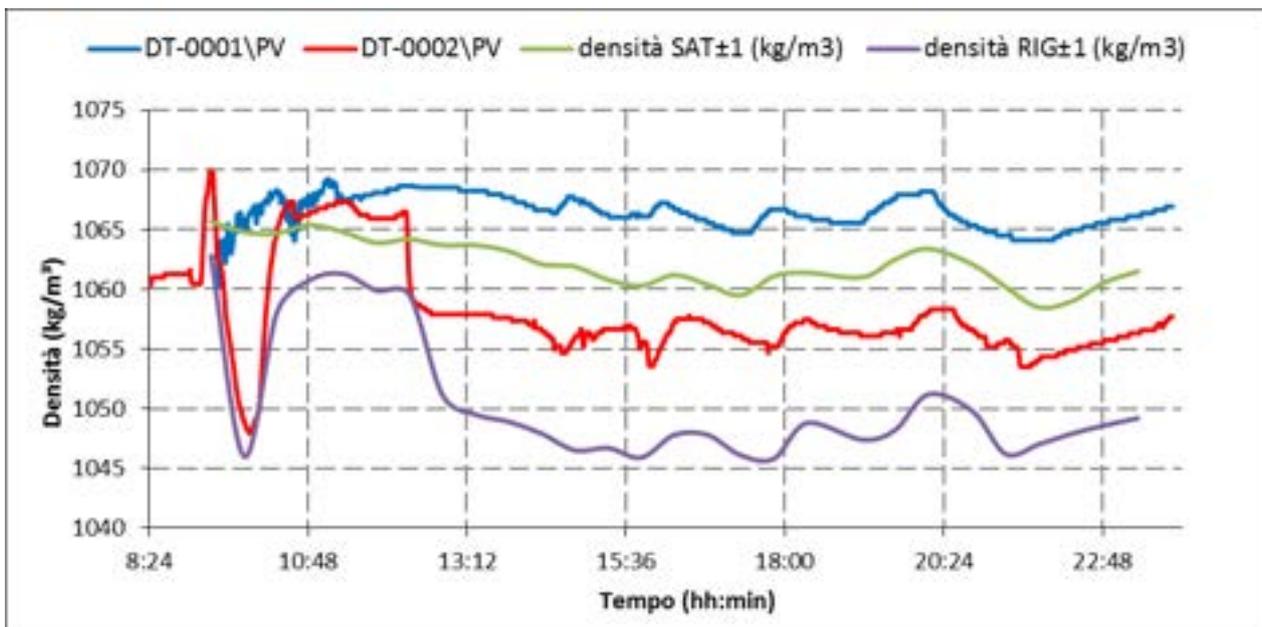


Figura 41. Confronto fra valori di densità misurati dai densimetri in linea e dal densimetro da laboratorio (Test del 14/07/2016)

In Figura 42 è riportato l'andamento della viscosità per ammina saturata e ammina rigenerata, relativamente alla velocità di l'analisi di 100 RPM.

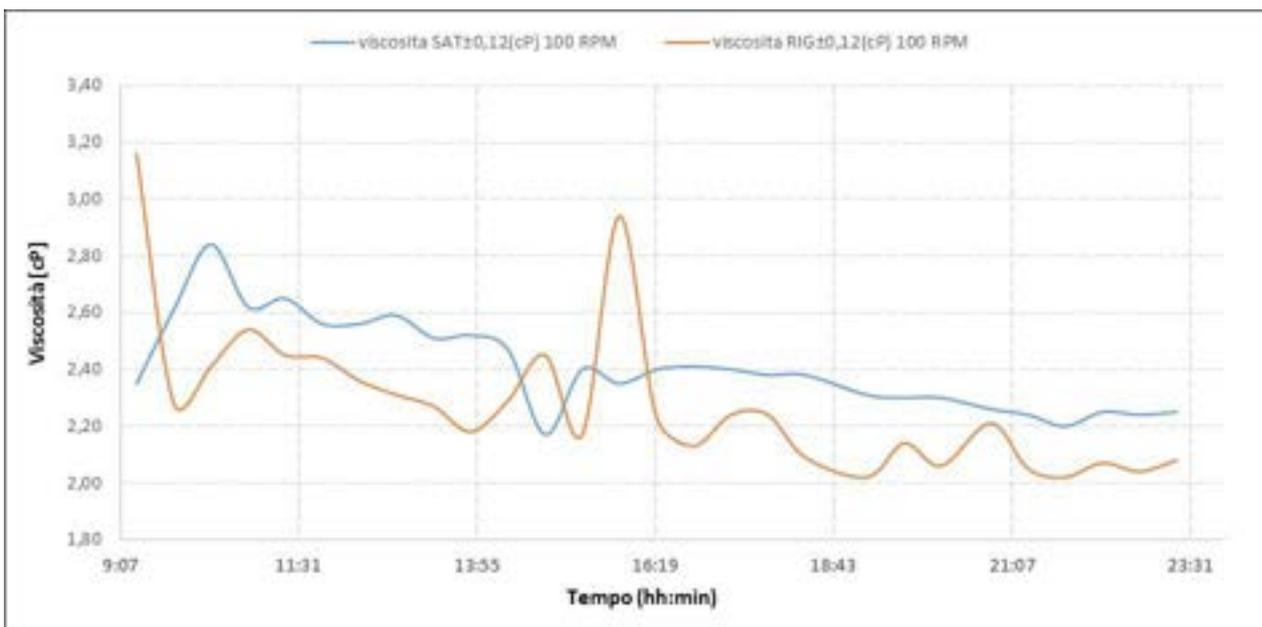


Figura 42. Andamento della viscosità (100 RPM) durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 14/07/2016)

Nella Figura 43 è riportato l'andamento del pH dei campioni di ammina satura e ammina rigenerata.

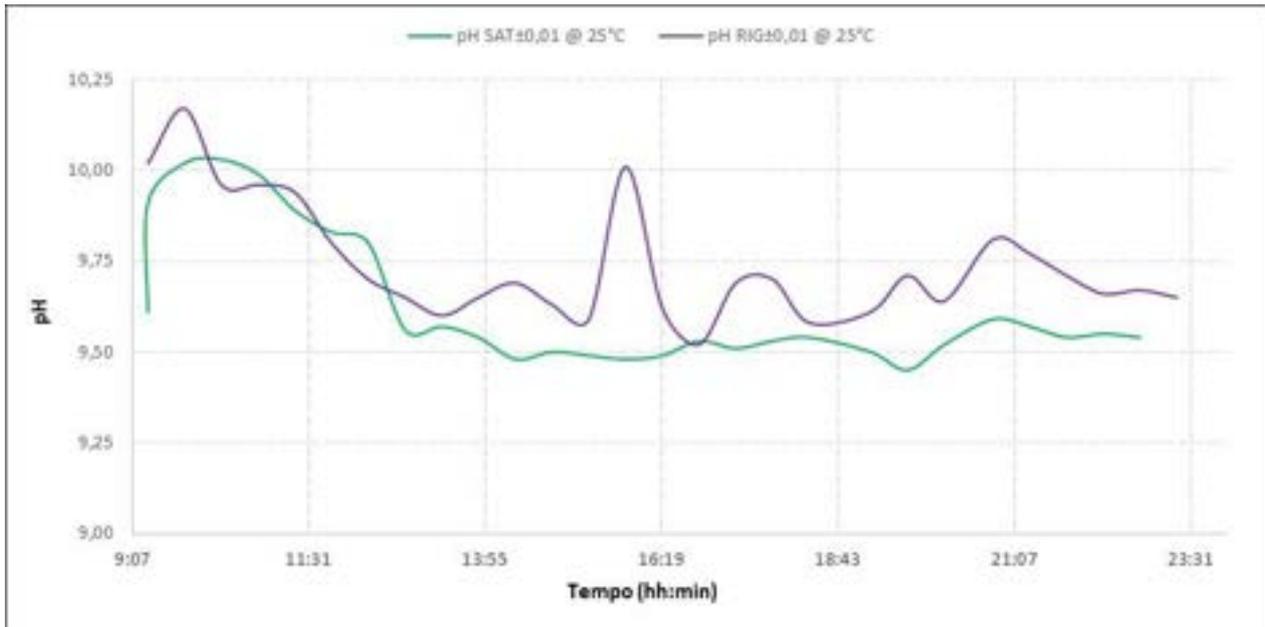


Figura 43. Andamento del pH durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (14/07/2016)

Nella Figura 44 si riporta l'andamento del caricamento per l'ammina satura e quella rigenerata.

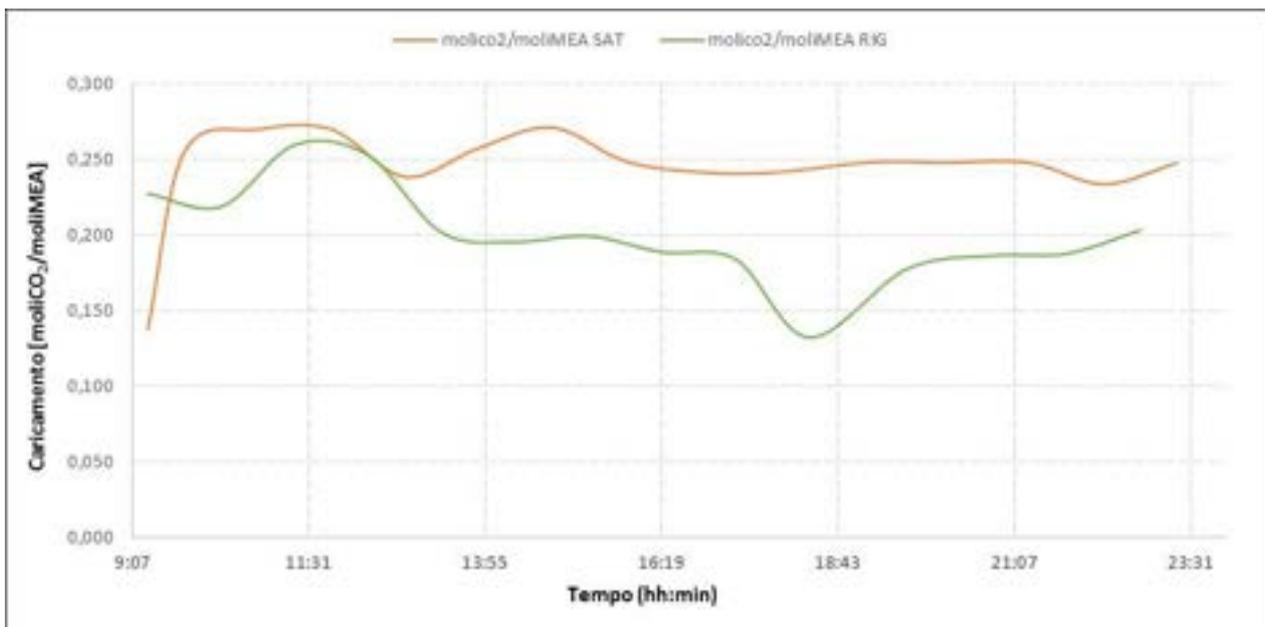


Figura 44. Andamento del caricamento durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (14/07/2016)

In Figura 45 sono riportati gli andamenti della temperatura dei fumi in ingresso allo scambiatore (TT-0142\PV) e in uscita allo scambiatore (TT-0199\PV).

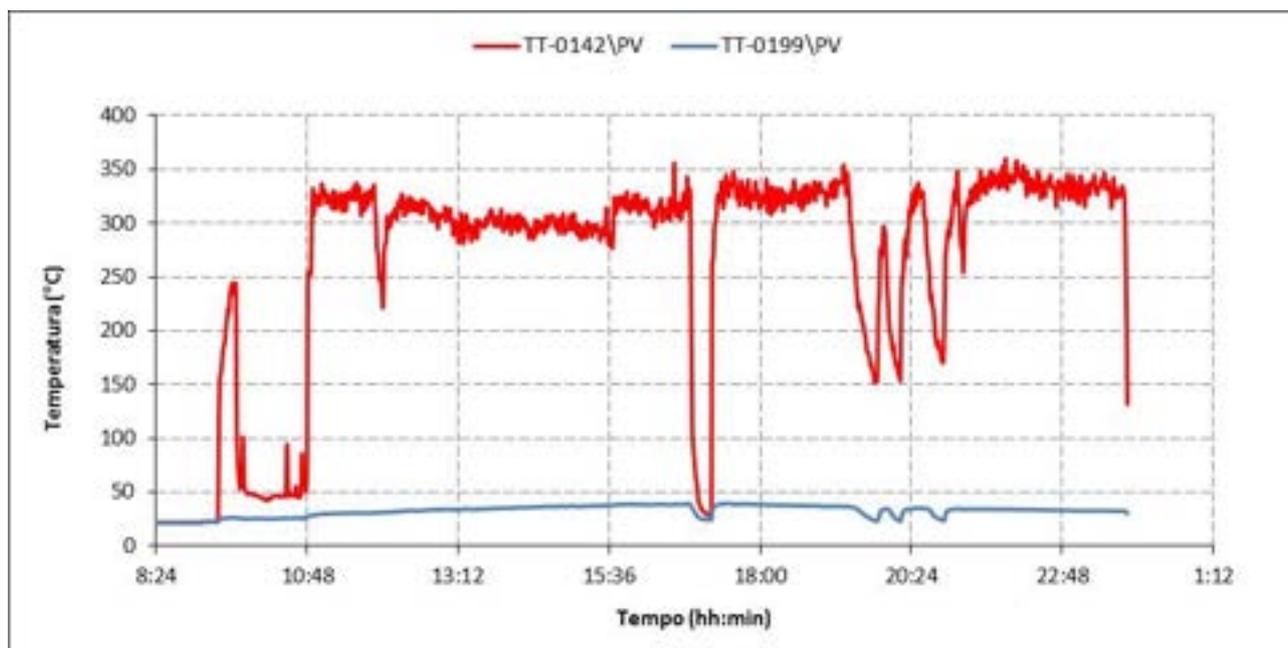


Figura 45. Temperature dei fumi in ingresso e in uscita dallo scambiatore gas/acqua (14/07/2016)

5.2.2 Test sperimentale del 1 Settembre 2016

Nel corso del test effettuato il 01/09/2016 il sistema di assorbimento della CO₂ utilizzato era composto dai reattori RO001 e RO002; durante il test è stato effettuato un ciclo di assorbimento e uno di rigenerazione, al fine di:

- valutare il funzionamento in continuo del sistema assorbimento/rigenerazione utilizzando monoetanolamina 5M e fumi di combustione provenienti dalla torcia pilota
- valutare la densità (compensata rispetto alla temperatura), la viscosità, il pH e il caricamento della soluzione nel ciclo assorbimento/rigenerazione;
- confrontare i valori di densità misurati tramite densimetri in linea compensati in temperatura (DT001 e DT002) e quelli misurati dal densimetro da laboratorio (DENSITY MATER DMA35);
- Valutare della tempistica di raggiungimento dello stazionario con una nuova logica di avviamento, che prevedeva di portare in temperatura la sezione di rigenerazione facendo evolvere il loop liquido senza accumuli intermedi prima di fluxare i fumi di combustione provenienti dalla torcia all'assorbitore.

La durata della prova è stata di 16 ore.

Sezione di assorbimento

Le caratteristiche di fumi di torcia e solvente, in termini di portate e concentrazioni della sezione di assorbimento nel corso del test sperimentale, sono riportate in Tabella 21.

Tabella 21. Principali parametri di processo dell'unità di assorbimento CO₂ (Test del 01/09/2016)

Portata gas	18-21 Nm ³ /h
Portata ammina sez.assorbimento	85 dm ³ /h
Portata ammina rigenerata	85 dm ³ /h
Concentrazione CO ₂	5-8% vol.
Rapporto L/G [kg/kg]	4

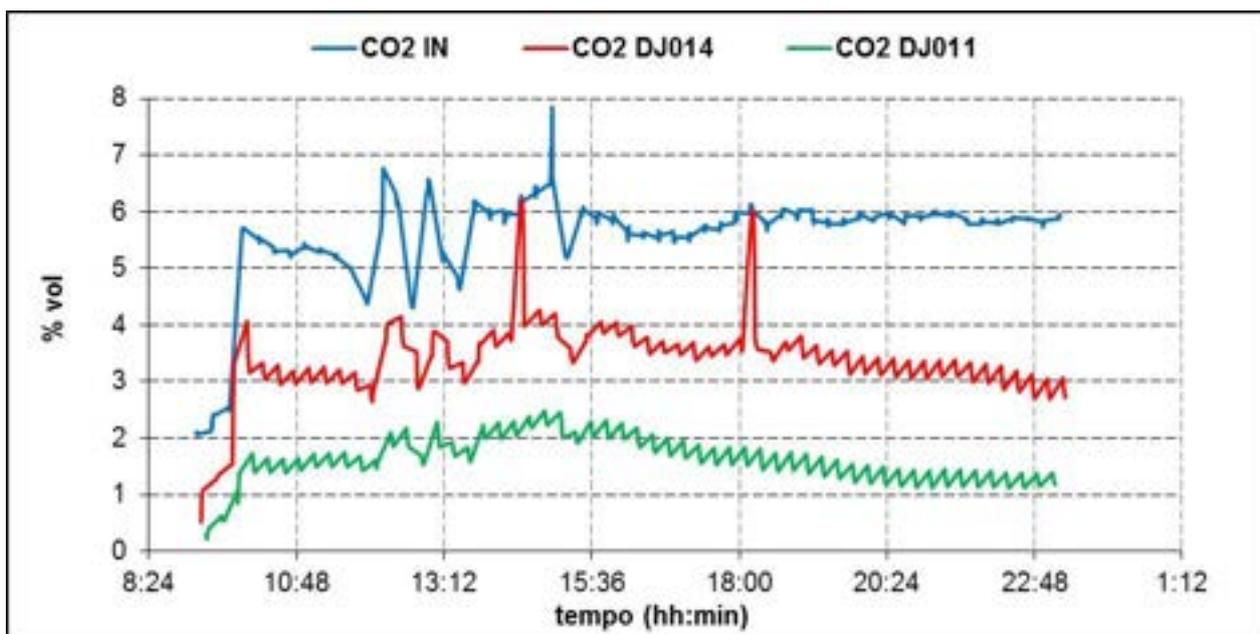


Figura 46. Sezione di cattura: concentrazione di CO₂ (Test del 01/09/2016)

Nella Figura 46 è riportata la concentrazione della CO₂ in ingresso al sistema di assorbimento (all'uscita della torcia, presa DJ008 indicata con CO₂ IN) e all'uscita del reattore RO001 (presa DJ011) e RO002 (presa DJ014); esse si mantengono all'incirca costanti per tutto il test sperimentale. Il rapporto L/G (kg_{solv}/kg_{gas}) è circa 4. L'andamento dell'efficienza di rimozione si è mantenuto su valori medi del 41,0% per RO002, 52,0% per L'RO001 (71,5 % globalmente).

Sezione di rigenerazione

Il sistema di rigenerazione è stato esercito nelle seguenti condizioni (Tabella 22 Tabella 18):

Tabella 22. Set-point dei principali parametri di processo (Test del 01/09/2016)

Set point livello liquido in colonna	155 (mm)
Temperatura set-point ribollitore	120-122°
Temperatura preriscaldamento ammina	80°C
Set point temperatura di sicurezza ribollitore	150 °C
Temperatura in ingresso al condensatore di testa	105-119 °C
Set point temperatura controllo prodotto	30 °C
Set point temperatura di sicurezza	90 °C
Set point temperatura controllo scarico gas	30 °C
Set point portata controllo alimentazione	85 dm ³ /h
Set point pressione in colonna	800 mbar

Durante la prova è stata monitorata la portata della corrente gassosa di CO₂ desorbita tramite un rotametro posto a valle della valvola di scarico CO₂; tale portata è risultata pari a circa 1 Nm³/h.

Il grafico in Figura 47 mostra l'andamento dei consumi elettrici per il ribollitore e il pre-riscaldatore. La potenza elettrica media assorbita dal ribollitore si è attestata sui 6,9 kW mentre la potenza elettrica media assorbita del pre-riscaldatore è stata di circa 3,5 kW.

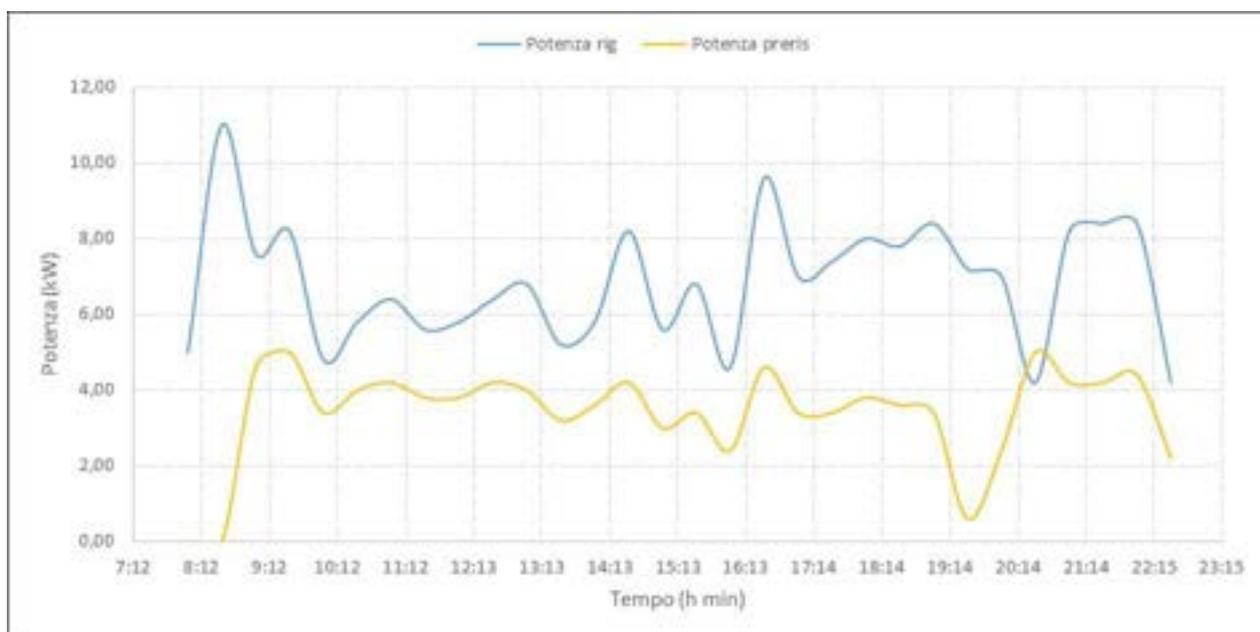


Figura 47. Consumi elettrici dell'unità di rigenerazione e del sistema di preriscaldamento delle ammine (Test del 01/09/2016)

Durante il test sono stati prelevati ogni 30 minuti le seguenti tipologie di campioni:

- solvente a base di ammine uscente dal sistema di assorbimento CO₂ (ammina SAT),
- solvente uscente dalla colonna di rigenerazione (ammina RIG).

Su ciascuno di questi campioni, nell'arco della stessa giornata, sono state eseguite le misure di pH, densità e viscosità. Considerando che le misure di densità e viscosità dipendono dalla temperatura, i campioni sono stati analizzati alla stessa temperatura di circa 20°C.

I risultati delle analisi sono riportati nella Tabella 23. Caratteristiche dei campioni di ammine analizzati (SATURA) (Test del 01/09/2016) Tabella 23 per l'ammina saturata e nella Tabella 24 per l'ammina rigenerata.

Tabella 23. Caratteristiche dei campioni di ammine analizzati (SATURA) (Test del 01/09/2016)

ora	Densità SAT (kg/m ³)	T ±0,2(°C)	Viscosità ±0,12(cP) 50 RPM	Viscosità ±0,12(cP) 100 RPM	pH ±0,01 @ 25°C	moli _{CO2} /moli _{MEA}
09:00	1062,7	24,3	2,79	2,85	10,02	0,264
10:00	1062,5	26,5	2,33	2,38	9,68	0,281
10:30	1062,8	26,8	2,35	2,40	9,68	
11:00	1061,5	28,0	2,34	2,38	9,66	0,282
11:30	1061,5	26,8	2,33	2,39	9,63	
12:00	1061,4	29,3	2,28	2,32	9,60	0,302
12:30	1061,6	29,8	2,33	2,36	9,58	
13:00	1061,4	29,6	2,45	2,50	9,52	
13:30	1062,6	28,8	2,40	2,44	9,55	0,275
14:00	1061,7	30,4	2,41	2,45	9,51	
14:30	1062,2	30,3	2,37	2,43	9,61	0,280
15:00	1061,8	30,9	2,38	2,41	9,47	
15:30	1061,3	32,4	2,41	2,45	9,44	0,279
16:00	1061,7	30,8	2,32	2,38	9,51	

16:30	1059,9	34,1	2,41	2,46	9,46	0,274
17:00	1059,7	34,0	2,48	2,51	9,51	
17:30	1059,0	34,0	2,45	2,48	9,52	0,292
18:00	1059,2	32,8	2,40	2,44	9,59	
18:30	1059,6	31,2	2,26	2,26	9,67	0,256
19:00	1059,4	31,0	2,25	2,27	9,70	
19:30	1059,6	29,8	2,28	2,33	9,76	0,253
20:00	1059,7	28,7	2,27	2,31	9,83	
21:00	1059,0	28,8	2,24	2,28	9,84	0,000
21:30	1058,6	29,4	2,30	2,24	9,84	

Tabella 24. Caratteristiche dei campioni di ammine analizzati (RIGENERATA) (Test del 01/09/2016)

ora	Densità RIG (kg/m ³)	T ±0,2(°C)	Viscosità ±0,12(cP) 50 RPM	Viscosità ±0,12(cP) 100 RPM	pH ±0,01 @ 25°C	moli _{CO2} /moli _{ME} A
10:00	1057,5	27,8	2,33	2,32	9,77	0,265
10:30	1057,1	29,2	2,29	2,31	9,72	
11:00	1056,4	29,7	2,22	2,27	9,71	0,268
11:30	1056,2	30,0	2,19	2,22	9,71	
12:00	1055,8	32,0	2,19	2,21	9,64	0,273
12:30	1056,0	32,2	2,19	2,24	9,61	
13:00	1051,8	33,1	2,28	2,33	9,69	
13:30	1052,8	31,0	2,27	2,29	9,75	0,251
14:00	1051,8	33,2	2,17	2,23	9,63	
14:30	1051,6	34,2	2,23	2,29	9,61	0,230
15:00	1044,8	34,2	2,39	2,44	9,98	
15:30	1043,7	34,7	2,31	2,34	9,92	0,189
16:00	1042,7	36,8	2,43	2,48	9,94	
16:30	1042,8	36,4	2,46	2,51	9,95	0,193
17:00	1041,4	37,9	2,41	2,46	9,98	
17:30	1041,7	36,5	2,37	2,39	10,00	0,218
18:00	1040,9	36,5	2,30	2,36	10,01	
18:30	1040,5	35,6	2,25	2,29	10,10	0,181
19:00	1040,8	33,7	2,21	2,23	10,14	
19:30	1040,3	32,5	2,34	2,37	10,21	0,175
20:00	1039,2	29,2	2,07	2,09	10,24	
21:00	1043,2	32,5	2,05	2,04	9,99	
21:30	1043,5	32,5	2,05	2,06	9,98	0,184

Nella Figura 48 si riportano i dati di densità per ammina saturo e ammina rigenerata relativi alle misurazioni eseguite con il densimetro portatile da laboratorio DENSITY METER DMA35.

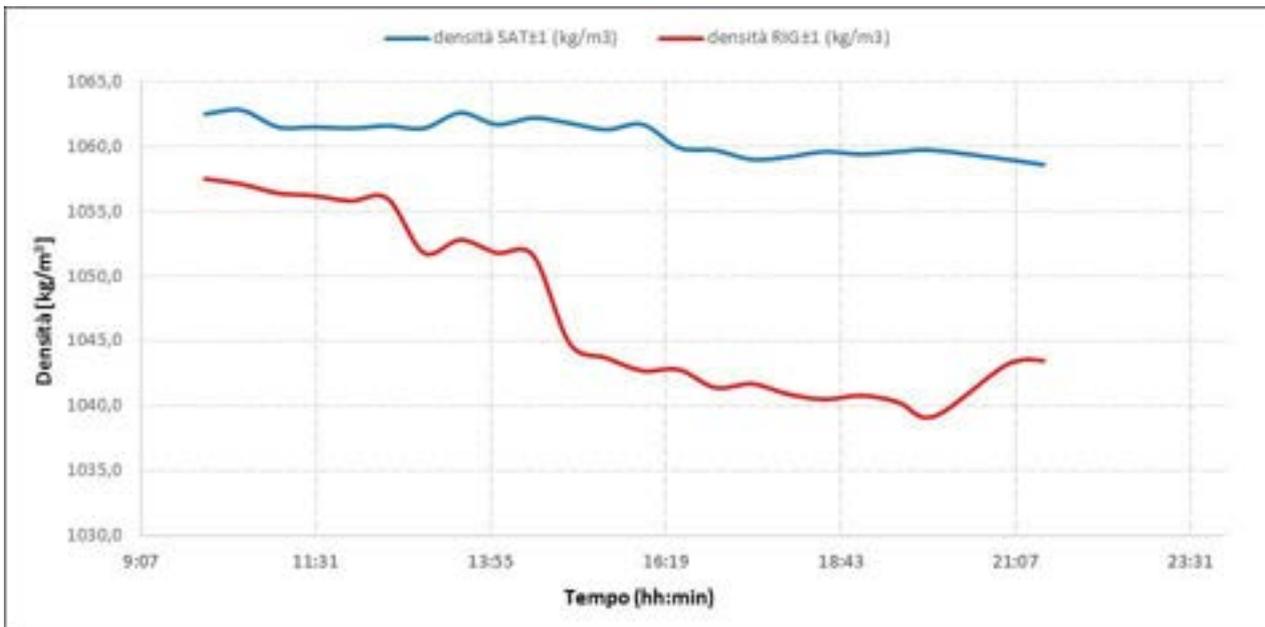


Figura 48. Andamento delle densità, rilevate con DENSITY METER DMA35, durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 01/09/2016)

Nella Figura 49 si riportano in grafico tutti i valori di densità rilevati dai densimetri DT001 e DT002 raccolti durante la prova, sia per l'ammina esausta che per l'ammina rigenerata.

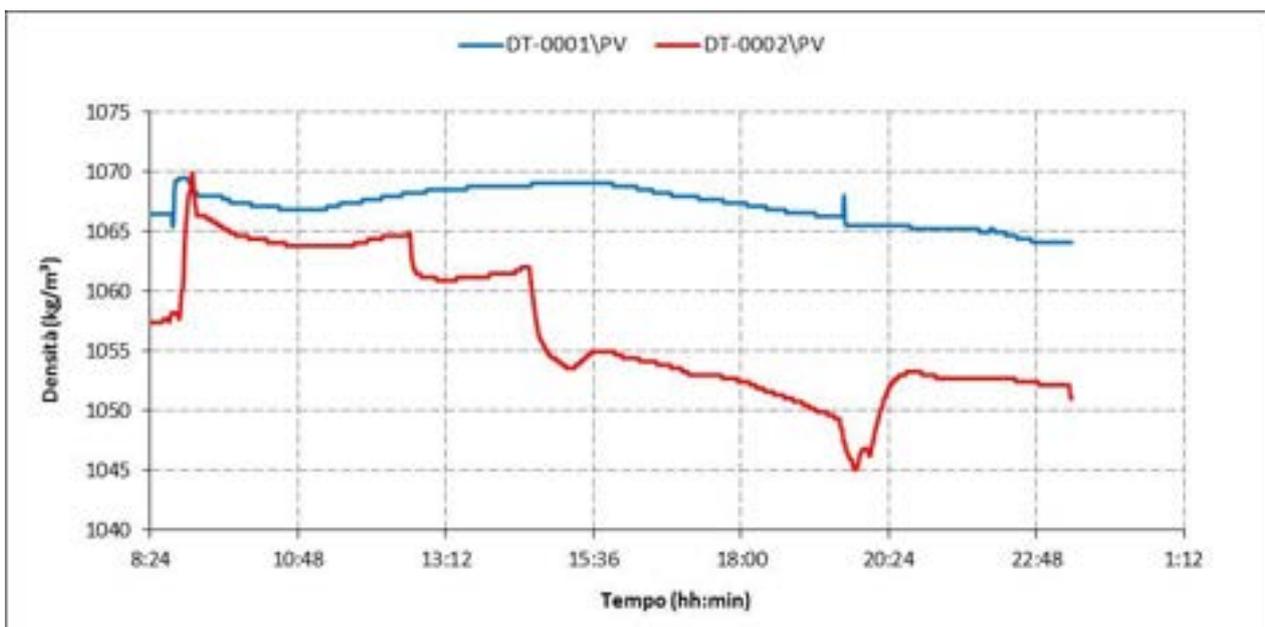


Figura 49. Andamento delle densità durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata rilevata mediante DT001 e DT002 (Test del 01/09/2016)

In Figura 50 è riportato il confronto fra i valori di densità rilevati con i densimetri in linea DT001 e DT002 e quelli rilevati con il densimetro da laboratorio DENSITY METER DMA35.

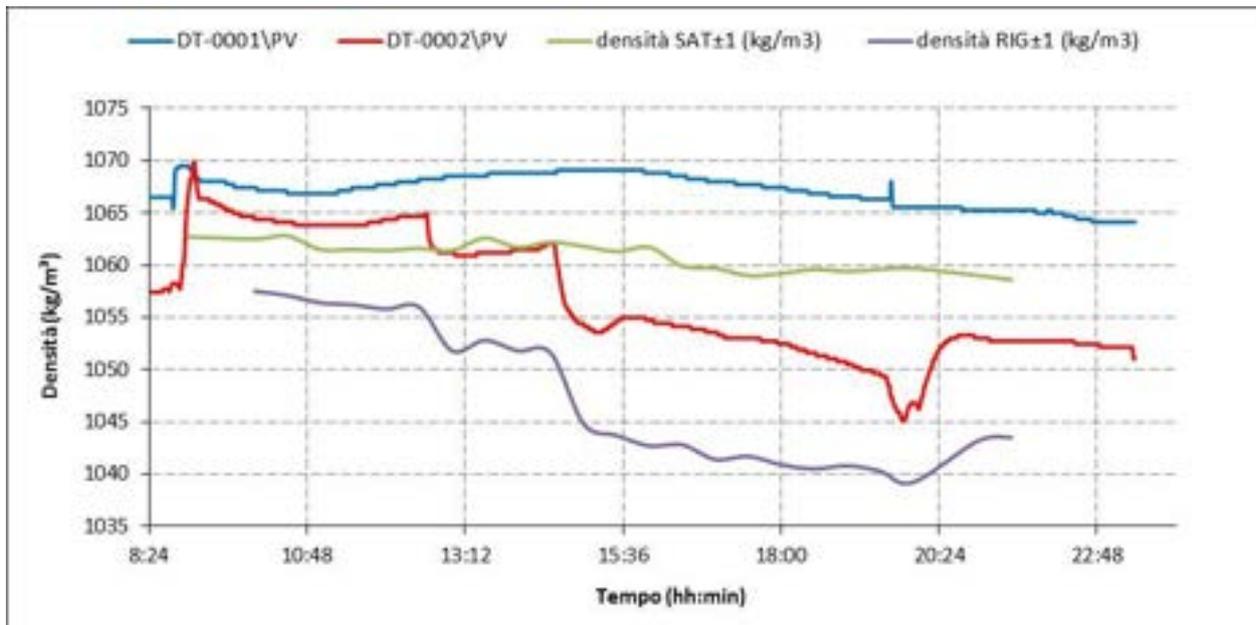


Figura 50. Confronto fra valori di densità misurati dai densimetri in linea e dal densimetro da laboratorio (Test del 01/09/2016)

In Figura 51 è riportato l'andamento della viscosità per ammina saturata e ammina rigenerata, relativamente alla velocità di l'analisi di 100 RPM.

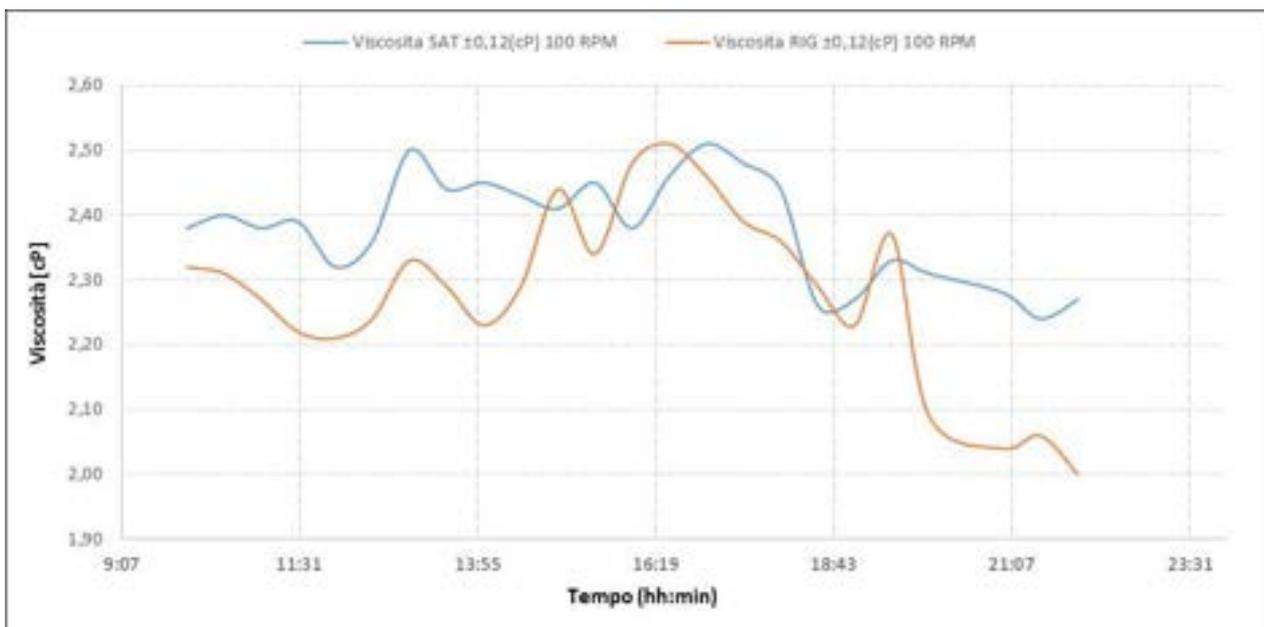


Figura 51. Andamento della viscosità (100 RPM) durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (Test del 01/09/2016)

Nella Figura 52 è riportato l'andamento del pH dei campioni di ammina satura e ammina rigenerata.

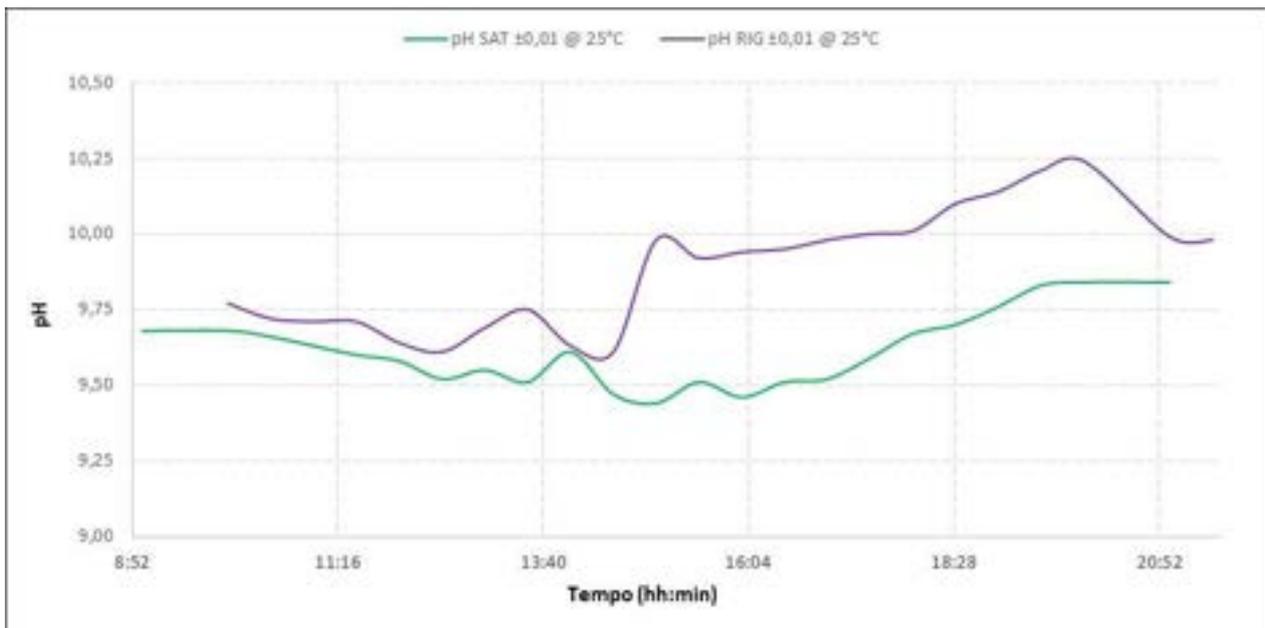


Figura 52. Andamento del pH durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (01/09/2016)

Nella Figura 53 si riporta l'andamento del caricamento per l'ammina satura e quella rigenerata.

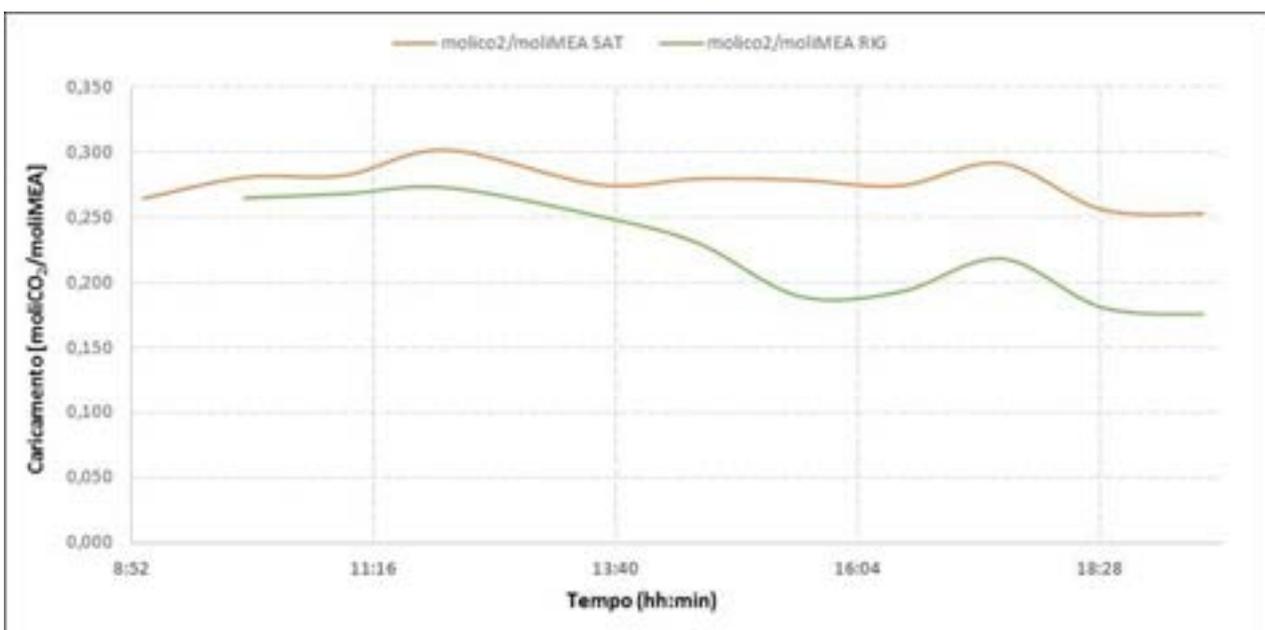


Figura 53. Andamento del caricamento durante il test per l'ammina esausta e per l'ammina rigenerata (01/09/2016)

In Figura 54 sono riportati gli andamenti della temperatura dei fumi in ingresso allo scambiatore (TT-0142\PV) e in uscita allo scambiatore (TT-0199\PV).

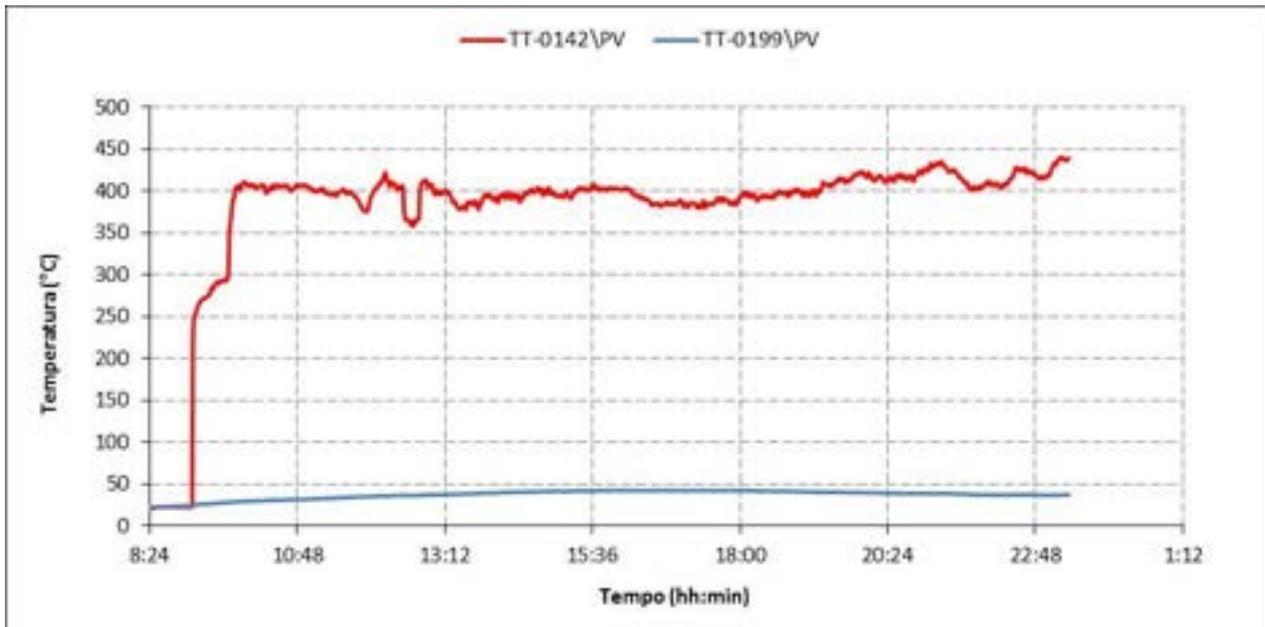


Figura 54. Temperature dei fumi in ingresso e in uscita dallo scambiatore gas/acqua (01/09/2016)

6 Conclusioni

La campagna sperimentale sul processo di cattura della CO₂ e sul processo di rigenerazione dei solventi con MEA (monoetanolamina) 5M ha avuto come obiettivo l'ottimizzazione e la valutazione del processo di assorbimento e rigenerazione dei solventi tramite le misure ON-LINE dei due densimetri posti: all'uscita della sezione di assorbimento sul solvente ricco di CO₂ e sul solvente proveniente dalla sezione di rigenerazione. Sui due densimetri è stata effettuata un'attività di verifica dell'attendibilità dei valori misurati; riassumiamo di seguito le principali lavorazioni:

- ritaratura dei densimetri DT001 e DT002;
- verifica dell'attendibilità dei valori misurati dai densimetri in linea rispetto a quelli misurati da un densimetro portatile (DMA35);
- verifica del cambiamento della densità dell'ammina rispetto alla temperatura (misure non compensate in temperatura);

Le attività sui densimetri hanno mostrato, durante i test sperimentali con MEA 5M, la possibilità di controllare il processo di assorbimento e rigenerazione del solvente tramite questi strumenti ON-LINE, poiché la misura della densità (depurata dalla variazione rispetto alla temperatura) è fortemente correlata al caricamento della CO₂ per la monoetanolamina (il caricamento esprime il numero di moli di CO₂ assorbite dal solvente liquido/numero di moli di ammina del solvente liquido) anche se è stata rilevata una problematica relativa al massimo del campo scala di densità che non supera i 1070 kg/m³. Tale valore risulta limitato in alcune fasi del processo, in quanto non è in grado di valutare la completa saturazione dell'ammina. Per tale motivazione si è proceduto, tramite l'azienda fornitrice, a reimpostare il campo scala dei densimetri.

È stato migliorato il circuito di assorbimento della CO₂ e di rigenerazione dei solventi eliminando completamente gli accumuli per avere una situazione in cui il solvente fosse meno esposto alle condizioni ambientali e potesse dare al tempo stesso delle risposte rapide dal punto di vista del processo. È stata messa a punto, inoltre, una procedura per le analisi della viscosità al fine di avere una misura più reale possibile, in quanto si è studiata la rispondenza del processo di assorbimento della CO₂ alla misura della viscosità. Durante questa annualità sono stati effettuati dei test sia con miscele di gas che simulassero i fumi di combustione sia con fumi di combustione reali provenienti dalla torcia (prodotti tramite la combustione di gpl). Per tale motivazione è stata realizzata una linea di invio dei gas combusti dalla torcia al sistema di assorbimento, passando prima attraverso degli scambiatori di calore affinché i fumi avessero una temperatura non superiore ai 30 °C.

I risultati dei test sono stati soddisfacenti in termini di efficienza di assorbimento CO₂, controllo del processo, consumi elettrici, funzionamento della sezione di rigenerazione dei solventi. Si può concludere che Sotacarbo ha sviluppato e ottimizzato un impianto che effettua, con risultati soddisfacenti, il processo di assorbimento della CO₂ e di rigenerazione dei solventi a circuito chiuso.

7 Riferimenti bibliografici

1. G. Lozza, P. Chiesa (2007). *Cattura e sequestro della CO₂ nelle centrali a combustibili fossili*. *Energia*, vol. 3, 2007, pp. 62-80.
2. A. Kather et al (2008). *Research and development needs for clean coal deployment*,
3. M. Vellini. *La cattura della CO₂: metodologie di separazione e prestazioni tecnico-economiche*. *Appunti di Sistemi Energetici Avanzati*. IEA Clean Coal Centre, Report CCC/130, January 2008
4. R. M. Davidson (2007). *Post-combustion carbon capture from coal fired plants – solvent scrubbing*. IEA Clean Coal Centre, Report CCC/125, July 2007
5. D. Chinn, D. Eimer, P. Hurst (2004). *CO₂ Capture Project: Post Combustion “Best Integrated Technology” (BIT) Overview*. *Third National Conference on Carbon Capture and Sequestration, Alexandria*.
6. A. Bandyopadhyay, 2014. *Carbon capture and storage CO₂ management technologies*. Toronto: Apple Academic Press.

8 Abbreviazioni ed acronimi

- WGS: Water-Gas Shift conversion
- PSA: Pressure Swing Adsorption)
- TSA: Temperature Swing Adsorption
- MEA: Monoetanolamina
- MDEA: Metildietanolamina
- CCS: Carbon Capture and Storage

La Società Sotacarbo - Società Tecnologie Avanzate Low Carbon- S.p.A. è stata costituita il 2 aprile 1987, in attuazione dell'art. 5 della legge 351/85 “norme per la riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis”, con la finalità di sviluppare tecnologie innovative ed avanzate nell'utilizzazione del carbone attraverso la costituzione in Sardegna del Centro di Ricerche, la progettazione e la realizzazione di impianti dimostrativi sulla innovazione tecnologica nella utilizzazione del carbone, la realizzazione di impianti industriali per l'utilizzazione del carbone in alternativa alla combustione.

Le attività della Sotacarbo riguardano soprattutto:

- Sviluppare progetti di R&S e di ricerca applicata sulle nuove tecnologie di utilizzo del carbone, le così dette Clean Coal Technologies (CCTs)
- Operare come punto di riferimento a livello nazionale, per il coordinamento delle attività di R&S sul carbone a sostegno del sistema industriale italiano
- Promuovere e diffondere la conoscenza sulle CCTs, fornendo una corretta visione delle potenzialità del carbone nel panorama energetico italiano e non, con particolare riferimento alla sua compatibilità con l'ambiente
- Monitorare gli sviluppi tecnologici riguardanti l'utilizzo pulito del carbone
- Fornire attività di consulenza ad enti, istituzioni e privati nel campo delle CCTs. Partecipare a meeting internazionali e gestire rapporti con organizzazioni omologhe straniere per contribuire alla diffusione delle CCTs.