



Ricerca di Sistema elettrico

Comunicazione e diffusione dei risultati: 2nd CCS Sulcis Summer School

P. Deiana, C. Bassano, A. Corleto, V. Tomassetti

COMUNICAZIONE E DIFFUSIONE DEI RISULTATI: 2nd CCS SULCIS SUMMER SCHOOL

P. Deiana, C. Bassano, A. Corleto, V. Tomassetti (ENEA)

Settembre 2014

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2013

Area: Produzione di energia elettrica e protezione dell'ambiente

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

Parte B2

Obiettivo d: Comunicazione e diffusione dei risultati

Responsabile del Progetto: Ing. Stefano Giammartini, ENEA

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 CARBON CAPTURE AND STORAGE.....	7
3 CATTURA.....	8
4 TRASPORTO.....	9
5 STOCCAGGIO.....	9
6 PROGRAMMA DELLA 2ND SULCIS CCS SUMMER SCHOOL.....	11
7 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	12
ALLEGATO 1.....	13
ALLEGATO 2.....	33
ALLEGATO 3.....	58

Sommario

Il presente rapporto è relativo alla descrizione delle attività di comunicazione e diffusione svolte in occasione della Seconda Edizione della Scuola Estiva Internazionale Sulcis CCS Summer School dedicata alla diffusione della conoscenza sulle tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ note con l'acronimo anglosassone CCS (Carbon Capture and Storage).

L'edizione di quest'anno è partita lunedì 14 Luglio 2014 e si è conclusa il successivo venerdì 18, dopo cinque giorni di workshop, lezioni e visite a laboratori e impianti. Il buon esito dell'edizione precedente (2013) della Scuola, organizzata da ENEA, Università di Cagliari (Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Chimica e Materiali) e Sotacarbo, è stato confermato quest'anno anche grazie all'adesione dello IEA Clean Coal Centre dell'Agenzia Internazionale dell'Energia e alla partecipazione di molti docenti provenienti da enti di ricerca e università di tutto il mondo.

Ottimo anche il livello di soddisfazione degli studenti iscritti, rilevato attraverso un questionario di valutazione finale inserito nel corso su piattaforma e-learning ENEA che ha affiancato le attività in aula. Il questionario, strutturato su quattro aree di attenzione (percezione globale dell'esperienza, didattica, organizzazione e servizi, ambiente e-learning), ha messo in luce i punti di forza della Scuola e alcuni aspetti da migliorare.

Soddisfacente il risultato relativo alla percezione dell'esperienza formativa con il 63% degli studenti che ha trovato il corso abbastanza rispondente alle aspettative iniziali e utili gli argomenti trattati per la propria professione futura. Più che positiva la valutazione della didattica per la competenza dei docenti, per la chiarezza espositiva e l'utilità del materiale didattico fornito.

L'area di analisi sull'ambiente e-learning ha confermato il valore aggiunto che tale strumento può fornire al tradizionale processo formativo e la facilità di utilizzo del corso online.

1 Introduzione

Quasi il 60% delle emissioni di CO₂ prodotte dall'uomo derivano da grandi impianti industriali quali centrali elettriche a carbone, petrolio o gas, raffinerie e impianti di produzione di acciaio, cemento, carta e prodotti chimici. Nella maggioranza di questi i gas di combustione esausti contengono anche CO₂ che viene rilasciata nell'atmosfera e contribuisce al cosiddetto riscaldamento globale o global warming. Con le tecnologie CCS (Carbon Capture and Storage) è possibile ridurre l'emissione di CO₂ nell'atmosfera, "catturandola" negli impianti in cui essa viene prodotta e stoccandola nel sottosuolo.

La Summer School ha avuto una durata di cinque giorni e gli allievi, studenti dei corsi di laurea magistrale o specialistica, dottorandi e giovani laureati con una formazione in ingegneria, geo-tecnologie e socio-economia, hanno potuto iscriversi alla Scuola e approfittare dell'iniziativa per confrontarsi con esperti e ricercatori che da anni affrontano tali tematiche.

Le attività didattiche si sono svolte presso il Centro Ricerche Sotacarbo di Carbonia (Sardegna Sud-Occidentale), che dispone di personale, impianti e laboratori finalizzati ad attività di ricerca applicata sulle nuove tecnologie per l'utilizzo del carbone.



Figura 1 – Ingresso all'area della Grande Miniera di Serbariu C.R. Sotacarbo sede della Summer School

Con questa seconda edizione della scuola estiva sulle CCS, organizzata da ENEA, Università di Cagliari e Sotacarbo, con il fondamentale supporto di Università, Istituti di Ricerca e importanti aziende del settore, si è voluto offrire ai partecipanti una visione più ampia possibile di tutte le problematiche che ruotano attorno a un tema di pressante attualità, come quello della riduzione delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera. Contestualmente si è potuto fornire un'insieme di informazioni e di documentazione sugli aspetti tecnologici della CCS, sullo sviluppo della ricerca, delle sue applicazioni, e sullo stato di attuazione dei progetti in corso a livello europeo e internazionale.



Figura 2 – Foto di gruppo dei partecipanti alla 2nd CCS Summer School

Le lezioni in aula si sono alternate con momenti di formazione sul “campo”, che hanno visto i corsisti impegnati con momenti di formazione on line, con visite a laboratori ed impianti del C.R. Sotacarbo e in una affascinante “immersione” nelle gallerie del Museo Nazionale del Carbone che ha anch’esso sede nella Ex Miniera di Serbariu a Carbonia.



Figura 2 – Visita agli impianti del C.R. Sotacarbo alla 2nd CCS Summer School

Tutti gli iscritti, hanno avuto accesso alla piattaforma e-learning dell'Unità Tecnica ICT dell'ENEA (<http://elearning.enea.it>) dove è stato predisposto uno specifico corso sulle CCS e sulla quale hanno

consegnato la relazione finale per l'accertamento delle competenze acquisite e per il riconoscimento di crediti formativi universitari e di crediti di formazione alla ricerca delle Università.



Figura 3 – Lezioni in aula alla 2nd CCS Summer School

Questa rinnovata edizione della Summer School rappresenta un passo successivo in un'iniziativa che, nelle intenzioni degli organizzatori (ENEA, UniCA e Sotacarbo), proseguirà in maniera più vasta e con un forte apertura internazionale con cadenza annuale, con l'obiettivo di attivare un'evento stabile di formazione e informazione rivolta anche agli amministratori locali e agli stakeholder, locali e nazionali, per favorire il dialogo, accrescere la fiducia in tali tecnologie e contribuire quindi alla accettabilità sociale.

2 Carbon Capture and Storage

La necessità di aggiornare le politiche energetiche a livello globale per fronteggiare efficacemente le modificazioni climatiche è ormai unanimemente considerata una priorità dalla comunità scientifica, dal mondo politico e dalle popolazioni. La comunità internazionale ha riconosciuto che il riscaldamento globale deve essere mantenuto al di sotto della soglia dei 2°C rispetto alla temperatura preindustriale per prevenire mutamenti climatici catastrofici. Per questo motivo, è necessario ridurre drasticamente le emissioni globali di CO₂ e di altri gas a effetto serra nei decenni a venire.

E' altrettanto unanimemente condiviso che occorre un approccio integrato, operando sul lato dell'uso dell'energia e su quello della produzione: ciò richiede di accelerare la transizione verso una economia non più basata sui combustibili fossili, ma sull'incremento dell'efficienza – lato domanda e lato offerta – e sulle fonti rinnovabili, puntando contestualmente a tecnologie pulite ed ad emissioni tendenti a zero nell'impiego dei combustibili fossili.

Le agenzie internazionali per l'energia concordano sul fatto che la domanda di energia nel mondo crescerà (IEA) del 45% da oggi al 2030 – un tasso medio di incremento del 1.8% / anno – con il ricorso al carbone per

più di un terzo della crescita totale; inoltre, il 97% dell'incremento previsto delle emissioni da oggi al 2030 verrà dai Paesi non OECD, di cui tre quarti da Cina, India e Paesi del medio Oriente.

La politica energetica e della ricerca in tale settore, deve perciò tenere conto che il ricorso ai combustibili fossili nei prossimi decenni resterà molto elevato, soprattutto nei Paesi ad economia emergente; lo sviluppo e la diffusione a larga scala ed a costi competitivi delle tecnologie intrinsecamente ad emissioni zero richiederà tempi lunghi; è indispensabile operare da subito per ridurre le emissioni in atmosfera che l'uso dei combustibili fossili comporterà ancora.

La cattura e stoccaggio geologico di biossido di carbonio (Carbon Capture and Storage), nuova tecnologia che ha tutte le potenzialità per contribuire in misura significativa alla lotta contro il cambiamento climatico, prevede la cattura del biossido di carbonio (CO₂) prodotto da centrali elettriche o impianti industriali, il suo trasporto verso siti designati e la sua iniezione in formazioni geologiche, nelle quali viene intrappolato. Tali formazioni geologiche possono trovarsi a terra oppure offshore (ad esempio in giacimenti di petrolio o di gas esauriti, acquiferi salini ecc.), vari chilometri sotto il livello del mare oppure a livello del suolo.

3 Cattura

La CO₂ emessa da centrali termoelettriche o raffinerie viene separata dai fumi di scarico mediante processi fisico-chimici, concentrata e compressa, e successivamente trasportata, mediante tubazioni, in fase liquida o super-critica, dalla centrale al luogo di stoccaggio, dove viene iniettata nel sottosuolo in idonei depositi naturali profondi e permanenti.

Le tecnologie attualmente disponibili permettono di catturare dall'85 al 95% delle emissioni di CO₂ di un impianto.

Nei processi di generazione elettrica, anche in funzione della tecnologia e del sistema di alimentazione della centrale, la CO₂ può essere separata dagli altri effluenti con diversi metodi di cattura, tra cui:

- pre-combustione
- post-combustione
- oxy-combustione

Pre-combustione

Prevede la separazione della CO₂ prima della combustione ed è la soluzione più promettente nel medio-lungo periodo. Il combustibile primario viene sottoposto ad un processo di gassificazione (combustibili solidi) o di reforming (gas naturale), con la produzione di un gas combustibile di sintesi (syngas) composto essenzialmente da CO, CO₂, H₂ e H₂O. Il syngas viene quindi sottoposto a trattamenti diversi di purificazione e successivamente ad un processo di conversione del CO in CO₂ mediante reazione con vapore d'acqua (water-gas shift reaction, WGSR), con ulteriore produzione di idrogeno. Si ottiene così una miscela composta essenzialmente da anidride carbonica e idrogeno che vengono successivamente separati.

Post-combustione

Prevede la separazione dell'anidride carbonica dai gas combustibili ed è di particolare e attuale interesse per il retrofitting degli impianti già esistenti. La rimozione della CO₂ si basa generalmente su processi di assorbimento del gas naturale con solvente chimico, già sperimentati nell'industria petrolifera e chimica. I processi di separazione, tuttavia, sono caratterizzati da elevati assorbimenti energetici e risultano piuttosto costosi e molto complessi.

Oxy-combustione

È una tecnologia molto studiata per il carbone, che brucia in ossigeno (o aria molto arricchita in ossigeno): in questo modo si ottiene una elevata concentrazione di CO₂ nei gas combusti, agevolandone la separazione. Con riferimento alla sola sezione di rimozione della CO₂ è l'approccio più semplice, ma nel complesso risente degli alti costi energetici per la produzione dell'ossigeno, al presente basata quasi esclusivamente su processi criogenici di frazionamento dell'aria.

4 Trasporto

Le tecnologie di trasporto della CO₂, mediante condotte in pressione, dai punti di produzione a quelli di stoccaggio sono abbastanza affidabili e testate, e sono in gran parte riprese da quelle del trasporto del gas naturale, anche per quanto riguarda i livelli di pressione (intorno a 80 bar).

Nelle condotte, il trasporto può avvenire sia allo stato liquido che a quello gassoso, oppure via nave (o su terra) in forma liquida o solida.

Negli Stati Uniti sono state acquisite esperienze significative sul trasporto di CO₂ tramite pipelines (1600 km) per applicazioni in campo petrolifero con tecniche di EOR (Enhanced Oil Recovery) con l'utilizzo di sistemi sia a bassa che ad alta pressione.

Il trasporto in navi cisterna non è al momento sperimentato commercialmente, anche se Giappone e Norvegia hanno già allo studio progetti per la realizzazione di navi cisterna in grado di trasportare la CO₂ allo stato liquido. I costi di trasporto sono relativamente modesti e stimabili circa tra 1 e 4 euro/ton CO₂ ogni 100 km di pipeline.

5 Stoccaggio

Sotto il profilo geologico, un potenziale sito di stoccaggio deve possedere adeguati requisiti di stabilità strutturale, volumetria, porosità, permeabilità, ed i fluidi che lo permeano devono restare isolati dall'atmosfera e dai corpi idrici superficiali (laghi, fiumi, mari) e sotterranei sensibili (acquiferi sfruttati dall'uomo).

Molti tipi di formazioni sono adatti ad immagazzinare la CO₂. La CO₂ può essere iniettata in condizioni supercritiche (fatto questo che si verifica a circa 800 m di profondità sotto la superficie) in formazioni porose contenenti fluidi (acquiferi salini profondi) ed in giacimenti di idrocarburi in esaurimento. La CO₂ in tale stato è 500-600 volte più densa che in superficie e può penetrare nei pori tra i granuli della roccia con la diffusività di un gas. Una volta iniettata, iniziano una serie di processi che accrescono la sicurezza del suo stoccaggio. Più leggera dei fluidi di formazione, essa tende a migrare verso l'alto, sino allo strato di roccia impermeabile che sigilla il reservoir. Quando essa inizia a dissolversi nell'acqua di formazione, la rende più pesante, per cui si crea un flusso discendente che inverte l'iniziale tendenza. In periodi più lunghi essa inizia ad interagire con la roccia, precipitando e formando nuovi minerali.

La terza opzione di intrappolamento riguarda i filoni di carbone non sfruttabili con attività mineraria classica. La CO₂, iniettata in essi, si fissa al carbone meglio del metano che, se presente, viene liberato. Il valore di tale recupero compensa i costi dello stoccaggio, tuttavia tale opzione è quella con la minore potenzialità.

Valutazioni sui bacini sedimentari e sui giacimenti noti di idrocarburi stimano le seguenti capacità teoriche di stoccaggio nel mondo: 40 Gt CO₂ in depositi di carbone, 920 Gt CO₂ in giacimenti di idrocarburi in esaurimento, 400-10.000 Gt CO₂ in acquiferi salini, che corrispondono rispettivamente al 2%, 45% e 20-500% delle emissioni sino al 2050.

I progetti pilota industriali di stoccaggio geologico avviati nel mondo e svariate decine di anni di esperienza negli USA sull'utilizzo di CO₂ per recuperare più idrocarburi dai giacimenti con tecniche EOR (Enhanced Oil Recovery) hanno dimostrato l'efficacia delle tecniche di monitoraggio profondo per controllare la migrazione della CO₂ nel reservoir e delle tecniche modellistiche per prevederne l'evoluzione su periodi medio/lunghi.

6 Programma della 2nd Sulcis CCS Summer School

Lunedì 14 Luglio 2014

Workshop on Carbon capture and storage

CO2 emission reduction through an improvement of power generation efficiency
Organizzato in cooperazione con IEA - THE CLEAN COAL CENTRE

Martedì 15 Luglio 2014

Approaches for a sustainable energy production

- 9:00 Welcome to Summer School Mario Porcu (Sotacarbo, Italy)
- 9:15 The Sardinian Region new strategy for the technological innovation and dissemination
Sardinian Regional Government Spokesman (RAS, Italy)
- 9:45 Introduction: How to reduce CO2 emissions – energy savings, renewable sources and CCS
Giuseppe Girardi (ENEA/Sotacarbo, Italy)
- 10:30 Sources of CO2 and energy balance Giorgio Cau/Daniele Cocco (University of Cagliari, Italy)
- 11:20 break
- 11:40 CCS in the European and Italian policies
Liliana Panei (Italian Ministry of Economic Development, Italy)
- 12:10 The ENEA experience on CCS
Paolo Deiana (ENEA, Italy)
- 13:00 lunch
- 14:30 The development of CCS technologies: the Sotacarbo experience
Enrico Maggio (Sotacarbo, Italy)
- 15:00 Visit to the Sotacarbo pilot platform and laboratories
Gabriele Cali e Alessandro Orsini (Sotacarbo, Italy)

Mercoledì 16 Luglio 2014

Pre-, post- and oxy-combustion approaches

- 09:00 Carbon capture: the pre-, post- and oxy-combustion approaches
Vittorio Tola (University of Cagliari, Italy)
- 09:50 Pre-combustion CO2 capture technologies
Aimaro Sanna (Heriot-Watt University, United Kingdom)
- 10:40 break
- 11:30 Post-combustion CO2 capture technologies Árpád B. Palotás (University of Miskolc, Hungary)
- 11:50 Power generation through oxy-fuel combustion
Toby Lockwood (IEA The Clean Coal Centre, United Kingdom)
- 12:40 lunch
- 14:30 CCS technologies as a potential solution for a sustainable energy production
Toni Federico (Osservatorio CCS, Italy)
- 15:20 Visit to the Sotacarbo pilot platform and laboratories
Gabriele Cali e Alessandro Orsini (Sotacarbo, Italy)

Giovedì 17 Luglio 2014

CO2 transport and sequestration

- 09:00 Transport of CO2: approaches and problems
Giuseppe Demofonti (CSM, Italy)

- 09:50 CO2 storage: approaches
Sergio Persoglia (OGS, Italy)
- 10:40 break
- 11:00 The Sulcis coal basin:
characterization of the potential caprock-reservoir system
materials characterization instrumentation
Silvana Fais (University of Cagliari, Italy)
- 11:50 Site monitoring
Salvatore Lombardi (University of Rome “La Sapienza”, Italy)
- 12:40 lunch
- 14:30 CCS experience of the University of Bologna
Maria Grazia De Angelis (University of Bologna – Italy)
- 15:20 Public participation of CCS
Samuela Vercelli (University of Rome “La Sapienza”, Italy)
- 16:10 Visit to the monitoring systems in the Sulcis coal basin
Stefano Graziani (CERI - University of Rome “La Sapienza”, Italy)

Venerdì 18 Luglio 2014

CCS: modelling and costs

- 09:00 Potential integrations between CCS and poligeneration
Calin-Christian Cormos (University Babes Bolyai, Romania)
- 09:50 Costs evaluation of CCS power plants
Claudia Bassano (ENEA, Italy)
- 10:40 break
- 11:00 Current status of CCS demonstration projects worldwide
Geoff Morrison (IEA The Clean Coal Centre, United Kingdom)
- 11:50 CO2-free power generation: how to assess the economic performance
Alberto Pettinau (Sotacarbo, Italy)
- 12:40 lunch
- 14:00 Final Tests
- 15:00 Summary and closure of the School
Giuseppe Girardi (ENEA, Italy)
- 15:30 Visit to the Serbariu old mine Museum

7 Abbreviazioni ed acronimi

CCS Carbon Capture and Storage

IEA CCC International Energy Agency Clean Coal Centre

Allegato 1

Presentazione delle attività ENEA sulle tecnologie CCS:

“The ENEA experience on CCS” - Paolo Deiana (ENEA, Italy)



2nd Sulcis Summer School on CCS Technologies Scuola Estiva sulle Tecnologie di Cattura e Stoccaggio della CO₂

The ENEA experience on CCS

Dr. Eng. Paolo Deiana

ENEA

Italian National Agency for New Technologies, Energy and Sustainable Economic Development

Technical Unit for Advanced Technologies for Energy and Industry

Sotacarbo Research Center - Carbonia, 15 July 2014

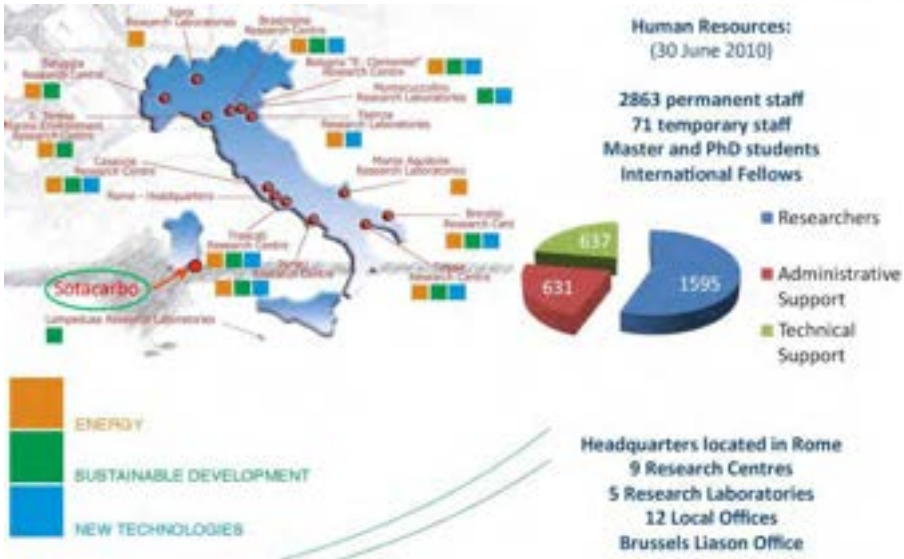


Summary



- ENEA presentation
- ENEA activities in the RdS field
- Carbon Capture Utilization & Storage Technologies
- Post-combustion CO₂ capture
- Pre-combustion CO₂ capture and CTL
- Process/cycles optimization and oxycombustion
- CO₂ storage and utilization

ENEA - Italian Agency for New Technologies...



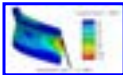
ENEA istituzionale role



Main tasks are:



Promote and conduct activities of basic and applied research, develop technological innovation also with prototypes realization and industrialization of new products;



Disseminate and transfer the results obtained, encouraging their use in productive and social sectors;



Supply high technical content services to public and private entities with studies, researches, measurements and valuations.

Technologies at ENEA



ENERGY

- Nuclear Fusion
- Nuclear Fission
- Renewable Energy Sources
- Energy Efficiency
- Advanced Technologies for Energy and Industry

NEW TECHNOLOGIES

- Radiation Applications
- Material Technologies
- Energy and Environment Modeling
- ICT

SUSTAINABLE ECONOMIC DEVELOPMENT

- Environmental Characterization, Prevention and Recovery
- Environmental Technologies
- Seismic Protection
- Radiation Biology and Human Health
- Sustainable Development and Innovation of the Agro-Industrial System



5

Energy Tech, Sustainable Fossil Fuels and CCS

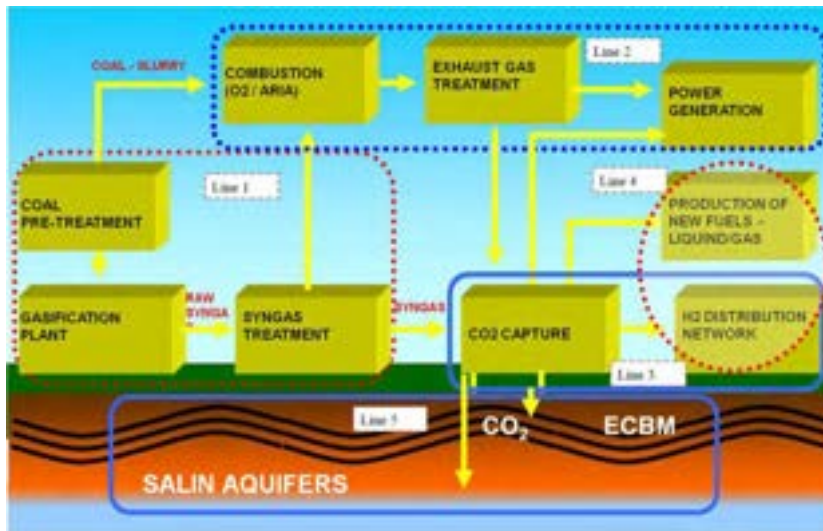


- Advanced Power Plants (H.E.L.E)
- CO2 Capture and Storage
 - Pre and post combustion, oxy combustion
 - CO2 geological storage (aquifers and ECBM), mineralization
 - Process analysis and integration
 - Cost analysis
- Advanced technologies for energy and industry research
 - Experimental tests on test rigs, pilot and demo plants
 - High performance computing and process simulation
- Advanced combustion in gas turbines and boilers

6

operates in the following fields of energy area:

- Combustion;
- Gasification and pyrolysis;
- CO₂ capture with solid sorbents and advanced liquid solvents;
- CO₂ utilization for fuels production;
- Advanced CO₂ gas turbine cycles (“capture ready”);
- CO₂ storage and monitoring.



Energy and Fuels from Coal



Development of zero emission technologies



Power generation – coal, biomass, wastes

- ❑ Pre combustion CO₂ capture
- ❑ Oxy combustion CO₂ capture
- ❑ CO₂ storage (ECBM, aquifers)
- ❑ Advanced combustion
- ❑ Pollutant compounds removal

New Fuels

- ❑ Liquid – Coal to Liquid
- ❑ SNG
- ❑ Hydrogen

Experimental tests on pilot platform, properly modified



Integration with renewables

- ❑ CSP for heat and power
- ❑ Biomass

Development of zero emission technologies



Technologies for production of fuels from coal (Low Rank Sulcis Coal)

Coal to liquid

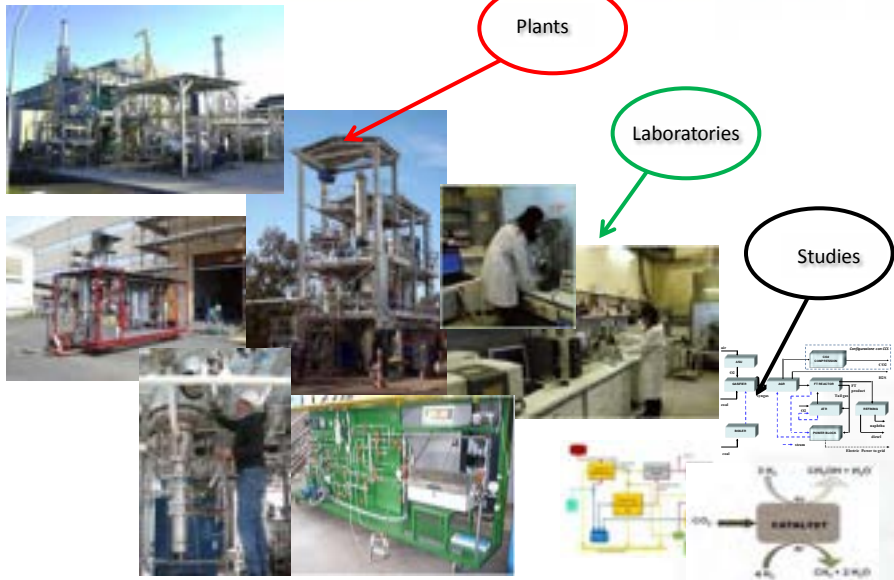
- simulations
- Small scale tests
- Small scale pilot design

Coal to gas (with CO₂ capture)

- Substitute Natural Gas
- Methane from CO₂ and H₂
- Hydrogen (gasification - CO₂ capture)



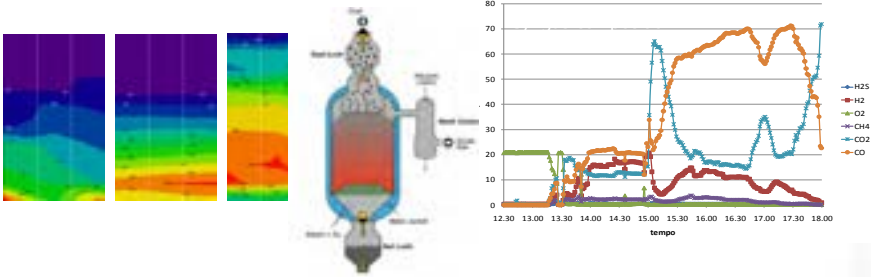
Different scale approaches



Gasification



- Large experimental program about gasification of coal (i.e. low rank), on little test rigs or pilot plants of industrial partner SOTACARBO SpA
- Development of innovative components, control methods, diagnostic, to increase the operative stability of gasifier;



- Production of SNG (Substitute Natural Gas) from Coal, by means of CO / CO₂ hydrogenation;
- Development of new technologies for TAR removal (catalytic cracking of TAR)

13

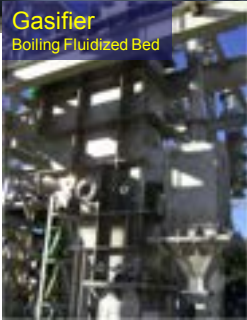
ENEA ZECOMIX Plant



ZECOMIX experimental facility



Gasifier
Boiling Fluidized Bed



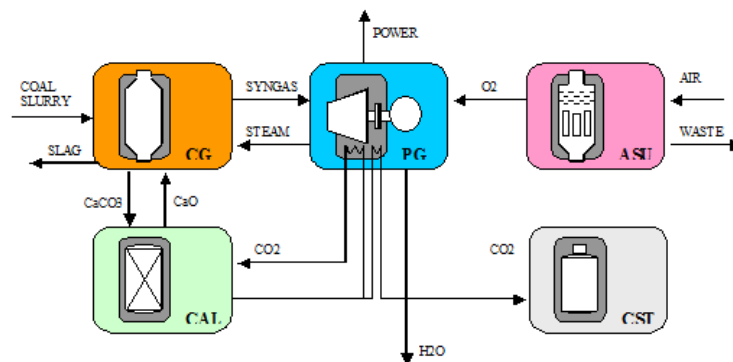
Carbonator



Micro GT



ZECOMIX basic concept



CO₂ capture by mean of solid sorbents at High Temp



- development of an advanced cycle (ZECOMIX cycle: Zero Emission Coal MIXed technology) based on a mix of processes: gasification – gas cleaning – CO₂ capture with solid sorbents (CaO) at high temperature - rigeneration of sorbent – combustion of H₂ – production of electricity
- development of an advanced solid sorbent (characterized by high capture and regeneration efficiencies – up to 1000 cycles capture/regeneration).



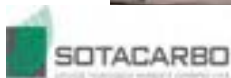
ZECOMIX experimental platform

17

Sotacarbo Platform Plant: demo



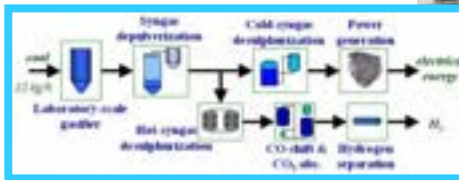
North view



South view

18

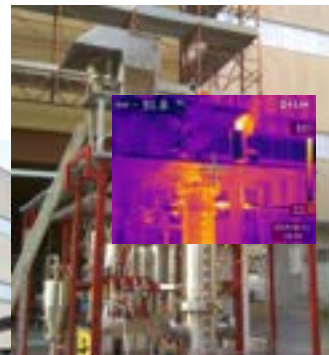
Sotacarbo Platform Plant: pilot



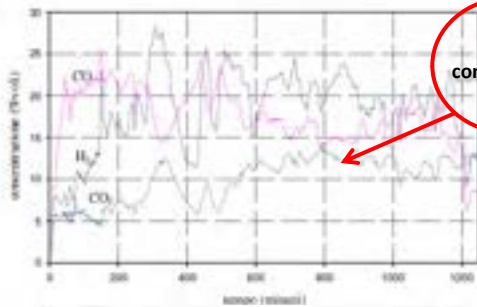
GESSICA Plant for SNG production from coal



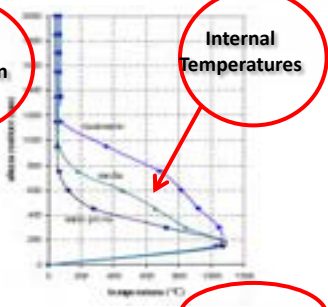
Fixed bed gasifier, clean up, desulfurization section, several methanation reactors which convert the syngas into synthetic natural gas, compressor and torch for disposal of the product gas...



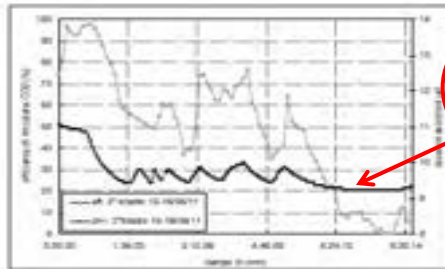
Experimental Data and Analysis



Syngas composition



Internal Temperatures



Efficiency of CO₂ capture



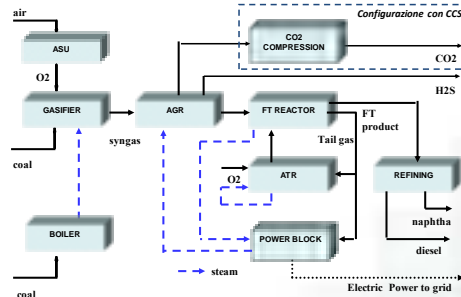
Desulfurization

CTL



Production of liquid fuels from coal

- process modeling;
- economic feasibility studies;
- integration of CCS techniques in the process;
- synthesis of new catalysts
- experimentation



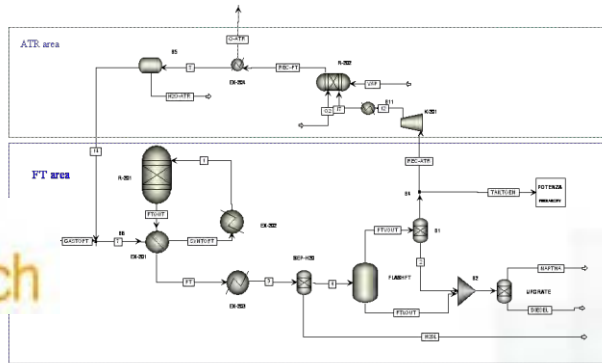
System modeling: CTL simulation



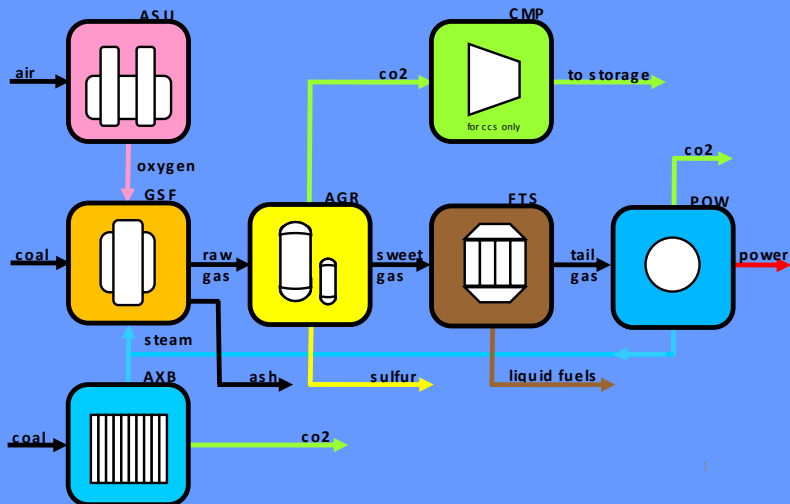
The **simulations** are carried out using a commercial software **ApenPlus**

Different plant configurations have been developed:

1. Base case
2. CCS case



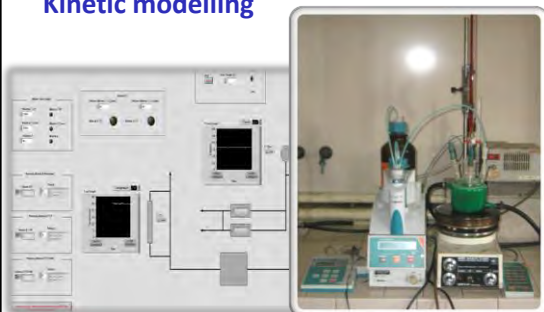
CTL Process description: CCS case



CTL Catalyst preparation and characterization



In collaboration with POLIMI:
Lab-plant
Catalyst preparation and characterization
Catalyst testing
Kinetic modelling

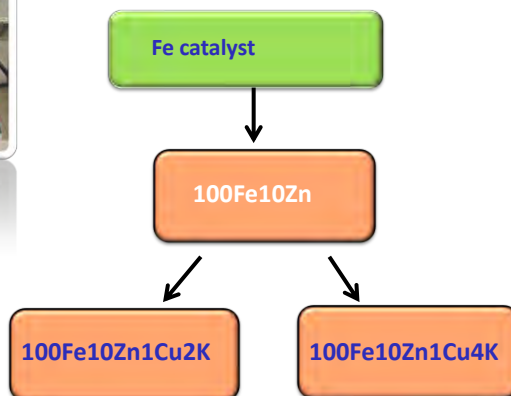


POLITECNICO DI MILANO

CTL Catalyst preparation and characterization



- **Zn** and **K** promoters are often used for the hydrogenation of CO_x mixture.
- Fe-based catalysts with different composition have been prepared by coprecipitation.



POLITECNICO DI MILANO

ITEA oxyfuel pilot plant

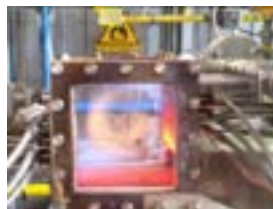


5 MW_{th} ISOTHERM® pilot unit by ITEA (Gioia del Colle, Italy)

Combustion topics



- Studies about combustion phenomena in G.T. (efficiency, instability phenomena, fuel and load flexibility, control)
- Development of new strategies of combustion
- ("MILD Combustion" : combustion without flame; Trapped Vortex Comb.)
- Combustion of Hydrogen and Syngas rich of Hydrogen

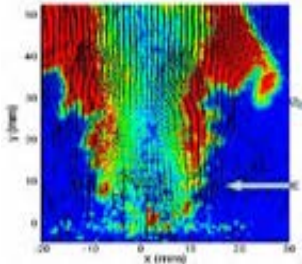


Combustion: instruments of research

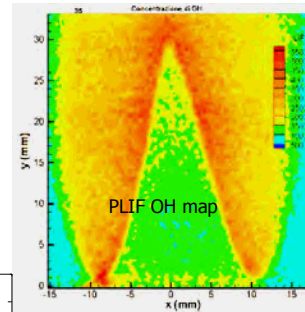
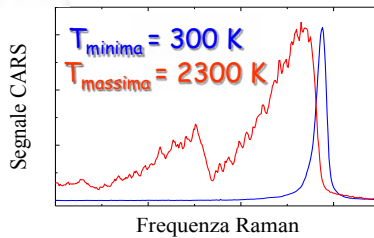


- Experimental technologies, mainly not intrusive: optical, laser (LDA; PIV; CARS; ODC®; ...)

PIV exp. velocity map



CARS on Nitrogen molecules

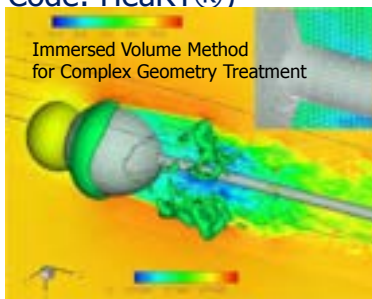


29

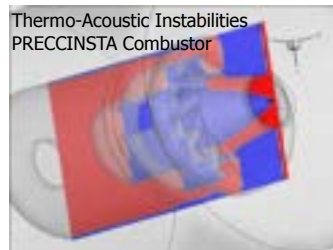
Combustion: instruments of research



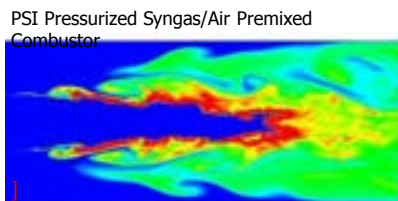
- Modelling and CFD (RANS/LES; home-made parallel Code: HearT®)



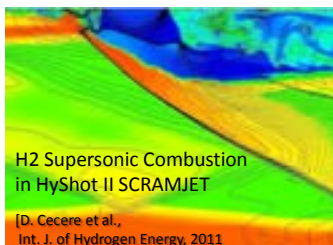
Immersed Volume Method for Complex Geometry Treatment



Thermo-Acoustic Instabilities PRECCINSTA Combustor



PSI Pressurized Syngas/Air Premixed Combustor

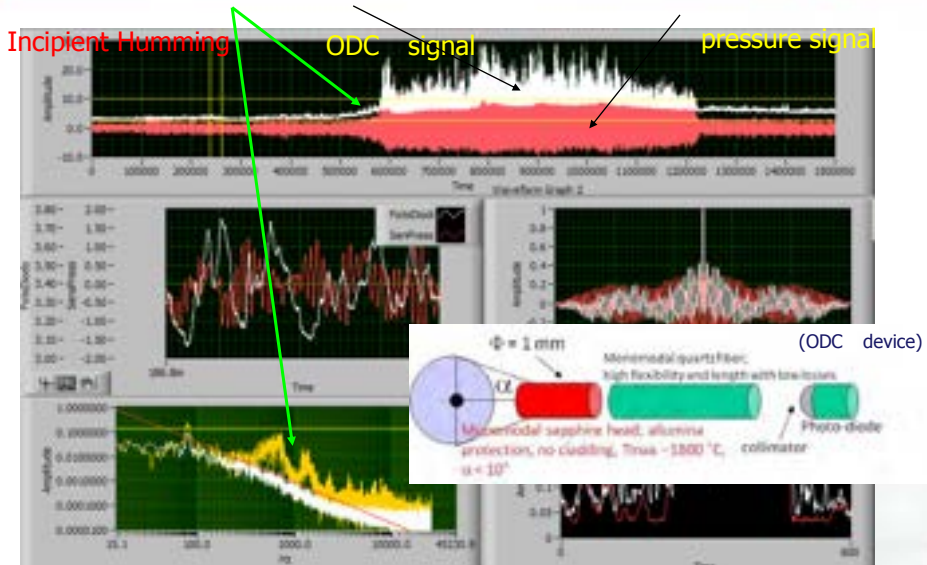


H2 Supersonic Combustion in HyShot II SCRAMJET

[D. Cecere et al., Int. J. of Hydrogen Energy, 2011 Shock Waves, 2012]

30

Development of advanced instrumentation: ODC



for instability analysis in lean premixed combustion

Development of new strategies of combustion

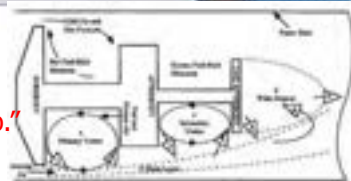


MICOS Test Rig – H₂/CH₄/Air

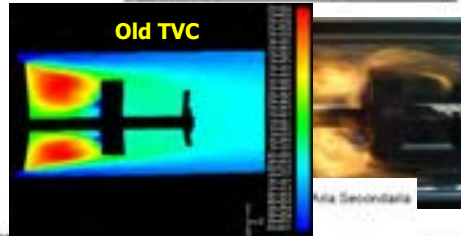
New TVC



“Trapped Vortex Combustion” and “MILD Comb.” concept for G.T.



Old TVC



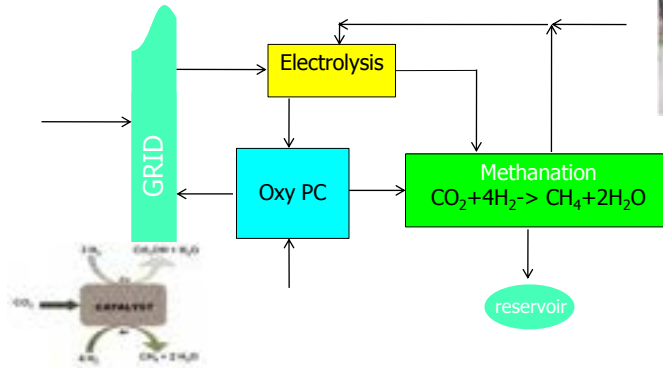
View of the present MICOS plant

CO2 Utilization...

...methanation



"CO₂ as an opportunity not a problem" Methanation as Power to Gas Tech. :



Realization of a demonstrative unit based on the integration of:

- methanation reactor
- electrolyzer
- renewable source of energy

generation of renewable gases (H₂, O₂) by Electrolyzation: $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2 + 572 \text{ kJ/mole}$

Generation of renewable methane by Methanation:

$\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$	+	41 kJ/mole
$\text{CO} + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$	-	206 kJ/mole

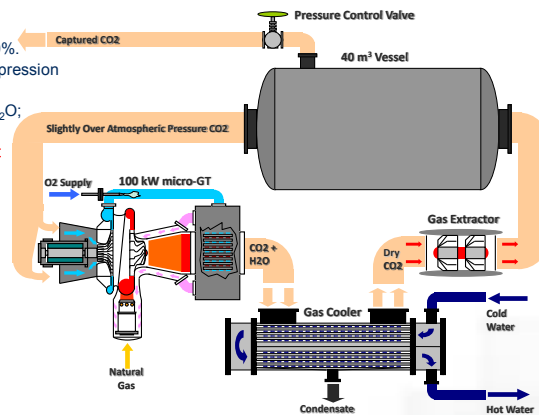
$\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$	-	167 kJ/mol

High Efficiency energetic cycles: test on oxy cycles



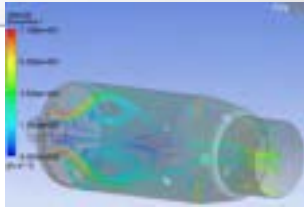
Towards Supercritical-CO₂ GT Cycle (31° C ; 7,3 MPa)

- ❑ High density of S-CO₂: smaller and not-combined plants favour **load-flexibility**.
- ❑ S-CO₂ properties: simple cycle **efficiency** above 50%.
- ❑ High cycle pressure: "pipeline ready" CO₂ (no compression system).
- ❑ CH₄ oxy-combustion: CO₂ easily separated from H₂O; **CCS cost reduction**.
- ❑ Integration with external heat sources (**Waste Heat Recovery**).
- ❑ Integration with **renewable sources** of energy:
 - Using H₂ (CCS) or H₂/O₂ (Power2Gas).
 - Concentrating solar power, geothermal (also waste heat, nuclear).



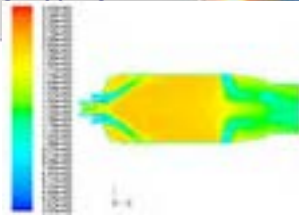
A.G.A.T.U.R. Test Rig
(Advanced GAS Turbine Rising plant)

CFD simulation of CO₂/O₂/CH₄ combustion in GT burner



Fluid dynamics analysis

Thermal map



Development of a model for dynamics simulation of Gas Turbine

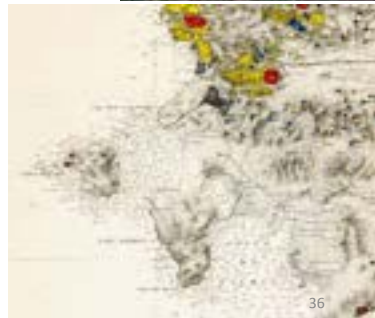
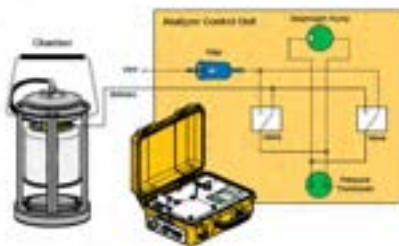


CO₂ baseline monitoring



Geological monitoring, in collaboration with University of Rome and Carbosulcis SpA, of a CO₂ storage geological site in South West of Sardinia ("Sulcis" coalfield)

- monitoring of CO₂ emission background (baseline);
- application of advanced monitoring nuclear methods



CO2 baseline monitoring

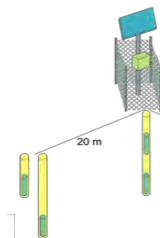
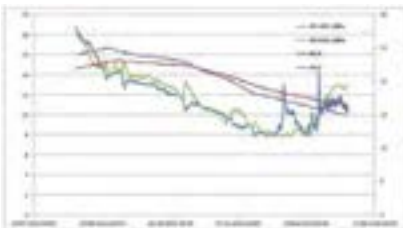


Monitoring systems: designed and built by Univ. of Rome1/ CERI.

Configuration: connection of small probes (78 mm diameter x 283 mm height), equipped with NDIR sensors, which are wired to a central unit. Installed three monitoring stations, powered by solar panels.

Each monitoring station can control up to six measurement points (corresponding to 3 pairs of probes located 3 and 5 meters deep).

Non continuous monitoring by mobile soil flux analyzer (ENEA).



37

2nd Sulcis Summer School on CCS Technologies

Scuola Estiva sulle Tecnologie di Cattura e Stoccaggio della CO₂



Thank you for your kind attention...
e arriverci alla prossima edizione!

paolo.deiana@enea.it



Allegato 2

Presentazione di uno studio sull' analisi dei costi delle tecnologie CCS applicate alla generazione elettrica:

“Costs evaluation of CCS power plants” - Claudia Bassano (ENEA, Italy)

Costs evaluation of CCS power plants

Dr. Eng. Claudia Bassano

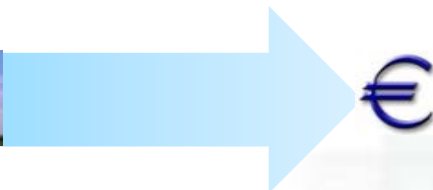
*Sotacarbo Research Center-Carbonia,
15 July 2014*

ENEA Italian National Agency for New Technologies, Energy
And Sustainable Economic Development
Casaccia Research Center – Rome



Summary

- Introduction
- Measures of CCS Cost
- COE costs of electricity
- LCOE Levelised costs of electricity
- CO₂ Avoided Cost



Introduction



- ☞ **CCS cost** is a major factor and barrier to its widespread use as a carbon reduction measure.
- ☞ **Information on CCS costs** is widely sought by individuals and organizations involved in CCS investment decisions, R&D activities, technology assessments, policy analysis, and policy-making at various levels.
- ☞ Post-demonstration CCS will be cost competitive with other low-carbon energy technologies as a reliable **source of low-carbon power**.
- ☞ CCS is on track to become one of the **key technologies** for combating climate change – within a portfolio of technologies, including greater energy efficiency and renewable energy.

Introduction: why CCS cost?



CCS is however still an emerging technology in the power sector, where it has not yet been demonstrated at large scale. (IEA)



Applying CCS to full-size power plants requires **scale-up of commercially available CO2 capture processes**.



Consequently, current cost and performance information related to CCS from power generation is limited to **estimates from engineering studies and pilot projects**.



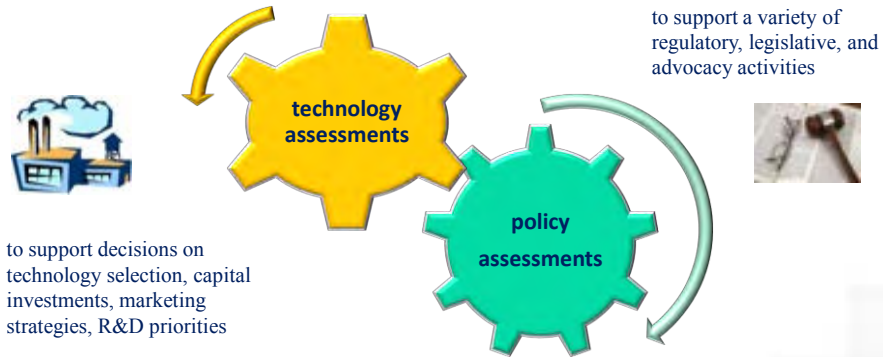
The quality of techno-economic data for CCS will likely improve once additional information from the **first commercial-scale demonstration plants will become available**.

Meanwhile, best-possible estimates of cost and performance of power plants with CCS are required as input for energy scenarios and as a basis for clean **energy policy making**.

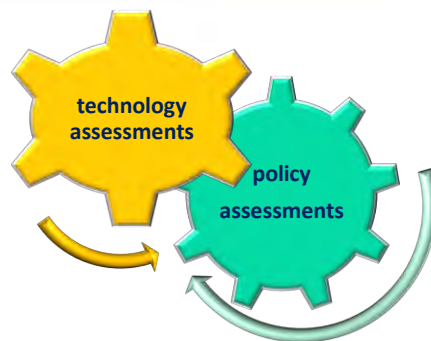
Audiences and Purposes of Cost Estimates



CCS cost information is typically used for two broad purposes



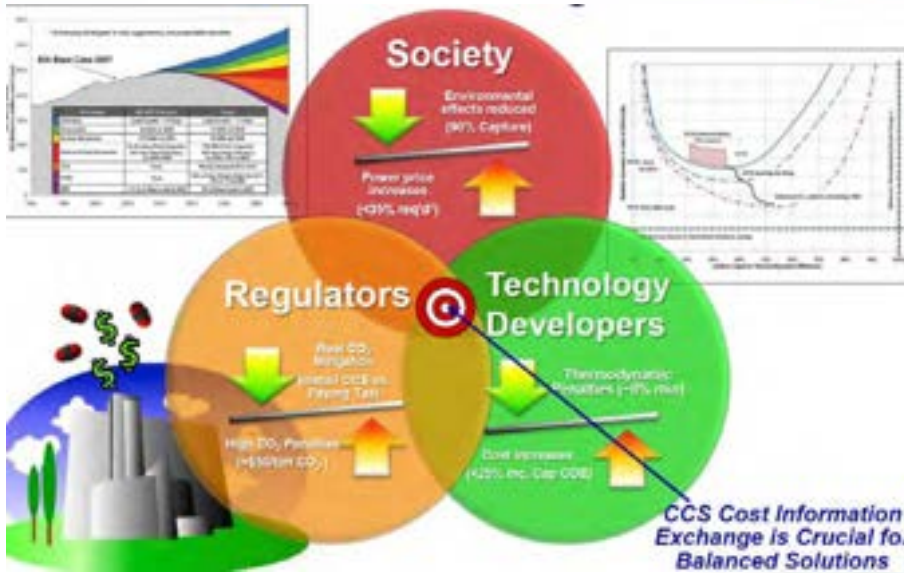
Audiences and Purposes of Cost Estimates



This diverse set of audiences and purposes for CCS cost estimates can create a tension between the generators and users of cost information

A common methodology and terminology for costing, together with improved transparency of methods, assumptions and boundary conditions

CCS: BALANCED SOLUTIONS



Cost Estimation for CCS



CCS cost is the difference in power plants costs with and w/o CCS

plant-level approach:

the cost of electricity for a plant without carbon sequestration (called reference plant) is compared with the cost of electricity for a plant with carbon capture, referred to as the capture plant.

Defining the Project Scope and Design

The scope and battery limits of two plants:

- 1) reference plant
- 2) plant w/CCS



must be clearly specified

Source: Vattenfall

Measures of CCS Cost



- COE c€/kWh
- LCOE c€/kWh
- Cost of CO₂ avoided (Mitigation Cost) €/t_{CO2}
- Financial analysis IRR, payback time, NPV

NPV is the present value of a choice to make a future business or investment decision. It is particularly suited to evaluating an investment under conditions of uncertainty and volatility – in future prices, product demand and/or asset value.

9

COE Cost of Electricity



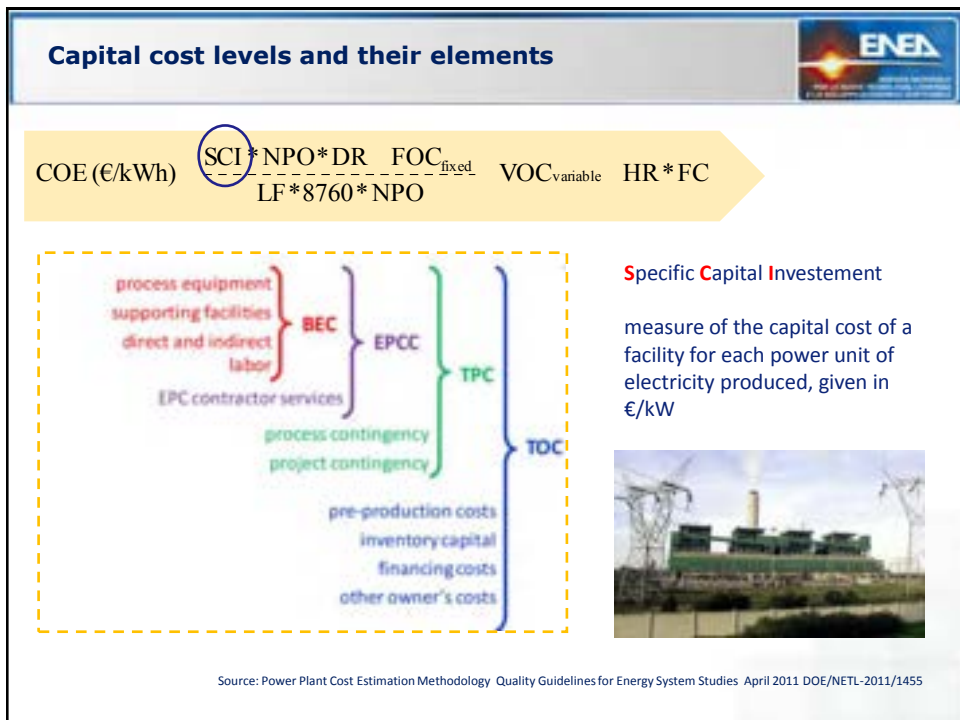
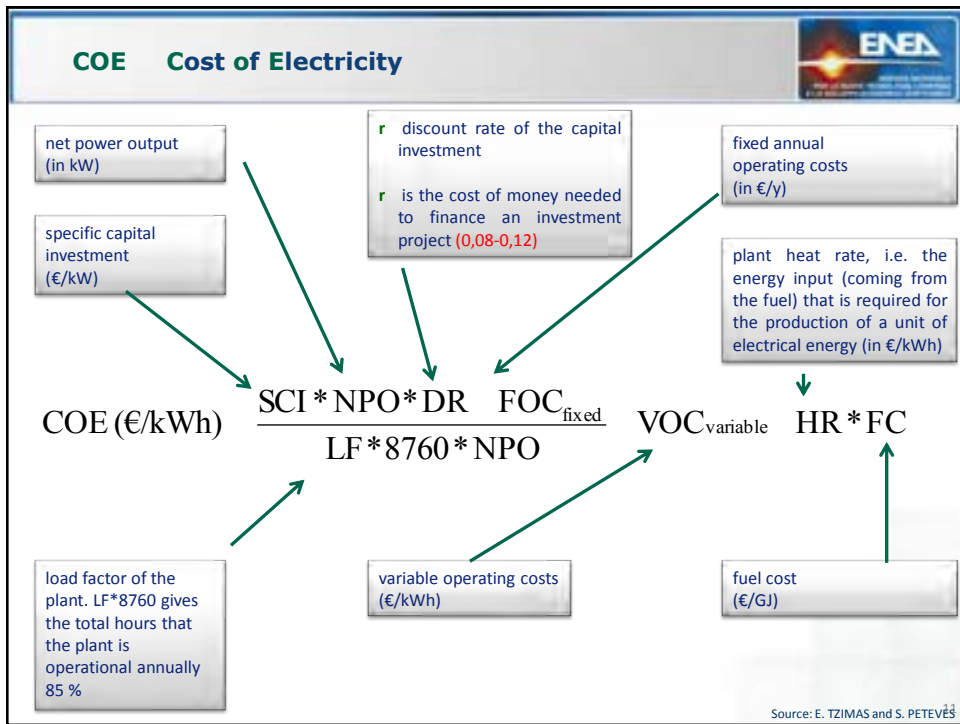
The COE is the revenue received by the generator per net megawatt-hour during the power plant's first year of operation

- assuming zero inflation over the operational period of the power plant
- the COE escalates thereafter at a nominal annual rate equal to the general inflation rate, the COE remains constant in real terms over the operational period of the power plant

- Importance of assumptions
- Importance of using the same method
- Choice of boundary conditions / limitations of battery
- Comparing the different technologies
- Support to decision makers



10



Capital cost and their elements



Bare Erected Cost (BEC) comprises the cost of process equipment, on-site facilities and infrastructure that support the plant (e.g., shops, offices, labs, road), and the direct and indirect labor required for its construction and/or installation.

The **Engineering, Procurement, and Construction Cost (EPCC)** comprises the BEC plus the cost of services provided by the engineering, procurement, and construction (EPC) contractor. EPC services include: detailed design, contractor permitting and project/construction management costs. (10 % BEC)

The **Total Plant Cost (TPC)** comprises the EPCC plus project and process contingencies.

The **Total Overnight Capital (TOC)** comprises the TPC plus all other overnight costs, including owner's costs. TOC does not include escalation during construction or interest during construction. TOC is an overnight cost expressed in base-year dollars.

Source: Power Plant Cost Estimation Methodology Quality Guidelines for Energy System Studies April 2011 DOE/NETL-2011/1455

Capital cost and their elements



Capital Cost Scaling Methodology

BEC
calculated using the factored estimation method based on known costs for major equipment (literature, vendor or technology provider).

BEC $C = C_o (S/S_o)^f$

C_o is the base cost for each component by size **S_o** at year XXXX

C is the cost of the component at the required size **S**

f is the cost scaling factor (0.6-0.7)

Source: Power Plant Cost Estimation Methodology Quality Guidelines for Energy System Studies April 2011 DOE/NETL-2011/1455

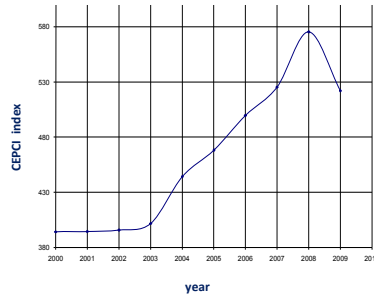
CEPCI



CEPCI Chemical Engineering Plant Cost Index

Plant and equipment cost data - especially when using and/or updating cost estimates from earlier years - are adjusted to cost levels for actual time period by applying cost indexes

CEPCI values are available in Chemical Engineering Magazine



$$\text{Cost}_{\text{year}} = \text{Cost}_{\text{reference year}} \frac{\text{CEPCI index}_{\text{year}}}{\text{CEPCI index}_{\text{reference year}}}$$

Capital cost elements: contingency



Process and project contingencies

Included in the capital cost to account for unknown costs that are omitted or unforeseen due to a lack of complete project definition and engineering.

Contingencies are added because experience has shown that such costs are likely, and expected, to be incurred even though they cannot be explicitly determined at the time the estimate is prepared.



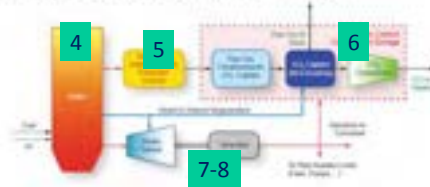
Process contingency is intended to compensate for uncertainty in cost estimates caused by performance uncertainties associated with the development status of a technology.

	Process is used commercially	0-10 % BEC
	New concept	40 % BEC

Project contingency should be 15 percent to 30 percent of the sum of BEC, EPC fees and process contingency.

Capital cost elements example

Figure 6.2. Simplified Block Flow Diagram for Power Generation with PCC



Cost accounts for PC boiler with CCS
(1,000 x 2009 US\$)

Acct No	Item/Description	Bare Erected Cost \$	Eng'g CM H.O. & Fee	Contingencies		Total Plant Costs	
				Process	Project	\$ -\$/kW	
1	COAL & SORBENT HANDLING	\$41,949	\$3,777	\$0	\$6,859	\$52,585	\$96
2	COAL & SORBENT PREP & FEED	\$20,080	\$1,755	\$0	\$3,275	\$25,110	\$46
3	FEEDWATER & MISC. BOP SYSTEMS	\$93,989	\$8,514	\$0	\$16,906	\$119,409	\$219
4	PC Boiler	\$379,148	\$33,660	\$0	\$41,281	\$454,090	\$832
5	Flue Gas Cleanup	\$160,270	\$15,116	\$0	\$17,539	\$192,924	\$353
6	CO2 Removal and Compression	\$351,628	\$33,097	\$62,047	\$89,354	\$536,126	\$982
7	Heat Recovery Steam Generator	\$36,087	\$3,305	\$0	\$5,167	\$44,559	\$82
8	STEAM TURBINE GENERATOR	\$133,743	\$11,125	\$0	\$16,847	\$161,715	\$296
9	COOLING WATER SYSTEM	\$61,309	\$5,701	\$0	\$9,066	\$76,077	\$139
10	ASH/SPENT SORBENT HANDLING SYS	\$14,142	\$1,348	\$0	\$1,593	\$17,083	\$31
11	ACCESSORY ELECTRIC PLANT	\$69,615	\$6,204	\$0	\$9,620	\$85,439	\$156
12	INSTRUMENTATION & CONTROL	\$22,092	\$2,009	\$1,105	\$3,091	\$28,296	\$52
13	IMPROVEMENTS TO SITE	\$13,164	\$1,303	\$0	\$2,893	\$17,360	\$32
14	BUILDINGS & STRUCTURES	\$53,473	\$4,874	\$0	\$8,752	\$67,099	\$123
Total		\$1,450,689	\$131,788	\$63,151	\$232,244	\$1,877,872	\$3,439

Source: modified by Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture and Storage Report 2: Economic assessment of carbon capture and storage technologies 2009 Global CCS Institute

Capital cost



Source: Vattenfall

		PC supercritical		IGCC		OXY	
		CCS	CCS	CCS	CCS	NA	CCS
Gross power output	MW	580	663	748	694	NA	786
Auxiliary power	MW	30	117	112	176	NA	236
Net power output	MW	550	546	636	517	NA	550
Net plant HHV efficiency	%	39.10	27.20	41.10	32.00	NA	29.3
CO2 emitted	tonne/hr	442	63	479	47	NA	0
CO2 captured	tonne/hr	0	568	0	423	NA	592
Emission intensity	kg/MWh	804	115	753	90	0	0
Plant capital overnight costs (\$)							
CC equipment	x1,000	539,576	957,610	948,200	962,087	NA	851,291
CC materials	x1,000	49,823	64,954	74,721	73,827	NA	61,530
CC labour	x1,000	276,417	437,869	256,759	296,617	NA	503,652
Eng. CM HO & fees	x1,000	78,055	133,336	104,631	113,334	NA	130,217
Process contingency	x1,000	0	63,711	55,227	74,764	NA	53,683
Project contingency	x1,000	111,985	234,026	224,927	244,510	NA	195,215
Total	x1,000	1,055,857	1,891,506	1,664,464	1,765,138	NA	1,795,588
Total overnight Cost	\$/kW	1,919	3,464	2,618	3,413		3,265

Source: Economic assessment of carbon capture and storage technologies: 2011 update Global CCS Institute

\$2010

Capital cost examples

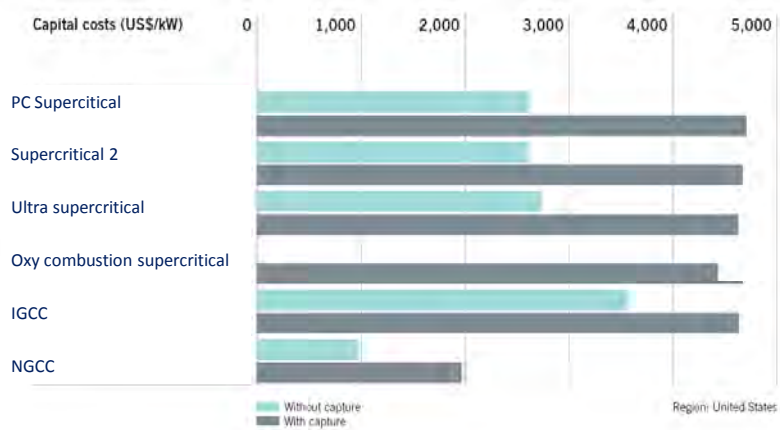


			NGCC	PC SC	IGCC
Total Plant Cost	ref	€/kW	711	1910	2618
	CCS	€/kW	1447	3464	3413
	var	%	50	44	23
Efficiency	ref	%	50.8	39.1	41.1
	CCS	%	43.8	27.1	32
	var	%	-15	-44	-28.4

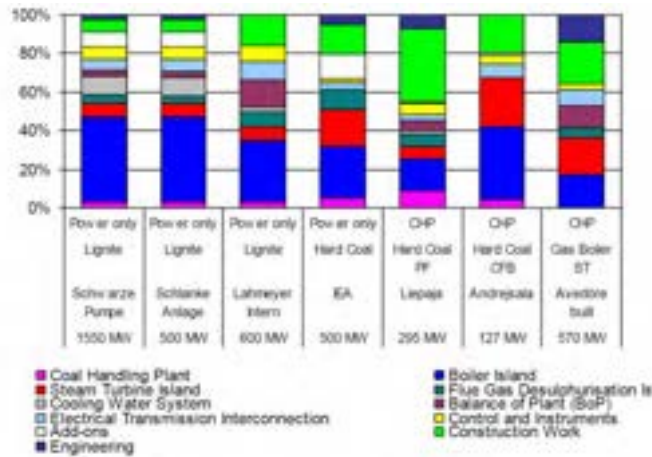
Capital cost examples



Installed costs as TOC (2009\$) for 550MW net generation and CO₂ capture facility (FOAK)



Capital cost component



Source: Vattenfall 2011 21

O&M Costs (Operation and maintenance costs)



$$COE (\text{€/kWh}) = \frac{SCI * NPO * DR * \text{FOC}_{\text{fixed}}}{LF * 8760 * NPO} + VOC_{\text{variable}} * HR * FC$$

Fixed O&M costs

- 📄 Operating labor
- 📄 Maintenance labor (Input often as % of EPCC costs)
- 📄 Administrative & support labor
- 📄 Maintenance materials (Input often as % of EPCC costs)
- 📄 Property taxes (IRES, IRAP, Input often as % of EBIT-operating result costs)
- 📄 Insurance

O&M Costs (Operation and maintenance costs)



$$\text{COE (€/kWh)} = \frac{\text{SCI} * \text{NPO} * \text{DR}}{\text{LF} * 8760 * \text{NPO}} \left(\text{FOC}_{\text{fixed}} + \text{VOC}_{\text{variable}} \right) \text{HR} * \text{FC}$$

Variable O&M costs

- ☐ Consumables, Includes all materials used in proportion to kWh generated (itemized for each project) e.g.:
 - ☐ catalysts
 - ☐ chemicals
 - ☐ auxiliary fuels
 - ☐ water
- ☐ Waste disposal (excl. CO₂)
- ☐ Byproduct sales (credit)
- ☐ Emissions tax (or credit) Fee paid (or credit received) per unit of emissions, with or without CCS (if applicable)

23

CO₂ Transport and Storage Systems Cost



Complete CCS value chains costs for:

- ☐ CO₂ Capture
- ☐ CO₂ Transport
- ☐ CO₂ Storage



Source: ZEP 2011

CO2 Transport Cost



Typical costs for a short onshore pipeline (180 km) and a small volume of CO2 (2.5 Mtpa) are just over €5/tonne of CO2.

- point-to-point transport
- small volume of CO2 (2.5 Mtpa)
- pipeline costs are roughly proportional to distance
- shipping costs are fairly stable over distance



Distance km	180	300	750	1500
Onshore pipeline	5.4	n. a.	n. a.	n. a.
Offshore pipeline	9.3	20.4	28.7	51.7
Ship	8.2	9.5	10.6	14.5
Liquefaction (for ship transport)	5.3	5.3	5.3	5.3

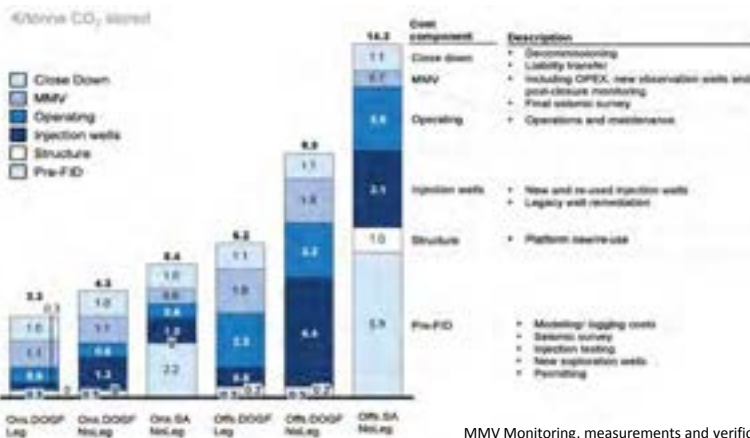
25

Source: ZEP 2011

CO2 storage cost



The CO2 storage cost range is large from €1 to €20/tonne of CO2



MMV Monitoring, measurements and verification
DOGF Depleted Oil Gas Field
FID Final Investment Decision

26

Source: ZEP 2011

Discount rate and Financial Structures



$$\text{COE (€/kWh)} = \frac{\text{SCI} * \text{NPO} * \text{DR}}{\text{LF} * 8760 * \text{NPO}} + \frac{\text{FOC}_{\text{fixed}}}{\text{VOC}_{\text{variable}}} + \text{HR} * \text{FC}$$

DR Discount rate

- Used to convert future costs to present value.
- Typically based on market interest rates or **Weighted Cost of Capital, WACC**, which reflects the debt and equity

$$\text{WACC} = r_e \frac{E}{D+E} + r_d \frac{D}{D+E}$$

D Debt fraction of capital costs

E Equity fraction of capital costs

r_d Debt interest rate 6%

r_e Equity interest rate 12%
(IRROE Internal Rate of Return on Equity)



	Low RISK	HIGH RISK
D (%)	60	70
E (%)	40	30
r _d	6 %	6 %
r _e	12 %	12 %
WACC	8.4 %	7.8 %

Discount rate and Financial Structures



Discount rate vs Capital Recovery Factor

CRF Capital Recovery Factor

This factor converts the total capital value to a uniform annual amount

$$\text{CRF} = \frac{i}{1 - (1 - i)^n}$$

i discount rate WACC
n plant life (30 year)

	Low RISK	HIGH RISK
WACC	8.4 %	7.8 %
n	30	30
CRF	9.2%	8.7 %



COE components



- Capital cost
- Fixed cost
- Variable cost
- Fuel cost
- Tax
- Transport
- Storage

COE components USC with CCS

LCOE levelised cost of electricity



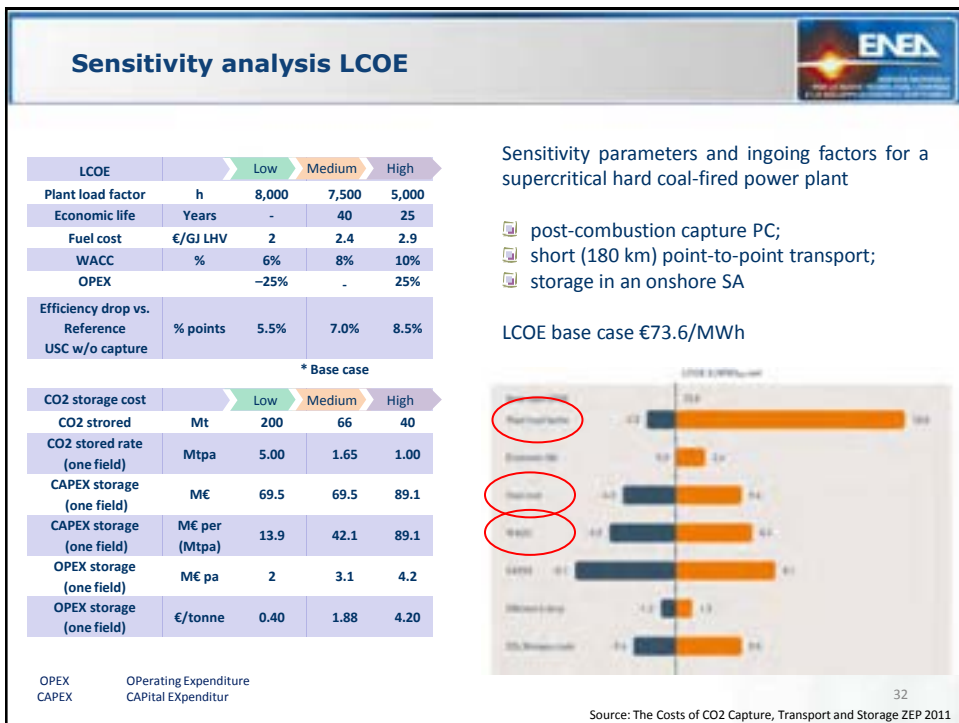
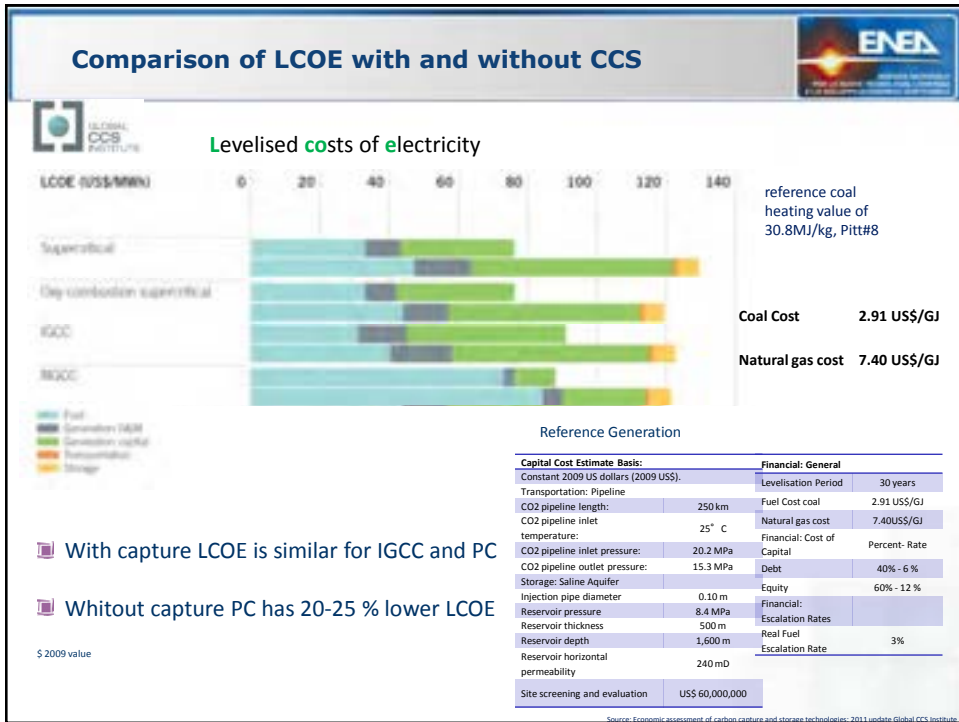
The **levelised cost of electricity (LCOE)** is a metric used to represent the average cost of generating electricity for the duration of the power plant's economic lifetime.

The levelised cost of electricity is a constant unit price (\$/MWh) for comparing the costs of power plants that have different technologies, use different fuels, have different capital expenditure paths, differing annual costs (such as operating, maintenance, taxes, carbon prices), different net outputs, and different economic lives.

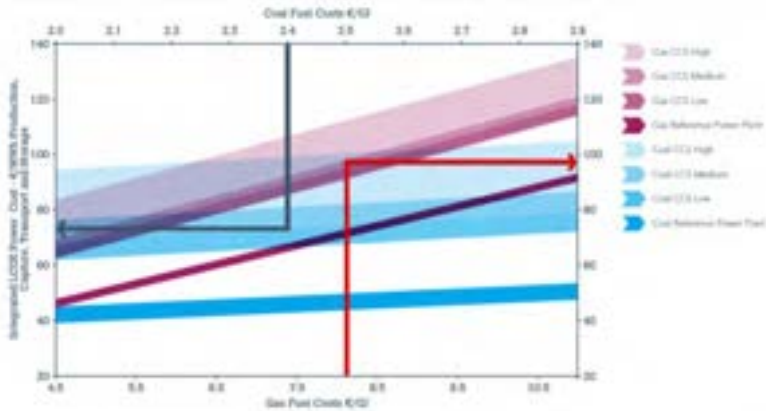
Levelised costs of electricity

$$LCOE = LF * COE$$

LF Levelisation Factors **1.16-1.26**
reflects the plant life, the financial structures and inflation rate



Impact of fuel prices on LCOE costs



- For the natural gas CCGT power plant with CCS, the LCOE is heavily dependent on the fuel cost
- For natural gas prices lower than ~€6/GJ, the LCOE is competitive with the hard coal Middle fuel cost-based cases.

Source: The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage ZEP 2011

Cost of CO₂ Avoided



$$MC(\text{€/tCO}_2) = \frac{\text{LCOE}_{\text{CCS}} - \text{LCOE}_{\text{reference}}}{(\text{tCO}_2/\text{Mwh})_{\text{ref}} - (\text{tCO}_2/\text{Mwh})_{\text{CCS}}}$$

\swarrow €/MWh
 $\underbrace{\hspace{10em}}_{\text{CO}_2 \text{ avoided}}$

It compares a plant with CCS to a "reference plant" without CCS, and quantifies the average cost of avoiding a unit of atmospheric CO₂ emissions while providing a unit of MWh product

LCOE_{CCS} LCOE CCS plant (€/MWh)
 LCOE_{reference} LCOE reference plant (€/kMWh)

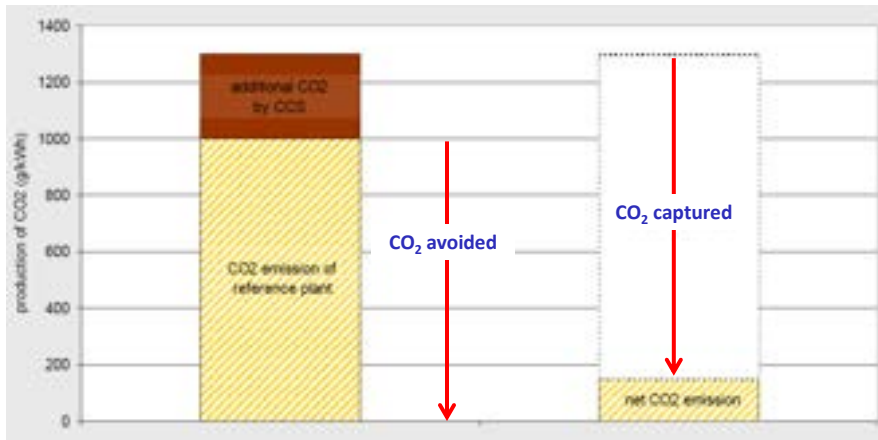
CO₂ avoided E_{ref} - E_{CCS} (t/MWh)
 E_{ref} Emission CO₂ reference plant
 E_{CCS} Emission CO₂ with CCS



MC is a relative cost measure that is very sensitive to the choice of reference plant without CCS

MC allows comparisons between technologies, based on their ability to meet legislative CO₂ emission constraints, to be made

CO₂ captured vs CO₂ avoided

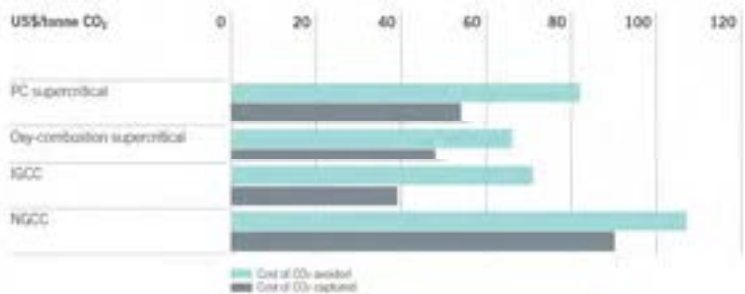


35

Comparison of CO₂ costs avoided



Comparison of CO₂ costs avoided and captured for power generation (FOAK)



\$ 2009 value

- Co₂ avoided cost is similar for IGCC and Oxy
- CO₂ avoided costs for IGCC plants are substantially less than for PC and NGCC

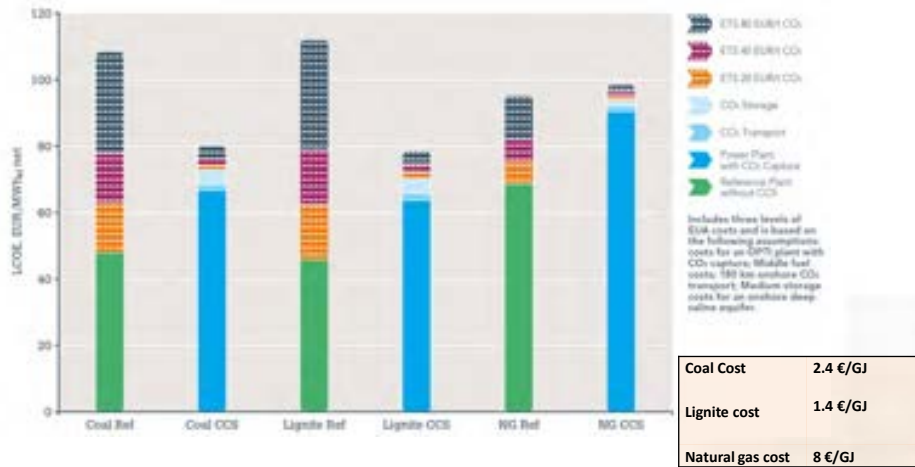


the IGCC CO₂ removal is accomplished prior to combustion and at elevated pressure using physical absorption

LCOE of integrated CCS projects with three levels of EUA costs

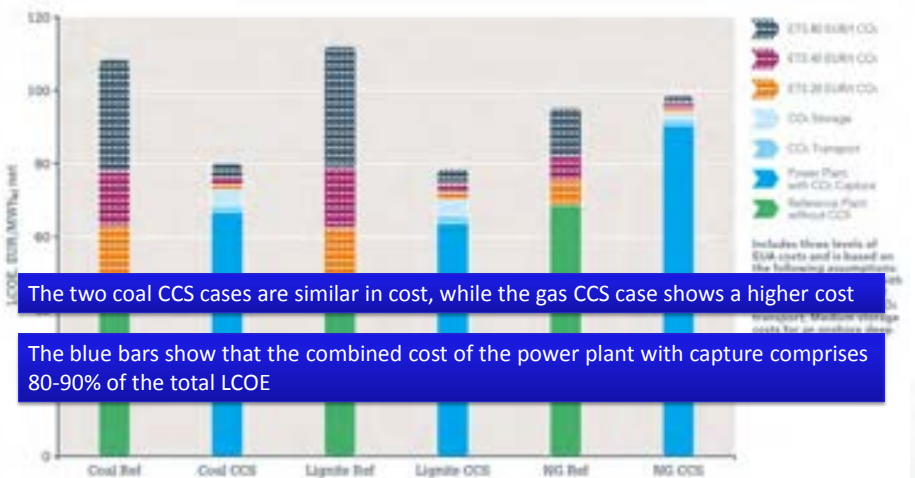


LCOE of integrated CCS projects (blue bars) compared to the reference plants without CCS (green bars) with three levels of EUA European (Emission Allowances) costs



37
Source: ZEP 2011

LCOE of integrated CCS projects with three levels of EUA costs



Source: ZEP 2011

The European bourse for European Unit Allowances



SENDECO2, is the European bourse for European Unit Allowances (EUA) and Carbon Credits (CER's)

The main goal of SENDECO2 is to contribute significantly in the improvement of the environment through the reduction of the real CO2 emissions.

SENDECO2 has been active since 2005 and is the reference for the Portuguese, Spanish and Italian markets. SENDECO2 grants a unique European liquidity where all the participants, as establish by European Union directive, can freely trade European Allowances and Carbon Credits

Legal Framework

Commission Decision 2007/589/CE, July 18th Establishes the guidelines for the procedures to control and communicate green house gas emissions.

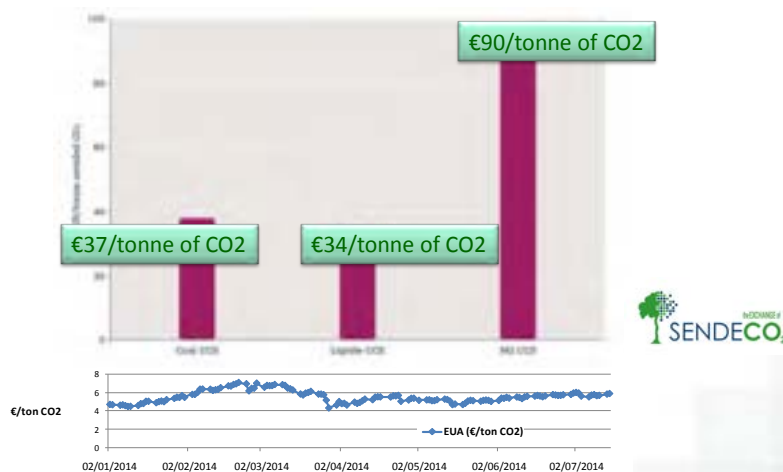
Directive 2003/87/CE Establish the European Union Emission Trading Scheme.



EUA break-even cost



CO2 avoidance costs for possible plants commissioned in the mid 2020s – the price of EUAs required to justify building CCS projects vs. a plant without CCS from a purely economic point of view



Source: ZEP 2011

SOURCE COST DATA



- same contingencies of NETL / DOE
- Levelitation Factors useful life of 30 years
- Four years of construction
- considers localization factor (which impacts the cost of labor)



- Levelitation Factors useful life of 30 years
- 5/3 years of construction
- Owner's cost function of EPCC cost



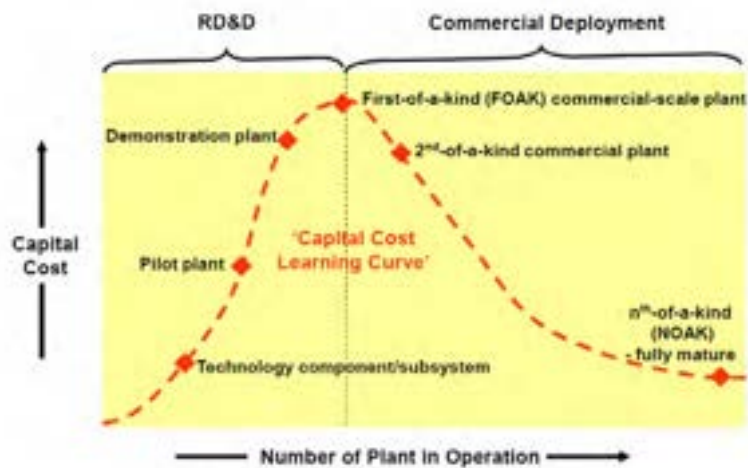
- carbon tax included
- costi di dismissione dell'impianto
- plant life(40 /25 year)
- discount rate 10 %
- Four years of construction
- no interest during the construction phase



- plant life(40 /25 year)
- 3 different fuel cost
- Owner's cost function of EPCC cost

41

DEMO FOAK NOAK



42

Fonte: EcoFys

DEMO FOAK NOAK



	Power generation				Industrial applications				
	PC supercritical & ultrasupercritical ¹	Oxyfuel combustion standard & ITM ²	IGCC	NGCC	Blast furnace steel production	Cement production	Natural gas processing	Fertiliser production	
Dimensions	US*/MWh	US*/MWh	US*/MWh	US*/MWh	US*/tonne steel	US*/tonne cement	US*/GJ natural gas	US*/tonne ammonia	
Levelised cost of production	Without CCS ³	73–76	73–76 ⁴	91	88	570–800	66–88	4.97	375
	With CCS FOAK ⁵	120–131	114–123	125	123	82	34	0.056	11
	With CCS NOAK ⁶	117–129	112–121	123	121	74	31	0.056	11
	% Increase over without CCS ⁷	61–76%	53–65%	37%	40%	10–14%	39–52%	1%	3%
Cost of CO ₂ avoided ⁸ (\$/tonne CO ₂)	FOAK	62–81	47–59	67	107	54	54	19	20
	NOAK	57–78	44–57	63	103	49	49	19	20
Cost of CO ₂ captured (\$/tonne CO ₂)	FOAK	53–55	42–47	39	90	54	54	19	20
	NOAK	52	41–45	38	87	49	49	19	20

Fonte: Economic assessment of carbon capture and storage technologies: 2011 update
2011 Global CCS Institute

<http://www.globalccsinstitute.com/publications/economic-assessment-carbon-capture-and-storage-technologies-2011-update>

43

NER 300



White Rose Carbon Capture and Storage (CCS) Project

Financed by €300 million under the European NER300 programme.

ALSTOM



BOC
A Member of the Linde Group

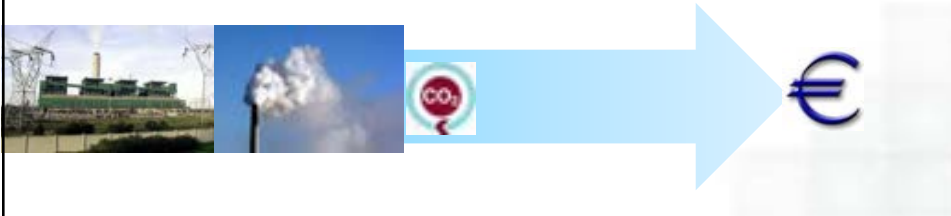
Located on
Plant size
Power plant technology
CCS technology

UK
450 MWe gross output
oxyfuel combustion,
90% of all the CO₂ produced by the plant will be captured and transported by pipeline for permanent off-shore storage deep beneath the North Sea seabed.

Why CCS cost?



- a. How much will CCS add to the cost of a particular plant or plant type?
- b. What price of Emission Unit Allowances (EUAs) would it take for CCS to be less costly?
- c. Different questions require different reference plants when calculating cost of CO₂ avoided
- d. Cost studies that reports avoidance cost need to clearly frame the question to be addressed



Conclusions



1) The introduction of carbon sequestration technologies will result in an **increase in a number of costs:**

- Increased capital costs for each plant to be equipped with carbon separation and capture technology.
- Additional capital costs for CO₂ transport and storage.
- Increased fixed operational costs and increased variable costs
- Additional operating costs for CO₂ transport and storage.



2) **The three CO₂ capture technologies (post-combustion, pre-combustion and oxy-fuel), could be competitive once successfully demonstrated**

LCOE 70-120 \$/MWh

Levelised Cost of Electricity as the main quantitative value, there is currently no clear difference between any of the capture technologies

Conclusions



3) Sensitivity analysis for the integrated CCS cases for LCOE

the capital cost dominates (plant load factor, reducing running hours result in much higher cost) **Fuel/investment costs are main factors influencing total costs**

4) the associated **EUA break-even cost** corresponds to a price of €34/tonne of CO₂-€90/tonne of CO₂ for gas. At an EUA price of €35/tonne of CO₂,8 these full-size, coal-fired CCS power plants are therefore close to becoming commercially viable,

5) CCS requires a secure environment for long-term investment

Based on current trajectories, the price of **Emission Unit Allowances (EUAs)** under the EU Emissions Trading System will not, initially, be a sufficient driver for investment after the first generation of CCS demonstration projects is built (2015-2020).

Enabling policies are therefore required in the intermediate period – after the technology is commercially proven, but before the EUA price has increased sufficiently to allow full commercial operation. The goal: to make new-build power generation with CCS more attractive to investors than without it (ZEP)



2nd Annual
International Carbon Capture & Storage
Summer School 2014

July 14-18, 2014
Sotacarbo Research Centre - Carbonia, Sardinia, Italy

Thank you for your attention!

Arrivederci

claudia.bassano@enea.it

<http://www.enea.it>

Allegato 3

Questionario di valutazione finale inserito nel corso e-learning che affianca le attività svolte in aula:

“Il questionario di valutazione finale - Rapporto tecnico” A. Corleto, V. Tomassetti (ENEA, Italy)

International Sulcis Summer School on CCS Technologies
Scuola Estiva sulle Tecnologie di Cattura e
Stoccaggio della CO2

Il questionario di valutazione finale

Rapporto tecnico

UTICT PRA - Gruppo E-learning

Referenti

Andrea Quintiliani

Amedeo Trolese

Ricercatori

Andrea Corleto

Veronica Tomassetti

24/07/2014

Sommario

PREFAZIONE.....	3
I - PERCEZIONE GLOBALE DELL'ESPERIENZA.....	4
II – DIDATTICA.....	5
III – ORGANIZZAZIONE E SERVIZI	8
IV – AMBIENTE E-LEARNING.....	9
V – LE DOMANDE APERTE – OPINIONI, CRITICHE, SUGGERIMENTI	10
VI – CONCLUSIONI	11
ALLEGATO	12
Questionario on line di valutazione finale.....	12
Risultati estesi relativi alle domande aperte d13/d14/d17.....	14
Indice delle figure	17

PREFAZIONE

Durante l'ultimo giorno *dell'International Sulcis CCS Summer School 2014* tutti i corsisti hanno compilato un *questionario di valutazione finale on line*, utile ai fini della rilevazione del loro grado di soddisfazione relativamente all'esperienza formativa vissuta.

Il questionario è stato implementato sulla piattaforma e-learning (<http://elearning.enea.it>) (cfr. [allegato](#)) ed è stato strutturato, come l'anno scorso, con riferimento a quattro aree di attenzione:

- ✓ La percezione globale dell'esperienza
- ✓ La didattica
- ✓ L'organizzazione e i servizi
- ✓ L'ambiente e-learning

Per ogni domanda è stata fornita una scala di valutazione del gradimento che va da 1 (poco) a 5 (molto).

Sono state inserite, inoltre, delle domande a risposta aperta per la raccolta di informazioni di tipo qualitativo (opinioni, suggerimenti, critiche).

I questionari compilati, in modo anonimo, sono stati diciannove (19).

Quella che segue è una semplice elaborazione statistica dei dati raccolti, raggruppati nelle quattro aree di attenzione già citate, con l'aggiunta delle indicazioni (suggerimenti, aspetti positivi e negativi) fornite dai corsisti nell'ultima parte del questionario.

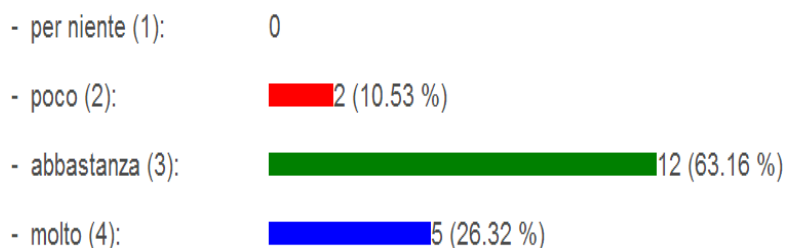
I - PERCEZIONE GLOBALE DELL'ESPERIENZA

La percezione dell'esperienza formativa vissuta dagli studenti risulta attestarsi su un valore intermedio; il dato è relativo alle *aspettative realizzate* (63.16% - Figura 1), *all'ampliamento delle conoscenze in materia* (57.89% - Figura 2), *all'utilità delle tematiche trattate per il futuro professionale dei corsisti* (63.16% - Figura 3) e *alla durata del corso* (57.89% - Figura 4).

Punte di maggiore soddisfazione si attestano tutte intorno a un valore medio del 31%.

Nel dettaglio l'elaborazione grafica relativa alle quattro domande relative all'area in oggetto:

(d1) Il corso è risultato rispondente alle tue aspettative iniziali?



Average: 3.16

Figura 1

(d2) Ritieni di aver ampliato le tue conoscenze dalla partecipazione al corso ?

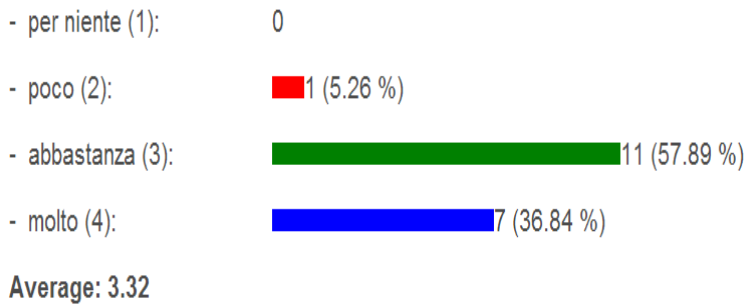


Figura 2

(d3) Pensi che gli argomenti trattati nel corso saranno utili per la tua professione futura?

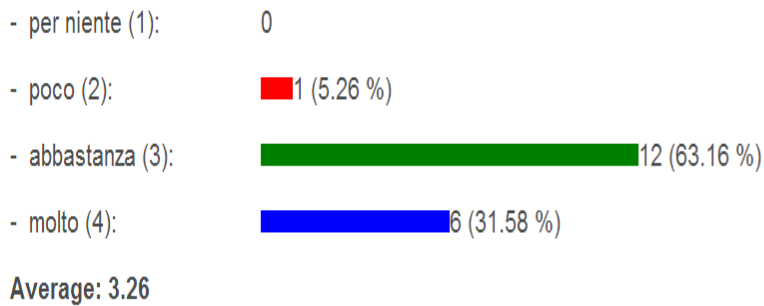


Figura 3

(d5) La durata del corso è stata adeguata agli argomenti trattati?



Figura 4

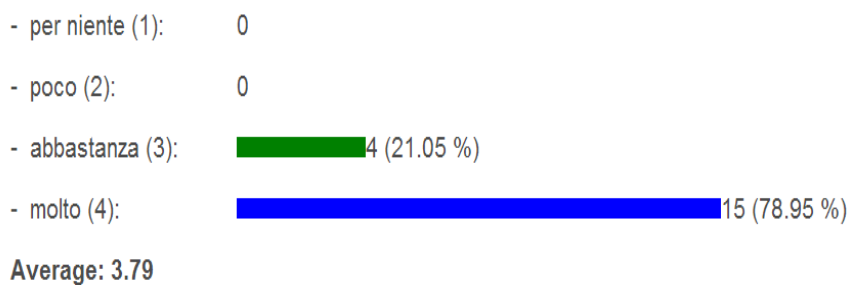
II – DIDATTICA

L'aspetto didattico è stato analizzato con riferimento all'utilità del materiale fornito e alla competenza contenutistica e relazionale dei docenti; in quest'ultimo caso gli item previsti hanno investigato tre aspetti differenti:

- ✓ La padronanza dei contenuti e la chiarezza espositiva
- ✓ La gestione dell’aula (capacità relazionali, spazio per interventi/domande, ecc.) e del tempo
- ✓ Il materiale didattico fornito

Molto apprezzata la *competenza dei docenti* (78.95%); su di un valore intermedio si attesta la valutazione della *chiarezza espositiva* (73.68% -figura 5) e *dell’utilità del materiale didattico* fornito (73.68% - Figura 7). Perplexità sono state avanzate in merito alla *gestione dei tempi e dell’aula* (Figura 6); quest’ultimo dato trova un riscontro con i suggerimenti e le proposte fornite (cfr. [d14 e d17](#)) che sottolineano con forza l’esigenza di presentazioni più corte, di rispetto degli orari e di maggiore interattività con l’aula.

(d6) I docenti hanno dimostrato padronanza dei contenuti?



(d7) Le presentazioni sono state espone in maniera chiara?

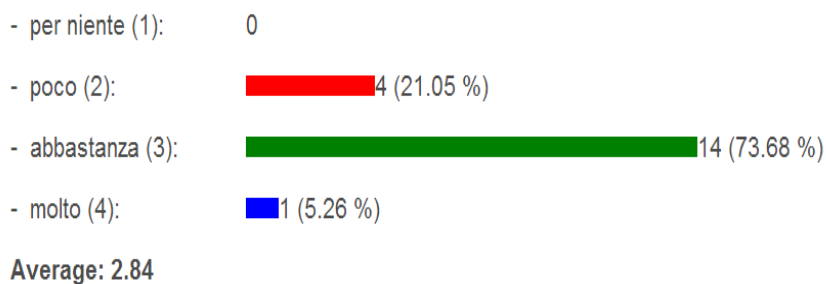
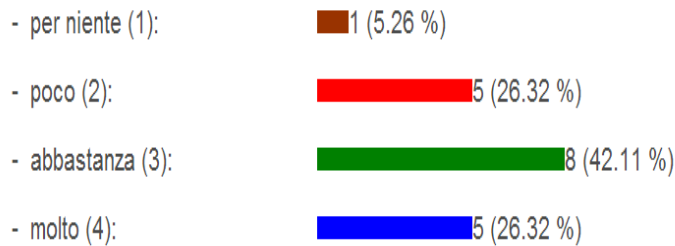


Figura 5

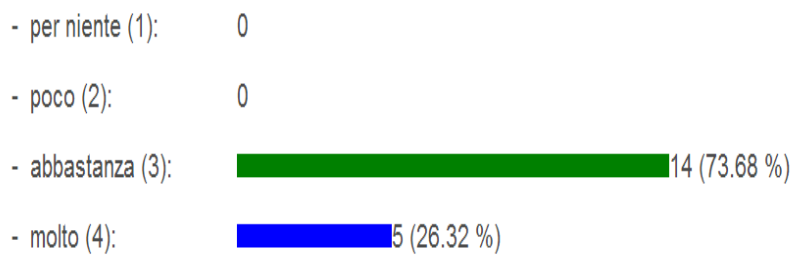
(d8) I docenti hanno gestito efficacemente l'aula (capacità relazionali, spazio per domande, ecc.) e i tempi?



Average: 2.89

Figura 6

(d9) Il materiale didattico/informativo che è stato distribuito ed utilizzato è stato utile?



Average: 3.26

Figura 7

Analizzando la gestione del tempo può essere utile incrociare simili dati con quelli emersi nel questionario on line somministrato al termine della *seconda giornata di formazione* (al quale hanno risposto 10 corsisti su 19) e che forniscono importanti feedback sul numero e la durata delle presentazioni.

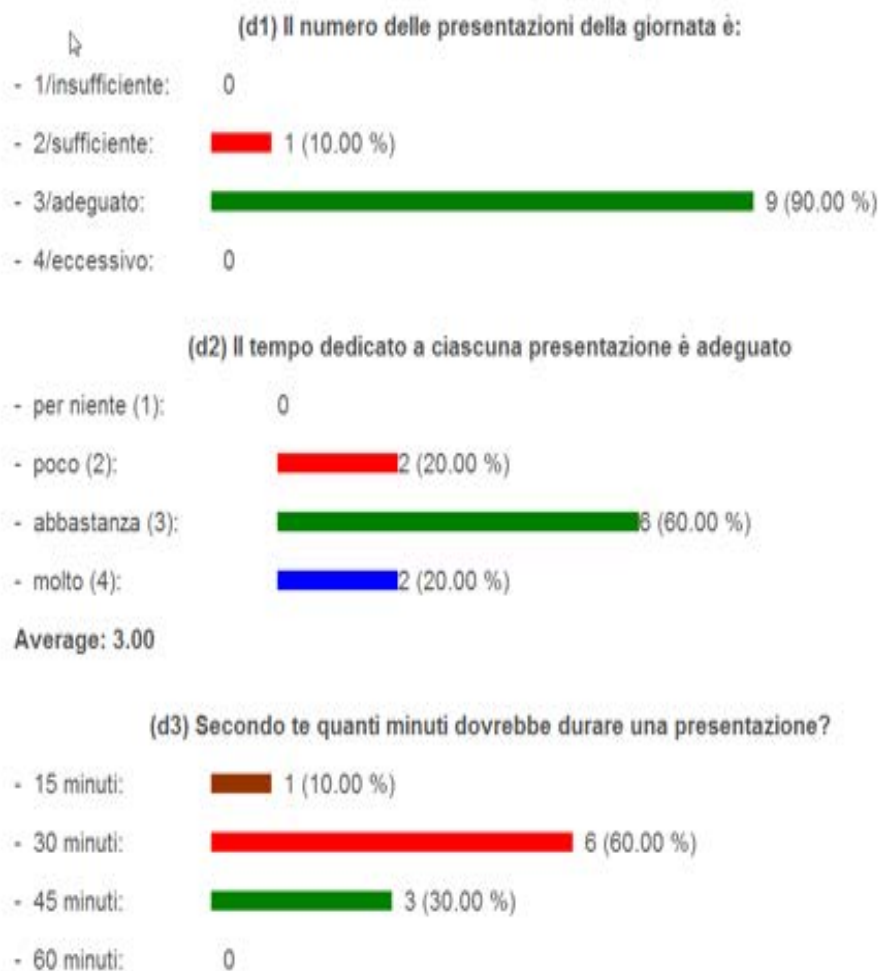


Figura 8

III – ORGANIZZAZIONE E SERVIZI

Un solo item ha inteso analizzare l'aspetto relativo *all'accoglienza e all'organizzazione complessiva della Summer School*; il dato statistico relativo evidenzia una maggioranza di valutazione massima (52.63% - Figura 9), dato questo confermato anche nella domanda a risposta aperta relativa ai punti di forza della scuola (cfr. [d13](#)).

(d10) L'accoglienza e l'organizzazione hanno risposto alle tue aspettative?

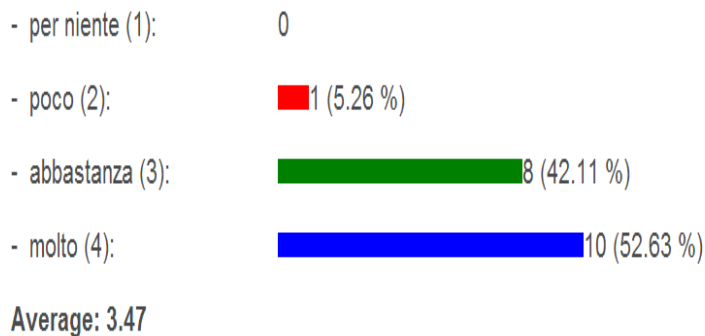


Figura 9

IV – AMBIENTE E-LEARNING

L'ultima area di analisi del questionario riguarda la valutazione *dell'ambiente e-learning*¹ predisposto per supportare ed arricchire il processo formativo dei corsisti. Gli item proposti hanno voluto investigare due prospettive salienti:

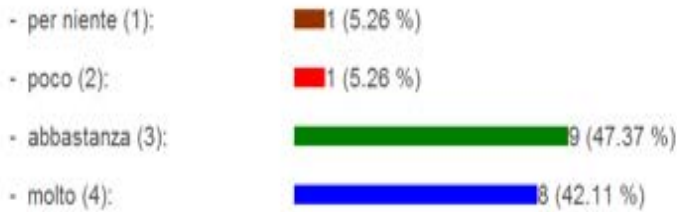
- ✓ il valore aggiunto che una simile proposta può fornire al tradizionale processo formativo;
- ✓ la semplicità di utilizzo della piattaforma e-learning.

Entrambi gli aspetti hanno ottenuto una stima molto favorevole considerando la valutazione intermedia e massima (Figura 10). Questo dato ben si raccorda anche con l'esigenza espressa (cfr. [d17](#)), di sfruttare maggiormente lo strumento informatico predisponendo con anticipo le presentazioni dei docenti su piattaforma.

Si noti, infine, la corrispondenza tra i risultati che non hanno percepito favorevolmente la presenza dell'e-learning e la relativa facilità di utilizzo, a conferma di quanto possa essere utile prevedere, nell'ambito delle prossime edizioni della Summer School, un momento, in presenza, di presentazione e di formazione agli strumenti e alle diverse funzionalità della piattaforma.

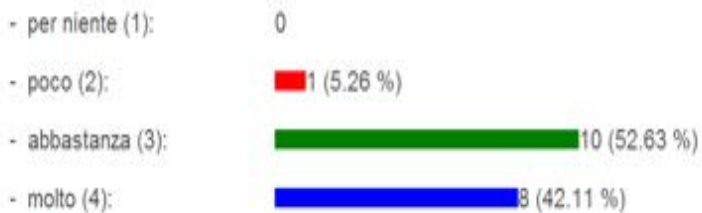
¹Raggiungibile all'URL <http://elearning.enea.it>

(d11) La presenza di un ambiente e-learning ha rappresentato un valore aggiunto per la sua esperienza formativa?



Average: 3.26

(d12) E' stato semplice utilizzare gli strumenti/servizi e-learning?



Average: 3.37

Figura 10

V – LE DOMANDE APERTE – OPINIONI, CRITICHE, SUGGERIMENTI

L'ultima parte del questionario è stata dedicata alla raccolta di opinioni, suggerimenti e giudizi, positivi e negativi, su svariati aspetti didattici – organizzativi (cfr. [allegato](#)).

La domanda d13² ha inteso raccogliere opinioni in merito ai punti di forza della *Summer School*; le risposte fornite vertono principalmente sull'apprezzamento della *didattica* (professionalità e competenza dei relatori, visita agli impianti/laboratori, argomenti interessanti).

Con la domanda d14³, viceversa, sono stati evidenziati alcuni punti deboli dell'esperienza formativa; le risposte fornite evidenziano difficoltà in merito a quattro punti salienti:

² "Secondo te quali sono stati i punti di forza della Summer School?"

³ "E quelli di debolezza?"

- *Tempo* (mancato rispetto degli orari prestabiliti, presentazioni troppe lunghe).
- *Mancato raccordo tra le presentazioni dei diversi relatori* (con conseguente ripetizione degli stessi argomenti).
- Difficoltà legate *all'utilizzo della lingua inglese*.
- *Scarsa qualità dell'audio* in aula.

Il 94.74% di coloro che hanno compilato i questionari di valutazione finale consiglierebbero ad un loro collega di partecipare alle prossime edizioni della Summer School (domanda d15⁴), soprattutto per *l'interesse delle tematiche trattate*.

Al termine del questionario, infine, alcuni corsisti hanno voluto lasciare dei suggerimenti e delle osservazioni (in linea con molte delle risposte già precedentemente analizzate) su quanto, secondo loro, potrebbe migliorare l'esperienza della *Summer School*:

- Più tempo a visite di impianti e laboratori.
- Presentazioni da 30 minuti massimo.
- Rendere disponibili su piattaforma tutte le presentazioni in modo da poter essere scaricate in anticipo.
- Uso migliore dei microfoni durante le presentazioni.
- Se le persone straniere sono in minor percentuale, svolgere alcune presentazioni in italiano con la presenza di un interprete.

VI – CONCLUSIONI

L'interesse delle tematiche trattate, l'alta competenza dei relatori e il raccordo con l'aspetto empirico (visite a laboratori e impianti⁵) rappresentano senza dubbio gli aspetti della Summer School percepiti con maggiore gradimento da parte dei corsisti.

Gli elementi migliorabili riguardano essenzialmente le condizioni organizzative complessive, sia sotto il *profilo tecnico* (migliore qualità dell'audio in aula), che *metodologico/didattico* (rispetto dei

4 "Suggeriresti ad un tuo collega di partecipare a questo tipo corso? Perché?"

⁵ Dato ulteriormente confermato dall'elaborazione del questionario on line somministrato al termine della prima giornata di lezioni. Alla domanda: "La visita ai laboratori/impianti è stata utile ed interessante?" il 90% ha risposto "molto".

tempi, maggior coordinamento tra le diverse lezioni, utilizzo ragionato della lingua inglese, maggiore interazione docenti/allievi).

Tener conto di simili risultati potrebbe rappresentare una strategia efficace in vista di un ulteriore affinamento delle capacità formative delle prossime edizioni della *Summer School*.

ALLEGATO

Questionario on line di valutazione finale implementato su <http://elearning.enea.it> (17 domande a tipologia mista).

(d1) Il corso è risultato rispondente alle tue aspettative iniziali?

- (1) per niente
- (2) poco
- (3) abbastanza
- (4) molto

(d2) Ritieni di aver ampliato le tue conoscenze dalla partecipazione al corso ?

- (1) per niente
- (2) poco
- (3) abbastanza
- (4) molto

(d3) Pensi che gli argomenti trattati nel corso saranno utili per la tua professione futura?

- (1) per niente
- (2) poco
- (3) abbastanza
- (4) molto

(d5) La durata del corso è stata adeguata agli argomenti trattati?

- (1) per niente
- (2) poco
- (3) abbastanza
- (4) molto

(d6) I docenti hanno dimostrato padronanza dei contenuti?

- (1) per niente
- (2) poco

- (3) abbastanza
- (4) molto

(d7) Le presentazioni sono state esposte in maniera chiara?

- (1) per niente
- (2) poco
- (3) abbastanza
- (4) molto

(d8) I docenti hanno gestito efficacemente l'aula (capacità relazionali, spazio per domande, ecc.) e i tempi?

- (1) per niente
- (2) poco
- (3) abbastanza
- (4) molto

(d9) Il materiale didattico/informativo che è stato distribuito ed utilizzato è stato utile?

- (1) per niente
- (2) poco
- (3) abbastanza
- (4) molto

(d10) L'accoglienza e l'organizzazione hanno risposto alle tue aspettative?

- (1) per niente
- (2) poco
- (3) abbastanza
- (4) molto

(d11) La presenza di un ambiente e-learning ha rappresentato un valore aggiunto per la sua esperienza formativa?

- (1) per niente
- (2) poco
- (3) abbastanza
- (4) molto

(d12) E' stato semplice utilizzare gli strumenti/servizi e-learning?

- (1) per niente
- (2) poco

- (3) abbastanza
- (4) molto

(d13) Secondo te quali sono stati i punti di forza della Summer School?

(d14) E quelli di debolezza?

(d15) Sugeriresti ad un tuo collega di partecipare a questo tipo corso?

- sì
- no

(d16) Perché?

(d17) Hai altre osservazioni/suggerimenti?

Risultati estesi relativi alle domande aperte d13/d14/d17

(d13) Secondo te quali sono stati i punti di forza della Summer School?

- La possibilità di poter visitare l'impianto pilota, inoltre gli interventi da parte dei docenti e specialisti nazionali e internazionali sono stati un valore aggiunto
- Alta professionalità e competenza dei relatori
- La possibilità di fare visite agli impianti ed i laboratori
- Gli argomenti trattati, la grande padronanza dei docenti, il contatto con le persone del settore
- Possibilità di incontro e confronto tra diversi esperti del settore, con grande bagaglio di conoscenze ed esperienze, e studenti che si affacciano ad una realtà industriale nella quale queste tecnologie rivestono un ruolo importante.
- Il punto di forza maggiore è quello dell'internazionalità che si sta cercando di dare alla scuola ed in questo l'uso dell'inglese è sicuramente un punto di forza che potrà attrarre, nelle edizioni future, studenti e dottorandi stranieri.
- Visite impiantistiche e di laboratorio.
- Collaborazione fra vari atenei e sensibilizzazione verso l'argomento trattato.
- Le visite agli impianti e laboratori. La presenza di esperti nazionali ed internazionali. Il materiale fornito. La presentazione interattiva del Dr. Pettinau.
- Organizzazione delle singole giornate e delle presentazioni.
- Le visite guidate sono molto utili e interessanti perché aiutano a capire gli argomenti direttamente sul campo.
- Molto interessante la visita a impianti laboratori e miniera per vedere da vicino le attività che si svolgono.
- Ottima organizzazione, buona gestione degli interventi e buona suddivisione dei tempi
- Gli argomenti ci sono utili perché trattano di un argomento attuale.
- Qualità dell'argomento trattato poiché innovativo e ancora relativamente poco conosciuto. Docenti qualificati.
- Coinvolgimento nelle discussioni trattate.
- Trattare argomenti ancora poco conosciuti in maniera chiara, tecnica e completa.

- Docenti molto qualificati.
- I differenti argomenti trattati per dare un quadro generale delle tecnologie ccs
- Argomenti interessanti trattati da specialisti del settore, orari di lezione adeguati, grande disponibilità e cortesia da parte dei docenti e dal personale della Sotacarbo
- Location, visita di laboratori e impianti pilota

(d14) E quelli di debolezza?

- Sedie per la pausa pranzo
- La scuola risulta ben organizzata se non per l'eccessiva concentrazione delle presentazioni per cui si sono trattati tanti argomenti in modo abbastanza chiaro ma veloce...
- Poco coinvolgimento nelle presentazioni
- Cercare di svolgere il corso in aule insonorizzate e con un sistema di diffusione audio adeguato.
- Programma un po' variabile e in generale la difficoltà a rispettare le tempistiche. Approfondimenti sull'impianto sperimentale sia in termini processistici sia meccanici.
- Mancato rispetto degli orari programmati. Problemi con i microfoni.
- Qualche intervento durato oltre i 30 minuti dove si perde leggermente interesse e direi obbligo del microfono per consentire anche dalle file posteriori un buon audio
- Scarsa coordinazione dei docenti nel presentare gli argomenti
- Alcune presentazioni troppo lunghe. Oltre i 30 minuti la concentrazione dell'uditore con uno stesso speaker inizia a calare.
- Eterogeneità dei partecipanti (livelli di preparazione troppo diversi).
- Coordinazione nei contenuti delle presentazioni.
- Alcune presentazioni sono state molto specifiche (cosa apprezzabile), mentre altre troppo generiche.
- L'audio in sala non era dei migliori.
- I docenti che non conoscono l'inglese sarebbe preferibile che parlino in italiano..
- Troppe ripetizioni degli stessi argomenti e concetti talvolta troppo da addetti ai lavori. Poco coinvolgimento dell'Assemblea.
- Diversi interventi si sono rivelati troppo simili e alcuni troppo lunghi.
- L'unica difficoltà è stata la comprensione dell'inglese madrelingua, ma più che una debolezza può costituire uno stimolo ad acquisire maggiori capacità di comprensione per gli studenti.
- Esposizioni troppo lunghe, inglese stentato, utilizzo errato dei microfoni.

(d17) Hai altre osservazioni/suggerimenti?

- E' un'esperienza unica, che accresce le conoscenze verso questa nuova tecnologia quale la CCS.
- Il buffet è risultato essere ottimo.
- Consiglierei per ampliare le proprie conoscenze sulla tecnologia ccs.
- Uso migliore dei microfoni nelle presentazioni
- Se le persone straniere sono in minor percentuale, svolgere alcune presentazioni in italiano con la presenza di un interprete.
- Avrei preferito che le slide venissero fornite nella piattaforma il giorno precedente all'esposizione (come ha fatto per esempio prof. Cau), sarebbe bello inoltre che le visite guidate fossero più interattive e più approfondite (in special modo quella agli impianti pilota)
- Perché vengono chiariti in modo semplice e intuitivo gli aspetti più delicati sullo sviluppo della tecnologia ccs.

- Perché è una esperienza che arricchisce.
- Dare un carattere ancora più internazionale alla scuola, cercando di pubblicizzarla ed organizzarla con anticipo
- Intensificare il programma delle lezioni aggiungendo interventi di più attori (nazionali ed internazionali).
- Cercare di organizzare attività per coinvolgere gli studenti in modo più attivo (esempio lavori di gruppo).
- Più tempo a visite di impianti e laboratori.
- Presentazioni da 30 minuti massimo (dopo si perde la concentrazione).
- Renderei disponibili tutte le presentazioni in modo da poter essere scaricate.
- Invitare i relatori ad un utilizzo costante del microfono e soprattutto tenerlo vicino.
- Puntare maggiormente sulle visite ai laboratori, che ho trovato molto interessanti.
- Per conoscere ed approfondire questa tematica innovativa. Per attuare una rete di conoscenza e collaborazione con esperti del settore e non.
- Come suggerimento ribadisco in alcune presentazioni di essere più brevi su alcune cose che "potrebbero essere più superflue" e troppo specialistiche, a favore di concetti abbastanza di base (soprattutto durante la prima giornata) che aiutino poi la comprensione su argomenti un pò più specialistici nelle giornate successive.
- Penso che l'argomento sia di largo interesse e meriti una migliore sensibilizzazione rivolta anche a un pubblico di non soli studenti.
- Perché offre la possibilità di visitare gli impianti ed i laboratori di Sotacarbo.
- Tendenzialmente noioso.
- Utile, sia per i concetti in aula, che per la visita ad impianto e laboratori. Inoltre c'è la possibilità di ottenere crediti formativi per l'università.
- Lo suggerirei a dei colleghi in quanto tratta di argomento sui quali la comunità scientifica possiede un certo interesse.
- Perché si tratta di argomenti interessanti e non contenuti in alcun corso del nostro percorso di laurea ma che sono molto vicini alle tematiche aziendali e quindi ad eventuali impieghi lavorativi futuri.
- Se fattibile fornire nell'e-learning le dispense in italiano soprattutto per gli interventi con termini tecnici. Implementare se fattibile con più prove pratiche o in periodo di accensione dell'impianto.

Indice delle figure

Fig.1	<i>(d1) Il corso è risultato rispondente alle tue aspettative iniziali?</i>	
Fig.2	<i>(d2) Ritieni di aver ampliato le tue conoscenze dalla partecipazione al corso ?</i>	
Fig.3	<i>(d3) Pensi che gli argomenti trattati nel corso saranno utili per la tua professione futura?</i>	
Fig.4	<i>(d5) La durata del corso è stata adeguata agli argomenti trattati?</i>	
Fig.5	<i>(d6) I docenti hanno dimostrato padronanza dei contenuti?</i> <i>(d7) Le presentazioni sono state esposte in maniera chiara?</i>	
Fig.6	<i>(d8) I docenti hanno gestito efficacemente l'aula (capacità relazionali, spazio per domande, ecc.) e i tempi?</i>	
Fig.7	<i>(d9) Il materiale didattico/informativo che è stato distribuito ed utilizzato è stato utile?</i>	
Fig.8	<i>(d1) Il numero delle presentazioni della giornata è:</i> <i>(d2) Il tempo dedicato a ciascuna presentazione è adeguato</i> <i>(d3) Secondo te quanti minuti dovrebbe durare una presentazione?</i>	Relative al questionario somministrato nella seconda giornata
Fig.9	<i>(d10) L'accoglienza e l'organizzazione hanno risposto alle tue aspettative?</i>	
Fig.10	<i>(d11) La presenza di un ambiente e-learning ha rappresentato un valore aggiunto per la sua esperienza formativa?</i> <i>(d12) E' stato semplice utilizzare gli strumenti/servizi e-learning?</i>	