

**BioEnergy Italy 2014
Cremona, 7 Marzo 2014**

***Come collaborare con Università e Centri di Ricerca:
benefici, agevolazioni finanziarie e potenziali sinergie***

Le attività del LEAP nel settore Bioenergia, casi studio

Matteo Zatti, Giulio Bortoluzzi

Il Consorzio LEAP

LEAP, Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza, è un consorzio nato nel 2005 su iniziativa della sede piacentina del Politecnico di Milano.

E' partecipato da:

- **Polo Territoriale di Piacenza del Politecnico**
- **4 Dipartimenti del Politecnico**
- **Comune di Piacenza**
- **Provincia di Piacenza**
- **Fondazione di Piacenza e Vigevano**
- **A2A S.p.A.**
- **Iren Ambiente S.p.A.**
- **Unical AG S.p.A.**

- 1. Dip. di Energia**
- 2. Dip. di Elettronica, Informazione e Bioingegneria (DEIB)**
- 3. Dip. di Chimica, Materiali e Ing. Chimica**
- 4. Dip. di Ingegneria Civile e Ambientale (DICA)**



**POLITECNICO
DI MILANO**



Comune di Piacenza



Provincia di Piacenza



**FONDAZIONE
DI PIACENZA E VIGEVANO**



Unical®



Le attività del LEAP

Ricerca in 6 settori:

1. materia ed energia da rifiuti, residui e biomasse;
2. generazione di energia termica ad alta efficienza;
3. termoidraulica per impianti nucleari innovativi;
4. tecnologie per lo sfruttamento dei combustibili fossili e cattura della CO₂;
5. energie rinnovabili ed efficienza energetica;
6. emissioni gassose, polveri fini e qualità dell'aria.

Consulenza e servizi:

1. analisi modellistiche e simulazioni di impianti energetici;
2. prove su impianti: misure di temperatura in camere combustione, misurazione di particolato fine e nano-particelle in atmosfera e in flussi convogliati, misurazione di concentrazioni di inquinanti in flussi gassosi.

Laboratori sperimentali:

1. heat_box: valutazione delle prestazioni di caldaie con potenza fino a 100 kW;
2. wind_box: prove termofluidodinamiche su condotti da fumo per generatori di calore di piccola e media taglia;
3. CO₂_box: determinazione delle proprietà termodinamiche di miscele a base di CO₂.



Attività sperimentali del LEAP

Prove su impianti:



Laboratori sperimentali:



- **Combustione diretta**
- **Gassificazione**
- **Modellizzazione della cinetica chimica di conversione**
- **Co-produzione di biocarburanti ed elettricità**
- **Valutazione potenzialità produttiva con sistemi GIS**
- **Emissioni di particolato ultrafine e nano-particolato**
- **Attività collaterali: consulenze, servizi, formazione**
- **Casi di studio: impianti biogas e gassificazione fanghi**

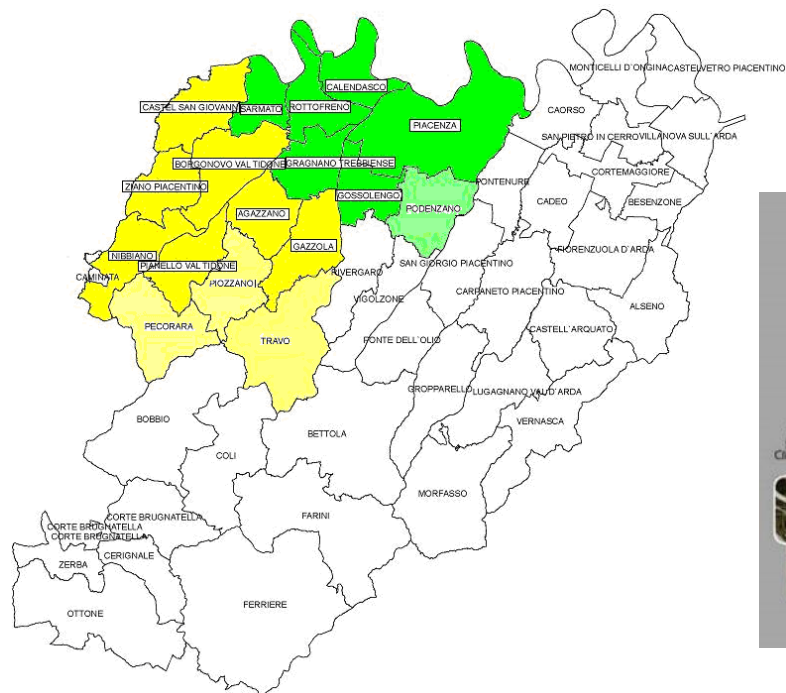


Combustione: fattibilità impianto cogenerativo

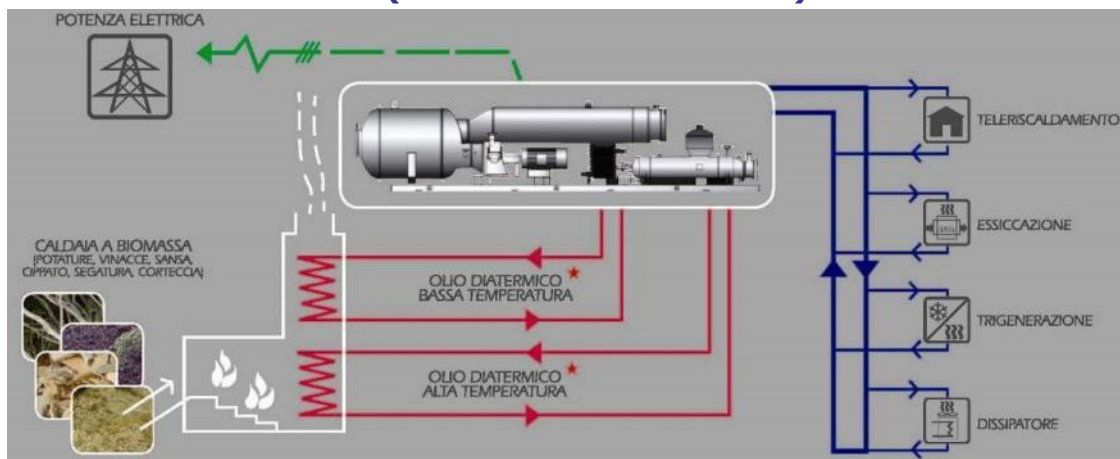
Valutazione prestazioni energetiche e ambientali + ritorno economico di impianto cogenerativo per:

1. Biomassa locale, reperita in un raggio massimo di 30 km dall'impianto;
2. Combustione su caldaia a griglia con linea di abbattimento fumi;
3. Conversione energetica mediante ciclo Rankine, con due alternative:
 - Ciclo a fluido organico, potenza di 645 kW_{el} , caldaia ad olio diatermico
 - Ciclo a vapor d'acqua con potenza di 5 MW_{el}

Bacino di approvvigionamento della biomassa

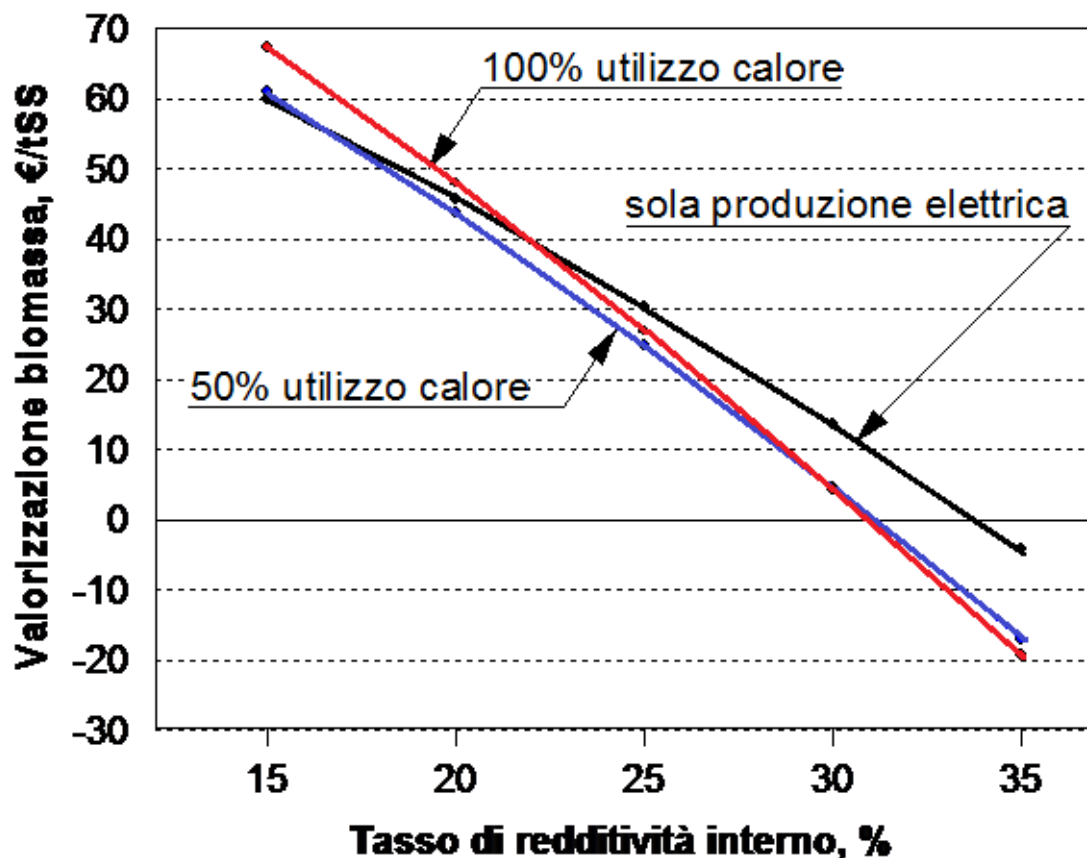


Schema impianto ORC
(Fonte: Turboden S.r.l)



Combustione: fattibilità impianto cogenerativo

Valutazione prezzo riconoscibile alla biomassa conferita all'impianto, tale da garantire la sostenibilità economica dell'investimento



Conclusioni:

- Elevata incentivazione dell'EE consente questo tipo di investimenti, ma la biomassa deve avere costi limitati
- Meglio residui delle coltivazioni
- Considerazioni tecnico-ambientali suggerirebbero l'introduzione di incentivi sul calore

Valorizzazione della biomassa al variare del TIR e della percentuale di utilizzo del calore (impianto da 645 kW_{el})

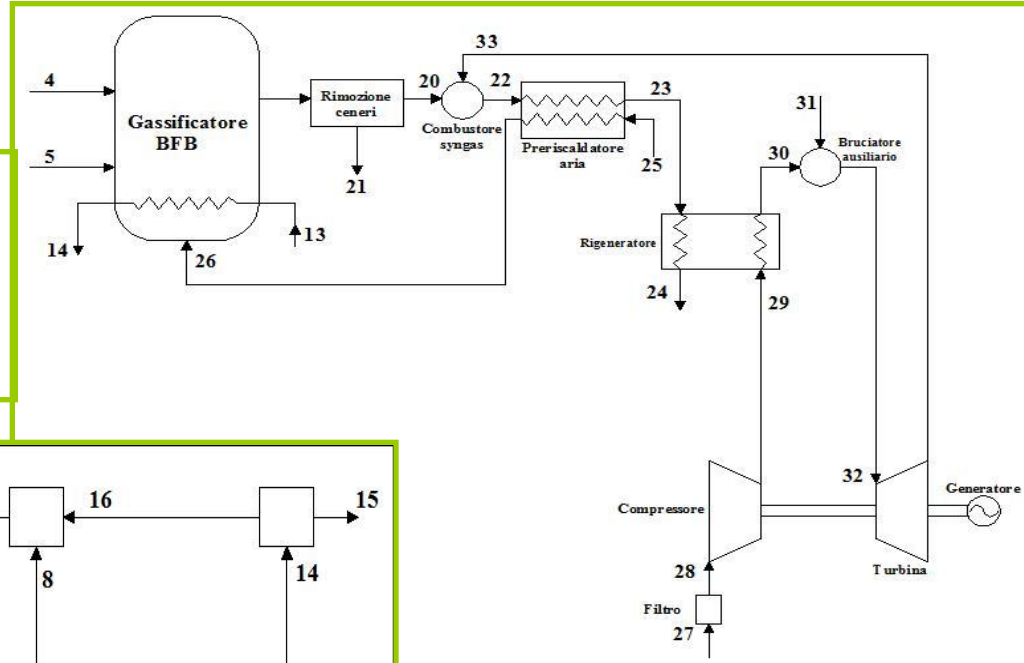


Gassificazione: modello software piccoli impianti

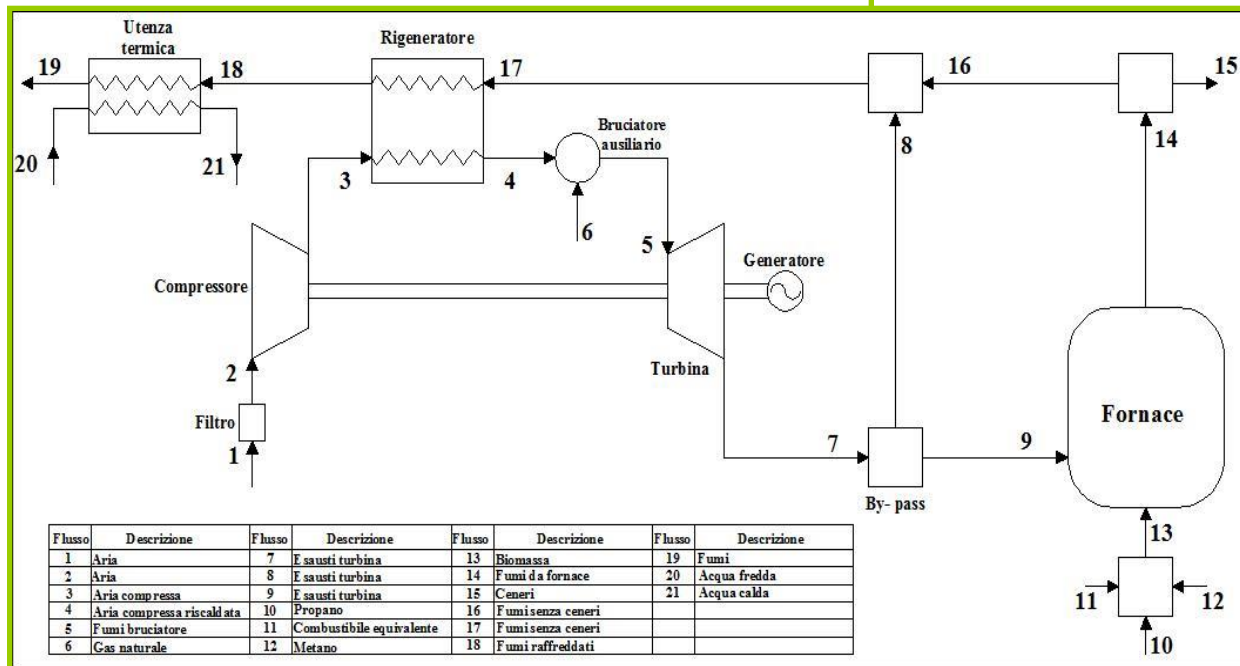
Simulazione energetica mediante codice di calcolo GS di due soluzioni impiantistiche aventi le seguenti caratteristiche:

1. Potenza elettrica pari a 100 kW
2. Assetto cogenerativo (CHP)

Schema 1: impianto con un gassificatore a letto fluido bollente (BFB) e un ciclo di microturbina a gas a combustione esterna



Schema 2: impianto a co-combustione di biomassa e gas naturale, con ciclo di microturbina a gas a combustione esterna

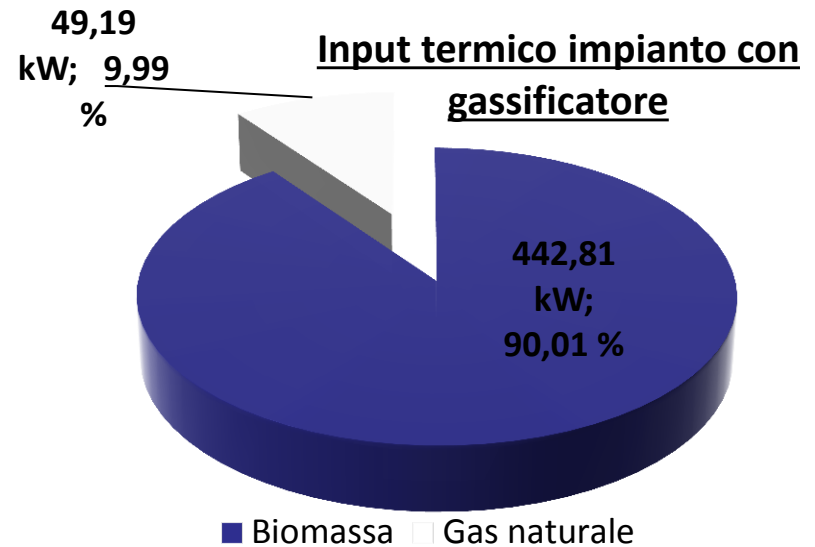


Gassificazione: modello software piccoli impianti

Conclusioni della simulazione:

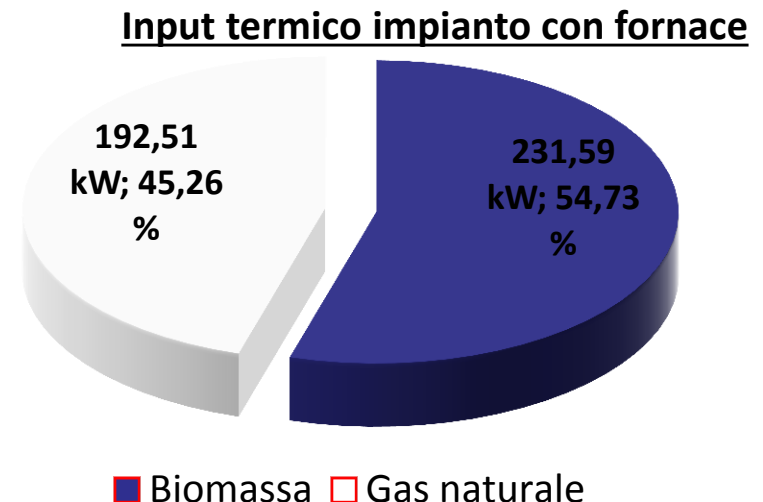
Impianto con gassificatore:

Soluzione più verde: il contributo della biomassa all'energia totale immessa nel sistema è predominante.



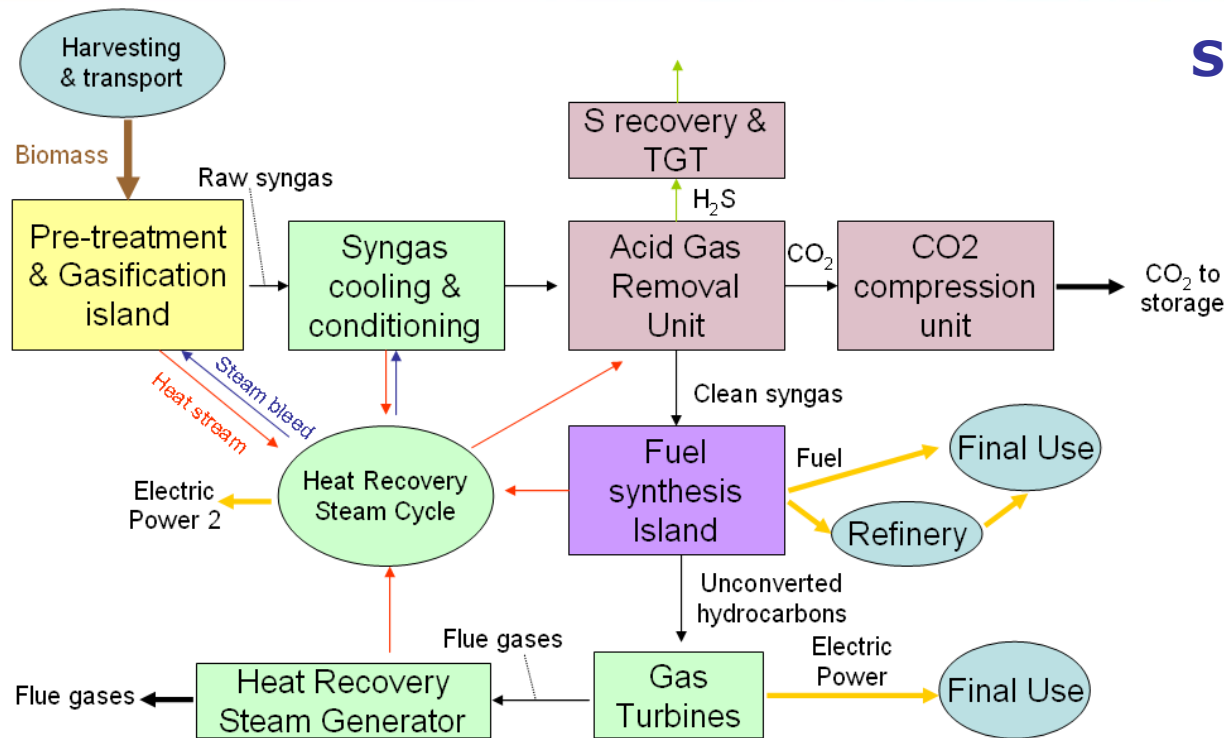
Impianto con co-combustione:

Soluzione più fossile: il contributo della biomassa all'energia totale immessa nel sistema è confrontabile con quello del gas naturale.



Co-produzione di biocombustibili ed elettricità

Schema concettuale impianto



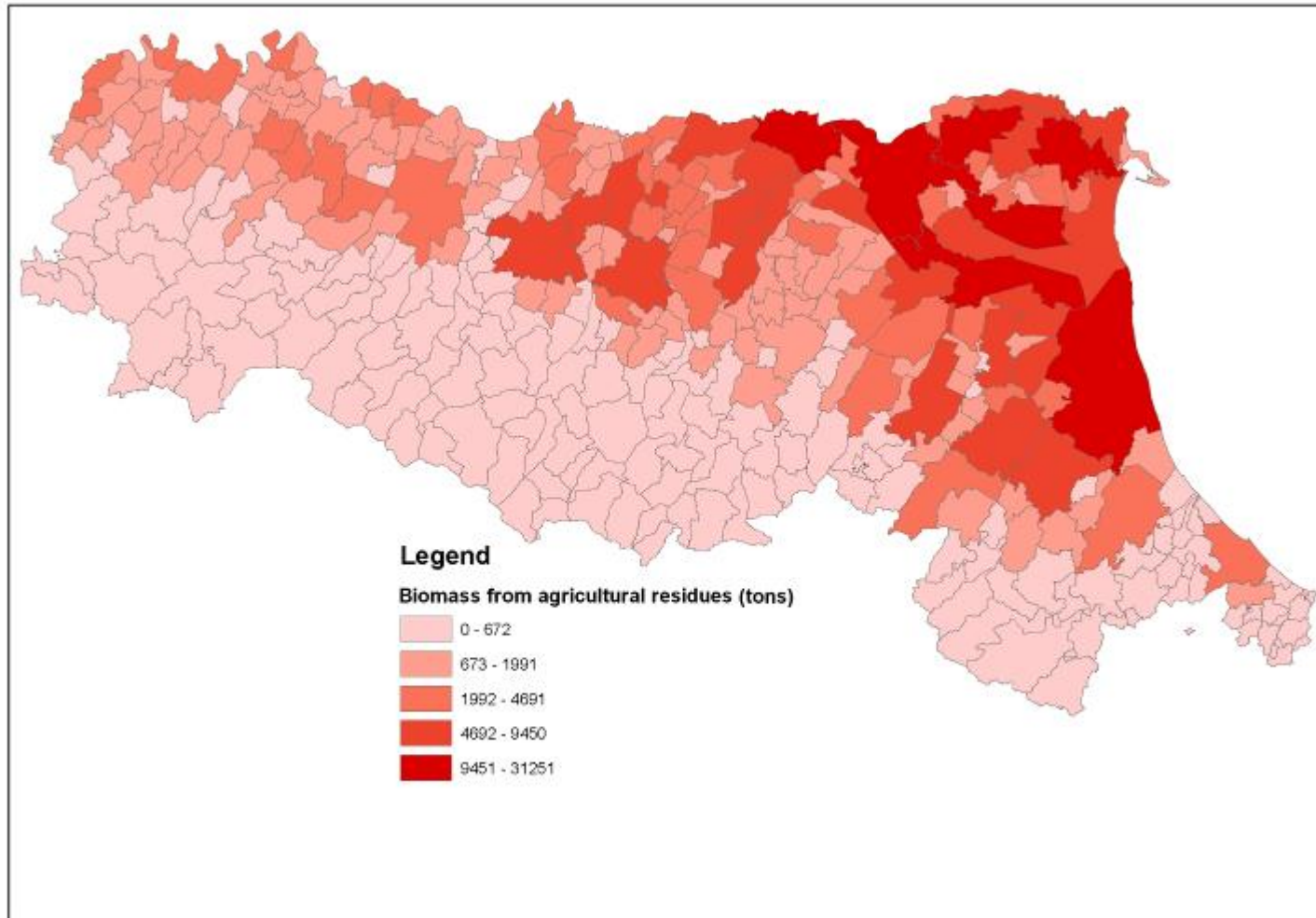
- Il processo di conversione è fattibile e le prestazioni termodinamiche non sono scarse (eff. conversione combustibili 37% base PCI + eff. elettrica 16%)
- L'analisi economica rivela che il costo del barile è superiore ai 100 €/barile, non competitivo con quello di origine fossile
- Se si considera l'incentivazione dell'EE prodotta dall'impianto (Certificati Verdi) l'impianto risulta conveniente (però conviene di più produrre solo energia elettrica perché solo questa è incentivata)

Il quadro normativo italiano attuale penalizza fortemente la produzione di biocarburanti rispetto alla produzione di energia elettrica.



Valutazione potenzialità produttiva con sistemi GIS

Valutazione della potenzialità produttiva di un territorio: costruzione di modelli digitali per ottimizzare lo sfruttamento di biomassa in diversi distretti produttivi dell'Emilia Romagna



Valorizzazione energetica biomasse (biogas 100, 250 e 999 kW_e)

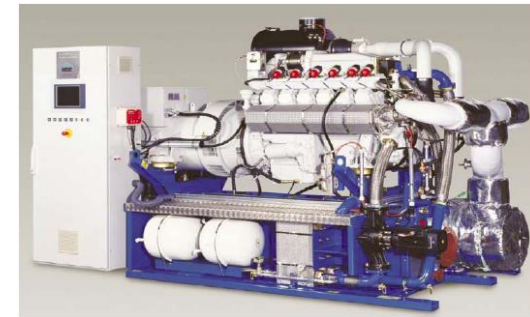
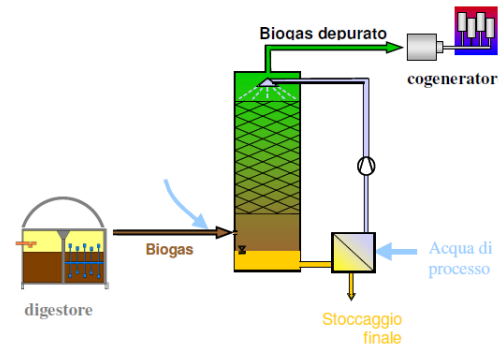
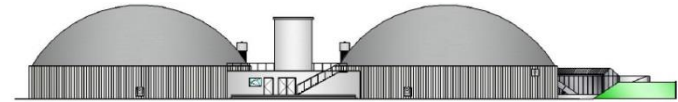


Caso studio 1

Valutazioni tecnico-economiche di progetti di impianti biogas

1. Analisi delle caratteristiche tecniche e delle condizioni di garanzia fornite per i principali componenti e confronto con lo stato dell'arte:

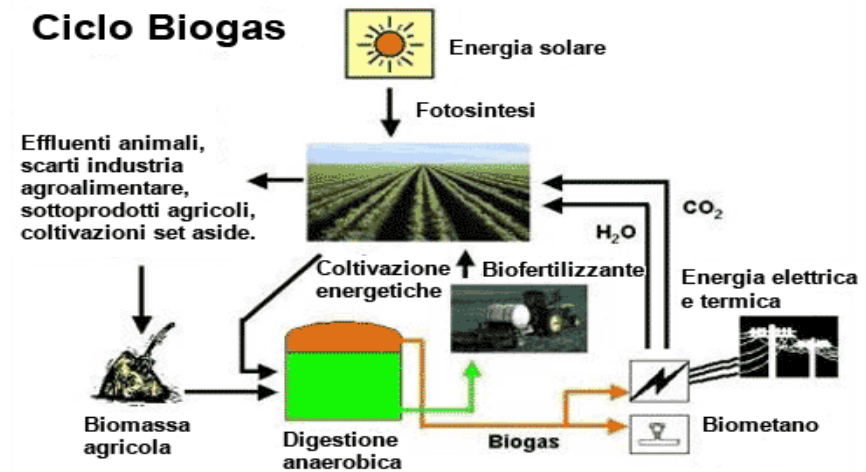
- Digestori
- Gruppo cogenerazione
- Sistemi di trattamento biogas/digestato



2. Valutazione della producibilità teorica dell'impianto sulla base delle biomasse/reflui utilizzati

3. Analisi economica dell'investimento (ricostruzione del Conto Economico e calcolo di TIR, VAN e Tempo di Payback)

Ciclo Biogas



Caso studio 1

Impianti a biogas 250 kW_e

- Potenza impianto: 250 kW_e
- Alimentazione: solo liquame bovino
- Costo impianto: 6.500 €/kW_e
- Costo produzione liquame: 0 €/t
- Costi O&M: 5,5 c€/kWh
- Ore/anno equivalenti: 7.800

Con solo nuovo incentivo base
c'è ancora redditività

Incentivazione precedente

- T.O.= 280 €/MWh
- TIR: ≈ 17%
- PBT: ≈ 7 anni (con T.A. al 5%)

Incentivazione attuale

- I.B.= 236 €/MWh
- TIR: ≈ 14%
- PBT: ≈ 8 anni (con T.A. al 5%)



Solo liquame bovino --> liquame bovino + silomais (70%-30% in peso)

- Costo produzione silomais: 35 €/t

Incentivazione precedente

- T.O.= 280 €/MWh
- TIR: ≈ 11%
- PBT: ≈ 9 anni (con T.A. al 5%)

Incentivazione attuale

- I.B.= 236 €/MWh
- TIR: ≈ 5%
- PBT: ≈ 17 anni (con T.A. al 5%)



Caso studio 1

Impianti a biogas 999 kW_e

- Potenza impianto: 999 kW_e
- Alimentazione: liquame bovino + silomais (70%-30% in peso)
- Costo impianto: 4.000 €/kW_e
- Costo produzione silomais: 35 €/t
- Costi O&M: 4,5 c€/kWh
- Ore/anno equivalenti: 7.800

Con solo nuovo incentivo base
redditività inesistente

Incentivazione precedente

- T.O.= 280 €/MWh
- TIR: ≈ 20%
- PBT: ≈ 5 anni (con T.A. al 5%)

Incentivazione attuale

- I.B.= 178 €/MWh
- TIR: n.d.
- PBT: n.d.

I parametri che influenzano la valutazione sono molti e variabili (rapporto liquame/insilato, produzione propria/acquisto insilato, costo tecnologia, costi O&M, ore/anno equivalenti, fiscalità, ...)

I premi introdotti (cogenerazione ad alto rendimento, recupero azoto, ...) possono migliorare la redditività ma non sempre possono essere effettivamente realizzati/essere convenienti



Caso studio 1

Impianti a biogas 100 kW_e

- Potenza impianto: 100 kW_e
- Alimentazione: liquame bovino, letame bovino (100% reflui)
- Costo impianto: 8.000 €/kW_e
- Costo produzione reflui: 0 €/t
- Costi O&M: 6 c€/kWh
- Ore/anno equivalenti: 7.800

Con solo nuovo incentivo base
redditività buona

Incentivazione precedente

- T.O.= 280 €/MWh
- TIR: ≈ 15%
- PBT: ≈ 7 anni (con T.A. al 5%)

Incentivazione attuale

- I.B.= 236 €/MWh
- TIR: ≈ 10%
- PBT: ≈ 11 anni (con T.A. al 5%)

I parametri principali che influenzano la valutazione sono il costo di investimento e i costi O&M, sui quali l'esperienza è ancora ridotta (diffusione ed esperienza operativa di questi impianti ancora da valutare)



Ritiro dedicato

Modalità semplificata per il collocamento dell'energia elettrica immessa in rete alternativa ai contratti bilaterali/vendita diretta in borsa (Delibera AEEG 280/2007 e s.m.i.)

- **Prezzo minimo garantito: 116 €/MWh**
- **Prezzo medio zonale: 90 €/MWh**

Potenza impianto	250 kWe	999 kWe
Alimentazione	Liquame bovino + silomais (70%-30%)	Liquame bovino + silomais (70%-30%)
Prezzo vendita E.E. che rende nullo il MOL	210 €/MWh	183 €/MWh
Costo prod./prezzo acquisto silomais che rende nullo il MOL	≈ 3 €/t	≈ 11 €/t

Senza incentivi il MOL dell'impianto risulta negativo. Conviene esercitare ancora l'impianto quando:

- **Prezzi medi zonali paragonabili a tariffa incentivante**
- **Costi silomais estremamente bassi**

Considerazioni sul nuovo schema incentivante

- **Il numero di impianti valutati che prevedono l'accesso ai nuovi incentivi è limitato (5), dunque è ancora prematuro effettuare considerazioni statistiche.**
- **In generale con il nuovo schema incentivante si osserva una riduzione di TIR, VAN e un aumento del Tempo di Payback (riduzione incentivi vs. costi di investimento ed esercizio invariati).**
- **C'è incertezza sul calcolo/stima dei parametri che consentirebbero di ottenere i "premi" aggiuntivi (Cogenerazione Alto Rendimento, Rimozione/Recupero azoto). Spesso non sono disponibili dati esaustivi.**

Verifiche finali di impianti biogas

- 1. Verifica della congruità dell'impianto rispetto alle specifiche di progetto e della conformità dei principali componenti alle specifiche dichiarate in fase progettuale. Individuazione di eventuali non conformità e delle relative ripercussioni sul funzionamento dell'impianto.**
- 2. Valutazione della produzione dell'impianto di digestione e del modulo di generazione elettrica sulla base dei dati archiviati dal sistema di controllo e delle letture dei contatori elettrici.**



Valutazione posizione autorizzativa

- 1. Identificazione dell'iter autorizzativo per la costruzione e l'entrata in esercizio dell'impianto a biomasse e delle opere connesse, alla luce dei dati tecnici dell'impianto con valenza significativa ai fini della determinazione dei permessi e dei consensi da acquisire.**
- 2. Analisi dell'iter seguito dal proponente.**
- 3. Valutazione della posizione autorizzativa sulla base della documentazione ricevuta.**

Valutazione copertura assicurativa

- 1. Descrizione di un modello tipo di polizza di assicurazione per un impianto a biomasse.**
- 2. Analisi della posizione assicurativa della Società contraente sulla base della documentazione fornita.**

Analisi del contratto di manutenzione

- 1. Analisi degli aspetti tecnici dell'impianto con valenza significativa ai fini della valutazione della proposta di assistenza.**
- 2. Analisi e valutazione del contratto di assistenza stipulato.**

Valutazione dell'affidabilità della gassificazione nel trattamento dei fanghi di conceria



I fanghi di conceria

- **I fanghi considerati in questo studio hanno origine dalla depurazione di:**
 - liquami provenienti da lavorazioni conciarie e
 - liquami civili.
- **Appartengono alla classe di rifiuti con codice CER 190814 (fanghi prodotti da altri trattamenti delle acque reflue industriali, diversi da quelli di cui alla voce 190813) ossia non sono considerati rifiuti pericolosi.**
- **Tuttavia, la presenza di metalli, in particolare Cr (30 – 40 g/kg), ampiamente utilizzato nell'industria conciaria, e di composti organici complessi sollevano preoccupazioni circa il potenziale impatto sulla salute e l'ambiente.**

Le opzioni oggi disponibili per lo smaltimento dei fanghi di conceria sono:

- 1. Collocamento in discarica dei fanghi tal quali**
- 2. Essiccamento + collocamento in discarica dei fanghi essiccati**
- 3. Inertizzazione via trattamento termico con recupero energetico, che a sua volta si articola in:**
 - **Combustione**
 - **Co-combustione**
 - **Gassificazione**



Considerazioni

Discarica – consumo di suolo, rischio di autocombustione [Zerlottin, 2013]

Combustione – difficile, necessari accorgimenti particolari al fine di limitare:

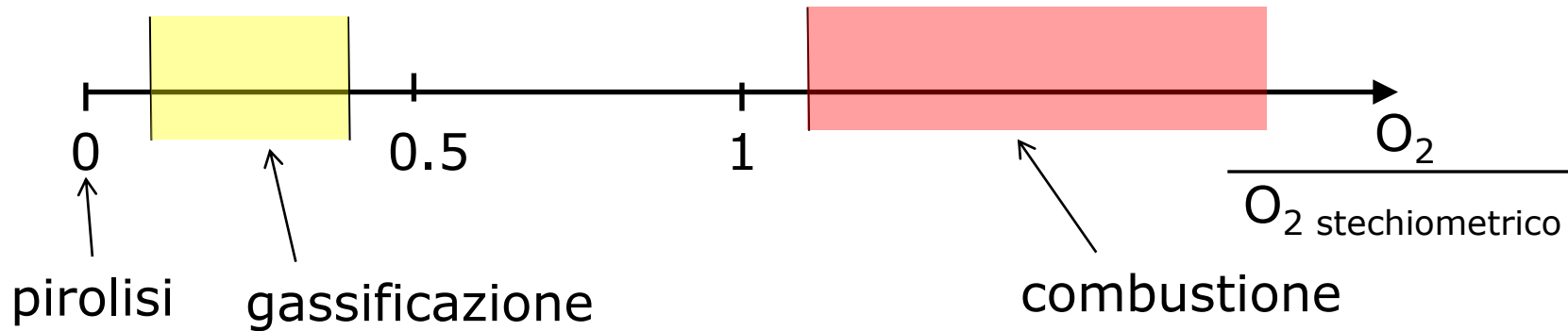
- **La volatilizzazione dei metalli pesanti tossici: Zn, Cd, Cu, Mn, Pb, Cr [Jang, 2010]**
- **La formazione di Cr(VI) [Swarbnalatha, 2006] e la presenza all'emissioni o nei residui solidi di molecole organiche complesse**

Co-combustione

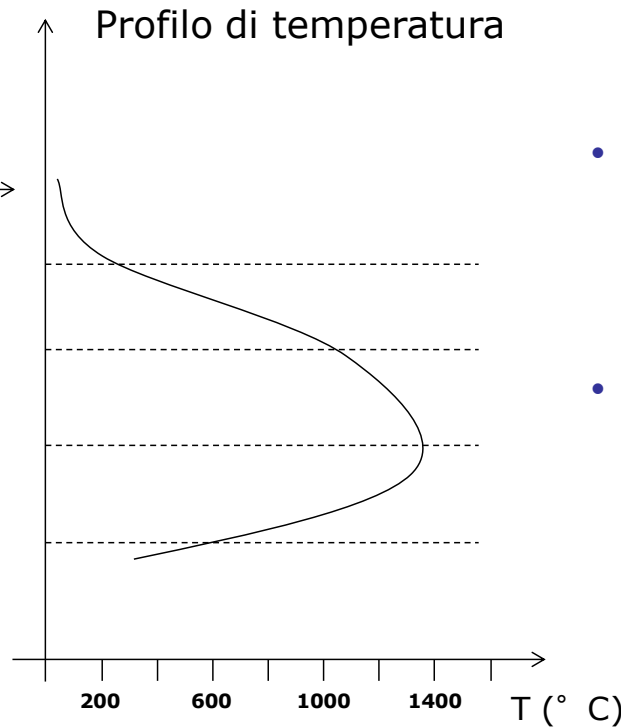
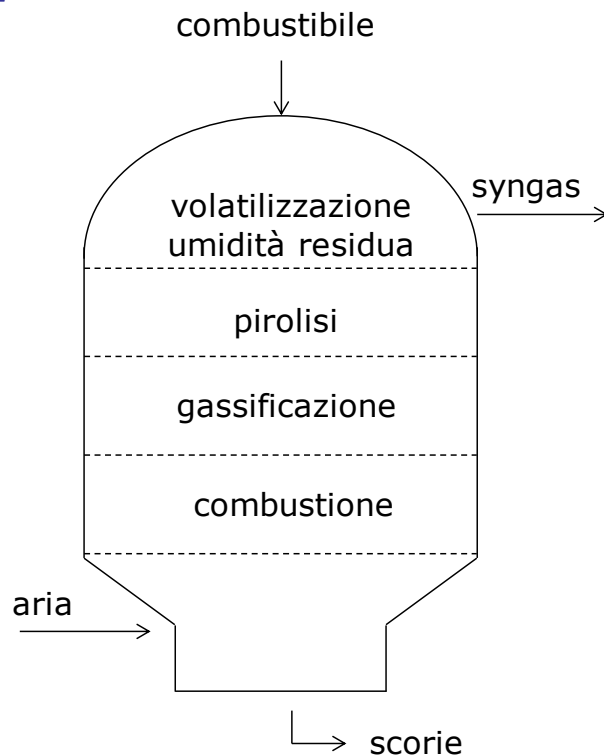
- **Carbone in centrali termoelettriche: interazione tra metalli alcalini dei fanghi e lo zolfo contenuto nel carbone [Amand, 2004] → aumento della volatilizzazione dei metalli pesanti**
- **Rifiuti urbani e combustibili secondari in termovalorizzatori (ossidazione del Cr) → problemi simili**

Forni per laterizi: metalli immobilizzati nel laterizio (+); difficilmente commerciabile (-).

La gassificazione



updraft

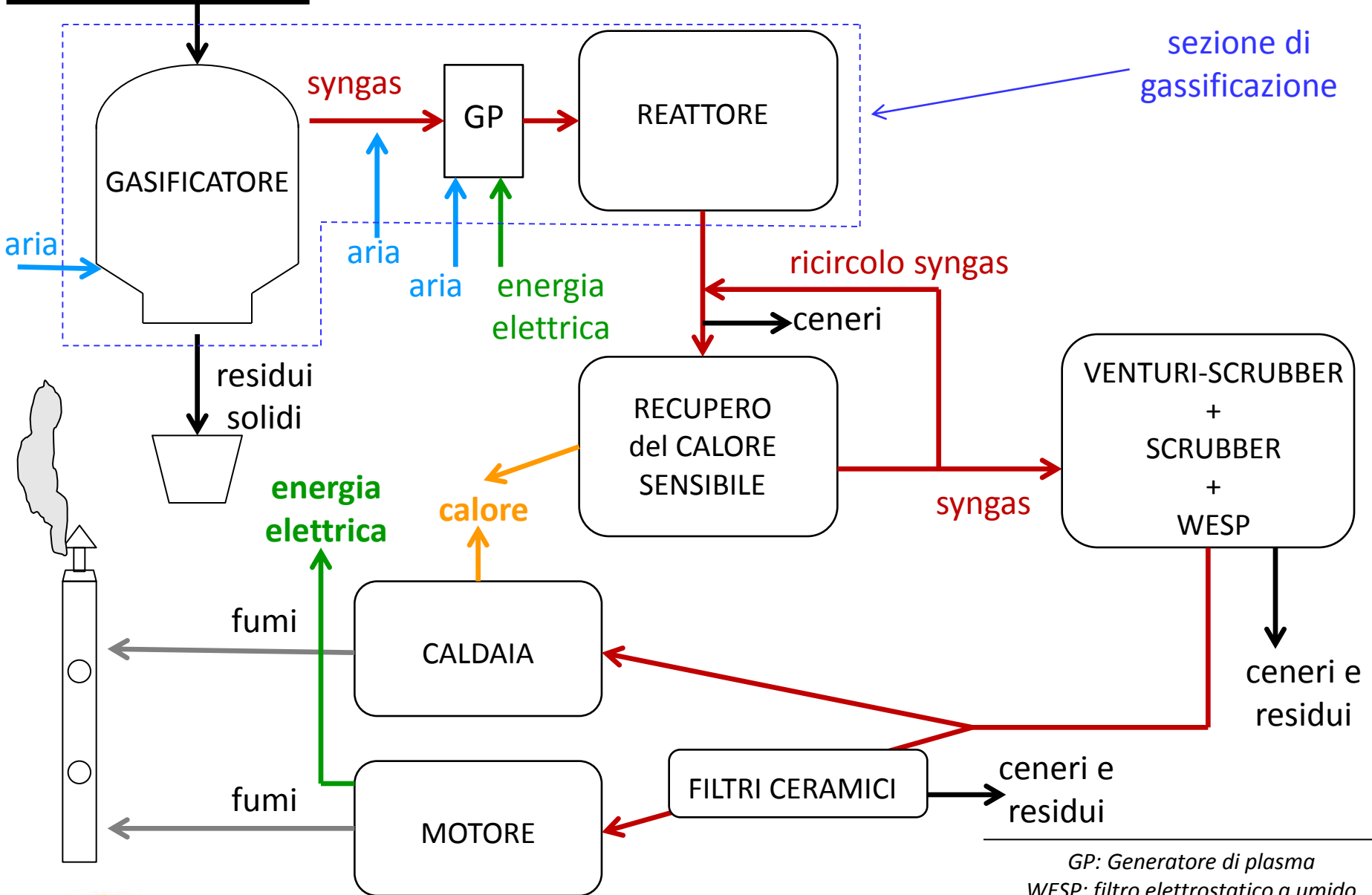


- **vantaggio:**
elevata efficienza di conversione
- **problema:**
elevato contenuto di TAR nel syngas
→ uso di una TORCIA al PLASMA



L'impianto norvegese

fanghi + coke + additivi

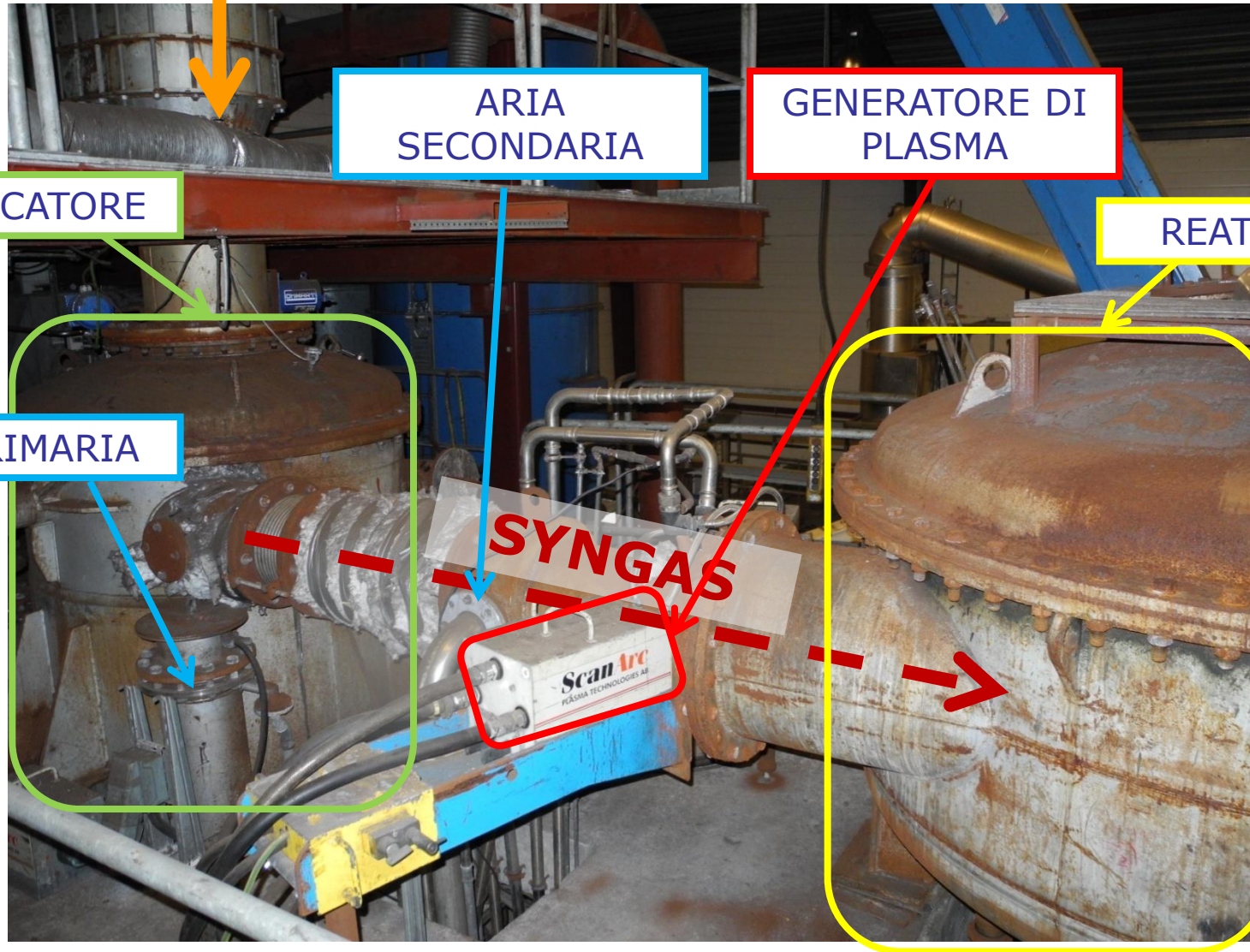


GP: Generatore di plasma
WESP: filtro elettrostatico a umido

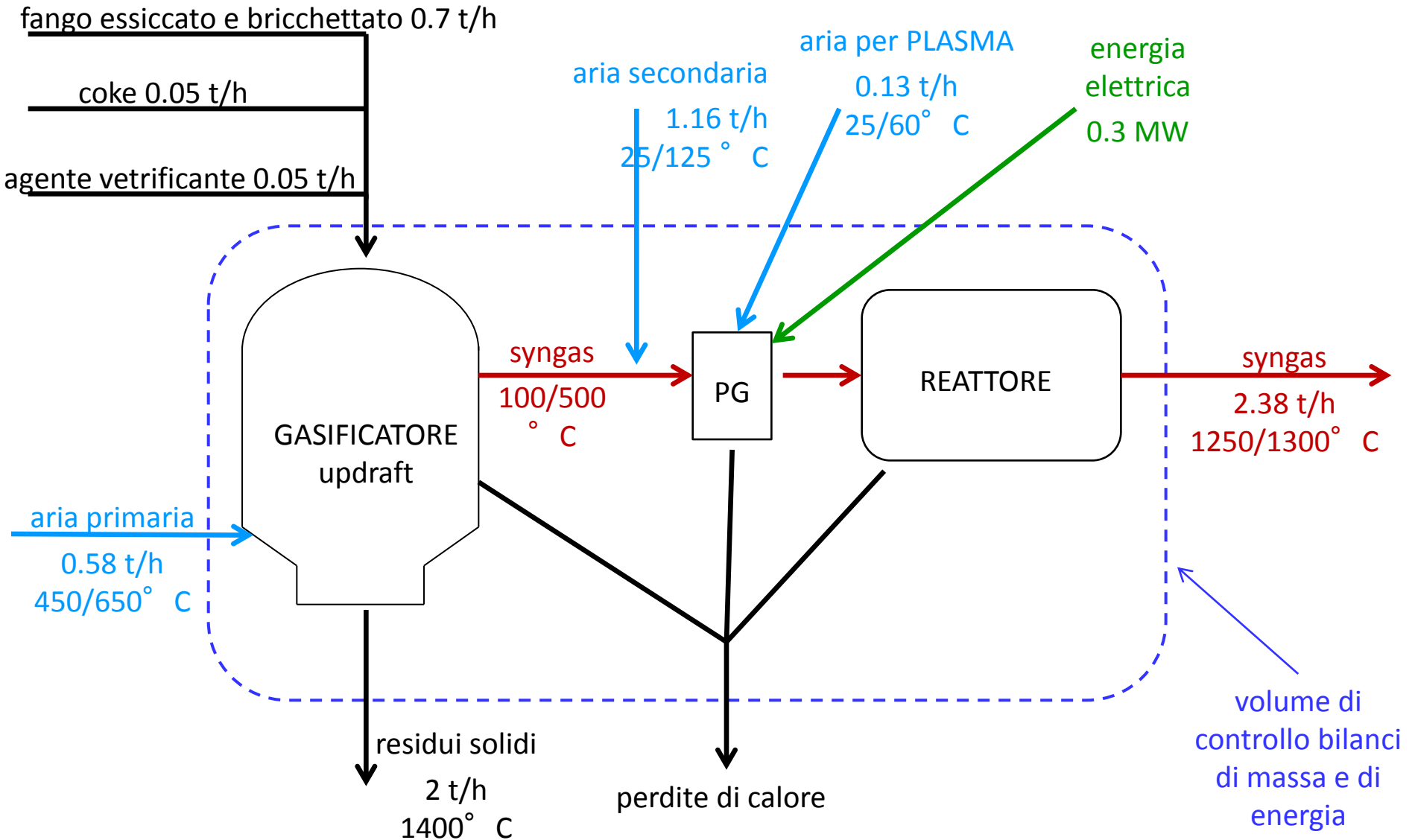


L'impianto norvegese

FANGHI + COKE + VETRIFICANTE



L'impianto norvegese



La variabilità delle temperature riportate per alcuni flussi rispecchia gli intervalli di valori reperiti nel materiale tecnico a disposizione.



Il TAR in un gassificatore updraft

Un prerequisito indispensabile per far funzionare un gassificatore a letto fisso updraft è risolvere il problema del tar. Infatti, l'elevatissimo contenuto di TAR nel syngas (ca. 30 – 150 g/Nm³) che caratterizza i gassificatori updraft solleva gravissimi problemi per l'utilizzo in un motore a combustione, ove il limite accettabile è in genere intorno ai 50 mg/Nm³).

È quindi necessario provvedere alla rimozione del TAR.

Le opzioni disponibili sono:

- la rimozione fisica
 - cicloni
 - barriere filtranti
 - scrubber a umido
 - precipitatori elettrostatici
- il cracking
 - cracking termico
 - cracking catalitico

Per motivi di carattere operativo ed energetico, il cracking risulta l'opzione preferibile.

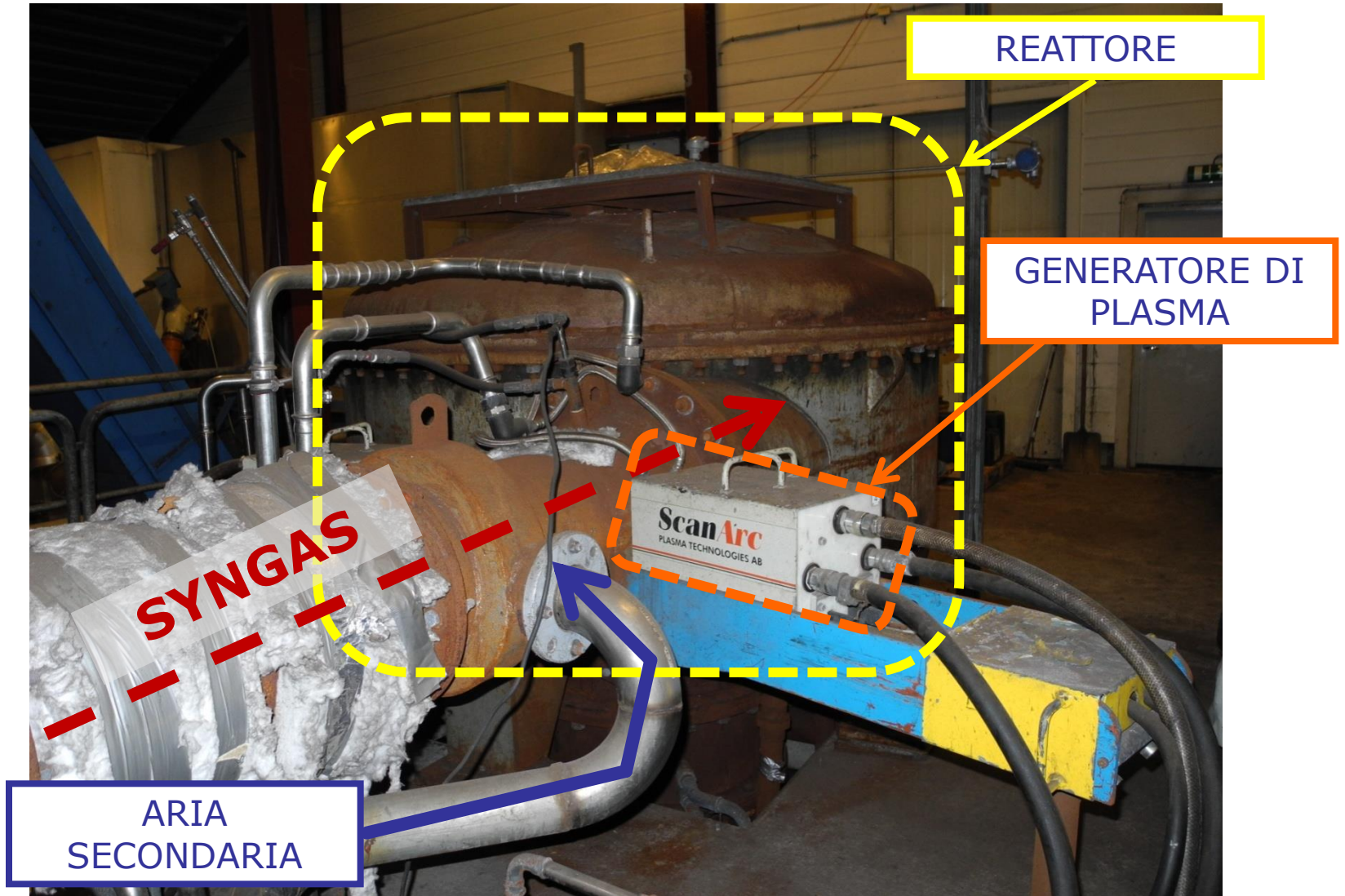


Cracking termico e ruolo della torcia 1/2

- Per rimuovere efficacemente il TAR con il cracking termico è necessario innalzare la temperatura del syngas ad almeno 1100°C , in modo da decomporre gli idrocarburi complessi presenti (C_nH_m) in molecole più leggere (CO , H_2 , CH_4 , H_2O).
- Un modo per ottenere questo risultato è immettere aria (o ossigeno) a valle del gassificatore nel flusso di syngas in modo da ossidare parzialmente il syngas (ARIA SECONDARIA).
- Questo metodo risulta efficace ed economico, al prezzo però di un peggioramento dell'efficienza di conversione (CGE) a causa dell'abbassamento del potere calorifico del syngas.
- Nel caso analizzato, oltre all'applicazione di questo metodo tramite l'immissione di aria secondaria (\rightarrow thermal craking), viene utilizzata anche la TORCIA al PLASMA (non thermal plasma - [Permen, 2003] o [Zwart, 2009]).



Cracking termico e ruolo della torcia 2/2



Sezione di gassificazione: flussi in-out

Bilanci di massa e di energia sul volume di controllo della sezione di gassificazione.

	flusso	portata (t/h)	temperatura (°C)	potere calorifico (MJ/kg)	calore sensibile (MW)	energia chimica (MW)	potenza totale (MW)
INGRESSO	fanghi	0,70	25	14,50		2,82	2,82
	coke	0,05	25	28,00		0,41	0,41
	agente vetrif.	0,05	25		0,00		0,00
	aria primaria	0,58	425		0,08		0,08
	aria secondaria	1,16	125		0,16		0,16
	aria per plasma	0,13	25		0,00		0,00
	energia elettrica per il plasma						0,30
	TOT IN	2,68					3,77
USCITA	scorie	0,20	1400				0,10
	perdite di calore						0,48
	syngas	2,38	1300	2,67	1,13	1,77	2,90
	TOT OUT	2,58					3,48

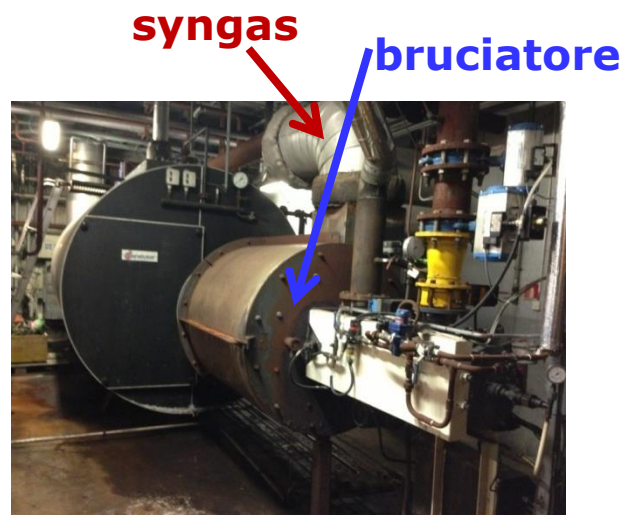
La sezione di recupero energetico

La sezione di recupero energetico è composta da:

- un primo recupero energetico attraverso uno scambiatore in cui viene recuperato il calore del syngas, che in seguito alle fasi di gassificazione, cracking e quenching (raffreddamento) si trova ad una temperatura di circa 800 ° C;
- una caldaia dove il syngas viene bruciato per produrre vapore/acqua calda;
- un motore a combustione interna;



recupero del calore sensibile



caldaia



motore

Conclusioni: SVANTAGGI

- **Il processo di alimentazione discontinuo rende difficile la regolazione del gassificatore e del motore (quando il syngas viene utilizzato in quest' ultimo).**
- **La possibile formazione di zone ossidanti nel gassificatore rende le emissioni di Cr(VI) e composti organici clorurati non escludibili a priori (gran parte del risultato si gioca sulla linea di trattamento syngas e prodotti di combustione).**
- **Il rendimento di conversione chimica (CGE) raggiunto dall' impianto (= 67%) è modesto a causa di un elevato contenuto di ceneri nei fanghi (13.5%) e dall' immissione di aria secondaria per il cracking del TAR.**
- **La presenza di polveri, sali alcalini, NH_3 , HCl , H_2S che tipicamente caratterizza il syngas fa emergere perplessità circa l'utilizzo in un motore a combustione interna (particolarmente sensibile alla presenza di tali specie chimiche) senza un adeguato trattamento del syngas.**



Conclusioni: VANTAGGI

- **Il trattamento termico permette l'inertizzazione dei fanghi (vantaggio ambientale primario).**
- **L'ambiente riducente impedisce, in via teorica, l'ossidazione del cromo trivalente a cromo esavalente, così come la formazione di ulteriori composti tossici, quali diossine e furani.**
 - **Tuttavia, l'effettiva assenza di tali inquinanti dalle emissioni generate dall'impianto dipende dai trattamenti che il syngas e i fumi di combustione subiscono, rispettivamente, prima di essere bruciato e prima di essere emessi dal camino.**
- **Il processo di gassificazione, operando in condizioni riducenti, permette il recupero dei metalli (non ossidati) dai fanghi .**
- **L'immissione di aria secondaria, la presenza della torcia, del reattore e del bruciatore nella caldaia riducono fortemente la possibile presenza di inquinanti organici nei fumi emessi dal camino.**



Riferimenti Bibliografici

- [1] Jang Xu et al., 2010. Combustion characteristics of tannery sludge and volatilization of heavy metals in combustion. *Journal of Zhejiang Univ-Science*.
- [2] Swarbnalatha S. et al., 2006. Starved air combustion-solidification/stabilization of primary sludge from a tannery. *Journal of Hazardous materials*.
- [3] Amand L.E., Leckner B., 2004. Metal emissions from co-combustion of sewage sludge and coal/wood in fluidized bed. *Fuel*.
- [4] Biganzoli L. et al., 2012. Chemical and Sewage sludge co-incineration in a full-scale MSW incinerator: toxic trace element mass balance. *Waste Management and Research*.
- [5] Pemen A. J. M. et al., 2003. Pulsed Corona Discharges for Tar Removal from biomass derived fuel gas. *Plasmas and Polymers*.
- [6] R.W.R. Zwart, 2009. Gas cleaning, Status Report 2008, Petten, Energy Research Center of the Netherlands, ECN-E--08-078 (2008).
- [7] Zerlottin M. et al. (2013). Self-heating of dried wastewater sludge. *Waste management (New York, N.Y.)*, 33(1), 129–37.
- [8] Della Zassa, M. et al. (2013). Self-heating of dried industrial wastewater sludge: Lab-scale investigation of supporting conditions. *Waste management (New York, N.Y.)*, 33(6), 1469–1477.



Siti web, account Twitter: LEAP e MatER

www.leap.polimi.it

@leaplabo

LEAP
Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

home

chi siamo
ricerca
consulenza e servizi
laboratorio
accreditamenti
lavora con noi
area riservata
download
video gallery

twitter
Segui @leaplabo

news

Le ultime news LEAP

Rinnovato il Consiglio Direttivo del LEAP
Piacenza, 21.02.2013

L'Assemblea dei Consorziati LEAP ha nominato il nuovo Consiglio Direttivo per il quadriennio 2013-2016. I componenti sono:

Tweet

Following
Follower
Preferiti
Liste

LEAP
@leaplabo
Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza (Energy and Environment Laboratory Piacenza) - Consortium participated by Politecnico di Milano
Piacenza (Italy) - leap.polimi.it

26 TWEET 142 FOLLOWING 21 FOLLOWER

Tweet

LEAP @leaplabo
Cultura Politecnica - L'aria della città - conferenza del Prof. Michele Giugliano 150 polimi.it/culturapolite...
Espandi

LEAP @leaplabo
#biogas plants: more than 40 techno-economic evaluations by LEAP pic.twitter.com/KqX533GIQ6
Visualizza la foto

LEAP @leaplabo
#photovoltaic plants: map of techno-economic assessments by LEAP pic.twitter.com/6PNyKXcR0N
Visualizza la foto

LEAP @leaplabo
#CO2_box: accuracy in the calculation of density of pure CO2 for different evaluations of state at @leaplabo pic.twitter.com/6N6KXW

Chi seguire - Aggiorna - Visualizza tutto

Sapienza Università @Sapienza...
Letizia Palmisano @let_palmisano
Andrea Poggio @ap_legambiente

Tendenze - Modifica
#20esseulcompagnoindiano

www.mater.polimi.it

@materresearch

mater
Materia & energia da rifiuti
materials & energy from refuse

Tecnologie di Gestione dei Rifiuti | Notizie ed Eventi | Pubblicazioni | Rete | Chi Siamo

MatER - home

Conferenza biennale WTER 2012
"Advancing the Goals of Sustainable Waste Management" 18-19 Ottobre 2012 - Columbia University (New York)

WTER
Waste to Energy Research and Technology Council
WTER 2012 Bi-Annual Conference
October 18-19, 2012 | Columbia University

Official Program

Partecipazione MatER

Prof. Stefano Consonni
"A comparative analysis of two waste gasification technologies"
"The MatER study Center and the path toward sustainable waste management"

Prof. Stefano Cernuschi
"Ultrafine and nanoparticle emissions from WIE plants"
Per maggiori informazioni e per scaricare gli atti visitare la pagina ufficiale della conferenza o il sito internet WTER U.S.A.

newsletter

Nome
Email
Iscriviti Cancellati

cerca

Cerca...

ultime news

28 Gennaio 2013
MatER è su Twitter: follow us!

29 Gennaio 2013
Pubblicate le Linee Guida sulla Prevenzione dei Rifiuti

22 Gennaio 2013
Presentato il 3° Rapporto "L'Italia per il Riciclo 2012"

17 Gennaio 2013
Sentenza Corte dei Conti: la raccolta differenziata è un obbligo

Tweet

Following
Follower
Preferiti
Liste

Twitta a MatER
@materresearch

Chi seguire - Aggiorna - Visualizza tutto

WIRE Science @wiredsci...
La Stampa @la_stampa
beppe severgnini @beppe...

Tendenze - Modifica
#OneDirection
#LittleMixTwitterTeam
#cosedamianisi
#SienaLazio
#WishiCouldMeet
EFP
Cairo

MatER
@materresearch
Centro Studi Materia & Energia da Rifiuti - Study Center Materials & Energy from Refuse
Piacenza - mater.polimi.it

67 TWEET 136 FOLLOWING 30 FOLLOWER

Tweet

MatER @materresearch
ansa.it/web/notizie/ca...
Espandi

MatER @materresearch
Rifiuti: Italia fanalino di coda UE per raccolta e riciclo rifiuti elettrici ed elettronici tuttoambiente.it/news/rifiuti/
Espandi

MatER @materresearch
From discarded plastic to new denim, Levi's latest jeans are made with recycled plastic -Video - shar.es/YOFTE via @sharethis
Espandi

ANSA Ambiente @ansa_ambiente
Italia centra target #Kyoto, -7% emissioni gas serra - Clima - Ambiente&Energia - ANSA it.ansa.it/web/notizie/ca... via



LEAP - Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza

M. Zatti, G. Bortoluzzi - BioEnergy Italy 2014, Cremona

GRAZIE PER L'ATTENZIONE!

matteo.zatti@polimi.it

giulio.bortoluzzi@polimi.it

