

Ecomondo 2006

Rimini, 08 Novembre 2006



## **Bilancio energetico ed economico del recupero di energia da rifiuti urbani mediante produzione di CDR e co-combustione in impianti non dedicati**

S. Consonni<sup>(1)</sup>, M. Giugliano<sup>(2)</sup>, M. Grosso<sup>(2)</sup>, L. Rigamonti<sup>(2)</sup>

(1) Dipartimento di Energetica

(2) DIIAR – Sez. Ambientale

1. Premessa e studio 2002
2. Obiettivi e oggetto dello studio 2003-05
3. Casi di specie per CDR e co-combustione
4. Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento
5. Metodologia e ipotesi di lavoro
6. Scenari di riferimento
7. Bilancio energetico
8. Bilancio ambientale
9. Bilancio economico
10. Potenzialità di applicazione in Italia
11. Considerazioni conclusive

1. Premessa e studio 2002
2. Obiettivi e oggetto dello studio 2003-05
3. Casi di specie per CDR e co-combustione
4. Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento
5. Metodologia e ipotesi di lavoro
6. Scenari di riferimento
7. Bilancio energetico
8. Bilancio ambientale
9. Bilancio economico
10. Potenzialità di applicazione in Italia
11. Considerazioni conclusive

## Premessa e contesto degli studi

1. Dall'anno 2000 Federambiente ha finanziato al Politecnico di Milano l'esecuzione di studi finalizzati a valutare in termini comparativi diverse strategie di recupero energetico dai rifiuti.
2. Primo studio su **impianti "dedicati"** completato nel 2002 e oggetto di due pubblicazioni internazionali (*Waste Management, 2005*).
3. Secondo studio su **impianti "non-dedicati"** completato nel 2005. Metodologia e risultati finora ottenuti sono illustrati in questa presentazione.
4. La pratica della co-combustione in impianti non dedicati, ha una base di dati validati molto meno robusta della combustione in impianti dedicati.

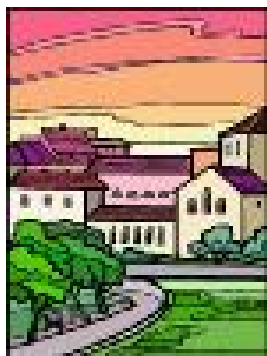
I processi e le tecnologie per il recupero di energia da rifiuti possono essere classificati sulla base della sequenza di operazioni compiute per generare energia utile.

**A) Recupero "Diretto"**, dove il rifiuto é alimentato direttamente ad un termoutilizzatore per generare elettricit  e/o calore (ed eventualmente un combustibile)

**B) Recupero "Indiretto"**, dove il rifiuto   prima trattato (meccanicamente e/o biologicamente) per generare un vettore energetico intermedio (CDR). Successivamente, il CDR pu  essere utilizzato per alimentare impianti:

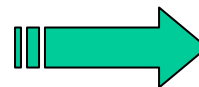
- **B1) "dedicati"**, ovvero progettati e operati esclusivamente con rifiuti
- **B2) "non-dedicati"**, dove il CDR   usato insieme ad altri combustibili fossili in co-combustione





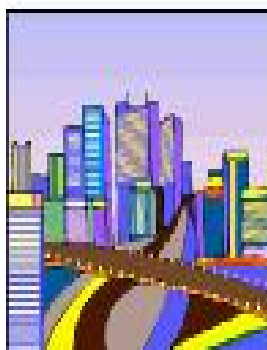
## **BACINO “PICCOLO”**

**200.000** abitanti  
equivalenti



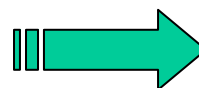
## **Produzione RSU**

**100.000 t/anno** lorde  
**65.000 t/anno** a valle di RD



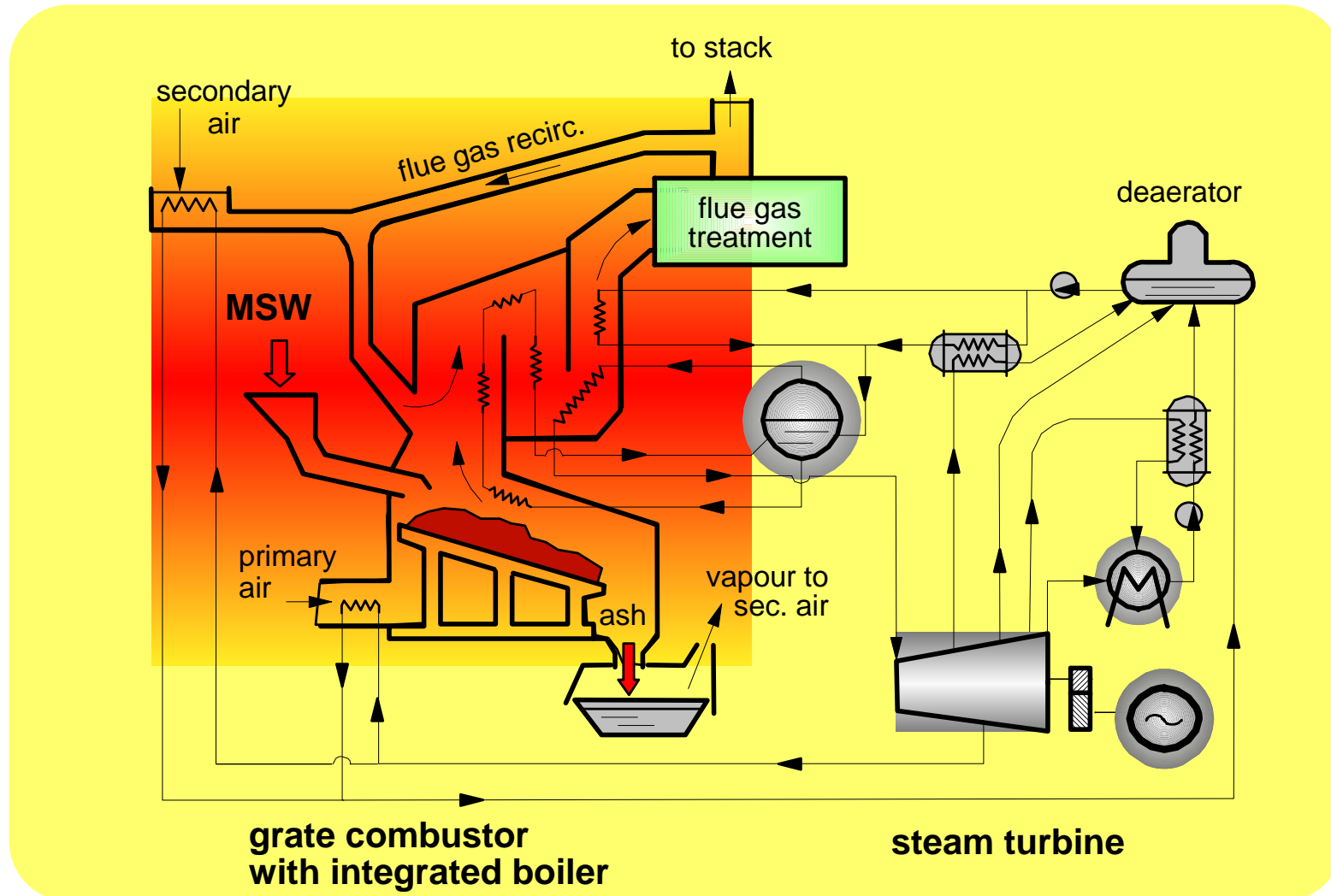
## **BACINO “GRANDE”**

**1.200.000** abitanti  
equivalenti



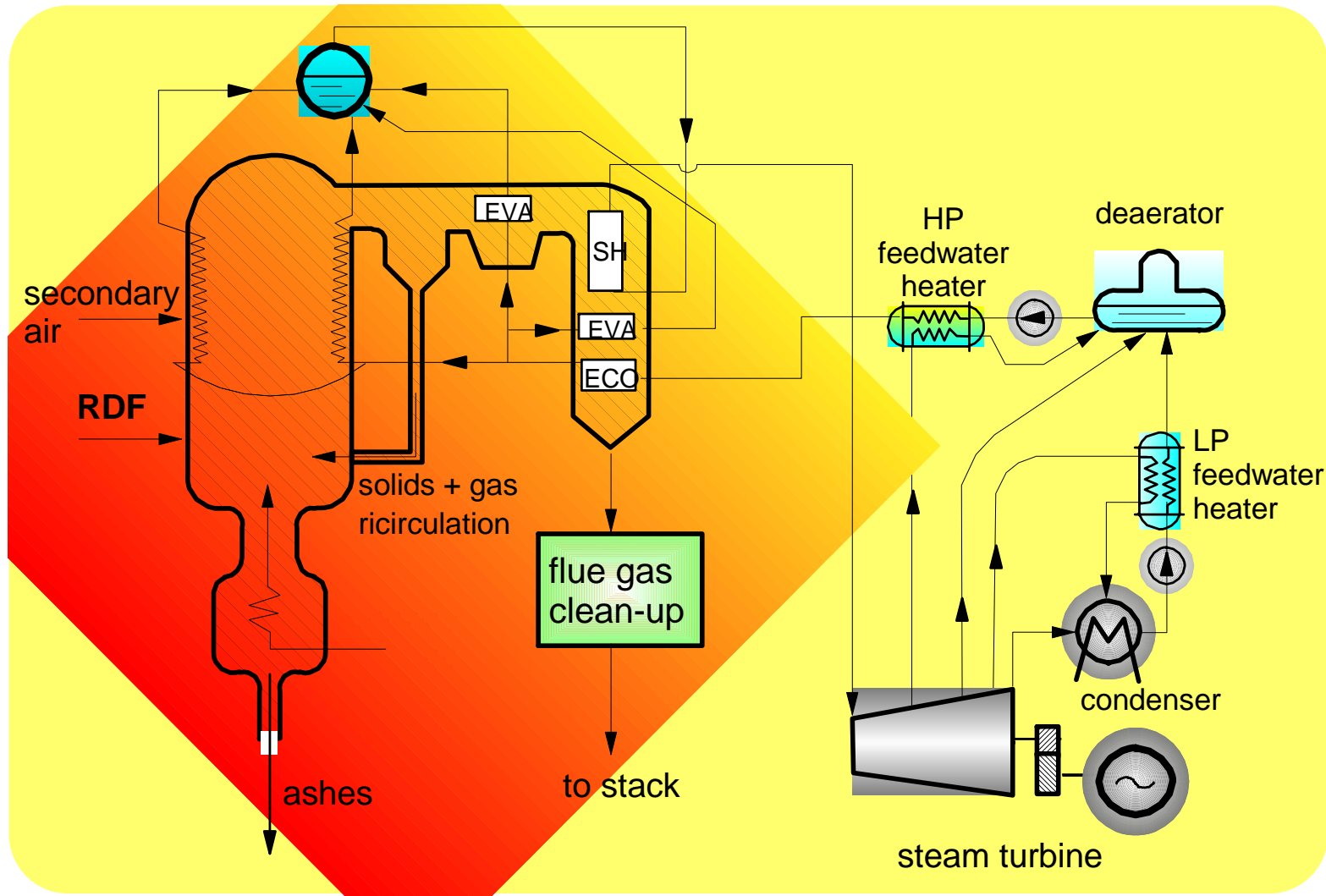
**600.000 t/anno** lorde  
**390.000 t/anno** a valle di  
RD

Griglia raffreddata ad aria, caldaia integrata, ciclo Rankine a vapore, trattamento fumi a secco con filtro a maniche



# Combustore a letto fluido (CDR)

Letto circolante, caldaia integrata, ciclo Rankine a vapore, trattamento fumi a secco con filtro a maniche

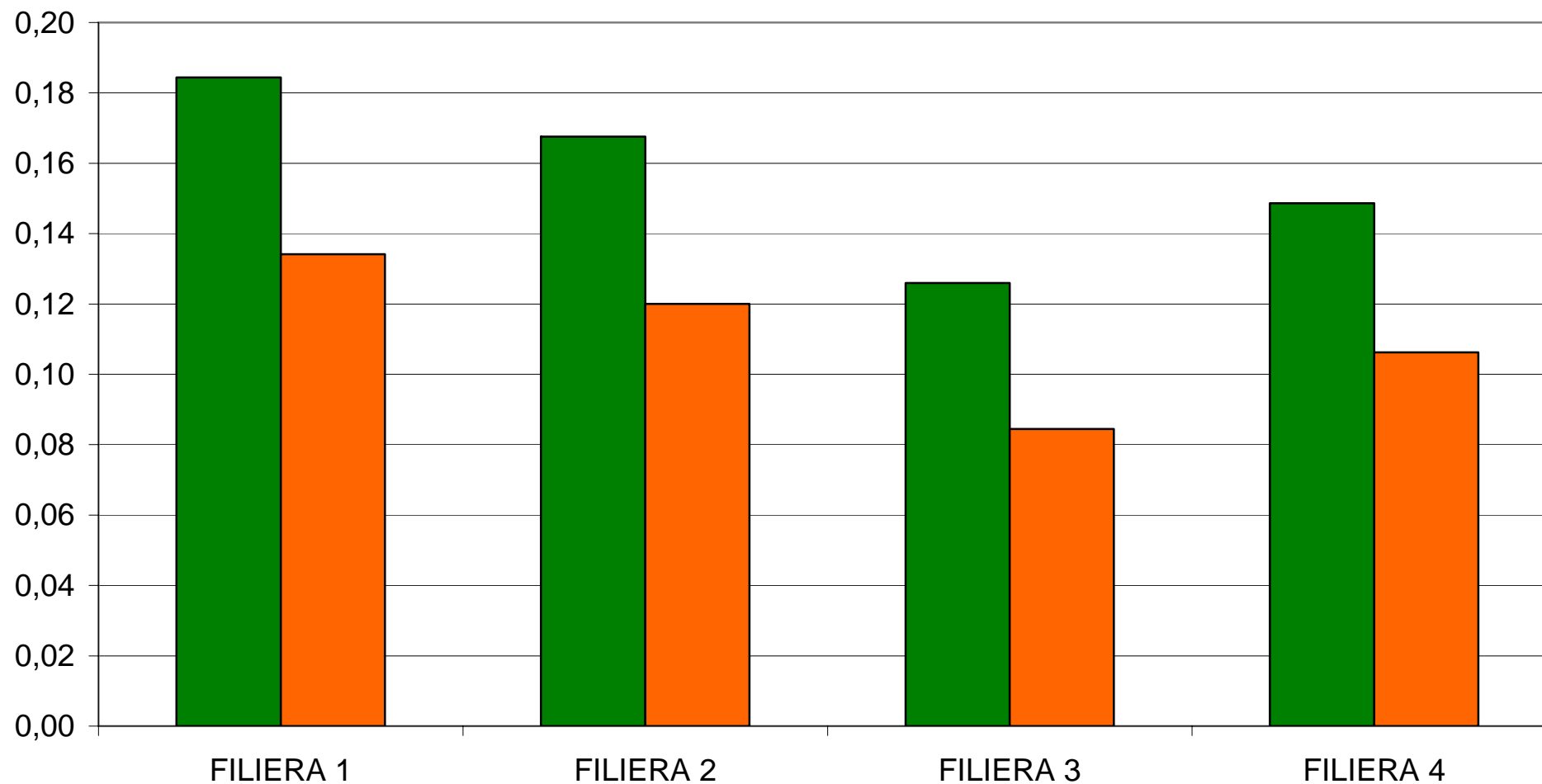


# Studio 2002 – bilancio energetico

10

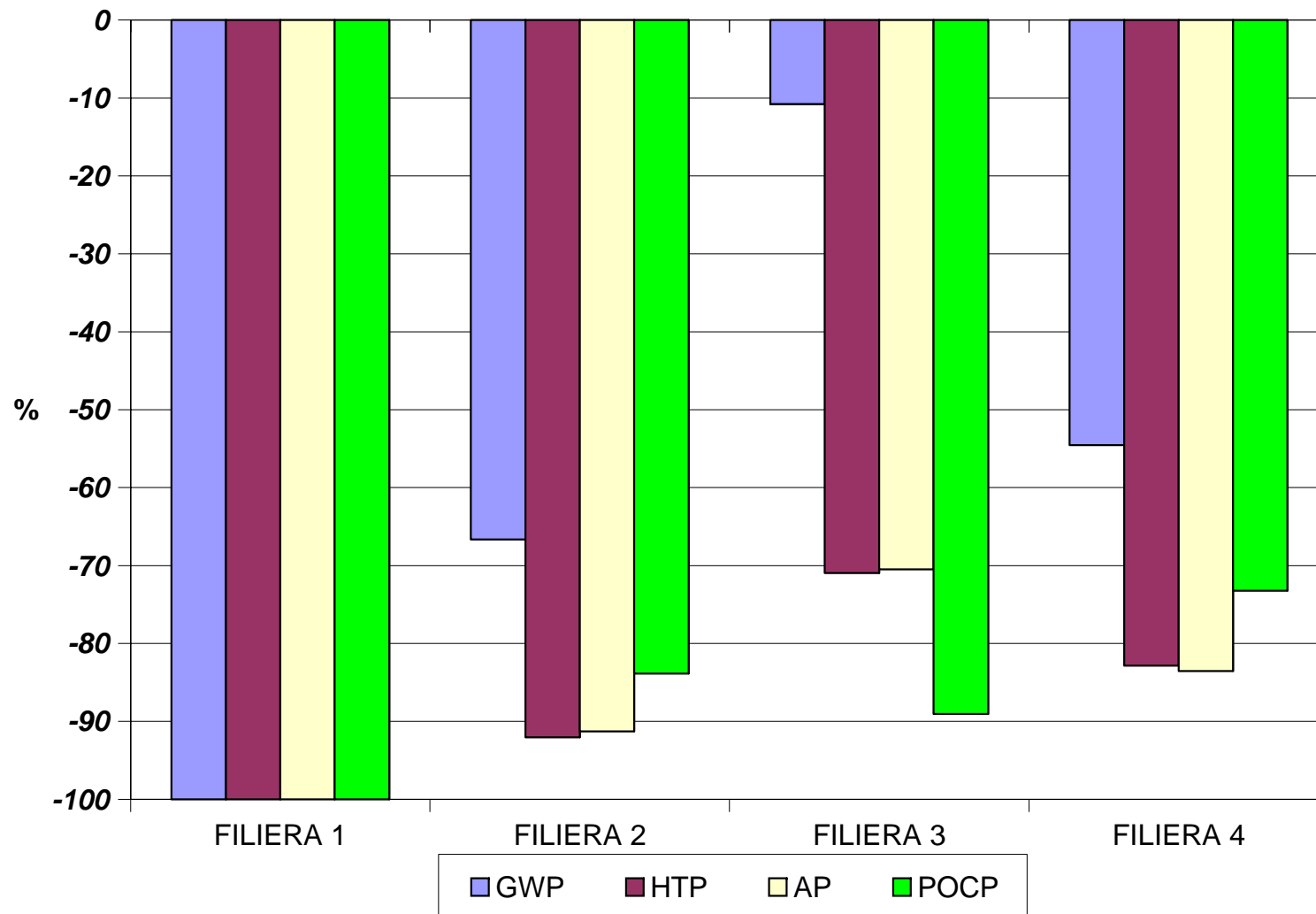
## RISPARMIO ENERGETICO PER 1000 kg DI RSU A VALLE RD

■ TEP nette risparmiate (bacino grande) ■ TEP nette risparmiate (bacino piccolo)



## Risultati per il Bacino Grande

Ogni indicatore di impatto è normalizzato rispetto alla filiera migliore, posta pari a -100 %



# Studio 2002 – Impianti Dedicati: Conclusioni

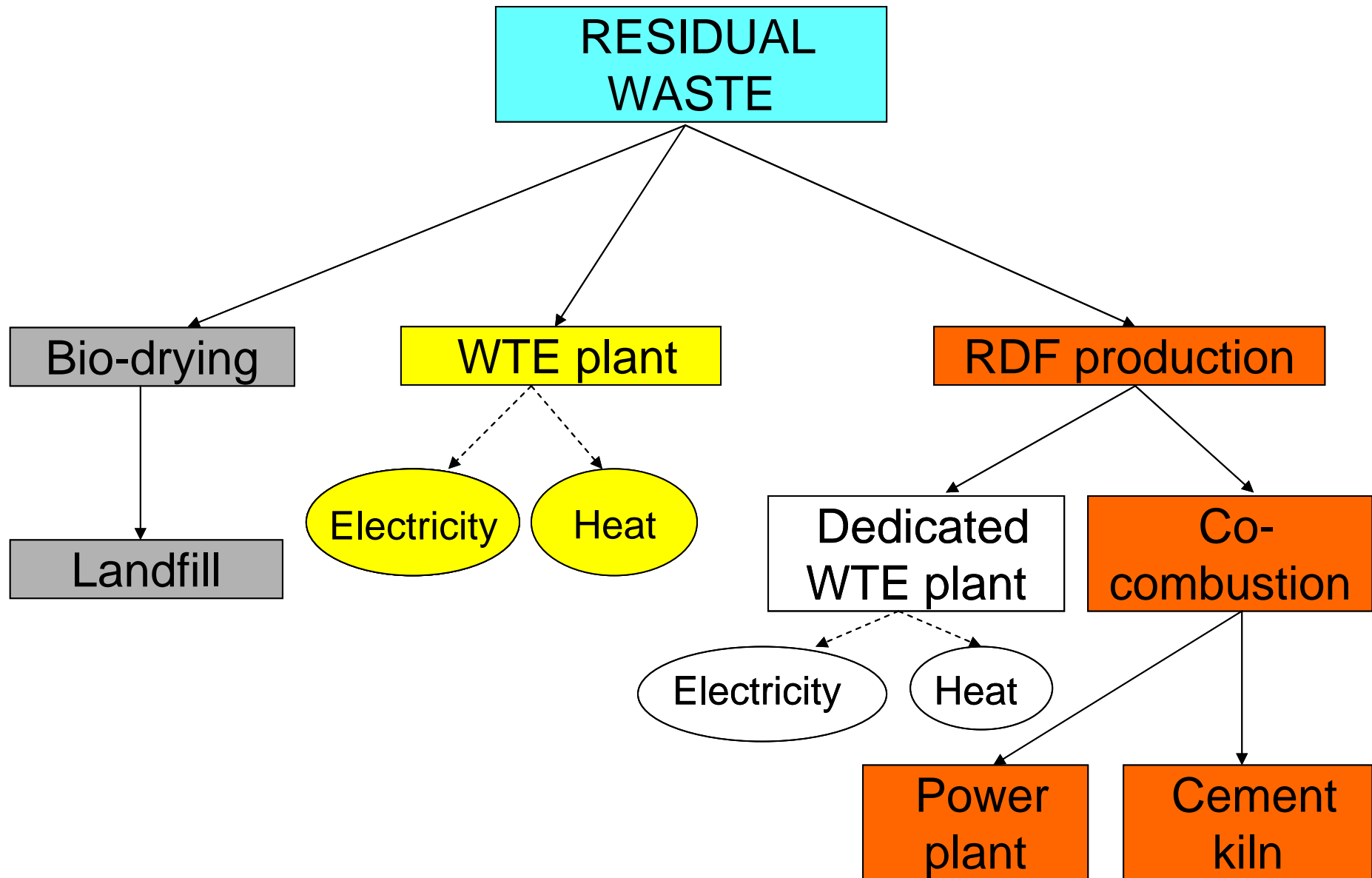
- 1. La produzione di CDR finalizzata al suo utilizzo in impianti dedicati non pare fornire alcun vantaggio rispetto all'utilizzo "diretto" del rifiuto residuo in termovalorizzatori a griglia**
- 2. In confronto al recupero energetico "diretto", nelle strategie basate su CDR in impianti dedicati il risparmio energetico risulta ridotto del 10-40%, gli indicatori di impatto ambientale risultano peggiorati fino al 90% e i costi risultano incrementati fino dell'80%**
- 3. Tanto più sofisticato e complesso è il processo di produzione del CDR, tanto più elevate sono le perdite**
- 4. Le economie di scala risultano in un notevole vantaggio delle strategie impostate su un bacino grande rispetto a quelle basate su un bacino piccolo**
- 5. Per gli impianti dedicati, l'opzione migliore è quella che prevede un termovalorizzatore di taglia elevata in funzionamento cogenerativo, con alimentazione diretta del rifiuto residuo dalla raccolta differenziata**

1. Premessa e studio 2002
2. Obiettivi e oggetto dello studio 2003-05
3. Casi di specie per CDR e co-combustione
4. Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento
5. Metodologia e ipotesi di lavoro
6. Scenari di riferimento
7. Bilancio energetico
8. Bilancio ambientale
9. Bilancio economico
10. Potenzialità di applicazione in Italia
11. Considerazioni conclusive

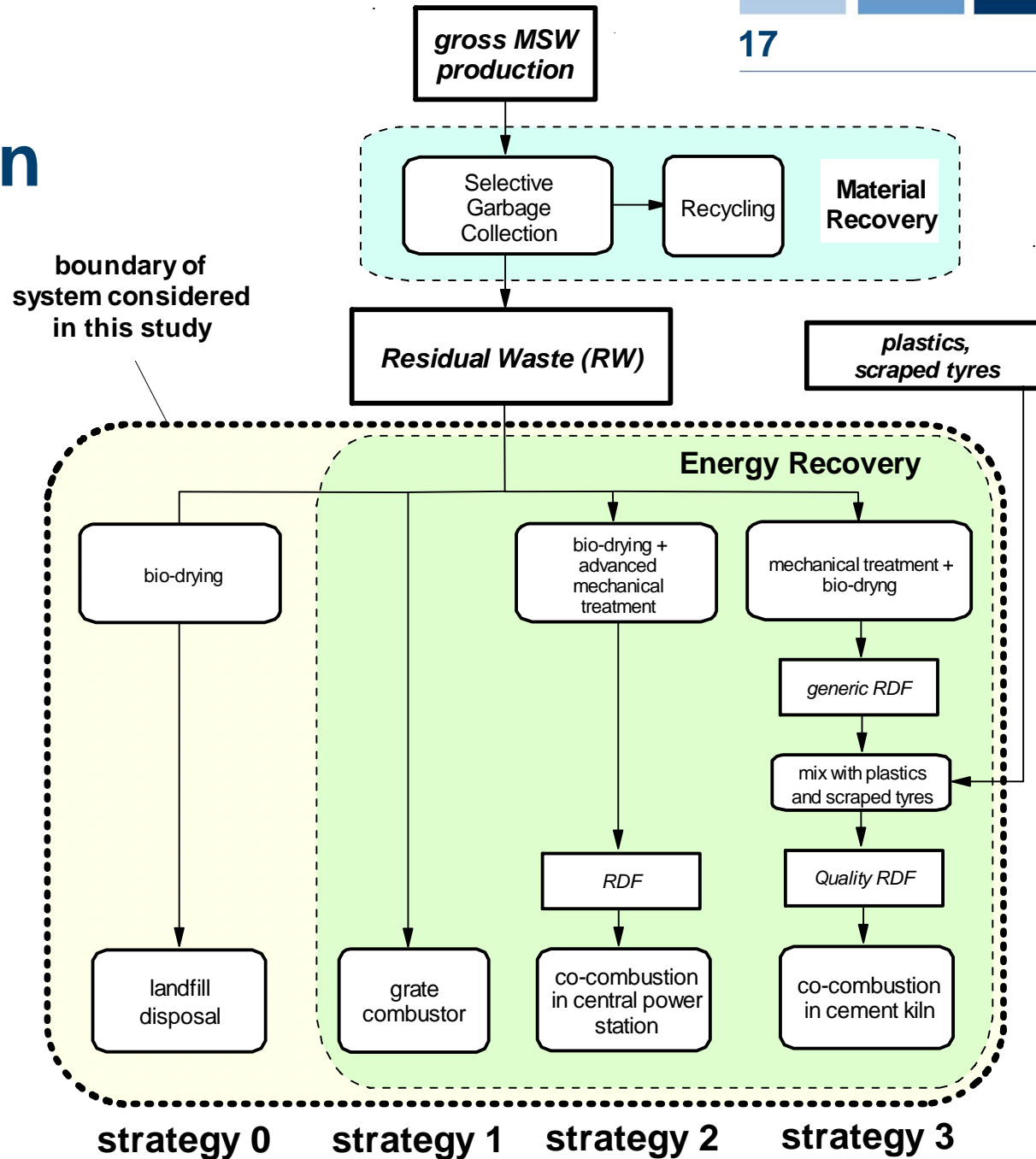
- Studio recente (2003-2005):
  - ➔ confronto della filiera risultata migliore nello studio 2002 con filiere di utilizzo del CDR in co-combustione in impianti esistenti, nella fattispecie:
    - centrali termoelettriche di grande taglia alimentate con combustibili solidi
    - cementifici

- Il lavoro ha compreso la visita ad una serie di impianti per la produzione di CDR e la sua combustione per generazione di elettricità o calore:
- impianto VESTA di Fusina (VE) per la produzione di CDR ed adiacente centrale termoelettrica ENEL;
  - impianto ACSR di Borgo S. Dalmazzo (CN) per il pretrattamento di RU, impianto Pirelli Ambiente per la produzione di CDR ed adiacente cementificio Buzzi Unicem di Robilante (CN);
  - impianto RWE per produzione di CDR Erfstadt (nei pressi di Colonia, in Germania) ed adiacente centrale di cogenerazione RWE di Berrenrath per produzione di elettricità e polverino di lignite;
  - cementificio Readymix di Beckum (Nordrhein – Westfalen, Germania) con co-combustione di carbone e CDR;
  - cementificio Readymix di Rudersdorf (Brandenburg, Germania), con gassificatore di CDR e utilizzo del syngas in co-combustione.

# Systems of interest



# Strategies considered in this study



# Specific technologies considered in this study

**Bio-drying + landfill**

Biodrying + disposal into landfill with electricity production from landfill gas by Otto engines

**WTE plant**

Grate combustor with integrated boiler and steam Rankine cycle.  
Electricity only or cogeneration

**RDF production**

Biodrying in closed cells + mechanical treatment. Exhaust air is combusted with nat. gas in a system with regenerative heat recovery

**Energy recovery from RDF**

Co-combustion with coal into the ENEL 320 MWel steam power station in Fusina (Venice)

Co-combustion with pet-coke into the Buzzi Unicem cement kiln of Robilante (Cuneo)

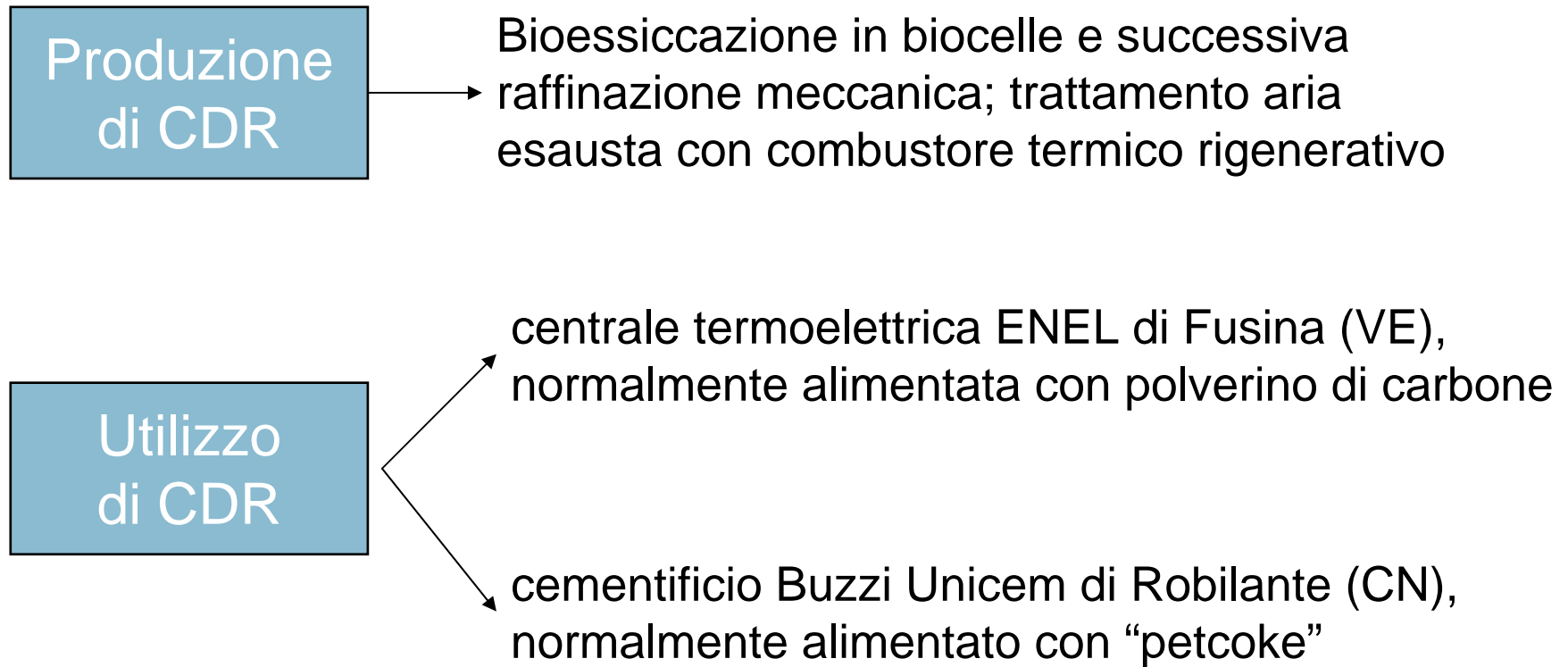
# Residual Waste (RW)

## Composition of Residual Waste (RW) downstream of 35% by weight selective garbage collection

constituent	content in RW	composition			carbon content		LHV MJ/kg	volatile fraction % by weight of total	
		moisture	ash	volatile fraction	total	% renewable		C	H
% by weight									
paper & cardboard	24.5	14.0	5.0	81.0	37.6	100	13.22	C	27.6
wood	6.0	22.0	1.5	76.5	37.6	100	13.87	Cl	0.64
plastic	19.0	6.0	9.0	85.0	55.5	0	26.18	H	3.49
glass & inert material	3.5	2.5	95.0	2.5	1.0	0	-0.061	O	19.7
metals	3.5	5.0	92.5	2.5	1.0	0	-0.122	N	0.15
organic fraction	31.5	70.0	9.0	21.0	9.6	100	1.719	S	0.06
finer	12.0	30.0	35.0	35.0	20.5	60	4.395		
<b>Residual Waste</b>	<b>100</b>	<b>31.8</b>	<b>16.6</b>	<b>51.6</b>	<b>27.6</b>	<b>16.0</b>	<b>10.11</b>	<b>Total</b>	<b>51.6</b>

Values in table are representative of Northern Italy conditions

1. Premessa e studio 2002
2. Obiettivi e oggetto dello studio 2003-05
3. **Casi di specie per CDR e co-combustione**
4. Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento
5. Metodologia e ipotesi di lavoro
6. Scenari di riferimento
7. Bilancio energetico
8. Bilancio ambientale
9. Bilancio economico
10. Potenzialità di applicazione in Italia
11. Considerazioni conclusive



1. Premessa e studio 2002
2. Obiettivi e oggetto dello studio 2003-05
3. Casi di specie per CDR e co-combustione
- 4. Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento**
5. Metodologia e ipotesi di lavoro
6. Scenari di riferimento
7. Bilancio energetico
8. Bilancio ambientale
9. Bilancio economico
10. Potenzialità di applicazione in Italia
11. Considerazioni conclusive

# Filiere di trattamento

Sono state esaminate le seguenti quattro filiere:

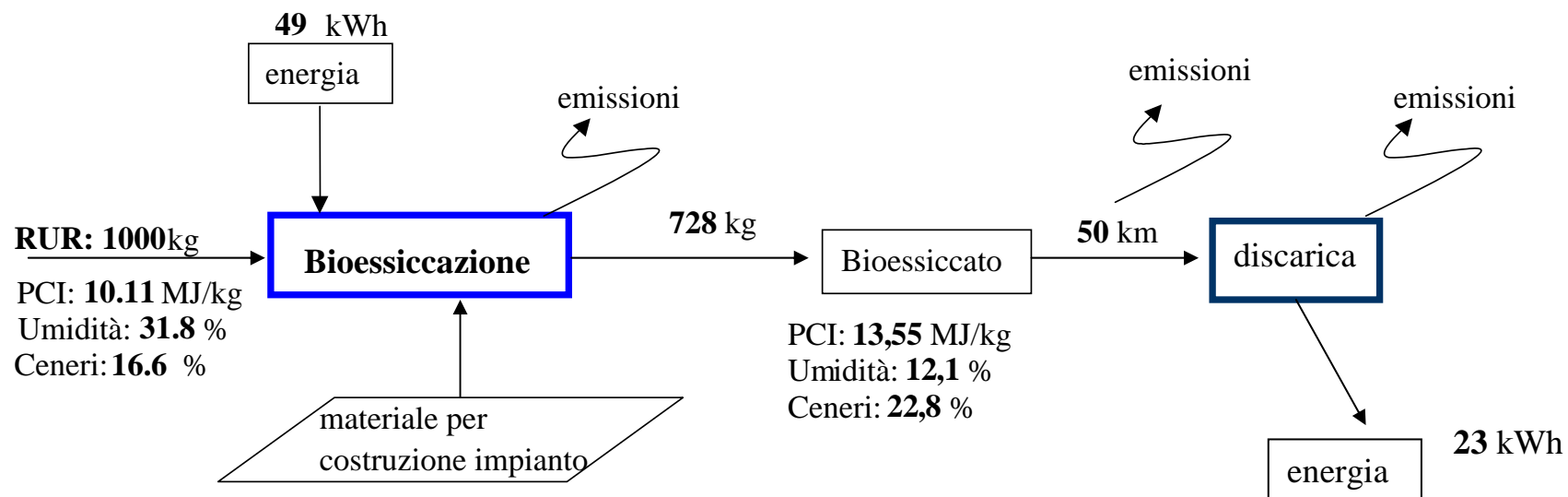
FILIERA 0 → bioessiccazione del RUR e successivo smaltimento in discarica controllata;

FILIERA 1 → termoutilizzazione del RUR in combustore a griglia con produzione di elettricità o co-generazione;

FILIERA 2 → produzione di CDR e successiva co-combustione in centrale termoelettrica a vapore di grande taglia;

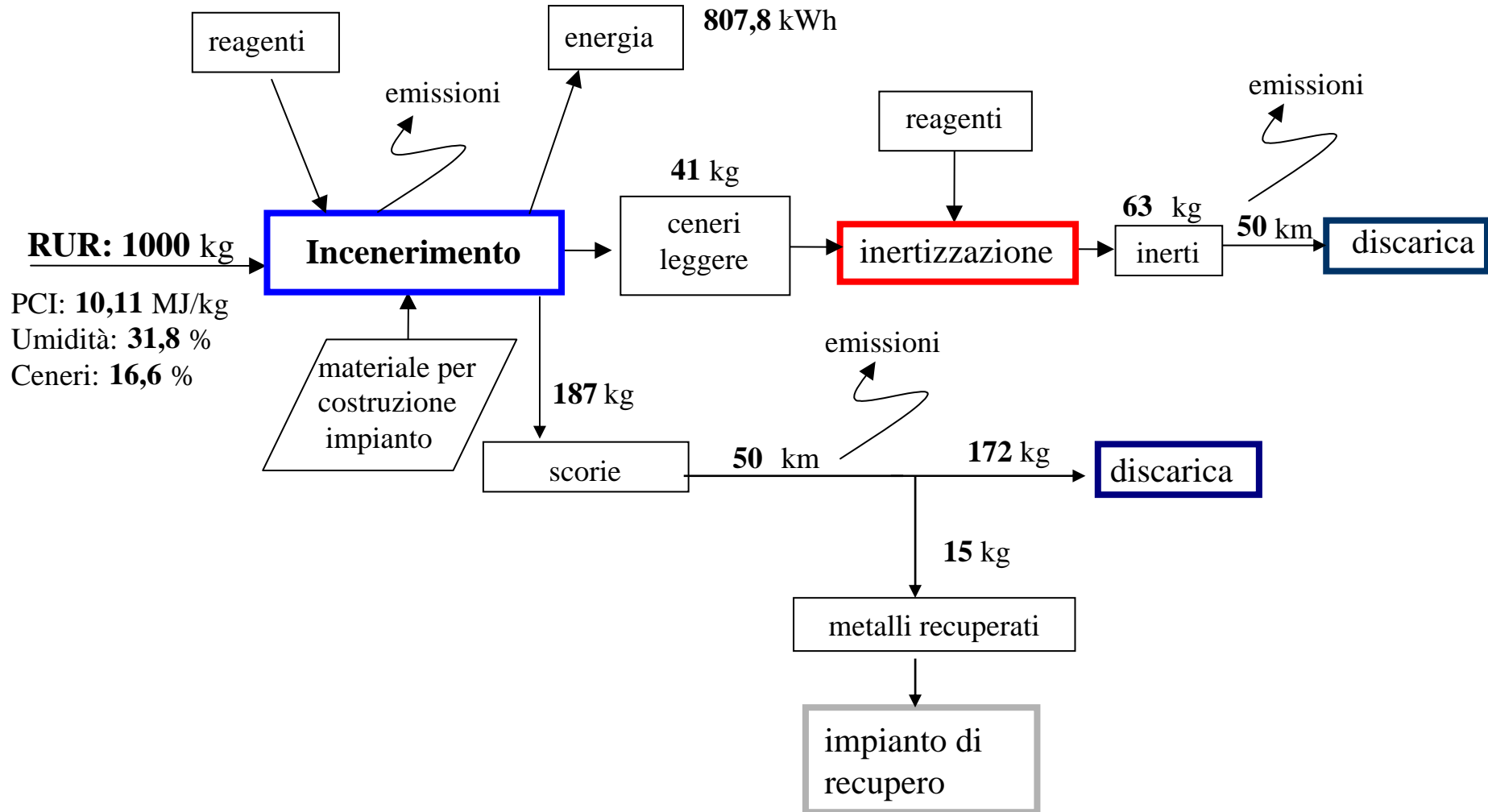
FILIERA 3 → produzione di CDR e successiva co-combustione in cementificio.

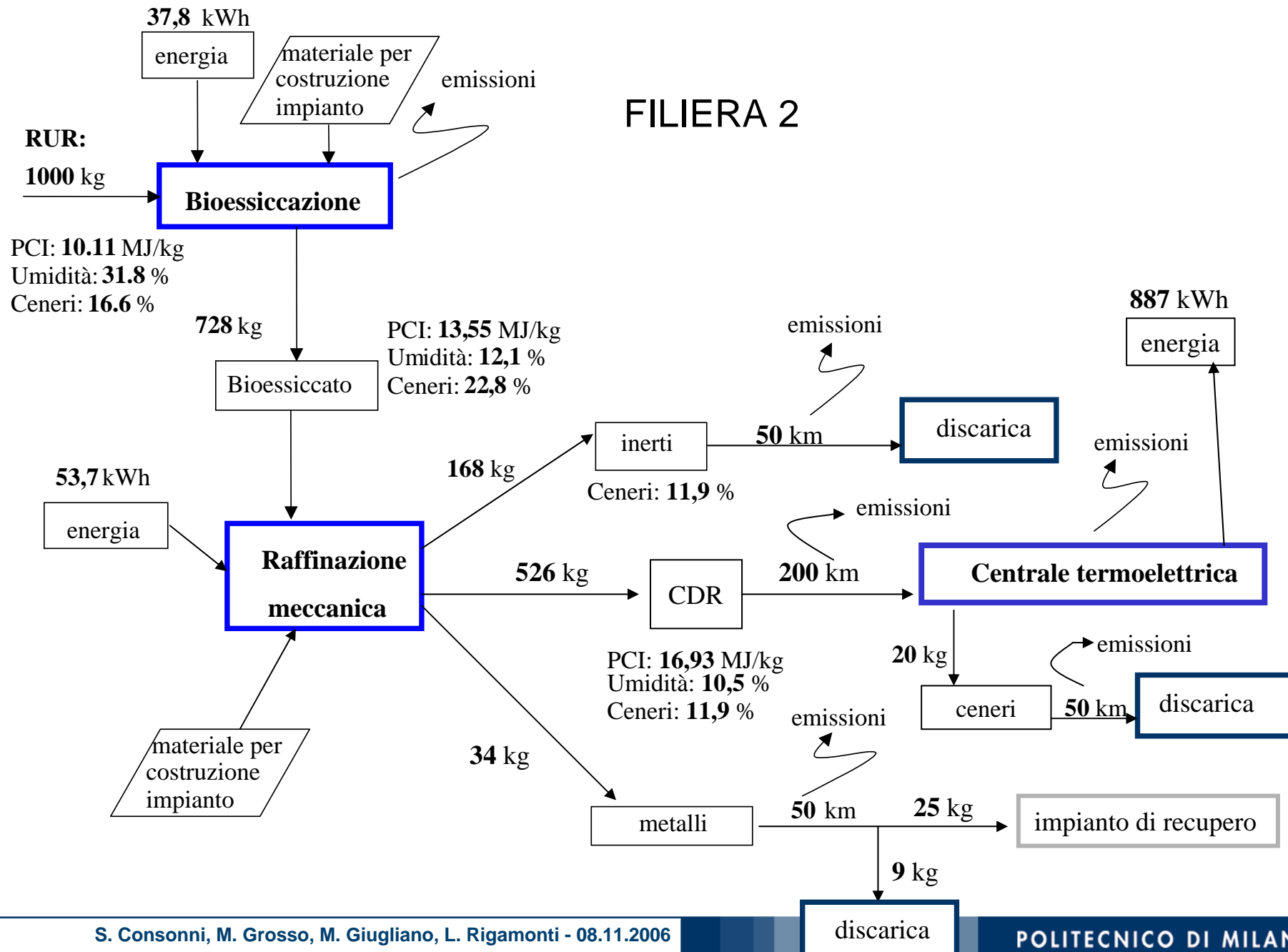
## FILIERA 0

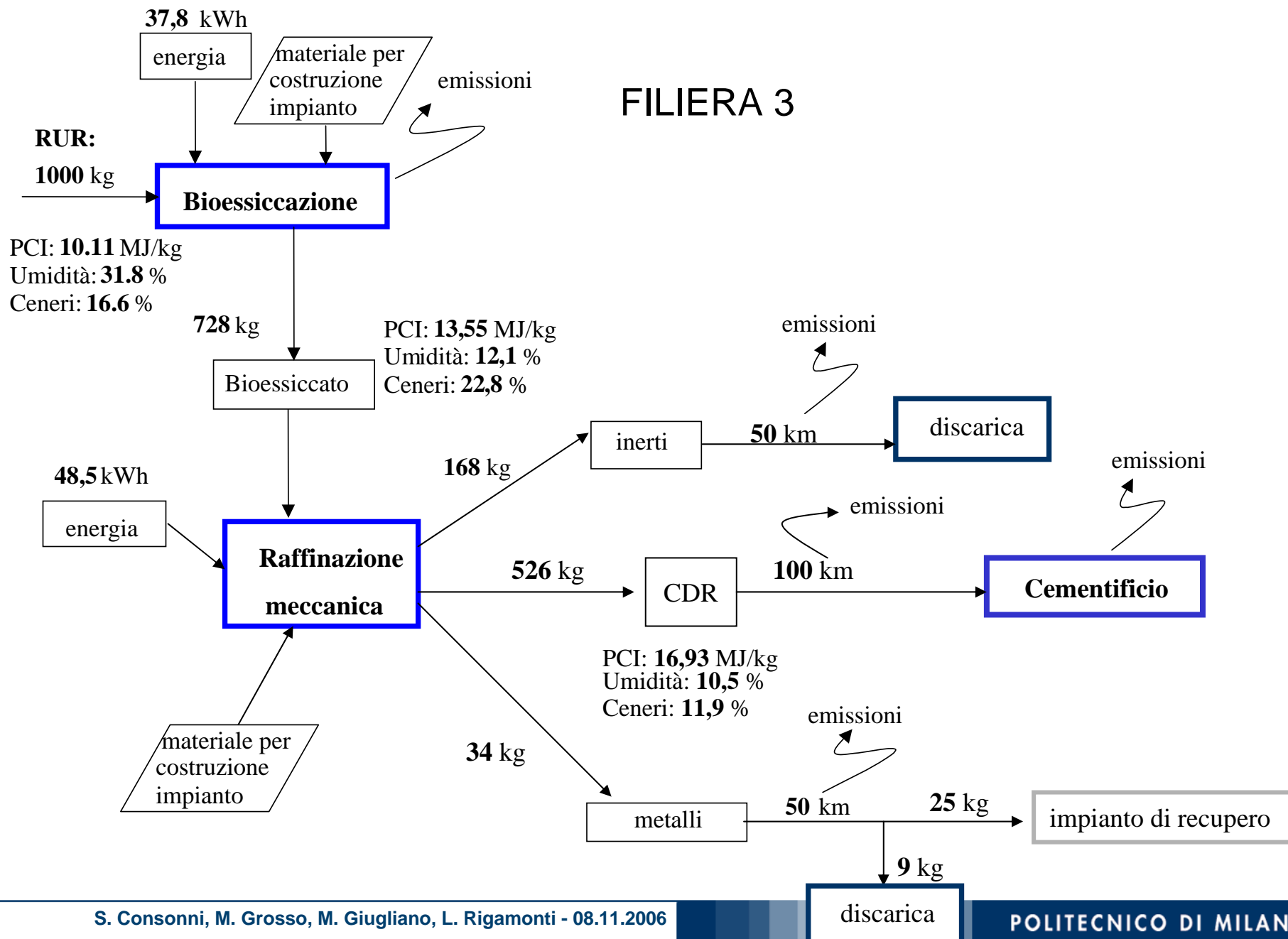


# Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento

## FILIERA 1







1. Premessa e studio 2002
2. Obiettivi e oggetto dello studio 2003-05
3. Casi di specie per CDR e co-combustione
4. Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento
- 5. Metodologia e ipotesi di lavoro**
6. Scenari di riferimento
7. Bilancio energetico
8. Bilancio ambientale
9. Bilancio economico
10. Potenzialità di applicazione in Italia
11. Considerazioni conclusive

## IPOSTESI DI LAVORO

- in tutti i casi l'input primario del sistema considerato è il residuo della raccolta differenziata, ipotizzata al 35% in peso, indicato come RUR;
- la valutazione comparativa delle implicazioni energetiche ed ambientali delle singole filiere di trattamento e recupero energetico si basa sull'approccio del ciclo di vita;
- al fine di evidenziare l'importanza dell'effetto scala, l'analisi è stata sviluppata per due bacini di diverse dimensioni: (i) produzione totale di rifiuti pari a 100.000 t a<sup>-1</sup> (corrispondenti a circa 200.000 abitanti equivalenti); (ii) produzione totale di rifiuti pari a 600.000 t a<sup>-1</sup> (corrispondenti a circa 1.200.000 abitanti equivalenti);
- la valutazione economica, basata su dati aggregati, è stata impostata unicamente nell'ottica della gestione dei rifiuti; non si sono effettuate valutazioni nell'ottica del gestore dell'impianto industriale a cui è destinato il CDR.

# Metodologia e ipotesi di lavoro

## DATI UTILIZZATI PER LE VALUTAZIONI

- impianti di termovalorizzazione dedicati:
  - simulazione modellistica delle prestazioni energetiche
  - concentrazioni emissive di impianti allo stato dell'arte (Brescia, Dalmine, Bergamo)
- impianto di produzione CDR:
  - simulazione modellistica della bioessiccazione
  - consumi elettrici delle apparecchiature di raffinazione meccanica
  - concentrazioni emissive impianto VESTA
- co-combustione in centrale termoelettrica:
  - simulazione modellistica delle prestazioni energetiche
  - risultati sperimentazione anno 2003 (rapporto ARPAV)
- co-combustione in cementificio:
  - simulazione modellistica delle prestazioni energetiche
  - concentrazioni emissive fornite da Buzzi Unicem

## PROBLEMATICHE LEGATE AI DATI

- per gli impianti dedicati esiste ormai una base di dati molto ampia, fortemente consolidata e in continuo aggiornamento (disponibilità presso i Comuni, su web, su pannelli elettronici)
- per la co-combustione la base di dati è ancora modesta e di non facile reperibilità, soprattutto in termini comparativi (prove in bianco vs. prove in co-combustione)

Nel caso specifico del presente lavoro:

- sperimentazione ARPAV presso la centrale di Fusina con dati energetici totalmente inaffidabili
- valutazioni sul cementificio basate su un singolo set di dati

**Ne consegue:**

- **preliminarietà** dei risultati e delle indicazioni dello studio
- opportunità della **esecuzione di ulteriori campagne di misura**, che tuttavia dovranno essere **accuratamente progettate** per colmare le lacune e le incertezze emerse nel corso dello studio

1. Premessa e studio 2002
2. Obiettivi e oggetto dello studio 2003-05
3. Casi di specie per CDR e co-combustione
4. Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento
5. Metodologia e ipotesi di lavoro
- 6. Scenari di riferimento**
7. Bilancio energetico
8. Bilancio ambientale
9. Bilancio economico
10. Potenzialità di applicazione in Italia
11. Considerazioni conclusive

Mentre nelle filiere di co-combustione (2 e 3) la tipologia di combustibile fossile sostituito grazie all'utilizzo del CDR è univocamente determinabile (rispettivamente carbone fossile e petcoke), per la filiera 1 è necessario effettuare alcune ipotesi sulle caratteristiche degli impianti convenzionali che vengono sostituiti grazie alla disponibilità di energia elettrica e termica fornita dal termoutilizzatore.

E' stato pertanto necessario individuare alcuni scenari di riferimento, rappresentativi della realtà italiana.

Data la variabilità indotta sugli scenari da evoluzioni possibili, la scelta degli stessi considera situazioni limite, entro cui ciascuna realtà specifica potrà ricadere.

Introdotti per la quantificazione delle emissioni evitate nel caso delle filiere basate su impianti dedicati:

- scenario 1: l'energia prodotta dal termoutilizzatore sostituisce una analoga quantità di energia elettrica prodotta con una centrale termoelettrica a **ciclo a vapore** alimentata per il **50% a gas** e per il **50% a olio combustibile** e una analoga quantità di energia termica prodotta con **caldaie domestiche alimentate a gasolio**;
- scenario 2: l'energia prodotta dal termoutilizzatore sostituisce una analoga quantità di energia elettrica prodotta con una centrale **turbogas a ciclo combinato** e una analoga quantità di energia termica prodotta con **caldaie domestiche alimentate a gas naturale**;
- scenario 3: l'energia prodotta dal termoutilizzatore sostituisce una analoga quantità di energia elettrica prodotta con una centrale termoelettrica a **ciclo a vapore** alimentata a **carbone** (attrezzata con trattamento avanzato delle emissioni) e una analoga quantità di energia termica prodotta con **caldaie domestiche alimentate a gasolio**

1. Premessa e studio 2002
2. Obiettivi e oggetto dello studio 2003-05
3. Casi di specie per CDR e co-combustione
4. Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento
5. Metodologia e ipotesi di lavoro
6. Scenari di riferimento
- 7. Bilancio energetico**
8. Bilancio ambientale
9. Bilancio economico
10. Potenzialità di applicazione in Italia
11. Considerazioni conclusive

## Casi considerati

### FILIERA 1:

- **bacino grande:** funzionamento “solo elettrico” e funzionamento cogenerativo con spillamento medio del 30% della portata di vapore all’ammissione della turbina;
- **bacino piccolo:** funzionamento cogenerativo con spillamento medio del 60% della portata di vapore all’ammissione della turbina

### FILIERA 2:

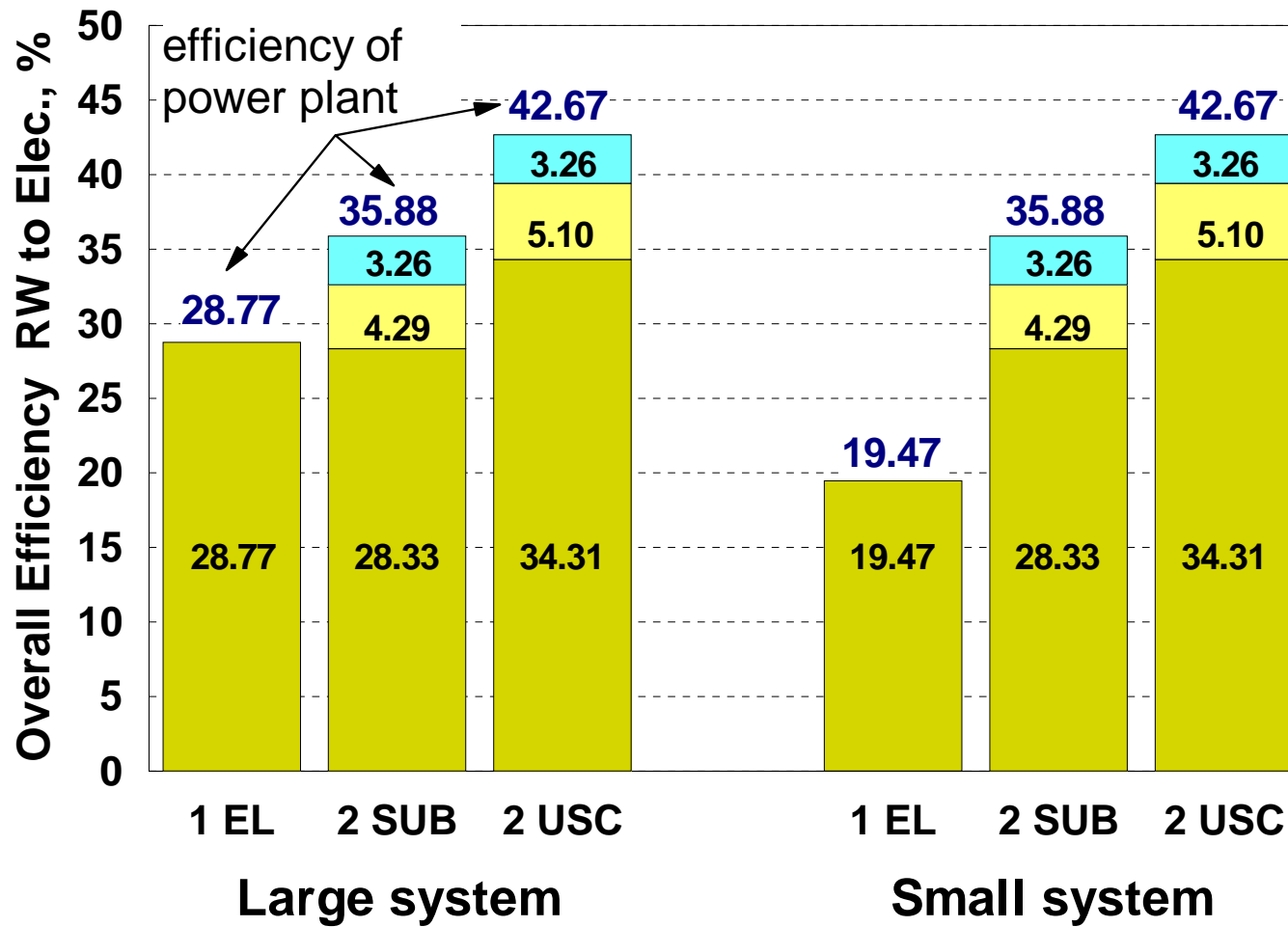
- **centrale SUB:** centrale termoelettrica a ciclo subcritico;
- **centrale USC:** centrale termoelettrica a ciclo ultra-supercritico

### FILIERA 3:

- un unico caso, corrispondente alla realtà esaminata

# Electricity production

- Loss of LHV in RDF production
- Loss due to auxiliaries
- Overall efficiency of the conversion of RW to Electricity



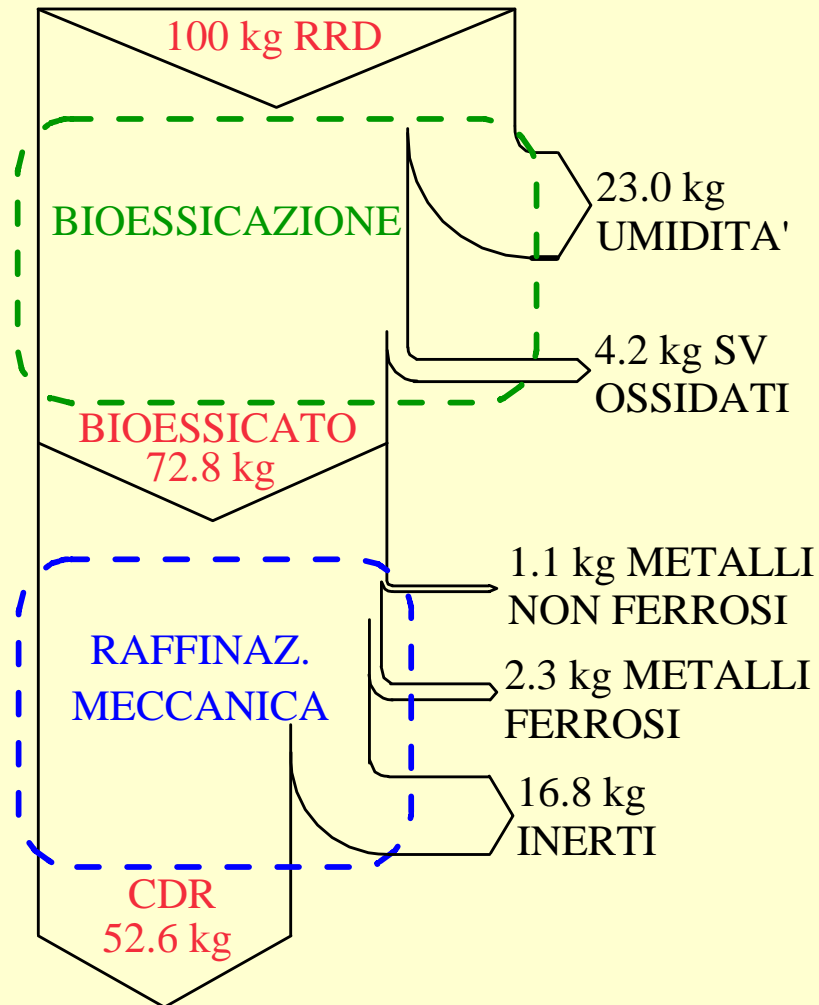
1 EL = WTE plant fed with RW

2 SUB = RDF fed to a subcritical Steam Cycle

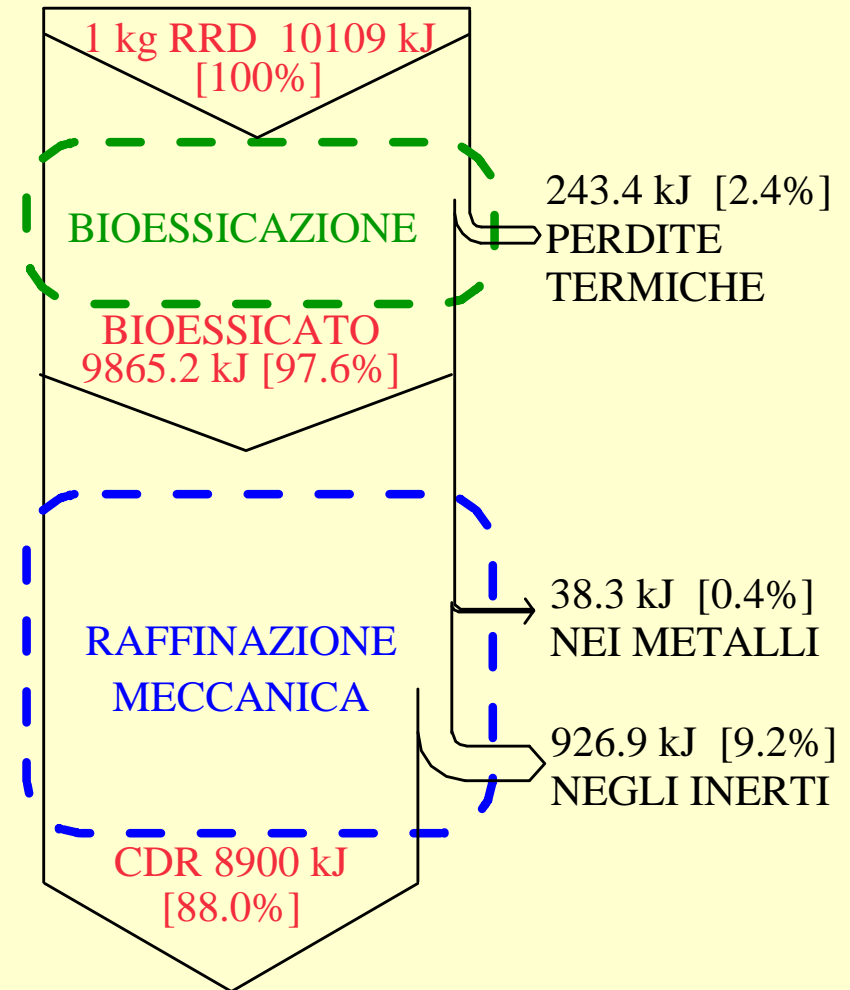
2 USC = RDF fed to a Ultra-super-critical Steam Cycle

# Bilanci produzione CDR

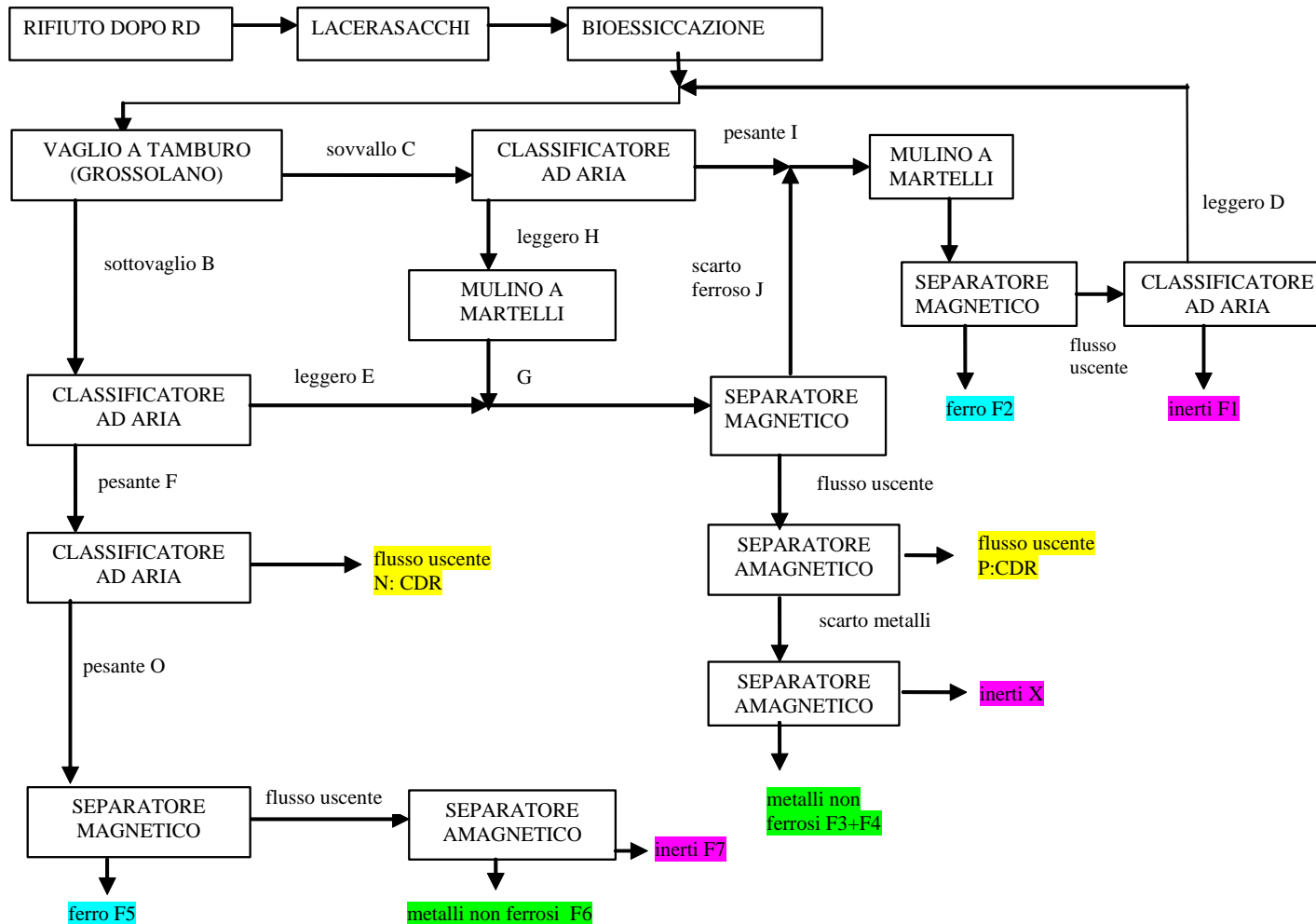
massa



energia (PCI)



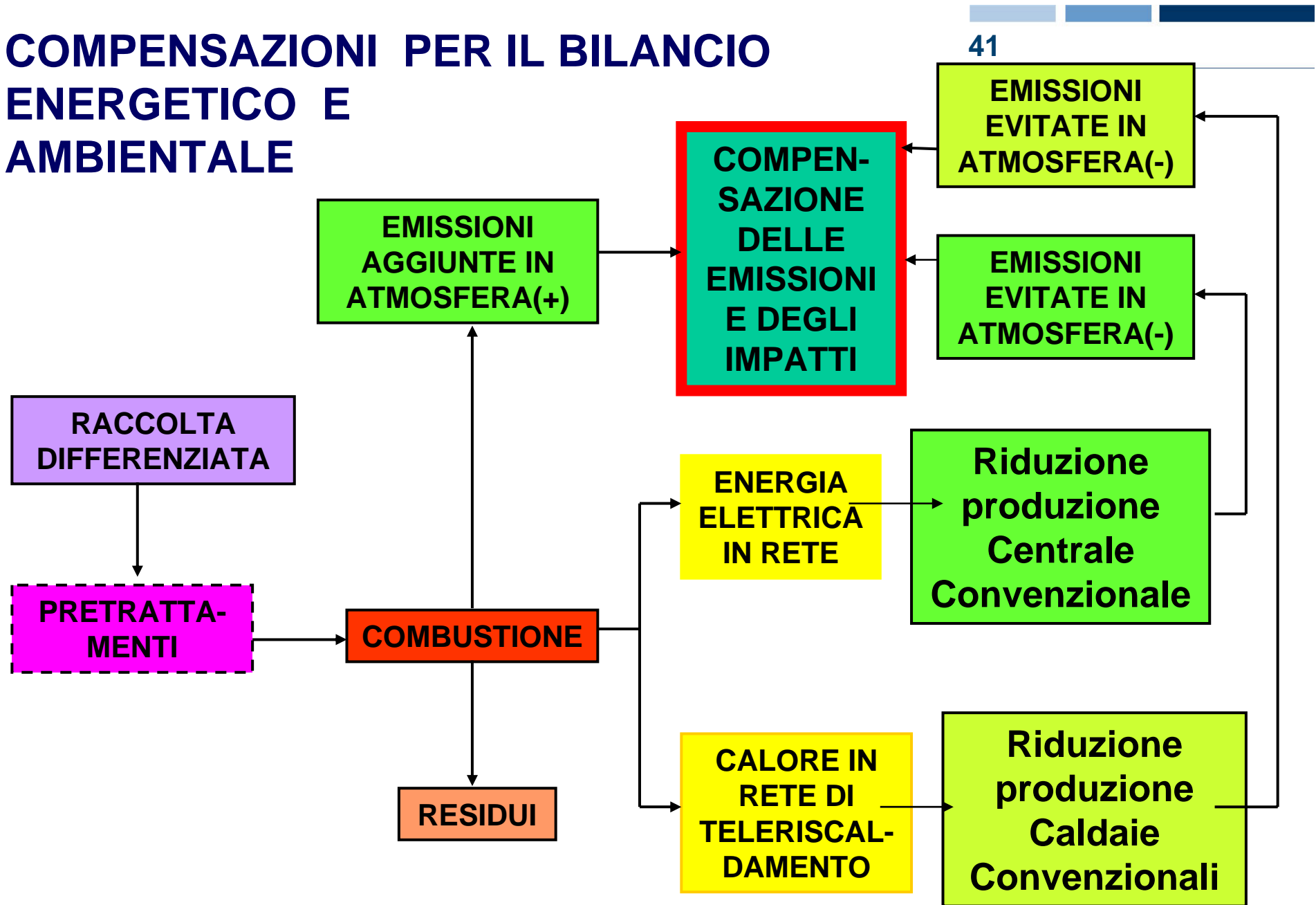
## Modellizzazione del processo di raffinazione meccanica



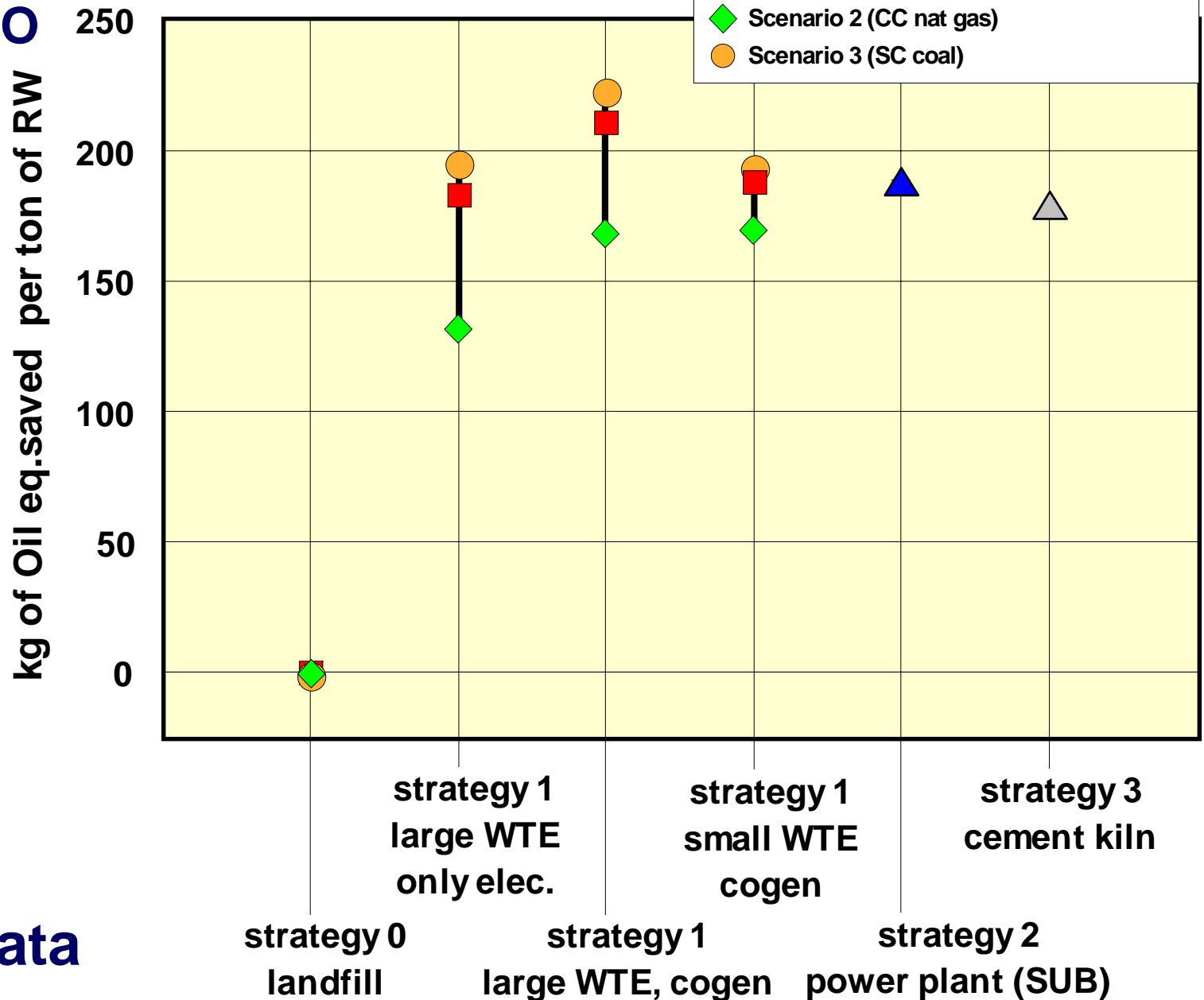
## Estimate overall balances

- 1. Account for all energy losses, auxiliary power consumption and emissions between the delivery of Residual Waste to the disposal of inert materials in landfill**
- 2. Account for fuel consumption and emissions from transport**
- 3. Account for avoided fuel consumption and emissions of electricity and/or heat production**
- 4. Convert all energy consumptions (or savings) to Tons of Oil Equivalent (TOE)**
- 5. Convert all relevant emissions to the same unit adopted to quantify each impact indicator (kg of CO<sub>2</sub> equivalent for GWP, kg of SO<sub>2</sub> equivalent for the Acidity Potential, etc.)**

# COMPENSAZIONI PER IL BILANCIO ENERGETICO E AMBIENTALE



# BILANCIO ENERGETICO



Energia  
Primaria  
Risparmiata

1. Premessa e studio 2002
2. Obiettivi e oggetto dello studio 2003-05
3. Casi di specie per CDR e co-combustione
4. Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento
5. Metodologia e ipotesi di lavoro
6. Scenari di riferimento
7. Bilancio energetico
- 8. Bilancio ambientale**
9. Bilancio economico
10. Potenzialità di applicazione in Italia
11. Considerazioni conclusive

Il bilancio ambientale mediante la **tecnica LCA (Metodo CML, in accordo con ISO 14040)**:

**A) INVENTARIO DELLE EMISSIONI**

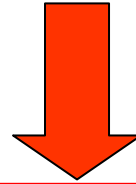
**B) VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI**

Le emissioni dalla combustione del rifiuto (o del CDR) sono state confrontate con le seguenti emissioni evitate:

- per gli impianti dedicati (filiera 1): emissioni da centrale termoelettrica e da caldaia (di tipologia variabile in funzione dello scenario considerato);
- per le filiere di co-combustione (filiere 2 e 3): emissioni dalla combustione della quantità di carbone o di petcoke sostituita dal CDR, senza distinzione tra i diversi scenari; a tale scopo sono stati utilizzati i valori emissivi misurati durante la marcia “in bianco”

Oltre alle emissioni dirette sono state quantificate e incluse tutte le emissioni “indirette” (trasporti, vita dei combustibili fossili, costruzione impianti, produzione reagenti ecc.)

# VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI



- 1. INVENTARIO DELLE EMISSIONI**
- 2. CLASSIFICAZIONE**
- 3. CARATTERIZZAZIONE**

## **1. CLASSIFICAZIONE:**

scelta delle categorie di impatto (effetto serra, tossicità umana, ....) e assegnazione ad esse delle diverse emissioni

# Bilancio ambientale – base per l’inventario delle emissioni

## Filiera 2 – concentrazioni al camino della centrale

Inquinanti		Funzionamento in bianco	Funzionamento in co-combustione
Polveri totali	mg m <sup>-3</sup>	9,1	2,9
HCl		1,3	2,3
HF		4,3	4,9
NH <sub>3</sub>		0,002	0,13
TOC		0,05	0,2
Sb		0,002	0,001
As		0,002	0,001
Cd		0,0005	0,0005
Co		0,002	0,0005
Cr		0,005	0,0005
Mn		0,027	0,008
Hg		0,0006	0,003
Ni		0,008	0,001
Pb		0,004	0,001
Cu		0,005	0,001
Sn		0,003	0,001
Tl		0,001	0,001
V		0,006	0,002
Zn		0,037	0,006
Diossine (I-TEQ)		pg m <sup>-3</sup>	0,18
PCB	ng m <sup>-3</sup>	0,348	0,302
IPA		217	965
CO	mg m <sup>-3</sup>	22,8	18,2
SO <sub>x</sub> (come SO <sub>2</sub> )		217	258
NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> )		194	180

# Bilancio ambientale – base per l’inventario delle emissioni

## Filiera 1 – concentrazioni al camino del termoutilizzatore

Inquinanti		Filiera 1 (studio attuale)	Filiera 1 (studio 2002)	D. Lgs. 133/05
NH <sub>3</sub>	mg m <sub>n</sub> <sup>-3</sup>	3,9	2	
CO		10	10	50
Polveri totali		0,32	2	10
HCl		2	7	10
HF		0,05	0,7	1
N <sub>2</sub> O		2	14	
COV		3	3,3	
NO <sub>x</sub>		70	140	200
SO <sub>x</sub>		2	8	50
As		µg m <sub>n</sub> <sup>-3</sup>	0,04	0,06
Cd	0,015		10	50 <sup>(1)</sup>
Hg	0,425		10	50
Pb	0,5		99,5	
IPA	0,0025		0,05	100
Diossine	ngl-TEQ m <sub>n</sub> <sup>-3</sup>	0,01	0,05	0,1 <sup>(2)</sup>
Somma di Pb, Cu, Cr, Co, As, Sb, Mn, Ni, V	mg m <sub>n</sub> <sup>-3</sup>	0,001	0,161	0,5

<sup>(1)</sup> riferito alla somma di Cd e Tl

<sup>(2)</sup> riferito a 8h di campionamento

# Bilancio ambientale – base per l’inventario delle emissioni

## Filiera 3 – concentrazioni al camino del cementificio

Inquinanti		Funzionamento in bianco	Funzionamento in co-combustione	
NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> )	mg m <sub>n</sub> <sup>-3</sup>	1015	786	
SO <sub>x</sub> (come SO <sub>2</sub> )		16,5	12,8	
Polveri totali		6	6	
CO		267	239	
COT		5	5	
HCl		0,61	0,61	
NH <sub>3</sub>		n.d.	1,33	
Diossine (I-TEQ)	pg m <sub>n</sub> <sup>-3</sup>	11,2	8,2	
HF	µg m <sub>n</sub> <sup>-3</sup>	5,38	100	
Cd		0,05	2,43	
Hg		0,83	4,42	
Pb		11,8	9	
Sb		2,74	32,8	
As		2,91	0,07	
Co		0,04	3,26	
Cr		1,58	0,07	
Mn		0,94	4,46	
Ni		0,05	0,73	
Cu		10,7	0,07	
V		0,83	0,07	
Zn		131,6	42,7	
Sn		3,65	10,4	
Tl		0,48	1,2	
IPA		ng m <sub>n</sub> <sup>-3</sup>	46,2	53,8

# Bilancio ambientale – base per l’inventario delle emissioni

## Emissioni dal processo di bioessiccazione

Inquinante		Fattori di emissione	
		fil.0	fil. 2,3
CO <sub>2</sub> (fossile)	kg t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	0	19,6
CO	g t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	8,3 <sup>(3)</sup>	13,8 <sup>(3)</sup>
NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> )	g t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	0	46,45 <sup>(2)</sup>
SO <sub>x</sub> (come SO <sub>2</sub> )	g t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	1,2	0,14 <sup>(2)</sup>
COV NM	g t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	50 <sup>(1)</sup>	6,81 <sup>(2)</sup>
NH <sub>3</sub>	g t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	17	6,3 <sup>(2)</sup>
HCl	g t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	2	2
HF	mg t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	200	200
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	mg t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	460	0
Benzene	mg t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	200	0
Cd	mg t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	25	25
Hg	mg t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	125	125
Pb	mg t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	125	125
Mn	mg t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	5	5
Ni	mg t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	25	25
Cu	mg t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	5	5
Zn	mg t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	75	75
Diossine (I-TEQ)	ng t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	1 <sup>(1)</sup>	5,05 <sup>(2)</sup>
IPA	ng t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	20	0
Mercaptani	g t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	0	0,09 <sup>(2)</sup>
H <sub>2</sub> S	g t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	0	0,13 <sup>(2)</sup>
PM <sub>10</sub> da comb. fissa	g t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	0	1,53 <sup>(2)</sup>
Polveri totali	g t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	0	1,53 <sup>(2)</sup>
CO <sub>2</sub> (non fossile)	kg t <sub>RUR</sub> <sup>-1</sup>	82,6	82,6

(1): fonte: Cernuschi et al. (2003)

(2): dati provenienti dall'impianto VESTA

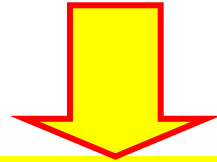
(3): calcolato sulla base delle indicazioni fornite da Hellebrand and Kalk (2001)

# Assegnazione di inquinanti alle categorie d'impatto

emissioni gassose	effetto serra	tossicità umana	formazione fotochimica di ozono	acidificazione
CO <sub>2</sub> (fossile)	X			
SO <sub>x</sub> (come SO <sub>2</sub> )				X
COV NM			X	
CH <sub>4</sub>	X		X	
NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> )		X	X	X
propano, butano, eptano			X	
formaldeide			X	
benzene		X	X	
toluene			X	
IPA		X		
metalli pesanti		X		
diossine (I-TEQ)		X		
etilene			X	
HF		X		
NH <sub>3</sub>		X		X
HCl		X		
N <sub>2</sub> O	X			
CO			X	

### 3. CARATTERIZZAZIONE:

effetto totale dalla sommatoria dei singoli effetti, espressi in termini di massa con effetti equivalenti di una sostanza di riferimento



Effetto serra: GWP (kg CO<sub>2</sub> eq)

Tossicità umana: HTP (kg 1,4-Diclorobenzene eq.)

Formazione fotochimica di O<sub>3</sub> : POCP (kg etilene eq)

Acidificazione: AP (kg SO<sub>2</sub> eq)

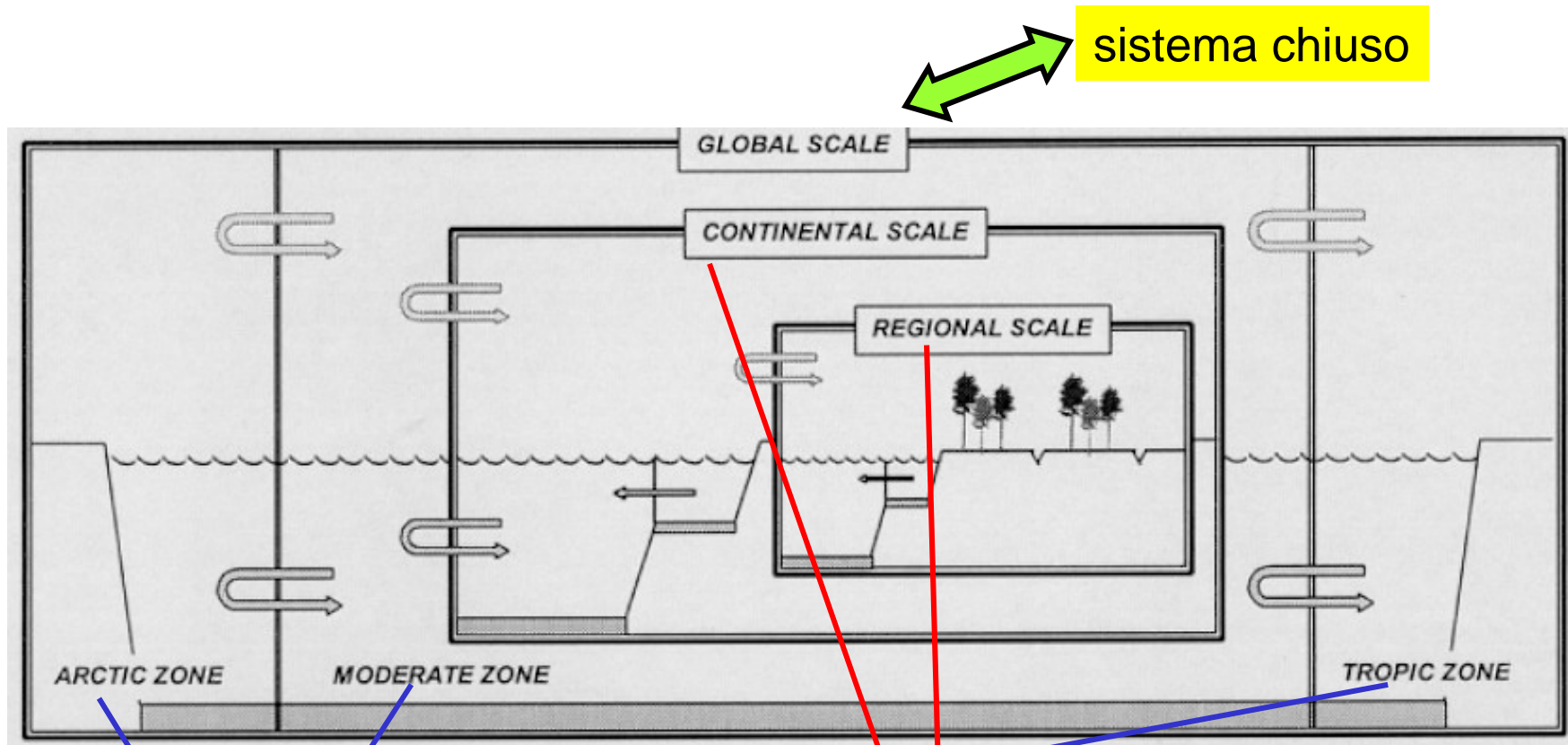
## CALCOLO DEI POTENZIALI DI TOSSICITA' UMANA

Modello matematico USES 2.0 (Uniform System for the Evaluation of Substances 2.0) modificato per analisi LCA (Huijbregts, 1999).

La struttura del modello USES – LCA è formata da 6 moduli:

1. Modulo di input
2. Modulo delle emissioni
3. Modulo di distribuzione
4. Modulo di esposizione
5. Modulo di valutazione degli effetti
6. Modulo di caratterizzazione del rischio

# MODULO DI DISTRIBUZIONE

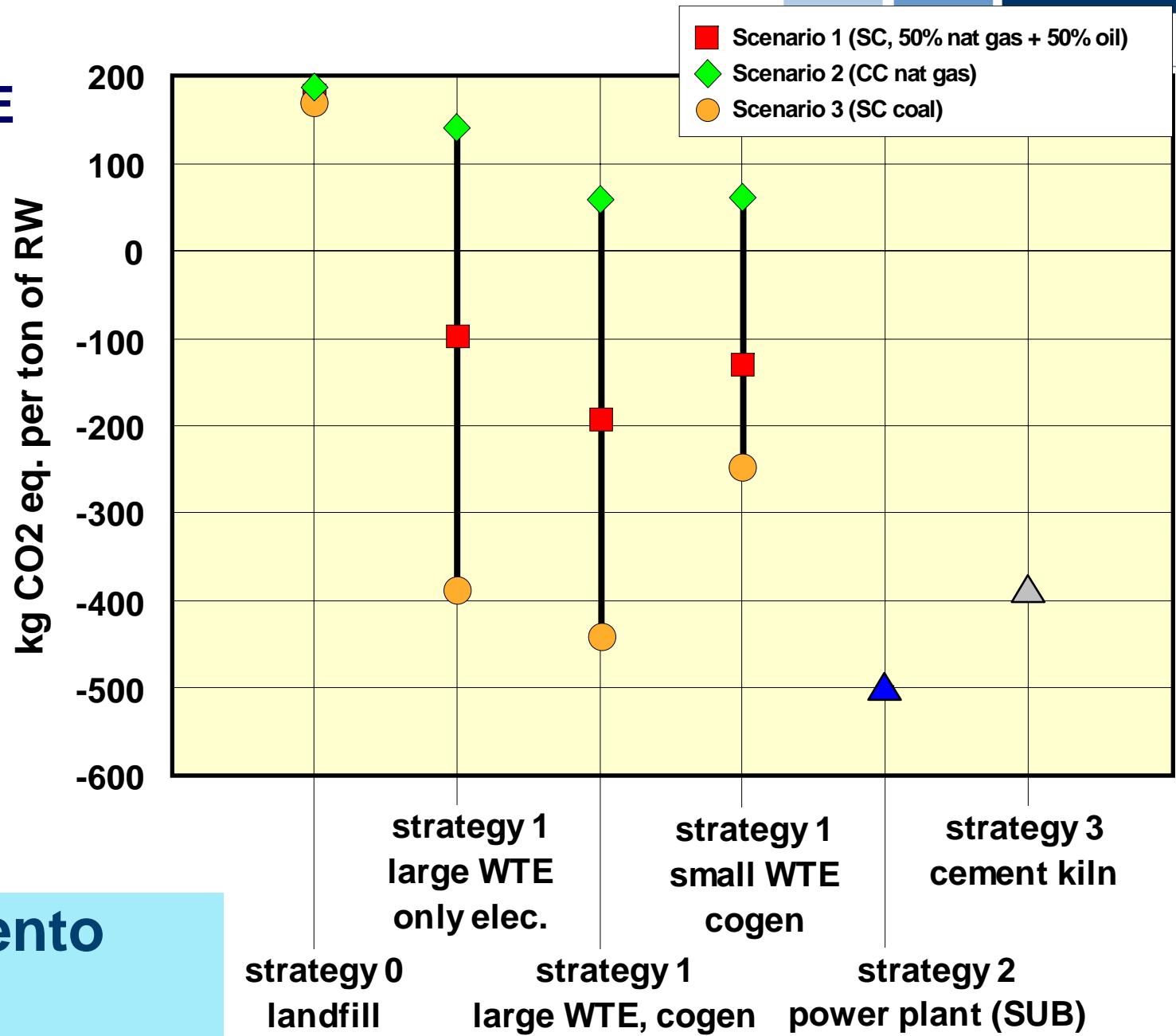


sistema chiuso

3 comparti: aria,  
acqua, suolo

6 comparti: aria, fiumi, mari,  
suolo naturale, suolo agricolo,  
suolo industriale

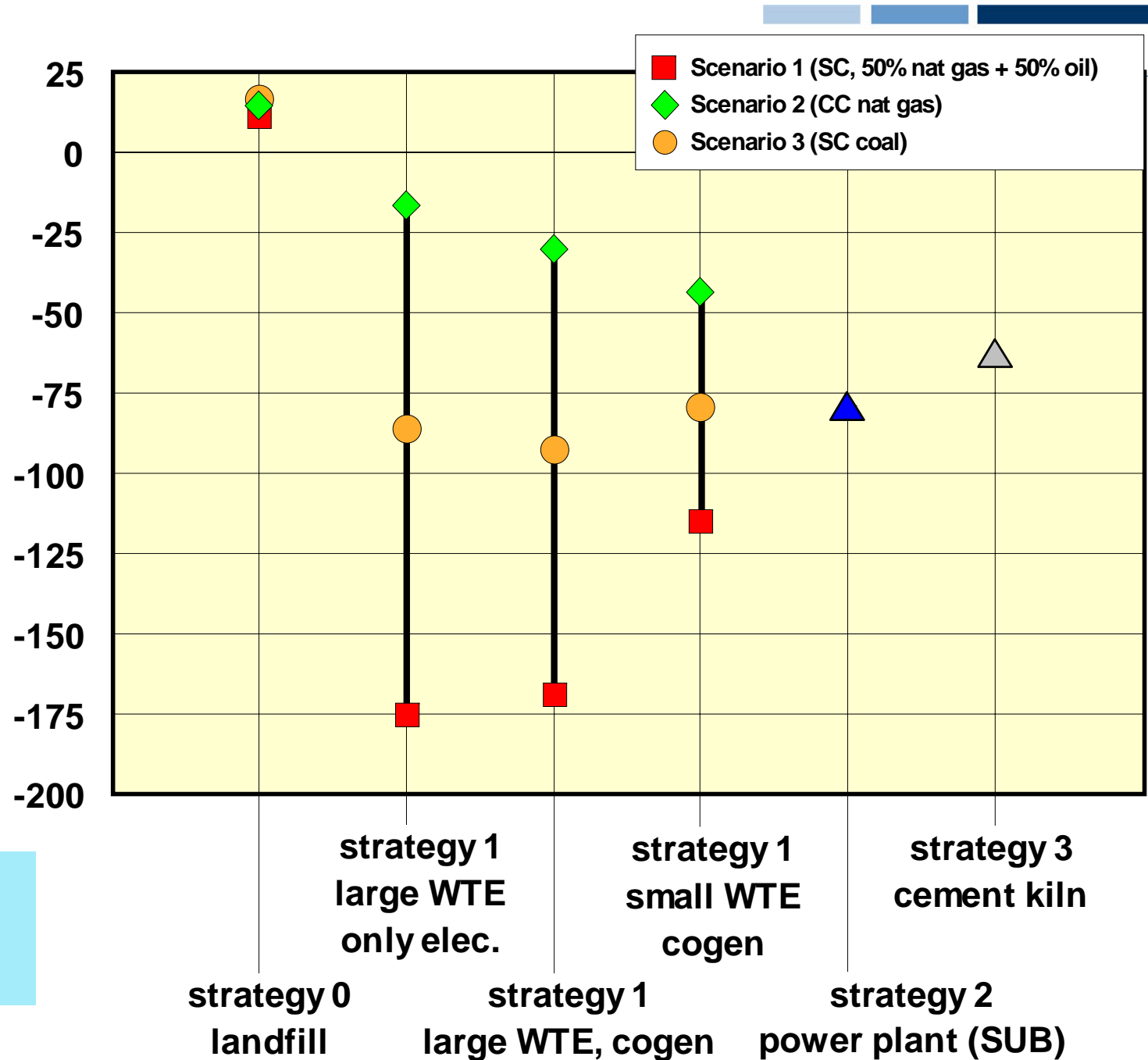
# BILANCIO AMBIENTALE



Riscaldamento globale

# BILANCIO AMBIENTALE

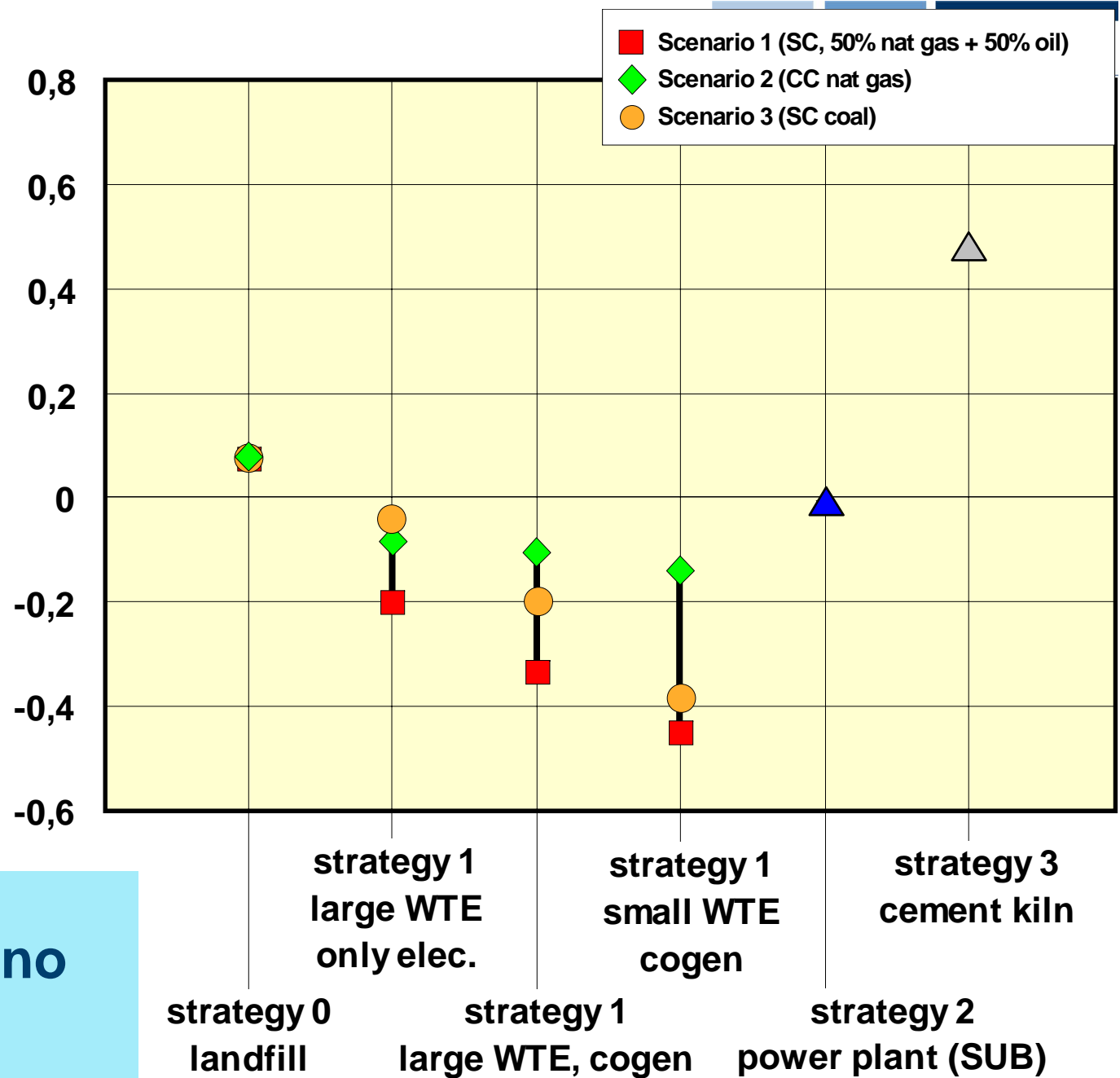
kg 1,4-DCB eq. per ton of RW



Tossicità umana

# BILANCIO AMBIENTALE

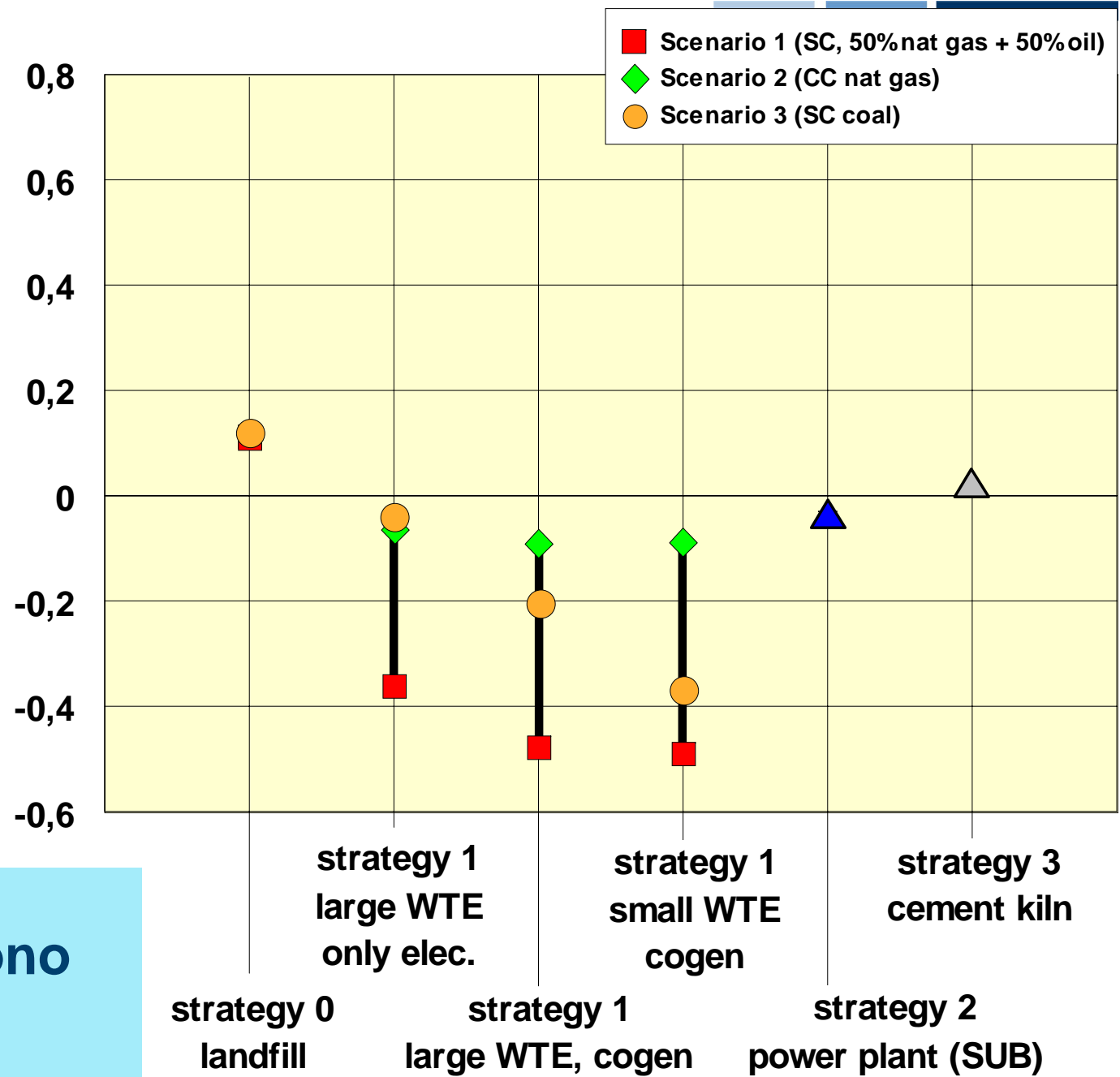
kg C2H2 eq. per ton of RW



Formazione fotochimica ozono  
Aree alto NOx  
(sud Europa)

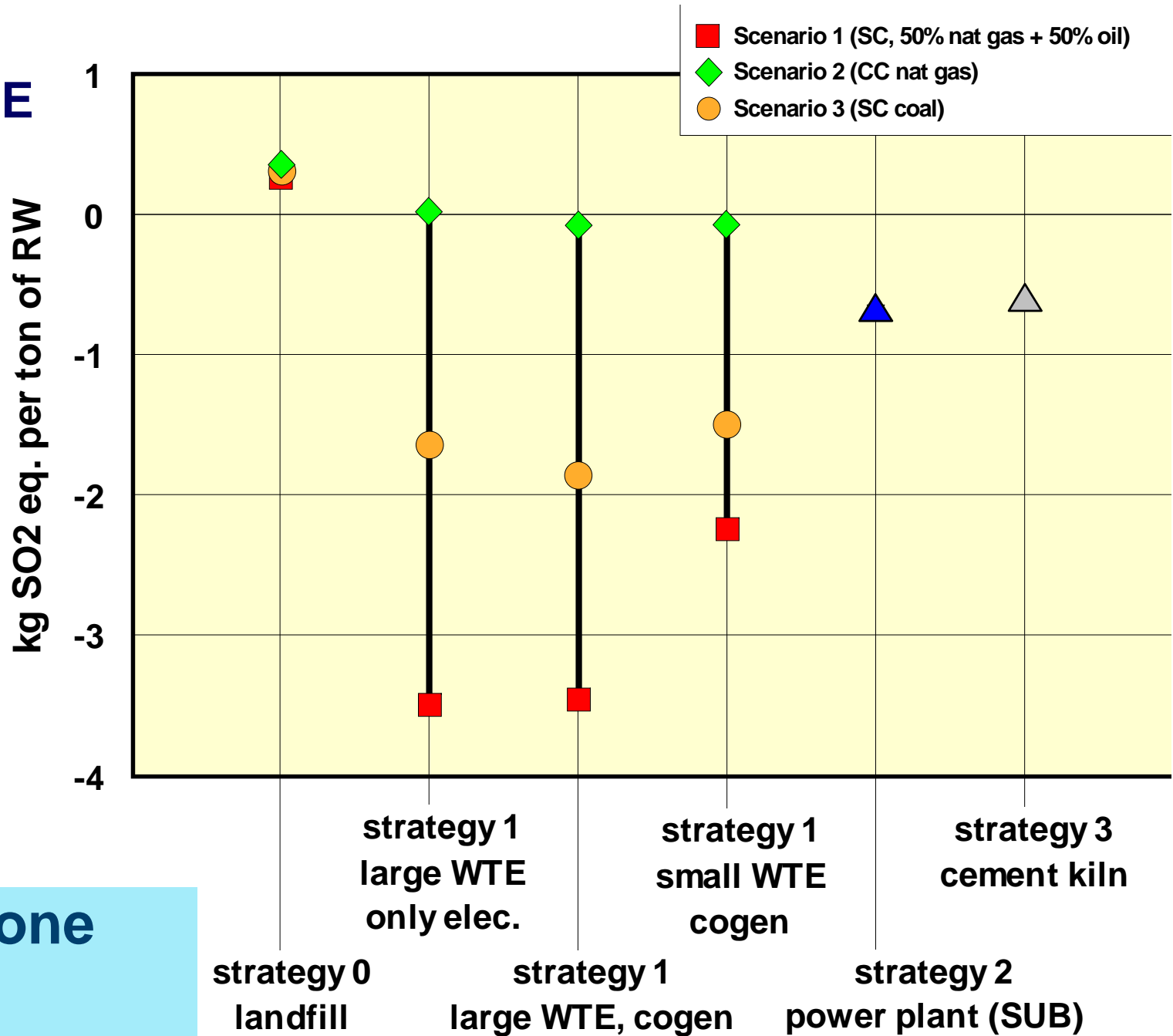
# BILANCIO AMBIENTALE

kg C2H2 eq. per ton of RW



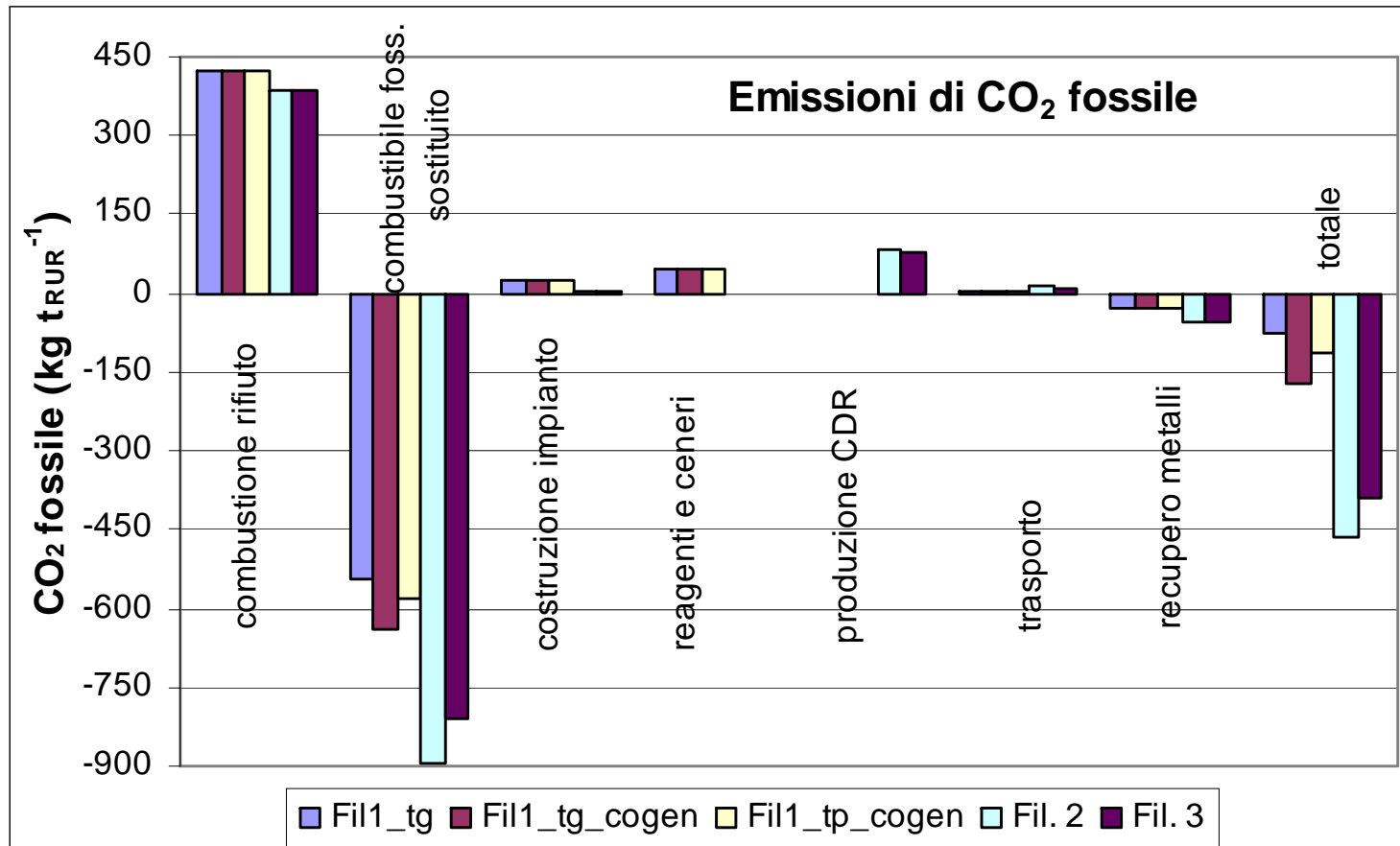
Formazione fotochimica ozono  
Aree basso NOx  
(nord Europa)

# BILANCIO AMBIENTALE



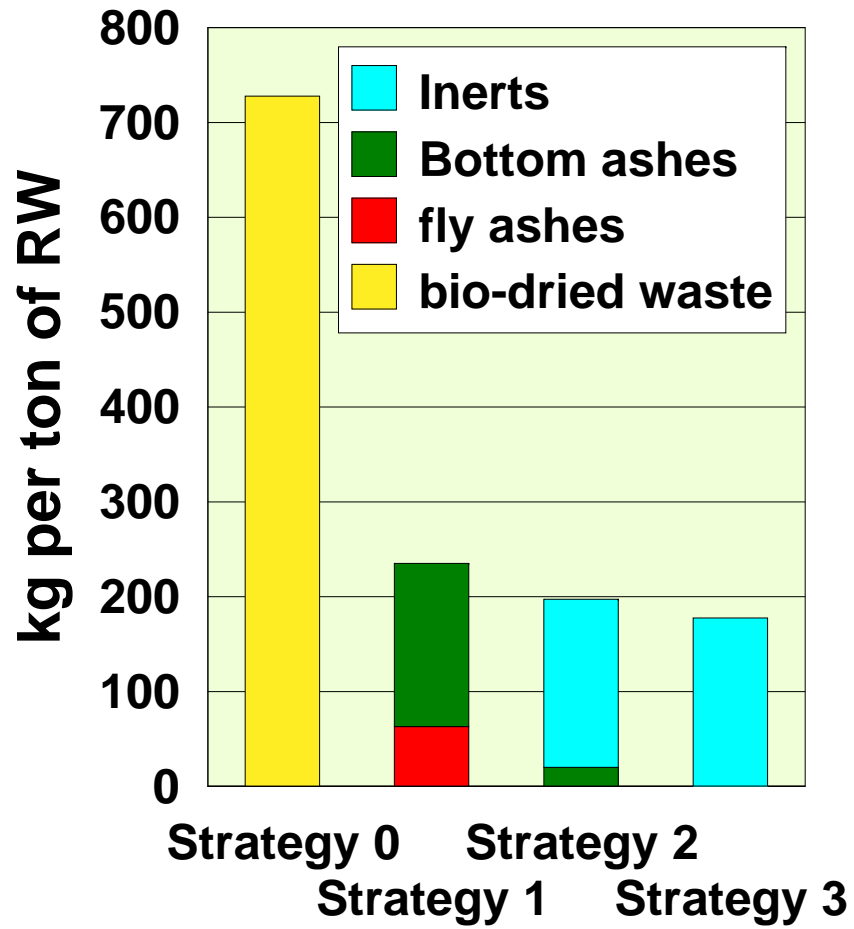
**Acidificazione potenziale**

## Analisi LCA – disaggregazione dei diversi contributi all'emissione di CO<sub>2</sub> fossile

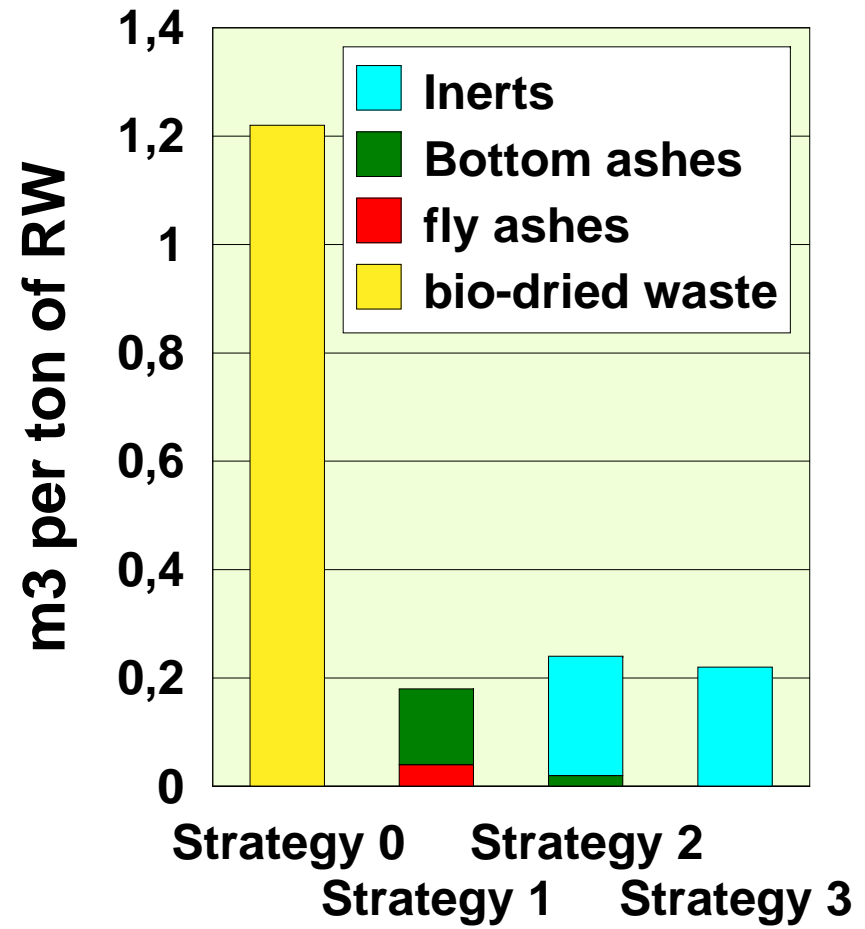


Scenario 1

# Produzione di residui



in massa



in volume

1. Premessa e studio 2002
2. Obiettivi e oggetto dello studio 2003-05
3. Casi di specie per CDR e co-combustione
4. Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento
5. Metodologia e ipotesi di lavoro
6. Scenari di riferimento
7. Bilancio energetico
8. Bilancio ambientale
- 9. Bilancio economico**
10. Potenzialità di applicazione in Italia
11. Considerazioni conclusive

### 1. Costo di produzione del CDR

→ 57 € per tonnellata di RUR (bacino grande e piccolo)

### 2. Costo complessivo Filiera 1

(Ipotesi :  $kWh_{EL}$ : 80 €/MWh;  $kWh_T$ : 30 €/MWh)

#### **bacino grande**

→ 34 € per tonnellata di RUR in assetto solo elettrico

→ 27 € per tonnellata di RUR in assetto cogenerativo

#### **bacino piccolo**

→ 107 € per tonnellata di RUR in assetto solo elettrico

→ 92 € per tonnellata di RUR in assetto cogenerativo

Valore di mercato del CDR per far sì che le **filiera 2 e 3** comportino un costo complessivo equivalente a quello della filiera 1:

→ nel **bacino grande** il CDR deve essere ceduto con un **ricavo** rispettivamente di:

$(57-34)/0,52 = 44$  € per tonnellata (solo elettrico)

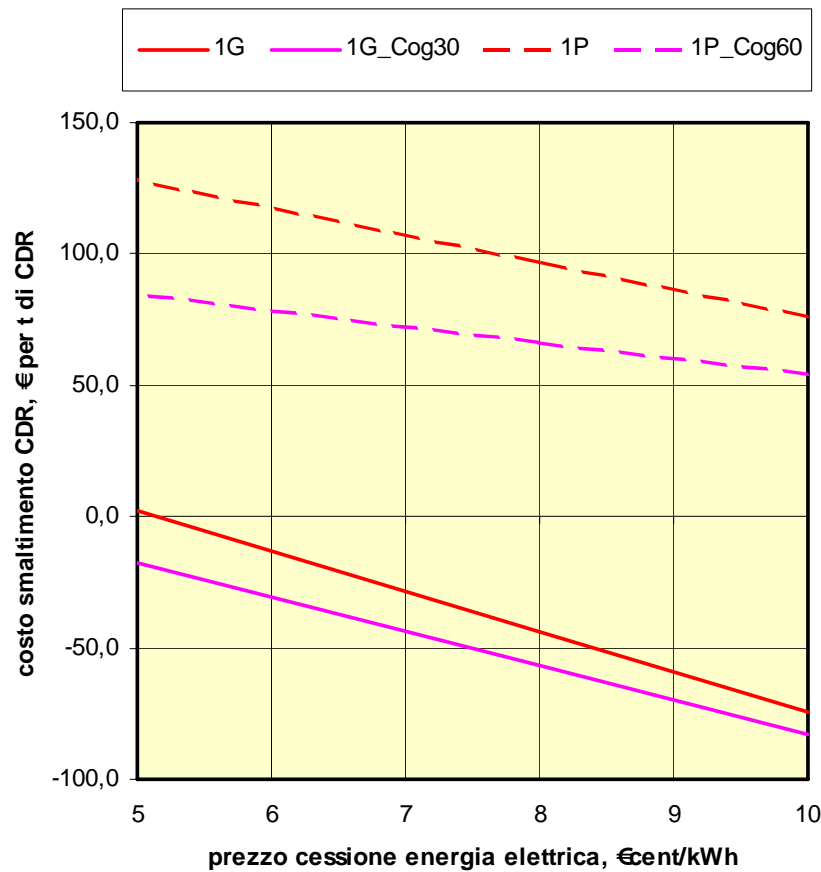
$(57-27)/0,52 = 57$  € per tonnellata (cogenerativo),

dove 0,52 è la resa di produzione del CDR

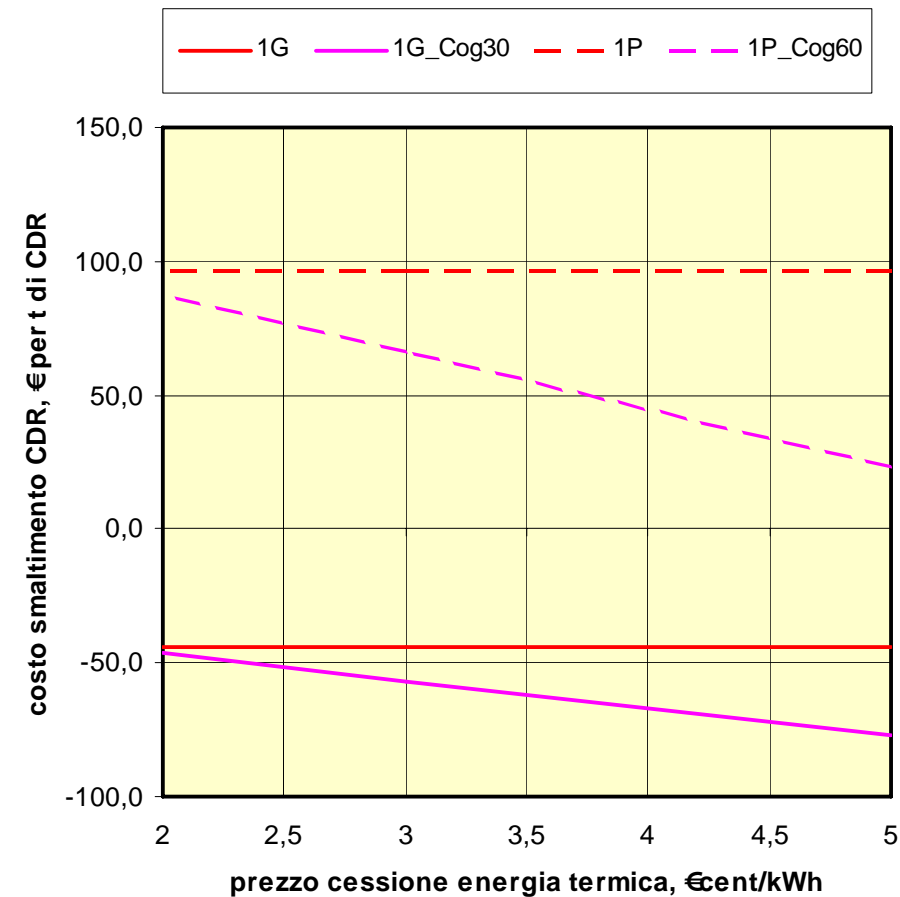
→ nel **bacino piccolo** il CDR può essere conferito pagando una **tariffa di smaltimento** pari rispettivamente a 97 (solo elettrico) o 67 (cogenerativo) € per tonnellata

Per un bacino piccolo risulta preferibile la produzione di CDR ed il suo conferimento in centrale o cementificio, piuttosto che utilizzare un impianto piccolo dedicato

Costo di smaltimento del CDR che consente di uguagliare il costo specifico totale della filiera 1 in funzione della variazione del prezzo di cessione dell'energia elettrica (prezzo di cessione dell'energia termica pari a 3 eurocent/kWh)



Costo di smaltimento del CDR che consente di uguagliare il costo specifico totale della filiera 1 in funzione della variazione del prezzo di cessione dell'energia termica (prezzo di cessione dell'energia elettrica pari a 8 eurocent/kWh)



1. Premessa e studio 2002
2. Obiettivi e oggetto dello studio 2003-05
3. Casi di specie per CDR e co-combustione
4. Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento
5. Metodologia e ipotesi di lavoro
6. Scenari di riferimento
7. Bilancio energetico
8. Bilancio ambientale
9. Bilancio economico
- 10. Potenzialità di applicazione in Italia**
11. Considerazioni conclusive

## Filiera 1

Suddivisione del territorio italiano e potenzialità di applicazione del termoutilizzo diretto del RUR nella realtà italiana

	<b>Gruppo 1</b>	<b>Gruppo 2</b>	<b>Gruppo 3</b>	<b>Totale</b>
Soglia di produzione di RU su base provinciale (t/a)	> 300.000	100.000 – 300.000	< 100.000	
Filiera applicabile	Filiera 1 bacino grande	Filiera 1 bacino piccolo	-	
Produzione annua RU (t/a)	16.941.596	11.622.369	1.231.809	29.795.774
Produzione annua RUR (t/a) <sup>(*)</sup>	11.012.037	7.554.540	800.676	19.367.253
% sul totale RUR	57	39	4	100

(\*) nell'ipotesi di una percentuale di raccolta differenziata costante su tutto il territorio e pari al 35%

## Filiera 2

Centrali termoelettriche alimentate a carbone: situazione attuale e prevista nel breve-medio termine in Italia

Impianto	Società	Potenza efficiente lorda totale [MW]	
		Anno 2004	Anno 2008
Fusina (VE)	Enel	975	975
Porto Marghera (VE)	Enel	140	140
La Spezia (SP)	Enel	600	600
Brindisi Sud (BR)	Enel	2640	2640
Sulcis (CA)	Enel	240	240
Sulcis letto fluido (CA)	Enel	0	340
Monfalcone (GO)	Endesa	335	335
Fiume Santo (SS)	Endesa	640	640
Vado Ligure (SV)	Interpower	640	640
Brindisi Nord (BR)	Edipower	1280	960
Torrevaldaliga Nord (RM)	Enel	0	1980
<b>TOTALE</b>		<b>7490</b>	<b>7510</b>

## Filiera 2

### **Ipotesi adottate**

- il rendimento elettrico netto di tutte le centrali sia pari al 36,6%
- le ore annue di funzionamento siano 7400
- al 2008 la totalità delle centrali SUB in funzione sia idonea alla co-combustione del CDR (centrali ambientalizzate)
- percentuale di sostituzione termica: 5 – 10%

### **Potenzialità teorica di utilizzo del CDR**

**→ 1,6 – 3,2 milioni di tonnellate all'anno di CDR (pari al 15 – 31% dell'esigenza totale di smaltimento del RUR)**

## Filiera 3

### **Ipotesi adottate**

- produzione annua di cemento: 43,5 milioni di tonnellate (2003)
- rapporto clinker/cemento: 0,72
- percentuale forni idonei (BAT): 60%
- sostituzione termica media: 10 – 20%

### **Potenzialità teorica di utilizzo del CDR**

**→ 0,7 – 1,3 milioni di tonnellate all'anno di CDR (pari al 3,3 – 6,7% dell'esigenza totale di smaltimento del RUR)**

## Quadro riassuntivo

	Quantità di RUR/CDR al recupero energetico	RUR corrispondente		Residui da collocare in discarica
	t a <sup>-1</sup>	t a <sup>-1</sup>	%	t a <sup>-1</sup>
Filiera 1, grande	11.000.000 <sup>(1)</sup>	11.000.000	57	2.600.000
Filiera 1, piccola	7.500.000 <sup>(2)</sup>	7.500.000	39	1.800.000
Filiera 2 (centrale)	1.600.000 – 3.200.000 <sup>(3)</sup>	3.050.000 – 6.100.000	15 – 31	600.000 – 1.200.000
Filiera 3 (cementificio)	350.000 – 700.000 <sup>(4)</sup>	670.000 – 1.330.000	3,3 – 6,7	120.000 – 240.000

(1) corrispondente al RUR delle province dove la produzione di rifiuti è maggiore di 300.000 t a<sup>-1</sup>

(2) corrispondente al RUR delle province dove la produzione di rifiuti è compresa tra 100.000 e 300.000 t a<sup>-1</sup>

(3) calcolato sulla base della potenzialità installata di centrali a carbone SUB, nell'ipotesi di sostituzione termica compresa tra il 5 e il 10%, con il 100% di impianti idonei alla co-combustione (trattamento spinto dei prodotti di combustione con, almeno, deNOx catalitico, elettrofiltro, desolforatore)

(4) calcolato nell'ipotesi di sostituzione termica compresa tra il 10 e il 20%, con il 60% di impianti idonei alla co-combustione

1. Premessa e studio 2002
2. Obiettivi e oggetto dello studio 2003-05
3. Casi di specie per CDR e co-combustione
4. Tecnologie di riferimento e filiere di trattamento
5. Metodologia e ipotesi di lavoro
6. Scenari di riferimento
7. Bilancio energetico
8. Bilancio ambientale
9. Bilancio economico
10. Potenzialità di applicazione in Italia
- 11. Considerazioni conclusive**

## Osservazioni generali

- **Nessuna delle filiere esaminate risulta sistematicamente preferibile per tutti gli aspetti energetici ed ambientali valutati. Il risultato complessivo è articolato in elementi vantaggiosi e svantaggiosi per ognuna delle filiere.**
- **I risultati derivano da una base di dati non molto robusta e sono da intendersi preliminari e suscettibili di essere affinati dalla prosecuzione delle campagne sperimentali condotte negli impianti di riferimento.**

### Prestazioni energetiche

Dal punto di vista dell'energia primaria risparmiata:

Nel caso dello:

- **scenario 1** (confronto con **ciclo a vapore** per il **50% a gas** e per il **50 %olio combustibile** e **caldaie domestiche a gasolio**)
- **scenario 3** (confronto con **ciclo a vapore a carbone** e **caldaie domestiche a gasolio**):
  - la termoutilizzazione con cogenerazione è preferibile rispetto alla co-combustione, sia essa in centrale o in cementificio;
  - la termoutilizzazione con sola produzione di elettricità in impianti grandi è quasi equivalente alla co-combustione, sia essa in centrale o in cementificio
- **scenario 2** (il termoutilizzatore si confronta con centrali a ciclo combinato a gas naturale e caldaie domestiche a gas):

la co-combustione è in ogni caso l'opzione più interessante;  
solo la termoutilizzazione cogenerativa con impianto piccolo si avvicina alle prestazioni della co-combustione

## Prestazioni energetiche

Dal punto di vista dell'**energia primaria risparmiata**:

Nel caso dello **scenario 1** e dello **scenario 3**:

- la termoutilizzazione con cogenerazione è preferibile rispetto alla co-combustione, sia essa in centrale o in cementificio;
- la termoutilizzazione con sola produzione di elettricità in impianti grandi è quasi equivalente alla co-combustione, sia essa in centrale o in cementificio.

Nel caso dello **scenario 2** (il termoutilizzatore si confronta con centrali a ciclo combinato a gas naturale), la co-combustione diventa l'opzione più interessante; solo la termoutilizzazione cogenerativa con impianto piccolo si avvicina alle prestazioni della co-combustione.

### Prestazioni energetiche

Dal punto di vista della **produzione di elettricità**:

- l'impiego di CDR in co-combustione in centrali a vapore subcritiche, come quelle oggi operanti in Italia, è circa equivalente all'impiego diretto del RUR in termoutilizzatori di grande taglia;
- l'impiego di CDR in co-combustione in centrali a vapore subcritiche è nettamente preferibile all'impiego diretto del RUR in termoutilizzatori di piccola taglia;
- l'impiego di CDR in co-combustione in centrali a vapore ultra-supercritiche è preferibile all'impiego diretto del RUR nei termoutilizzatori; in Italia tuttavia, non solo non è al momento in funzione alcuna centrale a vapore ultra-supercritica con le prestazioni qui ipotizzate, ma anche dopo l'entrata in funzione della costruenda centrale di Civitavecchia, il suo funzionamento con CDR appare molto remoto.

## Studio 2005 - Impianti NON dedicati: Conclusioni

### Prestazioni ambientali

- Dal punto di vista dell'**effetto serra**, le filiere di co-combustione risultano essere sempre migliori; nel solo caso dello scenario 3 il termoutilizzo con cogenerazione in impianti di grande taglia mostra un risultato confrontabile a queste;
- il **potenziale di formazione fotochimica di ozono** delle filiere di termoutilizzo risulta essere sempre più favorevole di quello delle filiere di co-combustione;  
nel caso dello scenario 2 le filiere con co-combustione sono preferibili alla termoutilizzazione.

**il fabbisogno di volumi di discarica** per lo smaltimento di tutti i residui è pressoché equivalente per le filiere di termoutilizzo e di co-combustione, con valori leggermente più bassi per la filiera 1

Per gli altri parametri (**tossicità e acidificazione**), l'esito del confronto tra le filiere considerate varia in modo significativo con lo scenario di riferimento: nel caso dello scenario 1 e dello scenario 3 tutte le filiere di termoutilizzo sono preferibili a quelle della co-combustione;

### Considerazioni economiche

- Dal punto di vista economico, per poter competere con il termoutilizzatore di **grande taglia** la co-combustione richiede necessariamente che il gestore della centrale o del cementificio riconosca un corrispettivo al fornitore di CDR, ovvero che **al CDR sia riconosciuto un valore di mercato positivo** – che alle condizioni attuali di cessione dell'elettricità e del calore può essere dell'ordine di 40 – 60 € per tonnellata di CDR.
- Invece, per competere con il termoutilizzatore di **piccola taglia** il gestore dell'impianto di produzione di CDR può permettersi di riconoscere un corrispettivo al soggetto che lo utilizza (centrale o cementificio), ovvero **al CDR é riconosciuto un valore di mercato negativo**, che alle condizioni attuali di cessione dell'elettricità e del calore può essere dell'ordine di 60-100 € per tonnellata di CDR

**Per un bacino piccolo risulta preferibile la produzione di CDR, da conferire ad una centrale o cementificio, ad un impianto di termoutilizzo piccolo dedicato**

## Studio 2005 - Impianti NON dedicati: Conclusioni

### Altre considerazioni

1. la **potenzialità complessiva** di applicazione della **co-combustione** nella realtà italiana è compresa tra il **18 e il 38% circa di tutto l'RUR** generato. Si tratta in realtà di una potenzialità teorica che molto difficilmente potrà dispiegarsi al completo a breve e medio termine con un ruolo strategico. Sarà invece possibile ottenere **apprezzabili risultati in contesti particolarmente favoriti localmente dalla domanda e dall'offerta di CDR**.
2. La **pratica della co-combustione** rispetto all'impiego di impianti dedicati è **meno consolidata**, soprattutto per CDR derivante da RUR. In particolar modo per il caso della centrale, è necessaria un'esperienza operativa pluriennale per confermarne la fattibilità.
3. A differenza della co-combustione, la **termoutilizzazione comporta l'aumento della potenza installata del parco elettrico nazionale**. Volendo confrontare le diverse strategie a parità di potenza elettrica installata, per le filiere di co-combustione in centrale bisognerebbe considerare anche le emissioni indirette associate alla costruzione di una centrale aggiuntiva che produca una quantità di energia elettrica pari a quella prodotta dal termoutilizzatore della filiera 1

Altre considerazioni

**Si ritiene che in ogni caso la pratica della co-combustione debba essere soggetta quantomeno ai seguenti vincoli:**

- 1. impianti di produzione di cemento equipaggiati secondo le BAT del settore;**
- 2. centrali a carbone dotate di trattamento fumi spinto (deNOx catalitico, elettrofiltro, desolforatore);**
- 3. monitoraggio in continuo del mercurio al camino (come avviene in numerosi impianti di co-combustione in Germania);**
- 4. disponibilità dei gestori degli impianti (centrali termoelettriche e cementifici) alla stipula di contratti di lungo termine per la fornitura di CDR;**
- 5. valutazione delle problematiche gestionali di lungo periodo.**

Gli autori ringraziano FEDERAMBIENTE per il sostegno finanziario e la costruttiva collaborazione.

Si ringraziano inoltre le seguenti persone, che hanno fornito utili contributi allo studio in termini di fornitura dei dati e di confronto sugli aspetti tecnici:

ing. Teardo (VESTA SpA)

ing. Paoli (Ladurner)

ingg. Barbieri e Martinelli (ENEL Fusina)

dott. Zucchelli e ing. Zanotta (Pirelli Ambiente)

dott.ssa Berta (ACSR)

ingg. Arecco, Ferrero e Schininà (Buzzi-Unicem)

ingg. Glorius e Peters (RWE)

ingg. Schmidl e Scur (Readymix)

ing. Barbagli (Holcim Cementi SpA)

Alla definizione e all'organizzazione delle visite hanno contribuito ing. V. Cipriano di Federambiente e ing. P. Ferasin di TEAM Engineering (Zurigo).