



European Biomass Industry Association

Status of Bioenergy activities worldwide

Giuliano Grassi, European Biomass Industry Association

5 September 2013



General World Context.

Source: MIT, 2012

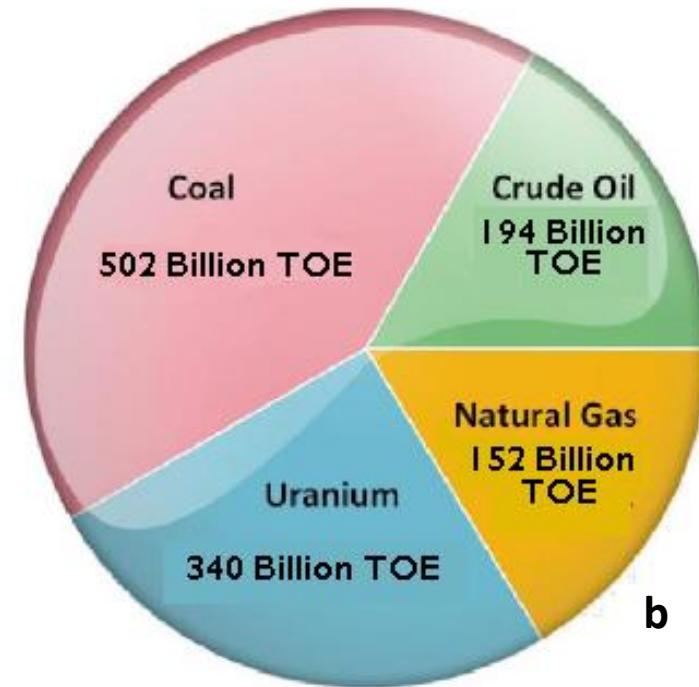
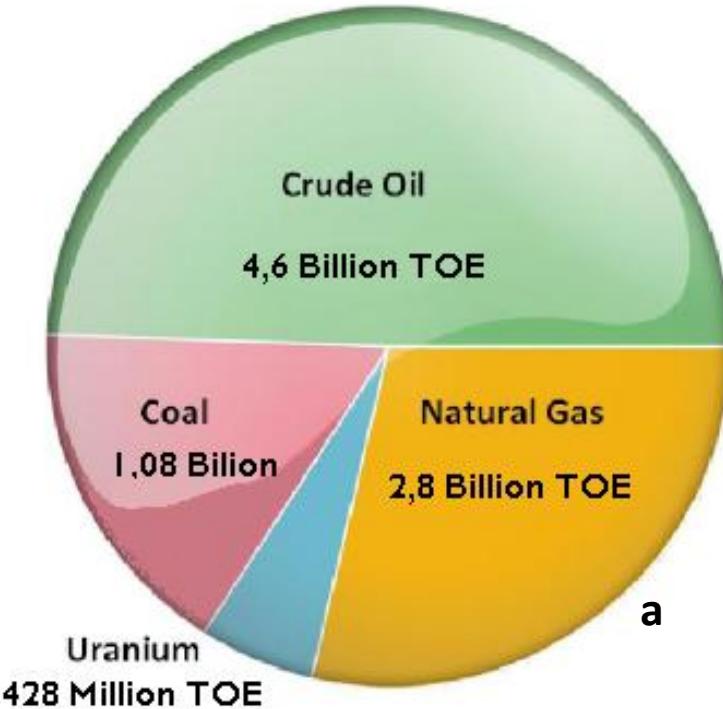
INDICATORS	2010	2020	2030	2040	2050
GDP Growth (% / yr)	1,9	2,7	2,9	2,5	2,6
Population (millions)	6.895	7.655	8.320	8.873	9.305

YEAR	2010	2020	2030	2040	2050
VEHICLES (millions)	808	1003	1202	1384	1603

GHG EMISSIONS	2010	2020	2030	2040	2050
CO2 Billion t	38,8	45,7	52	57,4	60,9
CH4 (Mt)	397,5	396,9	640,8	678,3	713
N2O (Mt)	11,41	11,21	14,48	16,35	18,36

LAND USE (Mha)	2010	2020	2030	2040	2050
Cropland	1808,4	2003,9	2239,5	2463,6	2659,9
Pasture	2800,3	2798,8	2730,3	2680,1	2631
Natural grassland	665,9	594,7	560,7	534,9	524,2
Natural & managed forests	4806,6	4649,3	4505,3	4369,5	4240,8
Other	2997	2997	2997	2997	2997
TOTAL	13.121	13.119	13.116	13.115	13.114

Worlds total consumption (a) and estimated total reserves (b) of Oil, Natural Gas, Coal and Uranium

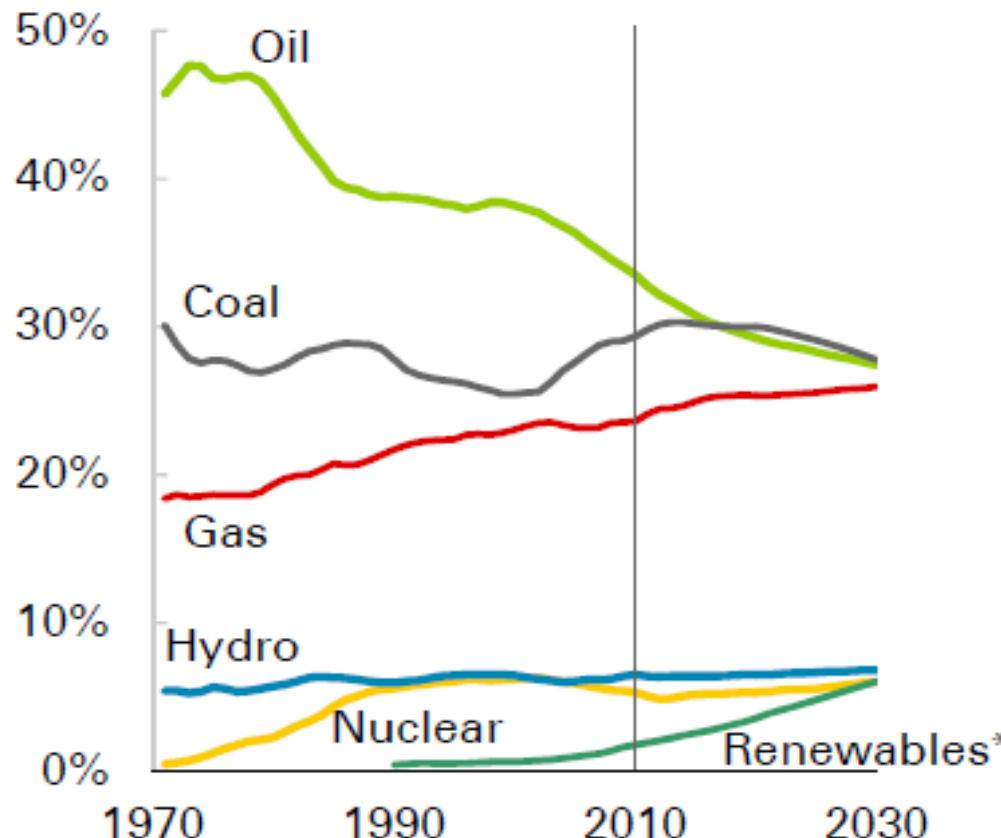


Source: BP Statistical Review of World Energy June 2012 Adapted by EUBIA

Non conventional oil and gas resources recently identified must be considered:

- Oil from sands: huge new resources (i.e. Texas)
- Nat. Gas from rocks: $470 \times 10^{12} \text{ m}^3$
- Methane-hydrate: $100 - 500 \times 10^{12} \text{ m}^3$

History of energy sources consumption (1970-2010). Estimation for next 20 years. Source BP.com



+5.4 %

Growth in coal consumption,
fastest among fossil fuels.

-4.3 %

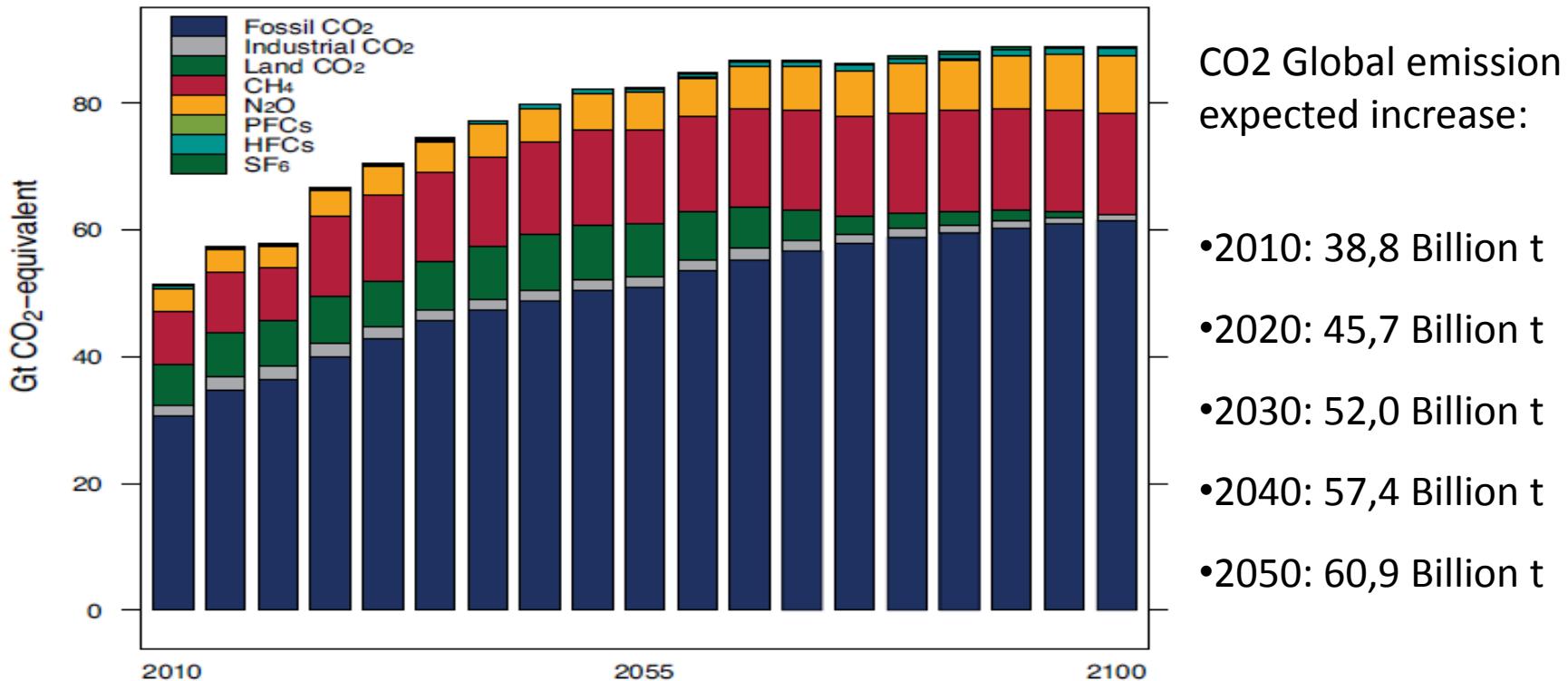
Decline in global nuclear output,
the largest on record.

2.1 %

Share of renewables in global
energy consumption.

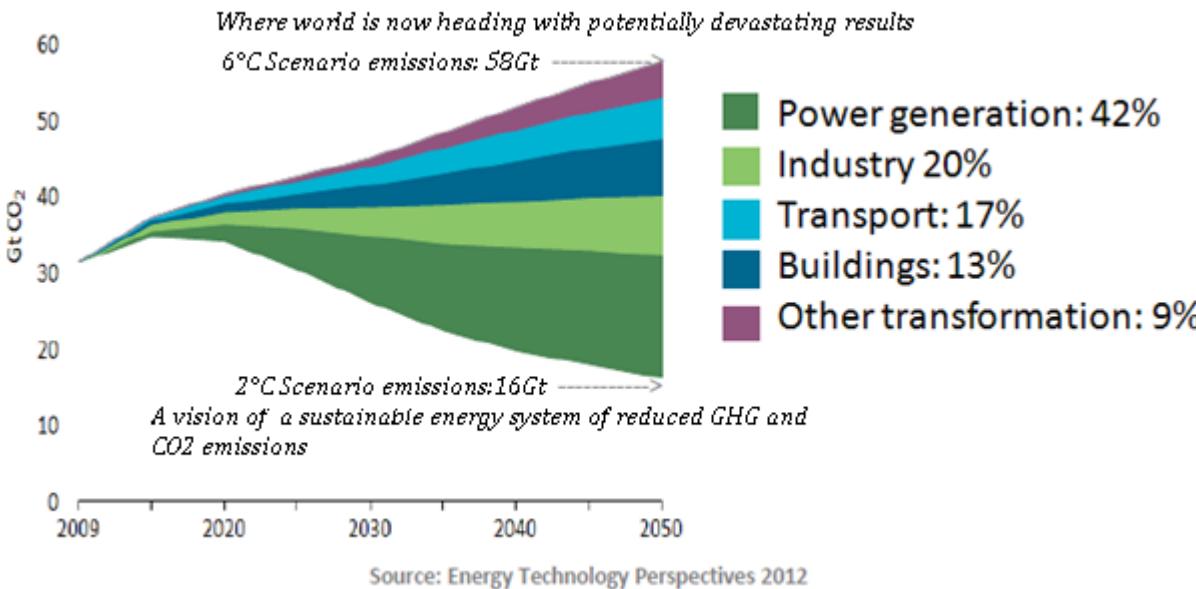
Global expected Greenhouse Gas Emissions.

Source:MIT



GHG EMISSIONS	2010	2020	2030	2040	2050
CH4 (Mt)	397,5	396,9	640,8	678,3	713
N2O (Mt)	11,41	11,21	14,48	16,35	18,36

The Key role of Biomass in a low carbon future energy market

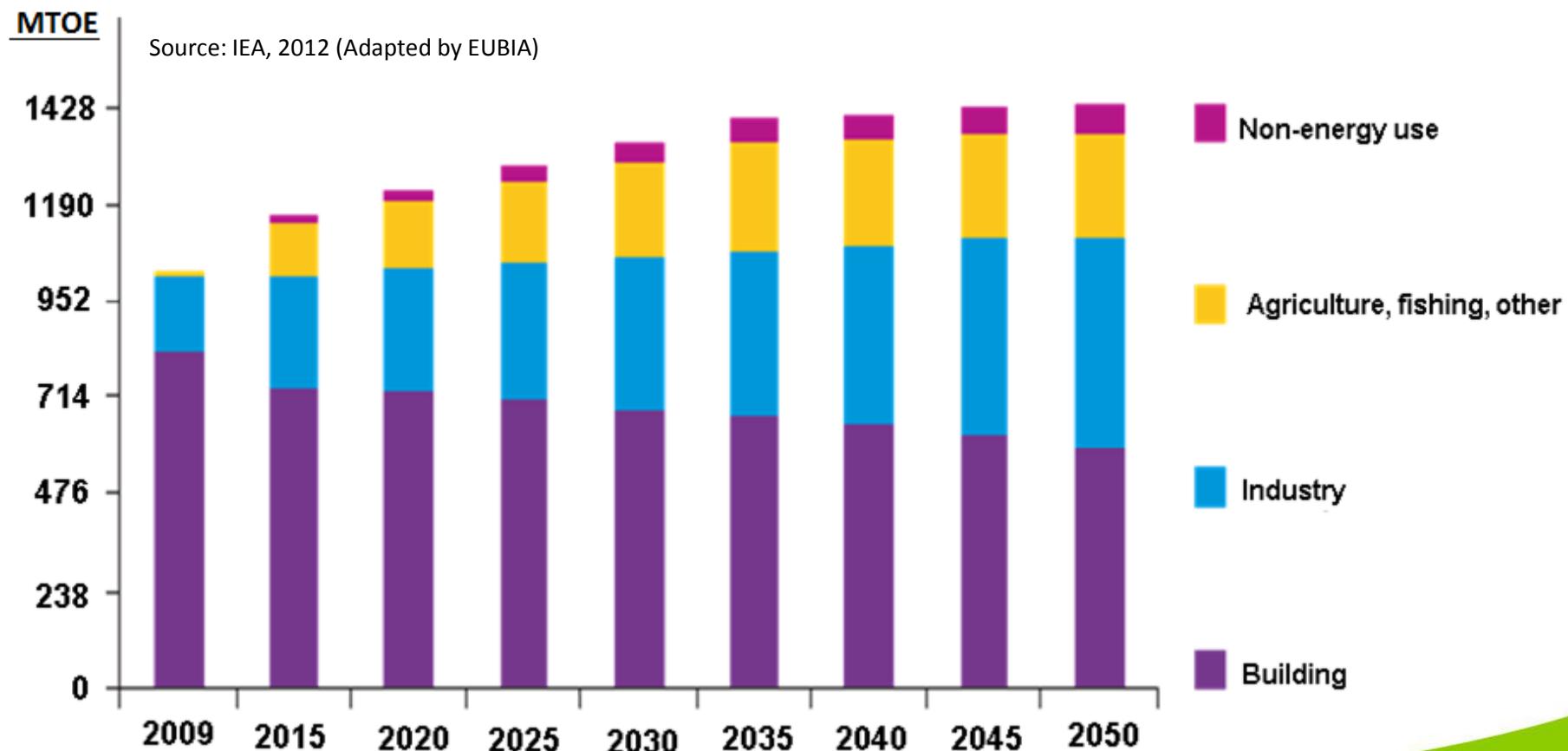


Bioenergy technologies	Emissions reduction in 2050
Bioenergy power	1.0 Gt CO ₂ -eq
Bio-power + CCS	0.3 Gt CO ₂ -eq
Bioenergy heat (industry)	0.5 Gt CO ₂ -eq
Bioenergy heat (buildings)	0.1 Gt CO ₂ -eq
Biofuels	2.1 Gt CO ₂ -eq
Total	4.1 Gt CO₂-eq

The target of 16 Gt CO₂ emission established for 2050 will require a 42 Gt CO₂ annual emissions reduction by 2050 through CO₂-price and strong support policies

Total renewables contribution to the 2CS reduction is estimated to be 21%. Biomass is the only renewable energy source that can make a contribution in all sectors, providing around 10% of total CO₂ emissions reduction!

Roadmap vision of world final bioenergy consumption in different sectors.



The key role of biomass as oil substitute in future energy market

Conventional fuel, in addition to a limited availability, have so an high impact on environment health. **In addition, now its price is higher than the past years.**

- The breakeven price of the major world oil producers (S.Arabia/Emirates/Oman-Russia-Venezuela) are respectively:

87 \$/bbl - 115 \$/bbl - 87\$/bbl assumed to balance the country budget.

- The considerable production of Oil from sands (Canada), which is now 3,2 million bbl/d and is espected to increase untill 4,7 million bbl/d by 2020, has an actual production cost of about 90 \$/bbl

Bioenergy & bioproducts production can become competitive at a price of 100 \$/bbl

Biomass has a capacity of penetration of numerous sectorial markets (Heat, power, transport, chemicals) with:

1. A potential substitution of many of the 73,000 products now derived from fossil fuels
2. New employments increase = 1 job for 400-500 ton of biomass).
3. Diversification and increase of incomes for farmers

Future perspectives. Biomass availability and environmental challenges

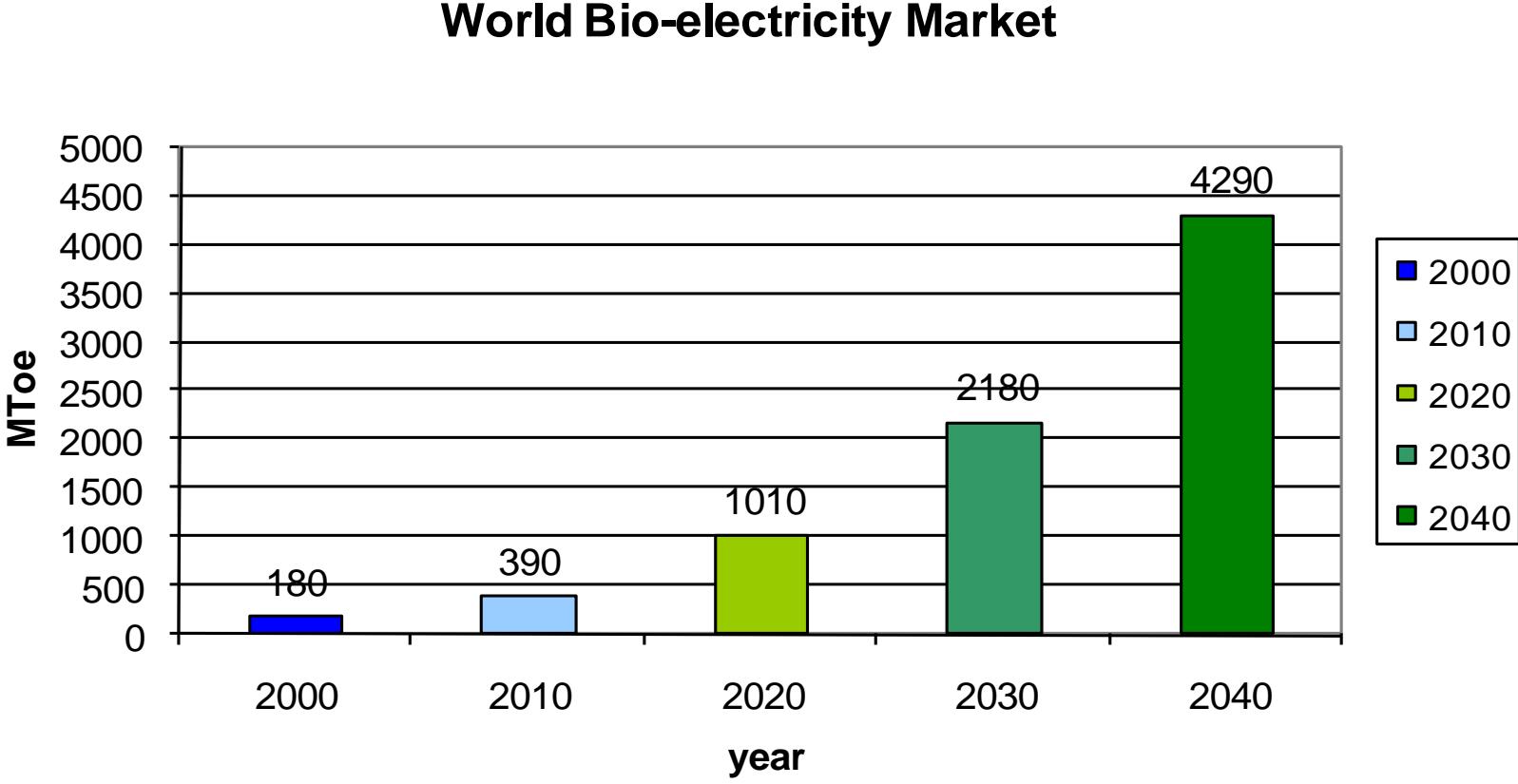
Estimated global energy potential of biomass expected from 2020 and 2050:

Year forecast	World potential
2020	2 Billion TOE/y
2030	4,2 Billion TOE/y
2050	10,4 Billion TOE/y

Estimated available land for biomass production in 2050

Land management	Now (Billion ha)	2050 (Billion ha)
Total Crop Land	1.8	2.65 (9,3 Billion people)
Forest Natural + managed Land	4.8	4,24
Pasture & grass land	3,46	3,1
Others (desert, palude...)	3	3

SECTORAL MARKETS FORECAST



WORLD BIOMASS SOURCES. General context

As defined above, there are several biomass sources depending on land use.

1. Forests:

- **Natural (wood residues, etc..)**
- **Managed (Short rotation plantations (Willow, Poplar, wood for paper))**

2. Crop lands:

- **Food dedicated crops: Considerable amounts of residues (straw)**
- **Biofuels dedicated crops: Sugarcane, S. Sorghum, Rapeseed, Sunflower,...**

3. Pasture and grass land. **Mixed with manure in anaerobic digesters**

4. Food and agricultural organic wastes: **Feedstock with great moisture content as manure, sludge, etc..**

5. Peat Lands: some countries consider these source of long scale renewable biomass

6. Water ponds and sea: **Microalgae, Seaweed, other water plants (water hyacinth, etc..)**

Biomass resources valorization Technologies



Solid biomass



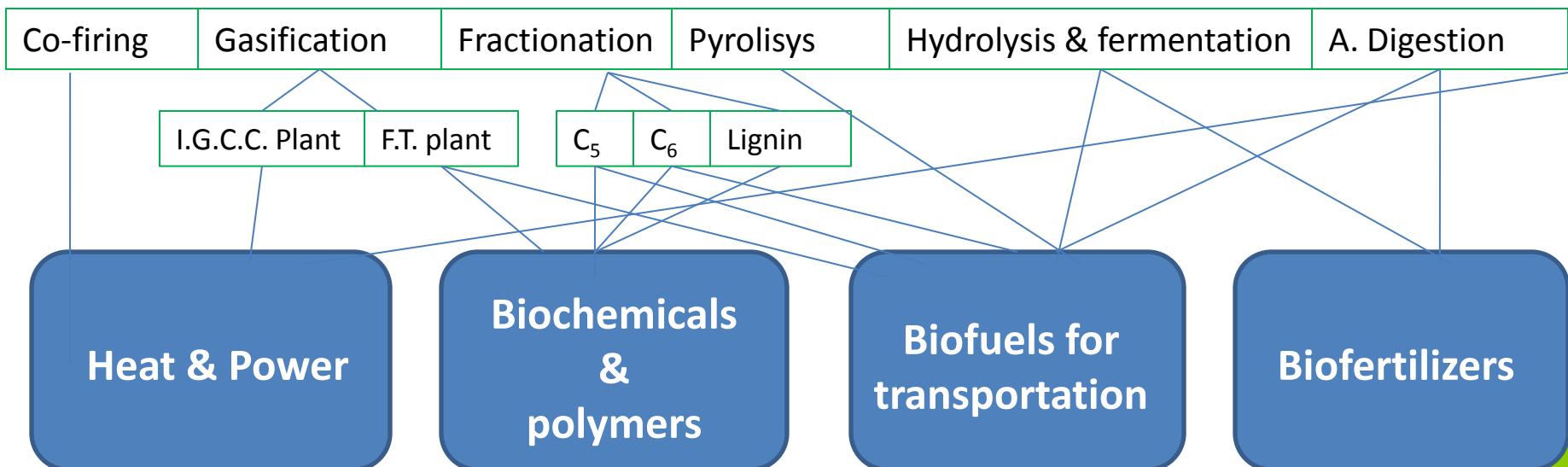
Starch & Oil crops



Micro & Macro-Algae



Organic wastes





European Biomass Industry Association

SIGNIFICATIVE COMMERCIAL BIOENERGY ACTIVITIES AT WORLD LEVEL

Bioethanol:	90 million/year
Biodiesel:	35 million m³/y vegetable oil
Bioelectricity:	400 TWhe /year (Total: 20,000 TWhe/y)
Heating with pellets:	15 million ton/y
Biogas production:	8,3 million TOE/y
Charcoal (p.i.g. iron production):	30 million m³/y

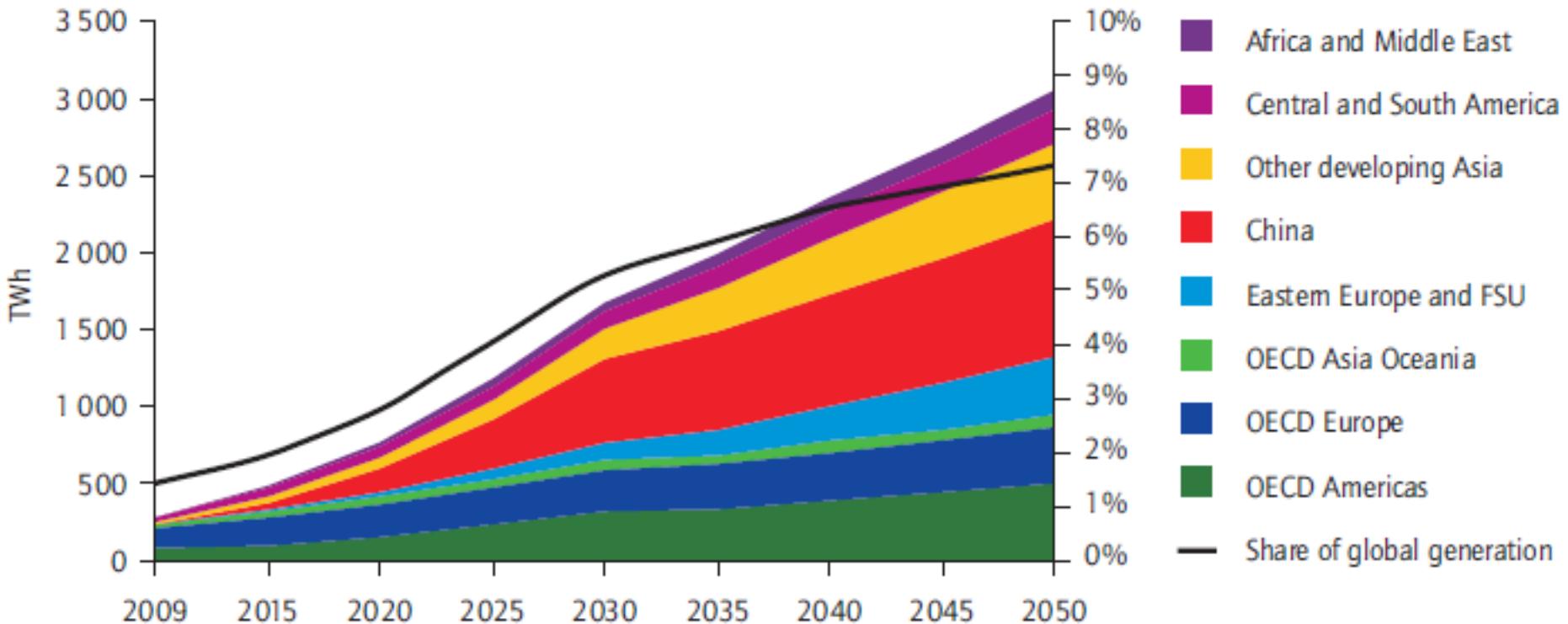
The total of this energy utilization represents only the 1.5% of the total present world final energy consumption



BIOMASS FOR ELECTRICITY GENERATION

**Commercial technologies, current development in World
regions and future market perspectives**

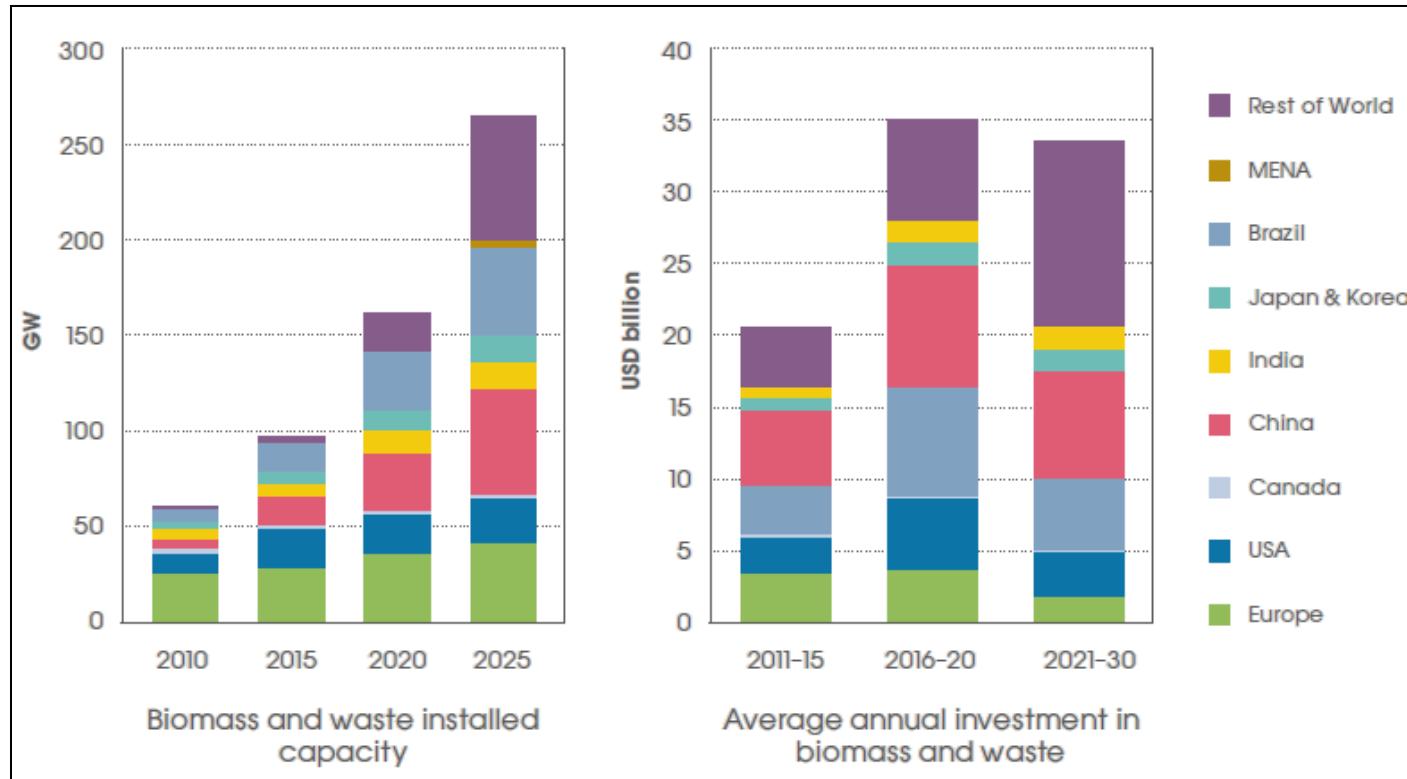
Biomass for Electricity. Commercial technologies and future market perspectives



Bio-electricity generation expected growth in different world regions. The share of renewable electricity will increase from 19% in 2009 to 50-60% in 2050.

**Bioenergy Share in total electricity generation increases from
1.5% today, to 7.5% in 2050**

Biomass for Electricity. Commercial technologies and future market perspectives



Global Biomass and waste installed capacity and annual investment per country. Source: IRENA 2012

The total capacity of proposed biomass power generation projects that are either under construction or have secured financing and will be completed by 2013 is 10 GW. 87% are for combustion technologies, (BNEF, 2011).

Biomass for Electricity. Commercial technologies and future market perspectives

Bioelectricity is expected to have a constant growth in the next years and represents one of the most promising market for biomass sector.

Among the different technologies, co-firing is the most developed at commercial scale. Followed by stoker boiler combustion and Anaerobic digestion CHP plants.

Power Technology	Investment cost USD/kWe
Stoker Boiler	1880-4260
Bubbling and circulating fluidised boilers	2170-4500
Fixed and fluidised bed gasifiers	2140-5700
Stokers CHP	3550-6820
Gasifiers CHP	5570-6545
Landfill gas	1917-2436
Anaerobic digestion	2574-6104
Co-firing	140-850

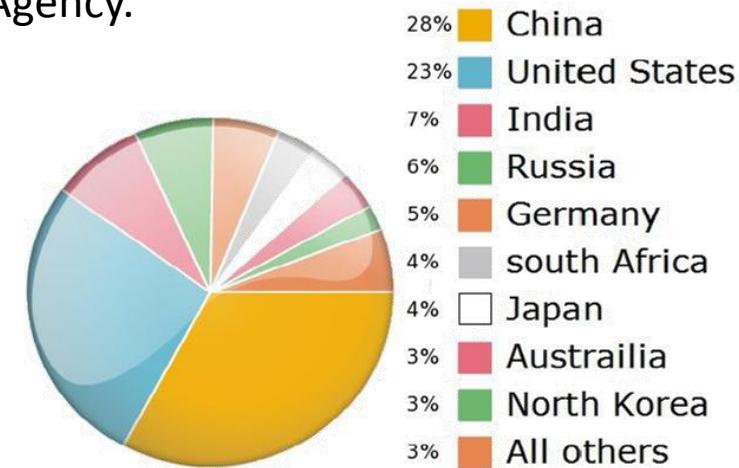
Biomass Co-firing & combustion competitiveness is limited by the feedstock cost, as wood pellets cost is still too high compared to coal or Nat. Gas.

Bioelectricity Market. Co-Firing future market perspectives

Investments in different forms will be needed to achieve a total bioenergy electricity capacity of 575 GW in 2050 as defined by International Energy Agency.

Global investment volumes sum up to USD 290 billion during 2010-30.

The highest absolute investments during this period will be required to refit coal-fired plants for higher co-firing rates in China, OECD Americas, as these countries are consuming alone the 61% of the global coal consumption.



Coal global consumption →

2010: 2.6 billion TOE/y (3,710 power plants)

2020: 2.9 billion TOE/y (4,215 power plants)

Co-combustion of biomass with coal is the most efficient way for bioelectricity production. A world-wide pellets co-firing activity will require.

T. of biomass for co-firing →

20% of biomass = 1,5 billion tons pellets/y

40% of biomass = 3,0 billion tons pellets/y

Biopower generation target for next decades. Investment estimation (Billion USD).

Region	2010-20	2021-30	2031-50
OECD Europe	21	8	22
OECD Americas	13	11	20
OECD Asia Oceania	4	6	6
Africa and Middle East	7	3	7
China	39	99	54
India	14	8	10
Central and South America	16	5	17
Other developing Asia	12	15	52
Eastern Europe and FSU	3	6	15
World	130	160	202

Note: Numbers might not add up due to rounding.

Investment needs in Billion USD in bioelectricity generation capacity, including co-firing, in different world regions

Agropellets in Large Co-Firing power plants

With this huge amount of solid biomass demand and the expected increase within the next 20 years, utilization of agropellets must be considered for fuelling both co-firing and full biomass power plants. Many trials have confirmed the possibility of pelletizing a very wide range of biomass mixtures even with peat and mineral coal powder.

In the present absence of international agreed standards for pellets Utilities adopt specific criteria as i.e. The Italian Utility ENEL uses the following formula for acceptance of a given quality (type) of Biomass for Co-firing to avoid also corrosion problems:

$$\text{IR (Index of risk)} = \text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}/\text{LHV} < 0,35 \text{ kg/kj}$$

$\text{Na}_2\text{O} : 20\text{kg/t ashes}$

$\text{K}_2\text{O} : 150\text{kg/t ashes}$

Here below typical values of the I.R

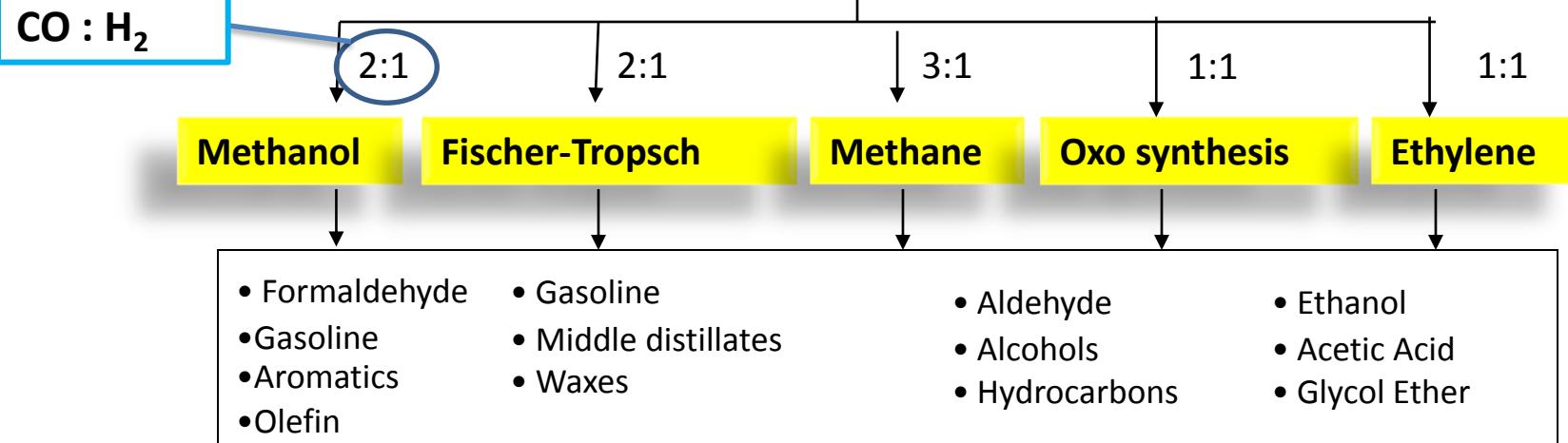
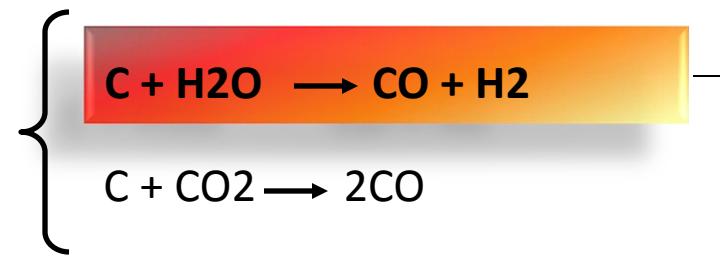
Type of residue	LHV	Index of risk
Forestry residues	2,500 Kcal/kg	0,12
Straw	1,8-3,500 Kcal/kg	0,7

Typical fuel characteristics for Co-Firing operation:

	LVH	Density(Bulk)	Volumetric Energy
Chips	10-10.5 MJ/Kg	250-350 kg/m3	2.6-3.6 GJ/m3
Coal	25-29 MJ/Kg	800-900 kg/m3	20-26 GJ/m3
Agro-pellet	15,7MJ /Kg	~700 kg/m3	~11 GJ/m3
Torrif. AP.	20,9 MJ/Kg	~800 Kg 1m3	~16, GJ/m3

Bio-power Generation growing technology: Biomass Gasification

Gasification:
endothermic reaction with
carbon and steam/CO₂



Unfortunately synthesis-gas from wood contains **tars** (mixture of hydrocarbon compounds) and traces of HCl, HF, NH₃ and alkaline metals; their concentration depends on nature of biomass and type of reactor.

Tar gas-cleaning cannot yet be considered a solved problem !

GASIFICATION AND SYN-GAS PRODUCTION

Gasification of conventional fuels (mainly coal) has reached a considerable volume worldwide, 70,800 MWth/ year, and is now expected to grow up to 131,000 MWth by 2016 (58 new plants).

Shell is the dominating Organization followed by G.E., Sasol, Lurgi, etc..

The present gasification markets are:

- Production of Chemicals dominate the total gasification outputs: **35%**
- Fisher-Tropsch Liquid fuels: **13%**
- **Electric Power generation by I.G.C.C. plants: 38%**
- Synthetic Natural Gas production: **14%**

MAJOR WORLD SYNGAS PRODUCING COUNTRIES:

China: Dominates market. 29% of world capacity and 56 operating plants (coal)

North America: Capacity of 34,450 MWth (10% of world total). Largest planned capacity increase (27 plants in 2016) utilising coal, natural gas, for the production of chemicals, power, fertilizers(ammonia), Nat.Gas

Central-south America: 648 MWth syngas capacity (1%) in S. Domingo for chemicals and gaseous fuel production

Asia-Australia: Syngas capacity of 20,810 MWth

Europe: 11,422 MWth of capacity (6%). **42** operating plants:

5 petroleum

3 coal IGCC plants

25 chemicals (Nat. Gas)

9 Biomass/waste

Africa/Middle East: 25,138 Syngas capacity (36%)

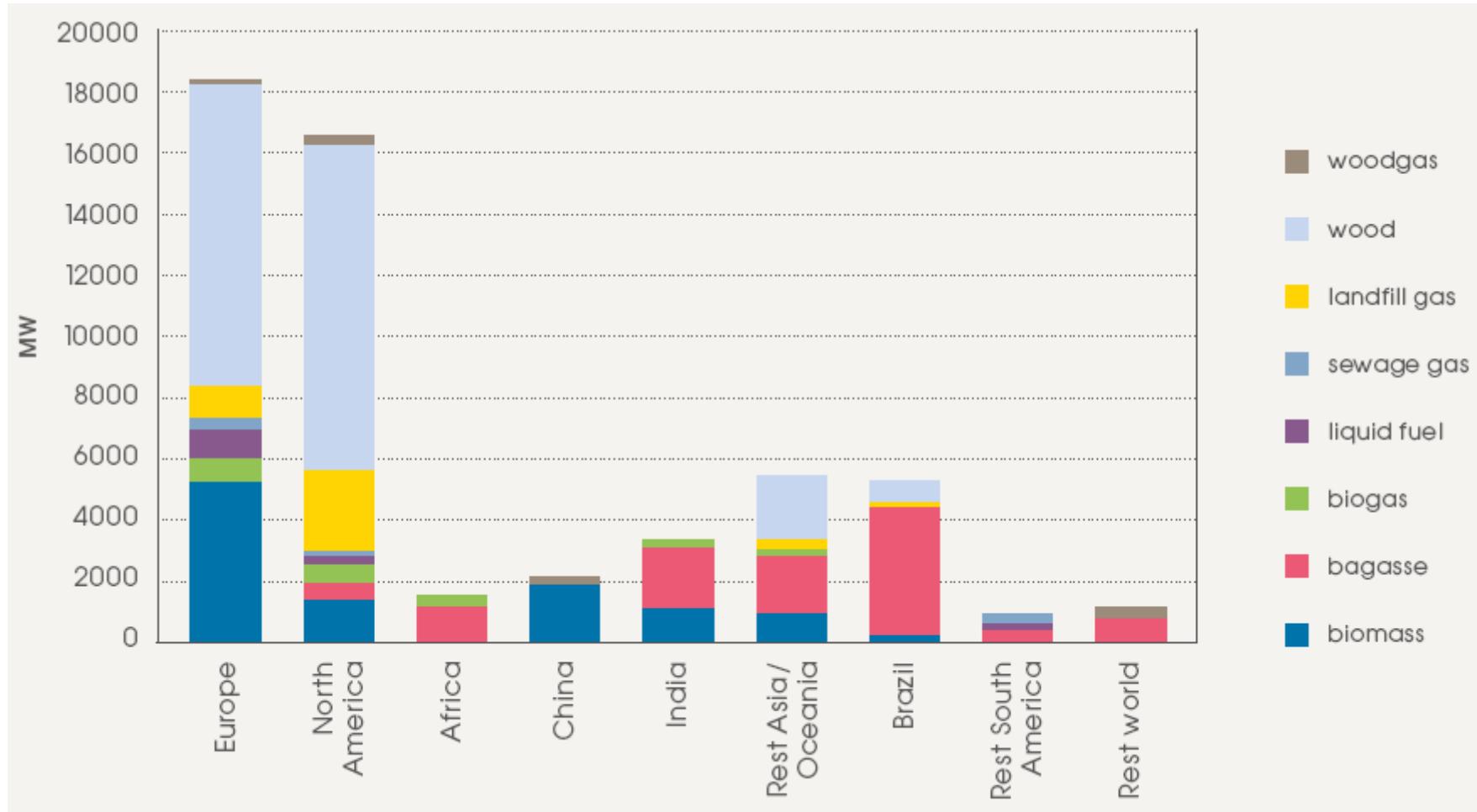
- Shell has 18 gasification plants for 10,938 MWth
- Sasol produces Fisher Tropsch fuels & chemicals

Estimated jobs in RE Worldwide, by industry

	Global	China	India	Brazil	USA	EU	Germany	Spain	Others
Technologies	Thousand jobs								
Biomass	750	266	58		152	273	51	14	2
Biofuels	1500			889	47-160	151	23	2	194
Biogas	230	90	85			53	51	1.4	
Geothermal	90				10	53	14	0.6	
Hydropower (Small)	40		12		8	16	7	1.6	1
Solar PV	820	300	112		82	268	111	28	60
CSP	40				9		2	24	
Solar Heating/Cooling	900	800	41		9	50	12	10	1
Wind Power	670	150	42	14	75	253	101	55	33
Total	5000	1606	350	889	392-505	1117	372	137	291

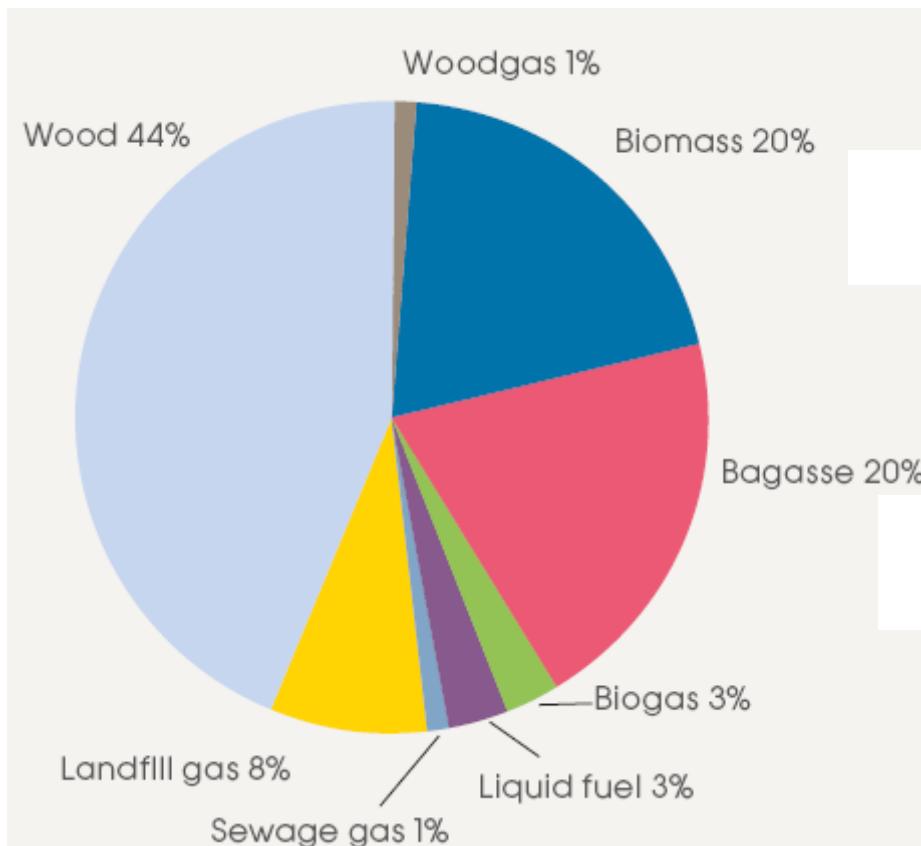
Source: Renewables 2012 Global Status Report, REN21

Global Grid -Connnected Biomass Capacity in 2010 by Feedstock and Country/Region (MW)



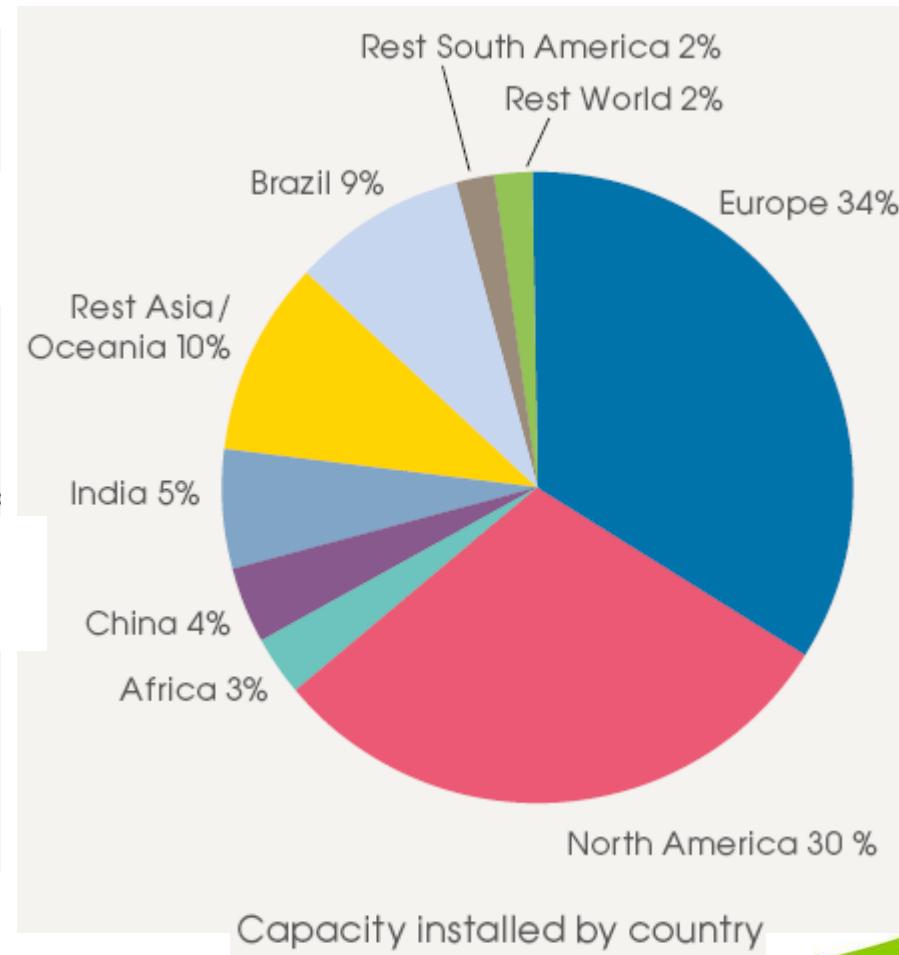
Source: PLATTS, 2011

Share of Global Installed Biomass Capacity in 2010 by Feedstock and Country/Region (MW)



Capacity installed by feedstock

Source: PLATTS, 2011



Capacity installed by country

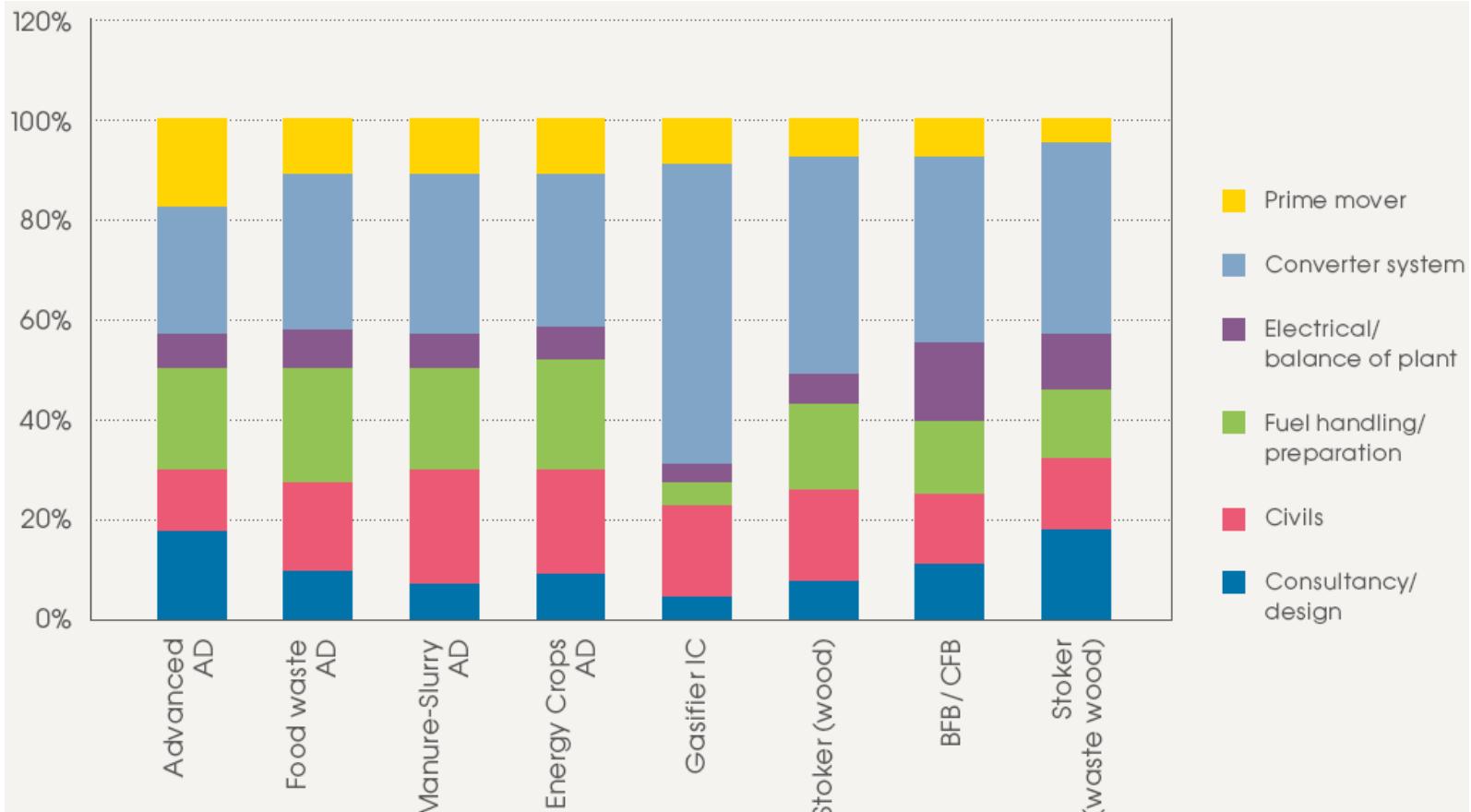
Estimated Equipment Costs for Biomass Power Generation Technologies By Study

	O'Connor, 2011	Mott MacDonald, 2011	EPA, 2007 and EIA, 2010	Obernberger, 2008
(2010 USD/kW)				
Stoker boiler	2 600 - 3 000	1980 - 2 590	1390 - 1600	2 080
Stoker CHP	2 500 - 4 000		3 320 - 5 080*	3 019
CFB	2 600 - 3 000	1440	1750 - 1960	
CFB CHP			4 260 - 15 500	
BFB		2 540	3 860	
Co-firing	100 - 600			
100% biomass repowering	900 - 1500			
MSW	5 000 - 6 000			
Fixed bed gasifier ICE		4 150	1730	4 321 - 5 074
Fixed bed gasifier GT	3 000 - 3 500			
Fluidised gasifier GT			2 470-4 610	
BIGCC	3 500 - 4 300		2 200-7 894	
Digester ICE	1650 - 1850	2 840 - 3 665		
Digester GT	1850 - 2 300			
Landfill gas ICE	1350 - 1500		1804	

Note:

* = CHP back pressure steam turbine. ICE = internal combustion engine.
 GT = gas turbine. MSW = municipal solid waste.

Capital Cost Breakdown for Biomass Power Generation Technologies



Note: "Electrical/balance of the plant" includes grid connection and control and monitoring systems, but not any cost for extending transmission lines. AD = anaerobic digester and IC = Internal combustion.

Source: Mott Macdonald, 2011

Fixed and Variable Operations and Maintenance Costs for Biomass Power

Technology	Fixed O&M (% of installed cost)	Variable O&M (USD / MWh)
Stokers / BFB / CFC boilers	3.2 - 4.2 3 - 6	3.8 - 4.7
Gasifier	3 6	3.7
AD systems	2.1 - 3.2 2.3 - 7	4.2
LFG	11 - 20	n.a.

Source: US DOA, 2007; US EPA, 2009; and Mott Macdonald, 2011

Fixed and Variable Operations and Maintenance Costs for Biomass Power

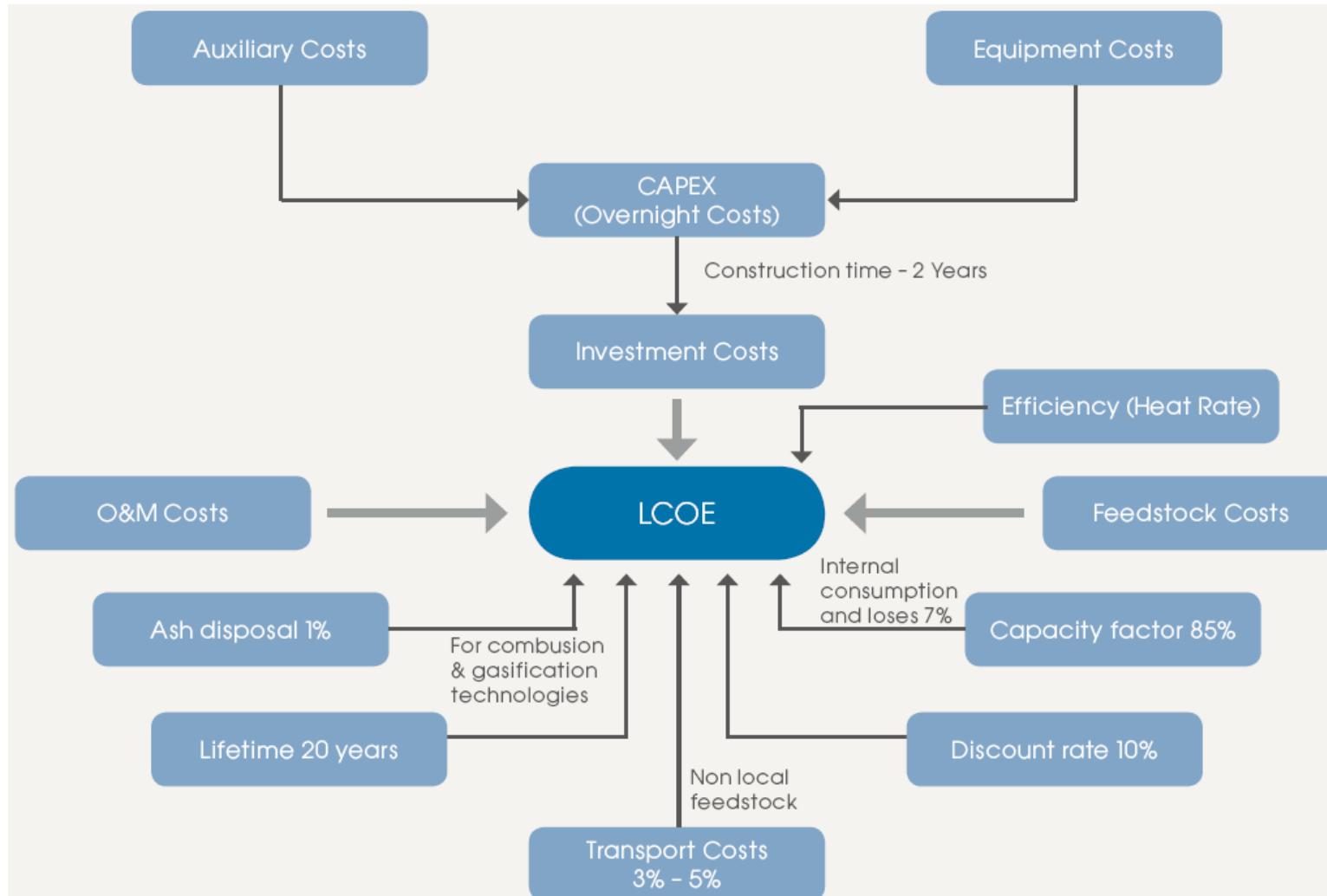
Technology	Fixed O&M (% of installed cost)	Variable O&M (USD / MWh)
Stokers / BFB / CFC boilers	3.2 - 4.2 3 - 6	3.8 - 4.7
Gasifier	3 6	3.7
AD systems	2.1 - 3.2 2.3 - 7	4.2
LFG	11 - 20	n.a.

Source: US DOA, 2007; US EPA, 2009; and Mott Macdonald, 2011

Long-run Cost Reduction Potential Opportunities For Bioenergy Power Generation Technologies

	Cost reduction potential
Consultancy/design	limited
Civils	small
Fuel handling and preparation	significant especially for CFB and BFB
Electrical and balance of the plant	small
Converter system	medium
Prime mover	small

Levelised Cost of Electricity (LCOE) for biomass power generation



Breakdown of the LCOE of selected bioenergy- fired power generation technologies



Assumptions for the LCOE Analysis of Biomass-fired Power Generation Technologies

	Equipement type	Feedstock type and cost (2010 USD/tonne)	Total investment costs (2010 USD/kW)
Case 1	Stoker, 50 MW	Forest residues @ 25/tonne	4 264
Case 2	Stoker boiler, 40 MW	Bagasse @ 11/tonne	3 280
Case 3	CFB boiler, 20 MW	Pellets @ 110/tonne	3 118
Case 4	BFB boiler, 40 MW	Energy crop @ 50/tonne	4 400
Case 5	Stoker boiler, 20 MW	Agricultural residue local @ 50/tonne	2 296
Case 6	Gasifier GT, 50 MW	Woodchip local @ 80/tonne	5 255
Case 7	Gasifier ICE, 4MW	Woodchip EC local @ 60/tonne	2 470
Case 8	LFG ICE, 5MW	Biogas @ 0.030/tonne	2 460
Case 9	Digester, CT 1MW	Biogas @ zero	3 580
Case 10	Digester ICE, 1MW	Manure slurry @ zero	5 053
Case 11	Digester ICE, 1MW	Energy crops @ 40/tonne	6 603
Case 12	Stoker CHP, 5 MW	Energy crop @ 40/tonne	4 920
Case 13	Stoker CHP, 25 MW	Agricultural residue local @ 40/tonne	5 904
Case 14	Gasifier CHP 600 kW	Woodchip local @ 70/tonne	7 560
Case 15	Co-firing, separated feed	Woodchip local @ 60/tonne	984
Case 16	Co-firing, mixed injection	Pellets @ 110/tonne	820

Quadro normativo Italiano

Il **testo unico ambientale**, stabilisce tipologia e provenienza delle biomasse combustibili (allegato X Sez 3). Si tratta essenzialmente di:

1. Materiale vegetale prodotto da
 - coltivazioni dedicate;
 - trattamento esclusivamente meccanico di coltivazioni agricole non dedicate;
 - interventi selviculturali, manutenzione forestale e potatura;
 - lavorazione esclusivamente meccanica di legno vergine e costituito da cortecci, segatura, trucioli, chips, refili e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli, non contaminati da inquinanti;
 - lavorazione esclusivamente meccanica di prodotti agricoli
2. Sansa di oliva disolcata avente le caratteristiche riportate nella tabella seguente [omissis], ottenuta dal trattamento delle sanse vergini con n-esano per l'estrazione dell'olio di sansa destinato all'alimentazione umana, e da successivo trattamento termico, purché i predetti trattamenti siano effettuati all'interno del medesimo impianto; tali requisiti, nel caso di impiego del prodotto al di fuori dell'impianto stesso di produzione, devono risultare da un sistema di identificazione conforme a quanto stabilito al punto 3
3. Liquor nero.

La conversione energetica della biomasse può essere effettuata attraverso la combustione diretta, ovvero previa pirolisi o gassificazione.

Quadro normativo Italiano

Gli impianti di produzione di energia elettrica da biomassa sono soggetti ad ***autorizzazione unica di cui al DLgs 387/03.***

La legge 24 Ottobre 2007, n.244 integrando l'art.12 comma 5, del DLgs 387/03 stabilisce che gli impianti da biomassa cui la capacità di generazione sia inferiore ai 200 kWe sono soggetti a D.I.A.

Attualmente è in vigore il nuovo sistema di ***autorizzazione unica rilasciata dalle Regioni per la costruzione, l'esercizio e la modifica degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di maggiore importanza.***

Vige anche un sistema di comunicazione unica, da inviare on-line al Comune competente (insieme alla documentazione) per gli impianti considerati opere di edilizia libera di maggiore rilevanza; e infine un terzo sistema facilitato, basato esclusivamente sulla Dia, per gli impianti domestici più piccoli. E' prevista invece la verifica di assoggettabilità alla **Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) per gli impianti da fonti rinnovabili di potenza nominale complessiva superiore a 1 MW.**

Quadro normativo Italiano

Il gestore che intende installare un impianto nuovo o trasferire un impianto da un luogo ad un altro presenta all'autorità competente una domanda di autorizzazione per le emissioni in atmosfera (ai sensi della parte quinta del DLgs 152/2006).

L'autorizzazione rilasciata ai sensi del presente articolo ha una durata di quindici anni.

Non sono sottoposti ad autorizzazione i seguenti impianti:

- a) Impianti di combustione, compresi i gruppi elettrogeni a cogenerazione, di potenza termica nominale inferiore a 1 MW, ***alimentati a biomasse di cui all'Allegato X alla*** parte quinta del DLgs 152/06, a gasolio, come tale o in emulsione, o a biodiesel;
- b) Impianti di combustione, ubicati all'interno di impianti di smaltimento dei rifiuti, alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas, di potenza termica nominale non superiore a 3 MW, se l'attività di recupero è soggetta alle procedure autorizzative semplificate previste dalla parte quarta del DLgs 152/06 e tali procedure sono state espletate;
- c) Impianti di combustione alimentati a biogas di cui all'Allegato X alla parte quinta del DLgs 152/06, di potenza termica nominale complessiva inferiore o uguale a 3 MW.

Quadro normativo Italiano

Gli **impianti termici civili che utilizzano biomasse di cui all'Allegato X devono** rispettare i **valori limite di emissione riportati p p nella seguente Tabella, riferiti** ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, esclusi i periodi di avviamento, arresto e guasti. Il tenore di ossigeno di riferimento è pari all'11% in volume nell'effluente gassoso anidro (flusso di emissione). I valori limite sono riferiti al volume di effluente gassoso secco rapportato alle condizioni normali.

VALORI LIMITE DELLE EMISSIONI DI IMPIANTI TERMICI CIVILI ALIMENTATI A BIOMASSA

Potenza termica nominale dell'impianto	[*] $\geq 0,15 \text{ MW} \div < 1 \text{ MW}$
Polveri totali	100 mg/Nm ³
Carbonio organico totale (COT)	
Monossido di carbonio (CO)	350 mg/Nm ³
NO _x (come NO ₂)	500 mg/Nm ³
SO _x (come SO ₂)	200 mg/Nm ³

Fonte: DLgs 152/2006 e s.m.i. – Parte V, allegato IX

Quadro normativo Italiano

Per impianti nuovi o in impianti anteriori al 2006 autorizzati a partire dal 12 marzo 2002, si applicano i valori di emissione riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso dell'11%:

LIMITI EMISSIVI PER IMPIANTI INDUSTRIALI ALIMENTATI A BIOMASSA (COMBUSTIBILI SOLIDI)

Inquinante	Potenza termica nominale installata [MWt]			
	0,15 < Pn ≤ 3	3 < Pn ≤ 6	6 < Pn ≤ 20	Pn > 20
Polveri totali	100 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³ 20 mg/Nm ³
COT			30 mg/Nm ³	10 mg/Nm ³ [2]
CO	350 mg/Nm ³	300 mg/Nm ³	250 mg/Nm ³ 150 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³ 100 mg/Nm ³ [2]
NO _x (come NO ₂)	500 mg/Nm ³	500 mg/Nm ³	400 mg/Nm ³ 300 mg/Nm ³	400 mg/Nm ³ 200 mg/Nm ³ [2]
SO _x (come SO ₂)	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³

[1] Agli impianti di potenza termica nominale compresa nel range $0,035 \leq Pn \leq 0,15$ MW si applica un valore di emissione per le polveri totali di 200 mg/Nm³

[2] Valori medi giornalieri.

Fonte: DLgs 152/2006 e s.m.i. – Parte V, allegato I

Quadro normativo Italiano

Per impianti nuovi o impianti anteriori al 2006 autorizzati a partire dal 12 marzo 2002, si applicano i valori di emissione riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso dell'11%:

LIMITI EMISSIVI PER IMPIANTI INDUSTRIALI ALIMENTATI A BIOMASSA (COMBUSTIBILI SOLIDI)

Inquinante	Potenza termica installata ≤ 5 MW	Potenza termica nominale >5 MW
Polveri totali	100 – 150 mg/Nm ³	50 mg/Nm ³
COV	50 mg/Nm ³	
NO _x	650 mg/Nm ³	
SO _x	<ul style="list-style-type: none">• 600 mg/Nm³ per gli impianti a letto fluido• 2000 mg/Nm³ per tutti gli altri impianti <p>I valori di emissione per gli ossidi di zolfo si considerano rispettati se sono utilizzati combustibili con contenuto di zolfo uguale o inferiore all'1%.</p>	
Composti alogenati	Non si applica la parte II, paragrafo 3, tranne nel caso in cui il combustibile utilizzato sia legno o residui di legno contenente prodotti sintetici o sanse residue da estrazione.	

Quadro normativo Italiano

Per impianti anteriori al 1988, si applicano i valori di emissione riportati nella tabella seguente, riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso dell'11%. Se sono utilizzati altri **combustibili solidi in impianti** anteriori al 1988 si applicano i valori di emissione riportati nella tabella seguente riferiti **ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 6%**.

LIMITI EMISSIVI PER IMPIANTI INDUSTRIALI ALIMENTATI A BIOMASSA (COMBUSTIBILI SOLIDI)

Inquinante	Potenza termica installata ≤ 5 MW	Potenza termica nominale >5 MW
Polveri	100 – 150 mg/Nm ³	50 mg/Nm ³
CO V	50 mg/Nm ³	
NO _x	650 mg/Nm ³	
SO _x	<ul style="list-style-type: none"> • 600 mg/Nm³ per gli impianti a letto fluido • 2000 mg/Nm³ per tutti gli altri impianti <p>I valori di emissione per gli ossidi di zolfo si considerano rispettati se sono utilizzati combustibili con contenuto di zolfo uguale o inferiore all'1%.</p>	
Composti alogenati	Non si applica la parte II, paragrafo 3, tranne nel caso in cui il combustibile utilizzato sia legno o residui di legno contenente prodotti sintetici o sanse residue da estrazione.	

Fonte: DLgs 152/2006 e s.m.i. – Parte V, allegato I

Quadro normativo Italiano

Se sono utilizzate le biomasse di cui all'allegato X in impianti anteriori al 1988, si applicano i valori di emissione, riportati nella tabella seguente, riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso dell'11%. Se sono utilizzati altri **combustibili solidi in impianti** anteriori al 1988, si applicano i valori di emissione, riportati nella tabella seguente, riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 6%.

LIMITI EMISSIVI PER IMPIANTI INDUSTRIALI ALIMENTATI A BIOMASSA (COMBUSTIBILI LIQUIDI)

Inquinante	Potenza termica installata < 5 MW	Potenza termica nominale \geq 5 MW
Polveri	150 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³
Non si applica la parte II, paragrafo 2 se il valore limite di emissione per le polveri è rispettato senza l'impiego di un impianto di abbattimento		
NO _x	650 mg/Nm ³	
SO _x	1700 mg/Nm ³ Il valore di emissione per gli ossidi di zolfo si considera rispettato se sono utilizzati combustibili con contenuto di zolfo uguale o inferiore all'1%.	

Quadro normativo Italiano

Secondo dati MATTM, le emissioni di **polveri primarie** per combustione di biomassa solida, espressi in mg/KWh in generatori di piccola potenza sono rilevanti.

Confronto tra Fattori di Emissione di polveri primarie per combustione di biomassa solida e per combustione di gas naturale (metano)

Generatori di piccola potenza <100 KWt – Emissione diretta	Generatori di taglia media – abbattitori multi canna	Generatori di taglia grande >50 MWt – abbattitori polveri filtri a manica
Polveri	150 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³
Combustion gas naturale CH ₄ 99%		
0,01 – 0,1		

raffrontando i fattori di emissione per gli **ossidi di azoto tra combustione a biomassa solida e gas naturale**, si ottiene che una centrale a biomassa legnosa (la cui potenza elettrica è 45 volte inferiore ad una CTGCC) ha un fattore di emissione 10 volte superiore ad una centrale a gas naturale.

Inoltre, a parità di ore di funzionamento annue, una CTGCC non ha sostanzialmente emissioni di polveri, di HCl e di SO₂.



Grazie dell'attenzione!

Giuliano Grassi eubia@eubia.org

EUBIA – The European Biomass Industry Association
Rond Point Shuman, 6
1040, Brussels,
Belgium.
www.eubia.org