



# Biomass Energy Executive Report

Le bioenergie in Italia  
alla prova del Decreto Rinnovabili

Giugno 2012

School of Management

POLITECNICO DI MILANO



DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE



[www.energystrategy.it](http://www.energystrategy.it)

## Introduzione

Il Decreto Rinnovabili del Marzo 2011 ha rappresentato indubbiamente un punto di discontinuità importante per le energie rinnovabili in Italia, ma a più di un anno di distanza dalla sua approvazione sono ancora molte le incognite circa le modalità con cui esso verrà messo in pratica. Ancora non hanno infatti visto la luce i provvedimenti attuativi previsti inizialmente per Settembre 2011, il che circonda il futuro del comparto delle bioenergie nel nostro Paese, di un alone di profonda incertezza. È proprio nelle settimane in cui il presente Rapporto viene redatto che, con la pubblicazione dello schema di Decreto relativo all'incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili non fotovoltaiche, la discussione sui tavoli istituzionali sta entrando nel vivo.

Il *Biomass Energy Report* – presentato nel più snello ed immediato formato *executive* – si propone di supportare questo dibattito of-

frendo, con l'approccio metodologico tipico dell'Energy & Strategy Group, una visione indipendente sulle dinamiche tecnologiche e di mercato attuali e future. In particolare, lo studio si propone di (1) presentare un'analisi dettagliata del costo medio di produzione (*LEC – Levelized Energy Cost*) ottenibile attraverso le diverse tecnologie per la generazione termica ed elettrica da biomasse, misurandone nel contempo la distanza dalla *grid parity*; (2) stimare per i principali *stakeholder* delle bioenergie in Italia la convenienza economica degli investimenti in impianti di generazione e valutare gli effetti attesi del passaggio dall'attuale al futuro sistema di incentivazione; (3) rivedere criticamente, alla luce delle analisi descritte nei punti precedenti, le assunzioni del PAN e del cosiddetto Decreto *Burden Sharing*, mettendo in luce la “distanza” fra gli obiettivi fissati e le effettive potenzialità di sviluppo del comparto delle bioenergie.

Il convegno, partendo dalla presentazione e discussione dei risultati di queste analisi, vuole essere un momento di discussione e proposta di azione che coinvolge attivamente le principali associazioni di categoria ed i *player* di riferimento di questo settore, per cercare di comprendere ed anticipare i cambiamenti che l'entrata in vigore del nuovo schema di incentivazione verosimilmente avrà.

Come sempre, la ricerca è stata condotta grazie al supporto delle imprese *partner*, cui va un particolare ringraziamento per l'interesse che da più anni mostrano verso le nostre attività. Un continuo confronto con loro e con numerosi altri operatori del settore è alla base delle analisi e delle interpretazioni che sono


presentate in questo rapporto.

Un ultimo cenno alle prossime attività dell'Energy & Strategy Group. Dopo il *Biomass Energy Report*, verrà pubblicata a Luglio 2012 la prima edizione del *Wind Energy Report*, il nuovo rapporto di ricerca che analizza il comparto della produzione di energia da fonte eolica in Italia, con un particolare focus sulle tecnologie del mini-eolico. Per l'autunno è inoltre prevista la pubblicazione della seconda edizione dell'*Energy Efficiency Report*, che si concentrerà sulle tecnologie di efficienza energetica negli usi e processi industriali. Potrete informarvi sulle nostre future attività consultando il sito [www.energystrategy.it](http://www.energystrategy.it), che è stato recentemente rinnovato.

**Umberto Bertelè**  
*School of Management*



**Vittorio Chiesa**  
*Direttore Energy & Strategy Group*



## Executive Summary

Il Biomass Energy Report è ormai giunto alla sua terza edizione, e rappresenta sin dal 2010 **un appuntamento importante per la comunità** – peraltro piuttosto variegata dal punto di vista sia tecnologico, sia industriale che di mercato – **delle bioenergie nel nostro Paese**.

Per l'anno 2012 abbiamo scelto di adottare il “nuovo” formato *executive*, più immediato e diretto nel veicolare i risultati delle nostre analisi, **con un scopo ben preciso: fornire argomenti “concreti”** – nello stile tipico dell'Energy & Strategy Group con una forte attenzione ai “numeri” – **alla discussione sul nuovo sistema di incentivazione per la produzione di energia da biomassa**, sia per quanto riguarda la produzione elettrica che quella termica.

Vale la pena ricostruire per i lettori il percorso

che ci ha portato alla redazione del Biomass Energy Report 2012. **La constatazione da cui ha preso il via il lavoro di ricerca è stata quella di un mercato**, quello delle bioenergie, che durante lo scorso anno ha mostrato di muoversi a “**tre velocità**”: (i) con una **crescita “sostenuta”, soprattutto nel caso del biogas agricolo con nuove installazioni per oltre 200 MW** (il doppio rispetto all'installato dell'anno precedente), **ma anche per le caldaie a pellet** che ormai da qualche anno fanno registrare un numero costante di nuove installazioni, nell'ordine di **150.000 unità l'anno**; (ii) con una **crescita “appena accennata”, come nel caso del teleriscaldamento e delle biomasse agroforestali** (scarti legnosi e agricoli impiegati per la produzione di energia elettrica) che hanno visto **percentuali di crescita dell'installato** complessivo nell'ultimo anno nell'ordine di **4-5 punti**; (iii) sostanzialmente **con crescita “zero”, come nel caso de-**

**gli impianti per la valorizzazione energetica dei rifiuti o**, qui addirittura con un calo del 75% rispetto alle nuove installazioni del 2010, **della produzione di energia da oli vegetali.**

**Una simile difformità di andamento poteva avere tre “origini”:** (i) da una **difformità significativa nei costi/rendimenti intrinseci** (ovvero indipendenti dalla incentivazione) **fra le diverse tecnologie** per la produzione di energia da biomassa; (ii) da una **difformità delle caratteristiche dei numerosi segmenti di mercato** (da quello residenziale a quello delle imprese produttrici di energia) **ai quali le tecnologie sono destinate;** (iii) da una **difformità di impatto dei sistemi di incentivazione e regolazione “in senso lato”** (si pensi ad esempio alle tematiche autorizzative) attualmente in vigore.

**Una volta chiarito se e come – ovviamente anche in combinazione fra di loro – le tre tipologie di difformità spiegano l’andamento di mercato è possibile impiegare la me-**

**desima metodologia in ottica prospettica, stimando l’impatto del “nuovo” sistema di incentivazione di cui proprio in questi giorni si sta discutendo.**

L’analisi, che per quanto riportato sino ad ora e con la medesima sequenza copre le Sezioni dalla 1 alla 6 del presente Rapporto, **si chiude con una analisi critica del “vero” potenziale delle bioenergie nel nostro Paese** e della sua relazione con gli obiettivi del PAN e la loro conseguente regionalizzazione (per tramite del decreto Burden Sharing).

Sebbene frutto delle elaborazioni e analisi condotte in maniera indipendente dell’Energy & Strategy Group tutte le Sezioni del Rapporto sono “ancorate” alla realtà da una solida analisi empirica che ci ha permesso – con **oltre 50 interviste ad operatori e professionisti del settore** – di raccogliere e verificare dati per oltre 16 diverse soluzioni tecnologiche ed un totale di quasi 70 combinazioni di rendimento/impiego, presentate anche con l’ausilio di casi di studio esemplificativi.

## Le tecnologie per la produzione di energia da biomassa: un quadro sorprendente

L'analisi dei LEC (*Levelized Energy Cost*) – effettuata per le principali tecnologie di produzione di energia termica ed elettrica da biomassa rapportando i costi di investimento

nel nostro Paese, approvvigionamento della materia prima e gestione operativa, con l'effettiva produzione di energia – mostra come, per effetto della relativa **maturità tecnologica della maggior parte delle tecnologie**, i valori di riferimento vadano **da un minimo di 6 c€/kWh** (per le caldaie a biomassa) a un massi-

Tecnologia	Costo di investimento [€/kW]	Costo di gestione [€/kW*anno]	Costo di approvvigionamento della materia prima [€/kW*anno]	LEC [€/kWh]
Caldaie a pellet – 20 kW <sub>th</sub>	600	15	50	0,090
Caldaie a pellet – 100 kW <sub>th</sub>	400	10	48	0,073
Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento) – 1 MW <sub>th</sub>	1.400	90	180	0,067
Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento) – 8 MW <sub>th</sub>	1.300	80	160	0,060
Impianti ORC – 250 kW <sub>e</sub>	5.000	250	550	0,169
Impianti ORC – 2 MW <sub>e</sub>	4.500	250	450	0,146
Impianti di gassificazione – 500 kW <sub>e</sub>	3.500	450	420	0,220
Impianti di pirolisi – 500 kW <sub>e</sub>	3.700	500	420	0,233
Centrali a combustione da biomasse – 8 MW <sub>e</sub>	3.500	350	640	0,167
Centrali a combustione da biomasse – 20 MW <sub>e</sub>	3.000	320	540	0,143
Impianti per la produzione di energia da biogas – 250 kW <sub>e</sub>	4.500	380	600	0,175
Impianti per la produzione di energia da biogas – 999 kW <sub>e</sub>	3.000	340	600	0,153
Impianti per la produzione di energia da oli vegetali – 999 kW <sub>e</sub>	1.200	160	1.080	0,169
Impianti per la produzione di energia da oli vegetali – 10 MW <sub>e</sub>	1.050	120	960	0,147
Impianti per il recupero energetico da RSU – 5 MW <sub>e</sub>	6.500	1.300	-800	0,139
Impianti per il recupero energetico da RSU – 40 MW <sub>e</sub>	6.000	1.150	-800	0,114

**mo di 9 c€/kWh** (per le caldaie a pellet) **per la produzione termica e da un minimo di 14,3 c€/kWh** (centrali a combustione da biomassa, escludendo gli impianti per il recupero energetico da RSU per i quali l'approvvigionamento della biomassa in input rappresenta un "ricavo") **a un massimo di 23,3 c€/kWh** (impianti di pirolisi) **per la produzione elettrica.**

La "vicinanza" con il livello di costo dell'energia dalla rete (*grid parity*) appare evidente ed è, come ulteriormente dettagliato nel Rapporto, **ulteriormente rafforzata nel caso in cui i costi di approvvigionamento della biomassa siano "trascurabili"**, ossia qualora gli utilizzatori dispongano in proprio del "combustibile" necessario all'alimentazione dell'impianto, perché è ad esempio un sottoprodotto dell'attività produttiva.

Altro risultato dell'analisi da sottolineare (e che per qualcuno dei lettori potrà apparire anch'esso sorprendente) è la "italianità" della filiera delle soluzioni tecnologiche per la pro-

duzione di energia da biomasse. **Su oltre 70 imprese fra le principali che operano nei diversi ambiti** ed i cui dettagli sono riportati nel Rapporto, **ben 61 (l'85%) sono italiane, così come sono italiani** (almeno per gli impianti con taglie sino a 10 MW) **i principali progettisti e installatori e gli operatori che si occupano** (ove necessario, ad esempio per gli impianti di combustione di biomasse agroforestali) **della gestione e manutenzione degli impianti.**

**Non è sempre italiana**, e questo va precisato, **la materia prima di input**, ma è interessante notare come i mercati a crescita "sostenuta" sono quelli ove più locale è la disponibilità di "combustibile", mentre ove avviene il contrario (riferendosi in particolare agli oli vegetali) si è registrato nel corso dell'ultimo anno un andamento certo non "brillante" delle installazioni.

**La convenienza "assoluta" delle bioenergie: la prospettiva dell'investitore**

Sono diversi – nel Rapporto analizzati e classificati in 4 gruppi, **clienti domestici**, **clienti non residenziali** (dagli agriturismi alla Pubblica Amministrazione), **clienti industriali** (produttori e trasformatori di materia prima impiegabile come biomassa), **produttori di energia** – i soggetti che possono adottare tecnologie per la produzione di energia termica o elettrica da biomassa per soddisfare i propri fabbisogni energetici e/o per vendere energia. **A ciascuno di questi si adattano**, per taglia e caratteristiche (ad esempio necessità di manutenzione qualificata o spazio per lo stoccaggio), **solo alcune delle soluzioni tecnologiche a disposizione.**

Assumendo **la prospettiva dell'investitore** tuttavia appare evidente come per **decidere di investire nelle bioenergie non sia sufficiente la mera compatibilità tecnologica e neppure la “vicinanza” alla grid parity di una determinata soluzione**, come visto rafforzata dalla disponibilità della biomassa di input. E' necessario tenere conto in manie-

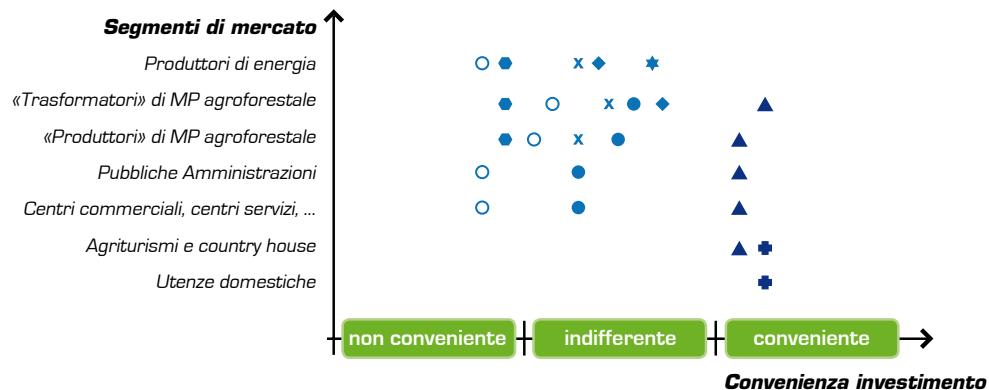
ra esplicita di **almeno altri due fattori**: (i) **il rendimento economico “relativo”**, misurato in termini di IRR (*Internal Rate of Return*) e in un periodo di crisi come questo soprattutto **TPB (*Tempo di Pay Back*), che deve essere competitivo per sé e in relazione alle alternative che l'investitore si trova di fronte;** (ii) **la complessità autorizzativa e le dinamiche di siting**, che creano costi talora “nascosti” (ma parimenti quantificabili) nell'allungamento dei tempi e nella necessità di convincere le comunità locali ad ospitare l'impianto.

**Il quadro che emerge dall'analisi condotta è decisamente interessante**

**La produzione di energia termica da biomassa è, comunque la si voglia guardare, già oggi e senza alcuno strumento di incentivazione conveniente** per quei segmenti di mercato per i quali essa ha senso dal punto di vista tecnologico.

**La maggior parte delle tecnologie per la**





**Solo produzione termica**

- ⊕ Caldaie a pellet
- ▲ Caldaie a biomassa [eventuale teleriscaldamento]

**Produzione elettrica ed eventuale cogenerazione**

- Impianti ORC a biomassa
- Impianti di gassificazione/pirolisi
- ◆ Centrali a combustione da biomasse agroforestali
- × Impianti a biogas
- Impianti a oli vegetali
- ★ Impianti per il recupero energetico da RSU

produzione di energia elettrica da biomassa si collocano nell'area di indifferenza, ovvero diventano "interessanti" per l'investitore solo in presenza di condizioni ottimali per quanto riguarda gli aspetti autorizzativi e la disponibilità di biomassa (giòva infatti ram-

mentare che i dati riportati in figura fanno riferimento ai valori medi rilevati attraverso l'elaborazione dei dati empirici raccolti).

In assenza di sistemi di incentivazione, quindi, solo relativamente pochi impianti *best*

*case* (peraltro probabilmente in larga misura già compresi nell'installato attuale) **possono essere realizzati, ossia superare la valutazione complessiva di convenienza dell'investitore all'adozione della tecnologia.**

Solo gli impianti ad oli vegetali e le tecnologie di gassificazione/pirolisi, che però hanno già validi sostituti tecnologici per il soddisfacimento delle esigenze dei rispettivi segmenti di mercato, si trovano in una condizione critica assumendo la prospettiva dell'investitore.

### L'impatto dei sistemi di incentivazione

In presenza di una situazione quale quella descritta nel paragrafo precedente **ci si attenderebbe – almeno dal punto di vista teorico – un sistema di incentivazione disegnato per favorire**, ovvero “spostare” dall'area di indifferenza all'area di “convenienza”, **la migliore soluzione tecnologica per ogni tipologia di investitore e/o che**, sempre in linea generale, valorizzi primariamente gli impieghi della

**biomassa più facilmente reperibile su base territoriale.**

**Il sistema di incentivazione in vigore alla data di chiusura del Rapporto** – ovvero per la produzione elettrica, la tariffa onnicomprensiva *ex* Legge 99/09 ed i Certificati Verdi *ex* Legge 244/07, e per la produzione termica, la detrazione fiscale del 55% ed i Certificati Bianchi – **certo ha poco della “specificità” appena richiamata.**

In sostanza il suo impatto principale si è risolto nella generica “traslazione” verso la zona a maggiore convenienza delle tecnologie più vicine alla soglia. **L'effetto, come dimostrato dai dati di mercato, non è stato tuttavia quello sperato, se si eccettua il “balzo” registrato dal biogas**, soprattutto in quei casi (la maggior parte a dire il vero) dove l'approvvigionamento della biomassa non rappresentava un problema.

**Una incentivazione quindi nei fatti poco ef-**

**ficace – soprattutto se si assume la prospettiva generale del settore delle bioenergie in Italia – cui si è cercato di porre rimedio con lo Schema di Decreto Interministeriale del 13 Aprile 2012** (in discussione alla Conferenza Unificata Stato-Regioni proprio nel giorno seguente la chiusura del presente Rapporto), che ha per oggetto la produzione elettrica da fonti rinnovabili e quindi anche da biomasse. **Non è stato sostanzialmente modificato, nonostante gli annunci di un “Conto Energia Termico” il sistema di incentivazione per la produzione termica da biomassa.**

**Il “rimedio” per la parte elettrica**, per quanto è dato di valutare dallo Schema di Decreto ed in attesa di possibili sue modifiche, **si basa su 4 pilastri:**

- **una transizione sostanzialmente indolore dal vecchio al nuovo sistema per gli impianti che entreranno in esercizio sino alla fine del 2012**, che chiaramente soddisfa gli operatori e, almeno dal punto di vista teorico, dovrebbe garantire una

**continuità degli investimenti per l'anno in corso** (a differenza di quanto ad esempio era capitato nel fotovoltaico dopo l'approvazione del Decreto Rinnovabili);

- **un ricorso al meccanismo del registro** (per impianti da 50 kW a 5 MW) **e alle aste al ribasso** (per impianti sopra i 5 MW) **per l'aggiudicazione delle tariffe incentivanti da parte degli impianti a biomassa a partire dal 2013**, che invece non fa che appesantire l'effetto ed il peso della burocrazia, incrementando l'incertezza ed i costi “nascosti” dell'adozione delle tecnologie per la produzione di energia da biomassa;
- **un taglio delle tariffe che, sebbene discriminato per tipologia di biomassa**, come riportato di seguito (con i dati relativi al 2013) **va a colpire in particolare le taglie di impianto più grandi e in generale il biogas**, ossia (quasi fosse una punizione) proprio quegli investimenti sui quali si stavano concentrando gli interessi del mercato.

- **Un taglio mediamente del 30%, e che è solo in parte mitigato dalla presenza di “premi”, questi sì volti in maniera virtuosa ad incentivare le applicazioni cogenerative, l’efficientamento energetico dei processi e l’approvvigionamento locale della biomassa.**
- **un contingentamento complessivo delle nuove installazioni che per il triennio 2013-2015 considera solo 880 MW di nuova potenza incentivabile, contro i quasi 1.500 MW installati invece nel triennio 2009-2011, in pratica “costringendo”**

**il mercato a ridursi di oltre il 40%.**

Un “rimedio” che, in buona sostanza, riduce l’ambito di sviluppo ai soli operatori che già dispongono della biomassa di input.

**Il PAN, il Decreto Burden Sharing ed il “vero” potenziale delle bioenergie in Italia: un problema di coerenza**

Se, come visto prima, il quadro emerso dall’analisi degli impatti dello Schema di Decreto per le biomasse è certo non roseo, non si può che **confrontare questi dati con quanto pre-**

Fonte rinnovabile	Tipologia	50 kW - 5 MW		< 5 MW	
		Base tariffa incentivante (€/MWh)	Variazione su sistema precedente	Base tariffa incentivante (€/MWh)	Variazione su sistema precedente
<b>Biogas</b>	Prodotti di origine biologica	140	-50%	91	-50%
	Sottoprodotti di origine biologica	178	-36,4%	101	-44%
	Rifiuti	216	+20%	85	-53%
<b>Biomasse</b>	Prodotti di origine biologica	180	-12%	122	-32,5%
	Sottoprodotti di origine biologica	209	-35,7%	145	-20%
	Rifiuti	174	-3%	125	-31%
<b>Bioliquidi sostenibili</b>		121	-56,7%	110	-39%

**visto dal Piano di Azione Nazionale e, a livello regionale, dal Decreto *Burden Sharing*** con riferimento al contributo atteso al 2020 da parte delle biomasse.

Rimandando alla lettura del Rapporto per quanto riguarda gli aspetti regionali, vale qui la pena riassumere qualche dato, emerso dalle nostre elaborazioni circa gli obiettivi quantitativi fissati per il settore. **La produzione di energia termica da biomasse attesa al 2020 è pari a 5.720 ktep (66,5 TWh<sub>th</sub>) mentre è di 3.580 ktep (19,2 TWh<sub>e</sub>) il valore di riferimento per la produzione di elettricità.**

E' interessante confortare questo dato con il potenziale di produzione elettrica e termica derivante dalla ricognizione delle biomasse disponibili nel nostro territorio e dalla valutazione della loro potenziale valorizzazione energetica.

**Il raffronto è “allarmante”, considerando che si potrebbero invece produrre circa**

**5.400 ktep (29,2 GWh<sub>e</sub>) di energia elettrica (+52% rispetto all'obiettivo) e solo 1.537 ktep (17,8 TWh<sub>th</sub>) di energia termica (solo il 30% dell'obiettivo).** Paradossalmente, e questo è ancora da ascrivere ad un problema di coerenza, **si ha il maggior potenziale laddove più critica è la situazione del sistema di incentivazione e, ancor prima, della “convenienza” delle tecnologie,** mentre vale il viceversa se si considera l'impiego termico delle biomasse.

Il raggiungimento del potenziale individuato dovrebbe passare però attraverso **l'installazione di nuova potenza da qui al 2020 nella misura di 3,2 GW per la parte elettrica (con 12 mld € di investimento) e 4,4 GW di potenza termica (5,5 mld €), valori decisamente incompatibili con il quadro di incentivazione che si sta profilando e comunque non sufficienti nel caso termico a raggiungere gli obiettivi.**

E' vero che, se ci si limita alla parte elettrica,

**per il raggiungimento degli obiettivi fissati dal PAN le nuove installazioni richieste al 2020 scenderebbero a 1,5 GW**, e quindi questa volta più coerenti con il contingentamento di potenza e con il livello di incentivi previsti dallo Schema di Decreto Interministeriale del 13 Aprile 2012.

**Resta aperto il punto** – del quale si lascia al lettore l'interpretazione, invitando alla lettura del Rapporto nella sua interezza – **su quale “coerenza”, rispetto all'effettivo potenziale o rispetto al quantitativo definito dal PAN, sia più utile per il nostro Paese fare affidamento.**

**Davide Chiaroni**

*Responsabile della Ricerca*



**Federico Frattini**

*Responsabile della Ricerca*



**Riccardo Terruzzi**

*Project Manager*







# Le bioenergie in Italia: diffusione alla fine del 2011

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE  
MIP

Partner



Con il patrocinio di





### Le biomasse: una definizione



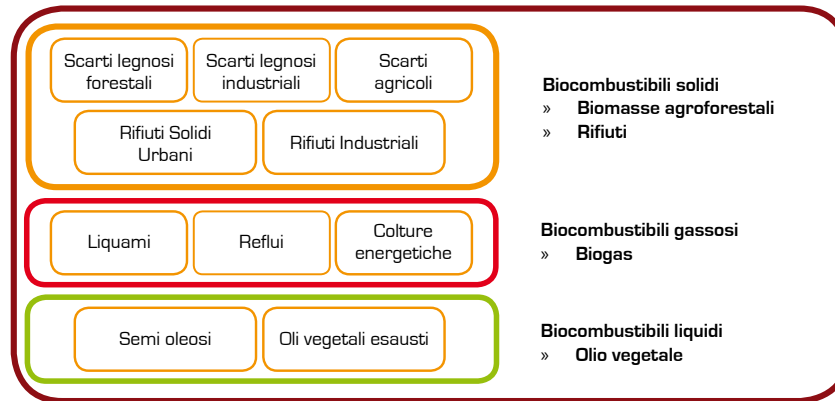
La definizione “ufficiale” di biomassa comprende **qualsiasi sostanza di matrice organica, vegetale o animale, destinata a fini energetici** o alla produzione di ammendante agricolo.

L'appartenenza delle biomasse al novero delle fonti di energia “rinnovabile” è coerente con il fatto che, **da un lato, le materie prime di origine vegetale rappresentano degli “accumuli” alternativi di energia solare** (quella immagazzinata nella crescita per effetto della fotosintesi clorofilliana), **dall'altro lato, il recupero degli “scarti” e la loro trasformazione in fonte di energia** evidentemente rappresenta un modo per inserire una componente positiva al bilancio energetico complessivo.

*Tratto da Biomass Energy Report – edizione 2009*

Esistono ovviamente **diverse classificazioni delle biomasse** ciascuna delle quali evidenzia uno specifico aspetto di questo complesso settore. Ai fini del presente Rapporto si utilizzerà la seguente:

## Produzione di energia elettrica e/o termica



*Tratto da Biomass Energy Report – edizione 2009*

### Le biomasse: una classificazione di riferimento



**In prima battuta la classificazione prende in considerazione la “natura” delle materie prime utilizzate:** i rifiuti solidi urbani e industriali; gli scarti legnosi, che possono essere sia di origine forestale che provenire dai processi dell’industria del legno; gli scarti agricoli, ovvero i residui delle coltivazioni; i liquami, provenienti dalla zootecnia oppure i reflui di natura civile o industriale; gli oli esausti, ossia i resti dell’impiego degli oli alimentari per la cottura; le colture *ad hoc* (amidacee, zuccherine, ligno-cellulosiche, cerealicole, oleose) che hanno i medesimi impieghi delle precedenti ma vi si differenziano in quanto sono appositamente “prodotte” per entrare nella filiera delle biomasse.

**In seconda battuta si prende in considerazione lo “stato” della biomassa in *input* al processo di generazione di energia** e quindi dopo l’iniziale processo di trasformazione della materia prima. In questa prospettiva si identificano tre categorie di biomasse: (i) le **biomasse solide**, di origine vegetale o provenienti dai rifiuti (la cosiddetta “frazione secca”); (ii) le **biomasse gassose**, originate dalla trasformazione dei liquami o dalla digestione di colture *ad hoc*; (iii) le **biomasse liquide**, ovvero gli oli o il risultato della “spremitura” delle colture oleaginose.

*Tratto da Biomass Energy Report – edizione 2009*

# Il mercato delle biomasse in Italia: un aggiornamento alla fine del 2011

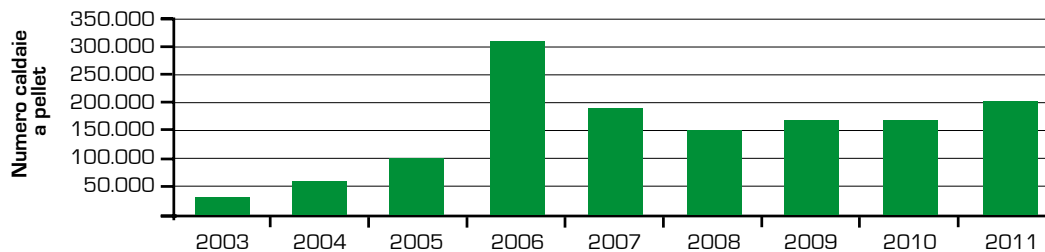


Nelle slide seguenti vengono presentati brevemente – giacché non è questo l'obiettivo primario del Rapporto – i **“numeri” dei diversi mercati delle biomasse in Italia**, suddivisi secondo le medesime categorie già utilizzate nel Biomass Energy Report 2009:

- » Biocombustibili solidi:
  - Caldaie a *pellet*
  - Impianti di teleriscaldamento
  - Biomasse agroforestali
- » Rifiuti solidi urbani
- » Biogas
- » Oli vegetali

*Tratto da Biomass Energy Report – edizione 2009*

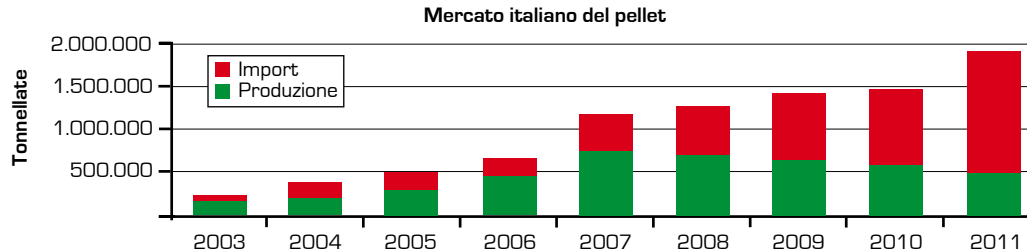
## Le caldaie a pellet



**Il numero complessivo di caldaie a pellet installate nel nostro Paese è pari a 1.500.000 unità, per oltre il 70% presenti al Nord. Circa il 50% viene utilizzato come fonte primaria per il riscaldamento.**

**Dopo il boom di installazioni nel 2006 e le conseguenti tensioni sul mercato del pellet, il numero di nuove caldaie si è relativamente stabilizzato attorno alle 150.000 unità l'anno, anche se il 2011 ha fatto segnare il record dell'ultimo triennio con oltre 200.000 esemplari messi in funzione.**

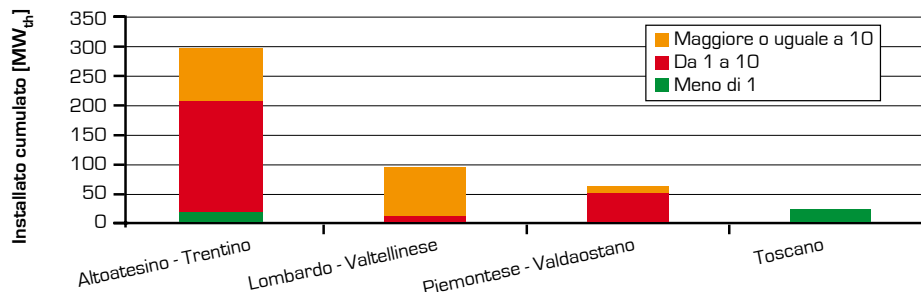
## Le caldaie a pellet: il mercato della materia prima



**Nell'anno 2011** la produzione di pellet ha raggiunto quota **500.000 tonnellate**. **L'intera produzione nazionale viene impiegata internamente ma non è, tuttavia, sufficiente a far fronte alla domanda interna che supera 1,9 milioni di tonnellate annue.**

La materia prima principalmente impiegata è la segatura, che complessivamente rappresenta oltre il 70% del materiale lavorato. Per l'approvvigionamento del materiale vi è una forte competizione con altri segmenti produttivi, come l'industria della carta e dei pannelli. Inoltre, la crisi dell'industria della lavorazione del legno nell'ultimo anno ha acuito i problemi di reperimento del materiale.

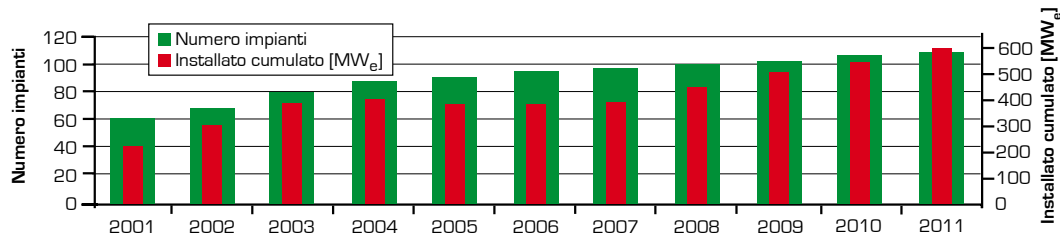
## Il teleriscaldamento



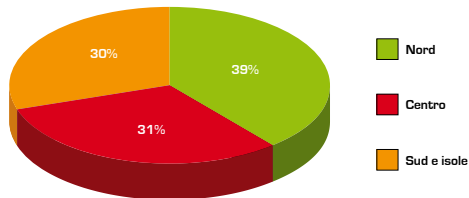
Complessivamente **a fine 2011 sono oltre 250 le reti di teleriscaldamento** che producono energia termica **alimentate da biomasse agroforestali, per una potenza termica complessiva di oltre 470 MW<sub>th</sub>**.

**Da segnalare**, rispetto ai casi classici dei distretti Altoatesino, Lombardo e Piemontese, **la crescita fatta registrare negli ultimi anni dal distretto Toscano** che pare avere puntato molto sullo sfruttamento di questa risorsa.

# Le biomasse agroforestali



Ripartizione potenza installata nelle diverse Regioni

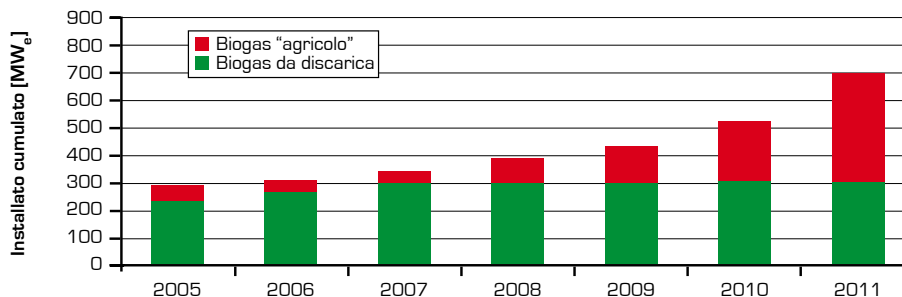


Il mercato delle biomasse agroforestali **non ha fatto registrare modifiche significative nel corso del 2011.**

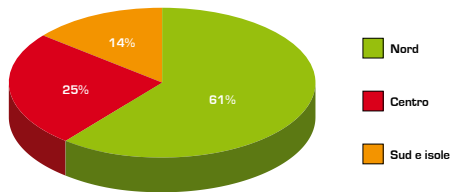
**La crescita** dell'ultimo anno - soprattutto realizzata attraverso impianti di taglia medio-piccola (< 5 MW<sub>e</sub>) - **si è attestata attorno al 5% ed ha permesso di sfiorare quota 600 MW<sub>e</sub> di potenza installata.**

Da segnalare, anche se non diverso dal passato, il relativo equilibrio nella distribuzione regionale di questo tipo di investimenti.





Ripartizione potenza installata nelle diverse Regioni

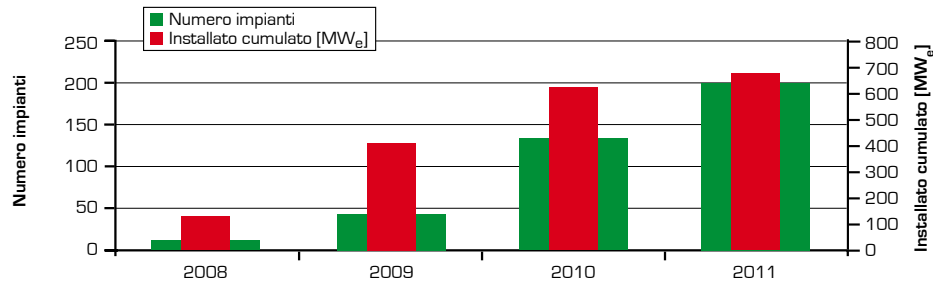


\* Per questo motivo in questo Rapporto sarà analizzata esclusivamente la tecnologia del Biogas "agricolo".

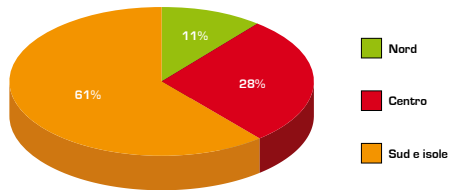
**Il mercato del biogas «agricolo» si è mostrato molto dinamico negli ultimi anni e ha confermato questa tendenza nel 2011 con nuove installazioni per oltre 200 MW<sub>e</sub>, con un mercato che è raddoppiato rispetto a quello dell'anno precedente.**

Le Regioni con la maggior potenza installata sono quelle del Nord: **Lombardia, Piemonte e Veneto** vista la maggiore disponibilità di materia prima.

**Sostanzialmente ferma, anche per la moratoria alla realizzazione di nuove discariche, la componente di biogas da rifiuti rispetto alla quale ormai da oltre 4 anni non vi sono installazioni di rilievo da segnalare[\*].**



Ripartizione potenza installata nelle diverse Regioni

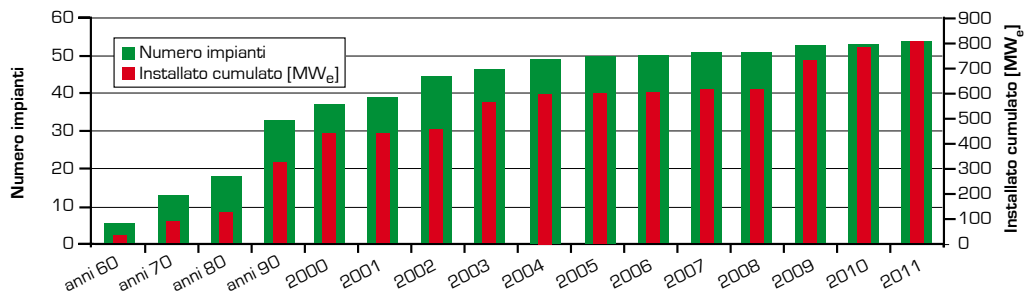


Il mercato della produzione di energia da oli vegetali ha vissuto un vero e proprio boom fra il 2008 e il 2010.

**Nel corso del 2011** – vista la **volatilità del prezzo della materia prima** sui mercati internazionali unita all'**aumento dei vincoli sulla provenienza degli oli** – si è avuto un brusco rallentamento (**-75%**), installazioni per soli **50 MW<sub>e</sub> circa** e per di più estremamente frazionate per potenza unitaria.

La Puglia è la Regione con la maggiore potenza installata.

## I Rifiuti Solidi Urbani

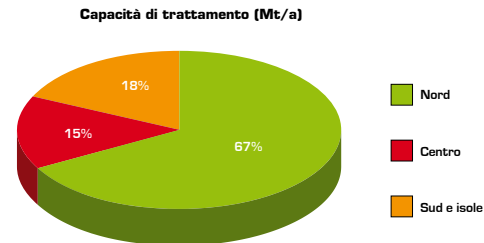


Alla fine del 2011 erano **54 gli impianti per la valorizzazione energetica dei rifiuti in funzione per una potenza elettrica complessiva pari a oltre 810 MW<sub>e</sub>**.

Dopo il “balzo” del 2009, tuttavia, **nel corso degli ultimi 2 anni la potenza installata non ha visto cambiamenti significativi**, per la maggior parte dei casi poi **dovuti a revamping di impianti esistenti** e non alla realizzazione di nuovi impianti.

## Distribuzione geografica degli impianti in funzione al 2011

2011	Capacità di trattamento [Mt/a]	Potenza elettrica [MW <sub>e</sub> ]	Numero impianti
Nord	4.937	513	29
Centro	1.058	115	15
Sud	1.341	181,8	10
Italia	7.336	809,8	54



## Progetti per nuovi impianti o potenziamenti entro il 2014

Sede	Numero linee	Capacità di trattamento [t/a]	Potenza elettrica [MW <sub>e</sub> ]
Torino	3	421.000	65
Bolzano	1	130.000	14,9
Parma	2	130.000	17,8
Albano (RM)	2	160.000	35
Modugno (BA)	1	78.000	12,5
Gioia Tauro (RC)	2	150.000	21,5
Modena	1	60.000	-
Roma	2	182.000	32

**Entro il 2014 è previsto un potenziale incremento di circa il 20% della potenza elettrica di questi impianti,** grazie alla ristrutturazione ed ampliamento di alcuni impianti (Modena e Roma) e alla prevista costruzione di nuovi impianti a Torino, Bolzano, Parma, Albano, Modugno, Gioia Tauro.





# Le tecnologie per la produzione di bioenergia

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE  
MIP

Partner



Con il patrocinio di



## Le tecnologie per la produzione di bioenergia



Questa sezione offre **un quadro delle principali tecnologie attraverso cui è possibile produrre energia da biomassa.**

L'obiettivo principale è quello di fornire una visione aggiornata dei **costi e dei rendimenti caratteristici di ogni tecnologia**, oltre ad una **panoramica dei principali operatori attivi in Italia.**

# Le tecnologie per la produzione di bioenergia



Le analisi riportate in questa sezione si basano sulle seguenti **assunzioni principali** :

<i>Rendimento termico</i>	Rendimento medio delle soluzioni disponibili sul mercato, rilevato attraverso analisi della documentazione tecnica
<i>Rendimento elettrico</i>	Rendimento medio dei prodotti disponibili sul mercato, rilevato attraverso analisi della documentazione tecnica
<i>Costo di investimento</i>	Costo medio chiavi in mano dei prodotti disponibili sul mercato, rilevato attraverso interviste dirette agli operatori del settore
<i>Costo di gestione</i>	Costo medio annuo rilevato attraverso interviste dirette agli operatori del settore
<i>Costo di approvvigionamento della materia prima</i>	Costo medio annuo rilevato attraverso interviste dirette agli operatori del settore <sup>a</sup>
<i>LEC – Levelized Energy Cost</i>	$\text{Calcolato come } LEC = \frac{crf \cdot C_{inv} + C_{O\&M}}{E_{net}}; \text{ crf = fattore di ammortamento};$ <p><math>C_{inv}</math> = capitale investito; <math>C_{O\&amp;M}</math> = costi annui gestione; <math>E_{net}</math> = energia prodotta annua</p>

<sup>a</sup> In alcuni casi gli impianti sono alimentati con materie prime di scarto, conferite gratuitamente, il che riduce a 0 €/anno questa voce di costo.

La vita utile è stata assunta per tutte le tecnologie pari a **25 anni**.



# Le tecnologie per la produzione di bioenergia



Le principali tecnologie per la produzione di bioenergia possono essere classificate in base alla **tipologia di energia prevalentemente prodotta**.

### **Energia termica:**

- » tecnologie per la produzione di energia da *pellet*;
- » tecnologie per la produzione di energia per reti di teleriscaldamento.

### **Energia elettrica** (eventualmente cogenerazione):

- » tecnologie per la produzione di energia da cicli ORC – Organic Rankine Cycle;
- » tecnologie per la gassificazione e pirolisi;
- » tecnologie per la produzione di energia da biomasse agroforestali;
- » tecnologie per la produzione di energia da biogas;
- » tecnologie per la produzione di energia da oli vegetali;
- » tecnologie per il recupero energetico da RSU.

Le caldaie a *pellet* utilizzano un combustibile solido di matrice legnosa, il *pellet* appunto.

Possono essere dotate di **sistema di caricamento automatico del *pellet***, il che le rende del tutto automatizzate, programmabili e simili nel funzionamento ad una caldaia a gas tradizionale. Assicurano quindi la possibilità di impostare orario di accensione e spegnimento, oltre alla temperatura.

Hanno **potenze nominali che vanno da pochi  $\text{kW}_{\text{th}}$  ad alcune centinaia di  $\text{kW}_{\text{th}}$** , nel caso in cui siano utilizzate per alimentare una piccola rete di teleriscaldamento. Con una caldaia a *pellet* da  $10 \text{ kW}_{\text{th}}$  è possibile riscaldare un appartamento di circa  $100\text{-}120 \text{ m}^2$  e soddisfare anche il fabbisogno di acqua calda per usi sanitari.

Le caldaie a *pellet* permettono quindi di soddisfare il fabbisogno di energia termica di una abitazione sia per quanto riguarda il **riscaldamento dei locali** sia per la **produzione di acqua calda sanitaria**.

## Caldaie a pellet: rendimenti e costi



La tabella seguente riporta un'analisi dei costi di produzione dell'energia termica da caldaie a *pellet*.

POTENZA NOMINALE DELL'IMPIANTO	20 kW <sub>th</sub> (per appartamento da 100 m <sup>2</sup> )	100 kW <sub>th</sub> (per palazzina di 6 appartamenti)
<i>Rendimento termico</i>	86-91%	88-95%
<i>Costo di investimento</i>	600 €/kW <sub>th</sub>	400 €/kW <sub>th</sub>
<i>Costo di gestione</i>	15 €/kW <sub>th</sub> * anno	10 €/kW <sub>th</sub> * anno
<i>Costo di approvvigionamento della materia prima</i>	50 €/kW <sub>th</sub> * anno <sup>a</sup>	48 €/kW <sub>th</sub> * anno <sup>a</sup>
<i>LEC – Levelized Energy Cost</i>	0,09 €/kWh <sub>th</sub>	0,073 €/kWh <sub>th</sub>

<sup>a</sup> Si prevede un funzionamento di 1.300 ore equivalenti all'anno; prezzo di acquisto pellet pari a 210 €/ton.

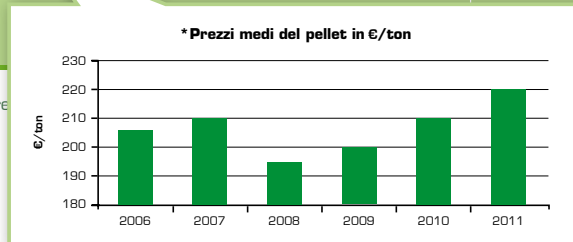
# Caldaie a pellet: rendimenti e costi



La tabella seguente riporta un'analisi dei costi di produzione dell'energia termica da caldaie a *pellet*:

POTENZA NOMINALE DELL'IMPIANTO	20 kW <sub>th</sub> (per appartamento da 100 mq)	100 kW <sub>th</sub> (per palazzina di 6 appartamenti)
<i>Rendimento termico</i>	86-91%	88-95%
<i>Costo di investimento</i>	600 €/kW <sub>th</sub>	400 €/kW <sub>th</sub>
<i>Costo di gestione</i>	15 €/kW <sub>th</sub> *anno	10 €/kW <sub>th</sub> *anno
<i>Costo di approvvigionamento della materia prima</i>	50 €/kW <sub>th</sub> *anno <sup>a</sup>	48 €/kW <sub>th</sub> *anno <sup>a</sup>
<i>LEC – Levelized Energy Cost</i>		173 €/kWh <sub>th</sub>

<sup>a</sup> Si prevede un funzionamento di 1.300 ore



## Caldaie a pellet: produttori



I principali produttori italiani di caldaie a *pellet* sono riportati nella seguente Tabella:

Impresa	Sede	Fatturato 2010 [*] [€]	Dipendenti 2010
<i>Gruppo Palazzetti</i>	Porcia (PN)	69.190.592	359
<i>Edilkamin</i>	Lainate (MI)	64.038.841	224
<i>McZ Group</i>	Vigonovo di Fontanafredda (PN)	60.546.542	234
<i>Olimpia Splendid</i>	Gualtieri (RE)	57.726.687	284
<i>La Nordica</i>	Montecchio Precalcino (VI)	34.662.804	99
<i>Thermorossi</i>	Arsiero (VI)	28.709.513	54
<i>Klover</i>	Verona	8.117.851	N.D.
<i>Ungaro</i>	San Mango d'Acquino (CZ)	7.502.137	N.D.

\* I dati di fatturato presentati in tutto questo Rapporto sono relativi al 2010 poichè non erano ancora disponibili nella maggior parte dei casi i bilanci 2011. I dati nel caso di gruppi si riferiscono all'intero gruppo e non alla parte relativa alle bioenergie; l'obiettivo è infatti dare un'indicazione della dimensione delle imprese coinvolte nel settore.

Oltre alle imprese italiane, si segnala la presenza di **importanti player stranieri che operano attraverso l'export** (ad esempio Kolbach - Austria, Hwam - Danimarca, Morso - Danimarca, Hargassner - Germania) **e con filiali nel nostro paese** (ad esempio Kwb - Austria, Jotul - Norvegia, Gilles - Austria, Froling - Austria).

## Caldaie a biomassa per teleriscaldamento: caratteristiche



Il teleriscaldamento a biomasse permette di **fornire calore ad un insieme di abitazioni e/o attività industriali, commerciali o pubbliche**, che si trovano nelle vicinanze del luogo di produzione della biomassa utilizzata (quale ad esempio un bosco, terreni di coltura, segherie).

Negli impianti di teleriscaldamento, che utilizzano tipicamente caldaie a griglia, **possono essere valorizzati energeticamente tutti gli scarti della filiera del legno**, anche molto umidi e con basso potere calorifico, consentendo un'elevata eterogeneità delle materie prime in input.

Influenzano negativamente la fattibilità di questi impianti gli **elevati costi necessari per la realizzazione di una opportuna rete di distribuzione** del calore alle utenze finali.

## Caldaie a biomassa per teleriscaldamento: rendimenti/costi



Di seguito è riportata un'analisi sui costi di produzione di energia in impianti di teleriscaldamento:

Potenza nominale dell'impianto	1 MW <sub>th</sub>	8 MW <sub>th</sub>	8 MW <sub>th</sub> - no approvvigionamento <sup>a</sup>
<i>Rendimento termico</i>	78-85%	85-90%	85-90%
<i>Costo di investimento</i>	1.400 €/kW <sub>th</sub>	1.300 €/kW <sub>th</sub>	1.300 €/kW <sub>th</sub>
<i>Costo di gestione</i>	90 €/kW <sub>th</sub> /anno	80 €/kW <sub>th</sub> /anno	80 €/kW <sub>th</sub> /anno
<i>Costo di approvvigionamento della materia prima</i>	180 €/kW <sub>th</sub> /anno <sup>b</sup>	160 €/kW <sub>th</sub> /anno <sup>b</sup>	0 €/kW <sub>th</sub> /anno
<i>LEC – Levelized Energy Cost</i>	0,067 €/kWh <sub>th</sub>	0,060 €/kWh <sub>th</sub>	0,034 €/kWh <sub>th</sub>

<sup>a</sup> In questo caso l'impianto è alimentato con materie prime di scarto, conferite gratuitamente, il che riduce a 0 €/anno la voce di costo di approvvigionamento della materia prima.

<sup>b</sup> Si prevede un funzionamento di 6.000 ore equivalenti all'anno

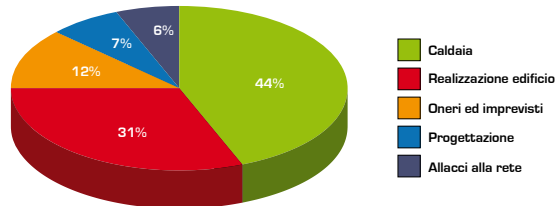
# Caldaie a biomassa per teleriscaldamento: caratteristiche



Di seguito è riportata un'analisi sui costi di produzione di energia in impianti di teleriscaldamento:

Potenza nominale dell'impianto	1 MW <sub>th</sub>	8 MW <sub>th</sub>	8 MW <sub>th</sub> - no approvvigionamento <sup>a</sup>
<i>Rendimento termico</i>	78-85%	85-90%	85-90%
<i>Costo di investimento</i>	1.400 €/kW <sub>th</sub>	1.300 €/kW <sub>th</sub>	1.300 €/kW <sub>th</sub>
<i>Costo di gestione</i>			80 €/kW <sub>th</sub> /anno
<i>Costo di approvvig materia prima</i>			0 €/kW <sub>th</sub> /anno
<i>LEC – Levelized Er</i>			0,034 €/kWh <sub>th</sub>

Ripartizione dei costi di un impianto di teleriscaldamento



<sup>a</sup> In questo caso l'impianto non prevede un approvvigionamento della materia prima.

<sup>b</sup> Si prevede un funzionamento continuo.

0 €/anno la voce di costo di



## Caldaie a biomassa per teleriscaldamento: operatori



I principali operatori attivi nella filiera del teleriscaldamento in Italia sono riportati nella seguente tabella:

Impresa	Sede	Presenza sul mercato	Attività
<i>SFT</i>	Magenta (MI)	Impresa italiana	Produzione caldaie
<i>Bono Energia</i>	Milano	Impresa italiana	Produzione caldaie
<i>Comef Carpenteria</i>	Tradate (VA)	Impresa italiana	Produzione caldaie
<i>KWB</i>	Austria	Impresa estera con filiale in Italia	Produzione caldaie
<i>Kolbach</i>	Austria	Impresa estera	Produzione caldaie
<i>Busi Group</i>	Bologna	Impresa italiana	Produzione caldaie + Progettazione e installazione
<i>Atzwanger</i>	Bolzano	Impresa italiana	Progettazione e installazione
<i>Uniconfort</i>	San Martino di Lupari (PD)	Impresa italiana	Produzione caldaie + Progettazione e installazione

Si registra una **forte presenza di operatori italiani in questo comparto della filiera delle bioenergie.**

Gli impianti ORC si basano su un **ciclo Rankine chiuso e utilizzano un fluido di lavoro organico** (che nella maggior parte dei casi è costituito da polisilossani).

I combustibili per alimentare questi impianti possono essere:

- » **biomassa legnosa**, tra cui segatura, cippato, corteccia, legno trattato;
- » **biomassa non legnosa**, tra cui fanghi biologici, scarti di potature, bucce di cereali, lolla di riso, sansa, vinacce;
- » RSU – **rifiuti solidi urbani**.

Gli impianti ORC hanno **taglie che tipicamente si collocano nel range compreso tra i 400 kW<sub>e</sub> ai 2 MW<sub>e</sub>**.

I principali campi di applicazione di queste tecnologie sono:

- » la **cogenerazione da biomassa** per piccole reti di teleriscaldamento o attività produttive (ad esempio, segherie industriali e aziende di produzione di *pellet*);
- » il **recupero di calore**, ossia la produzione di energia elettrica da scarichi dei processi industriali;
- » la realizzazione di **piccoli cicli combinati**, ossia la produzione di energia elettrica da calore residuo di motori a combustione interna o turbine a gas.

## Impianti ORC: rendimenti e costi

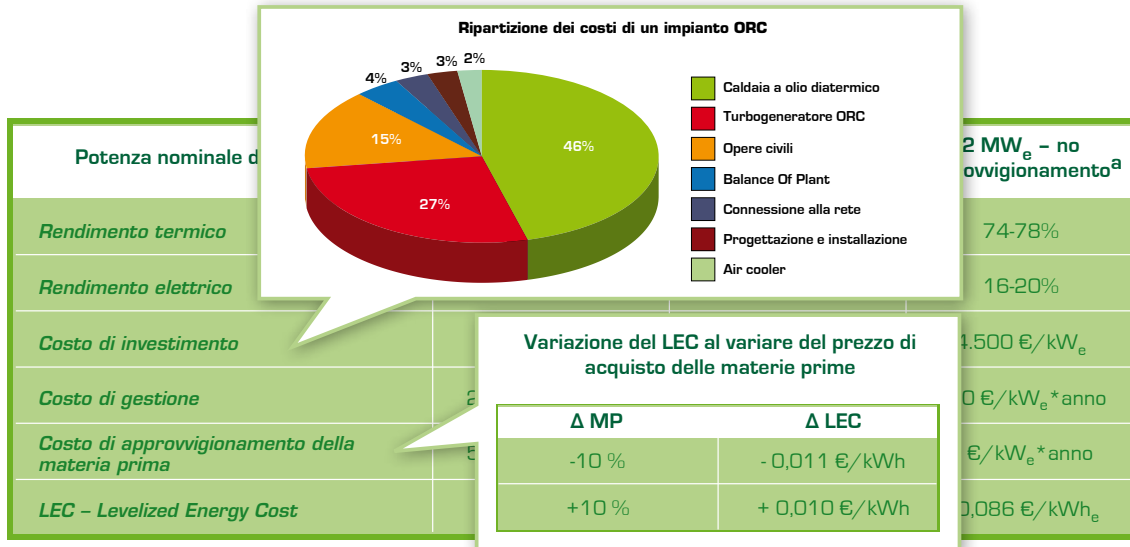


La tabella seguente riporta un'analisi dei costi di produzione dell' energia da impianti ORC:

Potenza nominale dell'impianto	250 kW <sub>e</sub>	2 MW <sub>e</sub>	2 MW <sub>e</sub> - no approvvigionamento <sup>a</sup>
<i>Rendimento termico</i>	74-80%	74-78%	74-78%
<i>Rendimento elettrico</i>	12-18%	16-20%	16-20%
<i>Costo di investimento</i>	5.000 €/kW <sub>e</sub>	4.500 €/kW <sub>e</sub>	4.500 €/kW <sub>e</sub>
<i>Costo di gestione</i>	250 €/kW <sub>e</sub> *anno	220 €/kW <sub>e</sub> *anno	220 €/kW <sub>e</sub> *anno
<i>Costo di approvvigionamento della materia prima</i>	550 €/kW <sub>e</sub> *anno	450 €/kW <sub>e</sub> *anno	0 €/kW <sub>e</sub> *anno
<i>LEC - Levelized Energy Cost</i>	0,169 €/kWh <sub>e</sub>	0,146 €/kWh <sub>e</sub>	0,086 €/kWh <sub>e</sub>

<sup>a</sup> In questo caso l'impianto è alimentato con materie prime di scarto, conferite gratuitamente, il che riduce a 0 €/anno la voce di costo di approvvigionamento della materia prima.

La tabella seguente riporta un'analisi dei costi di produzione dell' energia da impianti ORC:



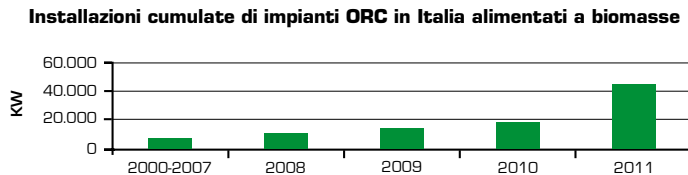
Il principale operatore nel campo delle tecnologie ORC, in Italia e a livello europeo, è **Turboden**. **In Europa ha installato oltre 130 impianti, di cui quasi 50 in Italia** (considerando sia gli impianti realizzati che quelli attualmente in costruzione).

**Fondata nel 1980 a Milano** da Mario Gaia, Professore di Energetica del Politecnico di Milano, Turboden è una società italiana specializzata appunto nella costruzione di turbogeneratori basati sul ciclo ORC, per la generazione distribuita in applicazioni di energia rinnovabile e recupero di calore industriale.

Il principale concorrente a livello mondiale è **la statunitense OMRAT**, attiva in particolar modo nel settore degli impianti geotermici o di recupero del calore industriale.

**Nel 2009 Turboden è stata acquisita dal gruppo statunitense UTC** e inserita nella divisione Pratt & Whitney Power Systems, leader mondiale nella progettazione, costruzione e manutenzione di motori per aviazione, sistemi di propulsione spaziale e turbine a gas industriali, per potenziarne il business di soluzioni di generazione elettrica e cogenerative su tecnologia ORC.

La figura seguente riporta l'andamento delle **installazioni in impianti ORC in Italia**, di cui oltre il 90% utilizza tecnologia Turboden:



# Impianti di gassificazione e pirolisi: caratteristiche



La gassificazione e la pirolisi sono dei **processi di conversione termochimica di un combustibile solido** (come ad esempio la biomassa) **in un combustibile gassoso** (detto gas di sintesi o *syngas*) e/o liquido (quale l'olio pirolitico o *tar*).

Gli impianti che si basano sulla gassificazione e la pirolisi producono sia energia termica che elettrica e **sono tipicamente di piccole dimensioni** (con potenze che variano dai 250 kW<sub>e</sub> ai 1-2 MW<sub>e</sub>). La tabella seguente riporta un confronto sintetico tra queste tecnologie ed il processo di combustione tradizionale.

Combustione	Gassificazione	Pirolisi
<ul style="list-style-type: none"><li>» Consiste in una ossidazione degli elementi combustibili presenti nella biomassa in condizioni di forte eccesso di ossigeno, con rilascio di energia termica verso l'esterno;</li><li>» da un punto di vista termodinamico è un processo di conversione dell'energia chimica del combustibile in calore;</li><li>» i prodotti sono costituiti da fumi di combustione e dal residuo solido inerte.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>» Consiste nella combustione parziale di un materiale in difetto di ossigeno;</li><li>» il principale prodotto è rappresentato da un gas arricchito in ossido di carbonio ed idrogeno;</li><li>» le reazioni di ossidazione parziale producono ridotti quantitativi di solidi e di liquidi condensabili rispetto ai gas;</li><li>» il calore necessario al processo viene fornito dalle reazioni di ossidazione parziale sino ad eliminare le esigenze di apporti termici dall'esterno.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>» È un processo che si sviluppa in assenza di ossigeno, che ha come effetto la produzione di frazioni tutte combustibili;</li><li>» l'apporto termico necessario per fare avvenire il processo viene di norma coperto con l'utilizzo di una parte del gas e liquido prodotto;</li><li>» i prodotti del processo sono un gas combustibile (<i>syngas</i>), un prodotto liquido (<i>tar</i>) e un prodotto solido (<i>char</i>).</li></ul>

## Impianti di gassificazione e pirolisi: rendimenti e costi



Di seguito è riportata un'analisi sui costi di produzione dell'energia con impianti di gassificazione e di pirolisi:

Potenza nominale dell'impianto	Gassificazione - 500 kW <sub>e</sub>	Pirolisi - 500 kW <sub>e</sub>
<i>Rendimento termico</i>	50-60%	45-50%
<i>Rendimento elettrico</i>	31-36%	30-40%
<i>Costo di investimento</i>	3.500 €/kW <sub>e</sub>	3.700 €/kW <sub>e</sub>
<i>Costo di gestione</i>	450 €/kW <sub>e</sub> *anno	500 €/kW <sub>e</sub> *anno
<i>Costo di approvvigionamento della materia prima</i>	420 €/kW <sub>e</sub> *anno <sup>a</sup>	420 €/kW <sub>e</sub> *anno <sup>a</sup>
<i>LEC - Levelized Energy Cost</i>	0,22 €/kWh <sub>e</sub>	0,23 €/kWh <sub>e</sub>

<sup>a</sup> si prevede un funzionamento di 5.000 ore equivalenti all'anno.

# Impianti di gassificazione e pirolisi: operatori



I principali produttori di gassificatori e pirolizzatori attivi in Italia sono riportati nella tabella seguente:

Impresa	Località	Note
<i>In.ser</i>	Torino	-
<i>Rivoira</i>	Milano	Licenziatari della Ankur Scientific offre sistemi a medio bassa potenza.
<i>Caema</i>	Cremona	Licenziatari della Ankur Scientific offre sistemi a medio bassa potenza.
<i>Pyromex</i>	Milano	-
<i>ExA Energie</i>	Sandonà di Piave (VE)	-
<i>Bio-Energy</i>	Guastalla (RE)	-
<i>BIO&amp;WATT</i>	Crema	Licenziatari della Ankur Scientific offre gassificatori che differiscono da Caema/Rivoira/E++ soprattutto per i sistemi di filtraggio del gas di sintesi.
<i>Costech</i>	Piotello (MI)	-
<i>E++</i>	Cuneo	Licenziatari della Ankur Scientific offre sistemi a medio bassa potenza.
<i>A.G.T.</i> (Advance GassifierTechnology)	Arosio (CO)	Società d'ingegneria che progetta impianti di gassificazione.
<i>Di GAS</i>	Torino	Società d'ingegneria che progetta impianti pirolisi pura o distillazione frazionata.

Molte **imprese italiane non dispongono di una tecnologia completamente proprietaria**, ma si avvalgono di soluzioni messe a punto da produttori stranieri (come accade ad esempio per Rivoira e Caema, licenziatarie della Ankur Scientific).



# Centrali a combustione da biomasse agroforestali: caratteristiche



Un impianto termoelettrico alimentato a biomasse agroforestali è composto da **quattro sezioni principali**:

- » il combustore, in cui avviene il processo di combustione;
- » la caldaia, o sistema di recupero termico, che converte il contenuto energetico dei fumi caldi in vapore, raffreddandoli;
- » il ciclo di potenza, che valorizza il vapore prodotto generando energia elettrica mediante un turboalternatore;
- » la linea di trattamento fumi, che abbatta gli eventuali inquinanti depurando i fumi prima del loro scarico in atmosfera.

La **potenza nominale media di questi impianti varia tra i 5 MW<sub>e</sub> e i 40 MW<sub>e</sub>**, con una maggiore diffusione di quelli di taglia prossima al limite inferiore di questo *range*.

# Centrali a combustione da biomasse agroforestali: rendimenti e costi



Di seguito è riportata un'analisi sui costi di produzione di energia in impianti di energia elettrica da biomasse agroforestali:

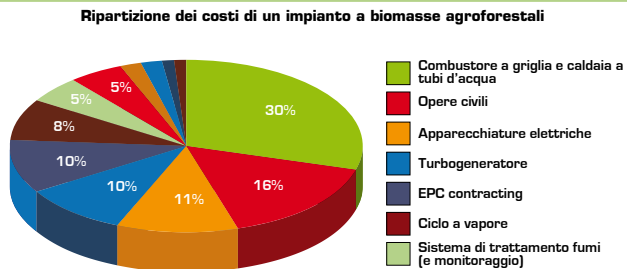
Potenza nominale dell'impianto	8 MW <sub>e</sub>	8 MW <sub>e</sub> - no approvvigionamento <sup>a</sup>	20 MW <sub>e</sub>
<i>Rendimento termico</i>	35-50%	35-50%	35-50%
<i>Rendimento elettrico</i>	17-30%	17-30%	20-38%
<i>Costo di investimento</i>	3.500 €/kW <sub>e</sub>	3.500 €/kW <sub>e</sub>	3.000 €/kW <sub>e</sub>
<i>Costo di gestione</i>	350 €/kW <sub>e</sub> *anno	350 €/kW <sub>e</sub> *anno	320 €/kW <sub>e</sub> *anno
<i>Costo di approvvigionamento della materia prima</i>	640 €/kW <sub>e</sub> *anno	0 €/kW <sub>e</sub> *anno	540 €/kW <sub>e</sub> *anno
<i>LEC - Levelized Energy Cost</i>	0,167 €/kWh <sub>e</sub>	0,085 €/kWh <sub>e</sub>	0,143 €/kWh <sub>e</sub>

<sup>a</sup> In questo caso l'impianto è alimentato con materie prime di scarto, conferite gratuitamente, il che riduce a 0 €/anno la voce di costo di approvvigionamento della materia prima.

# Centrali a combustione da biomasse agroforestali: rendimenti e costi

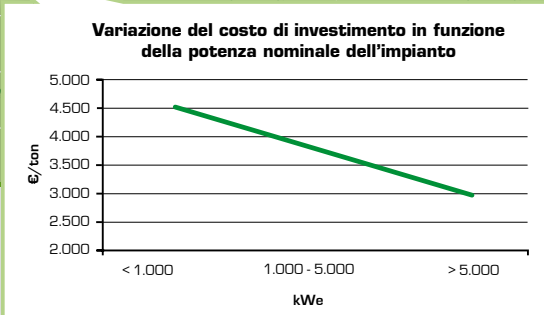


Di seguito è riportata la ripartizione dei costi di un impianto a biomasse agroforestali:



Produzione elettrica da biomasse

<b>Potenza nominale</b>	3.500 €/kW <sub>e</sub>	3.500 €/kW <sub>e</sub>	<b>20 MW<sub>e</sub></b>
<b>Rendimento termico</b>			35-50%
<b>Rendimento elettrico</b>			20-38%
<b>Costo di investimento</b>			3.000 €/kW <sub>e</sub>
<b>Costo di gestione</b>			320 €/kW <sub>e</sub> *anno
<b>Costo di approvvigionamento della materia prima</b>			540 €/kW <sub>e</sub> *anno
<b>LEC - Levelized Energy Cost</b>			0,143 €/kWh <sub>e</sub>



# Centrali a combustione da biomasse agroforestali:

operatori



I principali produttori attivi nella filiera degli impianti termoelettrici alimentati a biomasse agroforestali sono rappresentati nella tabella seguente:

Impresa	Sede	Presenza sul mercato	Attività	Fatturato 2010 [€]
<i>Maire Tecnimont</i>	Milano	Impresa italiana	Progettazione e installazione	1.062.778.000
<i>Techint</i>	Milano	Impresa italiana	Progettazione e installazione	795.907.000
<i>Foster Wheeler Italiana</i>	Milano	Filiale in Italia	Progettazione e installazione	447.873.238
<i>Termomeccanica</i>	La Spezia	Impresa italiana	Progettazione e installazione	196.864.487
<i>Busi Group</i>	Bologna	Impresa italiana	Produttore di caldaie	150.770.882
<i>Carlo Gavazzi</i>	Marcallo (MI)	Impresa italiana	Progettazione e installazione	123.120.000
<i>Bono Energia</i>	Milano	Impresa italiana	Produttore di caldaie	39.748.287
<i>STC Group</i>	Forlì	Impresa italiana	Progettazione e installazione	33.365.041
<i>Uniconfort</i>	San Martino di Lupari (PD)	Impresa italiana	Produttore di caldaie	14.425.821
<i>Comef Carpenteria</i>	Tradate (VA)	Impresa italiana	Produttore di caldaie	8.349.532
<i>SFT</i>	Magenta (MI)	Impresa italiana	Produttore di caldaie	N.D.
<i>KWB</i>	Austria	Filiale in Italia	Produttore di caldaie	N.D.
<i>Kolbach</i>	Austria	Impresa estera	Produttore di caldaie	N.D.

Si registra anche in questo caso una **forte presenza di operatori italiani**, che si spiega con le somiglianze dal punto di vista tecnologico tra questi impianti e quelli al servizio di reti di teleriscaldamento.

Gli operatori stranieri sono più presenti nelle attività **di produzione del turboalternatore e delle linee di trattamento fumi**.

# Impianti per la produzione di energia da biogas: caratteristiche



Un impianto per la produzione di energia da biogas (di origine agricola e zootecnica) si compone di:

- » il **sistema di stoccaggio delle biomasse** ed eventuali vasche per idrolisi delle biomasse;
- » le apparecchiature di **trasferimento ai digestori del substrato**;
- » i **digestori e i gasometri**, dove nei primi avviene la produzione di biogas attraverso il processo di digestione, mentre nei secondi lo stoccaggio del biogas prima della combustione;
- » le **tubazioni di convogliamento**, pompaggio, condizionamento e trattamento del gas;
- » i **gruppi di generazione** (gruppi motore-alternatore) e il sistema di trattamento dei fumi.

Permette la produzione combinata di energia elettrica e termica. **La taglia dei motori utilizzati in questi impianti varia da 200 kW<sub>e</sub> a 1-2 MW<sub>e</sub>.**

# Impianti per la produzione di energia da biogas: rendimenti e costi



Di seguito è riportata un'analisi sui costi di produzione di energia elettrica in impianti a biogas:

Potenza nominale dell'impianto	250 KW <sub>e</sub>	999 KW <sub>e</sub>	999 KW <sub>e</sub> - no approvvigionamento <sup>a</sup>
<i>Rendimento termico</i>	40-45%	45-50%	45-50%
<i>Rendimento elettrico</i>	28-42%	35-45%	35-45%
<i>Costo di investimento</i>	4.500 €/kW <sub>e</sub>	3.000 €/kW <sub>e</sub>	3.000 €/kW <sub>e</sub>
<i>Costo di gestione</i>	380 €/kW <sub>e</sub> *anno	340 €/kW <sub>e</sub> *anno	340 €/kW <sub>e</sub> *anno
<i>Costo di approvvigionamento della materia prima</i>	600 €/kW <sub>e</sub> *anno <sup>b</sup>	600 €/kW <sub>e</sub> *anno <sup>b</sup>	0 €/kW <sub>e</sub> *anno
<i>LEC - Levelized Energy Cost</i>	0,175 €/kWh <sub>e</sub>	0,153 €/kWh <sub>e</sub>	0,078 €/kWh <sub>e</sub>

<sup>a</sup> In questo caso l'impianto è alimentato con materie prime di scarto, conferite gratuitamente, il che riduce a 0 €/anno la voce di costo di approvvigionamento della materia prima.

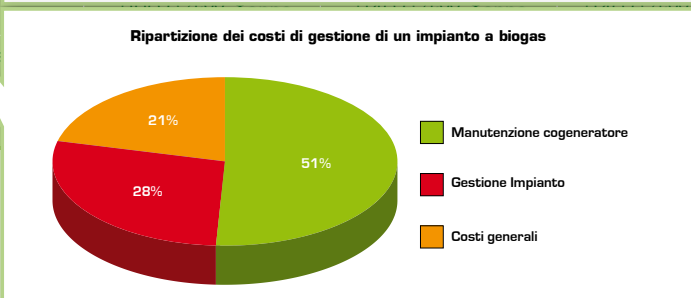
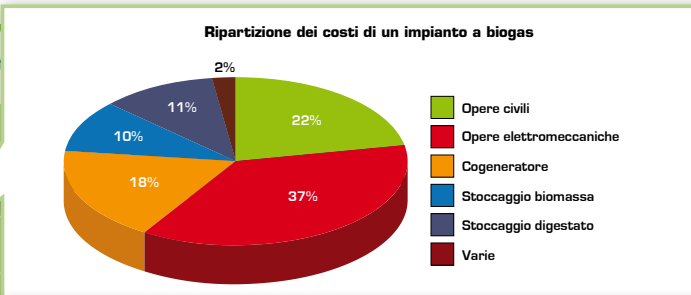
<sup>b</sup> Tutta la biomassa necessaria per il funzionamento dell'impianto è approvvigionata dall'esterno, in questo caso sono state considerate colture energetiche.

# Impianti per la produzione di energia da biogas: rendimenti e costi



Di seguito è riportata un'analisi sui costi di produzione di energia elettrica in impianti a biogas:

- Potenza nominale dell'impianto
- Rendimento termico
- Rendimento elettrico
- Costo di investimento
- Costo di gestione
- Costo di approvvigionamento della materia prima
- LEC – Levelized Energy Cost



# Impianti per la produzione di energia da biogas: operatori



I principali operatori attivi nella filiera degli impianti a biogas di origine agricola e zootecnica sono riportati nella tabella seguente:

Impresa	Sede	Presenza sul mercato	Attività	Fatturato 2010 [€]	Dipendenti 2010
<i>Gruppo AB</i>	Orzinuovi (BS)	Impresa italiana	Progettazione e installazione + Produttori di impianti di cogenerazione	94.817.815	216
<i>GE Jenbacher</i>	Bolzano	Filiale in Italia	Produttore di motori	75.619.440	55
<i>Asja.Biz</i>	Rivoli (TO)	Impresa italiana	Progettazione e installazione	66.182.570	222
<i>Wolf System</i>	Campo di Trens (BZ)	Filiale in Italia	Produttori di vasche/silos	62.019.150	N.D
<i>Paver Costruzioni</i>	Piacenza	Filiale in Italia	Produttori di vasche/silos	50.743.365	254
<i>ICQ Holding</i>	Roma	Impresa italiana	Progettazione e installazione	40.328.513	131
<i>Rota Guido</i>	Fiorenzuola D'Arda (PC)	Impresa italiana	Progettazione e installazione	36.120.964	117
<i>Schmack Biogas</i>	Bolzano	Impresa italiana	Progettazione e installazione	26.930.262	44
<i>Sebigas</i>	Bologna	Impresa italiana	Progettazione e installazione	14.435.021	18
<i>BTS Italia</i>	Brunico (BZ)	Filiale in Italia	Progettazione e installazione	10.582.713	87
<i>UTS Biogas</i>	Germania	Impresa estera	Progettazione e installazione	1.263.274	N.D
<i>Envitec</i>	Verona	Filiale in Italia	Progettazione e installazione	79.248	N.D
<i>Deutz</i>	Germania	Impresa estera	Produttore di motori	N.D.	N.D

Si tratta di una **filiera molto dinamica e di recente sviluppo in Italia**. Negli ultimi anni sono nate molte imprese e sono state aperte diverse filiali commerciali di operatori stranieri (principalmente tedeschi) interessati al mercato italiano. Molte delle imprese di progettazione sviluppano anche **soluzioni tecnologiche ad hoc, proprietarie**, che utilizzano per differenziare la propria offerta.



### Impianti per la produzione di energia da oli vegetali: caratteristiche



Gli impianti per la produzione di energia elettrica da oli vegetali sfruttano **tecnologie mature e consolidate**. Esse si compongono solitamente di:

- » i serbatoi di stoccaggio dell'olio vegetale;
- » l'impianto di pretrattamento dell'olio, generalmente costituito da cisterne a doppia parete con serpentine;
- » la sezione di produzione di energia elettrica, che si compone di un motore endotermico, di tipo navale ad altissima affidabilità (superiore al 90%) e con rotazioni che non superano i 750-1.000 giri/minuto. Esso è collegato ad un alternatore e al sistema di connessione alla rete di distribuzione;
- » le eventuali apparecchiature per il recupero del calore, visto che normalmente l'impianto funziona in cogenerazione.

Esistono sia impianti con limitata **potenza nominale, intorno ad 1 MW<sub>e</sub>**, che impianti di taglia maggiore (**fino a 20 MW<sub>e</sub>**), in cui sono affiancati più motori endotermici.

# Impianti per la produzione di energia da oli vegetali: rendimenti e costi



Di seguito è riportata un'analisi sui costi di produzione di energia elettrica in impianti alimentati a oli vegetali:

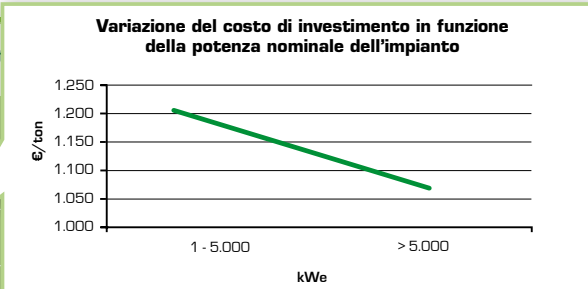
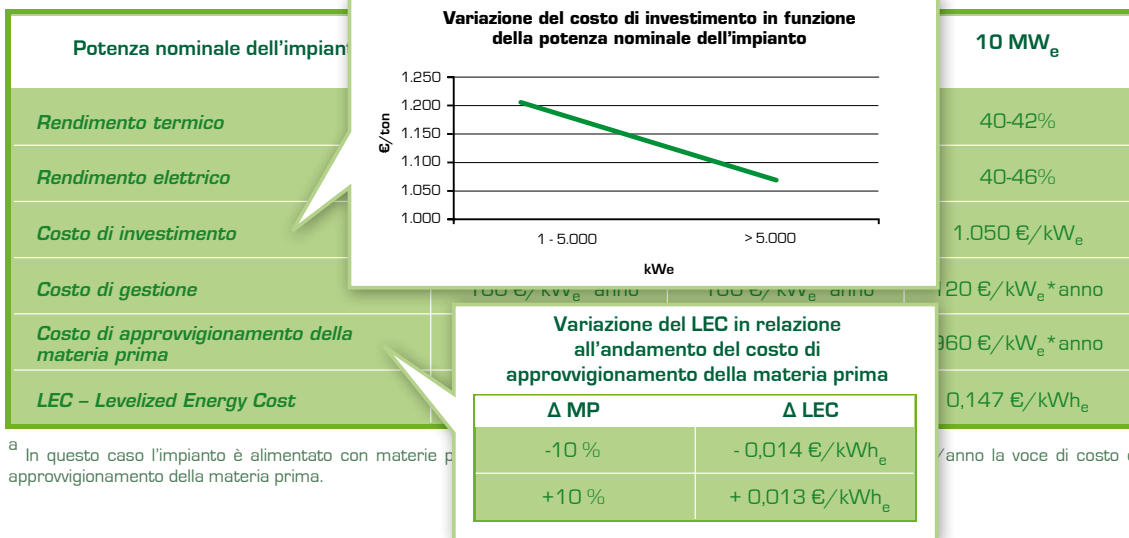
Potenza nominale dell'impianto	999 KW <sub>e</sub>	999 KW <sub>e</sub> - no approvvigionamento <sup>a</sup>	10 MW <sub>e</sub>
<i>Rendimento termico</i>	38-40%	38-40%	40-42%
<i>Rendimento elettrico</i>	30-37%	30-37%	40-46%
<i>Costo di investimento</i>	1.200 €/kW <sub>e</sub>	1.200 €/kW <sub>e</sub>	1.050 €/kW <sub>e</sub>
<i>Costo di gestione</i>	160 €/kW <sub>e</sub> *anno	160 €/kW <sub>e</sub> *anno	120 €/kW <sub>e</sub> *anno
<i>Costo di approvvigionamento della materia prima</i>	1.080 €/kW <sub>e</sub> *anno	0 €/kW <sub>e</sub> *anno	960 €/kW <sub>e</sub> *anno
<i>LEC - Levelized Energy Cost</i>	0,169 €/kWh <sub>e</sub>	0,034 €/kWh <sub>e</sub>	0,147 €/kWh <sub>e</sub>

<sup>a</sup> In questo caso l'impianto è alimentato con materie prime di scarto, conferite gratuitamente, il che riduce a 0 €/anno la voce di costo di approvvigionamento della materia prima.

# Impianti per la produzione di energia da oli vegetali: rendimenti e costi



Di seguito è riportata un'analisi sui costi di produzione di energia elettrica in impianti alimentati a oli vegetali:



**Variazione del LEC in relazione all'andamento del costo di approvvigionamento della materia prima**

Δ MP	Δ LEC
-10 %	- 0,014 €/kWh <sub>e</sub>
+10 %	+ 0,013 €/kWh <sub>e</sub>

# Impianti per la produzione di energia da oli vegetali: operatori



I principali operatori della filiera della produzione di energia elettrica da oli vegetali sono riportati nella seguente tabella:

Impresa	Sede	Presenza sul mercato	Attività
<i>Cefla</i>	Imola (Bologna)	Impresa italiana	Progettista e installatore generico
<i>Inso</i>	Firenze	Impresa italiana	Progettista e installatore generico
<i>Intergen (Iml Impianti)</i>	Lomagna (Lecco)	Impresa italiana	Progettista e installatore specializzato rinnovabili
<i>Ceg</i>	Como	Impresa italiana	Progettista e installatore specializzato rinnovabili
<i>Termoindustriale</i>	Santa Vittoria d'Alba (Cuneo)	Impresa italiana	Progettista e installatore specializzato rinnovabili
<i>Alterteco</i>	Calderara di Reno (Bologna)	Impresa italiana	Progettista e installatore specializzato rinnovabili
<i>Co. Stell</i>	Forlì	Impresa italiana	Progettista e installatore specializzato rinnovabili
<i>Energen (Itacom)</i>	Castiglione delle Stiviere (Mantova)	Impresa italiana	Progettista e installatore specializzato rinnovabili
<i>Tei</i>	Milano	Impresa italiana	Progettista e installatore generico
<i>Termoservice</i>	Cerano (Novara)	Impresa italiana	Progettista e installatore specializzato rinnovabili
<i>Cc Engineering</i>	Meda (Monza e Brianza)	Impresa italiana	Progettista e installatore generico
<i>Wartsila</i>	Trieste	Filiale in Italia	Produttore di generatori diesel ad olio vegetale

I principali produttori di energia elettrica da oli vegetali sono **Ital Green Energy** con impianti a Monopoli (BA) e Molfetta (BA), per una potenza complessiva di circa 195 MW<sub>e</sub>, **FRI-EL** con un impianto ad Acerra (NA) da 76,5 MW<sub>e</sub>, e **Unigrà** con l'impianto di Conselice (RA) da 58,2 MW<sub>e</sub>.

# Impianti per il recupero energetico da RSU: caratteristiche



La struttura di un impianto per il recupero energetico da rifiuti è del tutto analoga a quella di un impianto termoelettrico alimentato da biomasse agroforestale.

A causa della diversa materia prima, tuttavia, esistono delle differenze relative alla **sezione di trattamento fumi, che in questo caso deve rispondere a requisiti decisamente più stringenti.**

**La taglia di questi impianti varia tra i 5 MW<sub>e</sub> ed gli oltre 100 MW<sub>e</sub>.** Recentemente, il nuovo impianto di Acerra, il più grande per potenza elettrica in Italia, raggiunge i 107,5 MW<sub>e</sub> di potenza nominale.

Tradizionalmente questi impianti producono solamente energia elettrica, ma si segnalano numerosi casi recenti di **impianti collegati a reti di teleriscaldamento.**

# Impianti per il recupero energetico da RSU: rendimenti e costi



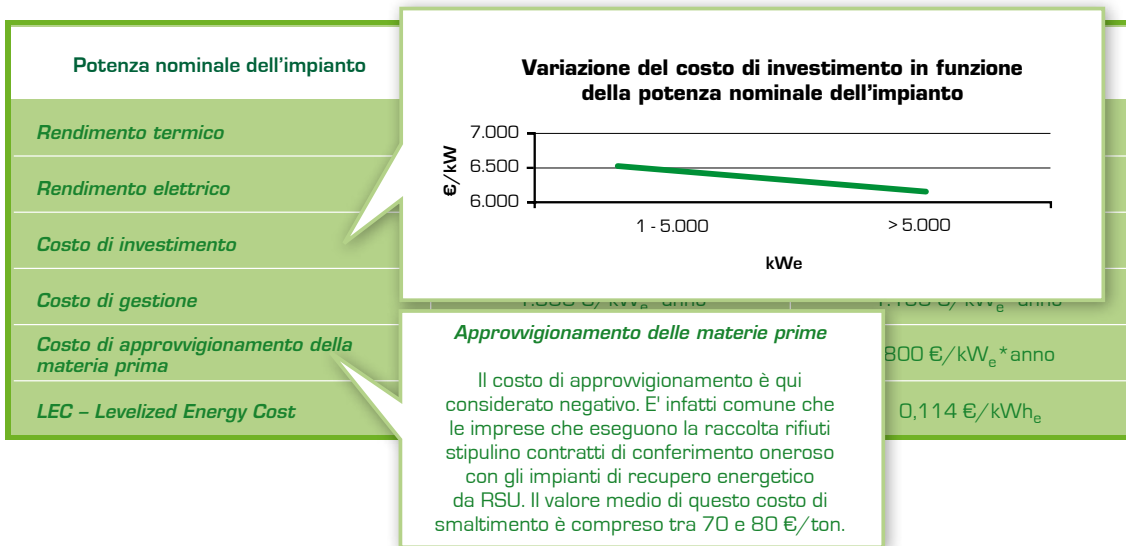
Di seguito è riportata un'analisi sui costi di produzione di energia elettrica in impianti per il recupero energetico da RSU:

Potenza nominale dell'impianto	5 MW <sub>e</sub>	40 MW <sub>e</sub>
<i>Rendimento termico</i>	35-50%	35-50%
<i>Rendimento elettrico</i>	10-20%	22-38%
<i>Costo di investimento</i>	6.500 €/kW <sub>e</sub>	6.000 €/kW <sub>e</sub>
<i>Costo di gestione</i>	1.300 €/kW <sub>e</sub> *anno	1.150 €/kW <sub>e</sub> *anno
<i>Costo di approvvigionamento della materia prima</i>	-800 €/kW <sub>e</sub> *anno	-800 €/kW <sub>e</sub> *anno
<i>LEC - Levelized Energy Cost</i>	0,139 €/kWh <sub>e</sub>	0,114 €/kWh <sub>e</sub>

# Impianti per il recupero energetico da RSU: rendimenti e costi



Di seguito è riportata un'analisi sui costi di produzione di energia elettrica in impianti per il recupero energetico da RSU:



# Impianti per il recupero energetico da RSU: operatori



Tipicamente per la realizzazione di questi impianti **più imprese si costituiscono in ATI** (Associazione Temporanea di Imprese).

Ad esempio, per la realizzazione dell'impianto di Brescia, commissionato da ASM, hanno partecipato Ansaldo, ABB, Alstom e Martin. L'impianto di Parona promosso da Foster Wheeler, ha visto invece coinvolte Alstom e Procedair. Infine l'impianto di FEA a Granarolo dell'Emilia ha coinvolto Von Roll, CCT e Termomeccanica Ecologica.

I principali proprietari di impianti di recupero energetico da RSU in Italia sono riportati nella tabella seguente:

Impresa	Sede	Capacità di trattamento dell'impianto (ton/anno)	Carico termico [MW <sub>th</sub> ]	Potenza elettrica [MW <sub>e</sub> ]
<b>ASM</b>	Granarolo nell'Emilia (BO)	810.000	300	84,4
<b>Partenope Ambiente</b>	Acerra (NA)	609.000	340	106,5
<b>AMSA</b>	Milano	500.000	184,5	59
<b>Foster Wheeler Italiana</b>	Parona (PV)	380.000	137	45,3
<b>Hera Ambiente</b>	Modena	240.000	91	30
<b>AcegasAps</b>	Trieste	223.000	65,1	17,5
<b>Frullo Energia Ambiente</b>	Granarolo nell'Emilia (BO)	218.000	81,4	22
<b>Actelios</b>	Trezzo sull'Adda (MI)	195.000	83,2	20
<b>Consorzio Industriale Provinciale di Cagliari</b>	Capoterra (CA)	172.000	51,5	13,9
<b>Rea Dalmine</b>	Dalmine (BS)	151.000	55,8	19,5



## I costi e i rendimenti delle tecnologie per la produzione di bioenergia: una sintesi



Tecnologia	Costo di investimento [€/kW]	Costo di gestione [€/kW*anno]	Costo di approvvigionamento della materia prima [€/kW*anno]	LEC [€/kWh]
Caldaie a pellet - 20 kW <sub>th</sub>	600	15	50	0,090
Caldaie a pellet - 100 kW <sub>th</sub>	400	10	48	0,073
Caldaie a biomassa [eventuale teleriscaldamento] - 1MW <sub>th</sub>	1.400	90	180	0,067
Caldaie a biomassa [eventuale teleriscaldamento] - 8 MW <sub>th</sub>	1.300	80	160	0,060
Impianti ORC - 250 kW <sub>e</sub>	5.000	250	550	0,169
Impianti ORC - 2 MW <sub>e</sub>	4.500	250	450	0,146
Impianti di gassificazione - 500 kW <sub>e</sub>	3.500	450	420	0,220
Impianti di pirolisi - 500 kW <sub>e</sub>	3.700	500	420	0,233
Centrali a combustione da biomasse - 8 MW <sub>e</sub>	3.500	350	640	0,167
Centrali a combustione da biomasse - 20 MW <sub>e</sub>	3.000	320	540	0,143
Impianti per la produzione di energia da biogas - 250 kW <sub>e</sub>	4.500	380	600	0,175
Impianti per la produzione di energia da biogas - 999 kW <sub>e</sub>	3.000	340	600	0,153
Impianti per la produzione di energia da oli vegetali - 999 kW <sub>e</sub>	1.200	160	1.080	0,169
Impianti per la produzione di energia da oli vegetali - 10 MW <sub>e</sub>	1.050	120	960	0,147
Impianti per il recupero energetico da RSU - 5 MW <sub>e</sub>	6.500	1.300	-800	0,139
Impianti per il recupero energetico da RSU - 40 MW <sub>e</sub>	6.000	1.150	-800	0,114

# I costi e i rendimenti delle tecnologie per la produzione di bioenergia: una sintesi



Tecnologia	Costo di investimento [€/kW]	Costo di gestione [€/kW*anno]	Costo di approvvigionamento della materia prima [€/kW*anno]	LEC [€/kWh]
Caldaie a pellet - 20 kW <sub>th</sub>				0,090
Caldaie a pellet - 100 kW <sub>th</sub>				0,073
Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento) - 1 MW <sub>th</sub>				0,067
Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento) - 8 MW <sub>th</sub>				0,060
Il costo di produzione di un kWh <sub>th</sub> è mediamente più basso del 44% rispetto a un kWh <sub>e</sub>				
Impianti ORC - 250 kW <sub>e</sub>	5.000	250	550	0,169
Impianti ORC - 2 MW <sub>e</sub>	4.500	250	450	0,146
Impianti di gassificazione - 500 kW <sub>e</sub>	3.500			
Impianti di pirolisi - 500 kW <sub>e</sub>	3.700			
Centrali a combustione - 1 MW <sub>e</sub>	3.500			
Centrali a combustione - 2 MW <sub>e</sub>	3.000			
Impianti per la produzione di energia da biogas	4.500	380	600	0,175
Impianti per la produzione di energia da rifiuti organici	3.000	340	600	0,153
Impianti per la produzione di energia da oli vegetali - 500 kW <sub>e</sub>	1.200	160	1.080	0,169
Impianti per la produzione di energia da oli vegetali - 2 MW <sub>e</sub>		120	960	0,147
Impianti per il recupero energetico da RSU		1.300	-800	0,139
Impianti per il recupero energetico da rifiuti organici		1.150	-800	0,114

Le tecnologie per la produzione di energia da biogas hanno un costo di investimento specifico che è sensibilmente influenzato dalla taglia dell'impianto

Gli impianti per la produzione di energia da oli vegetali presentano i costi di approvvigionamento annui più elevati.

Gli impianti per il recupero energetico da RSU sono quelli con costi di gestione annui più elevati.

## I costi e i rendimenti delle tecnologie per la produzione di bioenergia: una sintesi



Si riportano in questa tabella i LEC per alcuni impianti considerati nell'analisi nel caso in cui essi si approvvigionino di materia prima «a costo zero»:

Tecnologia	Costo di investimento [€/kW]	Costo di gestione [€/kW*anno]	Costo di approvvigionamento della materia prima [€/kW*anno]	LEC [€/kWh]
Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento) - 8 MW <sub>th</sub>	1.300	80	0	0,034
Impianto ORC - 2 MW <sub>e</sub>	4.500	220	0	0,086
Centrali a combustione da biomasse - 8 MW <sub>e</sub>	3.500	350	0	0,085
Impianti per la produzione di energia da biogas - 999 kW <sub>e</sub>	3.000	340	0	0,078
Impianti per la produzione di energia da biogas - 999 kW <sub>e</sub>	1.200	160	0	0,034

# I costi e i rendimenti delle tecnologie per la produzione di bioenergia: una sintesi



Si riportano in questa tabella i LEC per alcuni impianti considerati nell'analisi nel caso in cui essi si approvvigionino di materia prima «a costo zero»:

Tecnologia	Costo di investimento [€/kW]	Costo di gestione [€/kW*anno]	Costo della materia prima [€/kW*anno]	LEC [€/kWh]
Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento) – 8 MW <sub>th</sub>	1.300	80	0	0,034
Impianto ORC – 2 MW <sub>e</sub>				0,086
Centrali a combustione da biomasse – 8 MW <sub>e</sub>				0,085
Impianti per la produzione di energia da biogas – 999 kW <sub>e</sub>				0,078
Impianti per la produzione di energia da biogas – 999 kW <sub>e</sub>				0,034

Rispetto ai LEC riportati nella slide precedente, si notano riduzioni dal 30% all' 85%

Realizzando sistemi di approvvigionamento della materia prima «a costo zero», le tecnologie per la produzione di energia da biomassa si avvicinano ad essere competitive senza incentivazione.





# I segmenti di mercato

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE  
MIP

Partner



Con il patrocinio di

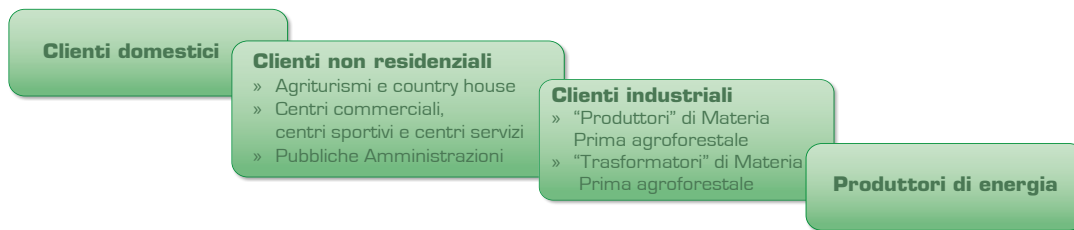


## I segmenti di mercato



In questa sezione – dopo aver analizzato le diverse tecnologie a disposizione per la produzione di energia da biomassa – si prendono in **esame i diversi segmenti di mercato, ovvero le tipologie di clienti che possono adottare tali tecnologie per soddisfare il loro fabbisogno.**

Si sono individuati **4 macro-segmenti**, ove necessario ulteriormente dettagliati:



Per ciascuno di questi si fornisce:

- » **un breve “profilo energetico”**, con riferimento al **fabbisogno che può essere coperto dall’impiego delle biomasse**;
- » una **stima della dimensione** nel nostro Paese.

Il fabbisogno energetico che può essere coperto dall'impiego delle biomasse per questo segmento di mercato fa principalmente riferimento al **consumo medio termico per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria**, ovvero da un minimo di  $100 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2/\text{anno}$  per una utenza domestica media nel Sud Italia **a un massimo di  $150 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2/\text{anno}$  per una al Nord.**

**L'orizzonte di riferimento** lungo cui questi clienti valutano l'investimento in tecnologie per la produzione di energia da biomassa è **tipicamente di lungo periodo e non risente in maniera significativa di variazioni della redditività.**

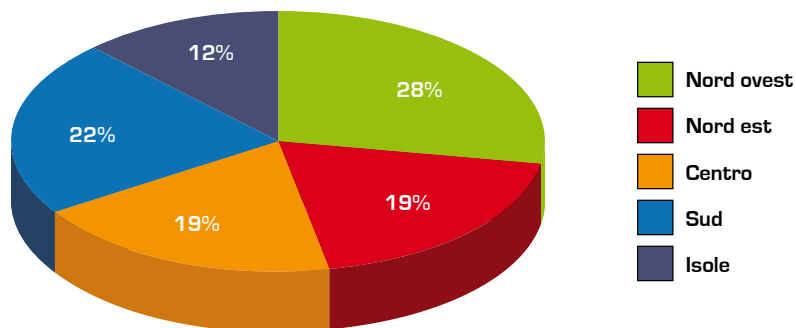
Questi utenti sono tuttavia **particolarmente sensibili alla "invasività" della soluzione tecnologica adottata**, tenendo conto sia dei ridotti spazi usualmente a disposizione sia del **grado di indipendenza del singolo utente** (è ad esempio comune per le utenze domestiche nelle città che il fabbisogno termico sia soddisfatto da centrali termiche condominiali).



## Clienti domestici: dimensione



Dal punto di vista della diffusione, **le abitazioni residenziali nel nostro Paese sono oltre 32 milioni**, ripartite come in Figura:



**Meno dell'1% di queste** (soprattutto al Sud e in generale nelle zone rurali) **è tuttavia autonomo dal punto di vista del soddisfacimento del fabbisogno termico**, mentre la maggior parte delle utenze domestiche del Nord Italia – ovvero quelle con una più elevata richiesta di energia per il riscaldamento – è concentrata in ambiti altamente urbanizzati.

## Clienti non residenziali: *agriturismi e country house – profilo*



**Il fabbisogno energetico che può essere coperto dalle biomasse è sia quello termico** (in analogia a quanto visto per gli utenti domestici) **sia quello elettrico**.

In questo caso, infatti, la **disponibilità diretta o comunque la vicinanza alla materia prima agro-forestale** da poter impiegare **rappresenta un fattore distintivo**, mentre vengono meno i vincoli di spazio e di libertà di azione che si sono discussi con riferimento alle utenze residenziali.

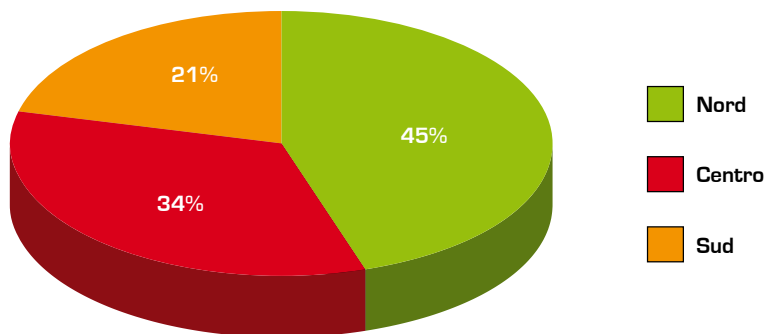
**In molti casi poi – al di là dell’aspetto economico che comincia a rivestire un ruolo di rilievo – la connotazione “green”** delle tecnologie per la produzione di energia da biomassa diventa uno **strumento di “marketing” per questo tipo di clienti**.

Se si considera **la dimensione media di un agriturismo o country house in Italia** si può stimare il relativo **fabbisogno termico in circa 165 kWh<sub>th</sub>/m<sup>2</sup>/anno** e quello elettrico in **140 kWh<sub>e</sub>/m<sup>2</sup>/anno**.

## Clienti non residenziali: *agriturismi e country house* – dimensione



**Gli agriturismi e country house in Italia sono oltre 20.000**, così distribuiti dal punto di vista geografico:



**Toscana e Alto Adige** si confermano i territori in cui l'agriturismo risulta storicamente più rilevante, **ma anche Lombardia, Veneto, Umbria, Emilia-Romagna e Piemonte** contano più di mille agriturismi nel loro territorio.

## Clienti non residenziali: *centri commerciali, centri sportivi e centri servizi – profilo*



Anche per questo tipo di clienti **l'impiego delle biomasse** per la produzione di energia **può essere funzionale alla copertura sia del fabbisogno termico (in media 240 kWh<sub>th</sub>/m<sup>2</sup>/anno) che del fabbisogno elettrico (in media 260 kWh<sub>e</sub>/m<sup>2</sup>/anno).**

Pur non sussistendo nella maggior parte dei casi vincoli di spazio o di dipendenza decisionale, **per questo tipo di clienti l'approvvigionamento della biomassa non può che avvenire attraverso l'attivazione di un processo di fornitura *ad hoc*.**

**L'attivazione di un processo di fornitura della biomassa vantaggioso influenza anche la scelta della dimensione dell'impianto da realizzare.** A seconda della biomassa viene deciso il tipo di energia da produrre (elettrica e/o termica) e la taglia dell'impianto.

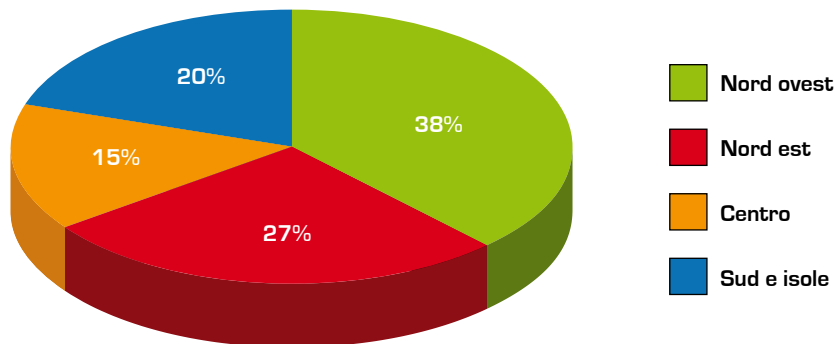
**La variabile economica – in termini di tempo di *pay-back* e IRR dell'investimento – assume una valenza estremamente significativa nella decisione di adozione.**

## Clienti non residenziali:

*centri commerciali, centri sportivi e centri servizi – dimensione*



**Se si considerano i soli Centri commerciali – per i quali è disponibile un censimento aggiornato**  
– è possibile identificare in **oltre 2.000 in Italia** gli edifici appartenenti a questo segmento di mercato con una dimensione media superiore ai 5.000 m<sup>2</sup>.



## Clienti non residenziali: *pubblica amministrazione – profilo*



Gli edifici della Pubblica Amministrazione, in particolare gli **Uffici Pubblici, le Scuole e gli Ospedali**, possono **impiegare le biomasse per soddisfare sia il proprio fabbisogno termico che quello elettrico**. In media **Scuole e Uffici consumano**, per una superficie media di 3.000 m<sup>2</sup>, **110 kWh<sub>e</sub>/m<sup>2</sup>/anno e 105 kWh<sub>th</sub>/m<sup>2</sup>/anno**, mentre più elevato – anche con riferimento ad una superficie media di 5.000 m<sup>2</sup> – è il fabbisogno degli **Ospedali** in Italia (**120 kWh<sub>e</sub>/m<sup>2</sup>/anno e 180 kWh<sub>th</sub>/m<sup>2</sup>/anno**).

**Il dimensionamento di questi impianti avviene in funzione della disponibilità di biomassa di cui le imprese dispongono** o di cui è possibile approvigionarsi attivando filiere sostenibili ed economicamente vantaggiose.

**La variabile economica è estremamente importante nella scelta dell'investimento**, mentre **l'aspetto procedurale** se da un lato è **snellito dalla “facilità” di ottenimento delle autorizzazioni** e dalla **possibilità di intervenire anche sulle infrastrutture di rete** (ad es. per il teleriscaldamento) dall'altro lato è **reso più critico dalla necessità di operare la selezione**, per interventi di una certa importanza, **secondo le modalità dei bandi pubblici**.

## Clienti non residenziali: *pubblica amministrazione – dimensione*



**Gli edifici della Pubblica Amministrazione in Italia rappresentano una parte significativa del patrimonio immobiliare non residenziale.** In particolare:

- » sono oltre 15.000 gli Uffici Pubblici propriamente detti;
- » 55.000 gli edifici di Scuole e Università;
- » 1.500 gli Ospedali.

Rispetto al totale degli edifici adibiti ad uffici in Italia quelli **pubblici rappresentano circa il 20% del totale.**

Indicativamente è possibile stimare che il patrimonio immobiliare pubblico è per circa **il 20% di proprietà delle Amministrazioni Centrali e per l'80% degli Enti Territoriali.**

## Clienti industriali: *produttori di materia prima – profilo*



In questo segmento di mercato rientrano **le imprese (allevamenti, imprese zootecniche, imprese agricole di produzione, imprese di silvicoltura) che “producono” all’origine la materia prima agroforestale necessaria come input** per le tecnologie di produzione energetica da biomassa.

**Non avendo a che fare con processi industriali di “trasformazione” il fabbisogno energetico di questi clienti è relativamente limitato** e paragonabile a quello di un piccolo complesso residenziale.

**La decisione di investire** in bioenergie **è legata prettamente ai ritorni economici garantiti dai risparmi sull’approvvigionamento di combustibile per la produzione termica o dai ritorni economici garantiti dalla produzione elettrica** e che sono impiegati per sostenere l’attività agricola o di allevamento primaria, **tenendo conto della disponibilità della materia prima necessaria.**

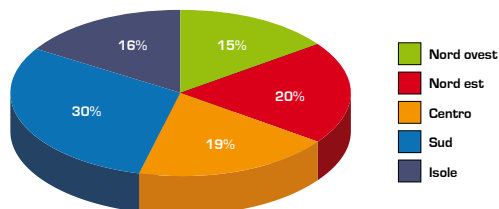


## Clienti industriali: produttori di materia prima – dimensione

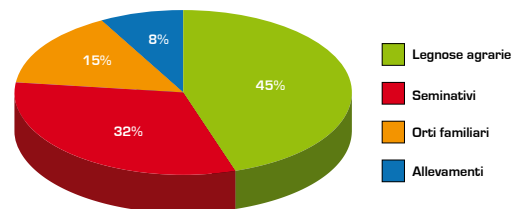


Le imprese (**allevamenti, imprese zootecniche, imprese agricole di produzione, vivai e serre, imprese di silvicoltura**) in Italia sono più di **1,6 mln** e interessano una superficie di oltre 2,5 mln di ettari.

Localizzazione geografica aziende per ettari



Numero di aziende agricole per tipologia



Oltre il 75% degli ettari coltivati è dedicato ad **attività seminataive prevalentemente concentrati in Emilia Romagna, Lombardia, Sicilia e Puglia.**

Invece **le imprese legnose agrarie**, che rappresentano il 24% del totale di ettari, **sono localizzate in Puglia, Sicilia, Calabria.**

## Clienti industriali: *trasformatori di materia prima – profilo*



In questo segmento rientrano **le imprese di trasformazione delle materia prima agroforestale** che possono sfruttare da un lato, analogamente alle imprese produttrici, la disponibilità di materia prima e, dall'altro lato, hanno un **maggiore fabbisogno energetico (sia termico che elettrico) legato ai processi industriali di trasformazione.**

**Esempi di imprese appartenenti a questo segmento sono** quelle alimentari, di lavorazione del legno come le segherie, i vivai e le serre, le imprese olivicole e quelle vitivinicole, ...

Per queste imprese **la produzione di energia termica può essere facilmente utilizzata nei loro processi primari**, ad esempio per il riscaldamento delle serre oppure per le attività di essiccazione del legno.

## Clienti industriali:

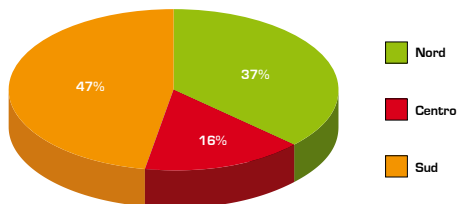
*trasformatori di materia prima – dimensione*

Il numero di imprese e **la loro localizzazione geografica è fortemente influenzato dalla loro tipologia produttiva specifica** (imprese alimentari, di lavorazione del legno come le segherie, i vivai e le serre, le imprese olivicole e quelle vitivinicole).

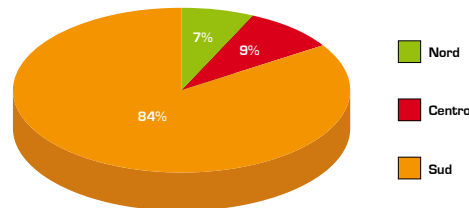
Ad esempio se si analizzano **le imprese olivicole, in Italia sono presenti oltre 775.000 imprese** per una superficie totale di 1.100.000 ha e una superficie media di 1,4 ha.

Le **imprese vitivinicole sono invece oltre 380.000** per una superficie totale di circa 632.000 ha e una superficie media di 1,6 ha.

Localizzazione imprese vitivinicole per ettari



Localizzazione imprese olivicole per ettari



## Produttori di energia: profilo e dimensione



Appartengono a questa tipologia **le imprese** (fra le quali municipalizzate o ex-municipalizzate) **il cui obiettivo primario sia la produzione e vendita di energia elettrica o termica.**

L'adozione di tecnologie per la produzione di energia da biomassa rientra in un **processo di diversificazione del portafoglio delle fonti energetiche verso le fonti rinnovabili, anche per soddisfare gli obblighi normativi** (7,5% della produzione elettrica nel 2012 come indicato nel D.Lgs. 79/1999).

Considerando che per questo tipo di operatori **non vi sono vincoli legati al fabbisogno, ma che parimenti la biomassa di input deve essere reperita attraverso un canale di approvvigionamento ad hoc.** è solamente **la variabile economica – tempo di pay back e IRR dell'investimento – in contrapposizione ad investimenti alternativi in altre fonti rinnovabili a guidare la scelta di una determinata tecnologia.**

**Sono quasi 3.500 le imprese di produzione di energia elettrica in Italia** per una produzione totale di oltre 290 TWh (circa il 60% appannaggio dei primi 5 operatori). Le biomasse contano per oltre il 3,5 % (circa il 13% delle rinnovabili).





# La convenienza “assoluta” degli investimenti in bioenergie

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE  
MIP

Partner



Con il patrocinio di



### La convenienza “assoluta” degli investimenti in bioenergie



Obiettivo di questa sezione del rapporto è offrire una **valutazione sistematica della convenienza di investire** nelle tecnologie per la produzione di energia da biomasse **prescindendo** – da qui l'aggettivo “assoluta” – **dalla presenza di meccanismi di incentivazione.**

In buona sostanza **si vuole applicare alle bioenergie il principio della *grid parity***, su cui tanto si dibatte nel mondo delle rinnovabili per comprendere:

- » **se e per quali segmenti di mercato l'investimento nelle bioenergie è già oggi “assolutamente” conveniente;**
- » **quale è, in tutti gli altri casi, il *gap* e se è possibile colmarlo** per rendere sostenibile anche in assenza di incentivazione la diffusione delle bioenergie del nostro Paese.

E' opportuno sottolineare sin d'ora che **le considerazioni fatte in questa sezione verranno riprese e “rilette” nelle due successive, diventando il “metro” per la valutazione del sistema di incentivazione delle bioenergie attuale e atteso nel nostro Paese.**

La complessità e la varietà delle tecnologie che sono state presentate nella Sezione 1 del presente Rapporto rende necessario tuttavia **articolare l'analisi della convenienza “assoluta” lungo 4 dimensioni:**

## **2 dimensioni principali:**

- » **matching col fabbisogno**, ovvero la possibilità per la tecnologia oggetto di indagine di rispondere effettivamente alle caratteristiche di fabbisogno energetico di un dato segmento di mercato;
- » **rendimento economico**, ovvero l'IRR (Internal Rate of Return) e il TPB (Tempo di Pay Back) collegato all'investimento in una delle tecnologie effettivamente disponibili per ciascun segmento di mercato.

## **2 dimensioni secondarie o fattori di correzione:**

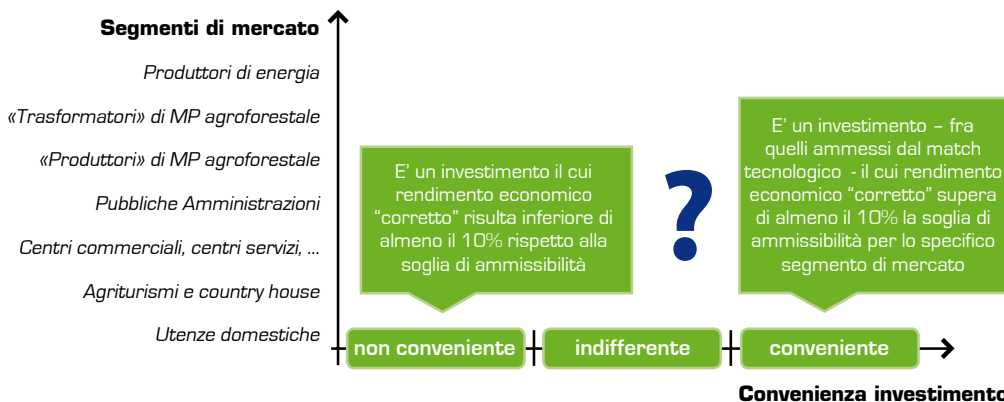
- » **complessità autorizzativa & siting**, che riduce la convenienza effettiva dell'investimento allungandone i tempi di realizzazione e/o introducendo extra-costi connessi all'accettazione dello stesso nell'area geografica di riferimento;
- » **disponibilità della biomassa di input**, che in maniera analoga può aumentare (o ridurre nei casi di difficoltà di reperimento) la redditività dell'investimento e/o modificarne il grado di rischio percepito dall'investitore.



# La convenienza “assoluta” degli investimenti in bioenergie



Le 4 dimensioni della convenienza “assoluta” sono poi  **sintetizzate in un indicatore unico come riportato in figura:**



Gli si sottolinea come – per costruzione e soprattutto con riferimento alle dimensioni secondarie – l'indicatore di convenienza “assoluta” così costruito è anche **una buona proxy della bancabilità del progetto**, ovvero della possibilità di ottenere finanziamenti di tipo bancario per la sua realizzazione.

# La convenienza “assoluta”: il *matching* col fabbisogno



La tabella seguente riporta per ciascun segmento di mercato, **indipendentemente dalle considerazioni economiche**, quali **tecnologie** per la produzione di energia da biomasse possono essere **efficacemente impiegate per soddisfare il fabbisogno energetico**.

Segmento di mercato	Tecnologia di match	Note
<b>Clienti domestici</b>	Caldaie a pellet	Il fabbisogno da soddisfare è esclusivamente collegato all'energia termica e relativamente modesto su base annuale. La ridotta disponibilità di spazi e la natura individuale dell'investimento rende la tecnologia delle caldaie a pellet l'unica effettivamente valutabile per questo segmento di mercato.
<b>Clienti non residenziali</b>	<i>Agriturismi e country house</i>	In dipendenza dalla dimensione della singola utenza, le tecnologie possono essere impiegate per soddisfare il solo il fabbisogno termico – è il caso di agriturismi e country house – oppure anche una parte del fabbisogno elettrico. Al crescere del fabbisogno termico e della disponibilità di spazi diventa più coerente il match con le caldaie a biomassa (che vanno a sostituire le meno potenti caldaie a pellet). Gli impianti ORC per le caratteristiche di taglia ed eventualmente gli impianti di gassificazione/pirolisi sono invece i più adatti qualora si voglia valutare anche la produzione di energia elettrica da biomassa.
	<i>Centri commerciali, centri sportivi e centri servizi</i>	
	<i>Pubbliche amministrazioni</i>	

## La convenienza “assoluta”: il *matching* col fabbisogno (segue)



	Segmento di mercato	Tecnologia di match	Note
Clienti industriali	«Produttori» di MP agroforestale	Caldaie a biomasse (eventuale teleriscaldamento) Impianti ORC Impianti a biogas Impianti di gassificazione/pirolisi impianti a oli vegetali	La copertura del fabbisogno elettrico – e il connesso sfruttamento dell'energia in eccesso, disponendo della materia prima – è in prima battuta l'obiettivo degli operatori di questo segmento di mercato. Solo in taluni casi, e quando funzionale al processo produttivo (come ad esempio per le serre e i vivai o per le segherie o imprese di lavorazione forestale) trovano applicazione le caldaie a biomassa o gli impianti ORC in ottica cogenerativa. In dipendenza poi dalla dimensione, e con maggiori taglie possibili per i “trasformatori”, possono essere impiegate quasi tutte le tecnologie per la produzione di energia, ovviamente in dipendenza dalla materia prima disponibile (ad esempio impianti ad oli vegetali per imprese olivicole o impianti a biogas per imprese agroalimentari).
	«Trasformatori» di MP agroforestale	Caldaie a biomasse Impianti ORC Impianti a biogas Impianti di gassificazione/pirolisi Impianti a oli vegetali Centrali a combustione da biomasse agroforestali	
	Produttori di energia	Caldaie a biomasse (eventuale teleriscaldamento) Impianti a biogas Impianti di gassificazione/pirolisi Impianti a oli vegetali Centrali a combustione da biomasse agroforestali Impianti per il recupero energetico da RSU	Per questo tipo di operatori non vi sono limiti di fabbisogno e quindi è sostanzialmente possibile l'adozione di qualsiasi tecnologia che possa garantire – con una taglia adeguata – la produzione di energia elettrica. Da sottolineare la possibilità di impiegare le biomasse per la produzione di calore da affidare ad una rete di teleriscaldamento locale (scelta particolarmente valutabile per le imprese municipalizzate o ex municipalizzate afferenti ad un'area urbana).

## La convenienza “assoluta”: il rendimento economico



La tabella seguente riporta **per ciascuna soluzione tecnologia** il rendimento economico misurato in termini di **IRR e Tempo di Pay Back (TPB)**. I range riportati mostrano (si veda anche la nota metodologica) i valori minimi e massimi di rendimento in coerenza con i valori di LEC che sono stati calcolati e discussi nella Sezione 2.

Tecnologia	IRR	TPB	Note
<i>Caldaie a pellet</i>	3% ÷ 6%	6 ÷ 12 anni	<p>La vita utile di questi impianti è solitamente lunga, con orizzonti maggiori di 25 anni e quindi assicura un completo ripagamento dell'investimento oltre che una elevata stabilità della soluzione tecnologica..</p> <p>Il ritorno economico dell'investimento non è certo la variabile di scelta primaria ed anzi rendimenti IRR dell'ordine del 4-5% possono essere considerati più che vantaggiosi.</p>
<i>Caldaie a biomasse (eventuale teleriscaldamento)</i>	7% ÷ 8%	4 ÷ 6 anni	<p>L'orizzonte temporale degli investimenti in questo tipo di tecnologie è lungo e quindi il ridotto PBT ne favorisce l'adozione. Questo tipo di tecnologie, soprattutto di taglia maggiore, si adattano perfettamente all'allacciamento ad una rete di teleriscaldamento. In assoluto la convenienza economica è positiva ma molto dipende dalla possibilità di approvvigionarsi di materia prima a prezzi competitivi, e quindi attivando opportune filiere di fornitura, e dalla possibilità di avere “clienti” per l'energia termica prodotta già allacciati in rete (la realizzazione di una nuova rete di teleriscaldamento impatta infatti in maniera estremamente significativa sui ritorni, che in questo caso si avvicinano allo zero).</p>

## La convenienza “assoluta”: il rendimento economico (segue)



Tecnologia	IRR	TPB	Note
<i>Impianti ORC</i>	< 0% ÷ 6%	> 6 anni	Queste soluzioni sono spesso adottate in contesti cogenerativi per impieghi di processo ed il tipo di utente ha quindi un orizzonte di lungo periodo. Il rendimento economico dell'investimento è fortemente influenzato dalla possibilità di approvigionare le biomasse a prezzi vantaggiosi. Questa tecnologia tuttavia è molto scalabile a piccole taglie e modulare il che permette di scegliere l'opportuna taglia in relazione alla biomassa disponibile.
<i>Impianti di gassificazione/ pirolisi</i>	< 0%	-	Questo tipo di tecnologia, per quanto conosciuta da molto tempo, non ha ancora registrato in Italia una diffusione tale da essere considerata matura. Gli alti costi di gestione e di manutenzione dell'impianti per trovare il giusto assetto produttivo incidono notevolmente sui rendimenti economici di questi impianti. A questo poi si aggiunge la problematica dell'approvvigionamento di biomassa che può ulteriormente aggravare i rendimenti. La gestione ottimale e congiunta di tutte queste variabili permette di trovare casi in cui sia conveniente installare impianti di questo tipo.
<i>Impianti a biogas</i>	< 0% ÷ 6%	> 3 anni	I parametri economici sono anche in questo caso molto influenzati dalla disponibilità di biomassa da dedicare all'alimentazione dell'impianto e la tecnologia permette di modulare la taglia seguendo questo parametro. I rendimenti economici dipendono dalla tipologia di biomassa utilizzata e nello specifico da un eventuale uso alternativo della stessa che ovviamente innalza il costo di approvvigionamento.

## La convenienza “assoluta”: il rendimento economico (segue)



TECNOLOGIA	IRR	TPB	NOTE
<i>Impianti a oli vegetali</i>	< 0% ÷ 4%	> 7 anni	Il rendimento economico è fortemente influenzato dalla tipologia e dalla provenienza dell'olio utilizzato. L'investitore tipo è quindi interessato a ritorni immediati (<5 anni) e rendimenti elevati (>10%). La tecnologia degli oli vegetali di fatto permetterebbe anche il verificarsi di queste due condizioni ma molto dipende dal prezzo di approvvigionamento della materia prima.
<i>Centrali a combustione da biomasse agroforestali</i>	< 0% ÷ 6%	> 5 anni	La disponibilità di biomassa o la capacità di attivare filiere di approvvigionamento locali sono le principali variabili che possono incidere sui ritorni di questa tipologia di investimenti. Qualora invece per l'approvvigionamento si decidesse di ricorrere a import, soprattutto per impianti di taglia maggiore, critica diventa la scelta del siting per minimizzare i costi logistici di trasporto. Per le imprese che usano l'energia elettrica prodotta per i propri processi produttivi si può pensare a rendimenti soglia attorno al 5-7% ,mentre per operatori produttori è necessario che si arrivi almeno al 10-12%. Inoltre l'alimentazione «corretta» e «virtuosa» di questi impianti, soprattutto nel caso di soluzioni di taglia maggiore, permette l'attivazione di importanti filiere locali per l'approvvigionamento della materia prima con importanti ricadute occupazionali.
<i>Impianti per il recupero energetico da RSU</i>	< 0%	-	La convenienza di questi impianti non dipende solo dal, per quanto importante, fattore economico. Questi sono gli unici impianti che permettono di chiudere il ciclo dei rifiuti e quindi la scelta di effettuare questi investimenti coinvolge molte più variabili. Questa complessità nello sviluppo dell'iniziativa fa sì che l'orizzonte temporale di riferimento sia di solito molto lungo, con impianti che possono restare in funzione per oltre 20 anni.

### La convenienza “assoluta”: il rendimento economico



L'analisi appena proposta è stata effettuata utilizzando come **dati di partenza** quelli presentati nella Sezione 2 di questo Rapporto, ovvero il **costo di investimento** per le diverse tecnologie e i **costi di O&M** e di **approvvigionamento MP**, con i quali era stato possibile calcolare il LEC di ogni tecnologia.

Per calcolare la redditività degli investimenti, i precedenti dati sono stati **confrontati con il valore del mancato acquisto dell'energia elettrica o termica dalla rete**, nel caso degli impianti di taglia minore, **o con il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica** (PUN) sul mercato nazionale, per gli impianti di taglia maggiore.

I valori utilizzati sono rispettivamente **0,16 €/kWh<sub>e</sub> (risparmio elettrico impianti di piccola taglia)**, **0,09 €/kWh<sub>th</sub> (risparmio termico)**, **0,08 €/kWh<sub>e</sub> (ricavo vendita energia elettrica)** e **0,035 €/kWh<sub>th</sub> (ricavo vendita energia termica)**.

## La convenienza “assoluta”: complessità autorizzativa&siting



Questa dimensione considera **la difficoltà nella richiesta delle necessarie autorizzazioni** per la realizzazione dell'impianto **e la resistenza delle comunità locali**.

Per quanto riguarda il primo aspetto vengono considerati:

- » **il numero di enti coinvolti** per la richiesta e la **durata media per l'ottenimento delle autorizzazioni a costruire** [con un minimo di meno di 5 enti coinvolti per l'installazione di una caldaia a *pellet* ed un massimo di oltre 20 per un impianto di produzione di energia elettrica di taglia > 1MW<sub>e</sub>].
- » **la “granularità” della normativa**, ovvero la presenza o meno di regole/limitazioni per le installazioni a livello **regionale**, ovvero **provinciale** o addirittura **comunale** (come avviene ad esempio per gli impianti a biogas).

Per quanto riguarda il siting invece si considerano **le difficoltà** – considerate **proporzionali alla dimensione dell'impianto e alle caratteristiche della materia prima di input** (ad esempio risultano empiricamente più rilevanti per impianti di recupero energetico da RSU o grandi impianti a biomassa agroforestale rispetto a impianti a biogas di tipo agricolo) – di accettazione dell'investimento da parte delle comunità locali dell'area dove avviene l'insediamento.

**L'impatto di questa dimensione sulla convenienza complessiva dell'investimento può essere anche estremamente significativo** (fino a bloccare la realizzazione di impianti economicamente sostenibili). In questo Rapporto è considerata per semplicità come **un fattore di correzione (+/- 4% del rendimento economico)**.



### La convenienza “assoluta” disponibilità della biomassa di input



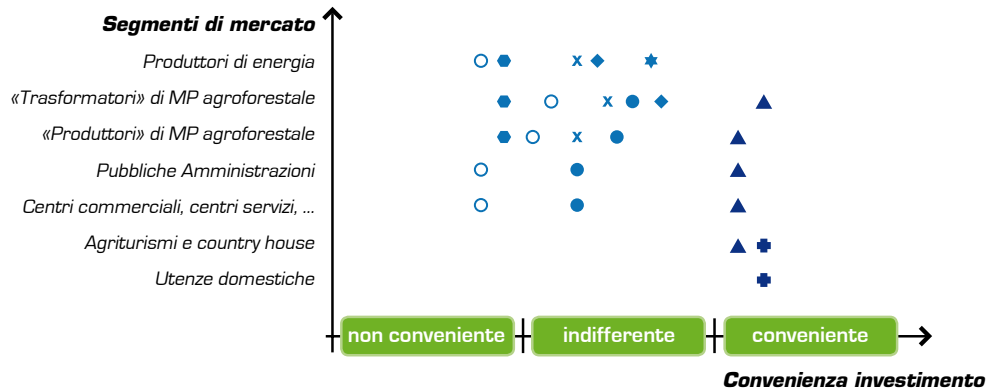
Questa dimensione considera la **distanza relativa** (ovviamente mediata sulle caratteristiche del segmento di mercato via via considerato) **fra il luogo di installazione e il luogo di provenienza della biomassa.**

In buona sostanza si assume **tanto più conveniente un investimento in tecnologia che possa sfruttare la biomassa già a disposizione presso l'utente**, piuttosto che uno ove **la difficoltà di approvvigionamento comporti degli extra-costi logistici e/o un aumento del rischio di continuità della produzione.**

Va sottolineato come in **alcuni casi** – ad esempio per le **utenze domestiche**, se si assume la prospettiva dei segmenti di mercato, o per le **tecnologie di valorizzazione energetica degli oli vegetali**, se si assume la prospettiva delle soluzioni tecnologiche – **non esista nella pratica una vera alternativa all'approvvigionamento “da lontano”**, mentre **in altri casi**, come per esempio **gli impianti a biogas nei produttori di materia prima**, può essere indifferentemente scelto il **mix appropriato di biomassa “locale”**.

In questo Rapporto si è assunta questa variabile come **fattore correttivo (+/- 7% del rendimento economico)** considerando la media (per tecnologia e segmento di mercato) misurata nel nostro Paese attraverso l'indagine empirica effettuata.

# La convenienza “assoluta” degli investimenti: un quadro d'assieme



## Solo produzione termica

⊕ Caldaie a pellet

▲ Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento)

## Produzione elettrica ed eventuale cogenerazione

○ Impianti ORC a biomassa

○ Impianti di gassificazione/pirolisi

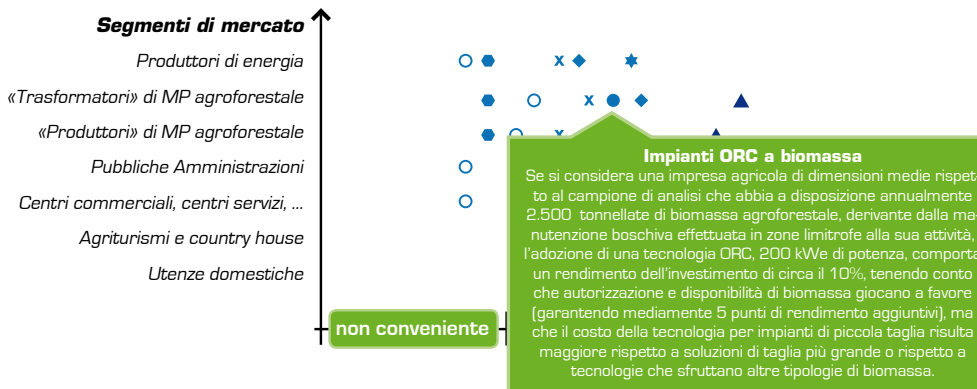
◆ Centrali a combustione da biomasse agroforestali

× Impianti a biogas

⬡ Impianti a oli vegetali

★ Impianti per il recupero energetico da RSU

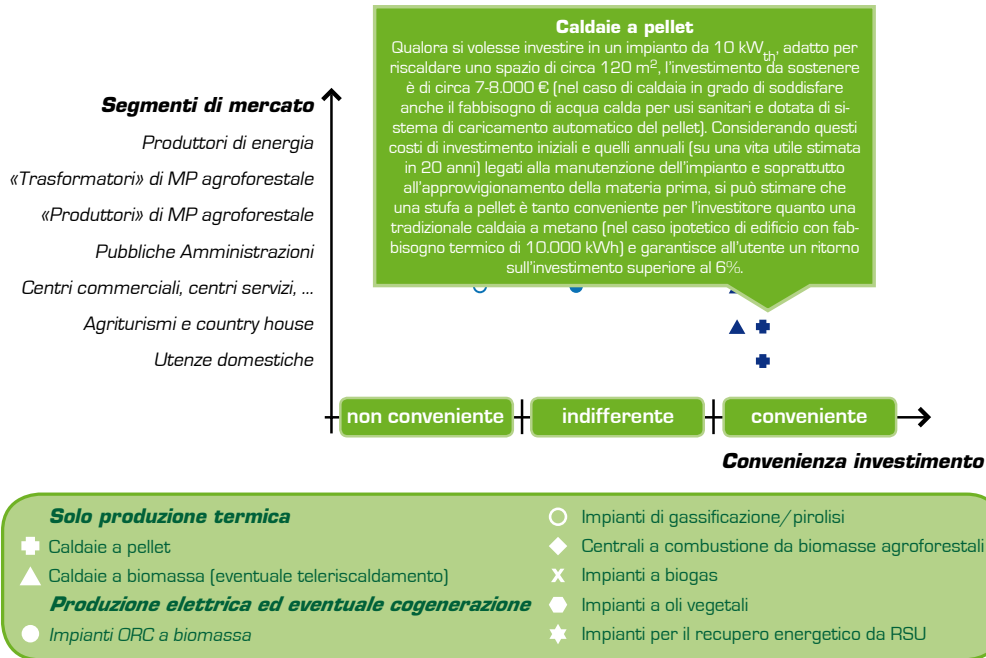
# La convenienza “assoluta” degli investimenti: casi di studio



- Solo produzione termica**
- ⊕ Caldaie a pellet
  - ▲ Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento)
- Produzione elettrica ed eventuale cogenerazione**
- Impianti ORC a biomassa
  - Impianti di gassificazione/pirólisi
  - ◆ Centrali a combustione da biomasse agroforestali
  - × Impianti a biogas
  - Impianti a oli vegetali
  - ★ Impianti per il recupero energetico da RSU

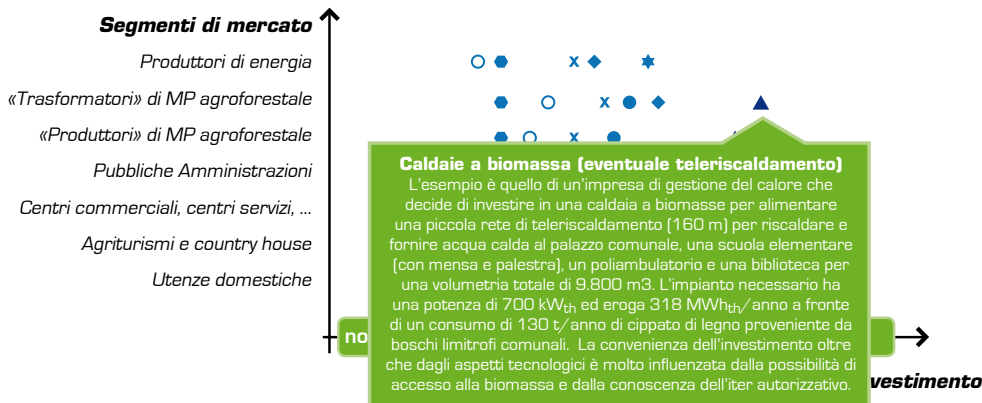
# La convenienza “assoluta” degli investimenti:

casi di studio



# La convenienza "assoluta" degli investimenti:

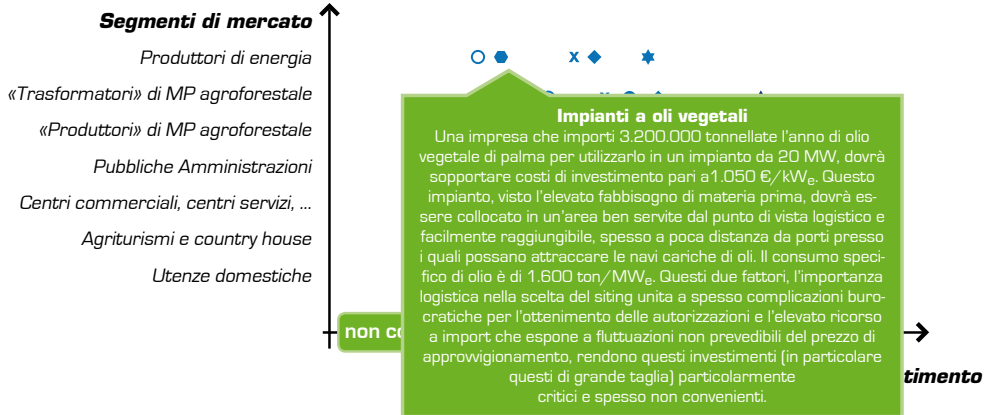
casi di studio



- Solo produzione termica**
- ⊕ Caldaie a pellet
  - ▲ Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento)
- Produzione elettrica ed eventuale cogenerazione**
- Impianti ORC a biomassa
  - Impianti di gassificazione/pirolisi
  - ◆ Centrali a combustione da biomasse agroforestali
  - × Impianti a biogas
  - Impianti a oli vegetali
  - ★ Impianti per il recupero energetico da RSU

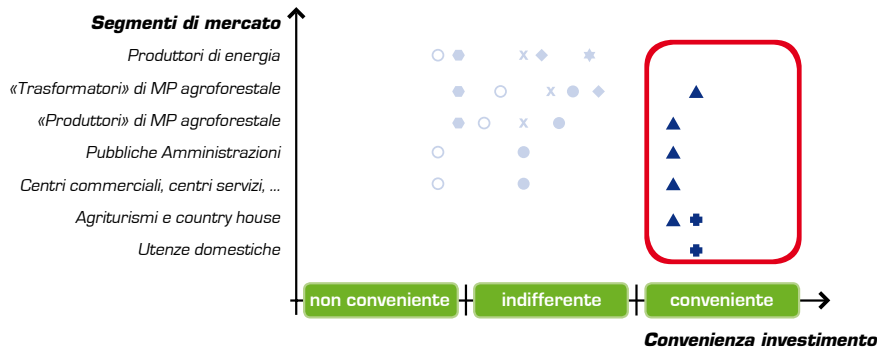
# La convenienza “assoluta” degli investimenti:

casi di studio



- Solo produzione termica**
- ⊕ Caldaie a pellet
  - ▲ Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento)
- Produzione elettrica ed eventuale cogenerazione**
- Impianti ORC a biomassa
  - Impianti di gassificazione/pirolisi
  - ◆ Centrali a combustione da biomasse agroforestali
  - × Impianti a biogas
  - ⬠ Impianti a oli vegetali
  - ★ Impianti per il recupero energetico da RSU

## Le tecnologie “convenienti”

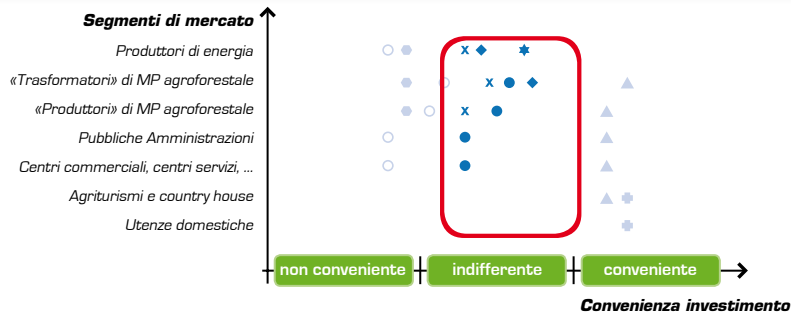


**Le uniche soluzioni tecnologiche** per la produzione di energia da biomassa **ad oggi convenienti** – e per tutti i segmenti di mercato – **sono quelle che riguardano la sola produzione termica**: caldaie a pellet e caldaie a biomassa per le taglie più elevate.

**La ragione è prima di tutto di natura tecnologica**: la conversione in energia elettrica richiede nella maggior parte dei casi (con l’eccezione degli oli vegetali) una ulteriore trasformazione (e quindi una perdita di efficienza) rispetto alla generazione di calore.

Appare evidente come, **in assenza di sistemi di incentivazione, in Italia la produzione elettrica da biomasse non sia economicamente competitiva.**

# Le tecnologie “indifferenti”



Il numero delle tecnologie che – anche in assenza di incentivi – sono **“indifferenti” all’investimento** (ovvero non modificano sostanzialmente la situazione rispetto all’alternativa “tradizionale” di comprare l’energia) è **piuttosto numeroso e comprende:**

- » **impianti ORC**, con convenienze maggiori anche di oltre 5 punti percentuali per gli operatori che dispongono di biomasse da dedicare all’alimentazione dell’impianto, ad esempio trasformatori e produttori di MP agroforestale;
- » **impianti a biogas**, anche in questo caso il ragionamento è simile a quello appena fatto per gli impianti ORC con convenienze in crescita in funzione della MP disponibile;
- » **impianti di combustione a biomasse agroforestali**, i trasformatori di MP sono gli investitori per i quali questa tecnologia si avvicina di più alla convenienza;
- » **impianti per il recupero energetico da RSU**, in questo caso, come già detto precedentemente, per i produttori di energia non è la sola logica economica ad influenzare la convenienza di questi investimenti.



### Le tecnologie “indifferenti”



Appartengono a questa categoria **tecnologie per la produzione di energia elettrica adatte ad ogni segmento di mercato**, garantendo pertanto una **diffusione delle biomasse nel nostro Paese potenzialmente molto significativa, anche in assenza di sistemi di incentivazione “pesanti”**.

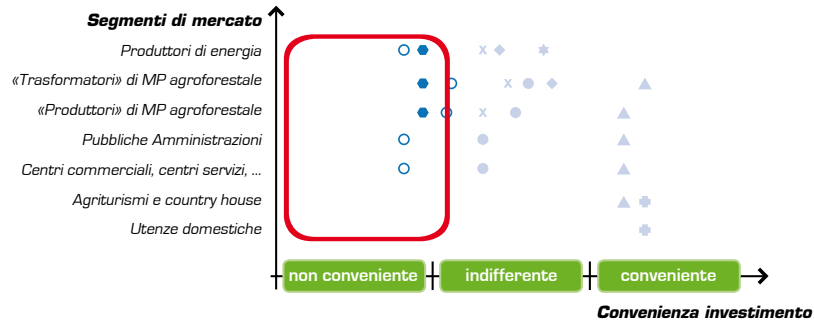
**Queste tecnologie sono in larga misura “mature”**, ovvero esiste (a detta degli operatori, con la parziale eccezione degli impianti ORC) un **limitato spazio per ulteriori efficientamenti di costo**.

**A far pendere verso la “convenienza” o meno sono, per questo tipo di tecnologie, soprattutto i “fattori di correzione”** con alcuni paradossi:

- » la complessità autorizzativa “sfavorisce” i clienti industriali, che invece beneficiano della disponibilità di biomassa
- » la presenza di biomassa è invece il fattore “negativo” per il segmento di mercato della pubblica amministrazione.

Appare evidente, quindi, e se ne parlerà nelle successive sezioni, come **un intervento di incentivazione “indiretto”, ovvero volto a mitigare gli effetti negativi dei fattori di correzione, potrebbe favorire l’ulteriore sviluppo**.

# Le tecnologie “non convenienti”



Le **soluzioni che in assenza di incentivi risultano oggi non convenienti** sono:

- » **impianti di gassificazione/pirolisi;**
- » **impianti ad oli vegetali.**

Nel primo caso è il **costo di investimento e gestione dell'impianto** a penalizzarne il rendimento economico, mentre nel secondo caso il **“rischio” ed il costo logistico di approvvigionamento** della materia prima [rischio e costo che si è acuito nel corso degli ultimi anni con ad esempio il prezzo dell'olio di palma che ha registrato una crescita di oltre il 60% nel 2010 seguita da una flessione del 30% nel 2011 e da una nuova impennata del 20% nei primi mesi del 2012].

### La convenienza “assoluta” degli investimenti: uno sguardo d'assieme



**L'impiego delle biomasse per la generazione di calore è già di per se un investimento conveniente**, che semmai va promosso agendo sulla sensibilizzazione all'uso di queste tecnologie o, ancor più, **investendo sulla ristrutturazione adeguata delle reti termiche delle nostre città.**

**L'impiego delle biomasse per la produzione di energia elettrica è ormai prossimo alla convenienza ma solo per quegli operatori che possono disporre della materia prima** e con impianti le cui **taglie** siano **effettivamente commisurate alla disponibilità** di input e non all'obiettivo di massimizzare la produzione di energia. Visto in positivo ciò significa che le biomasse possono rappresentare non solo un motore per la generazione distribuita ma anche un mezzo di valorizzazione economica degli scarti/sottoprodotti produttivi.

**L'impiego delle biomasse per la produzione di energia in impianti di grande taglia** appare invece decisamente **meno conveniente**. Considerando la maturità delle tecnologie in analisi **è chiaro come questo punto appaia particolarmente critico.**



# Il sistema di incentivazione attualmente in vigore e il suo impatto sulla convenienza degli investimenti

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA GESTIONALE  
MIP

Partner



Con il patrocinio di



## L'impatto dell'attuale "sistema di incentivazione"



L'obiettivo di questa Sezione è duplice:

- » **riassumere, nei suoi tratti salienti, il "sistema di incentivazione"**, inteso come l'insieme **dei provvedimenti legislativi ad oggi in vigore** che a vario titolo (con incentivi diretti sulla produzione o indiretti sull'investimento) **promuovono la realizzazione di impianti per la produzione di energia termica od elettrica da biomasse** [\*];
- » **valutare** – secondo il medesimo schema adottato nella precedente sezione – **l'impatto del sistema di incentivazione sulla convenienza all'adozione** di una data tecnologia nei diversi segmenti di mercato.

E' interessante far notare sin da subito che **le modifiche – per forza di cose in positivo – alla convenienza dell'investimento garantite dal sistema di incentivazione, che si commenteranno in seguito, sono alla base delle differenze**, che non saranno certo sfuggite al lettore, **fra i dati di mercato** presentati nella Sezione 1 e le **conclusioni cui si è invece giunti nella Sezione 3**.

[\*] Ulteriori approfondimenti sul tale punto sono disponibili sul Biomass Energy Report 2011, disponibile su [www.energystategy.it](http://www.energystategy.it). Con il medesimo riferimento è possibile reperire informazioni circa i processi autorizzativi, qui volutamente omessi.

## Il sistema di incentivazione attualmente in vigore



**Il Decreto Rinnovabili del 3 Marzo 2011 ha stabilito** – nonostante non siano ancora stati definitivamente emanati i necessari Decreti attuativi – **che le modalità di incentivazione per l'energia elettrica e termica da biomasse siano modificate a far data dal 1 Gennaio 2013.**

Sino a quella data (e sempre ammesso che non intervengano ulteriori dilazioni dei termini) il sistema di incentivazione per le bioenergie può essere così riassunto:

- » per la **produzione di energia elettrica; che è incentivata direttamente**, in funzione della taglia dell'impianto, si fa riferimento a:
  - **Tariffa onnicomprensiva per impianti sino a 1.000 kW<sub>e</sub>** (principali Leggi: n.244/07 e successiva n.99/09);
  - **Certificati Verdi (CV)** (numerose Leggi di riferimento, alcune delle principali: D.lgs. n.79/99, L. n.244/07, D.M. 18/12/08, D.lgs. n.28/11).
  
- » per la **produzione di energia termica, che è invece supportata indirettamente**, sempre in funzione della taglia, è possibile sfruttare:
  - la **detrazione fiscale del 55%** per caldaie a biomasse in sostituzione di impianti esistenti (art.1, comma 344 della Legge Finanziaria 2007);
  - i **Certificati Bianchi (TEE – Titoli di Efficienza Energetica)** (D.lgs. n.79/99 e D.lgs. n.164/00).

## Produzione elettrica: la Tariffa onnicomprensiva



La tariffa onnicomprensiva è una tariffa che viene riconosciuta **sul totale dell'energia prodotta e ceduta alla rete** (tenendo conto che la cessione in rete è obbligatoria per avere accesso all'incentivo) dagli **impianti di produzione di energia da biomasse con taglia inferiore a 1 MW<sub>e</sub>**.

**La tariffa garantita rimane costante per l'intera durata dell'incentivazione che è pari a 15 anni.**

Cat.	Tipologia	Tariffa (c€/kWh <sub>e</sub> )
<b>A</b>	Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 Gennaio 2009 (*)	28
<b>B</b>	Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione (***) e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 Gennaio 2009	18

(\*) Al fine della verifica del rispetto dei criteri di sostenibilità gli operatori devono aderire al «Sistema Nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti».

(\*\*\*) Gli impianti a biogas da discarica o da fanghi di depurazione non sono stati considerati nell'analisi a causa delle scarse potenzialità di crescita registrate negli ultimi anni, e discusse nella Sezione 1 del presente Rapporto.

E' opportuno far notare che:

- » **rispetto al PUN - Prezzo Unico Nazionale** (che è attualmente in media pari a 70 €/kWh<sub>e</sub> e che rappresenta il riferimento per la vendita dell'energia elettrica alla rete) **la tariffa onnicomprensiva garantisce una maggiorazione del 300% per le biomasse di categoria A e del 157% per quelle di categoria B.**
- » **rispetto alla tariffa onnicomprensiva media garantita per le altre fonti rinnovabili** le biomasse **di categoria A godono di un "premio" mediamente del 10%.**
- » **rispetto alla tariffa onnicomprensiva media prevista dal Quinto Conto Energia** (o meglio dallo Schema di Decreto ad oggi in discussione) **per impianti fotovoltaici di piccola taglia su edifici** che entrino in esercizio durante il I semestre di entrata in vigore, **il differenziale con le biomasse di categoria A è pari al 15% a favore di quest'ultimo.**



### Produzione elettrica: i Certificati Verdi



**I Certificati Verdi sono diritti di produzione da fonte rinnovabile** che possono essere utilizzati dai produttori o importatori da fonte convenzionale **per adempiere all'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota di produzione prodotta da impianti da fonte rinnovabile.** [art. 2, D.Lgs. n.387/03 e art. 11 D.Lgs. n.79/99]

I Certificati Verdi **sono "attivi" sin dal 2003 come meccanismo di incentivazione** e si applicano agli impianti di **taglia superiore ad 1 MW<sub>e</sub>.**

**L'offerta di Certificati Verdi è alimentata dai produttori di energia rinnovabile, mentre la domanda è rappresentata dai produttori di energia da fonti tradizionali,** che hanno l'obbligo di assicurare che una percentuale, crescente negli anni, della loro produzione provenga da fonte rinnovabile **(dal 5,3% nel 2009 al 6,8% nel 2011, sino a 7,5% nel corso del 2012).**

**Il GSE è l'organismo preposto all'erogazione dei certificati** ed alla **gestione e regolazione del conseguente mercato**, da cui – come si vedrà il condizionale è d'obbligo – dovrebbe dipenderne il valore.

**L'assegnazione di base di Certificati Verdi avviene secondo l'equivalenza 1 MWh<sub>e</sub> di produzione = 1 CV.** I Certificati sono rilasciati per **una durata di 15anni** e possono essere "scambiati" sul mercato.

**Tale valore è tuttavia incrementato nel caso delle biomasse** per tenere conto, nelle intenzioni del legislatore, della differenza di costo d investimento e/o oneri di gestione rispetto ad altre fonti rinnovabili.

	Coefficiente di correzione
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,3
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	1,8

## Produzione elettrica: i Certificati Verdi



**Il meccanismo dei Certificati Verdi, anche a detta degli operatori, non ha mai effettivamente seguito regole di mercato**, tanto è vero che – dopo il crollo dei “prezzi” sino ad un minimo nel 2007 di circa 58 €/MWh<sub>e</sub> – si è deciso di intervenire imponendo una sorta di **“amministrazione controllata”**.

**A partire dal 2009, il GSE si è fatto carico di:**

- » **“acquistare” i Certificati Verdi di nuova emissione ad un prezzo pari alla media del triennio precedente**, in sostanza agendo da *price maker* del mercato
- » **“ritirare” i Certificati Verdi in scadenza ad un prezzo pari a quello medio registrato l’anno precedente** e a partire dal 2012 a un prezzo pari al 78% del prezzo di emissione dei CV da parte del GSE [differenza tra 180 €/MWh<sub>e</sub> e la media del prezzo dell’energia elettrica, il PUN, nell’anno precedente].

**Per un impianto di produzione di energia elettrica da biomassa** con potenza superiore a 1 MW<sub>e</sub>, quindi, tenendo conto del combinato disposto fra il **coefficiente di correzione** e l'andamento del **prezzo “di mercato”** (definito dal GSE) **dei Certificati Verdi**, il vero effetto incentivante è misurato nella Tabella seguente:

€/MWh <sub>e</sub> (*)	2009	2010	2011	2012
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	203	180	177	175
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	246	224	220	219

(\*) Per il calcolo di questi valori si è utilizzato il prezzo medio nazionale di vendita dell'energia elettrica registrato sul mercato.

**Dal 2009 al 2012 il valore dell'incentivazione si è ridotto di oltre il 10%**, pure rimanendo soprattutto – per effetto della correzione – **ancora pari nel 2012 a +240% rispetto al normale prezzo di vendita dell'energia.**

Va fatta notare poi la **distanza assai significativa (misurabile nel 2012 in oltre 21 punti percentuali) con l'incentivazione per le taglie più piccole da filiera corta.**

### Produzione termica:

la detrazione del 55%



**La Legge n. 296 del 27 Dicembre 2006** “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato” ha stabilito un **sistema di incentivi volto a stimolare la riqualificazione energetica degli edifici esistenti**, attraverso un meccanismo di **agevolazione fiscale per le spese sostenute in relazione ad interventi finalizzati al risparmio di energia**.

L'agevolazione consiste nel riconoscimento di **detrazioni d'imposta** - valide sia per le persone fisiche che per le società proprietarie degli edifici in cui si sono eseguiti interventi di efficientamento – **nella misura del 55% delle spese sostenute, da ripartire in rate annuali di pari importo per una durata di 10 anni** [a partire dal 2011].

**Fra gli impianti a biomasse, solo le caldaie a pellet** conformi alla norma UNI 303-5 **che vanno a sostituire sistemi di riscaldamento già esistenti** possono accedere a questo meccanismo di incentivazione.

I Certificati Bianchi, tecnicamente **Titoli di Efficienza Energetica (TEE)**, sono i titoli **che attestano il risparmio di energia e sono rilasciati in misura pari all'energia primaria risparmiata nella misura di un TEE per ogni Tep** [\*].

Come per i Certificati Verdi anche in questo caso all'offerta generata dagli interventi di risparmio energetico corrisponde una domanda di TEE derivanti dai distributori di energia (soggetti obbligati).

Gli interventi di risparmio energetico sono valutati dall'Autorità per l'Energia Elettrica, mentre è il Gestore del Mercato Elettrico a emettere a favore del soggetto attuatore del progetto Titoli di Efficienza Energetica corrispondenti ai risparmi certificati.

[\*] Tep, ovvero tonnellata equivalente di petrolio, rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo e vale circa 42 GJ, ovvero 11,628 MWh<sub>th</sub> e 5,347 MWh<sub>e</sub>.

### Produzione termica: i Certificati Bianchi



#### I meccanismi di valutazione del risparmio possono essere di 3 tipi:

- » **valutazione standard** che si caratterizza dal fatto di quantificare il risparmio specifico lordo annuo dell'intervento senza procedere a **misurazioni dirette ma tramite l'utilizzo di schede standardizzate** predisposte dall'AEEG, in collaborazione con l'ENEA;
- » **valutazione analitica**, che consente di quantificare il risparmio lordo conseguibile attraverso una tipologia di intervento, sulla base di un **algoritmo di valutazione predefinito e della misura diretta di alcuni parametri di funzionamento del sistema** dopo che è stato realizzato l'intervento;
- » **valutazione a consuntivo** che permette di quantificare il risparmio netto conseguibile, attraverso uno o più interventi, in conformità ad un **programma di misura proposto dal soggetto titolare del progetto**.

**Fra gli impianti a biomasse solo (\*) gli impianti di teleriscaldamento** – cui fanno riferimento le schede “analitiche” 21 bis e 22 bis [«Applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria» e «Applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria»]- **possono ragionevolmente avere accesso a questo meccanismo di incentivazione.**

**Il valore di questi certificati** – e quindi dell’incentivazione – **è riportato nella Tabella seguente**, sotto forma di prezzo medio di mercato dei TEE:

€/tep	2009	2010	2011	2012(**)
TEE	88,92	92,22	93,68	86,98

(\*\*) come indicato in Delibera EEN 12/11 dell’AEEG.

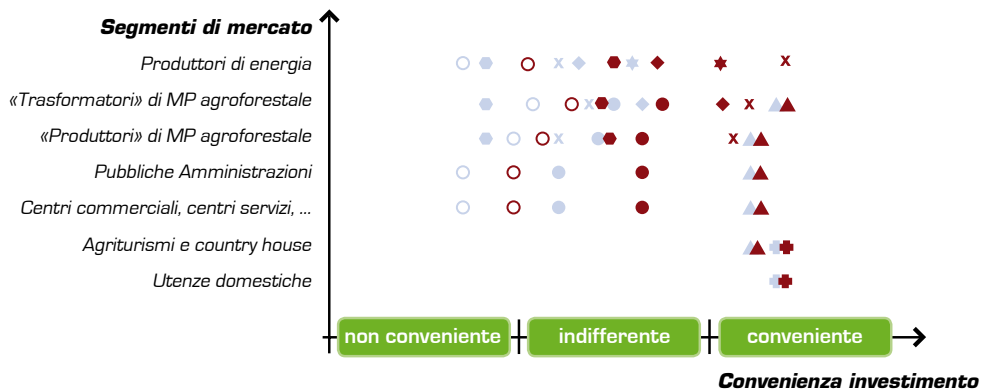
(\*) Nell’ipotesi, confermata dagli operatori, che l’impiego delle schede standard sia largamente preferibile nei casi di specie rispetto all’accesso alle altre forme di valutazione del risparmio energetico.



# L'impatto del sistema di incentivazione: uno sguardo d'insieme



L'impatto del sistema di incentivazione sulla "convenienza" può essere valutata nello **shift** verso destra [ più o meno accentuato] dei "segnaposto" delle diverse tecnologie in Figura:



### Solo produzione termica

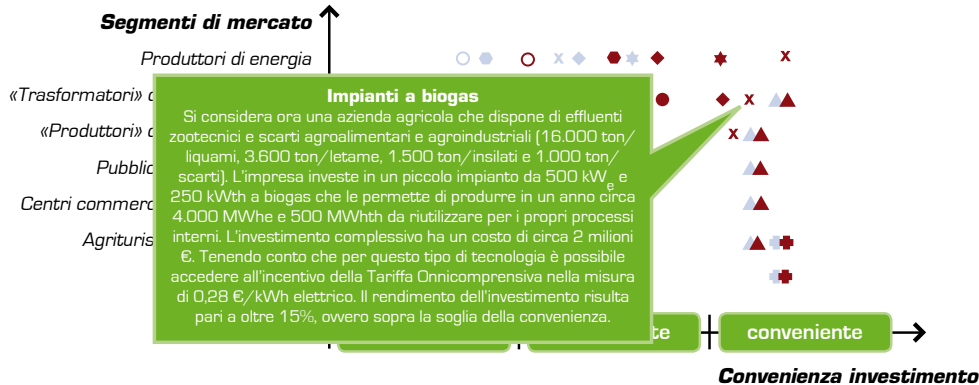
- ⊕ Caldaie a pellet
- ▲ Caldaie a biomassa [eventuale teleriscaldamento]

### Produzione elettrica ed eventuale cogenerazione

- Impianti ORC a biomassa

- Impianti di gassificazione/pirolisi
- ◆ Centrali a combustione da biomasse agroforestali
- × Impianti a biogas
- ⬠ Impianti a oli vegetali
- ★ Impianti per il recupero energetico da RSU

# L'impatto del sistema di incentivazione: casi di studio



## Solo produzione termica

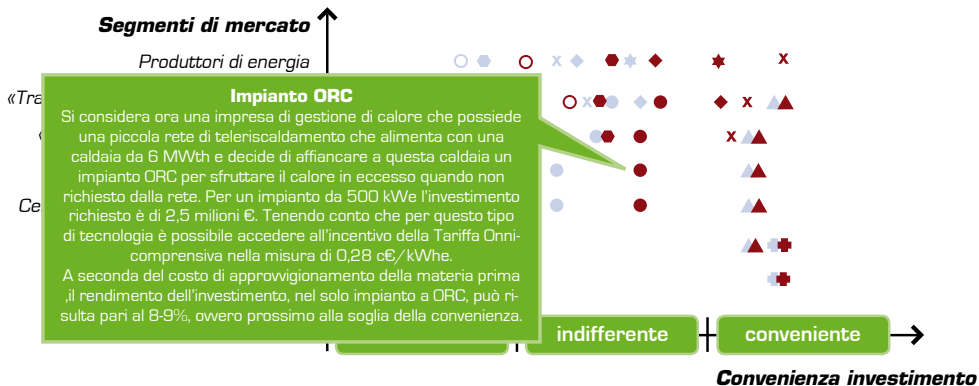
- + Caldaie a pellet
- ▲ Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento)

## Produzione elettrica ed eventuale cogenerazione

- Impianti ORC a biomassa

- Impianti di gassificazione/pirolisi
- ◆ Centrali a combustione da biomasse agroforestali
- × Impianti a biogas
- Impianti a oli vegetali
- ★ Impianti per il recupero energetico da RSU

# L'impatto del sistema di incentivazione: casi di studio



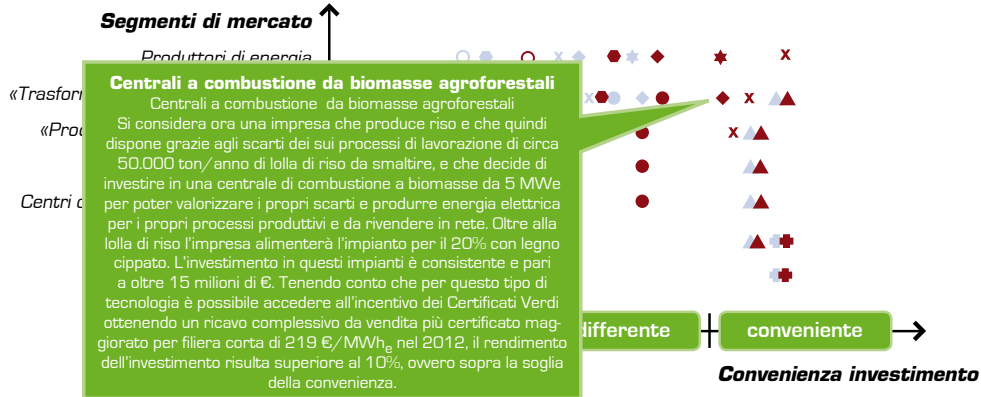
**Solo produzione termica**

- + Caldaie a pellet
- ▲ Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento)

**Produzione elettrica ed eventuale cogenerazione**

- Impianti ORC a biomassa
- Impianti di gassificazione/pirolisi
- ◆ Centrali a combustione da biomasse agroforestali
- × Impianti a biogas
- ⬢ Impianti a oli vegetali
- ★ Impianti per il recupero energetico da RSU

# L'impatto del sistema di incentivazione: casi di studio



## Solo produzione termica

⊕ Caldaie a pellet

▲ Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento)

## Produzione elettrica ed eventuale cogenerazione

● Impianti ORC a biomassa

○ Impianti di gassificazione/pirolisi

◆ Centrali a combustione da biomasse agroforestali

× Impianti a biogas

⬠ Impianti a oli vegetali

★ Impianti per il recupero energetico da RSU

### L'impatto del sistema di incentivazione: le tecnologie per la produzione termica



E' evidente come **le tecnologie per la produzione di energia termica da biomassa che già risultavano convenienti in assenza di incentivazioni non possono che ricevere un beneficio "di mercato"** dall'accesso ai meccanismi prima descritti.

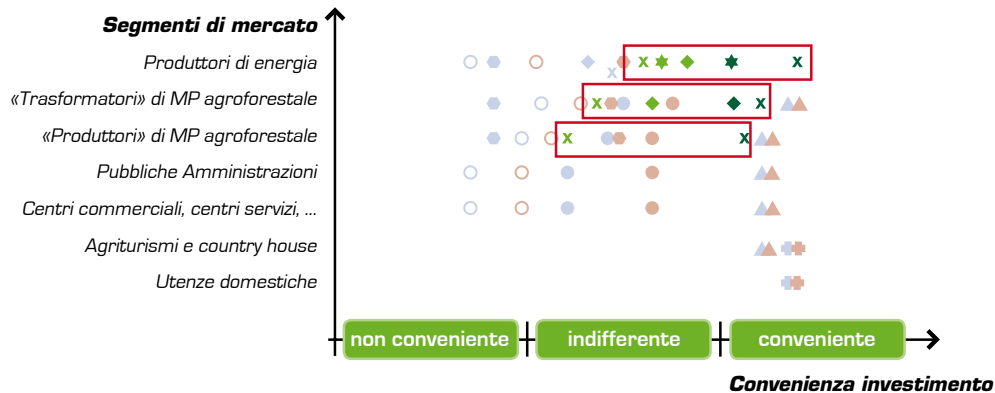
In valore assoluto, tuttavia, **questi incentivi sono meno rilevanti di quelli destinati alla produzione elettrica** – in coerenza con un certo e innegabile privilegio del legislatore per quest'ultima – e, **nel caso del teleriscaldamento, più che alla tecnologia in sé sono destinati a contribuire (e in questo caso neppure molto) alla ben più onerosa costruzione delle infrastrutture di rete.**

**Non è un caso quindi che il nostro Paese detenga (si veda la Sezione 1) il primato per la numerosità di caldaie a pellet adottate**, ma sia invece ancora **piuttosto "lento" nella adozione di impianti di teleriscaldamento da biomassa.** Non tanto per problemi tecnologici o di rendimento dell'investimento in sé quanto della difficoltà di realizzare interventi infrastrutturali in tempi e costi ragionevoli (o per lo meno in linea con i Paesi europei più virtuosi).

# L'impatto del sistema di incentivazione: le tecnologie per la produzione elettrica "convenienti"



Ben più interessanti i casi di **quelle tecnologie (gli impianti a biogas, le caldaie a biomasse per la produzione elettrica, e – al limite della convenienza – gli impianti per il recupero energetico da RSU) per cui il sistema di incentivazione ha permesso di valicare la soglia della convenienza di investimento.**



### L'impatto del sistema di incentivazione: le tecnologie per la produzione elettrica "convenienti"



**Per gli impianti biogas – che non a caso hanno segnato i tassi di crescita più significativi fra le bioenergie – la convenienza è ancora più accentuata quanto più la biomassa di input è disponibile presso l'utente.**

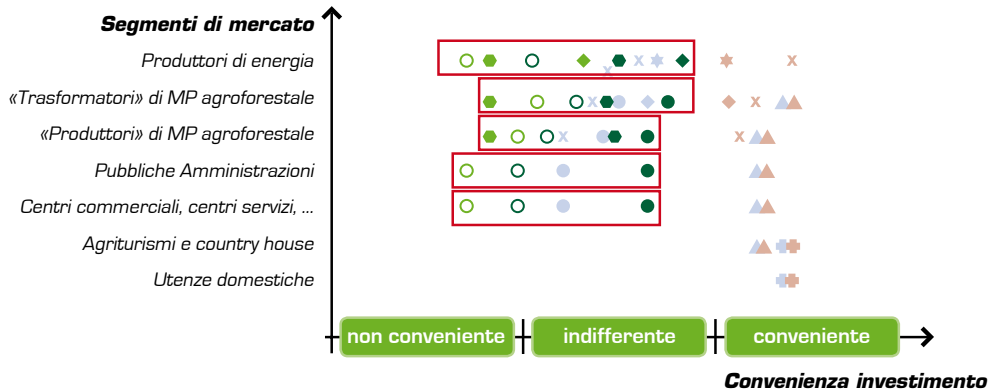
In maniera analoga – **soprattutto per i trasformatori di MP che dispongono di una scala sufficiente** – l'incentivazione ha reso interessante l'investimento in **caldaie a biomassa per la produzione di energia elettrica**. Anche in questo caso la "vicinanza" della biomassa rappresenta un ulteriore vantaggio.

Se da un lato, tuttavia, questo è perfettamente **in linea con l'idea di valorizzare quello che molto spesso viene invece considerato come scarto o prodotto a basso valore** (si pensi ad esempio ai liquami animali) è altrettanto vero che **un livello di incentivazione così elevato rischia anche di dare adito a comportamenti "non virtuosi"**, ovvero che identificano lo sfruttamento energetico come l'impiego primario della biomassa, con le conseguenti tensioni sul mercato delle materie prime che si sono ad esempio verificate, per gli impianti a biogas con l'elevato uso di colture energetiche, soprattutto il mais altrimenti destinato ad usi alimentari.

# L'impatto del sistema di incentivazione: le tecnologie per la produzione elettrica "indifferenti"



Altrettanto interessanti i casi degli **impianti di gassificazione/pirolisi**, gli **impianti a oli vegetali** e – anche se più spostati verso la convenienza – gli **impianti ORC**, per i quali il sistema di incentivazione è **sufficiente solo a raggiungere condizioni di "indifferenza"**.





### L'impatto del sistema di incentivazione: le tecnologie per la produzione elettrica "indifferenti"



In questi casi, **solo gli utenti che si trovano nelle condizioni "migliori" effettuano l'investimento.**

Questo però assume un **significato diverso** da caso a caso:

- » **per gli impianti di gassificazione/pirolisi la condizione ottimale è legata non solo alla filiera di approvvigionamento**, che come per gli altri impianti deve essere il più sostenibile possibile e in questo la tecnologia è d'aiuto in quanto adattabile a diverse biomasse, **ma anche alla filiera di uscita per la valorizzazione dei sottoprodotti di output del processo di gassificazione/pirolisi;**
- » **per gli impianti ORC la condizione ottimale è legata alla taglia dell'impianto** e quindi può essere interpretata come "virtuosa";
- » **per gli impianti ad oli vegetali la condizione ottimale è legata al costo dell'approvvigionamento della materia prima** che tuttavia **si lega nei fatti a contratti di import che si sono dimostrati piuttosto "rischiosi"** (ovvero soggetti ad elevata variabilità) e con **non pochi problemi di conflittualità con altre filiere industriali, soprattutto alimentare e connessi.**



# Il sistema di incentivazione *ex Decreto Rinnovabili* e il suo impatto atteso sulla convenienza degli investimenti

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA GESTIONALE  
MIP

Partner



Con il patrocinio di



## L'impatto del nuovo "sistema di incentivazione"



L'obiettivo di questa sezione è triplice:

- » **presentare e discutere il nuovo "sistema di incentivazione" emerso dal Decreto Rinnovabili**, tenendo conto delle ultime bozze/schemi disponibili all'atto della chiusura del Rapporto e avendo cura di **fornire un quadro delle prime reazioni degli operatori, anche in merito alla gestione del "transitorio"**;
- » **valutare** – in continuità con quanto fatto sino ad ora – **l'impatto del sistema di incentivazione sulla convenienza all'adozione** di una data tecnologia nei diversi segmenti di mercato, **sia in assoluto che per differenza rispetto al sistema di incentivazione precedente**;
- » **delineare** – alla luce di quanto emerso ai punti precedenti – **gli scenari di mercato attesi nel prossimo futuro, ovvero quali segmenti/tecnologie saranno più o meno penalizzati**.

## Il nuovo “sistema di incentivazione” per la produzione di energia termica da biomassa



**Ben poco è cambiato con riferimento al “sistema di incentivazione” per la produzione di energia termica da biomassa.**

**Il meccanismo di detrazione al 55%** - di cui si è discusso nella sezione precedente e che era in scadenza al termine del 2011 - **è stato prorogato sino al Dicembre 2012** dall'articolo 4, comma 4, del Decreto-legge 6 dicembre 2011, n. 201 (il cosiddetto Decreto Monti), convertito dalla legge 22 Dicembre 2011, n. 214. Il Ministro per lo Sviluppo Economico ha poi recentemente annunciato **un piano per rendere questo meccanismo “stabile”** nel nostro ordinamento fiscale.

**L'atteso Conto Energia Termico**, invece, in attuazione all'articolo 28 del Decreto Rinnovabili e che era stato inizialmente salutato come una rivoluzione nel settore delle rinnovabili, **tarda ancora ad arrivare ed in ogni caso le ultime indiscrezioni in merito sembrano confinarlo nell'ambito delle installazioni domestiche o in generale di bassa potenza**. Nella sostanza quindi, considerando che per questo tipo di impianti la convenienza economica è già raggiunta, **non sembra essere destinato a provocare mutamenti significativi nel settore delle biomasse**.

### Il nuovo “sistema di incentivazione” per la produzione di energia elettrica da biomassa



**Ben più articolata e “innovativa”** la situazione di riferimento per la produzione di energia elettrica da biomassa.

**Lo schema di Decreto Interministeriale 13 Aprile 2012**, in materia di incentivazione delle fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche:

- » recepisce il Decreto Legislativo n.28 del 3 Marzo 2011 che negli articoli 23 e 24, definiva la necessità e l’impegno del Ministero per lo Sviluppo Economico nella definizione del quadro di incentivazione delle suddette fonti, in recepimento della Direttiva Comunitaria 2009/28/CE;
- » **costituisce lo schema di decreto che, salvo stravolgimenti da parte dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas e della Conferenza unificata Stato-Regioni, si tradurrà nel decreto definitivo per la stabilizzazione del quadro normativo di riferimento;**
- » mette a disposizione **complessivamente** [ovvero per tutte le rinnovabili elettriche cui si riferisce] **5,5 miliardi di € di costo annuo per gli incentivi** [circa il 90% di quanto messo a disposizione per il solo fotovoltaico].

# Il nuovo “sistema di incentivazione” per la produzione di energia elettrica da biomassa



## Le novità introdotte dallo schema di Decreto fanno riferimento a:

- » **impianti esistenti o che entreranno in esercizio entro il 31 Dicembre 2012<sup>[\*]</sup>**, in pratica **normando il transitorio dal vecchio al nuovo sistema [art. 19 e 20];**
- » **impianti di nuova realizzazione**, per i quali è prevista una **nuova distinzione per classi di potenza** specifiche e, ovviamente, **nuove tariffe e regole** per l'accesso ai sistemi di incentivazione **[art. 4, 5, 6 e 7];**
- » **impianti oggetto di rifacimento**, per i quali è prevista una disciplina specifica **[art. 17].**

[\*] Varato in data 11 Aprile 2012 e presentato alla Conferenza Stato-Regioni il 24 Aprile 2012, presso la quale è ancora in fase di discussione, e al parere dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas che ha espresso un suo parere in data 8 Maggio 2012, lo Schema di Decreto Interministeriale per le fonti energetiche rinnovabili non fotovoltaiche definisce un nuovo sistema di incentivazione che entrerà in vigore a partire dal 1 Gennaio 2013.

## Impianti esistenti o che entreranno in esercizio

entro il 31 Dicembre 2012



**I Certificati Verdi corrispondenti alla produzione del 2011** (secondo semestre) saranno acquistati dal GSE **in tre tranche** (25% entro Giugno 2012, 25% entro Settembre 2012; 50% entro Dicembre 2012), **rispetto all'unica tranche prevista dal sistema attuale** (e secondo la quale la liquidazione del 100% dei certificati sarebbe dovuta avvenire entro il Giugno 2012).

**Per la produzione relativa al 2012 il computo dei Certificati Verdi sarà ancora su base semestrale**, con però **la liquidazione dei corrispettivi a nove mesi**.

**Per la produzione degli anni dal 2013 al 2015, il computo dei Certificati Verdi avverrà invece su base trimestrale**, mantenendo ferma la liquidazione dei corrispettivi a nove mesi.

Gli operatori segnalano con riferimento a questa modifica il **rischio di liquidità, soprattutto per gli impianti entrati in funzione più di recente e rispetto ai quali ancora significativo è il peso dell'indebitamento bancario**. Rispetto al meccanismo di liquidazione semestrale a 6 mesi, **il nuovo sistema a regime comporta uno slittamento di 3 mesi a parità di importo, ma nel biennio 2011-2012 l'esposizione massima arriva a 9 mesi**.

# Impianti esistenti o che entreranno in esercizio

entro il 31 Dicembre 2012



**A partire dal 2016, non verranno più riconosciuti Certificati Verdi** ma agli impianti che vi avevano diritto **verrà riconosciuto comunque mensilmente<sup>(\*)</sup> un incentivo "I" sulla quantità di energia elettrica prodotta** per il residuo periodo di diritto ai certificati verdi:

$$I = \begin{cases} [k * (180 - Re) * 78\%] \text{ €/MWh} & (**) \text{ per impianti di produzione elettrica} \\ (D - Re) \text{ €/MWh} & \text{per impianti di cogenerazione} \end{cases}$$

Dove:

k = coefficiente moltiplicativo diversificato in base alla fonte come stabilito dalla legge n.244 del 2007 (art.2, comma 148) pari a 1,3 per le biomasse, 1,8 nel caso di biomasse provenienti da intese di filiera, contratti quadro, o filiere corte.

Re = Valore medio annuo del prezzo di cessione (€/MWh) dell'energia elettrica, fatto registrare l'anno precedente a quello di riferimento.

D = somma del prezzo medio di mercato dei Certificati Verdi per impianti di cogenerazione e del prezzo di cessione dell'energia registrati nel 2010.

**Gli operatori segnalano come in sostanza cambi solo la forma della incentivazione mentre rimane invariato (ed anzi con il vantaggio della liquidazione mensile) l'ammontare rispetto a quanto già previsto per il 2012.**

<sup>(\*)</sup> Fatto salvo il caso degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, il cui relativo premio è erogato con periodicità compatibile con la verifica di opportune condizioni da parte del GSE

<sup>(\*\*)</sup> In tutto questo capitolo dove non diversamente indicato si fa riferimento ai MW e MWh elettrici



## Impianti di nuova realizzazione



**I nuovi impianti a biomassa che entreranno in esercizio a partire dal 1 Gennaio 2013** potranno accedere al nuovo schema di incentivazione per la produzione elettrica **in base alla loro taglia**, come riportato in Tabella:

Classificazione	Intervallo di potenza	Meccanismo di incentivazione
<i>Micro impianti</i>	<50kW	Incentivazione diretta
<i>Piccoli impianti</i>	50kW-5MW	Registri Piccoli Impianti
<i>Grandi impianti</i>	>5MW	Aste al ribasso

## Impianti di nuova realizzazione con taglia < 50 kW (micro impianti)



**Questi impianti accedono direttamente alla Tariffa Onnicomprensiva.** Nell'ultima bozza disponibile il valore di questa tariffa, valida per l'anno 2013, e la durata del periodo di incentivazione è riportato nella Tabella seguente.

Fonte rinnovabile	Tipologia	Durata incentivazione [anni]	Base tariffa incentivante (€/MWh)	Variazione su sistema precedente
<i>Biogas</i>	Prodotti di origine biologica	20	180	-36%
	Sottoprodotti di origine biologica	20	236	-15,7%
	Rifiuti	20	216	+20%
<i>Biomasse</i>	Prodotti di origine biologica	20	229	-18%
	Sottoprodotti di origine biologica	20	257	-8%
	Rifiuti	20	174	-8%
<i>Bioliquidi sostenibili</i>		20	121	-56,7%

A partire dal **2014 il valore di tale tariffa è ridotto del 2% annuo**, con un **meccanismo di eventuale aggravio della riduzione a seconda che si raggiunga o meno il monte complessivo** di potenza annua installata per la fonte specifica previsto dallo schema di Decreto [art.7].

Rispetto alla Tariffa Onnicomprensiva attuale, la riduzione media è pari al 17% e colpisce in particolare i bioliquidi sostenibili e il biogas da prodotti di origine biologica (ovvero le colture energetiche). **In realtà, questa riduzione è poco più che “teorica” considerando che ad oggi non vi sono impianti di questo tipo nella taglia < 50kW**

## Impianti di nuova realizzazione con taglia 50 kW – 5 MW (piccoli impianti)



Questi impianti **possono accedere alle relative tariffe incentivanti solo previa iscrizione al Registro Piccoli Impianti** e quindi **verifica del rispetto del contingentamento di nuova potenza disponibile** nel periodo 2013-2015 e dei contingenti di potenza che saranno definiti in seguito (in base a quanto previsto dall'articolo 24, comma 5 lettera f del DM n.28 del 2011).

Potenza annua incentivabile per fonte [MW]	2013	2014	2015
Biomasse da prodotti e sottoprodotti di origine biologica, biogas, gas di depurazione di discarica, bioliquidi sostenibili	145	145	145
Biomasse da rifiuti di cui è riconosciuta la frazione biodegradabile	30	0	0

**Il Registro Piccoli Impianti viene “aperto” semestralmente dal GSE** a partire dal 2013[\*]:

- » **entro il 31 Gennaio** per il contingente di potenza relativo al secondo semestre dello stesso anno;
- » **entro il 31 Luglio** per il contingente di potenza relativo al primo semestre dell'anno successivo.

Per le biomasse da rifiuti si è deciso di mettere a disposizione tutto il contingente per i 3 anni già dal primo anno, prevedendo una bassa richiesta e considerando che parte della capacità disponibile inizialmente traslerà comunque negli anni successivi.

[\*] Per il contingente di potenza relativo al primo semestre 2013, la procedura di iscrizione al registro verrà pubblicata entro il 31/7/2012.

## Impianti di nuova realizzazione con taglia 50 kW – 5 MW (piccoli impianti)



Le **graduatorie** per l'accesso all'incentivazione vengono stilate dal GSE **in base a criteri di priorità gerarchica**:

- I. iscrizione a registri precedenti ma esclusione per raggiungimento limite potenza;
- II. titolarità dell'impianto a biogas o biomasse di aziende agricole singole o associate e potenza <600kW;
- III. titolarità dell'impianto a biomasse o biogas di aziende agricole singole o associate;
- IV. funzionalità dell'impianto a biomasse da rifiuti per la corretta gestione del ciclo di smaltimento;
- V. minore potenza degli impianti;
- VI. anteriorità titolo autorizzativo;
- VII. precedenza data di richiesta iscrizione a registro.

Al fine di poter accedere effettivamente[\*] al meccanismo incentivante di riferimento, tuttavia, gli impianti dovranno entrare in esercizio entro **il termine massimo di 12 mesi per quelli ad oli vegetali e di 24 mesi per gli impianti di valorizzazione energetica dei rifiuti.**

[\*] Il mancato rispetto dei termini di entrata in esercizio comporta: (i) una riduzione della tariffa dello 0,5% per ogni mese di ritardo entro i 12 mesi; (ii) una riduzione del 15% della tariffa vigente alla data di entrata in esercizio, per ritardi superiori ai 12 mesi.

## Impianti di nuova realizzazione con taglia 50 kW – 5 MW (piccoli impianti)



In caso di **accesso alla Tariffa Onnicomprensiva**, e quindi di inserimento in posizione utile nella graduatoria del Registro Piccoli Impianti, **il valore per l'anno 2013 è riportato nella Tabella seguente.**

Fonte rinnovabile	Tipologia	Durata incentivazione [anni]	Base tariffa incentivante impianto tipo da 1MW (€/MWh)	Variazione su sistema precedente(*)
<i>Biogas</i>	Prodotti di origine biologica	20	140	-50%
	Sottoprodotti di origine biologica	20	178	-36,4%
	Rifiuti	20	216	+20%
<i>Biomasse</i>	Prodotti di origine biologica	20	180	-12%
	Sottoprodotti di origine biologica	20	209	-35,7%
	Rifiuti	20	174	-3%
<i>Bioliquidi sostenibili</i>		20	121	-56,7%

Anche in questo caso, a partire dal **2014 il valore di tale tariffa è ridotto del 2% annuo, con un meccanismo di eventuale sgravio della riduzione a seconda che si raggiunga o meno il monte complessivo** di potenza annua installata per la fonte specifica previsto dallo schema di Decreto (art.7).

**La riduzione media delle tariffe è pari al 24,5% e colpisce soprattutto i bioliquidi e il biogas da prodotti di origine biologica.** In questo caso l'impatto atteso è invece significativo

(\*) Assumendo un prezzo di vendita dell'energia elettrica pari a 75€/MWh, un coefficiente moltiplicativo pari a 1,3 e un valore dei certificati verdi pari a 80€/MWh

## Impianti di nuova realizzazione con taglia > 5 MW (grandi impianti)



Questi impianti **accedono all'incentivazione solo a seguito di un'asta pubblica al ribasso** bandita dal GSE con cadenza annuale.

I **bandi** relativi alla presentazione delle domande **vengono pubblicati entro il 31 Luglio<sup>(\*)</sup> di ogni anno**, mentre la fase di presentazione delle domande di partecipazione ha una durata di 60 giorni e inizia 30 giorni dopo la pubblicazione del bando di riferimento.

Lo schema di decreto definisce poi il **contingente di potenza da bandire all'asta**.

CONTINGENTI DI POTENZA DA METTERE AD ASTA [MW] (**)	2013	2014	2015
Biomasse da prodotti e sottoprodotti di origine biologica, biogas, gas di depurazione di discarica, bioliquidi sostenibili	95	0	0
Biomasse da rifiuti di cui è riconosciuta la frazione biodegradabile	350	0	0

(\*\*\*) In ogni procedura viene messo ad asta il contingente disponibile nell'anno a cui si sommano le quantità eventualmente non assegnate nelle precedenti procedure e le quantità relative ad impianti ammessi che hanno poi effettuato al rinuncia.

**Tutta la potenza incentivabile per il triennio 2013-2015 viene messa a disposizione già dal primo anno.**

(\*) Per il contingente di potenza relativo al 2013, il bando verrà pubblicato entro il 31/7/2012

## Impianti di nuova realizzazione con taglia > 5 MW (grandi impianti)



Il meccanismo di funzionamento delle aste al ribasso prevede:

- » **una base d'asta** corrispondente al **valore della tariffa per l'ultimo scaglione di potenza** della specifica fonte vigente nel periodo di riferimento definito dal Decreto[\*];

Fonte rinnovabile	Tipologia	Durata incentivazione [anni]	Base tariffa incentivante (€/MWh)	Variazione su sistema precedente[**]
<i>Biogas</i>	Prodotti di origine biologica	20	91	-50%
	Sottoprodotti di origine biologica	20	101	-44%
	Rifiuti	20	85	-53%
<i>Biomasse</i>	Prodotti di origine biologica	20	122	-32,5%
	Sottoprodotti di origine biologica	20	145	-20%
	Rifiuti	20	125	-31%
<i>Bioliquidi sostenibili</i>		20	110	-39%

- » **una serie di offerte** strutturate come **riduzione percentuale (da un minimo del 2% ad un massimo del 30%)** rispetto al valore posto a base d'asta, che prevede di per sè una **riduzione media almeno pari al 38% rispetto alle tariffe attualmente garantite**, impattando soprattutto sul biogas da rifiuti e da prodotti di origine biologica (colture energetiche).

[\*] Per procedure d'asta relative ad impianti la cui entrata in esercizio è prevista essere successiva al 2015, il valore della base d'asta è calcolato attraverso una decurtazione annua progressiva del 2% rispetto ai valori del 2015.

[\*\*] Assumendo un prezzo di vendita dell'energia elettrica pari a 75€/MWh, un coefficiente moltiplicativo pari a 1,3 e un valore dei certificati verdi pari a 80€/MWh.

## Impianti di nuova realizzazione con taglia > 5 MW (grandi impianti)



**La graduatoria degli impianti ammessi ad incentivazione è stilata in base al criterio della maggiore riduzione percentuale** o, a parità di offerta, sulla base dei seguenti criteri: (i) impianti già in esercizio; (ii) funzionalità dell'impianto a biomasse da rifiuti per la corretta gestione del ciclo di smaltimento; (iii) anteriorità del titolo autorizzativo.

Per accedere alle tariffe incentivanti l'aggiudicatario deve inoltre **trasmettere al GSE una fidejussione pari al 10% del costo di investimento previsto**, che verrà restituita entro un mese dall'entrata in esercizio **ovvero trattenuta come penale per mancata entrata in esercizio entro i termini**.

L'entrata in esercizio deve infatti avvenire **entro un massimo di 12 mesi per gli impianti ad oli vegetali sino a un massimo di 36 mesi per gli impianti di valorizzazione energetica dei rifiuti**. In caso di ritardo inferiore ai 24 mesi è prevista una decurtazione dello 0,5% per ogni mese della tariffa definita, mentre per ritardi superiori il GSE può provvedere alla esclusione dalla graduatoria.



## Premi per determinate tipologie di impianti



### Premio per la cogenerazione

- » Il Decreto definisce degli incrementi tariffari per impianti in regime cogenerativo come riportato nella Tabella seguente.

Fonte rinnovabile	Tipologia	Incremento CHP [€/MWh]
<i>Biogas</i>	Prodotti di origine biologica	40
	Sottoprodotti di origine biologica	10
	Rifiuti	10
<i>Biomasse</i>	Prodotti di origine biologica	40
	Sottoprodotti di origine biologica	10
	Rifiuti	10
<i>Bioliquidi sostenibili</i>		40

**Gli operatori guardano con interesse a queste opzioni in quanto possono re-avvicinare i valori "effettivi" della futura tariffa incentivante a quanto in vigore attualmente.** Ad esempio nel caso di piccoli impianti a biogas (<300 kW<sub>e</sub>) alimentati a sottoprodotti di origine biologica, questi raggiungono, grazie al bonus, un incentivo complessivo di 246 €/MWh<sub>e</sub>.

## Premio per trattamento azoto

- » **Per impianti a biogas con recupero di almeno il 60% dell'Azoto, in regime cogenerativo** è previsto un premio aggiuntivo pari a **30 €/MWh<sub>e</sub>**; **se invece il recupero è di almeno il 40% dell'Azoto, in regime cogenerativo e non** e con **potenza inferiore a 600 kW**, è previsto un premio pari a **15 €/MWh<sub>e</sub>**.

## Premio per la riduzione delle emissioni

- » **Per tutte le tipologie di impianto che rispettino i limiti di emissioni in atmosfera** (Tabella dell'Allegato 5 che riporta i valori soglia per i principali inquinanti: NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub>, CO, SO<sub>2</sub>, COT e polveri), è previsto un **premio aggiuntivo pari a 30 €/MWh<sub>e</sub>**.
- » **In particolare per impianti alimentati da prodotti e sottoprodotti di origine biologica e rifiuti** (esclusi quelli indicati dall'articolo 4, comma c), di **potenza compresa tra 1 e 5 MW**, (maggiore di 1MW nel caso di rifacimento), è previsto:
  - un premio di **10 €/MW<sub>h</sub>** nel caso di **riduzione delle emissioni** rispetto ai valori indicati n Allegato 5;
  - un premio di **20 €/MW<sub>h</sub>** per impianti alimentati da **biomasse da filiera specifiche** (Tabella 1-B dell'Allegato 1, come ad esempio cardo, sorgo, arundo donax, kenaf, pioppo, robina, salice... ).

## Disposizioni per impianti oggetto di rifacimento



Il decreto predispone **dei contingenti di potenza incentivabile** riservati ad impianti **oggetto di rifacimento per il periodo 2013-2015**.

Contingenti di potenza incentivabile annua per impianti oggetto di rifacimento	MW
Biomasse da prodotti e sottoprodotti di origine biologica, biogas, gas di depurazione di discarica, bioliquidi sostenibili	65
Biomasse da rifiuti di cui è riconosciuta la frazione biodegradabile	70

- » In questo caso è prevista **l'ammissione diretta all'incentivazione** della potenza aggiuntiva se l'impianto risulta essere **in esercizio da almeno 2/3 della sua vita utile e non beneficia di incentivi** sulla produzione **al momento della presentazione della domanda**.
- » Vengono fissati dei **limiti temporali per l'entrata in esercizio** della nuova potenza per la quale si fa richiesta, che vanno da un **minimo di 12 mesi nel caso dei bioliquidi sostenibili**, ad un **massimo di 36 mesi per i rifiuti**, oltre i quali viene applicata una **decurtazione della tariffa pari allo 0,5% per ogni mese di ritardo**.
- » In caso di superamento del contingente di potenza previsto il GSE provvede a stilare una graduatoria di impianti ammessi.

La **riduzione tariffaria più significativa riguarda le grandi taglie di impianto**, mentre per le taglie inferiori a 5 MW è riservato un trattamento privilegiato ad impianti alimentati a biogas da rifiuti o da rifiuti stessi. Vengono **confermati bonus ed incentivi aggiuntivi volti a premiare un basso impatto ambientale e l'utilizzo di combustibili da filiera locale, oltre alle applicazioni cogenerative**. In sostanza si spingono comportamenti virtuosi da parte degli operatori offrendo come contropartita un "ritorno" alle condizioni tariffarie precedenti i tagli.

Confrontando però il contingente di potenza annua riservato alle biomasse per il triennio 2013-2015, pari a 880 MW complessivi, con il mercato delle installazioni nel corso dell'ultimo triennio 2009-2011, pari a 1.465 MW, **si nota una contrazione della potenza incentivabile pari al 40% che potrà tradursi in un sostanziale blocco per alcuni segmenti di mercato** (come ad esempio gli impianti a biogas di taglia 1 MW).

**La necessità di disporre di titolo autorizzativo come requisito per la partecipazione alle aste e per l'iscrizione ai registri**, l'obbligo di versamento di una cauzione sottoforma di fidejussione e la verifica di solvibilità finanziaria dei titolari degli impianti avranno impatto sulla bancabilità dei progetti, oltre a **complicarne ulteriormente l'iter burocratico di approvazione**.

## L'impatto del “nuovo sistema di incentivazione”



Rispetto all'analisi di convenienza dell'investimento per le diverse tecnologie/segmenti di mercato **il nuovo sistema di incentivazione ha un impatto:**

- » **sulla dimensione principale del rendimento economico**, ma con una **differenza anche significativa** (già evidenziata in precedenza) **fra le diverse tecnologie;**
- » **sulla dimensione secondaria della complessità autorizzativa**, anche in questo caso con esiti diversi a seconda soprattutto della taglia e quindi del segmento di mercato interessato.

**E' plausibile – anzi auspicabile – che tali impatti “mirati” siano stati espressamente voluti dal legislatore per riequilibrare il mix di produzione energetica da bioenergie.**

Nelle successive slide si riassumono questi impatti, prima guardando ciascuna dimensione per sé e poi ragionando sull'incrocio mostrato nel ben noto grafico sulla convenienza dell'investimento.

# L'impatto del "nuovo sistema di incentivazione" sulle tecnologie



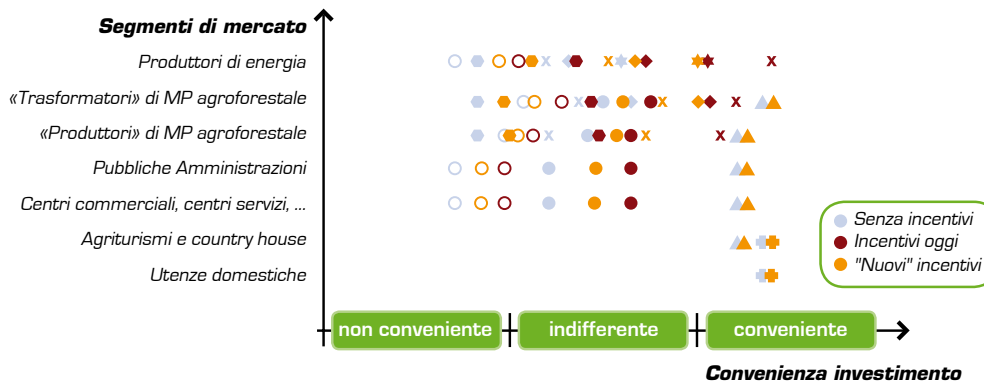
Tecnologia	Impatto nuova incentivazione	
<b>Caldaie a pellet</b>	= Nessun impatto rilevante	=
<b>Caldaie di medie/grandi dimensioni per il teleriscaldamento</b>	= Nessun impatto rilevante	=
<b>Impianti ORC a biomassa</b>	- Taglio degli incentivi, tra l'altro differenziato a seconda della tipologia di biomassa - Aumento della complessità legata all'accesso al Registro Piccoli Impianti + Possibilità di accedere al bonus per la cogenerazione	↓
<b>Centrali a combustione per la produzione elettrica da biomasse agroforestali</b>	- Taglio degli incentivi - Accesso al meccanismo delle aste al ribasso per gli impianti più grandi - Aumento della complessità legata all'accesso al Registro Piccoli Impianti + Possibilità (soprattutto per i trasformatori di MP) di accedere al bonus cogenerazione	↓
<b>Impianti a biogas</b>	- Taglio degli incentivi, ma soprattutto per gli impianti più grandi e per determinate tipologie di biomasse (colture energetiche) + Possibilità di accedere al bonus per la cogenerazione + Possibilità di accedere al bonus per il recupero azoto	=
<b>Impianti a oli vegetali</b>	- Taglio degli incentivi - Accesso al meccanismo delle aste al ribasso per gli impianti più grandi - Aumento della complessità legata all'accesso al Registro Piccoli Impianti.	↓↓
<b>Impianti per il recupero energetico da RSU</b>	- Taglio degli incentivi - Accesso al meccanismo delle aste al ribasso per gli impianti più grandi	↓

## L'impatto del "nuovo sistema di incentivazione" sui segmenti di mercato



Investitore	Impatto nuova incentivazione	
<b>Utenze domestiche</b>	= Nessun impatto rilevante	=
<b>Agriturismi e country house</b>	= Nessun impatto rilevante	=
<b>Centri commerciali, centri servizi e ...</b>	- I tagli agli incentivi e la maggior complessità autorizzativa scoraggia gli utenti di questo segmento di mercato	↓
<b>Pubbliche amministrazioni</b>	- I tagli agli incentivi e la maggiore complessità legata al meccanismo del registro scoraggia gli utenti di questo segmento di mercato (in realtà per questi soggetti è molto più rilevante il vincolo agli investimenti imposto dal Patto di Stabilità) + Possibilità di godere di un premio sull'incentivazione	=
<b>Produttori di MP agroforestali</b>	+ I tagli agli incentivi rendono molto più rilevante la disponibilità di biomassa che favorisce questo segmento di mercato	↑
<b>Trasformatori di MP agroforestali</b>	+ I tagli agli incentivi rendono molto più rilevante la disponibilità di biomassa e la possibilità di impiego di processo/recupero calore che favorisce questo segmento di mercato	↑
<b>Produttori di energia</b>	+ I tagli agli incentivi e la maggiore complessità autorizzativa scoraggia l'adozione delle tecnologie di produzione di energia da biomassa rispetto ad altre rinnovabili (fotovoltaico ad esempio ma anche eolico) + Possibili vantaggi "di scala" nella partecipazione al meccanismo delle aste soprattutto per quanto riguarda i contingentati legati allo sfruttamento energetico dei rifiuti	=

# L'impatto del "nuovo sistema di incentivazione"



## Solo produzione termica

⊕ Caldaie a pellet

▲ Caldaie a biomassa (eventuale teleriscaldamento)

## Produzione elettrica ed eventuale cogenerazione

● Impianti ORC a biomassa

○ Impianti di gassificazione/pirolisi

◆ Centrali a combustione da biomasse agroforestali

× Impianti a biogas

⬠ Impianti a oli vegetali

★ Impianti per il recupero energetico da RSU



## L'impatto del “nuovo sistema di incentivazione”



Se si eccettuano – perché non interessate da modifiche – le tecnologie per la produzione termica, **rimangono sostenibili (al limite superiore della “indifferenza”)**:

- » **gli impianti a biogas, ma solo per i produttori o trasformatori di materia prima, che quindi dispongono della biomassa**, mentre perde diverse “posizioni” la convenienza per i produttori di energia che potrebbero contare sulla “scala” d’impianto ma con maggiori costi logistici e di approvvigionamento;
- » **le caldaie a biomassa, ma solo per i trasformatori di materia prima che dispongono della biomassa e possono sfruttare impieghi cogenerativi per i loro processi industriali.**

**Riducono nell’area di “indifferenza” la loro redditività gli impianti ORC**, a causa dei maggiori costi della tecnologia, a patto di non avere filiere di approvvigionamento particolarmente “economiche” (l’applicazione ideale per questi impianti è l’abbinamento con una caldaia a biomasse che alimenta una rete di teleriscaldamento).

**I clienti non residenziali faticano col nuovo sistema di incentivazione a trovare soluzioni adatte alle loro esigenze** e che siano economicamente sostenibili a patto di non rifugiarsi nelle tecnologie per la produzione termica. **Questa categoria di mercato sembra quindi destinata ancora a non dare un contributo alle bioenergie in Italia.**

**I produttori di energia**, se possibile sulla base del loro portafoglio di **attività, saranno spinti a sfruttare i rifiuti per la valorizzazione energetica**, anche in questo caso probabilmente relegando in posizione marginale altre tecnologie per la produzione elettrica da biomasse.





# Il vero potenziale delle bioenergie in Italia e il decreto Burden Sharing

POLITECNICO DI MILANO  
School of Management  
DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE  
MIP

Partner



Con il patrocinio di



# Il “vero” potenziale delle bioenergie in Italia



L'obiettivo di questa Sezione è triplice:

- » **presentare** – a partire dal PAN (Piano d'Azione Nazionale) e dal più dettagliato decreto cosiddetto “Burden Sharing” – **l'obiettivo che il nostro Paese si è dato entro il 2020 in termini di contributo atteso alla produzione di energia** (termica ed elettrica) **da biomasse;**
- » analizzare – elaborando i dati di base sulla disponibilità di biomasse raccolti da ENEA nel “Censimento potenziale energetico biomasse, metodo indagine atlante Biomasse su WEB –GIS” ENEA; Report RSE/2009/201, 2009 e nel documento “La stima del biogas da biomasse di scarto del settore zootecnico in Italia” ENEA Report RSE/2009/201,2009– **il potenziale teorico di produzione termica ed elettrica da biomasse entro il 2020 e confrontarlo con l'obiettivo che l'Italia si è data;**
- » **discutere** – sulla base dell'installato effettivo al termine del 2011 e della “convenienza” degli investimenti in bioenergie attesa con il nuovo schema di incentivazione – **l'effettiva possibilità di realizzare il potenziale a disposizione entro il 2020 e la conseguente “distanza” rispetto all'obiettivo.**

Come si vedrà, è necessario **ragionare di questi aspetti sia a livello nazionale, che regionale** per far emergere effettivamente le criticità cui il settore si trova esposto.

**Il PAN – Piano d’Azione Nazionale – stilato nel Luglio 2010** definisce le azioni che l’Italia deve porre in atto per **raggiungere l’obiettivo vincolante di produzione del 17% del consumo lordo nazionale di energia da fonti rinnovabili entro il 2020**, definito dalla Direttiva Europea 2009/28/CE. Il Decreto Rinnovabili (D. Lgs. 28/2011) recepisce le strategie di sviluppo delle fonti rinnovabili definite nel PAN declinandole nelle principali aree di intervento in termini di *“strumenti e meccanismi necessari, sistemi di incentivazione e quadro istituzionale e finanziario”*.

**Il Decreto *Burden Sharing* (D.M. 15 del 15 Marzo 2012)** dà invece attuazione a quanto previsto dall’articolo 37 del Decreto Rinnovabili (D. Lgs. 28/2011) e **fissa gli obiettivi di produzione energetica “rinnovabile” sia termica che elettrica per ciascuna fonte e per ciascuna Regione**, definendo in buona sostanza: (i) le **modalità di determinazione e conseguimento degli obiettivi** delle Regioni e delle Province autonome; (ii) le **modalità di monitoraggio e verifica del raggiungimento** degli obiettivi; (iii) le **modalità di gestione dei casi di mancato** raggiungimento degli obiettivi.

## Il PAN ed il Decreto *Burden Sharing*:



**Entro il 2020** in Italia è necessario arrivare a produrre **8.504 ktep di energia elettrica (26,38% del Consumo finale lordo di energia elettrica) e 10.506 ktep di energia termica (17% del Consumo finale lordo di energia per riscaldamento e raffreddamento) da rinnovabili** (Sezioni 2 e 3 PAN, art. 2 e art. 5 Direttiva 2009/28/CE)

**Le Regioni del Nord(\*) nel complesso contano per il 44,4% dell'obiettivo termico e per il 48,8% di quello elettrico, nel Centro e nel Sud le percentuali sono rispettivamente del 31,4% e 24,1% per la parte termica e del 24,8% e 26,4% per la parte elettrica.**

La Tabella seguente riporta **le prime 5 Regioni per contributo complessivo al raggiungimento dell'obiettivo:**

Regioni	Proiezioni al 2020		
	Produzione FER-E [ktep][**]	Produzione FER-C [ktep]	Totale FER (E+C) [ktep]
Lombardia	1.090	1.815	2.905
Piemonte	732	990	1.722
Toscana	769	786	1.555
Puglia	844	513	1.357
Veneto	463	810	1.273
<b>Italia</b>	<b>8.054</b>	<b>10.506</b>	<b>19.010</b>

(\*) La suddivisione utilizzata in tutto il Rapporto è la seguente: **Nord:** Friuli, Lombardia, Liguria, Piemonte, Trentino, Veneto, Valle d'Aosta - **Centro:** Abruzzo, Emilia-Romagna, Lazio, Marche, Molise, Toscana, Umbria - **Sud:** Basilicata, Calabria, Campania, Puglia, Sardegna, Sicilia.

(\*\*) Nel presente Rapporto si è ipotizzato che tutto il consumo da FER fissato come obiettivo sia coincidente con la produzione delle singole Regioni.

## Il PAN ed il Decreto *Burden Sharing*: gli obiettivi a livello regionale



L'obiettivo declinato per Regioni (ordinate per valore complessivo riferito alle rinnovabili) è riportato nella Tabella seguente:

Regioni	Produzione FER-E al 2020 [ktep]	Produzione FER-C al 2020 [ktep]	Totale produzione FER al 2020 [ktep]
Lombardia	1.090	1.815	2.905
Piemonte	732	990	1.723
Toscana	769	786	1.555
Puglia	345	513	1.357
Veneto	463	810	1.274
Emilia Romagna	480	828	1.229
Sicilia	584	618	1.202
Lazio	317	676	1.193
Campania	412	699	1.111
Trentino Alto Adige	757	215	972
Sardegna	419	249	667
Calabria	344	322	666
Marche	134	406	504
Abruzzo	183	346	528
TAA-Trento	356	134	490
TAA-Bolzano	401	81	482
Friuli Venezia Giulia	213	229	442
Liguria	58	354	412
Basilicata	234	138	372
Umbria	183	172	355
Valle d'Aosta	240	47	287
Molise	127	15	220
<b>Totale Italia</b>	<b>8.504</b>	<b>10.506</b>	<b>19.010</b>



## Il PAN ed il Decreto *Burden Sharing*: gli obiettivi a livello regionale



**Lombardia, Toscana e Trentino sono le Regioni per le quali è definito il maggior valore di produzione elettrica da rinnovabili al 2020**, contando, con obiettivi rispettivamente di 1.090, 769 e 757 ktep, **per circa il 30 % del totale previsto a livello nazionale.**

Le Regioni alle quali invece è assegnato il **minor obiettivo in termini assoluti sono Marche, Molise e Liguria**, che contano **solo per il 3,7% dell'obiettivo nazionale** di produzione elettrica da rinnovabili.

**Per la parte termica**, le Regioni con il **maggiore obiettivo in termini assoluti sono la Lombardia, il Piemonte e l'Emilia Romagna** che dovrebbero produrre, con 1.815, 990 e 828 ktep rispettivamente, il 34 % del totale previsto a livello nazionale.

**Valle d'Aosta, Molise e Basilicata sono le Regioni per le quali è previsto il minor contributo per la produzione di energia termica da rinnovabili**, dovendo contribuire solo per il 2,4 % del totale prodotto a livello nazionale.

Mediamente, considerando entrambe le tipologie di consumo, elettrico e termico, **l'obiettivo pro capite per le Regioni del Nord è pari a 0,34 tep/abitante, 0,3 tep/abitante per le Regioni del Centro e 0,25 tep/abitante per le Regioni del Sud.**

## Il PAN ed il Decreto *Burden Sharing*: gli obiettivi per le biomasse



Entro il 2020 in Italia è necessario arrivare a produrre **3.580 ktep di energia elettrica** (corrispondenti a circa 19,2 TWh<sub>e</sub>, **il 40% dell'obiettivo totale per le rinnovabili**) e **5.720 ktep (oltre il 50% dell'obiettivo totale) di energia termica da biomasse**.

Le Tabelle seguenti riportano nel dettaglio **come l'obiettivo è articolato nelle diverse tecnologie (per la parte elettrica) e impieghi (per la parte termica)**.

Tipologia di Biomassa	Sottocategoria	Contributo alla produzione elettrica 2020 [ktep]	Contributo alla produzione elettrica 2020 [GWh]
Biomassa solida	Frazione biodegradabile RSU	748	4.000
	Legna vergine e biomasse solide residuali	739	3.900
Biogas	Reflui di allevamenti	1.196	6.400
	Scarti agricoli		
	Gas da discarica(*)		
	Fanghi di depurazione		
	Scarti di macellazione		
Bioliquidi	Oli vegetali e altri..	908	4.860
<b>Totale</b>		<b>3.582</b>	<b>19.160</b>

Settore	Tipologia di impiego	Contributo alla produzione termica 2020 [ktep]
Residenziale	Riscaldamento	3.354
	Teleriscaldamento	580
Terziario	Teleriscaldamento	70
Industria	Produzione calore	1.000
Agricoltura	Produzione calore	400
Biometano/biogas in rete	Usi calore e trasporto	316
<b>Totale</b>		<b>5.720 (**)</b>

(\*) Il contributo del Biogas da discarica sulla produzione elettrica e termica al 2020, è imputabile unicamente alla potenza già installata al 2011

(\*\*) Inclusi 50 ktep di biogas/biometano nel settore trasporto: FER-T

## L'analisi del potenziale



Per l'analisi si è tenuto conto dei valori presentati nei Censimenti del **potenziale energetico delle biomasse e del biogas realizzati da ENEA** (Report RSE/2009) assunti come schema di riferimento dal Decreto "Burden Sharing".

**Per le biomasse solide, a partire dalle quantità potenziali** (in tonnellate) a disposizione delle singole regioni, fornite da ENEA, **è stato valutato il potenziale di produzione annua di energia** ottenibile per le diverse tipologie di produzione (elettrica o termica), **tenendo conto dei rendimenti energetici specifici** di ogni singola materia prima.

**Per il biogas**, è stato definito il **quantitativo annuo potenziale di energia** producibile, considerando gli opportuni rendimenti energetici e sulla base **delle quantità disponibili di biomasse fermentabili a livello regionale** definite da ENEA.

Materia prima	Contributo alla produzione considerato
Paglie	n.c. [*]
Potature e legna da foreste	Termico
Sanse, vinacce, lolla e gusci di frutta	Elettrico
Reflui di allevamenti	Elettrico
Scarti agricoli	
Gas da discarica	
Fanghi di depurazione	
Scarti di macellazione	Elettrico
Oli vegetali e altri	

Relativamente ai **bioliquidi sostenibili**, il decreto definisce una ripartizione dell'obiettivo a livello regionale, proporzionalmente alla quantità di energia prodotta attualmente, ritenendo l'obiettivo di produzione di energia da questa fonte pressoché raggiunto.

[\*] Il contributo delle Paglie non viene considerato a causa di problematiche di impiego legate al processo di combustione di questa tipologia di biomassa.

## L'analisi del potenziale: la produzione di energia termica



**Entro il 2020** la possibile produzione di energia termica in Italia considerando il contributo da potature e legna da foreste è pari a circa **1.537 ktep (circa 17,8 TWh<sub>th</sub>)** ovvero il **26,8% del contributo previsto dalle biomasse e poco più del 14% dell'obiettivo fissato per tutte le rinnovabili termiche.**

Più nel dettaglio, **nelle regioni del Nord la quantità di biomasse disponibile, permetterebbe di coprire il 13% dell'obiettivo** per esse definito, mentre per le regioni del Centro e del Sud questo valore si attesterebbe rispettivamente **al 28% e 53%.**

Come mostrato nella seguente Tabella, **il totale delle biomasse potenzialmente impiegate per la produzione di energia termica a livello nazionale dovrebbe essere pari a circa 7.000.000 tonnellate di materia prima.**

Potature [kton]	Legno Foreste [kton]	Produzione termica potenziale [ktep]	Obiettivo produzione termica da biomasse [ktep]	Obiettivo produzione termica da FER [ktep]
4.906	2.180	1.536	5.720	10.506

## L'analisi del potenziale: la produzione di energia termica



La Tabella seguente riporta la situazione per tutte le Regioni italiane:

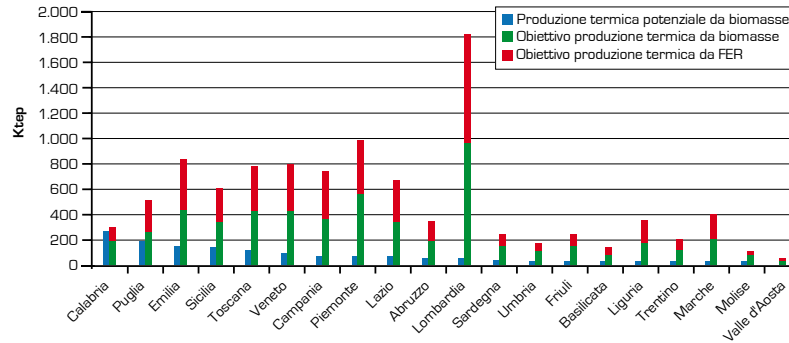
Regioni	Totale Energia termica potenzialmente producibile [ktep]	Obiettivo produzione termica da biomasse [ktep]	Raggiungimento dell' Obiettivo al 2020 [%]	Grado di raggiungimento dell'obiettivo
Calabria	253,8	173,8	146,0	Regioni oltre l'obiettivo [ $\geq 100\%$ ]
Puglia	187,6	277	67,7	Regioni vicine al raggiungimento dell'obiettivo [100%-60%]
Abruzzo	76,2	186,8	40,8	Regioni sotto l'obiettivo [60%-20%]
Sicilia	136,0	333,7	40,8	
Umbria	36,5	92,8	39,4	
Basilicata	24,8	74,5	33,3	
Molise	16,2	49,6	32,6	
Emilia Romagna	137,6	447,1	30,8	
Toscana	129,8	424,4	30,6	
Sardegna	40,2	134,4	30,0	
Campania	88,1	377,4	23,4	
Veneto	99,5	437,4	22,8	
Lazio	78,1	365,0	21,4	
Friuli Venezia Giulia	26,1	123,6	21,2	
Trentino Alto Adige	21,5	116,1	18,6	
Piemonte	78,8	534,6	14,8	
Liguria	24,8	191,1	13,0	
Marche	19,5	219,2	8,9	
Lombardia	60,4	980,1	6,2	
Valle d'Aosta	0,6	25,3	2,4	
<b>Totale Italia</b>	<b>1.537</b>	<b>5.673,2</b>	<b>27</b>	

# L'analisi del potenziale: la produzione di energia termica



L'entità del gap fra obiettivo posto e potenziale di mercato (senza che si sia ancora considerata l'effettiva raggiungibilità di quest'ultimo) è evidente dal seguente Grafico:

Produzione potenziale e Obiettivo



Come è evidente, la situazione è **estremamente disomogenea**, con **regioni in grado di superare l'obiettivo**, come la **Calabria (146% di copertura dell'obiettivo)**, altre in grado di **coprirne una buona parte**, come la **Puglia (67%)**, e altre invece **molto lontane dalla possibilità di raggiungere l'obiettivo** per esse definito basandosi **solo sulle proprie risorse**, come **Marche (9%)**, **Lombardia (6%)** e **Valle d'Aosta (2,5%)**.

## L'analisi del potenziale: la produzione di energia termica



Per riuscire a sfruttare l'intero potenziale termico ottenibile dalle biomasse al 2020 **sarebbe necessario che la potenza installata a fine 2020 raggiunga i 4,4GW**. L'investimento necessario sarebbe pari a **5,5 mld. €**

**Calabria, Puglia, Emilia Romagna, Sicilia e Toscana** conterebbero, in base a questa prospettiva, **per circa il 55% del totale delle installazioni a livello nazionale**.

A differenza della parte elettrica, dove la necessità di qualificazione degli impianti presso il GSE legata all'incentivazione rende possibile una mappatura aggiornata degli impianti attualmente installati in Italia e della rispettiva produzione, al momento **non esistono dati attendibili sulla parte termica (ad eccezione di quanto specificato nella Sezione 1)** che permettano di fornire i dati sulla produzione e sulla potenza attualmente installata. Per questa ragione viene fornita una **stima della potenza termica cumulata potenzialmente installata in Italia al 2020**.

REGIONI	Installato totale al 2020 [MW]
Calabria	737,9
Puglia	545,4
Emilia Romagna	399,7
Sicilia	395,3
Toscana	377,5
Veneto	289,5
Campania	256,3
Piemonte	229,2
Lazio	227,0
Abruzzo	221,6
Lombardia	175,7
Sardegna	117,1
Umbria	106,4
Friuli Venezia Giulia	76,2
Basilicata	72,2
Liguria	72,2
Trentino Alto Adige	62,7
Marche	56,8
Molise	47,1
Valle d'Aosta	1,8
<b>Totale Italia</b>	<b>4.467</b>

## L'analisi del potenziale: la produzione di energia elettrica



**Entro il 2020** la possibile produzione di energia elettrica considerando il contributo da sanse, vinacce, lolla, gusci, FORSU, scarti di allevamenti e di macellazione in Italia è pari a **5.400 ktep (circa 29,2 GWh<sub>e</sub>)** ovvero **oltre l'obiettivo fissato per le biomasse di circa il 52% e circa il 64% dell'obiettivo fissato per tutte le rinnovabili elettriche, con una situazione quindi speculare rispetto a quanto visto per la produzione termica.**

Più nel dettaglio, **nelle regioni del Nord la quantità di biomasse disponibile, permetterebbe di coprire il di 1,3 volte l'obiettivo** per esse definito, nelle regioni del **Centro** l'obiettivo potrebbe essere **superato di 1,4 volte** e per le regioni del Sud **addirittura per più di 2 volte.**

La tabella seguente riassume **il totale di materia prima che si stima possa essere impiegata a livello nazionale** per la produzione elettrica al 2020.

Sanse + Vinaccia [kton]	Lolla + Gusci [kton]	Biogas da FORSU, allevamenti e scarti di macellazione [Mln Nm <sup>3</sup> ]	Produzione elettrica potenziale [ktep]	Obiettivo produzione elettrica da biomasse [ktep]	Obiettivo produzione elettrica da FER [ktep]
1.319	384	3.206	5.467	3.580	8.540



## L'analisi del potenziale: la produzione di energia elettrica



La Tabella seguente riporta la situazione per tutte le Regioni italiane:

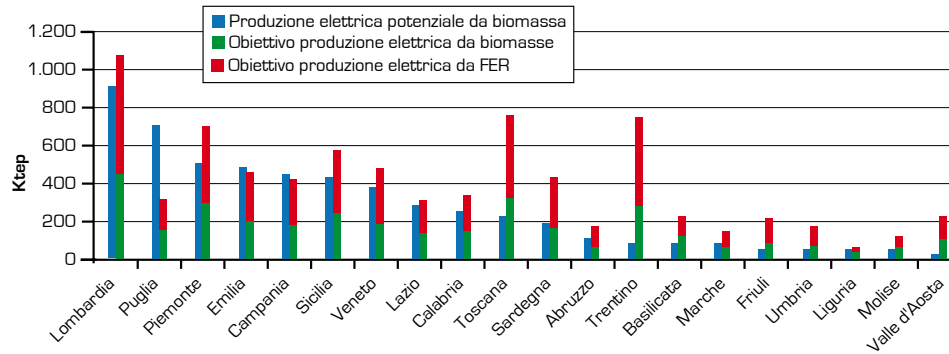
Regioni	Totale Energia elettrica potenzialmente producibile [ktep]	Obiettivo produzione elettrica da biomasse [ktep]	Raggiungimento dell' Obiettivo al 2020 [%]	Grado di raggiungimento dell'obiettivo
Puglia	726,2	144,9	501	Regioni oltre l'obiettivo [ $\geq 100\%$ ]
Campania	444,4	173,0	257	
Emilia	489,0	201,6	243	
Lazio	301,3	133,1	226	
Liguria	50,2	24,3	206	
Lombardia	912,6	457,8	199	
Veneto	365,5	194,4	188	
Calabria	269,3	144,4	186	
Sicilia	432,7	245,2	176	
Piemonte	530,7	307,4	173	
Abruzzo	108,7	76,8	141	
Marche	74,4	56,2	132	
Sardegna	188,8	175,9	107	
Molise	47,0	53,3	88	
Basilicata	74,9	98,2	76	
Umbria	57,7	76,8	75	
Toscana	231,7	322,9	72	
Friuli	60,0	89,4	67	Regioni sotto l'obiettivo [60%-20%]
Trentino	89,6	317,9	28	
Valle d'Aosta	12,6	100,8	12	Regioni lontane dall'obiettivo [ $< 20\%$ ]
<b>Totale Italia</b>	<b>5.467</b>	<b>3.571,6</b>	<b>152</b>	

# L'analisi del potenziale: la produzione di energia elettrica



La visione per Regioni permette tuttavia di cogliere differenze anche significative:

Produzione potenziale e Obiettivo



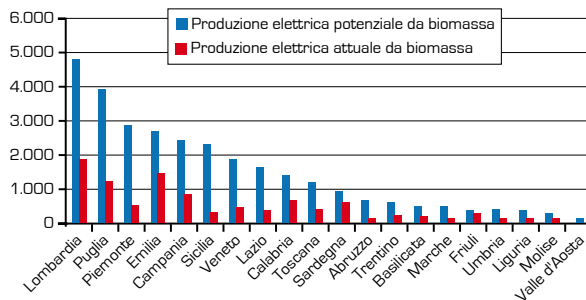
**Gran parte delle Regioni sarebbe in grado di superare abbondantemente l'obiettivo di produzione elettrica da biomasse (anche di 5 volte nel caso della Puglia), con alcune che riuscirebbero ad andare addirittura oltre l'obiettivo complessivo di produzione elettrica dal totale delle rinnovabili (Puglia 210% , Emilia Romagna 102% e Campania 108%). Solo il Trentino e la Valle d'Aosta risultano significativamente lontane dal raggiungimento dell'obiettivo di produzione elettrica da biomasse, essendo teoricamente in grado di produrre rispettivamente il 28% e il 12% rispetto all'obiettivo.**

## L'analisi del potenziale: la produzione di energia elettrica



Per riuscire a sfruttare l'intero potenziale elettrico ottenibile dalle biomasse al 2020 **sarebbe necessario installare nel periodo 2012-2020 altri 3,2 GW, andando di fatto a raddoppiare la potenza ad oggi installata.** L'investimento necessario sarebbe pari a **12 mld €.**

**Produzione elettrica potenziale e attuale da biomassa**



**Lombardia, Puglia, Piemonte, Sicilia e Veneto** conterebbero, in base a questa prospettiva, **per circa il 60% delle nuove installazioni a livello nazionale.**

Regioni	Nuovo Installato Potenziale [MW]
Lombardia	496,2
Puglia	430,9
Piemonte	398,0
Sicilia	360,6
Veneto	264,7
Campania	258,2
Lazio	215,5
Emilia Romagna	172,5
Toscana	143,5
Calabria	142,8
Abruzzo	90,2
Sardegna	73,3
Trentino Alto Adige	56,9
Marche	52,1
Basilicata	39,7
Umbria	36,0
Liguria	25,8
Molise	19,0
Friuli Venezia Giulia	13,3
Valle d'Aosta	10,2
<b>Totale Italia</b>	<b>3.299,4</b>

## L'analisi del potenziale: una visione d'insieme



**Alla fine del 2020 se tutto il potenziale venisse sfruttato potremmo produrre da biomasse**

- » **29.236 GWh<sub>e</sub>** (5.467ktep) per la parte elettrica, **152% dell'obiettivo** ma **+158% rispetto al 2011**;
- » **17.870 GWh<sub>th</sub>** (1.537ktep) per la parte termica, **26,8% dell'obiettivo**.

La situazione **nelle prime 5 Regioni** su cui grava il **maggior "carico" rispetto alle biomasse sarebbe la seguente:**

Regioni	Proiezioni al 2020		
	Produzione potenziale elettrica e termica da biomasse [ktep]	Obiettivo produzione elettrica e termica da biomasse [ktep]	Raggiungimento dell' Obiettivo al 2020 [%]
Lombardia	973	1.437	67,7
Puglia	913	421	216,6
Emilia Romagna	626	648	96,6
Piemonte	609	842	72,4
Sicilia	568	579	98,2
<b>Italia</b>	<b>7.004</b>	<b>9.244</b>	<b>75,8</b>

### L'analisi del potenziale: una visione d'assieme



#### Vi sono squilibri piuttosto evidenti:

- » se si guarda la **sola parte elettrica**, ben **tredici Regioni superano l'obiettivo** fissato sfruttando tutto il loro potenziale. **Cinque Regioni (Molise, Basilicata, Umbria, Toscana e Friuli)** sono nella fascia "vicine al raggiungimento dell'obiettivo", compreso tra il 100% e il 60% dell'obiettivo. **Trentino e Valle d'Aosta** sono invece sotto il loro obiettivo;
- » se si aggiunge **anche la parte termica** solo **una Regione (la Calabria)** appartiene alla prima categoria, mentre **la sola Puglia ricade nella seconda categoria**. Tutte le restanti regioni risultano sotto o lontane dall'obiettivo;
- » analizzando il **grado di raggiungimento dell'obiettivo**, si nota poi come le **Regioni del Sud presentino complessivamente uno squilibrio positivo**, raggiungendo il **122% dell'obiettivo** di produzione da biomasse grazie alle risorse a loro disposizione, a differenza delle Regioni del **Centro e del Nord** che invece ne **riescono a coprire rispettivamente solo il 67% e il 60%**.

## Il “vero” potenziale: qualche considerazione di sintesi



**La produzione termica**, la meno critica dal punto di vista della convenienza, **è invece decisamente critica se si guarda all'effettiva potenzialità**. Soprattutto **è evidente come sia il Sud**, ovvero l'area meno "bisognosa" di calore, **l'unica a poter rispettare gli impegni previsti dal Burden Sharing**.

**La produzione elettrica è invece decisamente meno critica** per quanto riguarda il potenziale, **ma è quella** - lo si è già discusso nella Sezione 6 - **che è maggiormente penalizzata dalla revisione del sistema incentivante**.

Ciò nonostante **lo squilibrio tra potenziale e obiettivo è tale da ipotizzare che gli impegni presi con il PAN vengano comunque realizzati per la parte elettrica**.

Lo squilibrio regionale messo in evidenza rende tuttavia necessario **ripensare alla distribuzione dei carichi** che invece meriterebbe una maggiore riflessione e dettaglio, **in modo da indirizzare anche gli operatori nelle aree effettivamente a maggior potenziale**.



## Gruppo di lavoro

Vittorio Chiesa - *Direttore Energy & Strategy Group*

Davide Chiaroni - *Responsabile della Ricerca*

Federico Frattini - *Responsabile della Ricerca*

Riccardo Terruzzi - *Project Manager*

Marco Alberti

Lorenzo Boscherini

Lorenzo Colasanti

Simone Franzò

Annalisa Tognoni

Con la collaborazione di:

Marco Chiesa

Sean De Angeli





# La School of Management

La School of Management del Politecnico di Milano è stata costituita nel 2003.

Essa accoglie le molteplici attività di ricerca, formazione e alta consulenza, nel campo del management, dell'economia e dell'industrial engineering, che il Politecnico porta avanti attraverso le sue diverse strutture interne e consortili.

Fanno parte della Scuola: il Dipartimento di Ingegneria Gestionale, i Corsi *Undergraduate* e il *PhD Program* di Ingegneria Gestionale e il MIP, la Business School del Politecnico di Milano che, in particolare, si focalizza sulla for-

mazione executive e sui programmi Master.

La Scuola può contare su un corpo docente di più di duecento tra professori, lettori, ricercatori, tutor e staff e ogni anno vede oltre seicento matricole entrare nel programma *undergraduate*.

La School of Management ha ricevuto, nel 2007, il prestigioso accreditamento EQUIS, creato nel 1997 come primo standard globale per *lauditing* e l'accreditamento di istituti al di fuori dei confini nazionali, tenendo conto e valorizzando le differenze culturali e normative dei vari Paesi.

School of Management

POLITECNICO DI MILANO



DIPARTIMENTO  
DI INGEGNERIA  
GESTIONALE



## L'Energy & Strategy Group



L'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano è composto da docenti e ricercatori del Dipartimento di Ingegneria Gestionale e si avvale delle competenze tecnico-scientifiche di altri Dipartimenti, tra cui in particolare il Dipartimento di Energia.

L'Energy & Strategy Group si pone l'obiettivo di istituire un Osservatorio permanente sui mercati e sulle filiere industriali delle energie rinnovabili in Italia, con l'intento di censirne gli operatori, analizzarne strategie di business,

scelte tecnologiche e dinamiche competitive, e di studiare il ruolo del sistema normativo e di incentivazione.

L'Energy & Strategy Group intende presentare i risultati dei propri studi attraverso:

- rapporti di ricerca “verticali”, che si occupano di una specifica fonte di energia rinnovabile (solare, biomasse, eolico, geotermia, ecc.);
- rapporti di ricerca “trasversali”, che affrontano il tema da una prospettiva integrata (efficienza energetica dell'edificio, sostenibilità dei processi industriali, ecc.).

# Le imprese Partner

ABB

Enel Green Power

Enipower

Renovo Bioenergy

SGS

Siemens



ABB è leader globale nelle tecnologie per l'energia e l'automazione che consentono alle utility ed alle industrie di migliorare le loro performance riducendo al contempo l'impatto ambientale. Le società del Gruppo ABB impiegano circa 135.000 dipendenti in oltre 100 paesi.

La storia di ABB risale alla fine del diciannovesimo secolo e rappresenta un duraturo ed illustre esempio di innovazione e di leadership tecnologica in molti settori industriali.

Leadership tecnologica, presenza globale, conoscenza applicativa e competenze locali sono i fattori chiave di un'offerta di prodotti, sistemi e servizi che permettono ai clienti di ABB di migliorare le loro attività in termini di efficienza energetica, affidabilità delle reti e produttività industriale.

ABB come produttore e fornitore ha da sempre operato per offrire prodotti e soluzioni orientati alla riduzione dell'impatto ambientale. In un mondo in cui le risorse diminuiscono al crescere della domanda, ABB ha focalizzato la sua ricerca nello sviluppo di sistemi efficienti e sostenibili per la generazione, la trasmissione, la distribuzione e l'impiego dell'energia elettrica.

Grazie alla grande esperienza nel campo dei prodotti di automazione, ABB è costantemente alla ricerca di nuove vie per ampliare e migliorare le tecnologie disponibili, anticipando le esigenze della clientela. Il surriscaldamento del pianeta impone di rinforzare l'impiego di energia pulita, come quella del vento e del sole, ed ABB si pone come il miglior fornitore per *Sistem Integrator*,

OEM, Grossisti e Installatori, offrendo un pacchetto di prodotti, sistemi e servizi in grado di supportare lo sviluppo in continua evoluzione del mercato delle energie rinnovabili.

Nell'ambito delle attività legate alle biomasse ABB è il partner esecutivo ideale nella realizzazione sia di impianti complessi sia di quelli medio piccoli.

La capacità di ABB di presidiare ai più alti livelli le tecnologie dell'energia e dell'automazione e l'esperienza sul campo maturata in decenni di attività vengono integrate in un contratto in cui ABB si fa carico dell'intero progetto elettrico: dall'identificazione delle esigenze allo sviluppo della soluzione più adeguata, dalla fornitura di sistemi e apparecchiature all'esecuzione delle attività di cantiere, dalla messa in esercizio all'assistenza tecnica per tutta la vita utile dell'impianto.

L'efficace risposta di ABB a queste esigenze è denominata 'Electrical Balance of Plant' (EBoP), trasversale a tutto l'impianto, che si occupa della progettazione complessiva ed organica del sistema elettrico e di controllo e protezione di centrale.

ABB si propone inoltre in collaborazione con partner qualificati in qualità di EPC contractor come fornitore dell'intero impianto.

ABB si avvale delle migliori risorse ingegneristiche, di una vasta esperienza e dei migliori prodotti nel settore dell'energia, ed è il partner ideale nell'integrazione delle soluzioni per l'ottimizzazione di impianto nei sistemi di automazione.

Enel Green Power è la società del Gruppo Enel interamente dedicata allo sviluppo e gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili a livello internazionale, presente in Europa e nel continente americano.

Con una capacità di generazione di energia da acqua, sole, vento e calore della terra pari, nel 2011, a 22,5 miliardi di kWh, una produzione in grado di soddisfare i consumi di oltre 8 milioni di famiglie e di evitare l'emissione in atmosfera di più di 16 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>, Enel Green Power è leader a livello mondiale. L'Azienda ha una capacità installata di 7.100 MW, con un mix di fonti che comprende l'eolico, il solare, l'idroelettrico, il geotermico e le biomasse. Attualmente, i 650

impianti operativi di EGP sono collocati in 16 paesi in Europa e nel continente americano.

Con la controllata Enel.si - leader nazionale nella realizzazione di impianti fotovoltaici per famiglie e imprese con oltre 300 MW installati - la Società conta inoltre su una capillare rete di franchisee con 700 installatori qualificati presenti su tutto il territorio nazionale.

Tra le attività industriali importanti, la fabbrica per la realizzazione di pannelli fotovoltaici in joint venture con Sharp e STMicroelectronics. La fabbrica è la più grande d'Italia, con una capacità produttiva annuale di pannelli fotovoltaici a film sottile multigiunzione pari a 160 MW, e una tra le più grandi in Europa, oltreché la più avanzata tecnologicamente.





Enipower è la società di Eni per le attività di generazione di energia elettrica, di vapore e per la produzione e commercializzazione di pannelli e impianti fotovoltaici. La tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle proprie risorse umane, oltre ai rapporti con il territorio e con gli *stakeholder*, sono obiettivi primari nelle logiche gestionali dell'azienda.

Enipower e le sue società controllate dispongono di 8 centrali di generazione elettrica, vapore tecnologico e acqua surriscaldata, con una potenza elettrica installata di oltre 5,3 GW, insediate nei siti industriali di Ravenna, Ferrara, Mantova, Ferrera Erbognone, Livorno, Brindisi, Taranto e Bolgiano.

La società sta completando un piano di investimenti che comporta la graduale sostituzione degli impianti tradizionali, acquisiti alla sua costituzione, con moderni impianti a ciclo combinato, alimentati a gas naturale, che garantiscono standard elevati per la sicurezza e la salute delle risorse umane impiegate e per la salvaguardia dell'ambiente.

Nel comparto fotovoltaico, Enipower dispone dal giugno 2006 di un sito produttivo, localizzato a Nettuno, nei pressi di Roma, dove si realizzano celle e moduli multicristallini. Lo stabilimento si estende su una superficie di circa 34.000 metri quadrati, di cui 8.000 coperti, divisi in aree produttive, uffici e laboratori, aree di servizio tecnico e magazzini. La linea di produzione ha una capacità

installata di circa 30 MW. L'impianto è in grado di produrre celle solari ad alta efficienza a base di silicio multicristallino mediante utilizzo di moderne tecnologie.

Enipower fornisce pannelli con il marchio Eurosolare®, principalmente alle piccole-medie imprese. Si serve del supporto di società esterne per la fornitura dei diversi componenti dei moduli (EVA, vetri e cornici in alluminio) e dell'impianto (inverter e componentistica elettrica) per la fase di assemblaggio delle celle fotovoltaiche in pannelli e per l'installazione di impianti fotovoltaici. Il contributo di Enipower allo sviluppo del settore delle biomasse, è legato al progetto Eni di riqualificazione del petrolchimico di Porto Torres; l'intervento, denominato "Polo di Chimica Verde" coinvolge la società del gruppo Versalis S.p.A. ed una primaria azienda italiana attiva nel settore delle bio-plastiche (Novamont). In questo contesto Enipower, dopo aver concluso uno studio preliminare di fattibilità tecnico-economica, è impegnata nella preparazione del progetto definitivo e dello Studio di Impatto Ambientale per una centrale a biomasse da circa 40 MWe, che utilizzerà biomasse solide residuali derivanti da una filiera agricola dedicata alla coltivazione di colture oleaginose, funzionale alla futura produzione di bio-plastiche. La centrale Enipower fornirà quindi energia elettrica ed energia termica in assetto cogenerativo, garantendo la sostenibilità ambientale dell'intero progetto.

*Quando la green economy incontra il sociale...è 'Energia a Km 0'.*

*Un grande progetto di Renovo spa che prevede la costruzione di un network nazionale di centrali a biomasse da 1 Mw.*

Si chiama 'Energia a Km 0', è l'ambizioso progetto firmato Renovo Bionergy spa – business unit del gruppo Renovo sorta nel 2009, specializzata nella progettazione, realizzazione e gestione di piccoli impianti di produzione di energia termoelettrica da biomassa agroforestale, appartenente alla holding finanziaria Fingest. L'obiettivo è creare un sistema innovativo di produzione diffusa di energia, valorizzando risorse 'trascurate' come le biomasse agroforestali, offrendo così agli operatori l'opportunità di risolvere onerosi problemi di smaltimento degli scarti biodegradabili.

Piace agli ambientalisti, tanto che Legambiente già nel dicembre 2010 ha sottoscritto un accordo di collaborazione con la Società, per la presentazione dell'iniziativa su scala nazionale, come ottimo esempio di sviluppo sostenibile. Piace agli agricoltori, perché permette lo smaltimento di scarti quali i residui delle potature di alberi da frutto, vinacce, sansa, pastazzo e ramaglie di manutenzione boschiva e lo sviluppo di progetti di short rotation forestry e coltivazione di piante energetiche.

Piace infine alle amministrazioni e ai vari operatori economici locali perché sostiene ed alimenta la così detta 'filiera corta', coinvolgendo esclusivamente nel processo produttivo soggetti e risorse del territorio di riferimento. In tal senso, grande importanza assume anche l'impiego dell'energia termica prodotta dalle centrali, pari a 3,8 mW termici/ora, che Renovo Bioenergy intende valorizzare cedendola ad aziende limitrofe agli impianti, grandi strutture commerciali o reti di teleriscaldamento, sviluppando un innovativo modello di efficienza energetica con importanti risparmi. Dove ciò non avvenisse per mancanza di rilevanti utilizzatori termici nelle vicinanze delle centrali, il progetto agroenergetico integrato 'Energia a km 0' ha previsto la realizzazione di serre bioclimatiche per la produzione di piante ornamentali, piantine ortofrutticole e piante energetiche.

Contestualmente, è stato sviluppato il fondamentale aspetto sociale del progetto: un accordo nazionale siglato con il Gruppo Cooperativo Nazionale Cgm – leader di mercato nel settore delle cooperative sociali-, per offrire impiego a personale appartenente alle fasce svantaggiate della popolazione per la raccolta e la preparazione delle biomasse combustibili e per lo svolgimento di attività agricole, secondo un modello di business profit - non profit, assolutamente innovativo.







SGS, leader mondiale nei servizi di ispezione, verifica, analisi e certificazione, è universalmente riconosciuta dal mercato come punto di riferimento per la qualità e l'integrità con cui opera nell'erogazione dei propri servizi. A livello internazionale SGS è presente in oltre 140 paesi e impiega complessivamente 70.000 persone in 1.350 sedi fra uffici e laboratori.

La sua struttura è quindi in grado di fornire risposte tempestive alle diverse esigenze dei propri Clienti.

SGS offre servizi in tutti i settori merceologici, attraverso tecnici e professionisti propri, altamente qualificati e organizzati in 10 linee di business.

*Ispezione:* I servizi di ispezione interessano tutti i contesti e scenari di produzione e movimentazione di merci e materiali. Le attività ispettive sono svolte sia durante le diverse fasi del ciclo produttivo che nei punti critici della movimentazione dei prodotti.

*Verifica:* Le attività di verifica assicurano che prodotti e servizi siano conformi a standard internazionali e locali. La combinazione di presenza globale con conoscenza locale, esperienza e competenza in ogni settore, consente di coprire l'intera filiera, dalle materie prime al prodotto finito.

*Analisi:* L'attività consiste nell'esecuzione di test qualitativi e prestazionali dei prodotti a fronte di standard tecnici, di sicurezza e di legge attraverso un network mondiale di laboratori dotati delle più moderne e sofisticate strumentazioni.

*Certificazione:* L'attività certificativa si estende dai sistemi di gestione (qualità, ambiente, sicurezza, energia,

etica, ecc.) ai servizi e prodotti e consiste nell'attestazione di conformità sia agli standard nazionali e internazionali riconosciuti che a quelli direttamente elaborati dai singoli Clienti per specifiche esigenze.

*Formazione:* SGS Training Lab è la struttura formativa ideata da SGS per rispondere agli stimoli e alle proposte delle Imprese e dei Professionisti interessati a progettare nuovi percorsi formativi.

Per rispondere alle continue richieste in tema di sostenibilità, SGS ha organizzato un gruppo di lavoro per affrontare le tematiche della sostenibilità dei Biocarburanti e Bioliquidi. L'Unione Europea ha infatti fissato i criteri di sostenibilità per la produzione di biocarburanti e bioliquidi al fine di tutelare terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità o un elevato stock di carbonio e per garantire un tangibile risparmio di gas ad effetto serra a confronto con la produzione da fonte fossile. Tali criteri devono essere rispettati da ciascuno Stato membro se vuole che l'utilizzo di biocarburanti sia contabilizzato per il raggiungimento degli obiettivi del 2020.

SGS è accreditata secondo lo Schema Nazionale e secondo gli schemi volontari approvati dalla Commissione Europea.

SGS si occupa, inoltre, di controlli sulla qualità delle biomasse legnose, di certificazione di origine, valutazioni fornitori e supporto agli operatori del settore per affrontare le tematiche dei certificati verdi e filiera corta.

**SIEMENS**

Il Gruppo Siemens, con un'organizzazione articolata in quattro Settori - Energy, Industry, Healthcare, Infrastructure & Cities - è presente a livello mondiale con circa 360.000 collaboratori e un fatturato 2010/11 di 73,5 miliardi di Euro. Siemens S.p.A., attiva in Italia dal 1899, rappresenta una delle più importanti realtà industriali del Paese, con oltre 4.800 dipendenti e un fatturato pari a 2,5 miliardi di Euro nell'anno fiscale 2010/11. Il solo Settore Energy di Siemens ha chiuso l'anno fiscale 2011 il 30 settembre con un fatturato di circa 27,6 miliardi di euro e ha ricevuto nuovi ordini per un totale di oltre 34,8 miliardi di euro registrando un utile di più di 4,1 miliardi di euro. Dal 30 settembre 2011, il Settore Energy conta più di 97.000 collaboratori nel mondo.

Nell'ambito delle Biomasse Siemens è in grado di offrire la maggior parte dei componenti tecnologici dell'impianto: dalla turbina a vapore, all'automazione e controllo di processo, protezioni e sistemi di controllo della parte elettrica, media tensione e distribuzione elettrica, alta tensione e connessione alla rete, fino a soluzioni di service e manutenzione.

Uno dei componenti fondamentali di un impianto a Biomasse è rappresentato dalla turbina a vapore. Grazie alla sua esperienza di oltre un secolo nella costruzione e nella continua innovazione e miglioramento tecnologico di turbine a vapore e alla sua ampia gamma che si estende da 45 kW a 1.900 MW, Siemens è in grado di fornire la turbina più adatta alle esigenze di ogni impianto. Le turbine si contraddistinguono per

le loro doti di flessibilità e affidabilità e sono concepite per consentire una rapida messa in servizio e l'economicità di esercizio. Gli esperti Siemens sono in grado di fornire l'adeguata assistenza all'installazione, alla messa in servizio, allo start-up e trial run, oltre, naturalmente, alla manutenzione preventiva e correttiva della macchina. Tutti i prodotti sono conformi agli standard qualitative ISO 19001 e ISO 14001.

Grazie alla sua capacità di coprire l'intera catena del valore dell'energia, Siemens offre sistemi di controllo di processo e della parte elettrica e protezioni all'avanguardia, molto flessibili e innovativi per la completa automazione dell'impianto. Vengono progettati, costruiti e forniti apparecchiature e quadri completi per applicazioni nel campo della media tensione e dell'alta tensione, oltre a sistemi di potenza di bassa tensione e soluzioni chiavi in mano per la connessione alla rete, garantendo la massima sicurezza operativa, una facile gestione dell'impianto e costi di esercizio particolarmente ridotti.

Con l'acquisizione del 60% di Steinmüller Engineering GmbH di Gummersbach (Germania) Siemens ha ampliato la propria offerta di servizi nell'ambito dell'energia e delle tecnologie ambientali. Steinmüller Engineering, fornisce, infatti, supporto ingegneristico sia per tecnologie innovative di combustione progettate per ridurre significativamente le emissioni di CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, e nell'ambito delle centrali a biomasse è in grado di gestire il design della caldaia e fornire soluzioni personalizzate per il trattamento fumi e la riduzione delle emissioni nocive.







---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---



Lined area for notes or content.



Copyright 2012 © Politecnico di Milano - Dipartimento di Ingegneria Gestionale  
Collana Quaderni AIP  
Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 - Tribunale di Milano

Direttore Responsabile: Umberto Bertelè

Progetto grafico e impaginazione: MEC Studio Legnano  
Stampa: Grafiche Ponzio

ISBN: 978-88-904839-3-6

Partner



**SIEMENS**

Con il patrocinio di



ISBN

978-88-904839-3-6