

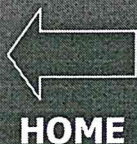


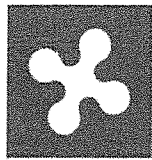
Regione Lombardia
Agricoltura



Impianti a biomassa di grandi dimensioni per la produzione di elettricità

Prof. Ing. Giovanni Riva
Comitato Termotecnico Italiano





Regione Lombardia
Agricoltura



- Le utenze
- I combustibili
- Tecniche di valutazione dei costi dell'energia prodotta
- Valutazione del costo limite della biomassa per raggiungere la competitività con le fonti tradizionali
- Dimensionamento di massima di un impianto tipo



ANALISI DELLE INIZIATIVE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA BIOMASSE AGRO – INDUSTRIALI IN ITALIA

Gabriele Botta, Vittorio Brignoli (CESI S.p.A.), Mauro Alberti (Comitato Termotecnico Italiano), Giovanni Riva, Vanessa Scrosta, Giuseppe Toscano (Università Politecnica delle Marche)

SOMMARIO

La relazione evidenzia come il settore della produzione di energia elettrica da biomasse di origine vegetale e animale (farine e grassi) sia alquanto giovane in fase di piena evoluzione. Di fatto, dopo una certa diffusione negli anni '80 di impianti di cogenerazione industriali sorti ove erano disponibili dei residui agro-alimentari si è passati, grazie alle facilitazioni introdotte prima dal Provvedimento CIP 6 e della normativa dei certificati verdi poi, a un parco di centrali dedicate che oggi supera, includendo le unità in fase di avvio, i 250 MW_e. Se nella definizione di biomasse si includono i RSU e il CDR, la potenza installata sale a circa 600 MW_e in cifra tonda. Nel complesso, sono stati individuati 27 impianti per una potenza complessiva di circa 257 MW_e e 19 di questi – per una potenza totale di circa 218 MW_e - sono stati oggetto di analisi. In termini energetici, si stima che nel corso del 2004 la produzione annua dovrebbe salire a circa 1.600 GWh_e contro i circa 1.100 e 600 GWh_e prodotti rispettivamente con RSU e CDR (quindi complessivamente circa 3,3 TWh_e).



RECENTE EVOLUZIONE STORICA

Biomasse. Pur essendo disponibili dati recenti sugli impianti alimentati a biomassa non si trova in letteratura, una trattazione continua e sistematica. Vi sono, fin da metà degli anni ottanta, alcune indagini che testimoniano l'interesse nascente per gli impianti di recupero energetico con produzione di energia elettrica. A esempio uno studio ENEA del 1984 censiva 17 impianti (di cui 6 attivi e gli altri in fase di realizzazione o collaudo) progettati per operare in cogenerazione per un totale di 13,5 MW_e (di cui 4,3 MW_e attivi). Viceversa, i diversi studi che, nel corso degli anni '90, hanno cercato di raccogliere queste informazioni dalle diverse fonti disponibili presentano dati anche molto diversi, e soprattutto incoerenti tra di loro. Molto probabilmente con il provvedimento CIP 6/92 si sono generate diverse graduatorie di impianti ammessi all'incentivazione, alcuni dei quali non sono stati poi effettivamente autorizzati e avviati. Non è quindi semplice delineare l'evoluzione della potenza installata nel corso dell'ultimo decennio. Tuttavia, sono reperibili informazioni dettagliate e attendibili (GRTN) sulla produzione lorda di energia elettrica degli impianti a fonte rinnovabile e in particolare di quelli alimentati a biomassa. I dati relativi agli anni '90 sono riportati in **Tabella 1**.

Attraverso queste informazioni è possibile stimare l'evoluzione della potenza elettrica installata ed effettivamente in esercizio ipotizzando una utilizzazione media degli impianti di 6.000 ore/anno (**Tabella 2**).

Tabella 1: Produzione lorda di energia elettrica degli impianti alimentati a biomassa (fonte GRTN, dati in GWh)

Energia/Anni	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Sola produzione E.E.	0,0	0,0	0,0	2,4	13,5	16,6	14,5	58,5	219,1	142,8
Cogenerazione	2,3	13,8	26,3	58,1	102,6	140,4	180,8	212,1	367,5	393,8
Totale	2,3	13,8	26,3	60,5	116,1	157	195,3	270,6	586,6	536,6

Tabella 2: Potenza elettrica lorda installata (MW_e) – Stima

Energia/Anni	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Sola produzione E.E.	0	0	0	0,4	2,2	2,8	2,4	9,7	36,5	23,8
Cogenerazione	0,4	2,3	4,4	9,7	17,1	23,4	30,1	35,3	61,2	65,6
Totale	0,4	2,3	4,4	10,1	19,3	26,2	32,5	45	97,7	89,4

Si determinano così potenze installate inferiori rispetto a quelle proposte da altri studi condotti nella seconda metà degli anni '90, tra i quali il Libro Bianco sulle Fonti di Energia rinnovabili, che probabilmente comprendono non solo gli impianti in esercizio, ma anche quelli in costruzione (o in fase di autorizzazione) nel momento specifico. I dati qui presentati sembrano peraltro raccordarsi correttamente con altri. Tra questi l'indagine effettuata, nel 2001 dal Gruppo di supporto tecnico-scientifico per la Bioenergia costituito dal Ministero per le Politiche Agricole e Forestali che censiva 15 impianti esistenti collegati



alla rete, con potenza variabile tra 3 e 20 MW_e, per una potenza complessiva installata pari a 107,6 MW_e, una produzione di energia elettrica di circa 700 GWh e un consumo annuo di combustibile di 1 milione di t di biomassa al 30-35% di umidità. Inoltre venivano individuati 10 impianti in costruzione o in attesa di autorizzazioni da parte degli enti preposti, con potenza variabile tra 5,6 e 28 MW_e per un ulteriore potenza totale di 153,4 MW_e.

Si può quindi desumere che, perlomeno a partire dal 1998-99 si è assistito a una crescita piuttosto consistente della potenza installata e conseguentemente dell'energia elettrica prodotta in impianti a biomassa. Un motivo è sicuramente l'interessante prezzo di vendita dell'energia elettrica garantito dal CIP 6 di cui quasi tutti gli impianti in funzione oggi possono usufruire. Per quanto riguarda il futuro è necessario invece verificare che il nuovo meccanismo dei certificati verdi permetta di mantenere questi tassi di crescita, in modo da raggiungere gli obiettivi che erano stati prefissati nel Libro Bianco citato in precedenza. In tal senso stime più recenti sembrano individuare in 500 MW_e il livello di potenza installata (e messa in esercizio) raggiungibile entro i prossimi 5 anni.

Rifiuti e CDR. Per completare il quadro relativo alla produzione di energia elettrica da impianti a biomassa può essere utile delineare l'evoluzione e la situazione attuale degli impianti alimentati a RSU e CDR, fonti che vengono a volte comprese nel termine generico "biomassa" e comunque sono spesso trattate insieme alle coltivazioni e ai residui agro-industriali all'interno di un'unica categoria denominata "biomasse e rifiuti".

Per quanto riguarda i rifiuti è possibile citare ancora una volta i dati del GRTN (**Tabella 3**). Come si può verificare, l'energia generata in impianti operanti in cogenerazione diminuisce in modo significativo a partire dal 1995 e fino al 1997, proprio in corrispondenza dell'aumento (molto simile, in valore assoluto) dell'energia prodotta da biomassa. Ciò è probabilmente da attribuire alla diversa classificazione di alcuni residui utilizzati (catalogati prima come rifiuti e poi come residui agro-industriali) che fa variare, a partire dal 1995 e fino al 1997, la produzione di energia elettrica. Per quanto concerne la potenza installata non vi sono dati altrettanto dettagliati, tuttavia è possibile fare riferimento ad alcune indagini dell'ENEA che individuano per l'anno 1997 una potenza 89 MW_e, mentre per l'anno 1999, 170 MW_e, mentre è difficile stimare la potenza installata a partire dai dati relativi all'energia prodotta in quanto, benché anche gli impianti che utilizzano rifiuti possano mantenere un'utilizzazione media annua di 6.000 ore, nella realtà dalla indagine ENEA suddetta si rileva una utilizzazione media di 3.300-3.800 ore all'anno.

Tabella 3: Produzione lorda di energia elettrica degli impianti alimentati a rifiuti solidi urbani (fonte GRTN, dati in GWh)

Energia/Anni	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Sola produzione E.E.	110,9	115,8	123,1	133,2	154,1	223,1	216,6	259,3	235,1	266,5
Cogenerazione	68,3	40,4	46,5	55,3	14,3	17,1	35,5	204,9	417,9	537,0
Totale	179,2	156,2	169,6	188,5	168,4	240,2	252,1	464,2	653	803,5

In relazione agli anni più recenti, il rapporto ANPA – Osservatorio Nazionale Rifiuti individua per l'anno 2001 una produzione di 1.069 GWh dalla combustione di circa 2,5 milioni di t di rifiuti (urbani ed assimilati) in 33 impianti (sui 44 totali ed escludendo il



CDR) funzionanti con recupero di energia elettrica, per una potenza installata pari a circa 240-250 MW_e.

Per quanto riguarda invece il CDR, contatti diretti con aziende che gestiscono gli impianti e aziende fornitrici di tecnologie hanno permesso di identificare 11 impianti per una potenza installata totale pari a circa 80-90 MW_e, di cui 8 già operativi e gli altri in fase di costruzione o avviamento.

SITUAZIONE ATTUALE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI A BIOMASSE

Premesse

Una apposita indagine ha permesso di verificare la presenza di 27 impianti per una potenza complessiva di circa 257 MW_e (**Tabella 4**) e 19 di questi (potenza totale di circa 218 MW_e), sono stati oggetto di analisi. La relativa dislocazione interessa tutto il territorio nazionale anche se si riscontra una certa concentrazione in alcune in alcune regioni. Gli impianti appartengono sostanzialmente a tre categorie:

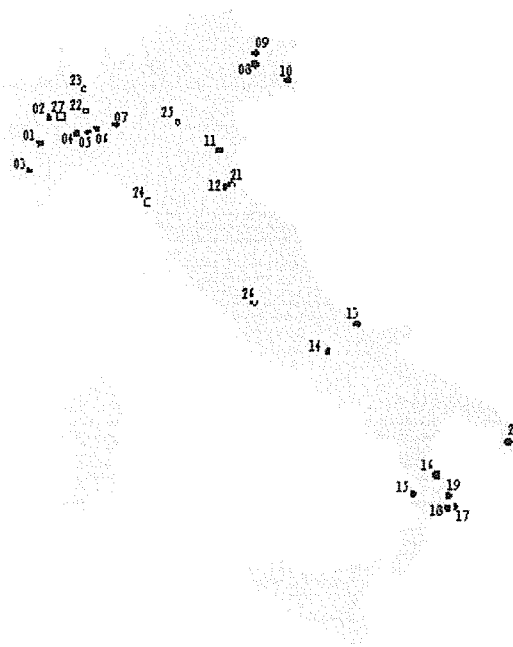
1. Impianti di combustione a griglia fissa e mobile: si tratta della tipologia tradizionale e quindi la più diffusa. Gli impianti a griglia mobile, in particolare, bene si adattano a tutti i combustibili e si rilevano sufficientemente flessibili nei confronti dell'umidità; quest'ultima caratteristica li fa spesso preferire alle altre soluzioni;
2. Impianti di combustione a letto fluido dove il combustibile viene mantenuto in sospensione tramite un flusso d'aria dal basso verso l'alto. Questo tipo di tecnologia comporta l'impiego di un vettore solido che, trascinato dall'aria comburente, viene a contatto con il combustibile. Normalmente viene utilizzata della sabbia silicea avente dimensione dei grani inferiore a 1 mm.
3. Gassificatori per la produzione di gas da avviare a motori endotermici o a turbine a gas.

Il ciclo termodinamico sul quale è basato il funzionamento delle prime due categorie è normalmente il ciclo Rankine nella sua versione classica. Gli impianti di gassificazione si basano sull'impiego di motori endotermici.



Tabella 4 - Impianti censiti e oggetto di analisi (in carattere corsivo) e loro localizzazione geografica

Impianto	Località	Potenza elettrica (MW _e)
01	Airasca (TO)	14,6
02	Crova (VC)	6,7
03	Verzuolo (CN)	5,5
04	Lomello (PV)	3,6
05	Valle Lomellina (PV)	5
06	Pavia (PV)	6,7
07	Castiraga Vidardo (LO)	3,6
08	Castellavazzo (BL)	5,5
09	Ospitale di Cadore (BL)	20
10	Manzano (UD)	2,5
11	Bando d'Argenta (FE)	20
12	Faenza (RA)	3,2
13	Termoli (CB)	14,6
14	Pozzilli (IS)	14
15	Rende (CS)	12
16	Rossano Calabro (CS)	4,2
17	Crotone (KR)	20
18	Cutro (KR)	16
19	Strongoli (KR)	40
20	Maglie (LE)	3,0
21	Faenza (RA)	9,0
22	Legnano (MI)	1,0
23	Varese (VA)	7,0
24	Pietrasanta (LU)	6,0
25	Mantova (MN)	6,0
26	Terni	4,0
27	Vercelli (VC)	3,5
Totale		257,2



Caratteristiche generali degli impianti

Gli impianti esistenti sono, come già riferito, nella maggior parte dei casi del tipo a griglia mobile (12 impianti sul totale delle 19 unità analizzate) a cui seguono quelli a letto fluido (4 impianti) e quelli a griglia fissa (2 impianti). Vi è poi un impianto a gassificazione.

Per quello che riguarda i generatori di vapore, le temperature di funzionamento dipendono dal tipo di biomassa e dalla sua umidità e mediamente si aggirano intorno ai 1.000 °C con punte massime di 1.300 e minime di 600 °C. All'uscita del generatore, il vapore si presenta mediamente a temperature di 450°C (con minimi di 390 e massimi di 510°C) corrispondenti a pressioni di circa 60 bar (38-95 bar) e portate tipiche di 45-50 t/h (14-160 t/h). Per ridurre gli effetti dell'imbrattamento delle superfici di scambio vengono utilizzati diversi sistemi di pulizia, quali soffiatori a vapore (8 impianti) che possono essere mobili o fissi, o a martelli (4 impianti). Un impianto è provvisto sia di soffiatore a vapore (utilizzato una volta alla settimana) che di sistema a martelli (utilizzato una volta al giorno); in un secondo impianto le ceneri vengono inviate a un ciclone seguito da un filtro a maniche.

La maggior parte delle turbine prevedono un doppio spillamento ma solitamente, per motivi di efficienza in termini di produzione di energia elettrica, si esegue un solo spillamento per le esigenze del ciclo termodinamico. Sui 19 casi considerati, solamente tre



producono vapore tecnologico, altri impianti sono predisposti alla produzione di vapore per usi diversi ma attualmente producono unicamente energia elettrica.

Le turbine sono normalmente accoppiate, attraverso riduttori a ingranaggi, ad alternatori operanti a tensioni medie di 6.000 V (5.500-11.500V) e l'energia immessa in rete con tensioni che variano da 15.000 a 150.000 V. Gli autoconsumi risultano mediamente il 10% della produzione totale di energia elettrica. Un solo impianto non immette energia in rete in quanto serve la distilleria annessa, riuscendo a soddisfare al 60% dei suoi consumi.

In 11 impianti la condensazione è ottenuta con sistema a acqua (preferibile sotto il profilo della resa energetica). In 6 impianti la condensazione è ottenuta con aria ambiente.

I gas di combustione vengono normalmente depurati in modo da ridurre entro i limiti previsti dalle singole autorizzazioni le emissioni inquinanti. I sistemi prevedono:

- eventuale de-NO_x a valle della camera di combustione;
- cicloni per l'abbattimento primario delle polveri e l'eliminazione delle eventuali particelle incandescenti;
- eventuali reattori a calce e/o carboni attivi per l'eliminazione dei composti acidi;
- filtro a maniche o in alternativa elettrofiltro (a secco o a umido) per l'abbattimento secondario delle polveri.

Nella maggior parte dei casi (8 impianti) il ciclone e il filtro a maniche sono associati e comunque il primo di questi non è mai presente da solo, mentre in alcuni casi si rileva il solo il filtro a maniche (5 impianti); l'elettrofiltro è presente in 4 unità e in un caso è associato al filtro a maniche.

Aspetti ambientali

Le ceneri costituiscono l'effluente solido principale e si possono suddividere in:

- ceneri pesanti da sotto griglia;
- ceneri pesanti da zona convettiva;
- ceneri leggere da filtro a maniche o da elettrofiltro.

Sono costituite in massima parte da sostanze inerti e incombustibili quali silice, ossidi di alluminio, potassio, calcio, magnesio, sodio, altri metalli in tracce e agglomerati carboniosi.

Il quantitativo dipende dalla tipologia e dalla qualità della biomassa utilizzata ed è mediamente pari all'8% della biomassa utilizzata con punte che vanno da un massimo del 15% (lolla di riso) a un minimo del 2% (cippato di legno). In genere il 40% è costituito da ceneri leggere e il restante 60% da ceneri pesanti.

Le ceneri sono un rifiuto e in quanto tali devono essere smaltite (generalmente in discarica) rappresentando quindi un costo. Viceversa trovano utilizzo nei cementifici, come materiale per il ripristino ambientale o come ammendanti agricoli. Negli impianti a lolla di riso le ceneri vengono prodotte con caratteristiche particolari (elevato contenuto di carbonio) e vendute alle acciaierie e fonderie che le utilizzano nei cicli produttivi. In un caso, infine, vengono utilizzate come materiale riempitivo per il ripristino del sito in cui è ubicato l'impianto.



L'effluente maggiormente controllato sono comunque i gas di combustione che sono normalmente analizzati in continuo per la determinazione (nei casi più completi) di: HCl, CO, NO_x, CO₂, SO₂, O₂ e COT. L'altezza dei camini va da un massimo di 50 m ad un minimo di 20 m, con un'altezza media di 47,5 m. La temperatura dei fumi in atmosfera è mediamente di 132 °C (70 - 160 °C), mentre la portata media è di 81.000 Nm³/h (24.000-200.000 Nm³/h in relazione della potenza termica).

Per ciò che concerne l'acqua di reintegro delle torri di raffreddamento, i consumi di acqua oscillano tra 2,2 e 6,2 m³/MW_e con una media di 4,6 m³/MW_e.

Approvvigionamento delle biomasse

Rappresenta sicuramente la problematica più critica. In effetti, in alcune realtà non rientra all'interno di una programmazione di lungo periodo limitandosi a garantire il prodotto per periodi di tempo inferiori anche ai 6 mesi. Le ragioni possono essere ricondotte a:

- stagionalità di alcuni prodotti maggiormente presenti in alcuni periodi dell'anno e carenti in altri;
- forte dinamismo dei prezzi di mercato dei prodotti;
- incremento della domanda e competizione con altri settori (esempio: industria del pannello truciolare);
- aumento del numero delle centrali a biomassa in aree relativamente vicine.

Oltre alle problematiche del reperimento di sufficienti quantità di prodotto vi sono anche quelle relative alla qualità dello stesso. Tra i parametri più significativi l'umidità è sicuramente il più importante sia sotto il profilo economico che tecnico-operativo. In alcune centrali vengono eseguiti dei campionamenti programmati ma solo in pochi casi il prezzo del combustibile viene calcolato sulla base di questa informazione. Oltre all'umidità, per alcuni prodotti (es: sansa), può essere rilevante la presenza di impurità quali: materiali inerti, metalli e terriccio. L'omogeneità è un ulteriore fattore importante per il funzionamento regolare della caldaia e ciò rende più complesso il reperimento del prodotto o la sua gestione all'interno della centrale. In alcuni impianti è stata variata la miscela di combustibili rispetto a quella stabilita in fase di progetto. Tali correzioni, possono richiedere degli interventi sull'impianto (esempio sul sistema di stoccaggio o di trasporto del prodotto, sul sistema di pulizia dalle ceneri) e sulle condizioni operative della caldaia (temperature di esercizio, aggiunta di additivi ecc.) per mantenere costanti le prestazioni della stessa.

Relativamente ai consumi (**Figura 1**) è stato evidenziato come per ogni MWh_e prodotto si consuma circa 1,44 t di biomassa tal quale (30-40% di umidità). Il consumo totale supera i 2,2 milioni di t, di cui oltre il 55% a carico degli impianti di taglia maggiore, e comprendono circa 12 differenti combustibili (**Tabelle 5 e 6**). A causa dei diversi regimi autorizzativi, alcuni di questi prodotti (comunque sempre utilizzati in miscela) non sono propriamente biomasse (es.: CDR).



Per quanto concerne l'approvvigionamento è normalmente compito della stessa centrale recuperare il prodotto sul mercato. Tuttavia, alcuni impianti (circa il 20%) hanno stipulato dei contratti con delle società esterne per assolvere tale funzione.

Tabella 5 – Quantitativi di biomassa consumata in funzione della classe dimensionale di potenza delle centrali.

Classe di potenza elettrica (MWe)	Biomassa complessiva consumata	
	(t/anno)	(%)
0 – 5	199.000	8,9
5 – 15	748.000	33,6
> 15	1.280.000	57,5

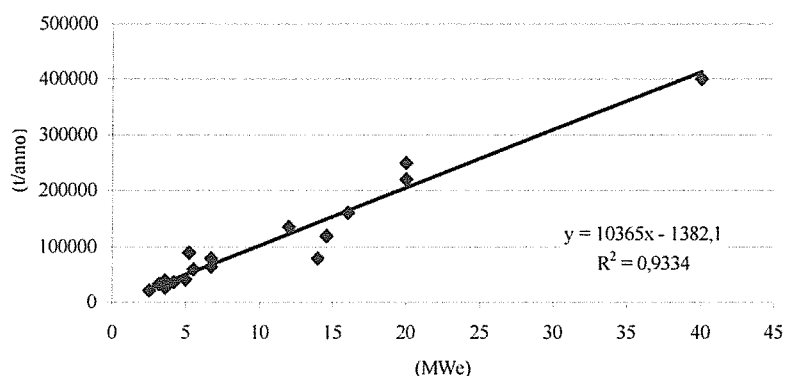


Figura 1 – Relazione tra consumi annui di biomassa e potenza elettrica dell'impianto.

Allo stato attuale risulta difficile delineare la situazione del mercato che regola gli scambi di questi combustibili. In linea tendenziale, la crescita del numero di impianti e, in particolare, del fabbisogno concentrato in determinate aree geografiche, ha portato ad una diminuzione del potere contrattuale degli utilizzatori. Un effetto tangibile è l'incremento del prezzo della biomassa che, in alcuni casi, è aumentato di oltre il 50% nel corso dell'ultimo anno. Se si considera il cippato, a esempio, mediamente i prezzi possono variare tra 2,5 e 5 cent€/kg con medie ponderate di 3,5 cent€/kg. Anche per gli altri prodotti i prezzi unitari ricadono all'interno di questi valori e, in ogni caso, risultano legati alla zona e al periodo dell'anno.

Tabella 6 - Tipologie di combustibili utilizzati.

Combustibile	PCI (MJ/kg)	Umidità (%)
Lolla di riso	12,5	10-50
Vinacce	6,8-7,5	55-60
Farine animali	18,8	< 20
Fanghi di cartiera	2,2	>60
Pulper di cartiera	16,7-25	10
CDR	15	<20
Sansa esausta	14,6	10-20
Farina di vinaccioli	18,4	13
Bucce d'uva	8,4	50
Pastazzo d'agrumi	14,2	10
Polverino di legno	16,7-18	<40
Materiale legnoso cippato	8,4-11,7	20-50

Il mercato della biomassa considerato è extraregionale in oltre il 60% dei casi. Questo aspetto è condizionato dai costi di trasporto, dalla effettiva disponibilità nel territorio in cui sono inserite le centrali e dai costi del prodotto. Inoltre, è stato riscontrato come gli impianti di taglie superiori si approvvigionino al di fuori della regione. Dalla **Tabella 7** si osserva come negli impianti di classe di potenza superiore solo il 20% di biomassa è reperita nell'area della regione di insediamento della centrale.



Tabella 7 – Percentuale di biomassa approvvigionata nella regione sede della centrale.

Potenza (kWe)	Frazione di biomassa reperita in regione (%)
0 a 5	50
5 a 15	37
> 15	20

Considerazioni generali

Le informazioni rilevate nel corso delle indagini hanno consentito di sviluppare una serie di indici che consentono di valutare l'impatto sul territorio delle centrali.

Tuttavia va considerato l'elevato numero di variabili coinvolte (tipologia di combustibile, tecnologia di produzione, variabilità dell'efficienza ecc.) e la difficoltà di stimare con precisione i diversi parametri operativi sulla base delle dichiarazioni dei responsabili di centrale. Da un punto di vista energetico (**Tabella 8**) e come sottolineato nel precedente paragrafo la quantità media di biomassa tal quale per unità di energia elettrica prodotta (MWh_e) è risultata pari a 1,44 t. Tale valore presenta un'ampia oscillazione, compresa tra 0,82 e 2,28 t dovuta alle diverse caratteristiche del combustibile impiegato e in primo luogo al suo PC. Il fabbisogno complessivo risulta ovviamente dipendente dalla potenza elettrica installata mentre rimane relativamente costante il rapporto tra massa di combustibile e potenza elettrica dell'impianto. In media, tale rapporto è di circa 10.200 t/MW_e con valori limite di 5.700 e 17.000 t/MW_e.

Tabella. 8 – Parametri caratteristici dei diversi impianti.

Impianto	Potenza termica (MWt)	Potenza elettrica (MWe)	Energia elettrica (MWhe/anno)	Energia combustibile (MWh)	Consumo specifico (t/MWhe)	η (-)	Consumo per MWe (t/MWe anno)	Esercizio h/anno
1	53	14,6	94.900	390.698	1,26	0,24	8.219	6.500
2	33	6,7	52.930	223.256	1,21	0,24	9.552	7.900
3	19	5,2	39.000	155.233	2,28	0,25	17.115	7.500
4	19	3,6	25.200	100.465	1,07	0,25	7.500	7.000
5	16	5	37.500	151.395	1,12	0,25	8.400	7.500
6	24	6,7	46.900	213.953	1,71	0,22	11.940	7.000
7	10	3,6	25.200	130.233	1,59	0,19	11.111	7.000
8	16	5,5	39.600	191.860	1,52	0,21	10.909	7.200
9	62	20	150.000	588.372	1,47	0,25	11.000	7.500
10	12	2,5	17.500	109.884	1,20	0,16	8.400	7.000
11	70	20	140.000	697.674	1,79	0,20	12.500	7.000
12	22	3,2	23.040	115.116	1,43	0,20	10.313	7.200
13	53	14,6	102.200	390.698	1,17	0,26	8.219	7.000
14	48	14	98.000	372.093	0,82	0,26	5.714	7.000
15	47	12	84.000	392.442	1,61	0,21	11.250	7.000
16	23	4,2	29.400	170.791	1,22	0,17	8.571	7.000
17	70	20	140.000	697.674	1,79	0,20	12.500	7.000
18	50	16	119.136	427.907	1,34	0,18	10.000	7.446
19	130	40	280.000	1.116.279	1,43	0,25	10.000	7.000
Totale	777	217,4	1.544.506	6.636.023	1,44*	0,23*	10.244*	7.104*

* = valore medio sul campione.



Nella maggior parte dei casi il rapporto tra la potenza elettrica e potenza termica di targa è mediamente pari a 0,27. Tale valore risulta più elevato nel caso di impianti di taglia superiore (**Figura 2**).

I rendimenti medi annuali, definiti dal rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia chimica contenuta nella biomassa, risultano compresi tra 0,16 e 0,28 con una media di 0,23.

Inoltre, è stato evidenziato che per ogni MW_e di potenza della centrale si producono circa 8.500 Nm³/h di fumi (ovvero 8.500 Nm³ per ogni MWh_e prodotto, **Tabella 9**).

Per ciò che concerne le ceneri si riscontra una forte variabilità nei differenti impianti in funzione del tipo di combustibile utilizzato. Mediamente vengono prodotti (in un anno) quantitativi specifici rispettivamente pari a 1,56 t/MW_e e 220 kg/GWh_e. Infine, il volume dello stoccaggio e il personale impiegato risultano rispettivamente pari a 1 d/MW_e e 2,4 UL/MW_e. Per quest'ultimo parametro si osserva un'elevata variabilità dipendente dalla taglia dell'impianto con valori elevati per impianti con minore taglia e viceversa (**Figura 3**).

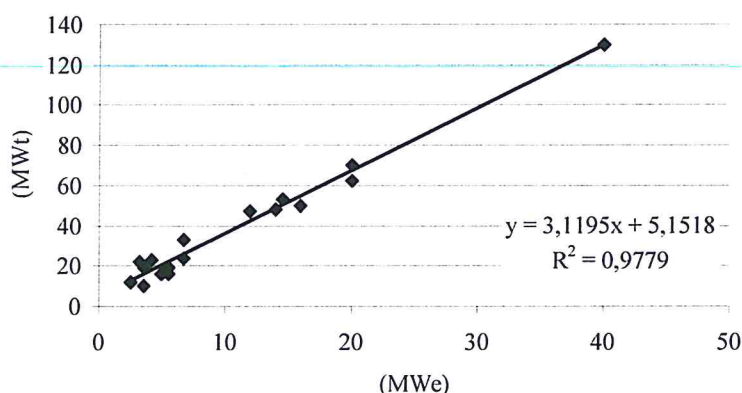


Figura 2 – Relazione tra la potenza termica (MW_t) e la potenza elettrica (MW_e).

Tabella 9 – Produzione specifica media di fumi e ceneri per classi di potenza delle centrali.

Potenza (kW _e)	Fumi su potenza elettrica (Nm ³ /h*MW _e)	Ceneri su potenza elettrica (t/MW _e)	Ceneri su energia prodotta (kg/GWh _e)
0 a 5	12.578	3,3	466,6
5 a 15	7.736	1,1	146,4
> 15	5.900	0,3	35,3

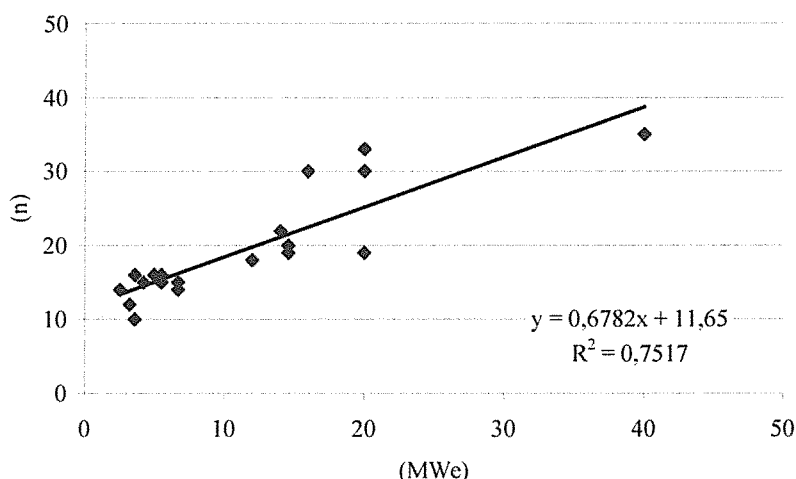


Figura 8.2 – Correlazione tra le unità lavorative e la potenza elettrica dell'impianto.

Ulteriori considerazioni

E' stato osservato che:

- una parte degli impianti sta per entrare in esercizio nel 2003 (5 casi su 19), mentre altre centrali sono funzionanti da meno di un anno (**Tabella 10**). Anche per questa ragione la determinazione delle quantità e della qualità delle biomasse utilizzate si è ridotta a in diversi casi a una stima;
- i combustibili utilizzati risultano essere assortiti (**Tabella 11**); gran parte di questi è di natura ligneo - cellulosica. Infatti, ad eccezione di un solo impianto che fa uso esclusivo di sansa esausta, i rimanenti utilizzano il cippato che deriva da fonti diversificate (la maggior parte rappresentata dagli scarti della lavorazione del legno);

Tabella 10 – Stato di esercizio degli impianti analizzati.

Operatività/impianto	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
In costruzione																			x
In avvio	x										x		x			x		x	
In esercizio da meno di un anno			x			x													
In esercizio		x		x	x		x	x	x	x		x		x	x		x		



Tabella 11 – Tipologia di biomasse utilizzate.

Tipologia biomassa/impianto	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Vinacce	x											x	x						
Farine animali														x					
Fanghi di cartiera			x																
Pulper di cartiera							x												
CDR										x		x		x					
Lana												x							
Sovvalli impianti di compostaggio												x							
Plastica da raccolta differenziata										x									
Sansa esausta		x											x		x	x	x		x
Farina di vinaccioli													x						
Bucce d'uva													x						
Pastazzo d'agrumi													x						
Polverino di legno	x				x								x						
Lolla di riso		x		x	x	x													
Materiale legnoso cippato	x	x	x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x

- più del 30% degli impianti fa uso di almeno tre diversi biocombustibili in miscela tra loro dove uno è sempre rappresentato dal cippato. In generale, la tipologia dei biocombustibili secondari è legata alla localizzazione dell'impianto. Casi particolari sono rappresentati dalle centrali situate nell'area di Pavia - Vercelli che fanno uso quasi esclusivo di lolla di riso e quelle presenti in Calabria che utilizzano significative quantità di sansa di olive;
- i prezzi di acquisto dei combustibili sono risultati variabili entro una ampia forbice: da 25 a 55 €/t tal quale. La valorizzazione risulta legata a diversi fattori: tipo di combustibile, stagionalità, provenienza, disponibilità sul mercato e trasporto (quest'ultimo può incidere fino al 50% dei costi totali);
- la biomassa ricevuta all'impianto presenta un valore di umidità variabile che, per alcuni combustibili può raggiungere il 50% (cippato). La quasi totalità delle centrali non dispone di sistemi di controllo di tale parametro che, pertanto, nella norma non è preso in considerazione nella valutazione commerciale del prodotto.



CONCLUSIONI

L'indagine ha evidenziato come il settore della produzione di elettricità da biomasse sia in sostanziale crescita e come il medesimo possa soffrire soprattutto delle incertezze legate all'approvvigionamento del combustibile, il quale, al momento, viene commercializzato con controlli di qualità molto ridotti o nulli. Il tutto è sintetizzato da un aumento crescente dei suoi costi senza particolari riferimenti commerciali.

Pertanto si sta notando come le attuali tendenze del Governo prevedano di considerare, per l'applicazione dei certificati verdi, le biomasse alla stessa stregua dei rifiuti urbani e anche industriali. Molti di questi ultimi possono essere conferiti a prezzi negativi, con evidente vantaggio per la convenienza economica della conversione energetica.

In questo quadro risulta auspicabile:

- promuovere la normativa tecnica in modo da consentire una migliore caratterizzazione commerciale dei combustibili di origine vegetale e animale;
- promuovere lo sviluppo tecnologico in modo da mirare a rendimenti di conversione energetica più elevati di quelli attuali;
- rilasciare i futuri riconoscimenti agli impianti a energie rinnovabili prestando maggiore attenzione alla problematica dell'approvvigionamento di combustibile;
- rivedere la normativa relativa all'applicazione dei certificati verdi (CV) al caso delle biomasse;
- considerare con estrema attenzione l'estensione del beneficio dei CV ai rifiuti industriali. Questo aspetto potrebbe risultare critico in quanto andrebbe valutato con cura il potenziale offerto da questi materiali (si pensi, a esempio, ai residui della raffinazione del greggio) al fine di evitare di monopolizzare il mercato dei CV, mettendo fuori mercato le biomasse di origine vegetale che stanno solo ora prendendo piede.

BIBLIOGRAFIA

ITABIA: "Rapporto sullo stato della bioenergia in Italia al 2001"

Chinise G., Meneghetti A., Nardin G., Simeoni P.: "Realizzazione e gestione di un impianto di cogenerazione alimentato a scarti industriali: Aspetti funzionali e valutazioni tecnico economiche a fronte del primo anno di esercizio", Atti Terzo Convegno Nazionale "Utilizzazione termica dei rifiuti", 31 Maggio-1 Giugno 2001, Abano Terme.



BIOMASSE: LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA RISPETTO ALLA SOLA PRODUZIONE DI CALORE

di Giovanni Riva e Mauro Alberti - CTI

NOTE DI SINTESI

Viene qui preso in considerazione l'utilizzo della biomassa per la produzione di energia elettrica in impianti dedicati e di energia termica in impianti di teleriscaldamento. La cogenerazione, nonostante l'interesse maturato in considerazione dei rendimenti ottenibili, sembra non trovare pratica applicazione per una serie di motivazioni di carattere logistico legate alla localizzazione delle centrali elettriche e al tipo di impostazione progettuale di quelle termiche.

Le due opzioni sono caratterizzate da una certa penetrazione sul territorio (rispettivamente 250 MW_e e 120 MW_t; complessivamente una cinquantina di unità) anche se in ambiti diversi (diffusione quasi omogenea con prevalenza del Sud per la prima e quasi esclusivamente nell'arco alpino per la seconda). In ragione di tale espansione delle centrali si attende un consumo di biomassa dell'ordine dei 3 Mt/anno per il 2004, quando entreranno in esercizio gli impianti attualmente in costruzione.

In questo quadro viene spontaneo domandarsi quale delle due soluzioni sia la più conveniente sia da un punto di vista imprenditoriale che pubblico.

In linea generale si può segnalare che:

- gli impianti per la produzione di elettricità oggi possono usufruire del sistema di incentivi costituiti dai certificati verdi. I combustibili utilizzati variano dal cippato di legna ai residui dell'industria agro-alimentare (sanse di olive, vinacce, pastazzo di agrumi, ecc.) con netta prevalenza di questi ultimi;
- gli impianti a biomassa per la produzione di calore allo stato attuale non usufruiscono di contributi diretti alla produzione, ma di una agevolazione fiscale all'utente finale (oltre che di un contributo *una-tantum* per le sottocentrali). Sono inoltre suscettibili dell'applicazione dei certificati di efficienza energetica attualmente allo studio. Il combustibile utilizzato è quasi unicamente cippato proveniente dall'industria della trasformazione del legno e dalle attività forestali.

Analisi tecnico-economica

L'analisi tecnico-economica di queste opzioni (basata sullo studio dell'*indice di redditività* -IR- definito dal rapporto tra VAN e investimento iniziale) mette in luce come nel caso di produzione di energia elettrica il costo della biomassa abbia una influenza marcata (a causa della maggior quantità di combustibile necessario per ottenere 1 kWh di energia;



Figura A). Ad esempio: partendo da un costo identico per la biomassa (3,61 cent€/kg di materiale al 30% di umidità), l'IR degli impianti per energia elettrica risulta pari a 0,59 contro lo 0,27 di quelli termici. Tuttavia, i primi possono sostenere un costo limite della biomassa (in corrispondenza del quale il VAN è nullo) pari a 5,5 cent€/kg, mentre i secondi possono arrivare fino a 6,5 cent€/kg. Allo stesso modo, contenuto di ceneri, umidità della biomassa e rendimento di conversione energetica determinano variazioni maggiori dell'indice di redditività nel caso di produzione di energia elettrica (**Figura B**).

Per quanto concerne il prezzo dell'energia venduta (**Figura C**), si può parimenti rilevare che una variazione percentuale identica del parametro comporta una riduzione (o aumento) maggiore dell'IR sempre nel caso di produzione di energia elettrica. Ad esempio: pur partendo da un IR iniziale sensibilmente diverso (0,27 contro 0,59), in entrambi i casi una diminuzione del prezzo di vendita dell'energia di circa il 20% avrebbe come conseguenza la riduzione del VAN (e quindi dell'IR) fino a valori prossimi allo 0.

In definitiva, gli impianti per la produzione di energia elettrica si dimostrano, allo stato attuale delle cose, più redditizi di quelli per la produzione di energia termica ma risultano notevolmente più sensibili alla variazione dei vari parametri tecnico-economici.

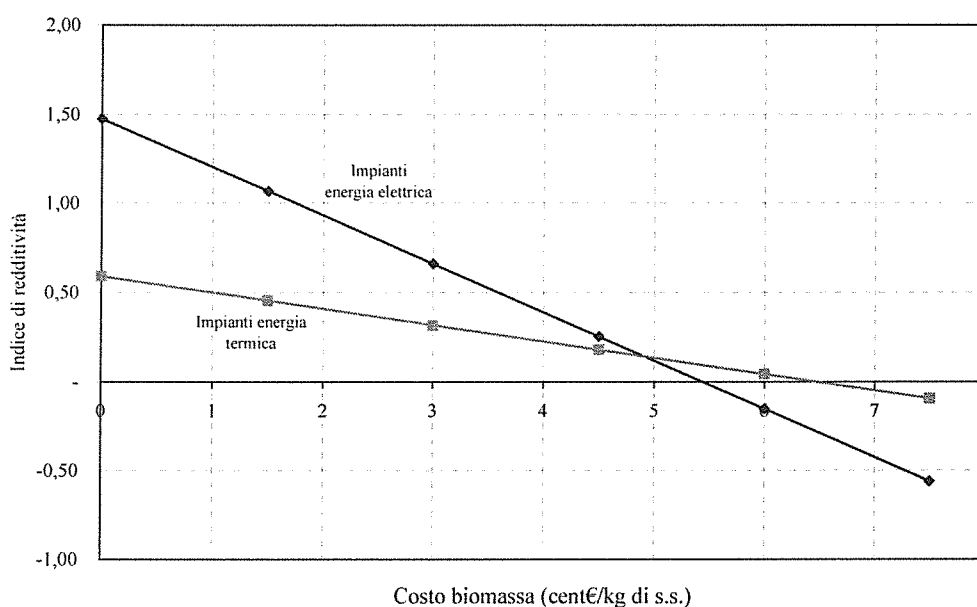


Figura A - Confronto sensibilità IR al costo della biomassa.

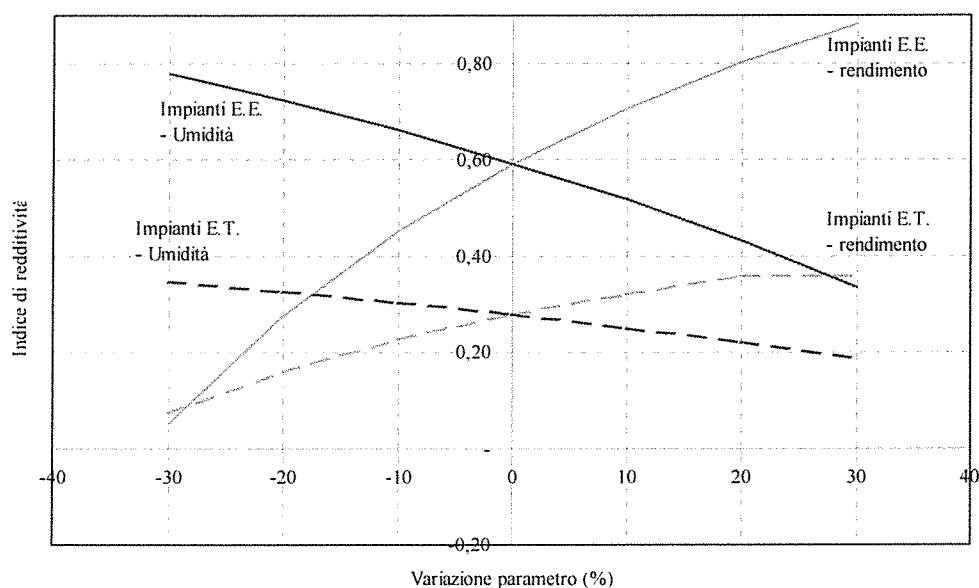


Figura B - Confronto sensibilità IR ad alcuni parametri tecnici (umidità biomassa e rendimento impianti; l'andamento dell'IR a seguito di variazioni del contenuto di ceneri è pressoché identico a quello visualizzato per variazioni del tasso di umidità).

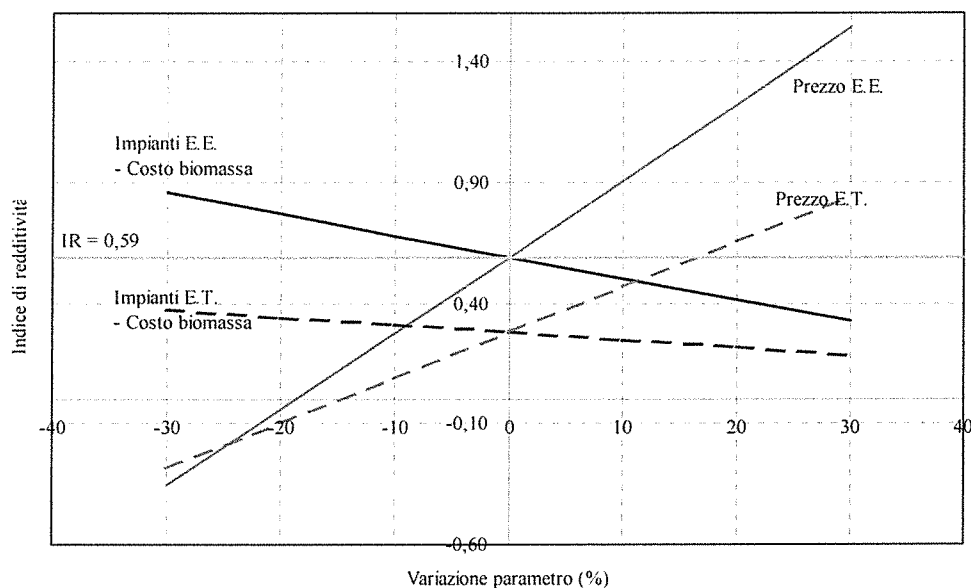


Figura C - Confronto sensibilità IR ad alcuni parametri economici (costo biomassa e prezzo di vendita energia).

L'analisi del risparmio energetico viene impostata sulla base di due scenari.



Il primo (*base*; **Tabella A**) prevede una vita economica utile degli impianti dedicati alla produzione di energia elettrica di 8 anni (corrispondenti all'applicazione dei certificati verdi per il periodo attualmente previsto dalla normativa, oltre il quale gli impianti

diventano antieconomici per gli imprenditori) e degli impianti termici di 20 anni (equivalenti a una ragionevole durata tecnica).

Il secondo (*scenario alternativo*; **Tabella B**) prevede, per i primi, la possibilità di ottenere i certificati per ulteriori 8 anni a seguito del loro rifacimento (infatti la normativa consente di usufruire dei certificati a seguito di una sostanziale revisione impiantistica - che richiede indicativamente il 50% dell'investimento iniziale - dopo il decimo anno di età, il che porta a considerare un periodo totale di 18 anni, con un periodo di attribuzione dei certificati verdi pari a 16 anni).

Tabella A - Indici di costo del risparmio di energia primaria, scenario base.

<i>Parametri</i>	<i>Unità di misura</i>	<i>Produzione energia elettrica</i>	<i>Produzione calore per teleriscaldamento</i>
Investimento per risparmio unitario	€/kgep	0,166	0,216
Costo risparmio unitario ¹	€/kgep	0,292	0,000
Indice di redditività	-	0,59	0,27
Costo di riferimento del combustibile fossile (greggio) – febbraio 2003 (Fonte: Ministero Attività Produttive)	€/kgep	0,22	

¹ Si intende qui e di seguito per tutto il lavoro il costo del risparmio unitario di energia primaria per la collettività. Tale costo è calcolato facendo riferimento alle sole sovvenzioni dirette alla produzione per gli impianti considerati (i contributi agli investimenti sono trascurati in quanto dipendono da interventi normativi a livello locale).



Tabella B: Indici di costo del risparmio di energia primaria per la produzione di energia elettrica: confronto tra scenario base, scenario che prevede il rifacimento dell'impianto al decimo anno e scenario aggiuntivo che prevede la continuazione dell'esercizio per 20 anni senza rifacimento (dopo l'ottavo anno, tuttavia, il funzionamento è antieconomico per gli imprenditori).

Parametri	Unità di misura	Prod. EE per 8 anni	Prod. EE per 18 anni con rifacimento	Prod. EE per 20 anni senza rifacimento
Investimento per risparmio unitario	€/kgep	0,166	0,074	0,066
Costo risparmio unitario	€/kgep	0,292	0,195	0,117
Indice di redditività	-	0,59	1,1	0,46
Costo di riferimento del combustibile fossile (greggio) – febbraio 2003 (Fonte: Ministero Attività Produttive)	€/kgep	0,22		

Come evidente, la possibilità di mantenere in esercizio l'impianto per la produzione di energia elettrica per il periodo di vita tecnicamente utile (20 anni) senza rifacimento permetterebbe di ridurre in maniera consistente (da 0,292 a 0,117 €/kgep) il costo per la collettività del risparmio unitario di energia primaria. Già in caso di rifacimento, comunque, il costo del risparmio risulta minore (0,195 €/kgep) rispetto allo scenario base (esercizio per 8 anni) e anche al costo di riferimento del combustibile fossile risparmiato. Conseguentemente, questa opportunità (regime dei certificati verdi esteso nel tempo attraverso il rifacimento dell'impianto) risulta raccomandabile dal punto di vista della convenienza pubblica, lasciando agli imprenditori dei margini economici ancora più interessanti (incremento dell'indice di redditività, che diviene pari a 1,1).

Nelle condizioni attuali, quindi, l'investimento richiesto dagli impianti elettrici per unità di energia fossile risparmiata è inferiore a quello per la produzione di energia termica, mentre il relativo costo per la collettività dell'energia risparmiata è superiore al costo di riferimento dell'olio fossile (esercizio limitato a 8 anni).

Il quadro degli impianti elettrici dedicati, tuttavia, migliorerebbe notevolmente e diventerebbe comunque conveniente a livello generale se la durata dell'impianto venisse portata a 18 anni nel rispetto della normativa vigente.

Nelle ipotesi considerate, il contributo diretto agli impianti per la produzione di energia termica con rete di teleriscaldamento viene considerato nullo. In realtà tali impianti usufruiscono di una agevolazione fiscale "da traslare sul prezzo di cessione all'utente finale", pari a 2,58 cent€/kWh che rappresenta comunque un onere a livello pubblico anche se non va a diretto beneficio degli imprenditori. Considerando anche questo aspetto si ottiene un certo bilanciamento dei contributi erogati ai due tipi di impianti (**Tabella C**). Ad avvicinare ulteriormente il costo (e la redditività) delle due opzioni potrebbe provvedere il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica.

Più in particolare, si otterrebbe una parità di redditività (IR=0,59) tra impianti elettrici e termici se il prezzo dell'energia venduta dai secondi incrementasse mediamente del 15%



(da 8,26 a 9,50 cent€/kWh, come peraltro evidenziato dalla **Figura C**), cioè di 1,24 cent€/kWh. Per ottenere invece la parità in caso di esercizio degli impianti elettrici per 18 anni ($IR = 1,1$) il prezzo dell'energia termica dovrebbe aumentare di circa il 35%, ovvero di 2,9 cent€/kWh².

Tabella C: Indici di costo del risparmio di energia primaria considerando le agevolazioni fiscali riservate agli utenti degli impianti termici (2,58 cent€/kWh_t).

<i>Parametri</i>	<i>Unità di misura</i>	<i>Produzione EE (18 anni)</i>	<i>Produzione calore per teleriscaldamento</i>
Investimento per risparmio unitario	€/kgep	0,074	0,216
Costo risparmio unitario	€/kgep	0,195	0,127
Indice di redditività	-	1,1	0,27
Costo di riferimento del combustibile fossile (greggio) – febbraio 2003 (Fonte: Ministero Attività Produttive)	€/kgep	0,22	

Gli impianti termici, quindi, potrebbero essere caratterizzati da livelli di redditività simili a quelli degli impianti elettrici (nell'ipotesi di un loro utilizzo esteso a 18 anni) se l'energia fosse fatturata a prezzi mediamente superiori a quelli attuali e cioè a circa 11,2 cent€/kWh, o, comunque, se vi fosse un contributo diretto alla produzione di circa 2,9 cent€/kWh. Questo ultimo esito potrebbe essere ottenuto sia attraverso i Titoli di Efficienza Energetica, sia applicando diversamente l'attuale agevolazione fiscale riservata agli utenti finali.

Analisi ambientale e sociale

Gli aspetti ambientali e sociali vengono studiati con considerazioni analoghe (**Tabelle D e E**). Sul fronte ambientale (relativo alle emissioni di CO₂) le due tipologie di impianti evidenziano caratteristiche opposte in funzione dell'indice considerato (investimento unitario e costo specifico delle emissioni evitate³). In aggiunta, si nota che un posto di lavoro creato attraverso la produzione di energia termica risulta meno oneroso per la collettività (circa il 40%) rispetto a quello ottenibile attraverso la produzione di energia elettrica, pur essendo l'investimento unitario iniziale maggiore.

Facendo riferimento a una potenza installata di 250 MW_e (risultato apparentemente raggiungibile nel 2004) dai parametri introdotti si stima un'occupazione di circa 450 unità, mentre nel caso degli impianti per energia termica (circa 120 MW_t) l'occupazione generata dovrebbe essere di circa 50 unità.

² Si otterrebbe invece parità di costo del risparmio unitario di energia primaria, nel caso di esercizio per 18 anni degli impianti per E.E., se gli impianti termici godessero di un incentivo di 3,96 cent€/kWh, ben superiore ai 2,58 cent€/kWh del beneficio fiscale.

³ Anche nel caso degli aspetti ambientali ed occupazionali l'agevolazione fiscale per gli impianti termici viene considerata come contributo a carico della collettività.



Tabella D - Indici di costo delle emissioni di CO₂ evitate.

<i>Parametri</i>	<i>Unità di misura</i>	<i>Produzione EE (18 anni)</i>	<i>Produzione calore per teleriscaldamento</i>
Investimento unitario per emissioni evitate	€/kg CO ₂	0,02	0,08
Costo unitario emissioni CO ₂ evitate	€/kg CO ₂	0,062	0,046

Tabella E - Indici relativi ai benefici occupazionali.

<i>Parametri</i>	<i>Unità di misura</i>	<i>Produzione EE (18 anni)</i>	<i>Produzione calore per teleriscaldamento</i>
Posti di lavoro per potenza installata	n° addetti/MW	1,85	0,41
Posti di lavoro per energia prodotta	n° addetti/TWh	240	208
Investimento unitario per posto di lavoro	k€/addetto	1.192	2.232
Costo unitario posto di lavoro	k€/addetto	3.156	1.312

ASPETTI DA SVILUPPARE

Le due soluzioni analizzate si pongono come interessanti sia da un punto di vista imprenditoriale che pubblico nelle seguenti condizioni:

- durata degli impianti elettrici estesa a 18 anni;
- nessun particolare vincolo per gli impianti termici. La redditività per gli imprenditori risulta comunque inferiore rispetto alla produzione di energia elettrica e il relativo bilanciamento richiederebbe un aumento del prezzo del calore rispettivamente del 15% (per conseguire un IR=0,59 come nel caso dell'utilizzo degli impianti elettrici per 8 anni) o di circa il 35% (per conseguire un IR=1,1 come nel caso dell'estensione della vita degli impianti elettrici a 18 anni). Questo risultato potrebbe essere conseguito utilizzando diversamente l'attuale sconto fiscale riservato agli utenti finali e/o applicando opportunamente i Titoli di Efficienza Energetica.

L'attuale minore redditività degli impianti termici (anche se compensata – come visto – da una minore sensibilità ai parametri fondamentali e questo può essere visto come un fattore strategico) potrebbe indurre gli impianti elettrici a pagare maggiormente il combustibile e quindi a creare apparentemente una sorta di concorrenza agli impianti termici anche se, sia per la diversa distribuzione territoriale delle due opzioni che per il tipo di funzionamento (continuo nell'anno per i primi e limitato al periodo invernale per i secondi), le biomasse utilizzate appaiono sostanzialmente diverse nei due casi. In linea generale è infatti possibile affermare che i residui agro-industriali sono e saranno dominio pressoché esclusivo degli impianti dedicati per la produzione di energia elettrica, mentre le biomasse legnose di origine forestale o dell'industria del legno di quelli termici.



Si ritiene, quindi e salvo pochi casi, che le due tipologie non possano entrare in effettiva concorrenza.

Il quadro appare comunque complesso e, in ottica di un armonioso sviluppo delle energie rinnovabili, suscettibile di affinamenti dell'attuale normativa. Di fatto:

- per i futuri impianti elettrici andrebbe incoraggiata la cogenerazione attraverso l'avvicinamento degli impianti a centri abitati;
- sempre per gli impianti elettrici andrebbe trovato un meccanismo per incoraggiare l'allungamento dell'esercizio oltre gli 8 anni più razionale di quello esistente. Di fatto oggi si rilevano alcune incongruenze (es.: attività fino all'ottavo anno e funzionamento in perdita fino al decimo, pur tenendo conto della necessità di disporre di circa un anno per procedere ai rifacimenti, peraltro discutibili sul piano tecnico e razionale);
- per gli impianti termici andrebbe ristudiato il quadro degli incentivi, in modo da raccordare al meglio la futura applicazione dei Certificati di Efficienza Energetica con le attuali esenzioni riservate all'utenza finale (nell'ipotesi del loro rinnovo);
- sempre per gli impianti termici, il prezzo dell'energia dovrebbe tenere conto anche del necessario sviluppo delle attività forestali montane, in modo da incoraggiare concretamente le attività sul territorio e quindi attuare in pieno le cosiddette *filiera legno-energia*.



Impianti dedicati per la produzione di energia elettrica: principali dati utilizzati

Si è ritenuto ragionevole riferirsi, per la produzione di sola energia elettrica, alla "situazione tipo" rappresentata da una centrale di circa 10-15 MW (13 MW nel caso da noi considerato) con qualifica per l'ottenimento dei CV e analizzare la sensibilità della relativa funzione IR al variare dei parametri più interessanti.

In questo quadro e con riferimento alle grandezze sopra definite, un quadro di insieme medio è riportato in **Tabella 1**.

I dati di riferimento più importanti sono stati scelti in base alle seguenti osservazioni:

- le caratteristiche fisiche della biomassa (contenuto in ceneri: 4%; umidità: 30%) sono quelle tollerate dall'attuale offerta impiantistica. Nella pratica, il contenuto di umidità medio potrebbe salire al 40-45%, mentre il contenuto di ceneri potrebbe arrivare al 6%. Valori superiori richiedono particolari accorgimenti impiantistici;
- i costi della biomassa (materiale e trasporto) sono nella realtà dei fatti molto variabili in funzione sia del tipo di materiale che del tipo di gestione del medesimo. Nel caso preso in esame, comunque, sono stati considerati dei dati congruenti con quelli caratteristici degli impianti in esercizio;
- circa l'impianto, l'investimento specifico scelto (2,2 k€/kW) è medio - alto per centrali della potenza di 13 MW con riferimento alle condizioni nazionali. Si ipotizza che siano incluse tutte le componenti, incluse quelle civili. L'investimento potrebbe risultare superiore nel caso sia necessario porre la centrale in una posizione particolare (es.: per ottimizzare l'eventuale distribuzione dell'energia termica);
- sempre per l'impianto, la durata economica può assumere due diversi valori in relazione al decorso del meccanismo dei CV. Se il regime dovesse venire abbandonato nel periodo 2010-2012⁴ (primo caso) l'impianto avrà una vita di 8 anni, ovvero verrà tenuto in esercizio fino a quando ha diritto a ricevere i CV, non essendo economicamente giustificato l'esercizio dopo l'ottavo anno; viceversa, se il regime dovesse proseguire dopo il 2010-2012 (secondo caso), l'impianto, in base alle attuali normative, potrà essere soggetto a rifacimento dopo dieci anni dall'avvio e quindi potrà ricevere CV ancora per gli 8 anni successivi al rifacimento, cosicché la durata economica totale può raggiungere i 18 anni.

⁴ Periodo per cui è prevista una verifica dei risultati raggiunti a livello europeo sul fronte delle energie rinnovabili ed un'eventuale revisione dell'intera normativa.



Tabella 1 – Valori dei parametri assunti per la definizione di una "centrale tipo" (produzione energia elettrica).

Parametro	Simbolo	Valore	Unità di misura
Investimento specifico	IN_s	2.200	€/kW
Fattore di attualizzazione	F_a	6,0 o 10,59	-
Tasso di sconto reale	I	0,07	-
Numero anni di vita utile	V_u	8 o 18	anni
Densità biomassa sul territorio	P	100	t/km ²
Potere calorifico della biomassa secca senza ceneri	-	4,9	kWh/kg di s.s.
Contenuto medio di ceneri nella biomassa	C_c	4%	-
Potere calorifico medio della biomassa tal quale	PC	3,1	kWh/kg t.q. (tal quale)
Umidità biomassa	U	10-50	%
Rendimento medio sulla produzione elettrica ai morsetti	η_e	0,25	-
Prezzo di vendita energia elettrica (compresi CV)	P_e	15,11	cent€/kWh
Costo specifico di trasporto della biomassa	C_{ts}	0,015	Cent€/km di t.q.
Costo specifico della biomassa	C_{cs}	3,61	cent€/kg di t.q.
Stipendio annuo medio per unità lavorativa	C_{ls}	33.570	€/anno
Numero unità lavorative	N_l	24	-
Coefficiente di manutenzione	k_r	0,04	-
Coefficiente di spesa per prodotti chimici e vari	k_{ch}	0,32	cent€/kWh
Costo smaltimento ceneri	C_{sm}	4	cent€/kg
Altri costi vari (e autoconsumi)	Ca	350.000	€/anno
Funzionamento annuo	T	7.700	h/a

Si ottiene che:

CASO 1: Esercizio dell'impianto per 8 anni

- Indice di redditività IR pari a 0,59 quindi abbastanza vicino a quello massimo possibile attraverso l'incremento della potenza installata (0,7). Ciò sta ad indicare che la produzione di energia elettrica riesce, in 8 anni, a giustificare l'investimento richiesto e a procurare un "guadagno" pari a circa il 60% di quest'ultimo. Si noti, comunque, che questo risultato viene conseguito attraverso l'incentivazione garantita dai CV e, in parte, anche grazie alla possibilità di vendere l'energia a un prezzo superiore a quello base⁵.

CASO 2: Esercizio dell'impianto per 18 anni

- Indice di redditività IR pari a 1,1 e quindi sensibilmente più elevato, rispetto al caso precedente.

In entrambi i casi si raggiungono peraltro risultati economici vicini a quelli ottimali, essendo comunque l'impianto utilizzato in maniera costante durante l'anno.

⁵ L'energia elettrica viene infatti venduta a 6,7 cent€/kWh (vendita diretta a clienti idonei) contro il prezzo base di 5,15 cent€/kWh per la cessione al GRTN.



Impianti dedicati per la produzione di energia termica (con rete di teleriscaldamento): principali dati utilizzati

Anche in questo caso vengono posti in evidenza tutti i parametri critici che caratterizzano l'impostazione della filiera di produzione e conversione energetica delle biomasse.

Ci si riferisce, in particolare, alla "situazione tipo" rappresentata da una centrale di circa 10-12 MW_t (12 MW nel nostro caso).

Un quadro di insieme medio delle caratteristiche considerate è riportato in **Tabella 2**.

I dati di riferimento più importanti sono stati scelti in base alle seguenti osservazioni:

- le caratteristiche fisiche della biomassa (contenuto in ceneri: 3%; umidità: 30%) sono piuttosto tipiche per iniziative di questo tipo (teleriscaldamento in zone montane del nord-Italia); per quanto concerne la tolleranza degli impianti a queste caratteristiche vale quanto affermato per il caso della produzione di energia elettrica: il contenuto di umidità medio potrebbe salire al 40-45%, mentre il contenuto di ceneri potrebbe arrivare al 6%, mentre valori superiori richiederebbero particolari accorgimenti impiantistici;
- i costi della biomassa (materiale e trasporto) sono spesso molto variabili anche per gli impianti di teleriscaldamento, soprattutto in funzione del tipo di gestione del medesimo. Nel caso preso in esame, comunque, sono stati considerati i dati caratteristici degli impianti esistenti e funzionanti;
- in riferimento all'impianto, l'investimento specifico scelto (circa 0,9 k€/kW) è medio - alto per centrali della potenza di 12 MW con riferimento alle condizioni nazionali, ma comprende anche l'investimento relativo alla rete di teleriscaldamento. Sono inoltre comprese tutte le componenti, anche quelle civili. L'investimento potrebbe risultare superiore o inferiore con una rete di teleriscaldamento più o meno sviluppata e diffusa;
- la durata economica si può assumere pari a 20 anni, ovvero coincidente con la durata tecnica dell'impianto. Infatti l'impianto, in considerazione del prezzo di vendita dell'energia termica ipotizzato, è in grado di garantire, senza sussidi, flussi di cassa annuali positivi.



Tabella 2 – Valori dei parametri assunti per la definizione di una "centrale tipo" (produzione energia termica) sulla quale effettuare l'analisi di sensibilità.

<i>Parametro</i>	<i>Simbolo</i>	<i>Valore</i>	<i>Unità di misura</i>
Investimento specifico	IN _s	930	€/kW
Fattore di attualizzazione	Fa	10,59	-
Tasso di sconto reale	I	0,07	-
Numero anni di vita utile	V _u	20	anni
Densità biomassa sul territorio	P	100	t/km ²
Potere calorifico della biomassa secca senza ceneri	-	4,9	kWh/kg di s.s.
Contenuto medio di ceneri nella biomassa	C _c	3%	-
Potere calorifico medio della biomassa tal quale	PC	3,1	kWh/kg t.q. (tal quale)
Umidità biomassa	U	20-40	%
Rendimento medio sulla generazione di calore	η _e	0,80	-
Prezzo di vendita energia termica	P _t	8,26	cent€/kWh
Costo specifico di trasporto della biomassa	C _{ts}	0,015	cent€/km di t.q.
Costo specifico della biomassa	C _{cs}	3,61	cent€/kg di t.q.
Stipendio annuo medio per unità lavorativa	C _{ls}	30.000	€/anno
Numero unità lavorative	N _l	5	-
Coefficiente di manutenzione	k _r	0,01	-
Coefficiente di spesa per prodotti chimici e vari	k _{ch}	0,1	cent€/kWh
Costo smaltimento ceneri	C _{sm}	4,5	cent€/kg
Altri costi vari (e autoconsumi)	Ca	10.000	€/anno
Funzionamento annuo	t	2000	h/a

Con questi parametri ed applicando il metodo classico per il calcolo del VAN (e quindi dell'IR) si ottengono i seguenti risultati:

- indice di redditività pari a 0,27, abbastanza prossimo a quello massimo possibile (0,39). Attraverso la produzione e vendita di energia termica è possibile quindi, utilizzando l'impianto per 20 anni, ottenere un profitto netto pari a circa il 30% dell'investimento iniziale;
- situazione non proprio ottimale dal punto di vista della taglia dell'impianto; dal modello risulta che la centrale ottimale dovrebbe avere una potenza di 134 MW, chiaramente non idonea allo scopo.