

La co-combustione di biomasse e carbone nelle grandi centrali termoelettriche

Nel contesto venutosi a creare con la liberalizzazione del mercato dell'energia successiva al *Decreto Bersani* e con il perdurare di una offerta ridotta (vedi black-out nazionale), si sono aperti nuovi scenari nel settore dell'energia tali da creare una forte attrazione per gli investitori. D'altra parte, nonostante il *Decreto Marzano* (Sblocca centrali), si assiste ad una situazione di stallo dovuta, oltre a resistenze delle comunità locali, anche all'incertezza sull'approvvigionamento del gas naturale e sulla realizzazione di rigassificatori. Per di più la domanda di energia elettrica in Italia è stimata in aumento del 3% su base annua nel prossimo decennio; previsioni più ottimistiche portano questo valore al 6% annuo.

Inoltre, in base agli accordi ed alla stipula di trattati mondiali (come la conferenza di Rio de Janeiro o la conferenza di Kyoto conclusasi con la stipula dell'omonimo trattato), è cresciuta la necessità di rivolgersi alle fonti energetiche rinnovabili per rispettare i vincoli in materia di inquinamento ambientale e sviluppo sostenibile. Tutte queste considerazioni portano alla conclusione che è necessario per l'Italia investire sulle fonti energetiche rinnovabili in tempi brevi.

Ma utilizzare le fonte energetiche rinnovabili non significa seguire obbligatoriamente la strada della realizzazione di nuovi impianti, con conseguente bisogno di grandi investimenti e con il conseguente malumore che si verrebbe a creare nella cittadinanza per il noto principio di NIMBY (Not In My Back Yard, non nel mio giardino). L'alternativa al nuovo che è stata messa a punto è quella della co-combustione in centrali ibride. Il Decreto Ministeriale 18 Marzo 2002 *Modifiche e integrazioni al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, 11 novembre 1999, concernente "direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'art. 11 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79"* [1] definisce all'art. 1 co-combustione *la combustione contemporanea di combustibili non rinnovabili e di combustibili, solidi, liquidi o gassosi, ottenuti da fonti rinnovabili*. La co-combustione rappresenta una delle scelte a breve termine più efficienti in tema di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per i seguenti motivi:

- non dovendo realizzare un nuovo impianto, i tempi per la riconversione di una centrale alla co-combustione sono relativamente brevi;
- di conseguenza l'investimento per la realizzazione di tale processo risulta pressoché nullo, dal momento che tutte le componenti del vecchio impianto continueranno ad essere funzionali in seno al processo di conversione energetica;
- la combustione di una percentuale di biomasse per la produzione di energia elettrica produce una equivalente riduzione di CO₂ con altrettanta riduzione in termini di inquinamento ambientale;
- ulteriore vantaggio è dato dal fatto che la co-combustione permette di avere dei rendimenti energetici nello sfruttamento di fonti rinnovabili molto più elevati rispetto al processo di conversione energetica alimentato esclusivamente a fonte rinnovabile.

Riguardo alla combustione delle biomasse, il DPCM 8.3.2002 *Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili, aventi rile-*

La co-combustione di biomasse e carbone nelle grandi centrali termoelettriche è una possibile soluzione al fabbisogno di energia "pulita" del nostro paese; di seguito viene proposto uno studio preliminare di fattibilità tecnico-economica applicato alle centrali termoelettriche alimentate a carbone presenti sul territorio italiano.

vanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione [2], definisce all'art.3, comma 1, lettera n) che le biomasse combustibili che possono essere impiegate in co-combustione, in accordo con l'Allegato III al decreto medesimo sono costituite da prodotti vegetali provenienti da:

- coltivazioni dedicate;
- interventi selvicolturali, manutenzioni forestali e potature;
- lavorazione esclusivamente meccanica di legno vergine costituito da cortecce, segatura, trucioli, chip, refili e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli non contaminati da inquinanti aventi le caratteristiche previste per la commercializzazione e l'impiego;
- lavorazione esclusivamente meccanica di prodotti agricoli, aventi le caratteristiche previste per la commercializzazione e l'impiego.

Si tratta, dunque, di biomasse cosiddette *vergini*, esenti da colle, plastiche ed altri elementi o materiali estranei.

La co-combustione in centrali a carbone di grossa taglia consente di ottenere un'efficienza media di trasformazione energetica delle biomasse del 36% in luogo di valori inferiori al 20% per impianti di nuova costruzione alimentati a sole biomasse. Il maggiore rendimento è dovuto all'alta temperatura della caldaia (sorgente calda del ciclo termodinamico) che garantisce in co-combustione la produzione di vapore surriscaldato e di vapore risurriscaldato a 540 °C in luogo dei valori tipici degli impianti a biomasse in cui le temperature del vapore oscillano tra 460 ÷ 510 °C.

La co-combustione della biomassa non richiede sostanziali modifiche al processo dell'impianto esistente qualora la percentuale di biomassa in sostituzione al carbone sia del 5÷15%. Il circuito di alimentazione del combustibile alle caldaie non necessita di alcuna modifica rispetto allo stato attuale: il sistema esistente infatti è idoneo a convogliare la miscela dei due prodotti, dove carbone e biomassa verranno omogeneizzati e saranno immessi in caldaia attraverso l'esistente sistema di alimentazione ai bruciatori.

Prof. ing. Gino Moncada Lo Giudice, Dipartimento di Fisica Tecnica, Università La Sapienza, Roma; ing. I. Costarelli, ing. Daniele Giraldi, CRB, Centro di Ricerca sulle Biomasse - Università degli Studi di Perugia.

TABELLA 1 - Input termico da biomassa per le centrali italiane in assetto di co-combustione al 5,10 e 15% e calcolo della superficie agroforestale necessaria per l'approvvigionamento

Centrali (MW)	Gruppi tot. (MW)	Potenza % di co-combustione	Input termico*			Superficie agroforestale (ha)		
			5%	10%	15%	5%	10%	15%
Vado Ligure	2 x 330	660	83	165	248	18.563	37.125	55.688
Marghera	2 x 70	140	18	35	53	3.938	7.875	11.813
Fusina	2 x 170	340	43	85	128	9.563	19.125	28.688
	2 x 320	640	80	160	240	18.000	36.000	54.000
Genova	1 x 245	245	31	61	92	6.891	13.781	20.672
La Spezia	1 x 600	600	75	150	225	16.875	33.750	50.625
Bastardo (PG)	2 x 75	150	19	38	56	4.219	8.438	12.656
Torrevaldaliga	3 x 660	1.980	248	495	743	55.688	111.375	167.063
Sulcis	1 x 240	240	30	60	90	6.750	13.500	20.250
Brindisi SUD	4 x 660	2.640	330	660	990	74.250	148.500	222.750
Fiumesanto	2 x 320	640	80	160	240	18.000	36.000	54.000
Monfalcone	2 x 170	340	43	85	128	9.563	19.125	28.688
Brindisi NORD	1 x 320	320	40	80	120	9.000	18.000	27.000
Brescia	1 x 70	70	9	18	26	1.969	3.938	5.906
Totale	9.005	1.126	2.251	3.377	253.266	506.531	759.797	
			Pot. elettrica da biomasse (MW)			Superficie agroforestale (ha)		
Totale	9.005	406	810	1215	253.266	506.531	759.797	

* Input termico da biomassa (MW) Fonte: CRB

da fonte rinnovabile a mezzo dei Certificati Verdi (CV); si ricorda come tale meccanismo scatta solo per percentuali superiori al 5% di input termico da fonte rinnovabile così come previsto dal DM 24 ottobre 2005 *Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 1, comma 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79* [3] e dal DM 24 ottobre 2005 *Directive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239* [4], [5]. Il problema principale relativo al diffondersi di questa tecnologia è rappresentato dall'approvvigionamento della biomassa necessaria ad una centrale elettrica. Tale difficoltà potrebbe essere superata predisponendo accordi di filiera tra diversi soggetti, tra cui le associazioni di agricoltori per l'impiego di biomassa agro-forestale derivante da colture energetiche.

Nell'ipotesi attendibile che il rendimento netto d'impianto, ossia il consumo specifico, non vari in maniera apprezzabile con il previsto input termico da biomasse, l'energia elettrica complessiva ascrivibile a biomassa su base mensile viene determinata per mezzo della quantità di biomasse registrata nel mese alla tramoggia del nastro di alimentazione della caldaia e del potere calorifico inferiore medio di detta biomassa. Il potere calorifico inferiore sarà determinato sul campione medio quindicinale prelevato manualmente in accordo alla normativa, su cui verrà determinata anche il tasso di umidità. Il controllo principale dell'impiego di biomasse nella centrale avviene da parte del GRTN per il meccanismo di incentivazione dell'energia

trebbe essere superata predisponendo accordi di filiera tra diversi soggetti, tra cui le associazioni di agricoltori per l'impiego di biomassa agro-forestale derivante da colture energetiche.

Centrali a carbone italiane e applicabilità della co-combustione

In Italia molte centrali si stanno attivando per ottenere l'autorizzazione alla riconversione d'impianto alla co-combustione; in Figura 1 è riportata la dislocazione di suddette centrali con le relative potenze

TABELLA 2 - Principali tipologie di biomasse con relative rese

Tipologia di biomassa	Produttività alla raccolta (t/ha_anno)	Umidità media alla raccolta (%)	P.C.I. (kJ/kg s.s.)	Resa energ. media (kWh/ha-anno)	Tipologia di biomassa	Produttività alla raccolta (t/ha_anno)	Umidità media alla raccolta (%)	P.C.I. (kJ/kg s.s.)	Resa energ. media (kWh/ha-anno)
<i>Colture dedicate</i>					<i>Scarti di produzione agricola</i>				
Pioppo	30	50	17.581	73.254	BRASSICA NAPUS e CARINATA (Paglia)	3	80	12.000	2.000
Robinia	15	50	18.000	37.500	Stocchi e tutoli di mais	10,6	50	18.000	26.500
Eucalipto	15-20	n.d.	n.d.	n.d.	Stocchi di girasole	4	40	18.000	12.000
CANNA COMUNE (Arundo donax)	22	40	17.581	64.464	Paglia di riso	3,7	25	16.300	12.565
Miscanto (miscanthus)	18	30	17.581	61.534	Paglia di grano	3	15	17.163	12.157
Cardo	18-20	n.d.	n.d.	n.d.	Paglia di frumento	1,9	15	17.600	7.896
BRASSICA NAPUS e CARINATA (Semi)	4	n.d.	n.d.	n.d.	Potature di vite	1,5	50	17.163	3.576
Mais (granella)	7,3	12	18.000	32.120	Potatura di pesco	2,5	40	18.400	7.667
Girasole (semi)	2,6	5	28.000	19.211	Potatura di olivo	2,1	40	17.800	6.230
Sorgo zuccherino	50	70	17.581	73.254	Stelo di tabacco	1,9	85	17.800	1.409

Fonte: Elaborazione CRB su dati ISTAT

delle sezioni interessate alla riconversione. In Tabella 1 sono riportati, per ogni centrale a carbone presente in Italia, l'input termico da biomassa in assetto di co-combustione al 5, 10 e 15% e i relativi ettari di terreno necessari per la produzione di biomassa. I calcoli di Tabella 1 sono stati effettuati prendendo come valori di riferimento i seguenti:

- rendimento massimo di una centrale a carbone pari al 40%;
- potere calorifico del carbone 27.400 kJ/kg;
- potere calorifico inferiore della biomassa su base secca 15.000 kJ/Kg;
- resa media di sostanza secca per ettaro di coltivazione 8 t/ha.

La co-combustione al 5-15% potrebbe incrementare, in circa 4 anni, la potenza elettrica prodotta da biomasse passando dagli attuali 400 MW ad un massimo di circa 1000 MW e consentire un risparmio in termini di energia primaria da fonte non rinnovabile da un minimo di 0,7 Mtep (co-combustione al 5%) ad un massimo di 2,2 Mtep (co-combustione al 15%). In Tabella 2 sono riportate le principali tipologie di biomasse impiegabili nella filiera della co-combustione, con le relative rese ad ettaro e relativi valori del potere calorifico inferiore su base secca. Si ricorda che i semi delle biomasse erbacee potrebbero essere utilizzati nella co-combustione, ma, in virtù delle più alte rese energetiche, vengono impiegati per la produzione di biocarburanti quali biodiesel e bioetanolo.



Figura 1 - Centrali a carbone in fase di riconversione alla co-combustione e relativi gestori

Vantaggi ambientali

La filiera della co-combustione permette evidenti vantaggi in termini di inquinamento ambientale poiché non devono essere realizzati nuovi impianti e poiché la combustione di biomassa in sostituzione di carbone permette di ridurre in maniera significativa l'inquinamento atmosferico di macroinquinanti e di microinquinanti. Sono di seguito riportati dati relativi a prove sperimentali di co-combustione che il CESI ha effettuato in una centrale a carbone della potenzialità

di circa 160 MW. La percentuale di biomassa impiegata nella sperimentazione è del 5%. La tipologia di biomassa utilizzata è il cippato di legno vergine proveniente dal territorio italiano ed europeo. In Tabella 3 è riportato il confronto dei valori delle emissioni di macroinquinanti (SO₂, NO_x, CO e polveri) negli assetti di combustione di solo carbone e di co-combustione. I riferimenti normativi che permettono di definire per le emissioni i valori limite applicabili, i metodi di misura e di verifica del rispetto degli stessi limiti, sono i seguenti:

- DPR 203 del 24.05.88, Decreto del MATT 12.07.90 "Linee Guida per il contenimento delle Emissioni" [6];
- Decreto del MATT 25.09.1992 "Disciplina delle emissioni di nichel" [7];
- Decreto del MATT 21.12.95 "Disciplina dei metodi di controllo delle emissioni in atmosfera degli impianti industriali" [8];
- Decreto del MATT 25.08.2000 "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del DPR 203 24.05.88" [9];
- DPCM 08.03.2002 "Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione".

In Tabella 4 sono riportati i valori di emissioni di microinquinanti ottenuti da 3 prove condotte nell'assetto di combustione

TABELLA 3 - Sintesi dei valori

di emissione di macroinquinanti

Fonte: CESI

Composto	Concentraz. media misur. (mg/Nm ³) solo carbone	Concentraz. media misur. (mg/Nm ³) co-combust.	Variazione (mg/Nm ³)	Limiti di legge (mg/Nm ³)
SO ₂	1224,3	1126	-98,3	1700
NO _x	502,6	492	-10,6	650
CO	5,5	9	3,5	250
Polveri	4,7	3,7	-1,0	50

TABELLA 4 - Sintesi dei valori di emissioni di microinquinanti nell'assetto solo carbone

Fonte: CESI

Classe di composti, secondo allegato 1 del Decreto 12/07/1990		Concentrazioni riferite ai fumi secchi 0°C, 101.3 kPa, al 6% O ₂ rif. µg/Nm ³			
Classe	Composti	Prova 1	Prova 2	Prova 3	Media
I	IPA	0,031	0,032	0,03	0,03
I	Be+ IPA	0,133	0,133	0,133	0,13
II	As+Co+Cr+Ni _{resp.insol.}	10,1	9,5	10,8	10,13
I + II	Be+As+Co+Cr+Ni _{resp.insol.} +IPA	10,25	9,7	11	10,32
III	Benzene	96	95	96	95,67
I + II + III	Be+As+Co+Cr+Ni _{resp.insol.} +IPA+ Benzene	106,2	104,7	107	105,97
I	Cd+Hg+Tl	0,2	0,2	0,9	0,43
II	Se+Te+Ni _{totale}	186,8	186,4	252,5	208,57
I + II	Cd+Hg+Tl+Se+Te+Ni _{totale}	187	186,6	253,3	208,97
III	Cr+Cu+Mn+Pb+Pd+Pt+Rh+Sb+Sn+V	1064,9	893,9	1.308,8	1.089,20
I + II + III	Cr+Cu+Mn+Pb+Pd+Pt+Rh+Sb+Sn+V+V+Cd+Hg+Tl+Se+Te+Ni _{totale}	1252	1.080,5	1.562,1	1.298,20

con solo carbone; le prove sono riferite ai fumi secchi alla temperatura di 0 °C, pressione atmosferica e con una percentuale di O₂ del 6%. In Tabella 5 sono invece riportati i valori di emissioni di microinquinanti di prove eseguite nell'assetto di co-combustione al 5%.

Infine, in Tabella 6 sono riassunti e confrontati i dati rilevati nei due assetti di combustione di solo carbone e di co-combustione. Dalle tabelle di confronto sui macroinquinanti (Tabella 3) e sui microinquinanti (Tabella 6) emessi dalla centrale nei due assetti di combustione con solo carbone e co-combustione al 5% di biomassa, risultano evidenti vantaggi ambientali: la concentrazione di SO₂ si riduce dell'8% circa, quella degli NO_x del 2% circa e quella delle polveri di più del 20%. Il lieve aumento della

TABELLA 5 - Sintesi dei valori di emissioni di microinquinanti nell'assetto di co-combustione al 5%

Fonte: CESI

Classe di composti, secondo allegato 1 del Decreto 12/07/1990		Concentrazioni riferite ai fumi secchi 0°C, 101.3 kPa, al 6,06% O ₂ rif. µg/Nm ³		
Classe	Composti	Prova 1	Prova 2	Media
I	IPA	0,002	0,003	0,0025
I	Be+ IPA	0,285	0,366	0,3255
II	As+Co+Cr+Ni _{resp.insol.}	5,1	5	5,05
I + II	Be+As+Co+Cr+Ni _{resp.insol.} +IPA	5,4	5,3	5,35
III	Benzene	93	90	91,5
I + II + III	Be+As+Co+Cr+Ni _{resp.insol.} +IPA+ Benzene	98	95	96,5
I	Cd+Hg+Tl	1,8	1,1	1,45
II	Se+Te+Ni _{totale}	62,9	72,2	67,55
I + II	Cd+Hg+Tl+Se+Te+Ni _{totale}	64,7	73,2	68,95
III	Cr+Cu+Mn+Pb+Pd+Pt+Rh+Sb+Sn+V	21,7	29,6	25,65
I + II + III	Cr+Cu+Mn+Pb+Pd+Pt+Rh+Sb+Sn+V+V+Cd+Hg+Tl+Se+Te+Ni _{totale}	86,4	102,9	94,65

concentrazione di CO è presumibilmente dovuto all'abbassamento della temperatura in camera di combustione, tuttavia, passando da un valore di 5,5 mg/Nm³ ad un valore di 9 mg/Nm³, largamente trascurabile se confrontato con il valore limite imposto dalla normativa vigente di 250 mg/Nm³. Per i microinquinanti si notano apprezzabili riduzioni per quasi tutte le classi; in particolare si ha una riduzione significativa nelle emissioni dei metalli pesanti totali

(Cr+Cu+Mn+Pb+Pd+Pt+Rh+Sb+Sn+V+V+Cd+Hg+Tl+Se+Te+Ni_{totale})
da 1.298,2 µg/Nm³ a 94,7 µg/Nm³.

Le variazioni positive di due classi (relative ai composti Be+IPA e Cd+Hg+Tl), seppur non significative rispetto ai limiti di legge, possono essere dovute anche a differenti caratteristiche chimico-fisiche del carbone conferito in centrale. Occorre inoltre evidenziare come l'impiego delle biomasse consentirà

una notevole riduzione delle emissioni di CO₂ dal momento che la quantità di anidride carbonica rilasciata durante la decomposizione del prodotto vegetale nel processo di conversione energetica è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa; con parole più semplici, il bilancio dell'anidride carbonica nel processo di accrescimento della biomassa ha un bilancio quasi nullo. In Tabella 7 sono riportati i risparmi di carbone derivanti dalla co-combustione e le relative riduzioni di emissione di CO₂ in atmosfera; per il calcolo delle emissioni di CO₂ si è fatto riferimento ad un valore di 4 tonnellate di CO₂ emesse per ogni tonnellata equivalente di petrolio (Tep) consumata.

Infine, in Tabella 8 è riportata la percentuale di CO₂ evitata nel caso in cui la totalità degli impianti attualmente alimentati a carbone presenti sul territorio na-

TABELLA 6 - Confronto dei valori medi sperimentali delle prove in assetto di solo carbone e di co-combustione

Fonte: CESI

Classe di composti, secondo allegato 1 del Decreto 12/07/1990		Confronto tra assetto solo carbone ed assetto co-combustione µg/Nm ³			
Classe	Composti	Carbone	Co-combust.	Variaz.	Limiti
I	IPA	0,031	0,0025	-0,029	100
I	Be+ IPA	0,133	0,326	0,193	100
II	As+Co+Cr+Ni _{resp.insol.}	10,1	5,05	-5,08	1.000
I + II	Be+As+Co+Cr+Ni _{resp.insol.} +IPA	10,3	5,35	-4,97	1.000
III	Benzene	95,7	91,5	-4,2	5.000
I + II + III	Be+As+Co+Cr+Ni _{resp.insol.} +IPA+ Benzene	106,0	96,5	-9,5	5.000
I	Cd+Hg+Tl	0,45	1,45	1,0	200
II	Se+Te+Ni _{totale}	208,6	67,6	-141,0	2.000
I + II	Cd+Hg+Tl+Se+Te+Ni _{totale}	209,0	69,0	-140,0	2.000
III	Cr+Cu+Mn+Pb+Pd+Pt+Rh+Sb+Sn+V	1.089,2	25,7	-1.063,6	10.000
I + II + III	Cr+Cu+Mn+Pb+Pd+Pt+Rh+Sb+Sn+V+V+Cd+Hg+Tl+Se+Te+Ni _{totale}	1.298,2	94,7	-1.203,6	10.000

zionale sia riconvertita alla co-combustione di biomasse agroforestali; tali percentuali diventano ancor più significative se confrontate con quella di riduzione imposta dal Protocollo di Kyoto per l'Italia per il quadriennio 2008-2012 pari al 6,5%. Ciò significa che, almeno in teoria, la co-combustione al 5% nelle centrali a carbone italiane garantirebbe al nostro paese il rispetto degli accordi internazionali siglati.

Si precisa che, comunque, la percentuale di CO₂ evitata è stata determinata solo relativamente alla fase di conversione energetica, non tenendo in conto la quota di energia da fonte fossile impiegata nelle fasi di produzione e raccolta della biomassa; per il trasporto si è ipotizzato che sia effettuato su rotaia.

TABELLA 7 - Calcolo del carbone risparmiato in co-combustione e della relativa emissione mancata di CO₂

Centrali	Carbone risparmiato (t)			Riduzione CO ₂ emessa (t)		
	5%	10%	15%	5%	10%	15%
Vado Ligure	81.296	162.591	243.887	211.369	422.737	634.106
Marghera	17.245	34.489	51.734	44.836	89.672	134.507
Fusina	41.880	83.759	125.639	108.887	217.774	326.661
	78.832	157.664	236.496	204.964	409.927	614.891
Genova	30.178	60.356	90.534	78.463	156.925	235.388
La Spezia	73.905	147.810	221.715	192.153	384.307	576.460
Bastardo (PG)	18.476	36.953	55.429	48.038	96.077	144.115
Torrevaldaliga	243.887	487.774	731.661	634.106	1.268.212	1.902.318
Sulcis	29.562	59.124	88.686	76.861	153.723	230.584
Brindisi SUD	325.182	650.365	975.547	845.474	1.690.949	2.536.423
Fiumesanto	78.832	157.664	236.496	204.964	409.927	614.891
Monfalcone	41.880	83.759	125.639	108.887	217.774	326.661
Brindisi NORD	39.416	78.832	118.248	102.482	204.964	307.445
Brescia	8.622	17.245	25.867	22.418	44.836	67.254
Totale (t)	1.109.193	2.218.385	3.327.578	2.883.901	5.767.801	8.651.702

Fonte: CESI



FIGURA 2 - Andamento del prezzo della biomassa al variare del contenuto di umidità e di ceneri (PCI = 17.000 kJ/kg) Fonte: CRB

Vantaggi economici

Vantaggi economici si riscontrano in ogni fase della filiera: innanzitutto per il reperimento della biomassa dovranno essere stipulati appositi accordi di filiera con gli agricoltori della zona al fine di garantire ai gestori della centrale il necessario approvvigionamento ed agli agricoltori un prezzo di mercato minimo accettabile e rivalutabile nel tempo. È stato stimato come la convenienza economica si abbia nel caso in cui la biomassa provenga da zone ad una distanza massima di 100 Km dal sito della centrale. La convenienza economica della filiera della co-combustione si ha solamente nel caso in cui vengano stipulati accordi tra le parti, cioè tra i gestori delle centrali e gli agricoltori, che garantiscano un prezzo minimo della biomassa. Il prezzo minimo (IVA esclusa) di una tonnellata di cippato può essere calcolato secondo la seguente formula (formula elaborata dal CRB):

$$\text{Prezzo (Euro/ton)} = P_{ci} \times P_{ss} / P_{cir} \times (1 - U/100) - 0,3(U-30) - 0,2(C-5)$$

dove:

P_{ci} = potere calorifico inferiore in kJ/kg;

U = percentuale di umidità presente nella biomassa;

P_{ss} = prezzo di riferimento della biomassa in sostanza secca (euro/ton) compreso tra 80 e 120 euro a tonnellata per centrali entrate in funzione prima del 1/04/1999 e compreso tra 120 e 200 euro circa per centrali nuove in base alle trattative;

P_{cir} = potere calorifico inferiore di riferimento pari a 18.000 kJ/kg;

C = percentuale di ceneri presenti nella biomassa su base secca.

Fermo restando il valore del potere calorifico:

- il termine -0,3(U-30) comporta che per umidità U superiore al 30%, il prezzo (euro/ton) sarà penalizzato di 0,3 euro/ton per ogni 1% di umidità eccedente il 30%; tale penalizzazione è dovuta ai maggiori oneri connessi all'essiccazione, allo stoccaggio e alla prevenzione dell'inquinamento olfattivo.

TABELLA 8 - Percentuale di CO₂ evitata nel caso di co-combustione della totalità delle centrali a carbone presenti sul territorio italiano

Tonnellate di CO ₂ emesse nell'assetto di solo carbone	23.071.204
Percentuale di CO ₂ evitata nell'assetto di co-combustione al 5%	12,50%
Percentuale di CO ₂ evitata nell'assetto di co-combustione al 10%	25,00%
Percentuale di CO ₂ evitata nell'assetto di co-combustione al 15%	37,50%

Fonte: CESI

Altrei il prezzo della biomassa è maggiorato di 0,3 euro/ton per ogni punto percentuale di umidità inferiore al 30%; - il termine -0,2(C-5) comporta che per un contenuto in Ceneri superiore al 5%, il prezzo (euro/ton) sarà penalizzato di 0,2 euro/ton per ogni 1% di ceneri eccedente il 5%; tale penalizzazione è dovuta alla riduzione della potenza resa ed ai maggiori oneri derivanti dallo smaltimento delle ceneri. Altrei il prezzo della biomassa è maggiorato di 0,2 euro/ton per ogni punto percentuale di ceneri inferiore al 5%.

A titolo esemplificativo vengono riportati due casi limite per il calcolo del prezzo minimo garantito del cippato alla bocca di carico.

Il primo caso si basa sulle seguenti ipotesi:

- prezzo di riferimento della biomassa su base secca (Pss) pari a 120 euro tonnellata;
- umidità del cippato pari a 0%;
- contenuto in ceneri pari a 5%;
- potere calorifico inferiore pari a 17.000 kJ/kg.

In Figura 2 è riportato il grafico dell'andamento del prezzo della biomassa al variare del contenuto di umidità e di ceneri. Come si può vedere, il prezzo massimo di acquisto della biomassa è fortemente dipendente dal valore di umidità, variando da un valore massimo di 113,30 €/t per la sostanza secca ad un valore minimo di 43,50 €/t per un contenuto di umidità pari al 55%. Le variazioni di prezzo con il contenuto in ceneri, a parità di contenuto di umidità sono invece inferiori a 2 €/t.

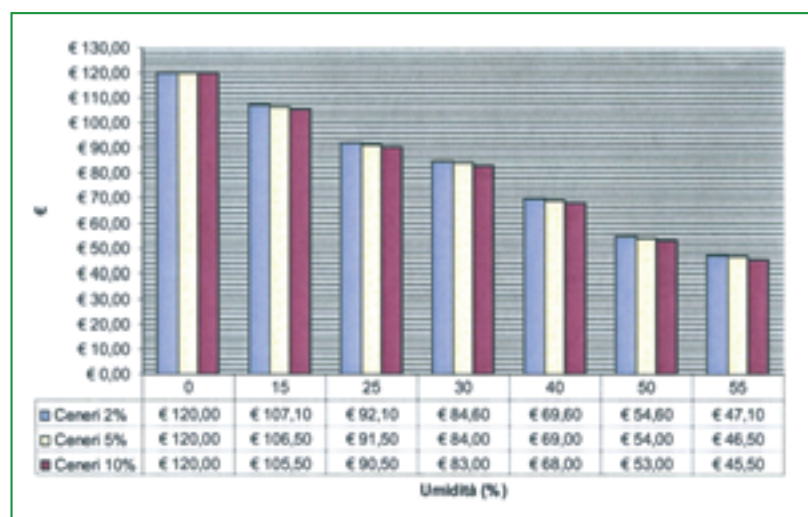


FIGURA 3 - Andamento del prezzo della biomassa al variare del contenuto di umidità e di ceneri (PCI = 18.000 kJ/kg) Fonte: CRB

Il secondo caso si differenzia dal precedente solo per il valore del potere calorifico inferiore, assunto pari a 18.000 kJ/kg. In Figura 3 è riportato il grafico dell'andamento del prezzo della biomassa al variare del contenuto di umidità e di ceneri, per questo secondo caso. Come si può vedere, il prezzo massimo di acquisto della biomassa è fortemente dipendente dal valore di umidità, variando da un valore massimo di 120,00 €/t per la sostanza secca ad un valore minimo di 446,50 €/t per un contenuto di umidità pari al 55%. Le variazioni di prezzo con il contenuto in ceneri, a parità di contenuto di umidità sono inferiori a 2 €/t. Qualora il rifornimento di biomassa venga effettuato al di fuori del periodo di raccolta, che va da novembre a marzo, sarà riconosciuto al produttore un incentivo sul prezzo di acquisto secondo la tabella seguente:

- 5% nel mese di aprile;
- 10% nel mese di maggio;
- 15% nel mese di giugno;
- 20% nel mese di luglio;
- 22% nel mese di agosto;
- 24% nel mese di settembre;
- 10% nella prima quindicina del mese di ottobre;
- 5% nella seconda quindicina di ottobre.

Ulteriori vantaggi della filiera della co-combustione derivano dalla certificazione di *Impianto Alimentato a Fonti Rinnovabili (IAFR)* e dall'assegnazione di Certificati Verdi per la produzione di energia

da fonti rinnovabili da parte del GRTN; si ricorda, infine, che il Decreto Legge n. 152 del 10 febbraio 2006 *Norme in materia ambientale* [10] ha ampliato il periodo di incentivazione dei Certificati Verdi dai precedenti 8 anni agli attuali 12 anni.

Conclusioni

Il Decreto Ministeriale 18 Marzo 2002 Modifiche e integrazioni al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, 11 novembre 1999, concernente "direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'art. 11 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79" [1] definisce all'art. 1 co-combustione la combustione contemporanea di combustibili non rinnovabili e di combustibili, solidi, liquidi o gassosi, ottenuti da fonti rinnovabili. La co-combustione rappresenta un'importante opportunità per lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, e presenta rilevanti vantaggi di carattere tecnico, ambientale, economico e sociale. Dal punto di vista tecnico, la co-combustione in centrali a carbone di grossa taglia consente di ottenere un'efficienza media di trasformazione energetica delle biomasse del 36% con punte del 40%, in luogo di valori medi del 20% per impianti alimentati a sole biomasse di nuova costruzione (di potenza tipicamente tra 1 e 20 MW).

Dal punto di vista ambientale si ha una riduzione dei valori di emissione di macro e micro inquinanti con particolare riguardo ai metalli pesanti. Per quanto riguarda la percentuale di CO₂ evitata, i valori riportati evidenziano come la co-combustione nelle centrali a carbone contribuisca in modo determinante al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto. Dal punto di vista economico si riscontrano vantaggi in tutta la filiera: da una parte gli agricoltori potranno beneficiare di accordi per la vendita della biomassa ad un prezzo minimo garantito; dall'altra i gestori delle centrali trarranno beneficio dalla vendita dei Certificati Verdi erogati dal GRTN per la sola quota di energia prodotta da biomassa per la durata di 12 anni [10]. Infine, il processo di co-combustione, non richiedendo la costruzione di nuovi impianti, potrà riscuote-



re un elevato consenso da parte dell'opinione pubblica, aspetto sicuramente non secondario visti i numerosi casi di opposizione da parte della cittadinanza alla realizzazione di impianti alimentati a biomasse. Nei grandi impianti termoelettrici esistenti nel nostro Paese, la co-combustione al 5-15% di biomasse agroforestali con carbone rappresenta una reale ed immediata opportunità. In pochi anni si potrebbe incrementare significativamente la potenza elettrica prodotta da biomasse in Italia di circa 1000 MW, passando dagli attuali 400 MW a 1400 MW per circa 7500 ore di funzionamento all'anno. In tal caso si avrebbe un risparmio di energia primaria da fonte non rinnovabile da un minimo di 0,7 Mtep (co-combustione al 5%) ad un massimo di 2,2 Mtep (co-combustione al 15%), parallelamente l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in Italia subirebbe un incremento fino al 5% passando da circa il 16% attuale al 21 % del fabbisogno nazionale.

L'applicazione del processo di co-combustione su scala nazionale necessita di un concreto impegno da parte delle autorità politiche competenti. I principali organi di governo dovranno agevolare lo start-up della filiera della co-combustione, ad esempio predisponendo specifici accordi di programma tra agricoltori e gestori delle centrali e varando misure legislative che incentivino sia la produzione che la conversione di biomassa per usi energetici.

Bibliografia

- [1] DM 18.3.2002 Modifiche e integrazioni al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, 11 novembre 1999, concernente "direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'art. 11 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79".
- [2] DPCM 8.3.2002 Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili, aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione.
- [3] DM 24 Ottobre 2005 Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 1, comma 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, G.U. 14 novembre 2005.
- [4] DM 24 Ottobre 2005 Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239, GU 14 novembre 2005.
- [5] DLGS 29 dicembre 2003, n. 387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, GU n. 25 del 31-1-2004, SO n. 17.
- [6] DM 12.07.90 Linee Guida per il contenimento delle Emissioni inquinanti degli impianti industriali e la fissazione dei valori minimi di emissione, GU - SO 30 luglio 1990, n. 176.
- [7] DM 25.09.1992 Disciplina delle emissioni di nichel, GU 1 ottobre 1992, n. 23
- [8] DM 21.12.95 "Disciplina dei metodi di controllo delle emissioni in atmosfera degli impianti industriali.
- [9] DM 25.08.2000 "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del DPR 203 24.05.88, G.U. 23 settembre 2000 n. 223
- [10] Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 Norme in materia ambientale, GU n. 88 del 14-4-2006, SO n. 96. ■