

Strumenti per lo sviluppo di filiere biomassa energia di qualità

Approcci operativi per garantire la sostenibilità
ambientale e sociale



© Copyright 2016 Provincia di Lucca

Realizzazione editoriale e progetto grafico



Via A. Gherardesca
56121 Ospedaletto-Pisa
www.pacineditore.it
info@pacineditore.it

Testi a cura di: Antonio Lonigro e Monica Lazzaroni

Fotolito e Stampa

IGP Industrie Grafiche Pacini

Le fotocopie per uso personale del lettore possono essere effettuate nei limiti del 15% di ciascun volume/fascicolo di periodico dietro pagamento alla SIAE del compenso previsto dall'art. 68, commi 4 e 5, della legge 22 aprile 1941 n. 633.

Le riproduzioni effettuate per finalità di carattere professionale, economico o commerciale o comunque per uso diverso da quello personale possono essere effettuate a seguito di specifica autorizzazione rilasciata da AIDRO, Corso di Porta Romana n. 108, Milano 20122, e-mail segreteria@aidro.org e sito web www.aidro.org



*La Coopération au cœur
de la Méditerranée*

*La Cooperazione al cuore
del Mediterraneo*

Strumenti per lo sviluppo di filiere biomassa energia di qualità

Approcci operativi per garantire la sostenibilità
ambientale e sociale

A cura di Claudio Fagarazzi e Alessandro Tirinnanzi



Indice

Capitolo 1

7	LE RISORSE: LA BIOMASSA POTENZIALE DISPONIBILE PER LE FILIERE AGROENERGETICHE
7	1. Modelli di analisi per la definizione dell'offerta sostenibile
7	1.1. Il modello econometrico per la Regione Toscana
7	1.1.1. Stima delle superfici boscate
9	1.1.2. La produttività per unità di superficie di risorse forestali
15	1.1.3. Stima della produttività specifica di ciascuna tipologia forestale
15	1.1.4. Stima dell'offerta complessiva di assortimenti legnosi ad uso energetico sotto il vincolo di sostenibilità economica
17	1.1.5. Analisi dei costi di produzione della biomassa
18	1.1.6. Analisi dei ricavi
18	1.1.7. Determinazione delle superfici a macchiatico positivo ed analisi degli scenari
19	1.2. Il modello per la valutazione della Regione Sardegna
22	1.3. Il modello per la valutazione della regione Corsica
24	1.4. Il modello per la valutazione della regione Liguria
24	2. Risultati
24	2.1. L'offerta di biomasse in regione Toscana
24	2.1.1. Produzione ecologicamente sostenibile
25	2.1.2. Produzioni ecologicamente sostenibili ed economicamente efficienti
26	2.1.2.1. Scenario 1: Situazione produttiva attuale considerando l'ottimizzazione dei cantieri forestali
24	2.1.2.2. Scenario 2: Situazione produttiva con "raccolta associata" e produzione congiunta di assortimenti principali e cippato da residui forestali
31	2.1.2.3. Scenario 3: Produzione di biomasse energetiche dai soli soprassuoli cedui e cippatura della pianta intera

Capitolo 2

37	LA DOMANDA DI BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI NELL'AREA DI COOPERAZIONE
37	2.1. Evoluzione della domanda di cippato nel contesto italiano ed europeo
41	2.2. Le politiche di incentivazione di filiere a biomassa legnosa nell'area di cooperazione
42	2.2.1. Le politiche di incentivazione di filiere a biomassa legnosa in Toscana
43	2.2.2. Le politiche di incentivazione di filiere a biomassa legnosa in Corsica
44	2.2.3. Le politiche di incentivazione di filiere a biomassa legnosa in Liguria
44	2.2.4. Le politiche di incentivazione di filiere a biomassa legnosa in Sardegna
45	2.3. Evoluzione del prezzo nell'area di cooperazione

48	2.4. Il mercato interno
48	2.4.1. La domanda di cippato in regione Toscana
50	2.4.2. Evoluzione degli assortimenti di cippato e la rilevanza economica del mercato in Toscana
54	2.5. Il mercato esterno: la produzione di cippato per il mercato extra regionale toscano
55	2.6. L'evoluzione del mercato di cippato in Corsica e prospettive
57	2.7. L'evoluzione del mercato di cippato in Liguria
58	2.8. L'evoluzione del mercato di cippato in Sardegna
60	Bibliografia

Capitolo 3

61 MODELLI ORGANIZZATIVI DI FILIERE BIOMASSA-ENERGIA PRESENTI SUL TERRITORIO DI COOPERAZIONE: IL MONITORAGGIO DELLE FILIERE BIOMASSA-ENERGIA COME STRUMENTO PER LA VERIFICA DELL'EFFICACIA ORGANIZZATIVA E GESTIONALE

61	3.1. Stato dell'arte in Europa ed in Italia
62	3.2. Monitoraggio delle filiere
62	3.2.1. Protocollo di monitoraggio
64	3.3. Modelli organizzativi monitorati
64	3.3.1. La filiera di autogestione e autoconsumo: la filiera a servizio dell'impianto situato nel comune di Fivizzano (UCML)
65	3.3.2. La filiera di autogestione, autoconsumo e vendita di calore: la filiera a servizio dell'impianto situato nel comune di San Romano in Garfagnana
67	3.4. Punti di forza e debolezza degli attuali modelli organizzativi delle filiere legno-energia
68	3.5. Possibili modelli organizzativi
70	Bibliografia

Capitolo 4

71 LA VALUTAZIONE DELLA SOSTENIBILITÀ ECONOMICA E AMBIENTALE DELLE FILIERE BIOMASSA-ENERGIA

72	4.1. Indicatori per la valutazione economico ambientale delle filiere
72	4.1.1. Flusso di cassa e valore attuale dei costi
73	4.1.2. Saggio di Rendimento Interno
74	4.1.3. Tempo di ritorno dell'investimento (o Pay-back period)
74	4.1.4. Prezzo di Break Even Point (Pbep) del cippato e la sostenibilità economica della filiera
77	4.2. Metodi e indicatori per la valutazione degli effetti ambientali e socio-economici
80	4.3. Valutazione effetti economici e socio-ambientali derivati da attivazione di alcune filiere bosco-energia
80	4.3.1. Valutazione finanziaria dell'investimento dell'Impianto di teleriscaldamento di Fivizzano (UMCL) (Provincia di Massa Carrara)
82	4.3.2. Valutazione degli effetti socio-economici e ambientali della filiera di Fivizzano (UMCL) (Provincia di Massa Carrara)
83	4.3.3. Valutazione finanziaria dell'investimento dell'Impianto di teleriscaldamento di San Romano in Garfagnana (Provincia di Lucca)
89	4.3.4. Valutazione degli effetti socio-economici e ambientali della filiera di San Romano in Garfagnana: (Provincia di Lucca)
93	Bibliografia

Capitolo 5

95 VALUTAZIONE DELLE EMISSIONI DI POLVERI SOTTILI E GASSOSE IN IMPIANTI TERMICI ALIMENTATI CON BIOMASSE SOLIDE

96	5.1. Composti prodotti da impianti termici a biomassa legnosa
98	5.1.1. Monossido di carbonio (CO)
99	5.1.2. Gli ossidi di azoto (NOX)
99	5.1.3. Gli ossidi di zolfo (SOX)
100	5.1.4. I composti del cloro
101	5.1.5. Il particolato (Particulate matter, PM)
102	5.1.6. Composti organici volatili (COV)
103	5.1.7. Idrocarburi Policicli Aromatici
103	5.2. Il caso di studio: una valutazione ex-ante/ex-post delle emissioni gassose e di polveri dell'impianto di teleriscaldamento di San Romano in Garfagnana
104	5.2.1. L'indagine diretta presso le utenze di San Romano in Garfagnana
104	5.2.1.1. La stima del consumo di energia delle utenze domestiche di San Romano in Garfagnana antecedente al 2009
106	5.2.1.2. Stima delle emissioni delle utenze domestiche e pubbliche di San Romano in Garfagnana antecedente al 2009
109	5.2.1.3. Stima delle emissioni delle utenze domestiche e pubbliche di San Romano in Garfagnana dopo il 2012
114	5.2.2. Comparazione delle emissioni EX-ANTE e EX-POST realizzazione della rete TLR di San Romano in Garfagnana
116	5.3. Conclusioni
117	Bibliografia

Capitolo 6

127 LA VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI AMBIENTALI DERIVATI DALLA ATTIVAZIONE DI FILIERE BIOMASSA -BOSCO- ENERGIA: UN APPROCCIO BASATO SUL LIFE CYCLE ASSESSMENT (LCA)

128	6.1. L'approccio LCA
130	6.2. Le fasi di sviluppo della LCA
133	6.3. Il caso applicativo di LCA: La filiera di San Romano in Garfagnana (LU)
137	6.4. Risultati conseguiti e conclusioni
143	Bibliografia

Capitolo 7

145 IBIONET: L'OSSERVATORIO TRANSFRONTALIERO SULLE FILIERE BIOMASSA-ENERGIA

146	7.1. Struttura e attività
147	7.2. Funzioni e servizi dell'Osservatorio
147	7.2.1. Pianificazione e programmazione di nuovi impianti
148	7.2.2. Monitoraggio degli impianti, delle filiere e dell'ambiente
151	7.2.3. Valutazione delle filiere e della qualità del cippato
153	7.2.4. Verifica della qualità delle emissioni gassose e solide
154	7.2.5. Monitoraggio riduzione CO ₂
154	7.3. L'Osservatorio transfrontaliero iBioNet: primi risultati

Capitolo 1

Le risorse: la biomassa potenziale disponibile per le filiere agroenergetiche

Uno dei principali problemi legati alla promozione delle energie rinnovabili, con specifico riferimento alle biomasse di origine forestale, è connesso all'esigenza di individuare e definire idonei modelli di stima delle risorse disponibili. Tale problema appare determinante soprattutto nei contesti mediterranei dove la carenza di viabilità forestale, l'elevata acclività dei terreni e la remota dislocazione dei soprassuoli forestali, rendono spesso impossibile la gestione produttiva di porzioni di superfici forestali.

Per questo, nell'ambito dei progetti BIOMASS e BIOMASS PLUS, si è cercato di promuovere lo sviluppo di studi diretti a valutare le potenzialità del settore agrienergetico nell'area di cooperazione definendo in modo organico dati e informazioni ritenute indispensabili per l'attuazione di strumenti di finanziamento del settore e per una corretta pianificazione delle agrienergie.

Le opportunità offerte dai nuovi impianti di riscaldamento e di elettrogenazione unita alla possibilità, per le imprese del settore legno, di passare dalla mera commercializzazione del prodotto ligneo, alla gestione dell'intera filiera energetica, offrono infatti nuove opportunità sia per la commercializzazione dei prodotti forestali sia per la rivitalizzazione dell'intera filiera legno. Valutazioni frettolose sulla reale consistenza delle risorse locali potenzialmente destinabili a impianti energetici possono avere ripercussioni sul Business Plan dell'impianto energetico in quanto non vengono valutati in modo adeguato i costi di produzione della risorsa "biomassa".

Per questo, nell'area di cooperazione del progetto BIOMASS e successivamente BIOMASS PLUS, sono stati sviluppati approfonditi studi finalizzati alla determinazione delle risorse potenzialmente disponibili in ciascuna area, in relazione sia a criteri ecologici, legati alle caratteristiche intrinseche delle formazioni naturali presenti nei diversi contesti, sia alle caratteristiche economiche della c.d. produzione localizzata di "biomassa". Il presente contributo vuole quindi esporre le metodologie sviluppate nei due progetti per la definizione delle potenzialità produttive "annue" di biomasse forestali, dei territori e definirne la relativa entità.

1. Modelli di analisi per la definizione dell'offerta sostenibile

1.1. Il modello econometrico per la Regione Toscana

Nel caso specifico, è stato appositamente strutturato un modello econometrico, su piattaforma GIS (Sistemi Informativi Geografici), denominato *Green Energy Model (GEM): A GIS oriented model for the farm and the territory energy planning*, in grado di valutare le risorse disponibili sia dal punto di vista ecologico, che economico. Il modello ha stimato la disponibilità di biomasse garantendo un prelievo annuo delle risorse naturali compatibile con le capacità di accrescimento dei soprassuoli forestali, ed una sostenibilità economica degli interventi selvicolturali necessari al recupero di tali risorse. Il modello GEM, trae origine da un lavoro realizzato dal CREAR (Centro di Ricerca sulle Energie Alterna-

tive e Rinnovabili) nel 2008 (Bernetti, Fagarazzi, Sacchelli, Ciampi, 2009), ed ha preso in considerazione i modelli di crescita delle formazioni forestali, i corrispondenti turni consuetudinari, i prezzi localmente praticati per i diversi assortimenti prodotti (legna ardere, paleria, ecc.), ed altre variabili derivanti dall'Inventario Forestale della Regione Toscana del 1998 (ad es. gli assortimenti ritraibili¹). In particolare, il modello ha stimato sia le biomasse (legno cippato) derivate da residui delle attività selvicolturali, sia gli assortimenti tradizionali (legna da ardere, paleria, ecc.), stante l'ipotesi che questi ultimi hanno un proprio mercato assestato, con prezzi tali da garantire ancora buona redditività e non rendere conveniente la loro utilizzazione per la sola produzione di cippato di legno.

Sono stati quindi ipotizzati diversi scenari produttivi in funzione delle attuali tipologie di organizzazione dei cantieri forestali e delle possibilità di sviluppo degli stessi in termini di ottimizzazione delle caratteristiche logistiche e del grado di meccanizzazione.

È stata così possibile stimare le curve di offerta degli assortimenti legnosi attualmente utilizzati a fini energetici, ovvero: la legna da ardere ed il cippato.

Lo studio ha quindi determinato la capacità produttiva della regione entro ben definiti limiti di sostenibilità ambientale, senza quindi trascurare la necessità di preservare risorse preziose quali la fertilità dei suoli, l'acqua, la biodiversità e il paesaggio.

Allo scopo di stimare la quantità di biomasse potenzialmente ritraibili dai soprassuoli forestali, il modello GEM ha implementato al suo interno delle valutazioni di carattere ecologico, tecnico ed economico che, in relazione alle caratteristiche locali, fossero in grado di definire la quantità di assortimenti tradizionali e di residui, producibili dalle diverse tipologie forestali (comprensivi della quota derivante dalle utilizzazioni finali e dai tagli intercalari). Particolare enfasi è stata data alla quantificazione delle potenzialità produttive di assortimenti legnosi ad uso energetico quali la legna da ardere ed il cippato, in relazione ai prezzi di vendita attualmente praticati sul mercato locale, ed alle variabili tecnico-economiche ed organizzazione dei cantieri produttivi.

Per procedere con l'analisi territoriale è stato necessario strutturare un Sistema Informativo Territoriale (SIT) funzionale alle elaborazioni che il GEM dovrà sviluppare per la stima delle risorse disponibili. Elementi salienti del SIT sono rappresentati da: copertura Corine Land Cover (CLC) 2000 della Toscana al IV° livello aggiornato, per le aree boscate, al 2004; Inventario Forestale della regione Toscana (IFT), implementato con gli strati informativi relativi alla classificazione in tipologie forestali; Cartografia Tecnica Regionale (CTR) in scala 1:10.000.

1.1.1. Stima delle superfici boscate

Il modello GEM specificatamente strutturato per definire la produttività ecologica ed economica delle superfici forestali della regione Toscana, richiede la preliminare stima di alcuni parametri utili alla definizione della produttività specifica di ciascuna tipologia forestale. In relazione alle diverse tipologie di soprassuolo presenti, sarà infatti possibile definire le produttività medie annue per ettaro di residui forestali.

Dall'esame del CLC, è emersa una distribuzione delle superfici forestali secondo quanto illustrato in Tabella 1.1.

¹ Si tratta delle diverse tipologie di prodotti legnosi realizzabili a seguito del processo produttivo forestale, ovvero: paleria, travi, segati, legna da ardere, ecc.

Provincia	Superficie totale (ha)	Superficie boscata (ha)	Indice di boscosità-IS
Arezzo	323.420	167.276	52%
Firenze	351.337	168.021	48%
Grosseto	450.503	160.075	36%
Livorno	121.418	41.203	34%
Lucca	177.373	111.150	63%
Massa Carrara	115.512	77.871	67%
Pisa	244.470	79.989	33%
Pistoia	96.439	56.872	59%
Prato	36.586	20.675	57%
Siena	381.983	149.489	39%
Totale	2.299.040	1.032.619	45%

Tabella 1.1. Superficie forestale totale ed indice di boscosità provinciale e regionale.

1.1.2. La produttività per unità di superficie di risorse forestali

Un bosco, così come qualsiasi altra risorsa rinnovabile, presenta la peculiare caratteristica di non avere una quantità (biomassa) fissa nel tempo, ma variabile in relazione alla capacità di rigenerarsi delle popolazioni arboree che lo compongono.

In particolare, le specie arboree danno origine a delle *cenosi forestali*² che presentano un diverso tasso di accrescimento in relazione alle specie, alla forma di governo ed all'età delle stesse nonché alle condizioni ecologiche dell'area su cui giacciono.

Per ciascuna popolazione che costituisce queste *cenosi*, le variazioni del tasso di accrescimento nel tempo sono rappresentate da un modello di crescita caratteristico di popolazioni situate in *biotopi*³ che presentano caratteri costanti per lunghi periodi di tempo.

Le curve di crescita di queste popolazioni sono quindi contraddistinte da modelli di accrescimento, di tipo *sigmoide* o *logistico*, rappresentativi dei fenomeni di crescita esponenziali che si verificano nella prima fase di vita dei popolamenti arborei e della successiva riduzione dei tassi di crescita conseguenti alla limitata disponibilità di risorse (nutrienti, luce, ecc.) ed all'incremento di concorrenza *intra* ed *inter-specifica* causato dall'aumento di densità degli individui (*cfr.* Fig. 1.1).

² Sinonimo di *comunità*, cioè insieme delle popolazioni animali, e vegetali che vivono in un determinato ambiente in un certo momento.

³ Sinonimo del concetto di *habitat* che rappresenta la più piccola parte di un territorio in cui un organismo trova condizioni climatiche edafiche e biotiche favorevoli e può nutrirsi, rifornirsi d'acqua e riprodursi, ossia avere un bilancio positivo tra natalità e mortalità tale da mantenere la popolazione (Piussi, 1994).

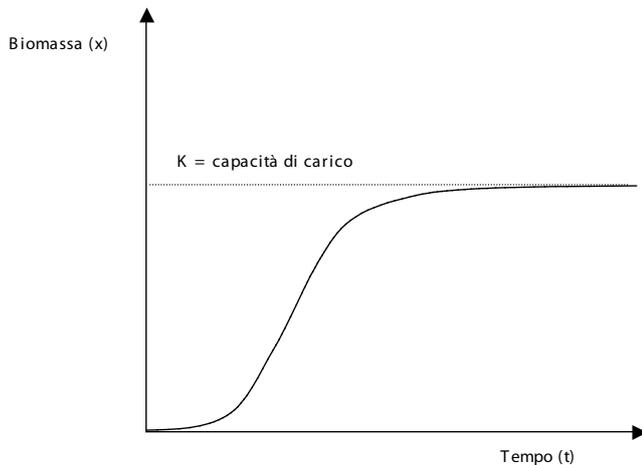


Figura 1.1. Curva logistica di accrescimento delle formazioni forestali.

La formalizzazione della funzione di accrescimento delle biomasse forestali, può quindi essere costruita sulla base di un modello di dinamica della popolazione esposto per la prima volta da Schaefer (1954). Questa curva, detta appunto di Shafer, è inoltre rappresentativa del cosiddetto *trade off* tra economia ed ambiente, che considera sia la produttività media annua dei popolamenti forestali che il valore ambientale intrinseco delle aree forestali (aumento o diminuzione della quantità di biomassa con relativa variazione di biodiversità specifica e strutturale, protezione idrogeologica, stoccaggio di carbonio, ecc.) (Fagarazzi, 1999).

Le condizioni di equilibrio implicite nel modello, sono riconducibili a boschi assestati, cioè capaci di fornire un prodotto legnoso annuo e costante. In particolare, l'algoritmo impiegato nel modello GEM per valutare l'offerta ottimale di prodotto legnoso per unità di superficie, fa riferimento a boschi coetanei nei quali la produzione viene stimata considerando il turno consuetudinario praticato per le diverse specie forestali e per le diverse tipologie di governo del bosco⁴. Benché i modelli tradizionalmente impiegati per la definizione dell'offerta unitaria facciano riferimento a modelli di ottimizzazione del turno (Bernetti, 1999) si è preferito considerare i turni consuetudinari in quanto maggiormente rappresentativi delle realtà socio-economiche locali e delle relative capacità produttive delle superfici forestali. La definizione del turno e del corrispondente *stock* di risorsa (provvigione⁵), ha quindi permesso la stima, per ogni tipologia di bosco, dell'offerta media annua per unità di superficie.

Una condizione del genere è ad esempio raggiungibile nel caso dei boschi particellari coetanei, attraverso l'applicazione di metodi di assestamento di tipo planimetrico spartitivo. L'applicazione di tale metodo, consiste nella suddivisione della superficie boschiva S , in T aree di ampiezza pari a S/T , dove T rappresenta il turno della specie arborea che costituisce il bacino di utilizzazione. Ciò significa che se il complesso forestale sarà strutturato in modo da avere un numero di particelle della medesima superficie ed età progressivamente crescente fino all'età massima T , esse saranno in grado di fornire un

⁴ Per governo del bosco, si intende la modalità di gestione del bosco. In selvicoltura vengono distinti governo a ceduo, governo ad alto fusto e governo misto. Per bosco ceduo si intende un bosco di latifoglie costituito da piante derivate da rinnovazione agamica (i fusti che si originano dalle ceppaie dopo il taglio), Per bosco d'alto fusto si intende un bosco costituito da piante di origine gamica (nate da seme). Si tratta di un tipo di bosco che caratterizza le conifere mentre nel caso delle latifoglie è abbastanza raro in quanto meglio adatte al bosco ceduo.

⁵ Massa legnosa di un bosco

prodotto annuo per ettaro, dato dal rapporto fra la provvigione della T_q -esima particella che annualmente cade al taglio ed il turno T_q di ciascuna tipologia di bosco q . Avremo inoltre uno *stock* di risorse per ettaro dato dalla sommatoria degli incrementi medi delle (T_q-1) -esime particelle (Fagarazzi, 2008). Formalmente:

$$x_q(t) = \sum_{i=1}^{T_q-1} x_{i,q} \quad \text{con } t = T_q - 1 \quad (1.1)$$

dove:

$x_{i,q}$ = incremento medio annuo per ettaro della particella di bosco di tipo q all'età i -esima

$x_q(t)$ = *stock* di biomassa per ettaro di soprassuolo di tipo q al momento t ;

T_q = turno consuetudinario del soprassuolo di tipo q .

Essendo lo *stock* di risorse $x_q(t)$ funzione del turno applicato a ciascuna tipologia di soprassuolo T_q ed essendo la ripresa annua per ettaro x_q^* funzione dello *stock*, ne consegue che x_q^* sarà a sua volta funzione del turno T_q :

$$x_q^* = \frac{x_q(t)}{t} \quad \text{con } t = T_q \quad (1.2)$$

x_q^* = ripresa media annua per ettaro di superficie di bosco di tipo q

In prima istanza risulta pertanto necessario definire la quantità massima di materiale legnoso che è possibile prelevare da ciascuna tipologia forestale in funzione delle condizioni stagionali in cui ricade e delle forme di gestione alle quali è sottoposta.

Definito il tasso di accrescimento della risorsa, in relazione al proprio turno, possiamo adesso individuare il “prelievo sostenibile” per ciascuna tipologia forestale. Basandoci su principi di sostenibilità ormai universalmente riconosciuti dalla comunità scientifica (Pearce e Turner, 1989), affinché un sistema economico possa definirsi sostenibile è necessario che il tasso di prelievo di risorse naturali rinnovabili (t) sia inferiore, o al massimo uguale, al tasso di accrescimento della risorsa (r), ovvero $t \leq r$. Ne consegue che la produttività massima sostenibile di un soprassuolo forestale durante il suo ciclo di vita coincide con il suo tasso di accrescimento.

Il modello GEM, per stimare la quantità di assortimenti ritraibili da ciascuna tipologia forestale, ha quindi dovuto individuare:

- la produttività media annua, ovvero, l'incremento medio annuo, di ciascuna tipologia di bosco relativamente ai turni consuetudinari praticati nel contesto esaminato (Bernetti, Fagarazzi, 2003);
- la ripartizione percentuale degli assortimenti ritraibili (Bernetti, Fagarazzi, 2003), (vedi tabella 2);
- il prezzo indicativo per ciascun assortimento ritraibile (Regione Toscana et al., 2010).

1.1.3. Stima della produttività specifica di ciascuna tipologia forestale

Per valutare le produttività di ciascuna tipologia di bosco, è stato fatto riferimento all'Inventario Forestale Toscano, che contiene informazioni anche di carattere dendrometrico per ciascuna delle 88 tipologie di bosco individuate.

Poiché si tratta di un archivio ormai datato, si è quindi proceduto ad una implementazione della carta dell'uso del suolo attraverso la cartografia Corine Land Cover (CLC).

Gli strati informativi di questo database pur rappresentando una cartografia aggiornata

rispetto all'Inventario Forestale della Toscana (IFT), risalente al 1998, non hanno informazioni relative alla produttività di ciascuna classe; per questo motivo, si è proceduto ad un'implementazione dei valori alfanumerici del *layer* CLC, attraverso una rielaborazione dei dati dendrometrici dell'IFT (Bernetti, Fagarazzi, 2003).

Il *Green Energy Model*, attraverso la definizione di regole e di uno specifico algoritmo, ha quindi combinato i seguenti strati informativi:

- Inventario Forestale Toscano (specie legnosa principale, specie accessorie, tipo di governo e trattamento, grado di copertura, ecc.);
- carta altimetrica, carta delle pendenze e carta delle esposizioni (derivanti da DTM);
- carta geologica;
- carta dei tipi climatici;
- carta dei sistemi di paesaggio in unità di Sestini.
- Carta Corine Land Cover IV° livello aggiornata al 2004

In tal modo è stato possibile ottenere un aggiornamento rappresentativo dell'IFT, con dettaglio pari a 0,5625 ettari, a fronte dei 16 ettari originari dell'IFT.

In questo caso, ogni tipologia forestale presenta una propria caratteristica produttività, in base alle esigenze ecologiche della specie e dei fattori stagionali dell'area in cui ricade. Tale produttività è espressa dalla curva di accrescimento e, attraverso di essa, e la curva di Shafer, è stato dunque possibile definire la produzione massima annua di biomassa prelevabile da un particolare popolamento forestale in modo sostenibile. La formalizzazione della funzione di accrescimento delle biomasse forestali, può quindi essere costruita sulla base di un modello di dinamica della popolazione rappresentabile attraverso una funzione logistica (Schaefer, 1954) del tipo:

$$F(x) = \alpha + 1 / (\beta + e^{-\gamma(x-\delta)}) \quad (1.3)$$

dove: α , β , γ , δ sono parametri costanti specifici per ciascuna risorsa e per ciascun ambiente riscontrabile in ogni area, che nel caso delle risorse forestali assumono il seguente significato: $\alpha = f(\mathbf{v}, \mathbf{u})$, $\beta = f(\mathbf{v})$, $\gamma = f(\mathbf{u})$, $\delta = f(\mathbf{u})$

con: \mathbf{v} = vettore caratteri ambientali;

\mathbf{u} = vettore caratteristiche biologiche della risorsa⁶.

Sulla base dei dati dendrometrici dell'IFT è stato quindi possibile ricostruire le funzioni di accrescimento attraverso tecnica multiregressiva diretta a definire i parametri caratterizzanti. Per quanto riguarda la ripartizione assortimentale, essa è stata invece determinata in base alle osservazioni effettuate direttamente sui cantieri di utilizzazione; è stato pertanto possibile definire le tipologie di prodotti maggiormente diffuse sul territorio regionale (legname da opera, paleria, legna da ardere, residui, ecc.) in funzione della tipologia boscata esaminata.

La successiva attribuzione degli incrementi e delle ripartizioni assortimentali, ai layer cartografici del Corine Land Cover di IV° livello è stata effettuata considerando, a livello comunale, i valori medi, per le due variabili suddette, quindi definendo la media ponderata dei punti inventariali IFT ricadenti all'interno dei confini amministrativi ed appartenenti ad una medesima "*specie prevalente*" (da codice IFT); sono seguite una serie di operazioni di "*downscaling* territoriale", che hanno permesso di calcolare i valori di produttività media annua e la corrispondente ripartizione assortimentale, di ciascuna categoria di uso del suolo forestale (CLC), in relazione al comune di appartenenza, ed ai parametri

⁶ Questo vettore tiene conto della differenza fra specie, dei diversi tassi di accrescimento, delle diverse esigenze trofiche.

di accrescimento che è stato possibile correlare tra le classi di specie prevalente del CLC e le tipologie dell'IFT.

Nell'ambito del modello GEM, l'algoritmo impiegato per attribuire la produttività e le ripartizioni assortimentali alle diverse classi di uso del suolo Corine Land Cover sono formalizzate nelle equazioni 1.4 e 1.5 (Bernetti et al. 2009):

$$x_{CLC(i,c,m)}^* = \frac{\sum_{k=1}^{n_{(s,m)}} x_{IFT(s,q)}^*}{n_{(s,m)}} \Leftrightarrow \exists n_{(s)} \subset m \wedge \forall s \cong c \quad (1.4)$$

con

$x_{CLC(i,c,m)}^*$ = produttività media annua del poligono Corine Land Cover *i*-esimo appartenente alla classe di uso del suolo Corine Land Cover *c*-esima all'interno del comune *m*-esimo;

$x_{IFT(s,q)}^*$ = produttività media annua per il punto inventariale IFT attribuibile alla tipologia forestale *q*-esima;

$n_{(s,m)}$ = punti inventariali IFT appartenenti alla specie *s*-esima nel comune *m*-esimo.

$$P_{aCLC(i,c,m)} = \frac{\sum_{k=1}^{n_{(s,m)}} P_{aIFT(s,q)}}{n_{(s,m)}} \Leftrightarrow \exists n_{(s)} \subset m \wedge \forall s \cong c \quad (1.5)$$

con:

$P_{aCLC(i,c,m)}$ = percentuale dell'assortimento *a*-esimo per il poligono Corine Land Cover *i*-esimo appartenente alla classe di uso del suolo Corine Land Cover *c*-esima, nel comune *m*-esimo;

$P_{aIFT(s,q)}$ = percentuale dell'assortimento *a*-esimo per il punto inventariale IFT attribuibile alla specie *s*-esima appartenente alla tipologia forestale *q*-esima;

La schematizzazione delle relazioni tra il codice CLC e le tipologie IFT con i relativi valori di incremento e ripartizione assortimentale, sono riportate in tabella 1.2 (per la denominazione di ogni singola classe CLC confrontare tabella 3). Ovviamente si tratta di dati medi che non risentono della diversa collocazione topografica della risorsa (che invece è stata considerata attraverso il modello GEM).

Codice CLC	Tipologia forestale IFT	Forma di governo o specie prevalente	Produttività media annua (mc/ha*anno)	Assortimenti ritraibili (%)					
				Tondame da sega	Palone	Imballaggio	Paleria	Legna da ardere	Residui
3111	Leccio macchia	-	1,5	0	0	0	0	77	23
	Orno-lecceta	-	2						
	Lecceta rupicola relitta	-	0						
	Lecceta a viburno	-	4,8						
	Lecceta di transizione	-	1,7						
3112	Mesotermofila (roverella)	-	3,5	0	0	0	0	77	23
	Mesofila (roverella)		4,6						
	Mesoxerofila (roverella)		4,6						
	Acidofila (roverella)		4,6						
	Termofila (roverella)		4,6						
	Eutrofica (cerro)		6,6						
	Mesofila collinare (cerro)		4,6						
	Mesoxerofila (cerro)		2,3						
	Acidofila montana (cerro)		2,3						
	Acidofila su terrazzi (cerro)		4,6						
	Acidofila submediterranea (cerro)		4,6						
3113	-	-	2,5	0	0	0	0	80	20
	Mesofilo (castagno)	-	7,6	32	38	0	10	0	20
	Vulcanofilo (castagno)	-	9,5	40	30	0	10	0	20
3114	Acidofilo (castagno)	-	5,7	0	0	0	80	0	20
	Neutrofilo (castagno)	-	4	0	0	0	80	0	20
	Termoigrofila (cerro)	-	6,6						

Codice CLC	Tipologia forestale IFT	Forma di governo o specie prevalente	Produttività media annua (mc/ha*anno)	Assortimenti ritraibili (%)					
				Tondame da sega	Palone	Imballaggio	Paleria	Legna da ardere	Residui
3115	Eutrofico (faggio)	Ceduo	4,2	0	0	0	0	72	28
		Fustaia	1,44	0	0	0	0	92	8
	Mesofilo (faggio)	Ceduo	5,2	0	0	0	0	72	28
		Fustaia	1,8	0	0	0	0	92	8
	Oligotrofico (faggio)	-	0	0	0	0	0	0	0
	Oligotrofica a cerro (faggio)	-	0	0	0	0	0	0	0
	Amiatina superiore (faggio)	Ceduo	2,2	0	0	0	0	72	28
		Fustaia	0,72	0	0	0	0	92	8
	Amiatina inferiore (faggio)	Ceduo	5,2	0	0	0	0	72	28
		Fustaia	1,8	0	0	0	0	92	8
	Apuana EO (faggio)	-	0	0	0	0	0	0	0
Apuana N (faggio)	Ceduo	3,6	0	0	0	0	72	28	
	Fustaia	1,08	0	0	0	0	92	8	
3117	-	-	6	0	0	0	0	74	26
3121	-	Pino d'Aleppo	4	50	0	27	0	0	23
	-	Cipresso	14						
	-	Altri pini mediterranei	6						

3122	Eutrofici (pini montani)	-	12	39	0	45	0	0	16
	Neutro acidolini (pini montani)	-	9,5	24	0	50	0	0	26
	Neutro basifili (pini montani)	-	7,3	23	0	50	0	0	27
3123	Abetina altimontana (abete bianco)	-	9,18	53	0	33	0	0	14
	Abetina montana (abete bianco)	-	13						
	Sottoquota & "dell'Amiata" (abete bianco)	-	9						
	-	Abete rosso	11						
3125	-	-	11	30	0	30	0	0	40
3231	-	-	1,5	0	0	0	0	77	23

Tabella 1.2. Valori medi delle "produttività medie annue" e ripartizione assortimentale per classe di uso del suolo forestale (da Bernetti et al. 2009).

È opportuno sottolineare che per definire l'effettiva produttività di ogni area boscata è stata considerata anche la densità di ciascun soprassuolo. Tale parametro è stato considerato attraverso un'operazione di *spatial analysis*, che ha preso in considerazione la variabile "Grado di Copertura" presente sull'Inventario Forestale Toscano.

1.1.4. Stima dell'offerta complessiva di assortimenti legnosi ad uso energetico sotto il vincolo di sostenibilità economica

Il modello GEM, attraverso la preliminare integrazione di modelli di accrescimento, ha quindi permesso una stima delle produttività annue specifiche di ciascuna formazione forestale sotto il vincolo di sostenibilità ecologica delle stesse. Questo tipo di valutazione prescinde però dalla reale opportunità di utilizzazione delle superfici in quanto non valuta la sostenibilità economica degli interventi selvicolturali necessari per produrre tali biomasse. In altre parole, non tutte le superfici forestali sono in produzione, per cui si rende necessario strutturare uno strumento in grado di distinguere le aree che lo sono, da quelle che invece non è possibile gestire a causa degli elevati costi selvicolturali.

Per tale ragione è stato quindi necessario integrare nel GEM "forestale", un modello di offerta aggregata in grado di definire, in relazione a parametri economici (prezzi, costi di produzione, ecc.) quali sono le superfici realmente in produzione. L'algoritmo applicato nel presente studio, è rappresentato da un modello di lungo periodo in cui viene fatto riferimento allo *stock* di capitale naturale desiderato ed al tasso di prelievo sostenibile (Bernetti, 1999). Il modello, nel caso specifico, si presta quale strumento di pianificazione di lungo periodo che risponde a problematiche quali la capacità di supportare determinati costi di produzione, sia marginali che medi, nonché la ricerca dell'estensione ottimale dei soprassuoli capaci di rispondere efficacemente ad un determinato livello di domanda di prodotti legnosi.

La struttura del *Green Energy Model* - GEM, ha quindi previsto, in questo caso, lo sviluppo di un modello di offerta capace di quantificare, a livello locale, i diversi assortimenti prodotti dalle aree forestali. In tal modo è stato possibile verificare le potenzialità di sviluppo di filiere agroenergetiche, sia in termini di dimensioni, che di localizzazione. Inoltre, è stato possibile anche verificare l'influenza che lo sviluppo di linee produttive nuove, legate alla produzione di cippato di legno, possono avere nei confronti dell'attuale organizzazione produttiva, soprattutto per quanto riguarda l'organizzazione dei cantieri forestali e le potenzialità, in termini di sfruttamento di nuove aree boscate attualmente inutilizzate.

A tal fine sono stati ipotizzati tre scenari produttivi (S_1, S_2, S_3), per i quali, attraverso l'analisi del valore di macchiatico⁷ delle singole unità territoriali⁸, è stato possibile verificare l'entità delle superfici a macchiatico positivo (redditizie) e quantificare la corrispondente entità di biomassa utilizzabile (l'entità delle biomasse è quantificata in t s.f. – tonnellate di Sostanza Fresca – facendo riferimento ad un Contenuto Idrico del 30%).

Gli scenari analizzati sono i seguenti:

- S1) produzione di assortimenti tradizionali in base alle tecniche colturali e di utilizzazione forestale attualmente praticate;
- S2) produzione di assortimenti tradizionali e cippato di legno derivante dagli scarti delle utilizzazioni forestali e dai tagli intercalari;
- S3) cippatura totale dei cedui destinati alla produzione di legna da ardere e vendita del cippato.

Lo scenario 1 fa riferimento alla situazione attuale, ovvero alla sola produzione di assortimenti tradizionali, quindi: legna da ardere, paleria, segati, ecc. Non viene esaminata la possibilità di recuperare residui forestali.

Lo scenario 2, invece, considera la produzione congiunta di assortimenti tradizionali e di residui forestali, cioè ramaglia e legname di piccole dimensioni derivati da tagli boschivi e da diradamenti dei boschi.

Lo scenario 3, infine, fa riferimento alle produzioni realizzabili con la cippatura del legname prodotto a seguito dei tagli in boschi cedui che attualmente producono legna da ardere. In questo caso si ipotizza che non venga più realizzata legna da ardere, ma solo cippato di legno.

Mentre il secondo scenario descrive una realtà già in parte avviata in Toscana⁹, il terzo, più teorico, si basa sulla nascita di società che non solo riforniscano gli impianti a biomassa di *chips*, ma verosimilmente si occupino direttamente della vendita di energia (Cesano e Guidi, 2006); in questo lavoro l'ipotesi S3 considera esclusivamente la vendita di cippato di legno derivante da boschi cedui attualmente destinati alla produzione di legna da ardere.

La struttura del GEM “forestale” può essere sintetizzata attraverso il seguente algoritmo:

1. La superficie forestale è rappresentata attraverso una base dati geografica di tipo raster. Ad ogni pixel sono associate le variabili ecologiche (specie, fertilità trattamento selvicolturale sostenibile, ecc.), geografiche (pendenza, presenza e densità della viabilità¹⁰, distanza dal mercato, accessibilità, ostacoli, ecc.¹¹) e produttive (prelievo sostenibile, ripartizione assortimentale, ecc.) definite attraverso i modelli di accrescimento;
2. Assumendo che la distribuzione dell'età dei soprassuoli della q -esima tipologia di bosco sia approssimativamente uniforme tra 0 e T_q , possiamo definire la quantità totale di prodotto teoricamente utilizzabile ogni anno in corrispondenza del turno

⁷ Ricordiamo che il valore di macchiatico rappresenta in termini finanziari, la differenza tra i ricavi ottenibili dalla vendita degli assortimenti legnosi di un particolare soprassuolo ed i costi totali di produzione degli stessi.

⁸ Per unità territoriale, si intende l'unità minima di analisi utilizzata nei modelli raster geografici, ovvero, l'unità di superficie costituita da pixel quadrati con lato di 75 m.

⁹ Si vedano a tal riguardo alcuni esempi di filiera legno – energia sviluppati all'interno del progetto “Woodland energy. La filiera legno – energia come strumento di valorizzazione delle biomasse legnose agro-forestali” ARSIA (2005-2008).

¹⁰ Il grafo della viabilità deriva dalla CTR della Toscana 1:10.000.

¹¹ Ostacoli naturali, o barriere, sono rappresentati da crinali ed impluvi e derivano da un'analisi di *Topographic Position Index* (TPI) effettuata sul DTM.

consuetudinario T_q , come la produttività $x_{CLCj(i,c,m)}^*$ definita per ciascun pixel attraverso il modello di offerta per unità di superficie (eq. 4);

3. Se i costi totali di produzione $ctu_j(q)$, calcolati per ciascun pixel (j), risultano minori o uguali del prezzo della biomassa ($ctu_j(q) \leq p$), significa che quel pixel è utilizzabile con profitto;
4. L'offerta complessiva dell'assortimento (a) che si ha in corrispondenza di uno specifico prezzo è quindi definita come la somma delle produzioni medie annue ottimali dell'assortimento a derivate dalle q tipologie di bosco, situate nei J pixel:

$$S_a^{s*}(p) = \sum_{j \in J(p)} x_{CLCj(i,c,m)}^* \cdot P_{aCLCj(i,c,m)} \quad (1.6)$$

s.a.

$$J(p) \mid ctu_j^s(q) \leq p$$

dove:

$S_{a(p)}^s$ = offerta sostenibile complessiva dell'assortimento a -esimo per lo scenario s -esimo al prezzo p ;

$x_{CLCj(i,c,m)}^*$ = incremento medio annuo del pixel j -esimo appartenente al poligono Corine Land Cover i -esimo di classe di uso del suolo Corine Land Cover c -esima all'interno del comune m -esimo;

$P_{aCLCj(i,c,m)}$ = percentuale dell'assortimento a -esimo del pixel j -esimo appartenente al poligono Corine Land Cover i -esimo di classe di uso del suolo Corine Land Cover c -esima, nel comune m -esimo;

$J(p)$ = totale dei pixel in produzione al prezzo p ;

$ctu_j^s(q)^{12}$ = costi totali di produzione (€/t) di biomassa estratta dai soprassuoli di tipo q situati nel pixel j per lo scenario s -esimo.

p = prezzo dell'assortimento a -esimo.

Maggiori saranno i prezzi e/o minori i costi di produzione e maggiori saranno le superfici dei diversi tipi di soprassuoli che risulteranno utilizzabili con profitto e che quindi andranno a sommarsi alla quantità complessiva offerta.

1.1.5. Analisi dei costi di produzione della biomassa

Il costo di produzione unitario $ctu_j^s(q)$ rappresenta il parametro del modello GEM maggiormente dipendente dalle caratteristiche di tipo geografico.

Nel settore forestale i costi di produzione dipendono infatti dai seguenti fattori (Bernetti e Fagarazzi, 2003):

- caratteristiche *in situ* del suolo e del soprassuolo;
- localizzazione del bosco rispetto al mercato;
- costo dei fattori di produzione.

¹² Il costo totale di produzione è dato da: $ctu_j^s(q) = cu_{Aj}^s(q) + cu_{Bj}^s(q) + c_{Tj}$ con $cu_{Aj}^s(q)$ costi di abbattimento e allestimento di biomassa estratta dai soprassuoli di tipo q situati nel pixel j per lo scenario s -esimo; $cu_{Bj}^s(q)$ costi di esbosco di biomassa estratta dai soprassuoli di tipo q situati nel pixel j per lo scenario s -esimo e c_{Tj} costi di trasporto della biomassa estratta dai soprassuoli situati nel pixel j .

Nel caso in esame, i costi di produzione relativi a ciascun pixel del territorio esaminato, sono stati calcolati attraverso un modello di costo di tipo geografico che ha portato alla realizzazione di “mappe di costo” rappresentative dei *costi in situ* (abbattimento e allestimento) e dei *costi di localizzazione* (esbosco e trasporto fino ai centri di vendita del materiale, in prima analisi individuati nei centroidi dei capoluoghi comunali), nonché della eventuale cippatura all'imposto¹³. Il modello, relativamente all'esbosco, ha inoltre considerato la presenza di ostacoli naturali, come impluvi o crinali. L'esbosco è stato ipotizzato con trattori, *skidder* o con teleferica (in funzione della pendenza, della distanza dalla viabilità principale, della densità di strade e dello scenario produttivo). In particolare, per tutti e tre gli scenari esaminati, il modello geografico ha considerato alcune ipotesi (Bernetti et al. 2009), che formalmente sono riassumibili nell'equazione 1.7 (Bernetti et al. 2009).

$$cu_{Ej}^s(q) = \begin{cases} cu_{Ej,skid}^s(q) & \left\{ \begin{array}{l} \text{se densità viabilità forestale} \geq 20 \text{ m/ha} \\ \text{and} \\ \text{se pendenza} \leq 30\% \end{array} \right. \\ cu_{Ej,tei}^s(q) & \left\{ \begin{array}{l} \text{se distanza viabilità} \leq 600 \text{ m} \\ \text{and} \\ \text{se } 30\% < \text{pendenza} \leq 70\% \end{array} \right. \end{cases} \quad (1.7)$$

dove:

$cu_{Ej}^s(q)$ = costi di esbosco per unità di misura (€/m³ e/o €/t) di biomassa estratta dai soprassuoli di tipo q situati nel pixel j per lo scenario s -esimo.

$cu_{Ej,skid}^s(q)$ = costi di esbosco per unità di misura (€/m³ e/o €/t) di biomassa estratta dai soprassuoli di tipo q situati nel pixel j per lo scenario s -esimo con *skidder* o trattore con verricello;

$cu_{Ej,tei}^s(q)$ = costi di esbosco per unità di misura (€/m³ e/o €/t) di biomassa estratta dai soprassuoli di tipo q situati nel pixel j per lo scenario s -esimo con teleferica;

1.1.6. Analisi dei ricavi

Il modello considerato fa riferimento, per alcuni scenari, ad una impresa multiprodotto, ovvero che produce più di un assortimento legnoso; è stato quindi necessario stimare i ricavi ottenibili dalla vendita dei diversi assortimenti per giungere alla identificazione delle superfici a macchiatico positivo. I prezzi di vendita del materiale legnoso sono stati verificati su riviste specializzate e comparate con le indicazioni fornite da imprenditori forestali e tecnici di Comunità Montane dell'area regionale.

Formalmente, il ricavo (R_j) ottenuto dal pixel j -esimo è dunque dato da:

$$R_j = \sum_{a=1}^u (x_{CLC(i,c,m)j}^* \cdot T_q \cdot 0,56 \cdot w_a \cdot p_a) \quad (1.8)^{14}$$

¹³ Rappresenta il luogo dove è possibile effettuare il carico del legname su camion. Di solito è rappresentato da spiazzati situati lungo la viabilità principale e forestale.

¹⁴ Il coefficiente 0,56 è necessario per riportare le produzioni stimate per ettaro, a produzioni stimate per pixel, poiché la superficie di un pixel di 75x75 m è pari a circa 5600 m².

$x_{CLC(i,c,m)j}^*$ = incremento medio annuo del poligono Corine Land Cover i -esimo appartenente alla classe di uso del suolo Corine Land Cover c -esima all'interno del comune m -esimo e ricadente nel pixel j -esimo

T_q = turno consuetudinario del soprassuolo di tipo q

w_a = percentuale dell'assortimento a -esimo

p_a = prezzo di mercato dell'assortimento a -esimo

u = numero di assortimenti ritraibili dal soprassuolo di tipo q .

1.1.7. Determinazione delle superfici a macchiatico positivo ed analisi degli scenari

In considerazione della elevata dinamicità del mercato delle biomasse ligneo cellulose, è sembrato utile procedere alla costruzione delle rispettive curve di offerta. Per fare questo, è però necessario procedere ad una parametrizzazione dei prezzi in modo da costruire la relativa curva rappresentata dalla sommatoria delle produttività medie annue dei pixel nei quali la differenza tra ricavi e costi era uguale o superiore a zero. Trattandosi però di una simulazione di azienda multi prodotto, è stato necessario definire delle ipotesi di costanza dei prezzi di alcuni assortimenti, in relazione ai diversi scenari produttivi ipotizzati. In particolare, sono state prese in considerazione le seguenti ipotesi:

- relativamente allo scenario 1 sono state calcolate le curve di offerta della sola legna da ardere in riferimento a prezzi di vendita variabili tra 10 e 280 €/t s.f.;
- relativamente allo scenario 2 è stata valutata l'offerta di biocombustibili solidi (cippato) in base alle seguenti opzioni:
 - per tutte le superfici forestali produttive è stato valutato il quantitativo di cippato derivante dai residui delle utilizzazioni forestali e dai tagli intercalari, in riferimento a prezzi di vendita compresi tra 40 e 250 €/t s.f.; ipotizzando un prezzo costante della legna da ardere pari a 100 €/t;
 - per i soli cedui destinati alla produzione di legna da ardere sono stati valutati sia il quantitativo di cippato derivante dai residui delle utilizzazioni forestali e da tagli intercalari in riferimento a prezzi di vendita compresi tra 40 e 250 €/t s.f.; sia il quantitativo di legna da ardere in riferimento a prezzi di vendita variabili tra 100 e 130 €/t;
- per lo scenario 3 è stata valutata l'offerta di biomassa legnosa totale derivata dai soli boschi cedui in riferimento a prezzi del cippato compresi tra 10 e 280 €/t s.f..

1.2. Il modello per la valutazione della Regione Sardegna

La metodologia sviluppata in Sardegna dal gruppo di ricerca dell'Università di Sassari coordinato dal Prof. Sandro Dettori, trae origine dall'approccio del modello GEM toscano poiché si basa sulla capacità di accrescimento delle risorse e sulla accessibilità delle singole unità di territorio (pixel).

Nel caso specifico non essendo disponibili dati di dettaglio sulla realtà agro-forestale sarda, in merito ai costi di utilizzazione forestale, è stata applicata una metodologia semplificata mutuata dalla metodologia sviluppata in Toscana (Bernetti, Fagarazzi, Sacchelli, Ciampi, 2009).

Nello specifico, per la Sardegna è stata ipotizzata la realizzazione di cantieri forestali simili a quelli attuati in Toscana dalle imprese forestali.

Per questo è stato quindi verificata, nel contesto toscano, l'esistenza di una correlazione tra i valori di macchiatico e l'accessibilità delle singole unità di territorio (pixel del database cartografico).

Nelle figure 1.2, 1.3 e 1.4, riportiamo i risultati dell'analisi di correlazione esistente tra il valore di macchiatico dei singoli pixel boscati (considerando esclusivamente i pixel a macchiatico positivo), e la distanza di essi rispetto ai centri di conferimento. La distribuzione grafica evidenzia una chiara relazione tra la variabile "distanza dai centri di conferimento" ed il valore di macchiatico dei singoli pixel. Nel caso della figura 1.2 il coefficiente r di correlazione di Pearson (-0.34) evidenzia una buona correlazione inversa. Tradotto, possiamo affermare che la sola variabile distanza dai centri di conferimento rappresenta circa il 34% della variabilità totale del fenomeno. Si tratta quindi di una variabile estremamente rappresentativa considerata la molteplicità di aspetti che incidono sui costi di produzione in ambito forestale.

Peraltro, lo stesso coefficiente di determinazione r^2 , pari all'11,27%, appare di rilievo se consideriamo che è riferito alla rappresentatività di una sola variabile rispetto ai risultati di un modello estremamente complesso come quello sviluppato in Toscana. In esso erano infatti implementate variabili come: tipologie forestali, organizzazione dei cantieri, diversi mezzi di esbosco e trasporto, pendenza, presenza di ostacoli, idrografia, ecc..

A titolo esemplificativo, possiamo constatare che sviluppando l'analisi di correlazione rispetto a singole tipologie di uso del suolo forestale (figg. 1.3 e 1.4) la significatività aumenta ($r=0,42$; $r=0,44$).

Sulla base dei modelli di correlazione illustrati nelle figure 1.2, 1.3 e 1.4 è possibile constatare che tutte le aree situate oltre i 5.500 m di distanza dai centri di conferimento, presentano valori di macchiatico negativo.

Di conseguenza, per identificare le aree forestali in produzione nella regione Sardegna, sono state prese in considerazione le sole superfici che si trovano a distanza uguale o inferiore ai 5.500 m dai centri di conferimento. In tal modo sono state escluse le aree che, molto probabilmente, presentano valori di macchiatico negativo.

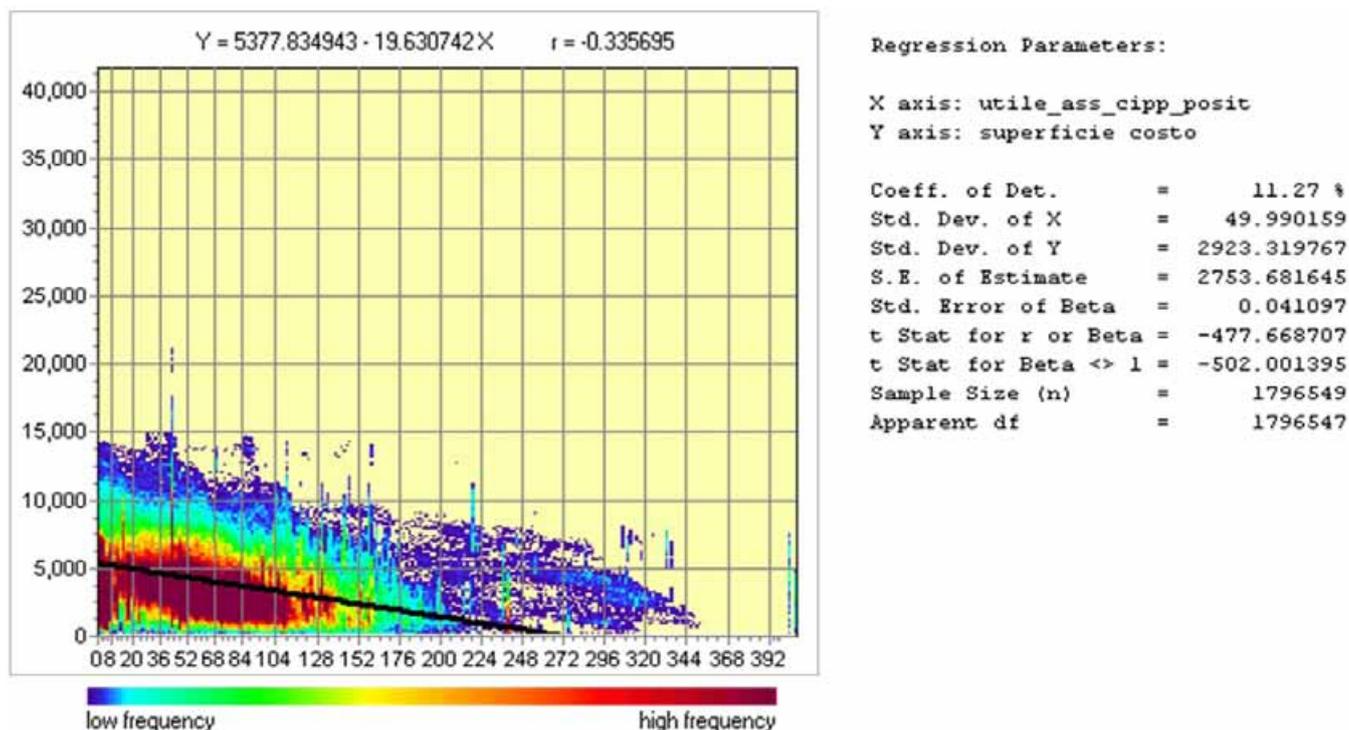


Figura 1.2. Correlazione per l'intera area regionale (risultato emerso prendendo in considerazione la totalità delle superfici boschive toscane).

1.3. Il modello per la valutazione della regione Corsica

La stima della disponibilità di biomassa per la regione Corsica si basa sugli stessi principi delle valutazioni toscana e sarda. Anche in questo caso, tiene conto di parametri come: accessibilità, infrastrutture viarie forestali.

Anche in questo caso è stato fatto riferimento alle capacità di accrescimento delle risorse e quindi alle curve di accrescimento delle diverse tipologie di bosco, ed alla pendenza e distanza dalle strade di accesso.

In particolare sono stati seguiti i seguenti criteri:

Pendenza:	- 0-30%
è stata definita con 3 classi di difficoltà:	- 30-70%
	- > 70%
Distanza da strade di accesso: sono state definite le seguenti classi di accessibilità:	- 0-200 m dalle strade
	- 200-500 m dalle strade
	- oltre 500 m dalle strade

Sulla base di questi due parametri sono state quindi definite delle classi di accessibilità secondo il seguente schema:

		pendenza del terreno (%)		
		0-30	30-70	oltre 70
Distanza da strade (m)	0-200	Facile	facile	media
	200-500	Facile	media	difficile
	oltre 500	Difficile	difficile	difficile

Tabella 1.3. Classi di accessibilità.

Nella figura 1.5, la classificazione del territorio secondo i tre livelli di accessibilità. Le tre classi di accesso ipotizzano diversi livelli di operatività e quindi diverse capacità di prelievo nelle diverse condizioni.

In particolare sono state ipotizzate le seguenti condizioni operative:

classe accessibilità facile:	il prelievo avviene sulla totalità delle biomasse, ovvero dell'incremento medio annuo;
Classe di accessibilità media:	il prelievo è pari al 65% dell'incremento medio annuo
Classe di accessibilità difficile:	il prelievo è pari al 15% dell'incremento medio annuo

Tali valutazioni sono state accompagnate da una valutazione in merito ai costi di produzione sulla base di una indagine diretta presso operatori forestali del settore. È emerso che i prezzi di mercato del cippato al momento attuale non sono correlati ai costi di produzione. In particolare, l'assenza di una reale concorrenza sul territorio spinge gli operatori a non stimare i costi di produzione del prodotto. I costi del modello sono stati quindi definiti sulla base delle dichiarazioni degli operatori e non di ricerche specifiche sui costi di produzione (Grovel, Mermier, Martinez, 2006). I costi sono espressi in euro/m³.

Per calcolare il costo di produzione al m³ sono stati presi in considerazione i seguenti costi:

- Acquisto del legname (o bosco in piedi);
- Utilizzazioni forestali: taglio, abbattimento, allestimento, esbosco;
- Trasporto del legname alla piattaforma per la cippatura;
- Cippatura del legname.

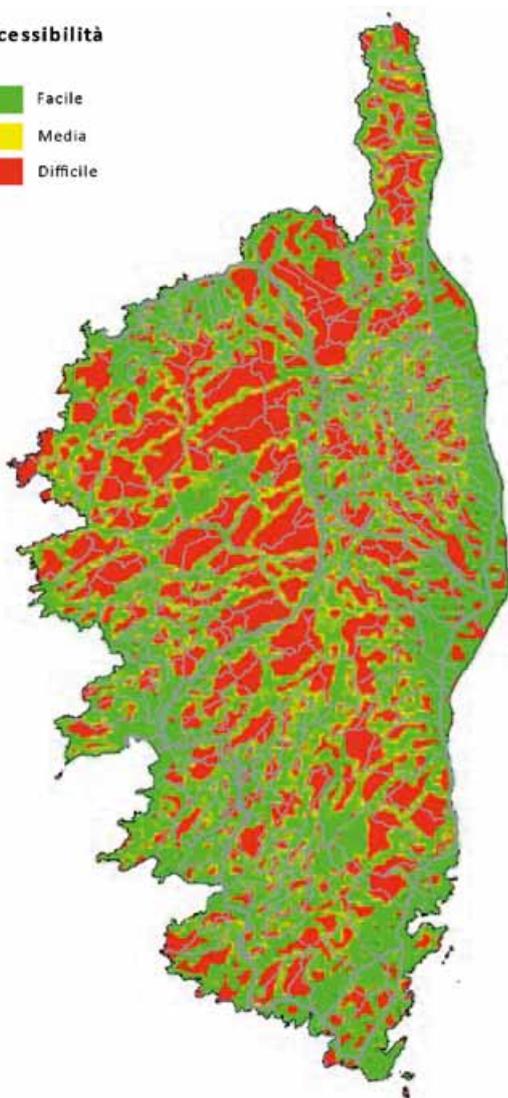
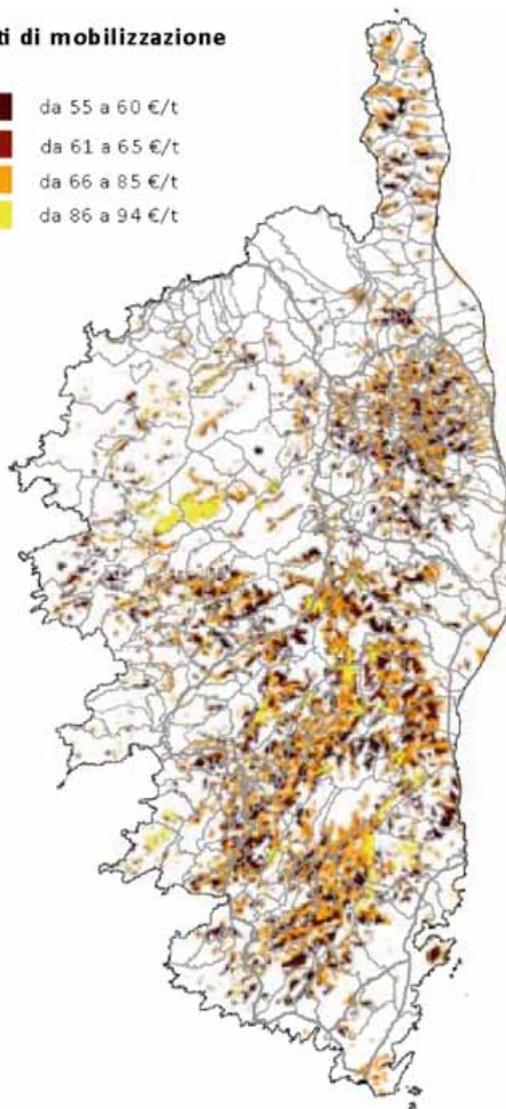
Accessibilità**Costi di mobilitazione**

Figura 1.5. Classi di accessibilità.

Figura 1.6. Costi di produzione.

La somma di tutti questi costi ha portato alla definizione di un range di costi di produzione del prodotto fresco.

Nelle condizioni più favorevoli i costi di produzione sono compresi tra 55 ed i 60 €/ t s.f. mentre nelle condizioni più sfavorevoli il costo varia tra gli 86 ed i 94 €/ t s.f. (Fig. 1.6). Al variare della organizzazione della filiera il costo del cippato forestale può variare molto. Il trasporto incide per il 30-47% del costo totale mentre i costi di taglio, abbattimento, esbosco, ecc., possono incidere per il 33-50% del costo totale. La riorganizzazione della filiera dovrebbe quindi portare ad una ottimizzazione dei costi di trasporto.

1.4. Il modello per la valutazione della regione Liguria

Nel contesto della Liguria è stata utilizzata una metodologia semplificata per stimare la disponibilità potenziale di biomasse forestali. Anche in questo caso, analogamente a quanto sviluppato nelle altre regioni dell'area di cooperazione, sono state stimate le biomasse disponibili in relazione alle tipologie forestali regionali, ovvero, sulla base delle rispettive curve di accrescimento. I dati, definiti sulla base dei recenti studi condotti dall'Istituto per le Piante da Legno e l'Ambiente di Torino (AA.VV, 2008), hanno preso in esame le superfici afferenti alle varie tipologie forestali, le produttività annue e le rese, ovvero, le tavole assortimentali di ciascuna tipologia, allo scopo definire la produttività per ettaro. Infine, considerando le condizioni di giacitura e accessibilità delle superfici, sono state considerate le sole produzioni derivate da aree a macchiatico positivo.

2. Risultati

2.1. L'offerta di biomasse nella regione Toscana

2.1.1. Produzione ecologicamente sostenibile

Sulla base dei modelli di accrescimento delle risorse forestali implementati nel modello GEM, è stato possibile valutare la produzione massima sostenibile annualmente, dal punto di vista ecologico, di biomasse ad uso energetico (Tab. 1.4).

Tale stima prescinde da valutazioni di carattere economico e si basa esclusivamente sulle capacità di accrescimento della risorsa rinnovabile "bosco".

I valori riportati in tabella 1.4 rappresentano quindi le massime produzioni annue che sarebbe possibile ottenere, nei diversi territori provinciali, se tutte le superfici forestali fossero in produzione (fustaie, cedui per paleria, cedui per legna da ardere, ecc.). Le quantità sono espresse in termini di sostanza fresca. Ovviamente sono state considerate le sole produzioni di tipo energetico, per cui la legna da ardere generata da ceduo, al netto di quelli di castagno, ed i residui forestali prodotti da tutte le superfici boschive, incluse fustaie, cedui di castagno, ecc..

Territorio di riferimento	Legna da ardere (t s.f./anno)	Residui da tutte le superf. forestali (t s.f./anno)
Arezzo	359.208	166.878
Firenze	348.328	171.293
Grosseto	358.880	129.594
Livorno	77.207	28.235
Lucca	127.587	111.308
Massa Carrara	107.544	71.316
Pisa	177.215	71.157
Pistoia	69.542	59.959
Prato	25.442	22.869
Siena	338.889	123.903
Regione Toscana	1.989.844	956.512

Tabella 1.4. Produzione massima sostenibile annualmente, dal punto di vista ecologico, di biomasse ad uso energetico stimata con il modello GEM ecologico forestale (t s.f./anno).

Comparando i risultati emersi sulla base delle sole valutazioni ecologiche, rispetto alle utilizzazioni rilevate dalle statistiche ufficiali (ISTAT, 2007) (Tab. 1.5), osserviamo che, a

livello regionale, il tasso di utilizzazione attuale delle risorse forestali è pari al 40% delle capacità di accrescimento annua della risorsa bosco (Tab. 1.6). Tali risultati sono perfettamente in linea con quelli emersi da altri studi, come il progetto Biosouth, secondo cui, in toscana, a fronte di un tasso di accrescimento della risorsa forestale pari al 4%, le utilizzazioni attualmente effettuate in ambito forestale, sono pari a circa il 40% del tasso di accrescimento (AA.VV., 2007).

Anni	Legname da lavoro (mc)	Legna da ardere (mc)	Totale (mc)
2001	180.272	924.334	1.104.606
2002	191.743	1.167.962	1.359.705
2003	254.162	1.093.000	1.347.162
2004	225.113	1.376.027	1.601.140
2005	232.385	1.228.670	1.461.055
2006	167.653	973.179	1.140.832
Media	208.555	1.127.195	1.335.750

Tabella 1.5. Utilizzazioni boschive in Toscana nel periodo 2001-2006 sulla base dei dati ISTAT (2007).

Risultati modello GEM dal punto di vista ecologico		Produzione media ISTAT 1999-2006 (mc/anno)	Tasso di utilizzazione ecologico forestale attuale (%)
Legna da ardere (t s.f./anno)	Legna da ardere (mc/anno)		
1.989.844	2.842.634	1.127.195	40%

Tabella 1.6. Tasso di utilizzazione ecologico forestale dei cedui toscani per la produzione di legna da ardere.

2.1.2. Produzioni ecologicamente sostenibili ed economicamente efficienti

Introducendo parametri di natura economica, ovvero i costi di produzione, osserviamo che a fronte di una grande disponibilità di superficie boschive, quelle realmente in produzione sono molte meno. In particolare, le superfici che possiamo computare ai fini della stima della produttività di biomasse per fini energetici, sono solo quelle che presentano valori di macchiatico positivi. Questo fa sì che vengano escluse le aree molto remote e meno accessibili, così come quelle che presentano condizioni di giacitura estremamente difficili (Fig. 1.7).



Figura 1.7. Esempio di boschi in produzione e non in produzione.

Ovviamente, ciò non significa che non si potranno mai utilizzare, è solo una questione di costo/opportunità. In pratica, la disponibilità delle diverse superfici forestali è legata al prezzo offerto per gli assortimenti ritraibili dalle varie aree.

Se facciamo riferimento agli attuali prezzi di mercato del legname, osserviamo che le superfici in produzione sono solo una certa quantità. Se il prezzo fosse molto superiore, diventerà conveniente utilizzare (tagliare) anche aree situate molto più lontano e conseguentemente la produzione totale annua sarà molto superiore. Una dinamica di questo tipo, oltre ad avere benefici effetti sull'economia rurale locale, ha effetti estremamente importanti anche sugli equilibri ecologici locali. In pratica, il fatto che nuove aree entrino in produzione, significa che sarà possibile gestire e mantenere una maggiore superficie boschiva, con benefici effetti sul dissesto idrogeologico, sulla protezione dagli incendi boschivi e sui danni da patogeni. Il fatto che tali superfici possano produrre legno, non significa che verranno depauperate delle proprie risorse, ma bensì che saranno gestite secondo i criteri di sostenibilità evidenziati nel paragrafo 1.1.2.

Per tali ragioni, le valutazioni qui illustrate per i vari scenari esaminati (S1, S2 e S3), non sono di tipo statico rispetto al mercato, ma di tipo dinamico, ovvero, sono state determinate le produzioni conseguibili rispetto a specifiche variazioni dei prezzi degli assortimenti prodotti. Ciò ha portato alla realizzazione delle curve di offerta delle biomasse forestali. Nel caso del cippato di legno, trovandosi in una situazione dinamica del mercato, con una progressiva crescita della domanda, e quindi anche dei prezzi, l'uso delle curve di offerta permetterà un aggiornamento progressivo delle disponibilità energetiche *ceteris paribus*.

2.1.2.1. Scenario 1: Situazione produttiva attuale considerando l'ottimizzazione dei cantieri forestali

Lo scenario 1 fa riferimento alla situazione attuale, ovvero alla sola produzione di assortimenti tradizionali, che, nel settore energetico sono rappresentati esclusivamente dalla produzione di legna da ardere. In questo caso, l'impiego del modello GEM "economico forestale" ha permesso la definizione della curva di offerta della legna da ardere per la regione Toscana.

La costruzione dello scenario 1, che simula il mercato forestale nelle attuali condizioni di prezzi al consumo della legna da ardere e di costi di produzione, permette una attenta validazione del modello GEM forestale. Comparando i risultati dello scenario S1, rispetto alle statistiche ufficiali relative ai boschi cedui per la produzione di legna da ardere, è possibile verificare i dati empirici del GEM forestale con i dati delle statistiche ufficiali relativi ai tagli boschivi, e verificare l'attendibilità delle valutazioni proposte con gli scenari S2 e S3.

Come si può notare dall'analisi delle figure 1.8 e 1.9, l'offerta regionale toscana è caratterizzata da una elevata elasticità iniziale che mantiene valori superiori a 2 fino a circa 420.000 tonnellate annue di produzione. Essa decresce poi progressivamente fino a divenire rigida per produzioni che eccedono le 720.000 tonnellate annue, allorché le aree in produzione includono boschi cedui con basso grado di fertilità, con condizioni stagionali difficili (elevate pendenze), e molto distanti rispetto al mercato. Per valori superiori a 1.000.000 tonnellate la curva di offerta diviene perfettamente rigida, allorché l'elasticità si approssima a 0 e quindi alle aree più remote e irraggiungibili rispetto al mercato.

Considerando gli attuali prezzi di mercato della legna da ardere, ovvero, 100-130 euro a tonnellata, osserviamo che il modello GEM "economico forestale", stima per il territorio regionale toscano, una *offerta potenziale di legna da ardere, sostenibile sia dal*

punto di vista ecologico che economico, compresa tra 695.999 e le 900.360 tonnellate annue (Fig. 1.)¹⁵.

In grassetto, in tabella 1.7, sono evidenziati i prezzi di riferimento utilizzati per stimare le quantità di legna da ardere potenzialmente disponibili nelle attuali condizioni di mercato.

Provincia	Prezzo legna (€/t s.f.)									
	10	40	70	100	130	160	190	220	250	280
Arezzo	50	5.199	47.603	144.183	180.927	191.037	195.601	198.745	200.730	201.812
Firenze	158	11.685	46.197	135.245	166.187	174.537	178.033	179.729	180.430	180.742
Grosseto	4.145	20.745	41.337	107.211	156.008	177.103	185.761	192.792	197.728	203.118
Livorno	1.978	3.683	7.963	30.750	36.996	39.226	40.706	41.595	41.906	42.049
Lucca	164	4.941	11.936	24.491	29.913	32.596	34.162	34.865	35.350	35.762
Pisa	1.325	6.748	21.316	51.929	65.841	70.785	74.344	77.756	80.734	82.424
Prato	10	1.515	3.900	8.652	10.851	11.384	11.532	11.667	11.700	11.736
Pistoia	30	6.225	12.268	22.766	28.919	31.131	32.225	32.861	33.295	33.487
Massa	18	2.172	11.846	28.946	33.993	36.139	37.237	38.336	39.277	39.481
Siena	123	4.635	43.600	141.827	190.725	202.089	208.253	212.996	215.201	216.118
Regione Toscana	8.001	67.548	247.966	695.999	900.360	966.027	997.856	1.021.342	1.036.352	1.046.729

Tabella 1.7. Offerta di legna da ardere (t s.f.) in funzione del prezzo di vendita (scenario 1). In giallo le produzioni massime sostenibili dal punto di vista economico per prezzi pari a 100 e 130 euro/t s.f.

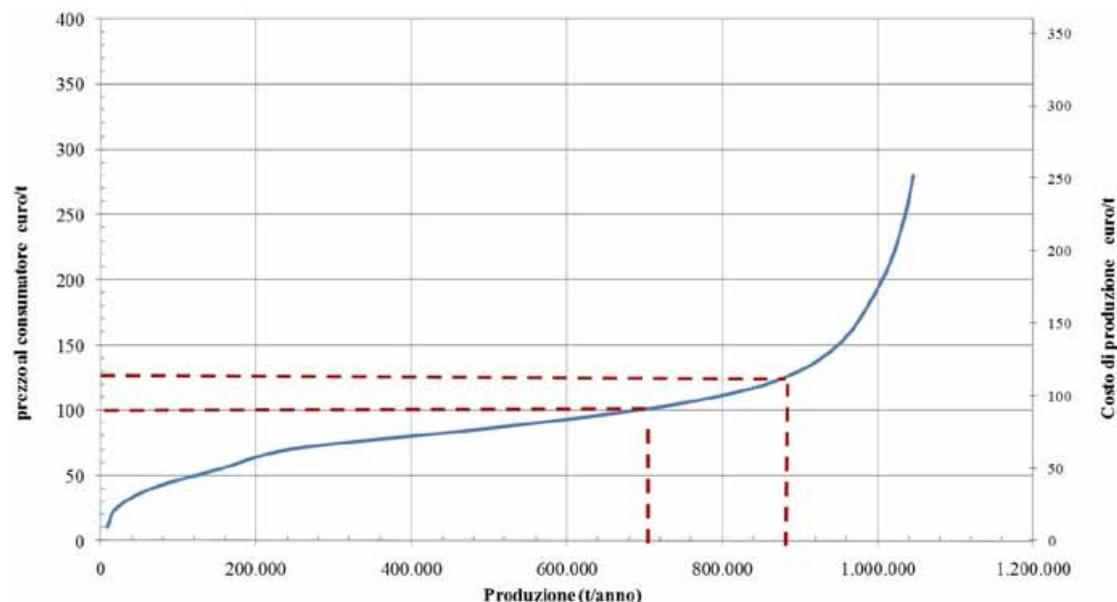


Figura 1.8. Curva di offerta aggregata di legna da ardere dei cedui della Regione Toscana.

¹⁵ Ipotizzando l'attuale struttura dei cantieri forestali ed i prezzi correnti dei fattori produttivi

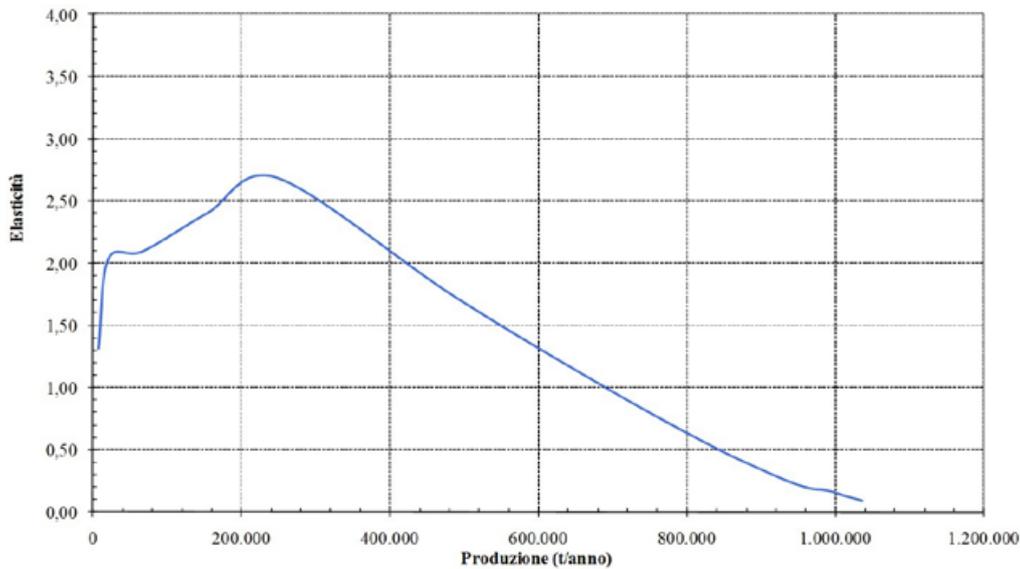


Figura 1.9. Elasticità della curva di offerta di legna da ardere dei cedui della Regione Toscana.

In termini volumetrici, le produzioni stimate (695.999 t s.f. e 900.360 t s.f.), corrispondono ad una produzione potenziale annua compresa tra 994.284 metri cubi e 1.286.229 metri cubi. Comparando tale risultato con la produzione media stimata dalla statistiche ISTAT per il periodo 1999-2006 (Tab. 1.5), osserviamo che la produzione media ISTAT del periodo 2001-2006 (1.127.195 mc) è compresa tra i due valori. Il modello GEM è quindi molto rappresentativo del fenomeno analizzato. Si tratta quindi di una stima che, relativamente al mercato della legna da ardere (97% della produzione regionale), può dirsi rappresentativa del fenomeno.

2.1.2.2. Scenario 2: Situazione produttiva con “raccolta associata” e produzione congiunta di assortimenti principali e cippato da residui forestali

La produzione congiunta di assortimenti principali e di residui forestali (ramaglia e biomasse da tagli intercalari), si basa sull'ipotesi che i cantieri siano organizzati per effettuare la c.d. *raccolta associata* (Spinelli et al., 2009). Nel caso dei cantieri per diradamenti e avviamenti all'alto fusto, vengono valutati i cantieri specifici. Non sono stati presi in considerazione i cantieri e le produzioni realizzabili con tagli fitosanitari, in quanto generano una produzione estemporanea che non può essere ricondotta alla produzione annua e costante originata da soprassuoli assestati.

Gli assortimenti presi in considerazione per finalità energetiche sono quindi stati i seguenti:

- a) residui forestali derivate dalla attuazione della *raccolta associata* su tutte le superfici forestali provinciali;
- b) la legna da ardere derivata dalla attuazione della *raccolta associata*.

Per quanto riguarda il punto a), il cippato potenzialmente ritraibile dall'intera superficie forestale (cedui, fustaie, ecc.) di ogni singola provincia, da aree a macchiatico positivo, è stato stimato tenendo conto dei prezzi di mercato presenti localmente per i vari assortimenti principali. In questo caso, però, il prezzo di riferimento della legna da ardere è pari a 100 euro per tonnellata di sostanza fresca. I risultati sono illustrati nelle figure 1.10 e 1.11, ed in tabella 1.8.

Se valutiamo l'offerta potenziale di cippato derivato da residui forestali prodotti nelle diverse province esaminate, facendo riferimento ai prezzi del cippato attualmente riscontrabili sul mercato regionale (da 69 a 83 €/t s.f.), possiamo rilevare che, a livello regionale, le risorse energetiche complessivamente realizzabili ammontano a circa 440.599 tonnellate, che salgono a 446.217 tonnellate nel caso in cui il prezzo di mercato del cippato raggiungesse gli 82 euro per tonnellata di sostanza fresca (30% di contenuto idrico). Dall'esame dell'elasticità delle funzioni di offerta (Fig. 1.11), è possibile constatare l'elevata rigidità delle curve, che presenta valori di elasticità sempre molto prossimi a zero. Si tratta infatti di un processo produttivo che richiede elevati costi e che conseguentemente presenta una scarsa risposta rispetto alle variazioni di prezzo del prodotto. L'espansione della "raccolta associata", su nuove superfici boschive, non permette grandi economie e quindi determina una scarsa risposta agli incrementi di prezzo.

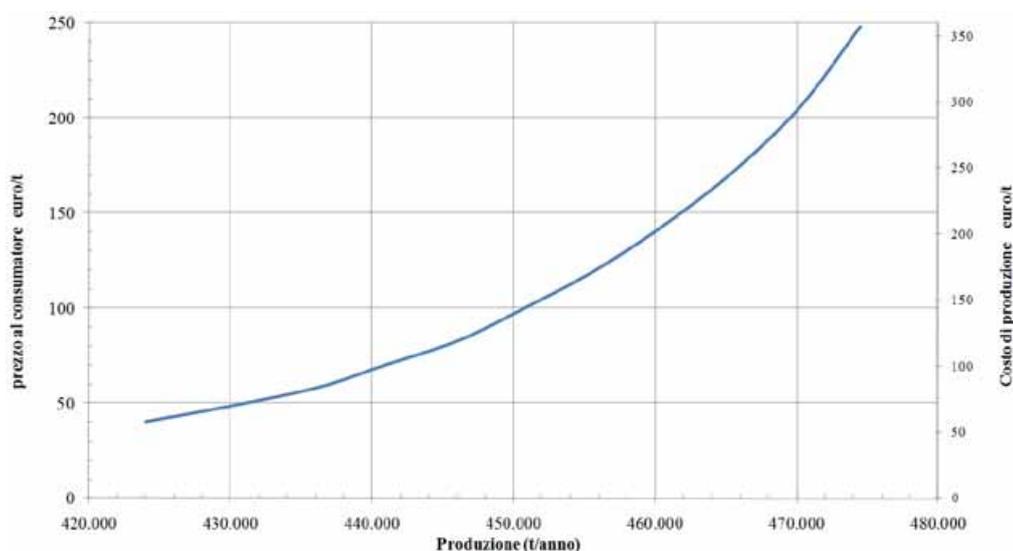


Figura 1.10. Curva di offerta del cippato generato da residui di utilizzazioni forestali realizzate nella regione Toscana.

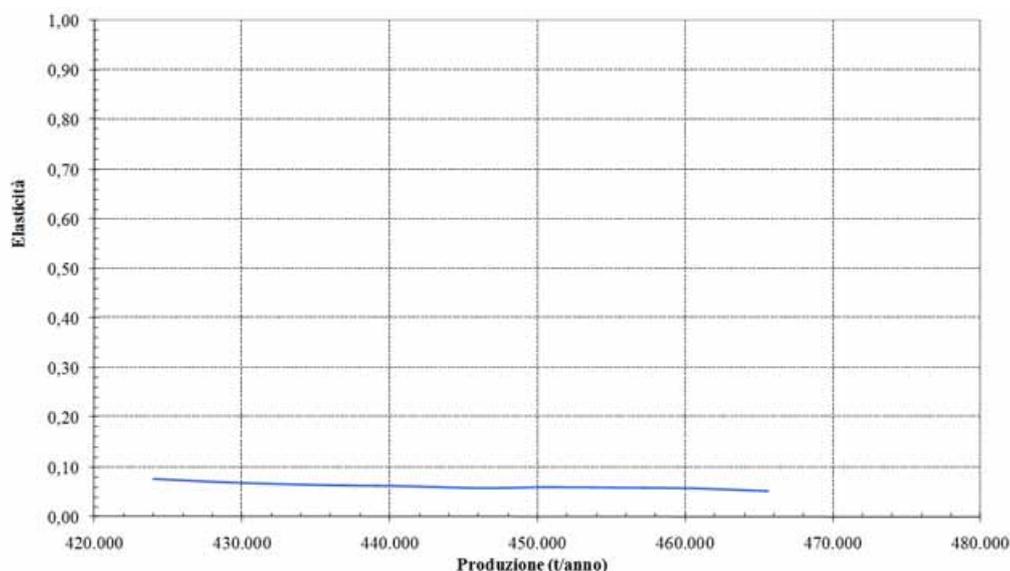


Figura 1.11. Elasticità della curva di offerta di legno cippato prodotto con residui di origine forestale della regione Toscana.

Provincia	Prezzo cippato (€/t s.f.)									
	40	48	58	69	83	100	119	143	172	206
Arezzo	75.659	76.446	77.396	78.240	79.159	80.065	81.063	82.108	83.147	84.138
Firenze	81.056	81.655	82.280	82.945	83.661	84.434	85.174	85.856	86.465	86.975
Grosseto	63.969	65.860	66.443	67.015	68.100	68.668	69.253	69.812	70.428	71.062
Livorno	13.677	14.665	14.768	15.066	15.652	15.746	15.860	15.971	16.056	16.138
Lucca	34.066	34.364	34.704	35.075	35.507	35.942	36.372	36.777	37.198	37.594
Massa Carrara	30.888	31.053	31.519	31.801	32.191	32.479	32.813	33.261	33.749	34.177
Pisa	9.814	9.914	10.037	10.166	10.288	10.397	10.508	10.657	10.797	10.918
Pistoia	25.764	26.061	26.394	26.753	27.111	27.479	27.813	28.098	28.425	28.753
Prato	19.892	20.077	20.315	20.589	20.933	21.293	21.672	22.065	22.476	22.846
Siena	69.244	69.720	72.322	72.949	73.616	74.326	75.106	75.965	76.863	77.706
Regione Toscana	424.028	429.816	436.178	440.599	446.217	450.830	455.634	460.570	465.603	470.308

Tabella 1.8. Offerta di cippato da residui forestali originati da tutti i soprassuoli forestali in funzione del prezzo di vendita (scenario 2).

Passando ad esaminare la produzione congiunta nei cedui tradizionalmente destinati alla produzione di legna da ardere possiamo osservare quanto segue.

Nell'ambito della produzione congiunta (legna da ardere e cippato) si ipotizza che la legna venga venduta al prezzo di mercato corrente. Nel caso specifico è stato ipotizzato un prezzo di 100 euro per tonnellata di sostanza fresca. La curva di offerta della legna da ardere, che andiamo quindi a costruire è una sorta di offerta incrociata, volta a verificare come varia la disponibilità di legna da ardere (in produzione associata), al variare del prezzo dell'assortimento complementare, ovvero, il cippato (Tab. 1.9).

Come si può notare dall'esame della tabella 1.9, pur mantenendo costante il prezzo della legna da ardere, la quantità offerta varia in relazione al prezzo del cippato prodotto dai residui di lavorazione del ceduo. In particolare, nel caso della regione Toscana, è possibile constatare che vendendo i residui ad un prezzo compreso tra i 69 e gli 82 euro a tonnellata, la quantità di legna da ardere prodotta con la raccolta associata, varia tra le 957.846 e le 968.076 tonnellate di legna da ardere.

Se comparate con le produzioni conseguibili nella situazione standard identificata nello scenario 1 (Tab. 1.7), osserviamo che la raccolta congiunta ha permesso un incremento della produzione di legna da ardere. A livello regionale, ad esempio, nella situazione standard (SC1), la produzione massima economicamente sostenibile in corrispondenza di un prezzo della legna da ardere di 100 €/t s.f., era pari a 695.999 tonnellate (Tab. 1.7); mentre adesso, con la raccolta associata e la vendita congiunta del cippato derivato da residui di lavorazione (a 69 €/t s.f.), essa si attesta a ben 957.846 tonnellate, ovvero, circa il 37% in più rispetto alla situazione produttiva con cantiere tradizionale.

In tabella 1.10 è stata nuovamente simulata la produzione di legna da ardere in relazione alle variazioni di prezzo del prodotto congiunto (cippato), ma in questo caso, è stato considerato un prezzo della legna da ardere pari a 130 euro/t s.f.

Ciò allo scopo di considerare eventuali dinamiche incrementali del prezzo della legna da ardere. È evidente che le quantità disponibili sono maggiori (Tab. 1.10), rispetto alle simulazioni schematizzate nella tabella 1.9.

Provincia	prezzo cippato (€/t s.f.)									
	40	48	57	69	82	100	119	143	172	206
Arezzo	173.779	176.375	178.866	181.825	184.819	187.485	189.806	192.404	194.677	196.676
Firenze	161.188	163.282	165.805	168.945	172.152	174.812	177.079	178.717	180.215	181.388
Grosseto	183.255	184.725	186.167	189.318	190.648	192.111	193.622	195.570	197.421	199.038
Livorno	37.167	37.474	38.461	40.384	40.622	40.998	41.443	41.676	41.859	41.987
Lucca	27.875	28.545	29.307	30.117	31.089	32.182	33.133	34.098	34.862	35.621
Pisa	68.793	70.651	71.791	73.363	74.618	75.645	77.769	79.355	80.675	81.980
Prato	9.293	9.608	9.901	10.155	10.399	10.672	11.050	11.341	11.515	11.684
Pistoia	25.470	26.337	27.296	28.101	28.769	29.263	29.839	30.576	31.331	31.951
Massa Carrara	33.775	34.251	34.802	35.520	36.134	36.831	37.462	37.912	38.352	38.758
Siena	188.837	196.906	198.409	200.118	202.033	204.232	206.934	209.818	212.321	214.166
Regione Toscana	909.472	928.202	940.862	957.915	971.364	984.330	998.256	1.011.610	1.023.399	1.033.454

Tabella 1.9. Offerta di legna da ardere (t s.f./anno) in funzione del prezzo di vendita del cippato derivante dai residui delle utilizzazioni (scenario 2), con prezzo costante della legna da ardere pari a 100 €/t s.f.

Provincia	prezzo cippato (€/t s.f.)									
	40	48	57	69	82	100	119	143	172	206
Arezzo	186.216	187.666	189.209	190.533	191.687	192.915	194.463	196.362	197.912	199.362
Firenze	173.117	174.554	175.865	177.090	178.398	179.415	180.362	181.357	182.359	182.956
Grosseto	193.136	193.828	194.608	195.569	196.505	197.534	198.509	199.626	200.869	202.390
Livorno	41.145	41.218	41.289	41.448	41.719	41.794	41.881	41.978	42.069	42.171
Lucca	30.999	31.484	32.123	32.806	33.452	34.156	34.693	35.249	35.825	36.539
Pisa	76.347	76.931	77.675	78.354	79.782	80.651	81.673	82.673	83.779	84.563
Prato	10.354	10.516	10.655	10.819	11.074	11.320	11.551	11.639	11.711	11.795
Pistoia	28.832	29.156	29.505	29.901	30.350	30.867	31.320	31.720	32.121	32.440
Massa Carrara	37.087	37.321	37.591	37.865	38.107	38.302	38.588	38.837	39.102	39.399
Siena	205.825	206.860	207.994	209.331	210.755	212.201	213.338	214.364	215.298	216.145
Regione Toscana	983.056	989.534	996.515	1.003.716	1.011.830	1.019.155	1.026.377	1.033.805	1.041.045	1.047.759

Tabella 1.10. Offerta di legna da ardere (t s.f./anno) in funzione del prezzo di vendita del cippato derivante dai residui delle utilizzazioni (scenario 2), con prezzo costante della legna da ardere pari a 130 €/t s.f.

2.1.2.3. Scenario 3: Produzione di biomasse energetiche dai soli soprassuoli cedui e cippatura della pianta intera

Lo scenario 3 ha preso in considerazione le sole superfici tradizionalmente destinate alla produzione di legna da ardere, ipotizzando una loro utilizzazione con sistema *full tree system*¹⁶ e cippatura della pianta intera. I risultati complessivi sono rappresentati nella tabella 1.11.

In questo caso, l'offerta complessiva regionale di biomasse provenienti dai soli soprassuoli cedui attualmente destinati a produrre legna da ardere, risulterebbe pari a quasi 1.271.499 tonnellate di sostanza fresca.

¹⁶ Esbosco degli alberi interi a strascico con trattore o con teleferica, rimandando sia la sramatura che la sezionatura all'imposto dove sono presenti mezzi per la cippatura processors e cippatrici

Provincia	prezzo cippato (€/t s.f.)									
	40	48	57	69	82	100	119	143	172	206
Arezzo	116.442	169.026	201.945	221.679	240.905	251.944	259.164	265.071	269.007	272.285
Firenze	117.510	156.052	185.184	209.835	228.662	239.061	244.513	248.241	250.649	252.205
Grosseto	140.999	183.965	213.944	232.144	245.567	252.659	258.896	263.445	269.470	273.888
Livorno	36.483	45.917	50.694	52.206	53.538	54.512	54.926	55.159	55.477	55.658
Lucca	22.658	26.607	31.428	37.529	42.438	46.434	49.205	51.263	53.472	54.903
Pisa	64.826	74.469	84.971	92.821	98.792	103.662	108.783	112.762	115.158	115.677
Prato	5.749	7.419	10.802	12.728	13.919	15.394	16.449	17.059	17.236	17.376
Pistoia	18.965	23.823	29.683	35.333	40.032	42.699	44.971	46.702	47.663	48.477
Massa	26.523	33.946	39.498	43.300	46.291	49.524	51.160	52.264	53.161	53.666
Siena	134.042	187.374	229.433	250.485	261.354	271.231	279.910	283.355	285.949	287.562
Regione Toscana	684.196	908.599	1.077.583	1.188.059	1.271.499	1.327.120	1.367.977	1.395.321	1.417.241	1.431.698

Tabella 1.11. Offerta totale dei soprassuoli per la produzione di legna da ardere (t) nell'ipotesi di cippatura della pianta intera e vendita del cippato (scenario 3).

2.2. L'offerta di biomasse nella regione Sardegna

Lo studio condotto dal gruppo di ricerca coordinato dal professor Dettori, dell'Università degli Studi di Sassari, per stimare le biomasse ligneo-cellulosiche della regione Sardegna, fa riferimento ad un modello di analisi ecologico/economico della produttività di biomasse forestali analogo a quello impiegato per la regione Toscana. Anche in questo caso è stato dunque possibile definire le produttività sia dal punto di vista ecologico che economico. I risultati emersi, distinti per provincia e per tipologia, sono illustrati nelle tabelle 1.12 e 1.13.

Province	Superfici totali provinciali (ha)	Produttività totale degli assortimenti legnosi a fini energetici (t s.f./anno)
Cagliari	456.964	32.183
Carbonia Iglesias	149.941	13.028
Medio Campidano	151.700	8.287
Nuoro	392.776	80.333
Ogliastra	185.656	25.257
Olbia Tempio	340.418	45.318
Oristano	302.408	48.627
Sassari	428.498	37.829
Sardegna	2.408.362	290.862

Tabella 1.12. Regione Sardegna: Produttività totale di assortimenti legnosi a fini energetici.

Province	Produttività residui legnosi utilizzabili (t s.f./anno)
Cagliari	13.551
Carbonia Iglesias	5.350
Medio Campidano	2.260
Nuoro	25.369
Ogliastra	8.705
Olbia Tempio	12.144
Oristano	16.112
Sassari	10.272
Sardegna	93.763

Tabella 1.13. Regione Sardegna: Produttività totale di residui legnosi utilizzabili a fini energetici.

Analogamente a quanto sviluppato in regione Toscana, lo studio è stato diretto anche alla stima dei residui potenzialmente ritraibili dalle colture arboree agrarie. In tale contesto, così come in quello toscano, le potenzialità produttive del settore agricolo, assumono infatti particolare importanza a causa della diffusione di queste colture. Nello specifico, i dati relativi alle produttività di biomasse di origine agricola delle 8 province sarde sono riportati nella tabella 1.14.

Province	Olivo		Vite	
	Biomassa umida (t s.f./anno)	Biomassa secca (t s.s./anno)	Biomassa umida (t s.f./anno)	Biomassa secca (t s.s./anno)
Cagliari	5.926,5	3.141,1	9.004,1	4.502,0
Carbonia Iglesias	638,1	338,2	4.405,4	2.202,7
Medio Campidano	671,6	355,9	1.754,0	877,0
Nuoro	4.563,3	2.418,6	5.328,5	2.664,3
Ogliastra	1.787,0	947,1	3.217,0	1.608,5
Olbia Tempio	373,0	197,7	3.257,9	1.629,0
Oristano	2.963,5	1.570,7	5.001,5	2.500,7
Sassari	6.964,6	3.691,2	6.264,8	3.132,4
Sardegna	23.877,4	12.655,0	38.219,2	19.109,6

Tabella 1.14. Regione Sardegna: Produttività residuali agricole da coltivazioni di olivo e vite a fini energetici.

2.3. L'offerta di biomasse nella regione Corsa

La Corsica, così come quasi tutte le altre regioni dell'area di cooperazione, ha sviluppato un apposito studio, basato su dati dell'Inventario Forestale Nazionale, diretto a identificare la produzione potenziale dal punto di vista ecologico e la produzione effettivamente sostenibile dal punto di vista economico. La produttività ecologica è stata stimata, così come per tutti i partners, sulla base delle curve di accrescimento delle varie tipologie forestali in relazione alla specie ed alla forma di governo; la produttività economica è stata invece stimata in modo indiretto, definendo delle classi di costo per i costi *in situ* (taglio, abbattimento e allestimento) e per i costi di localizzazione (esbosco e trasporto), in relazione a parametri logistici, ovvero: la distanza dalla viabilità e la pendenza del terreno su cui insiste ciascuna particella forestale. In questo modo, i 340.000 ha di bosco presenti sull'isola, sono stati classificati in relazione a 9 classi di utilizzazione forestale (Tab. 1.15) ed ai relativi costi di "mobilitazione" che tengono conto dei costi di utilizzazione, costi di trasporto, stoccaggio, ecc.

Distanza dalla viabilità	Pendenza del terreno		
	Meno del 30 %	Dal 30 al 70 %	Più del 70 %
Meno di 200 m	Utilizzazione facile	Utilizzazione facile	Utilizzazione media
Da 200 a 500 m	Utilizzazione facile	Utilizzazione media	Utilizzazione difficile
Più di 500 m	Utilizzazione difficile	Utilizzazione difficile	Utilizzazione difficile

Tabella 1.15. Grado di difficoltà delle utilizzazione forestale.

Sulla base di tali classificazioni è stato quindi possibile definire dei costi di "mobilitazione" standard per le varie superfici forestali e quindi definire le superfici in produzione al variare dei costi di "mobilitazione". La tabella 1.16 riassume i volumi accessibili, in relazione ai costi di produzione e quindi ai prezzi dell'assortimento "cippato".

Costo di mobilitazione "scenario Basso" (€/mc)	Costo di mobilitazione "scenario Alto" (€/mc)	Ipotesi Tendenziale (mc/anno)	Ipotesi Tendenziale (t s.f./anno)	Percentuale del totale cumulato
46	60	8.471	6.353	7
50	70	84.602	63.452	70
55	70	88.402	66.302	73
60	79	120.584	90.438	100

Tabella 1.16. Corsica: Volumi accessibili riferiti ai costi di mobilitazione.
(t s.f./anno) = tonnellate di sostanza fresca.

Come si può notare, la maggior parte delle biomasse, 63.452 tonnellate annue, pari al 70% del totale cumulato, sono accessibili ad un costo inferiore ai 50€/mc, ovvero, circa 71 €/t di sostanza fresca.

2.4. L'offerta di biomasse nella regione Liguria

In tabella 1.17 sono illustrate le produzioni potenzialmente sostenibili, a livello provinciale, dal punto di vista ecologico e le produzioni potenzialmente sostenibili, a livello provinciale, dal punto di vista economico, ovvero, derivate dalle sole aree boscate a macchiatico positivo (Tab. 1.17).

Provincia	Produzioni potenziale ecologicamente sostenibile per la filiera energia (mc/anno)	Produzioni potenziale economicamente sostenibile per la filiera energia (mc/anno)	Produzioni potenziale ecologicamente sostenibile per la filiera energia (t s.f./anno)	Produzioni potenziale economicamente sostenibile per la filiera energia (t s.f./anno)
GENOVA	276.897	138.376	207.673	103.782
IMPERIA	104.442	50.815	78.331	38.111
LA SPEZIA	137.219	70.886	102.915	53.165
SAVONA	252.399	125.297	189.299	93.973
Totale Regionale	770.956	385.375	578.217	289.031

Tabella 1.17. Produzioni potenziali della regione Liguria.

3. Conclusioni

In tutta l'area di cooperazione del progetto Biomass plus l'uso di risorse rinnovabili di origine forestale, è, in realtà, già estremamente diffuso, in quanto la produzione ed il consumo di legna da ardere rappresenta uno degli assortimenti più rilevanti, se non il prevalente. Questo significa che nell'area di cooperazione sono presenti micro-filiere, capillarmente diffuse sul territorio che si occupano di questo settore.

Le filiere e le risorse forestali che andiamo a promuovere, devono quindi basarsi su attività complementare a tale struttura organizzativa, incentrandosi soprattutto sul recupero di biomasse tradizionalmente caratterizzate da macchiatici negativi, ovvero: residui delle attività selvicolturali derivati da tagli di diradamento, sfolli, ripuliture di alvei fluviali e da ramaglia prodotta a seguito dei tagli selvicolturali realizzati per la produzione degli assortimenti principali.

In questa ottica, il presente lavoro è stato quindi diretto a valutare proprio questi "assortimenti residuali" che non trovano una collocazione sul mercato del legno tradizionale e che non confliggono, ma anzi integrano, le tradizionali attività selvicolturali. Peraltro, gli attuali prezzi di mercato degli assortimenti principali (soprattutto legna da ardere) non permettono una loro collocazione sulla filiera del legno cippato, caratterizzata da prezzi abbastanza inferiori.

Le metodologie sviluppate ed attuate per la stima delle biomasse residuali nei vari conte-

sti regionali, si sono basate su modelli di analisi riconducibili sempre ad approcci fondati sulla teoria delle risorse rinnovabili e sulla teoria della localizzazione. Si tratta di modelli già applicati in precedenti esperienze (Bernetti Fagarazzi, 2003), ma che in questo caso sono stati ulteriormente implementati con algoritmi capaci di stimare l'offerta locale annua valutando sia l'offerta sostenibile dal punto di vista ecologico, sia l'offerta sostenibile dal punto di vista economico. Ciò ha portato alla quantificazione, a livello locale, dei diversi assortimenti prodotti dalle aree forestali e alla verifica delle potenzialità di sviluppo di eventuali filiere agroenergetiche, sia in termini di dimensioni, che di localizzazione. Sulla base dei risultati emerge che nell'area di cooperazione la produttività sostenibile dal punto di vista ecologico raggiungono i 2.000.000 di tonnellate annue di sostanza fresca che si riducono a circa 920.000 tonnellate di sostanza fresca se introduciamo i parametri di sostenibilità economica, ovvero, le produzioni dalle sole aree a macchiatico positivo. Ciò significa che la strutturazione di una filiera forestale-legno energia economicamente efficiente, non può prescindere dallo sviluppo di un'adeguata rete infrastrutturale con viabilità e piattaforme logistiche e commerciali dei combustibili legnosi che favoriscano la gestione forestale anche in aree remote.

I risultati forniti rappresentano dunque una informazione indispensabile per l'attuazione di qualsiasi strumento di finanziamento del settore e per una corretta pianificazione a livello territoriale del settore agroenergetico. I risultati dimostrano infatti che l'equazione "in questa area il bosco c'è, quindi ci sono tante biomasse forestali" non è valida se non associata all'equazione "in questa area ci sono tante imprese forestali, quindi tanti prodotti legnosi", di conseguenza, appare cruciale che la programmazione di impianti termici e di cogenerazione, debba basarsi su reti energetiche di medio-piccole dimensione, in aree dove sussistono sia boschi utilizzabili con profitto, sia imprese forestali già avviate e capaci di attivare produzioni complementari legate alla produzione di cippato. In tal modo sarà possibile garantire filiere agro-energetiche stabili ed una offerta costante di biocombustibili.

Bibliografia

- AA.VV. "Stima della potenzialità produttiva delle agrienergie in Toscana". Manuale ARSIA, 2009, ISBN 978-88-8295-109-2 ARSIA - Regione Toscana, Firenze, 2009.
- AA.VV., *I tipi forestali della Liguria*, A cura di Istituto per le Piante da Legno e l'Ambiente S.p.A., Torino, Erga Edizioni, Genova, 2008.
- AA.VV. *Woodland energy. La filiera legno - energia come strumento di valorizzazione delle biomasse legnose agroforestali*, Programma PROBIO MiPAF, ARSIA, 2006.
- AA.VV. *BIO-SOUTH: Valutazione tecnico-economica della produzione e dell'utilizzo di biocombustibili nei sistemi di riscaldamento e raffreddamento nel Sud Europa*. Eta Florence, Firenze, 2007.
- Bernetti I., Fagarazzi C., Sacchelli S., Ciampi C., *I comparti forestale e di prima trasformazione del Legno* (a cura di) ARSIA, *Stima della potenzialità produttiva delle agrienergie in Toscana*. Manuale ARSIA, Press Service srl, Sesto Fiorentino, Firenze 2009.
- Bernetti I. *Il mercato delle biomasse forestali per scopi energetici: un modello di offerta*, «Rivista di Economia Agraria», anno LIII n. 3, 1999.
- Bernetti I., Fagarazzi C. *BIOSIT: una metodologia GIS per lo sfruttamento efficiente e sostenibile della "risorsa biomassa" a fini energetici*, DE, DEART, ETA, Firenze. 2003.
- Bernetti I., Romano S., *Economia delle risorse forestali*, Liguori editore, Napoli. 2007.
- Cesano D., Guidi D., *Opportunità di sviluppo della filiera bosco - legno - energia nel territorio del Mugello*. Ecosoluzioni. 2006.
- Fagarazzi C. *Strumenti di analisi del mercato delle biomasse agro-forestali per uso energetico*. Tesi di dottorato di ricerca in Economia delle Risorse Alimentari e dell'Ambiente. Istituto Universitario Navale. Napoli, 1999.
- Fagarazzi C. *L'offerta di residui legnosi*. (a cura di) Bernetti I., Fagarazzi C., *Valutazione della domanda di biocombustibili solidi (legno cippato) nell'area dell'Appennino Pistoiese*. Centro Editoriale Toscano, Firenze. 2008.

- Grovel R., Mermier P., Martinez S., Diagnostic de la filière Bois - Énergie en région Corse et élaboration de sa stratégie de développement. AGENCE MTDA – AXENNE.
- Hellrig B., *Numeri per la dendroenergetica*. Edizione provvisoria. <URL: <http://www.tesaf.unipd.it/pettenella/papers/AltraDocumentazione/numeri.pdf>> (02/2011). Padova, 2001.
- ISTAT, *Le utilizzazioni forestali*. <URL: <http://www.istat.it/agricoltura/datiagri/foreste>> (03/2011), Roma, 2007.
- Johansson P.O., Lofgren K.G., *The economics of forestry & natural resources*, TJ Press Ltd, Padstow. 1985.
- Pearce D. W., Turner R.K., *Economics of natural resources and the environment*, Hemel Hempstead, Harvester and Wheatsheaf. 1989.
- Regione Toscana, ARSIA, Compagnia delle Foreste. *Rapporto sullo stato delle foreste in Toscana 2009*, Litograf Editor, Perugia. 2010.
- Regione Toscana, *Modifiche ed integrazioni al prezzario regionale per interventi ed opere forestali* di cui al D.G.R. n. 158/2007, Bollettino Ufficiale della Regione Toscana, n° 5, del 31.12.2008.
- Spinelli R., Nati C., Verani S., *Protocollo tecnico di utilizzazione dei boschi cedui in La filiera legno energia: risultati del progetto interregionale woodland Energy*, ARSIA Regione Toscana, Press Service, Firenze, 2009.

Capitolo 2

La domanda di biocombustibili solidi nell'area di cooperazione

2.1. Evoluzione della domanda di cippato nel contesto italiano ed europeo

Le questioni ambientali legate al cambiamento climatico, le politiche a sostegno delle biomasse come fonte di energia rinnovabile e le variazioni dei costi relativi ai combustibili fossili hanno un importante ruolo sull'evoluzione globale del mercato del legno a fini energetici. In particolare, lo sviluppo della domanda di cippato risente delle politiche attuate dell'Unione Europea in termini di riduzione delle emissioni climalteranti e aumento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili¹.

A partire dagli anni 2000 il consumo di cippato a livello europeo si è progressivamente evoluto soprattutto grazie alla rapida diffusione di impianti di cogenerazione capaci di generare un'elevata domanda di biocombustibili con effetti anche sulle importazioni da parte di alcuni Paesi dell'Unione (Lundmark et al., 2009).

Lo studio delle dinamiche occorse sin ora, nel campo della produzione e del commercio di biomasse, rappresenta un passaggio importante per comprendere come l'economia dei Paesi potrà essere influenzata dalle politiche Comunitarie dirette alla promozione di biocombustibili.

Il mercato europeo può essere suddiviso in due aree: i Paesi del Nord Europa in cui il fabbisogno di cippato, se non soddisfatto dalla produzione interna, viene prioritariamente coperto dalle importazioni provenienti dai Paesi Baltici e dalla Russia; i Paesi del Sud Europa in cui, il fabbisogno di cippato legnoso è in parte coperto dalle risorse provenienti dell'area Balcanica, oltreché di Francia, Germania e Austria (FAO, 2013)². È questo il caso dell'Italia, che tra il 2000 ed il 2005 ha rappresentato l'importatore di cippato più attivo, non solo dall'area europea, ma anche dal Nord America (IEA Bioenergy, 2012). L'Italia è infatti il sesto Paese in Europa in termini di importazione di cippato da Paesi terzi (Pettenella, Andrighetto, 2011; FAO, 2013). Si tratta comunque di materiali non destinati esclusivamente alla produzione energetica, ma anche a produzione di pannelli in fibra e paste ad uso cartario (Gargiulo e Zoboli, 2007).

Il grafico in figura 2.1, mostra la dinamica della produzione di cippato nei paesi dell'Unione (EU 28) (FAO, 2013). Esso evidenzia una crescita di oltre il 26% in poco più di dieci anni. Analizzando le dinamiche per singolo Paese, si osserva che la crescita è dovuta prevalentemente all'incremento produttivo dei Paesi dell'Europa dell'Est. Infatti

¹ Direttiva 2009/28/CE del 5 giugno 2009.

² I dati derivano dal database FAOSTAT Forestry e si riferiscono al codice 1619 (Chips and Particles). Non è stata esaminata la classe 1620 (Wood Residues) poiché si tratta di residui dell'industria di prima e seconda lavorazione, ovvero include anche legno non vergine non destinabile alla filiera biomassa energia (WOOD RESIDUES 1.2.12 Other wood processing co-products. It includes wood waste and scrap not useable as timber such as sawmill rejects, slabs, edgings and trimmings, veneer log cores, veneer rejects, sawdust, residues from carpentry and joinery production, and wood residues that will be used for production of pellets and other agglomerated products. It excludes wood chips, made either directly in the forest from roundwood or made in the wood processing industry (i.e. already counted as pulpwood or wood chips and particles), and agglomerated products such as logs, briquettes, pellets or similar forms as well as post-consumer wood. It is reported in cubic metres solid volume excluding bark) FAO-STAT, 2013).

se i Paesi dell'Europa Centrale e Sud-occidentale si sono mantenuti su produzioni piuttosto costanti nel tempo, anche se Italia e Germania hanno fatto registrare un sensibile incremento della produzione, Paesi come Croazia, Slovenia, Bulgaria, Estonia, Lituania, Lettonia, Polonia, Romania e Slovacchia hanno notevolmente implementato la propria capacità produttiva (Fig. 2.4).

Se scomponiamo il grafico in figura 2.1 in due grafici (Figg. 2.2 e 2.3), distinguendo paesi dell'Europa Orientale da un lato e paesi dell'Europa Settentrionale, Centrale e Sud Occidentale dall'altro, emerge chiaramente quanto appena affermato. Infatti i Paesi dell'Europa dell'Est hanno registrato un incremento di produzione di oltre il 55%, mentre tutti gli altri hanno incrementato la produzione solo del 18%.

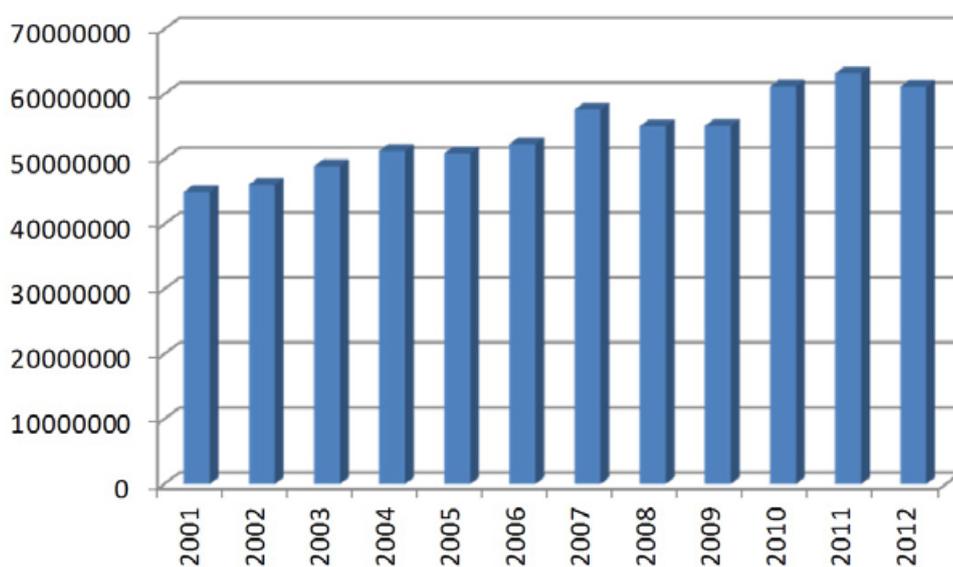


Figura 2.1. Evoluzione della produzione di cippato in Europa (EU 28) (m³/anno) (ns. elaborazione su dati FAOSTAT).

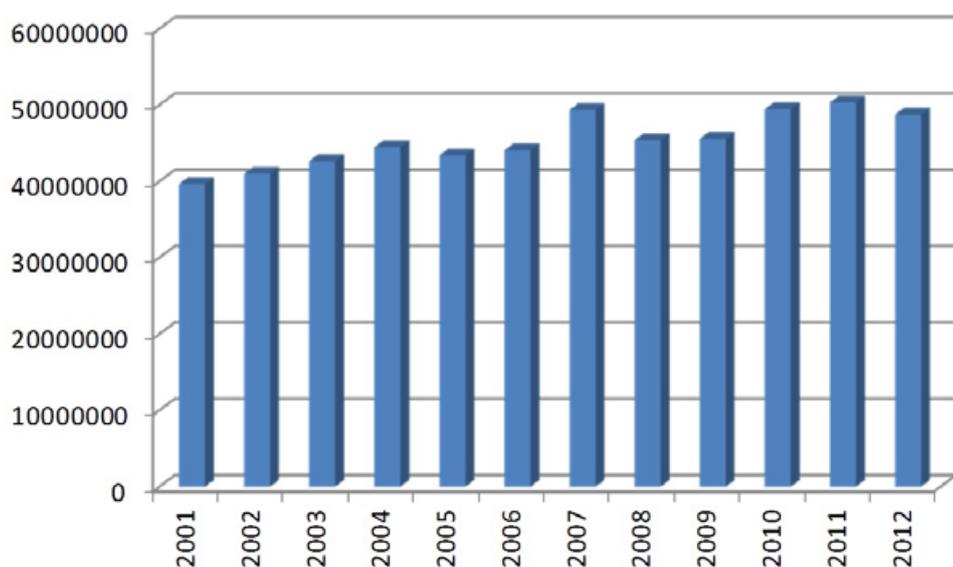


Figura 2.2. Evoluzione della produzione di cippato in Europa Settentrionale, Centrale e Sud Occidentale (m³/anno) (ns. elaborazione su dati FAOSTAT).

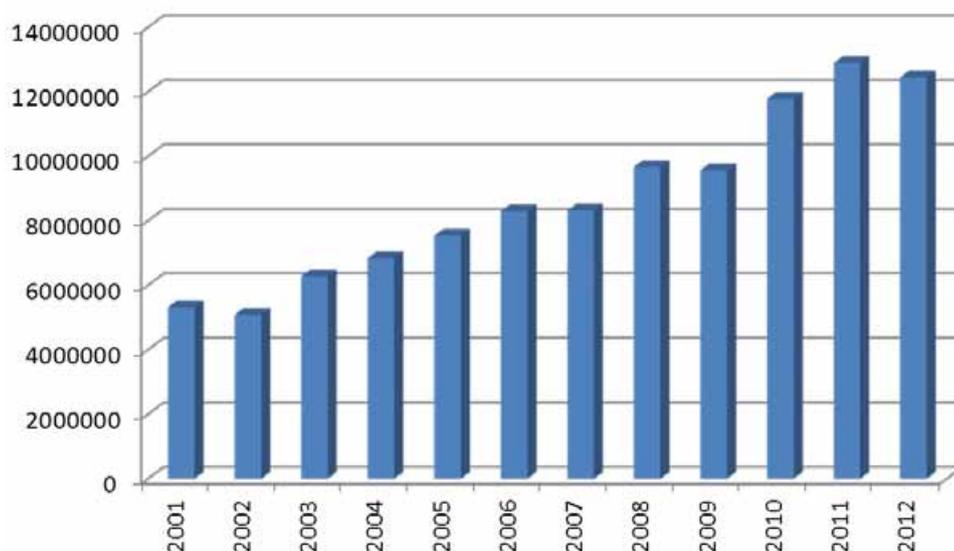


Figura 2.3. Evoluzione della produzione di cippato in Europa Orientale³ (m³/anno) (ns. elaborazione su dati FAOSTAT).

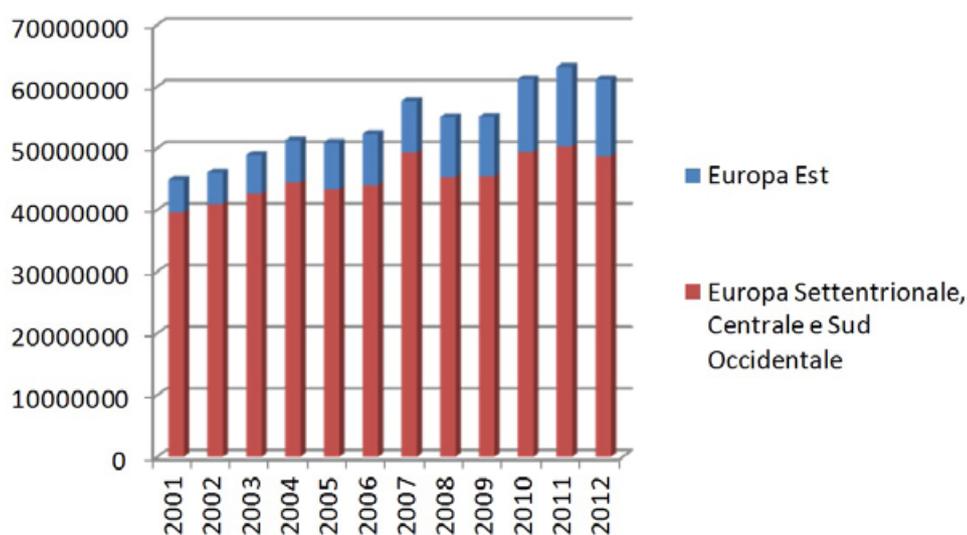


Figura 2.4. Rapporto tra produzione di cippato in Europa dell'Est e resto d'Europa (ns. elaborazione su dati FAOSTAT).

Passando ad esaminare la produzione interna italiana (Fig. 2.5), è evidente che la produzione di cippato sia notevolmente aumentata passando da 0,48 Mm³ a 1,2 Mm³ tra il 2001 ed il 2012 (FAO, 2013). L'incremento della produzione interna ha consentito la riduzione delle importazioni di cippato dal resto d'Europa che sono passate dal 75% al 44% del fabbisogno Italia (Fig. 2.6) (FAO, 2013). È comunque plausibile ipotizzare che le statistiche ufficiali della FAO sottostimino la produzione di cippato italiano, soprattutto alla luce dei risultati emersi dall'indagine diretta realizzata nella sola regione Toscana (cfr. paragrafi successivi). Nonostante l'incremento di produzione interna italiana (Lundmark et al. 2009; Akyuz et

³ Fanno parte di questi paesi: Bulgaria, Repubblica Ceca, Estonia, Ungheria, Lettonia, Lituania, Polonia, Romania, Slovacchia, Slovenia, Croazia.

al. 2011), allo stato attuale l'Italia non riesce a coprire i propri fabbisogni di cippato ricorrendo a importazioni dal resto d'Europa, in particolare da Francia, Germania, Austria e Paesi Balcanici (FAO, 2013). I dati delle importazioni dal 2000 al 2007 confermano un livello di importazioni abbastanza costante, mentre dal 2008 stiamo assistendo ad una riduzione consistente del fenomeno (Fig. 2.7).

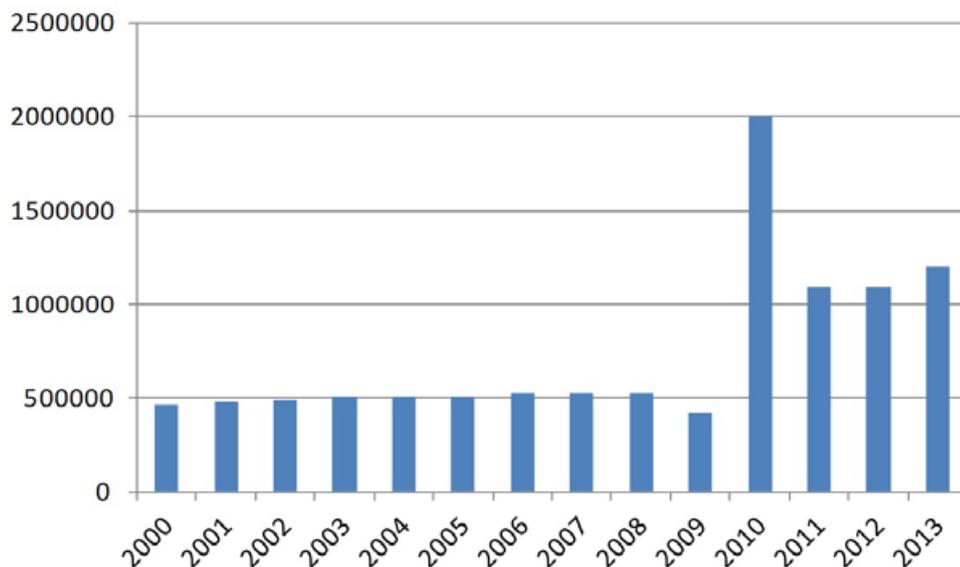


Figura 2.5. Dinamica della produzione di cippato in Italia (m³/anno). (ns. elaborazione su dati FAOSTAT).

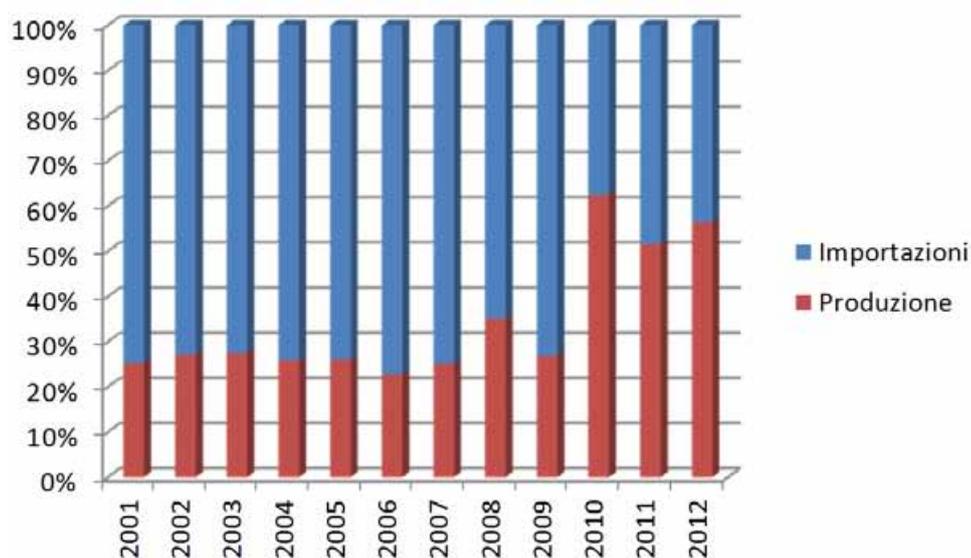


Figura 2.6. Relazione tra importazioni di cippato e produzione interna (ns. elaborazione su dati FAOSTAT).

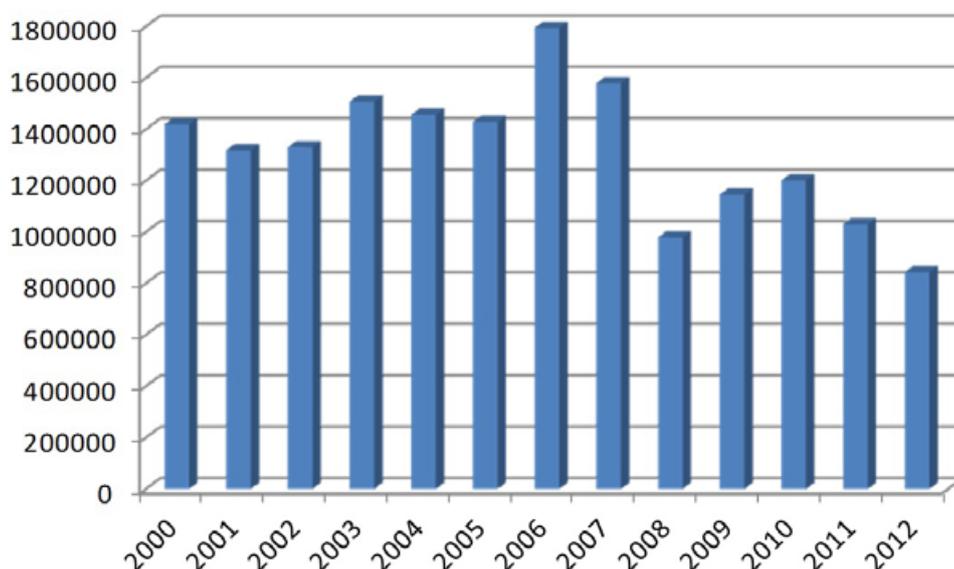


Figura 2.7. Importazioni di cippato in Italia dai paesi dell'UE 28 espresse in metri cubi (ns. elaborazione su dati FAOSTAT).

2.2. Le politiche di incentivazione di filiere a biomassa legnosa nell'area di cooperazione

Le Regioni del territorio di cooperazione del progetto Biomass Plus, in virtù del perseguimento degli obiettivi della Direttiva Europea 28/2009, hanno messo a punto vari strumenti, legali e finanziari, a sostegno dello sviluppo di impianti e filiere bosco-legno-energia. Alcuni di questi strumenti sono, ad esempio, i programmi di finanziamento specifici, realizzati soprattutto grazie ai fondi strutturali europei, certificati verdi e bianchi, programmi di incentivazione fiscale, tariffe feed-in, ecc.

Per quanto riguarda l'Italia, il sistema di incentivazione alla produzione di energia da biomasse è piuttosto complesso ed ha subito negli ultimi anni molteplici variazioni. Grazie ad una significativa politica di promozione, talvolta anche eccessivamente incentrata sull'incentivazione della produzione elettrica, l'Italia è uno dei Paesi europei che ha investito in modo più incisivo nello sviluppo delle FER da biomasse. Di fatto negli ultimi anni si è registrata nel Paese una crescita significativa delle produzioni energetiche da FER, pur rimanendo ben al di sotto delle stime e delle previsioni comunitarie (Giachi, 2011). In particolare, tra il 1999 e il 2009, il numero di impianti a biomasse è cresciuto in maniera considerevole con un tasso medio annuo di crescita pari al 10,4% (Giachi, 2011), che ha consentito l'avvio di numerose filiere per la produzione di cippato nel contesto italiano.

Per quanto riguarda la Francia, le politiche di incentivazione alla produzione di energia da biomasse sono state definite a partire dal programma nazionale "Grenelle Environment", un insieme di tavoli di lavoro tematici organizzati in Francia nell'ottobre del 2007 finalizzati ad adottare decisioni strategiche condivise in materia energetico-ambientale (Giachi, 2011). Tra i sistemi incentivanti di maggior rilievo è da sottolineare un meccanismo di sostegno basato sull'utilizzo di tariffe feed-in⁴, diversificate per tecnologie e potenza, e riconosciu-

⁴ Sistema di tariffe incentivanti

te per periodi di 15 o 20 anni (Giachi, 2011). Inoltre, tra gli strumenti promossi, si ricordano i contratti di progetto Stato-Regioni, i Programmi Operativi Regionali, i Programmi Bois-Energie, la creazione di poli di eccellenza rurali, i poli di competitività ed i Piani Climatici Territoriali (Giachi, 2011). Tali politiche di incentivazione, a partire dal bando “Biomasse 3”, lanciato dal Ministero dell’Ambiente nel gennaio 2009, erano stati presentati ben 106 progetti su tutto il territorio nazionale per la costruzione di nuove centrali a cippato (Giachi, 2011).

2.2.1. Le politiche di incentivazione di filiere a biomassa legnosa in Toscana

A livello toscano i primi atti a sostegno della filiera biomassa-energia risalgono al 2004 allorché fu supportata e finanziata la prima centrale a biomassa della regione con finalità di promozione, divulgazione e sensibilizzazione della tematica nelle varie amministrazioni locali.

Dal quel momento, la Regione ha iniziato un programma di valorizzazione e sostegno grazie a un bando pubblico⁵ che sostenevano economicamente l’installazione dei primi impianti di teleriscaldamento a cippato, cui seguì nel 2010, il secondo bando⁶, destinando al settore 8 milioni di euro complessivi.

Il programma straordinario degli investimenti ha interessato tutto il territorio regionale, ad esclusione dei centri abitati con più di 15.000 abitanti, destinando un contributo a fondo perduto che poteva rappresentare fino al 50% dei costi di progetto.

Gli impianti finanziati avevano potenze comprese tra i 100 kWt ed 1,5 MWt, per impianti di produzione di solo calore, mentre per impianti di cogenerazione erano ammissibili progetti d’impianto con potenza nominale fino a 3 MWt.

Tale programma ha rappresentato per l’intera filiera un importante incentivo al suo rapido sviluppo, grazie alla creazione di una domanda di biomasse legnose che con il solo bando 2004 del programma straordinario degli investimenti era arrivata a circa 9.700 t s.f./anno⁷.

Ciò ha consentito il superamento di un circolo vizioso nel quale, da un lato, le imprese forestali non si dotavano di infrastrutture utili alla produzione di cippato perché sul territorio non era presente una adeguata domanda di questo prodotto; dall’altro lato, i potenziali utenti non investivano in impianti a cippato di legna non potendo reperire tale combustibile sul mercato locale.

La politica regionale di incentivazione alla realizzazione di impianti termici di medie e piccole dimensioni, ha quindi avuto il merito di interrompere questo circolo vizioso, favorendo lo sviluppo della domanda di cippato legnoso e conseguentemente, spingendo le imprese del settore agro-forestale ad investire in tale settore sviluppando l’offerta di questo nuovo prodotto.

Nel secondo bando del programma straordinario degli investimenti, del 2010, su 16 progetti ammessi a finanziamento sono stati realizzati 13 impianti per una potenza complessiva di 6 MWt ed un numero di utenze pari a 9 pubbliche e 293 private. La realizzazione di questi impianti ha determinato un incremento del fabbisogno di cippato di 6.500 t/anno in ambito regionale.

⁵ DCR n°119 del 14/11/2006 approva Programma degli investimenti - Bando 2007 (Decreto n°715 del 20/02/2007). Produzione di energia per le aree rurali.

⁶ DCR n. 67 del 27/10/2009 “Proroga programma degli investimenti” - Bando 2010 (Decreto n. 691 del 22/02/2010).

⁷ Fonte Regione Toscana.

A queste due linee di finanziamento a sostegno delle filiere legno-energia, si è poi aggiunto il Piano di Sviluppo Rurale 2007-2013 che ha avuto un ruolo importante grazie ad alcune misure finalizzate proprio alla realizzazione di impianti⁸.

A tali programmi di incentivazione si è poi “affiancato” il “Programma Operativo Regionale POR CREO 2007 - 2013” anch'esso con misure a sostegno degli investimenti in cogenerazione e teleriscaldamento.

Tuttavia, oltre a misure dirette al finanziamento ed alla realizzazione di impianti alimentati a cippato, vi sono stati altri strumenti di incentivazione della filiera come ad esempio il Piano Regionale Agricolo Forestale che attraverso specifiche misure ha incentivato l'associazionismo forestale e la vendita di energia.

Per chiudere questa breve rassegna degli strumenti regionali a supporto della filiera “legno-energia” è da ricordare il “protocollo di intesa per la definizione delle caratteristiche merceologiche della biomassa agroforestale da utilizzare negli impianti di teleriscaldamento e/o cogenerazione”⁹, che identifica come fattori strategici per lo sviluppo delle filiere i seguenti punti:

- supportare la logistica e realizzazione di piattaforme logistico-commerciali al fine di garantire qualità e sicurezza di approvvigionamento;
- favorire la conoscenza sulla qualità dei combustibili, sulla provenienza, modalità di approvvigionamento, ecc.;
- riconoscere ai produttori un prezzo idoneo e commisurato alla qualità del cippato che producono, in particolare assicurando un “appropriato prezzo” energetico.

In conclusione, queste politiche hanno permesso il superamento di barriere strutturali allo sviluppo di filiere biomassa-energia sul territorio regionale. Senza di esse è molto probabile che le sole leggi di mercato non avrebbero garantito l'introduzione di nuove tipologie di prodotto (cippato di legno) che richiedono cospicui investimenti sia dal lato della produzione, che da quello della sua utilizzazione.”

2.2.2. Le politiche di incentivazione di filiere a biomassa legnosa in Corsica

Passando ad esaminare le politiche di incentivazione nell'area di cooperazione, possiamo constatare che la Regione corsa è stata sicuramente pioniera anche rispetto alla normativa europea. Infatti, in Corsica già a partire dal 1983 è stato promosso lo sviluppo delle filiere bosco-legno-energia attraverso politiche di incentivazione indirizzate prioritariamente alla realizzazione di impianti a biomassa nei plessi scolastici, attraverso un programma di sostegno finanziario promosso dal Fondo Corso per l'Energy Management¹⁰. Il programma dunque si è concentrato nella realizzazione di caldaie a biomassa all'interno di strutture educative come scuole e Università e sulla realizzazione di una rete di teleriscaldamento urbana per l'intera città di Corte conclusa nel 1992.

Questa programmazione, tra le più pionieristiche in Europa, deriva principalmente dalla volontà politica dell'amministrazione di allora di investire fermamente sullo sviluppo delle risorse energetiche locali, ma anche dalla esigenza di affrancarsi dagli elevati costi di

⁸ Il contributo a fondo perduto era variabile e dipendente dalla misura di finanziamento.

⁹ Sottoscritto dall'Unione Nazionale Comuni Comunità Enti Montani (UNCCEM), Unione delle Province d'Italia (UPI), Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI), Confederazione italiana agricoltori (CIA), Confagricoltura, Legacooperative, Confcooperative.

¹⁰ Fondo sostenuto da ADEME (operatore dello stato per sostenere la transizione ambientale ed energetica) e Regione Corsa.

produzione energetica dell'isola (Agence De Développement Économique De La Corse, 2006). Inoltre, lo sfruttamento di legno locale per la produzione di energia termica, permette la sostituzione dell'energia elettrica tradizionalmente utilizzata per il riscaldamento degli ambienti e dell'acqua calda sanitaria. Infine, il piano energetico della Corsica 2005 - 2025 prevede una specifica azione legata alla diversificazione energetica dell'isola ed alla riduzione delle emissioni climalteranti offrendo nuove opportunità e sbocchi di mercato ai prodotti forestali.

2.2.3. Le politiche di incentivazione di filiere a biomassa legnosa in Liguria

La regione Liguria sorge su un territorio complessivamente "a vocazione forestale" considerato che è la regione con il più elevato indice di boscosità d'Italia poiché oltre il 69% del territorio regionale è coperto da boschi. Per tale motivo e per la conformazione morfologica dell'intero territorio regionale, la politica di gestione del patrimonio boschivo risulta particolarmente importante per valorizzare la risorsa forestale e per rilanciare il settore (Derchi et al, 2012). Purtroppo, la maggior parte dei boschi liguri sono caratterizzati da decenni di abbandono, per cui in taluni casi possono trasformarsi da risorsa in criticità territoriale (Derchi et al, 2012).

Al fine di promuovere le utilizzazioni forestali ed il conseguente governo del bosco, la Regione Liguria ha cercato di perseguire lo sviluppo delle filiere bosco-legno-energia sin dalla fine degli anni '90. Infatti attraverso la L.R. n.18/99 "Adeguamento delle discipline e conferimento delle funzioni agli enti locali in materia di ambiente, difesa del suolo ed energia" sono stati finanziati i primi impianti di teleriscaldamento alimentati a cippato di legno locale, proveniente dalla Valle Stura in provincia di Genova. Il percorso d'incentivazione e diffusione di impianti alimentati a biomasse legnose di origine locale, intrapreso con la Legge Regionale n°18/99, ha avuto seguito con ulteriori programmi di finanziamento. Nello specifico, con la D.G.R. 982/10, la Liguria ha finanziato la realizzazione di 6 nuovi impianti energetici da realizzare sul territorio regionale (RaFL, 2011-2013).

Oltre ai suddetti programmi diretti alla realizzazione di nuovi impianti a biomassa, tra il 2011 e 2013, nell'ambito del Piano di Sviluppo Rurale, sono stati realizzati alcuni impianti di riscaldamento a cippato per la produzione di calore presso aziende orticole del Ponente (RaFL, 2011-2013). Il contesto ligure si caratterizza infatti per la presenza di numerose aziende dedite alla coltura intensiva in serra, dove il costo del riscaldamento è molto gravoso per l'uso prevalente di combustibili fossili. In questo contesto la produzione di energia termica derivante da biocombustibili legnosi può rivelarsi molto vantaggiosa sia in termini di risparmio che di valorizzazione delle filiere locali (RaFL 2011-2013).

2.2.4. Le politiche di incentivazione di filiere a biomassa legnosa in Sardegna

Anche la Regione Sardegna ha previsto nel corso degli anni delle politiche volte a incentivare gli impianti energetici alimentati a cippato di legno con l'adozione di strumenti normativi atti a promuovere tali forme di investimento. Tali programmi si sono avviati a partire dal 2008 e prevedevano l'installazione di impianti di elettrogenazione con biomassa per una potenza elettrica installata di 135 MWe (AA.VV. (a), 2008).

Strumenti di promozione e diffusione di impianti energetici alimentati a cippato erano compresi nel documento "Studio sulle potenzialità energetiche delle biomasse in Sardegna", finalizzato ad individuare le potenzialità d'installazione di impianti di cogene-

razione/trigenerazione di piccola-media taglia (inferiore ad 1 MW elettrico). In questo programma la Regione Sardegna si era posta l'obiettivo di realizzare 10 impianti entro il 2020 (PAER, 2014).

Infine un importante stimolo allo sviluppo delle filiere biomassa-energia sono stati i Programmi di Cooperazione Transfrontaliera Italia-Francia "Marittimo" Biomass e Biomass Plus che hanno dato un contributo decisivo all'avvio di filiere locali bosco-legno-energia ed alla realizzazione di alcuni impianti di teleriscaldamento a cippato.

2.3. Evoluzione del prezzo nell'area di cooperazione

Molteplici studi evidenziano che lo sviluppo delle filiere biomassa-energia ha determinato un rapido incremento del fabbisogno di cippato e conseguentemente anche un innalzamento dei prezzi (Sacchelli, 2011).

Nell'area di cooperazione, la principale causa di questo incremento dei prezzi è legata alla diffusione di impianti di teleriscaldamento e di cogenerazione che hanno rapidamente amplificato la domanda annua di biomasse legnose. Peraltro, nel contesto corso tale fenomeno è stato ulteriormente sostenuto dalla presenza di una sorta di monopolio nelle forniture di biomasse con conseguente assenza di concorrenza.

In Italia, le dinamiche dei prezzi dell'ultimo decennio sono state rilevate dal primo osservatorio sui prezzi del cippato legnoso attivato dalla Camera di Commercio, Industria, Artigianato e Agricoltura di Bolzano. L'osservatorio ha registrato i prezzi dei biocombustibile a partire dal 2001 per la sola area della provincia di Bolzano. Tali rilevazioni dimostrano che il prezzo del cippato è sensibilmente cresciuto nel periodo 2001-2015 passando dai circa 29 €/t s.f. ai circa 90 €/t s.f. dell'autunno 2015 (Fig. 2.8).

È interessante constatare che a partire dal 2011 l'incremento di prezzi si è progressivamente ridotto con una tendenza ad attestarsi attorno ai 90-80 euro/t s.f.. Si tratta di valori in linea con i costi di produzione del processo produttivo in ambito forestale (Spinelli et al. 2007, AA.VV. (b) 2008). Ovviamente l'evoluzione del prezzo è stata determinata anche da una evoluzione qualitativa del cippato legnoso che si è progressivamente qualificato raggiungendo, in taluni contesti, standard molto elevati.



Figura 2.8. Dinamica dei prezzi del cippato rilevati dalla camera di commercio di Bolzano. (ns. elaborazione su dati CCIAA di Bolzano).

Purtroppo, tali valutazioni fanno riferimento al solo mercato provinciale di Bolzano, di conseguenza, per ottenere indicazioni significative in contesti territoriali diversi è stato necessario realizzare un'indagine tra i gestori di impianti e tra gli operatori del settore agro-forestale¹¹. Nel caso specifico, è stata approntata un'indagine per il contesto regionale toscano, integrata con dati reperiti da fonti bibliografiche (articoli su riviste specializzate, articoli su di quotidiani locali, periodici, ecc.). L'indagine ha permesso la ricostruzione della dinamica dei prezzi del cippato, per il contesto toscano, dal 2004 sino ad oggi (Fig. 2.9). È opportuno constatare che sia le rilevazioni dell'Osservatorio provinciale di Bolzano, sia quelle rilevate in regione Toscana, presentano un andamento pressoché identico fino al 2008-2009. Da quel momento in Toscana si assiste ad una differenziazione della produzione e alla conseguente differenziazione dei prezzi. È plausibile che ciò avvenga anche nell'area di Bolzano soprattutto per effetto del miglioramento qualitativo delle produzioni.

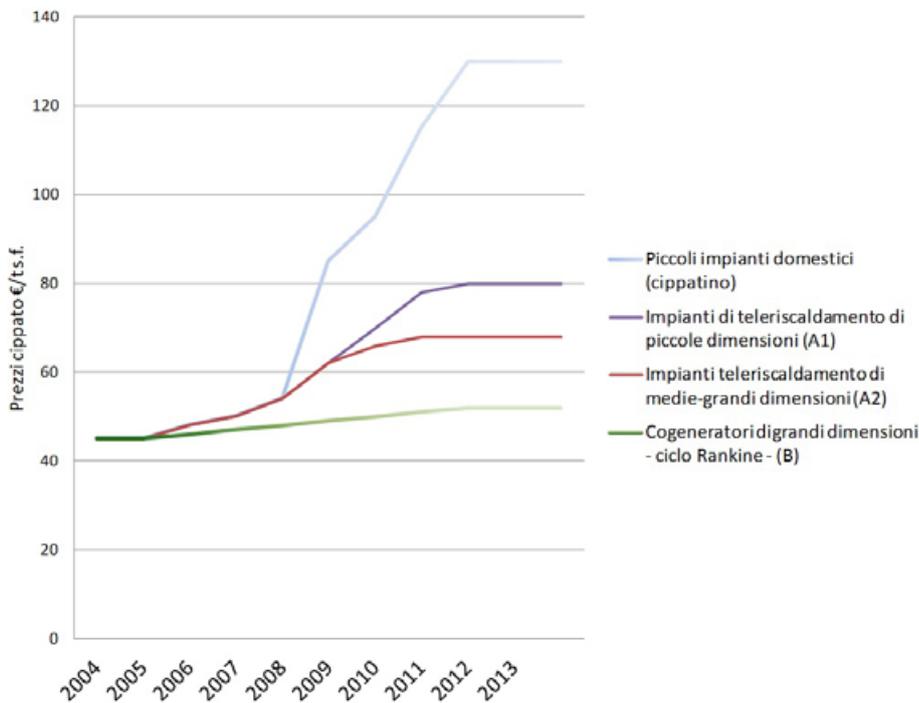


Figura 2.9. Dinamica del prezzo del cippato (ns. elaborazione da indagine diretta, Osservatorio iBioNet). La classificazione del cippato fa riferimento alla norma UNI EN ISO 17225-4.

Come evidenziato in figura 2.9, sussiste un'evoluzione dei prezzi significativamente diversa in relazione alla tipologia di cippato e quindi di utente finale. Infatti, i grandi impianti di cogenerazione, acquistano grandi forniture di cippato di qualità piuttosto scadente derivato da interventi selvicolturali legati a sfolli e diradamenti, a tagli fitosanitari, ed a potature del verde urbano¹². A questi fonti, da alcuni anni si aggiungono con regolarità produzioni derivate da schianti conseguenti a eventi meteorici estremi (trombe d'aria e tempeste) che si stanno verificando con frequenza pressoché costante in Toscana.

¹¹ L'indagine è stata condotta attraverso la realizzazione di 23 interviste presso gestori di impianto e 9 interviste a produttori di cippato.

¹² Grazie al recepimento della direttiva europea 2008/98/CE attraverso l'articolo 184 bis del D.lgs n° 152/06 (aggiornato al Giugno 2015), è possibile impiegare i residui e le potature del verde urbano per la produzione di energia.

I grandi impianti di cogenerazione a ciclo Rankine¹³, riescono infatti ad utilizzare materiale sia fresco, che bagnato, cioè con un contenuto idrico che raggiunge il 50 - 55%. Possono quindi acquisire il cippato prodotto in qualsiasi momento dell'anno, anche quello cippato è depositato in bosco in pieno inverno o tagliato nelle fasi di emergenza (successive a fenomeni meteorici estremi).

L'evoluzione del prezzo del cippato destinato agli "Impianti di teleriscaldamento" (cippato A1 e A2) ha invece subito un incremento significativo nel corso degli ultimi 10 anni (Fig. 2.9). In generale si è assistito ad un miglioramento qualitativo del cippato con una crescente attenzione agli standard dimensionali utili a garantire il corretto funzionamento degli impianti.

Per quanto riguarda i prezzi del cippato destinato a impianti di piccole e piccolissime dimensioni (A1 e A2), si tratta di impianti, anche di carattere domestico, che si stanno diffondendo piuttosto rapidamente nelle aree periurbane e rurali. Gli incentivi legati ai certificati bianchi e/o alle detrazioni fiscali, piuttosto che al c.d. "Conto Termico", hanno infatti favorito la diffusione di queste tecnologie su piccole utenze 30-60 kW. In questo caso il prezzo, leggermente superiore ai casi precedenti, è legato a due parametri:

- l'esigenza di avere un prodotto con elevata qualità costante durante tutto l'anno (pezzatura costante e contenuto idrico sempre inferiore o uguale al 30%);
- elevati costi di trasporto, che per piccole commesse risultano ovviamente incidere in modo più rilevante su ogni tonnellata di prodotto.

Relativamente al cippato per impianti di teleriscaldamento di medie-grandi dimensioni è stata rilevata una notevole variabilità del C.I. che ha determinato rendimenti d'impianto estremamente variabili.

Le attività di monitoraggio delle filiere, condotte dapprima con il progetto BIOMASS e proseguite nel corso del progetto BIOMASS PLUS, hanno infatti evidenziato la presenza sul mercato di cippato con contenuto idrico variabile tra il 30% ed il 50%, a seconda della stagione. Tale tendenza è confermata anche da studi condotti in Trentino (Sacchelli, 2011), dove i contratti di fornitura, se presenti, non contengono standard qualitativi per la commercializzazione del prodotto.

Malgrado questa eterogeneità rilevata rispetto al C.I., il prezzo medio del cippato fresco¹⁴ nel decennio di riferimento (2004-2014) è passato da circa 45 €/t s.f. del 2004 a circa 68 €/t s.f. del 2014, con una crescita complessiva variabile tra il 40% ed il 50%. Proprio a causa di questa variabilità di C.I. del cippato molti operatori della filiera si stanno attrezzando per la sua verifica su ogni carico che giunge all'impianto allo scopo di conguagliare i prezzi in relazione al contenuto energetico delle biomasse.

Passando ad esaminare l'evoluzione del prezzo del cippato da destinare alle caldaie domestiche, è stato osservato che la tecnologia si è diffusa in Toscana a partire dal 2008. Il progresso tecnologico delle caldaie e gli incentivi per la realizzazione di piccoli e piccolissimi impianti, ha infatti permesso la diffusione sul territorio di questa nuova tipologia di impianti. Si tratta di un nuovo segmento di mercato legato alla produzione di cippato con elevati standard qualitativi (P10-P20, M15-M20) e che rappresenta un'ottima opportunità di valorizzazione di formazioni forestali (cedui di castagno) molto diffusi in Toscana ma con limitati sbocchi commerciali. Per questi prodotti sono stati rilevati prezzi uguali o superiori a 130 €/t s.f. franco partenza, per cippato (P10; M 10).

¹³ Al momento in tutta la regione Toscana sono presenti 7 cogeneratori, di cui 3 ORC.

¹⁴ Con contenuto idrico tra il 35 ed il 45%

fornire immagini



Figura 2.10. Cippato di elevata qualità per l'impiego in impianti di cogenerazione a gassificazione (esempio cippato A1 per gassificatori. Cippato di tipo P50 M \leq 25).



Figura 2.11. Cippato per l'impiego in impianti di teleriscaldamento di medio-piccole dimensioni (esempio di cippato A2).



Figura 2.12. Cippato di elevata qualità, il c.d. cippatino per l'impiego in caldaie domestiche.

2.4. Il mercato interno

2.4.1. La domanda di cippato in regione Toscana

La domanda di cippato di legno in Toscana è attualmente generata da impianti termici di teleriscaldamento e da impianti di cogenerazione sia con ciclo rankine che con pirogassificazione. Individuare gli impianti e stimare il loro fabbisogno non è facile perché non esiste un Ente di riferimento che disponga di un archivio progressivamente aggiornato per effetto, ad esempio, di procedure autorizzative. Questo perché la disciplina della materia, le disposizioni normative e il Piano di Indirizzo Energetico Regionale non prevedono nessuna autorizzazione per quanto riguarda gli impianti di produzione di calore da biomassa con potenza inferiore a 0,5 Mw, mentre, per impianti di grossa taglia è necessario ottenere l'autorizzazione alle emissioni in atmosfera, secondo quanto previsto dal Dlgs 152/2006¹⁵.

¹⁵ <http://www.regione.toscana.it/impres/energia/autorizzazioni-rinnovabili>

Per cercare di censire gli impianti, la loro distribuzione sul territorio e la relativa domanda di biomasse, è stato quindi realizzato uno specifico archivio geolocalizzato disponibile sulla piattaforma www.iBioNet.eu.

Per la costruzione dell'archivio sono state consultate le seguenti fonti:

- Regione Toscana, settore Agricoltura e Foreste (impianti finanziati);
- Regione Toscana, settore Energia (impianti finanziati);
- Gruppi Azione Locale;
- Produttori di cippato.

Il geodatabase include sia gli impianti in funzione, sia gli impianti finanziati ma ancora in fase di costruzione. Su questa base sono state quindi calcolate sia la domanda attuale¹⁶ di cippato sia quella di previsione¹⁷.

Attualmente in Toscana sono stati realizzati quasi 80 impianti di teleriscaldamento alimentati a cippato di legno (Fig. 2.13), di cui oltre 40 finanziati direttamente dalla Regione Toscana attraverso il programma di investimento "Produzione di energia per le aree rurali". A questi impianti devono essere aggiunti tutti quelli che non hanno goduto di finanziamento e che quindi sono difficilmente censibili. In pratica non sono stati censiti gli impianti realizzati senza contribuzione pubblica o senza pratiche autorizzative¹⁸.

L'assenza di una obbligatorietà di comunicazione, da parte dei gestori dei nuovi impianti, può quindi pregiudicare le attività pianificatorie attuate dagli Enti locali in quanto non è possibile individuare con precisione l'evoluzione della domanda di legno cippato.

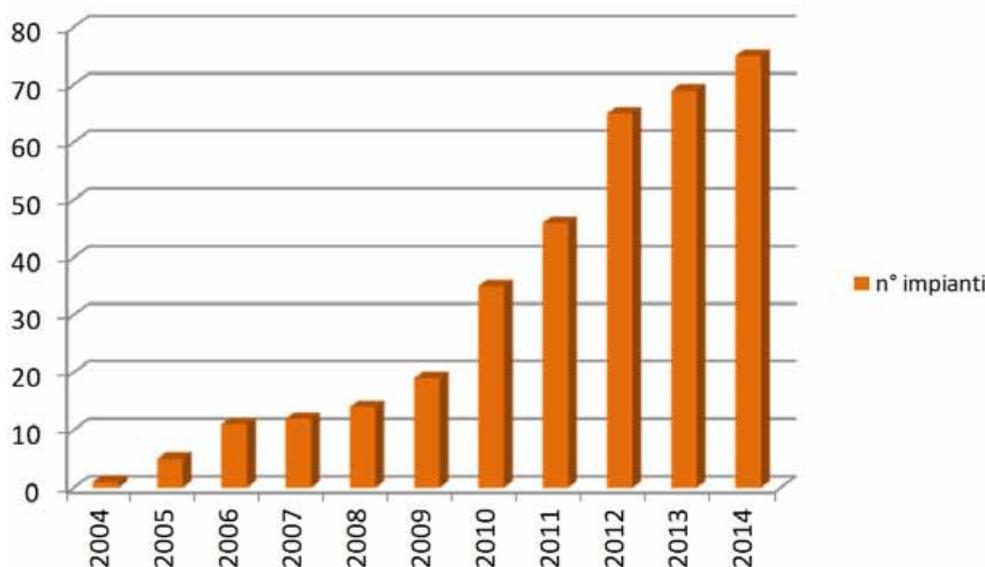


Figura 2.13. Dinamica del numero di impianti attivati o in programmazione in regione Toscana.

La figura 2.13, rappresenta la dinamica degli impianti energetici alimentati a cippato in regione Toscana. Essa evidenzia la presenza di due periodi in cui gli impianti sono stati realizzati con maggiore frequenza, ovvero il 2010 ed il 2012. Tale dinamica è strettamente correlata ai periodi di attuazione delle politiche di incentivazione della Regione Toscana

¹⁶ Relativa a dati oggettivi forniti dai gestori dei molteplici impianti entrati in funzione.

¹⁷ Include anche il fabbisogno di cippato degli impianti in corso di realizzazione.

¹⁸ In ambito rurale, l'installazione di impianti all'interno delle aziende agricole è pratica abbastanza diffusa poiché consente la valorizzazione di scarti di lavorazione (es. potature colture arboree agrarie o residui della frangitura)

nel 2007¹⁹, 2008²⁰ e nel 2010²¹.

La diffusione di tali impianti ha avuto come conseguenza la crescita del consumo di cippato a livello regionale. Infatti, come mostra il grafico in figura 2.14, è possibile notare come nel 2010 sia stata registrata un'importante fase di crescita della domanda di biocombustibile. In questo caso tale incremento è dovuto soprattutto all'entrata in esercizio dell'impianto di cogenerazione di Calenzano che, da solo, necessita di circa 15.000 t s.f./anno di cippato. Anche tra il 2012 e il 2013 è possibile individuare un incremento sostanziale del consumo di cippato dovuto sempre alla attivazione di altri impianti di cogenerazione. Il grafico in figura 2.14 evidenzia, in particolare, la stretta correlazione esistente tra l'aumento dell'energia elettrica prodotta con biomasse solide e l'aumento significativo del consumo di cippato.

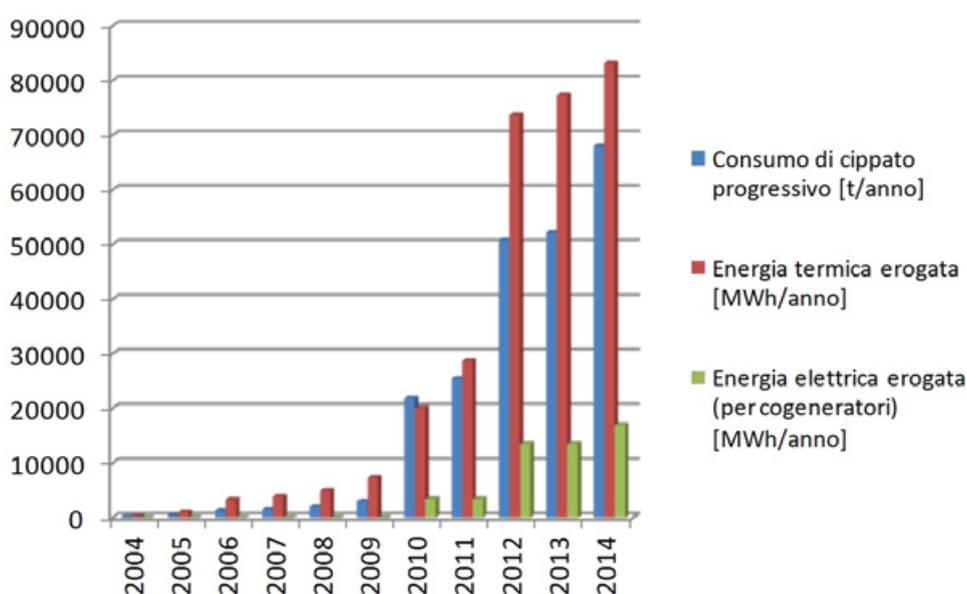


Figura 2.14. Consumo di cippato e produzione di energia termica ed elettrica in regione Toscana²².

2.4.2. Evoluzione degli assortimenti di cippato e la rilevanza economica del mercato in Toscana

Il legno cippato ha una notevole eterogeneità qualitativa in relazione alla materia prima da cui viene prodotto (legno di latifoglie o conifere, cippatura di tronco o di ramaglia), in relazione alle modalità di cippatura (cippatore a disco o a tamburo), potenza e dimensioni della cippatrice, stagione in cui viene effettuata la cippatura, presenza di un periodo di essiccazione, ecc.. Questa notevole eterogeneità della qualità del cippato legnoso ha quindi richiesto una opportuna classificazione dello stesso in relazione ad alcune caratteristiche specifiche definite dalla norma UNI EN ISO 17225-4 (Tab. 2.1), quali:

- pezzatura del cippato
- contenuto idrico

¹⁹ I° Programma degli investimenti per la produzione di energia nelle aree rurali, I° tranche.

²⁰ I° Programma degli investimenti per la produzione di energia nelle aree rurali, II° tranche.

²¹ II° Programma degli investimenti per la produzione di energia nelle aree rurali.

²² L'energia termica erogata considera anche la quota di energia termica prodotta da impianti di cogenerazione. Gran parte di questa energia viene dissipata.

- contenuto in ceneri
- potere calorifico
- densità sterica

Classe	Unità	A1	A2	B1	B2
Biomassa legnosa non contaminata ²³					
Origine e fonte		1.1.1. Pianta intera senza radici		1.1. Foreste, piantagioni ed altro legno vergine	1.1. Foreste, piantagioni ed altro legno vergine
		1.1.3 Fusto		1.2.1 Residui di legno non trattato chimicamente	1.2 Legna proveniente da prodotti e residui di lavorazioni industriali
		1.1.4.3 Residui di utilizzazione			1.3 Legno (usato) non trattato chimicamente
		1.2.1 Residui di legno non trattato chimicamente			
Dimensione o pezzatura		Specificare		Specificare	
Contenuto idrico	W%	M10 ≤ 10 M25 ≤ 25	M35 ≤ 35	Specificare	
Generi (A)	W% ²⁴	A 1.0 ≤ 1,0	A 1.5 ≤ 1,5	A 3.0 ≤ 3,0	
PCI	MJ/kg	Specificare	Specificare	Specificare	
Densità apparente	kg/msr	BD 150 ≥ 150 BD 200 ≥ 200 BD 250 ≥ 250	BD 150 ≥ 150 BD 200 ≥ 200 BD 250 ≥ 250 BD 300 ≥ 300	Specificare	

Tabella 2.1. Classificazione del cippato in relazione alle caratteristiche qualitative (UNI EN ISO 17225-4).

La classificazione serve per standardizzare le caratteristiche del combustibile in modo da identificare con chiarezza i tipi di combustibili che possono essere impiegati in ogni caldaia.

I parametri del combustibile che maggiormente influiscono sul funzionamento di un impianto sono:

- La pezzatura, ovvero le dimensioni prevalenti del cippato. La scelta della pezzatura è infatti un aspetto importante poiché può determinare blocchi della coclea di alimentazione della caldaia. La distribuzione granulometrica e quindi la classe di pezzatura, tiene conto anche delle classi dimensionali piccole cioè delle polveri di legno. In presenza di elevate entità di frazioni fini si può determinare un aumento rilevante delle emissioni di polveri sottili (Spinelli et al., 2004).
- Il Contenuto Idrico (C.I.) è rappresentato dalla percentuale di acqua contenuta nella biomassa fresca²⁵. Si tratta di un parametro importante per garantire il corretto funzionamento delle caldaie, soprattutto se di piccole dimensioni. Cippato di legno con elevato C.I., determina un considerevole abbassamento dell'efficienza energetica dell'impianto. Elevati livelli di C.I., superiore al 40%, possono innescare fenomeni di fermentazione nella fase di stoccaggio del cippato, con degradazione qualitativa del materiale e perdita di sostanza secca e dunque di "energetica" (AA.VV., 2006; Ayoub et al., 2007; Veneto Agricoltura, 2008).
- Il contenuto in ceneri ed il suo punto di fusione. Si tratta di parametri importanti che riflettono la qualità del cippato in ingresso alla caldaia. Generalmente il cippato di elevata qualità che proviene prevalentemente da cippatura di tronchi e fusti, produce un limitato quantitativo di cenere; mentre cippato prodotto con ramaglie e cimoli, che

²³ Codici di classificazione della provenienza del legno indicati nella norma UNI EN ISO 17225-4.

²⁴ Contenuto in ceneri espresso in percentuale su base secca.

²⁵ C.I. = $\frac{\text{Peso fresco} - \text{Peso anidro}}{\text{peso fresco}}$

ha maggior presenza di corteccia, è caratterizzato da una quantità di cenere superiore (AA.VV., 2008). Inoltre la combustione di materiale legnoso caratterizzato da una elevata presenza di corteccia, può provocare numerosi problemi in caldaia a causa della maggiore presenza di terra e quindi silice nella parte corticale del fusto. Elevate quantità di tali composti portano alla formazione di agglomerati di silice vetrificata all'interno dei bruciatori con problemi consistenti sulla meccanica d'impianto (Fig. 2.15) (AA.VV., 2008).



Figura 2.15. Agglomerati di silice in camera di combustione in un impianto monitorato dall'Osservatorio iBioNet.

Passando ad esaminare la qualità del cippato legnoso consumato sul mercato toscano, osserviamo che esso è piuttosto eterogeneo dal punto di vista qualitativo. Lo studio ha rilevato il consumo di 7-8.000 t.s.f di cippato idoneo per impianti di gassificazione medio-piccoli, mentre sono consumate circa 45.000 tonnellate di cippato di limitata qualità in impianti di cogenerazione ORC (Tabb. 2.2 e 2.3).

La maggior parte del cippato impiegato in regione Toscana, alimenta dunque i 3 impianti di cogenerazione "ORC" presenti sul territorio.

Il consumo di cippato di elevata qualità si attesta attualmente a circa 4.500 t s.f. ed è determinato da 51 piccoli e piccolissimi impianti termici e di teleriscaldamento, anche di carattere domestico, presenti sul territorio toscano.

Funzione	Tecnologia	Potenza termica [kW]	Assortimento di cippato	n° di impianti	Consumo di cippato [t s.f.]
Cogeneratori	Gassificazione	fino a 150	P80-100 M10-20	2	790
	Gassificazione	da 151 a 1400	P80-100 M10-20	2	6.600
	ORC	oltre 1401	Nessuna specifica	3	45.000

Tabella 2.2. Distribuzione dei consumi per classi di potenza termica e tipologia di impianti di cogenerazione in regione Toscana.

Funzione	Tecnologia	Potenza termica [kW]	Assortimento di cippato	n° di impianti	Consumo di cippato [t s.f.]
Teleriscaldamento	Combustione	fino a 150	P10-30 M15-M20	24	723
	Combustione	da 151 a 500	P20-45 M20-30	27	3.803
	Combustione	da 500 a 1400	P20-50 M30-40	24	10.245

Tabella 2.3. Distribuzione dei consumi per classi di potenza termica e tipologia di impianti di teleriscaldamento in regione Toscana.

Assortimento di cippato	t/anno	Prezzo medio unitario €/t	Fatturato annuo €/anno	% di fatturato del totale
Cippato per impianti di teleriscaldamento di piccola potenza [t] (fino a 150 kW) P10-30 M15-M20 (cippatino)	723	110	79.530	2,09%
Cippato per impianti di teleriscaldamento di media potenza [t] (da 150 kW a 500 kW) P20-45 M20-30	3.803	85	323.255	8,84%
Cippato per impianti di teleriscaldamento di grande potenza [t] (da 500 kW a 1400 kW) P20-50 M30-40	10.245	70	717.150	18,81%
Cippato per gassificatori P80-100 M10-20	7.390	60	443.400	11,63%
Cippato per impianti ORC [t]	45.000	≤50	2.250.000	59,00%
Totale	67.161		3.813.335	100,00%

Tabella 2.4. Fatturato annuo delle vendite di cippato per tipo di cippato e destinazione (i dati si riferiscono ai soli consumi regionali, al netto delle esportazioni extra regionali).

Dall'esame della tabella 2.4, osserviamo che il cippato di bassa qualità spunta pezzi di mercato piuttosto contenuti, correntemente inferiori a 50 euro/t s.f. franco impianto. Nel caso degli impianti di cogenerazione con tecnologia a gassificazione l'indagine di mercato ha evidenziato che il prezzo del cippato, anche se di buona qualità²⁶, si mantiene comunque contenuto in virtù dei grandi quantitativi trattati.

Al momento quindi, oltre il 67% del cippato legnoso consumato in regione Toscana (circa il 59% in valore), viene utilizzato in impianti di cogenerazione ORC con prezzi medi pari a circa 45-50 euro/t s.f. (Tab. 2.4, Fig. 2.16).

²⁶ Gli impianti a gassificazione richiedono cippato di grossa pezzatura (P50) e basso contenuto idrico (M25) che andrà poi ulteriormente asciugato presso l'impianto per giungere a livelli prossimi a M5.

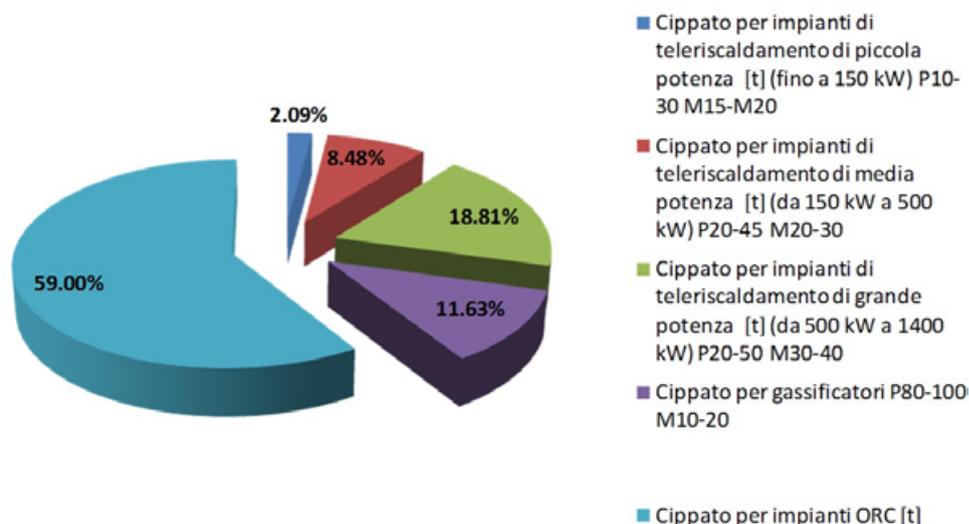


Figura 2.16. Quota di mercato per tipo di cippato e destinazione. (I dati si riferiscono ai soli consumi regionali, al netto delle esportazioni extra regionali).

2.5. Il mercato esterno: la produzione di cippato per il mercato extra regionale toscano

Come evidenziato in precedenza la domanda interna di cippato è ancora piuttosto contenuta e si attesta attorno alle 70.000 t/anno²⁷. Malgrado questo, la produzione di cippato in regione Toscana è molto più elevata del consumo interno, infatti, secondo le stime del Rapporto sullo stato delle Foreste della Regione Toscana (RaFT) nel 2006 la produzione di cippato legnoso ammontava a circa 150.000 - 200.000 t s.f.²⁸.

Una successiva indagine svolta nel 2009, ha individuato 61 imprese operanti nelle filiere di produzione del cippato in Toscana con una produzione complessiva di circa 229.000 t s.f./anno (Biopower in Tuscany, 2014). Stime aggiornate al 2015, effettuate attraverso interviste dirette ai principali produttori di legno cippato in Toscana, definiscono una produzione annua di cippato in regione che si attesta attorno alle 330.000 t/anno (Fig. 2.17). Secondo quest'ultimi dati, aggiornati al 2015, le aziende forestali toscane producono attualmente circa 6 - 7 volte il fabbisogno annuo di cippato degli impianti energetici presenti in Toscana. Si tratta soprattutto di produzioni non pianificate, ovvero generate da tagli estemporanei per esigenze fitosanitarie, od emergenze climatico-ambientali che richiedono il repentino ripristino delle superfici. È questo il caso dei tagli boschivi realizzati a seguito del forte vento del 5 marzo 2015 che hanno coinvolto tutta l'area Nord della Toscana, oppure i tagli boschivi per ripuliture di sponda e sgombero alberi abbattuti dovuti all'esondazione del Magra del 25 ottobre 2011, o infine lo sgombero di migliaia di alberi di parchi pubblici dovuto al downburst verificatosi a Firenze il 1 agosto 2015. Si tratta ovviamente di produzioni di bassa qualità che devono essere realizzate in tempi rapidi per sgomberare vaste superfici territoriali.

²⁷ Si tratta di una stima per difetto poiché esistono molti impianti termici a biomassa legnosa realizzati all'interno di aziende agricole, floro-vivaistiche e presso abitazioni private, realizzati senza alcuna contribuzione pubblica che abbia richiesto comunicazioni ad organi regionali o provinciali.

²⁸ Si tratta di quantità che computano, oltre al materiale conferito alle centrali energetiche, anche materiale destinato pannellifici e all'industrie della carta (RaFT, 2006).

Grandi quantità in poco tempo hanno conseguenze negative sulla stabilità del mercato locale. Un'opportuna gestione logistica di questi materiali (stoccaggio) permetterebbe un uso più razionale e la valorizzazione di alcuni assortimenti che potrebbe essere destinati al settore della prima lavorazione del legno (tondame per segheria).

Rispetto alle produzioni di assortimenti definiti in altri studi il mercato del cippato legnoso rappresenta adesso circa 1/3 in volume dei prodotti legnosi realizzati in Toscana ed è generato da imprese boschive e agricole con elevati livelli di meccanizzazione forestale che garantiscono una sorta di industrializzazione del processo produttivo.

Di conseguenza, quasi l'80% del cippato prodotto in Toscana (Fig. 2.17) viene destinato al mercato extra regionale, prevalentemente rappresentato da grandi impianti termoelettrici collocati in Emilia Romagna, Sardegna, Sicilia e Calabria. Il valore annuo delle esportazioni di queste produzioni si attesta tra gli 11 M€ ed i 13 M€/anno.

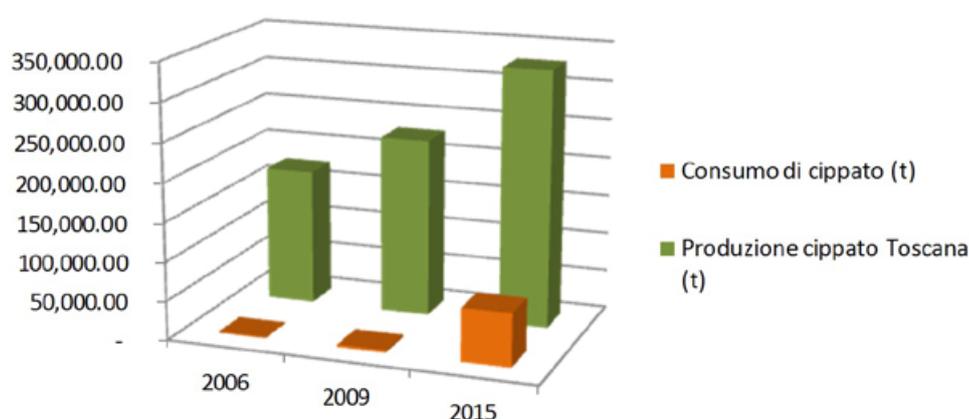


Figura 2.17. Produzione e consumo di cippato in Toscana.

2.6. L'evoluzione del mercato di cippato in Corsica e prospettive

In Corsica sono presenti 14 impianti energetici alimentati a biomasse solide collocati praticamente su tutto il territorio regionale²⁹. In figura 2.18 è illustrata l'evoluzione degli impianti nella regione corsa. In particolare, si nota che le politiche di promozione delle filiere biomassa-energia hanno avuto origine molto prima che in Italia, addirittura negli anni '90, ed hanno avuto un suo progressivo sviluppo fino ad oggi. La maggior parte degli impianti sono stati realizzati nel periodo 1991-1994 quando sono stati realizzati 6 impianti termici presso plessi scolastici (Collège e licei).

²⁹ <http://www.ibionet.eu/mappa-impianti-francia.php>.

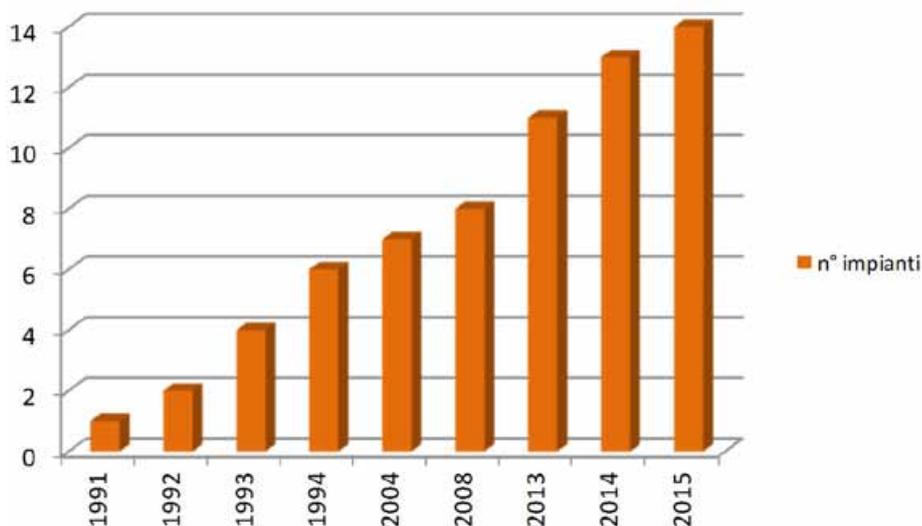


Figura 2.18. Dinamica del numero di impianti attivati in Corsica (ns elaborazione su dati ODARC³⁰).

Particolare importanza ha assunto la realizzazione, nel 1992, del grande impianto di teleriscaldamento della città di Corte che, da solo, produce ancor oggi oltre il 70% dell'energia generata in Corsica da sistemi alimentati a biomassa legnosa. Tale impianto consuma attualmente oltre il 74% del cippato impiegato in Corsica (Fig. 2.19). Si tratta di un impianto di bigenerazione³¹ che massimizza l'efficienza energetica annua grazie alla produzione di calore nel periodo invernale e di freddo nel periodo estivo. Nel 2016 l'impianto sarà rimodernato per renderlo ancora più performante.

In questi ultimi anni le politiche a sostegno delle filiere biomassa hanno ripreso vigore e tra il 2013 ed il 2015 sono stati realizzati altri 6 impianti alimentati a cippato con conseguente incremento della potenza installata, della produzione termica e del consumo di cippato (Figg. 2.18 e 2.19). Attualmente il consumo medio annuo in Corsica si attesta attorno alle 9.000 t/anno per un valore di mercato tra i 700.000 e gli 800.000 €.

La riattivazione delle politiche locali volte all'incentivazione di impianti alimentati a cippato emerge chiaramente anche dal programma di sviluppo del settore che prevede la realizzazione di 13 nuovi impianti alimentati a cippato entro il 2020 (ODARC).

³⁰ Office du Développement Agricole et Rural de la Corse.

³¹ Impianto che genera calore nel periodo invernale e freddo nel periodo estivo

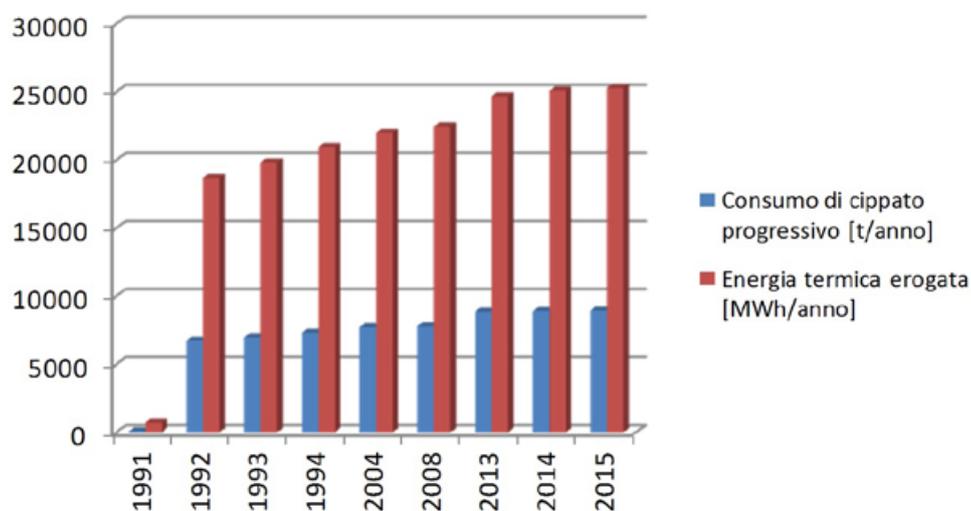


Figura 2.19. Consumo di cippato e produzione di energia termica in Corsica³² (ns elaborazione su dati ODARC).

2.7. L'evoluzione del mercato di cippato in Liguria

La Regione Liguria, che si caratterizza per il 70% da territorio boscato e per storiche produzioni agricole in serra, offre condizioni particolari per la valorizzazione, sia economica che ambientale, del bosco.

Grazie alle prime politiche di incentivazione delle filere bio-energetiche, introdotte dalla L.R. n.18/99, furono finanziati e realizzati i primi tre impianti di teleriscaldamento a cippato di legno in regione Liguria. Tali impianti furono realizzati nei comuni di Campo Ligure (potenza 700 kWt) e Rossiglione (1000 kWt) (attivati nel 2004), e nel comune di Masone (1.300 kWt) (attivato nel 2009) (RaFL, 2011-2013). La domanda complessiva di cippato generata da tali centrali è di circa 1.300 t/anno.

In seguito sono stati realizzati altri 15 impianti alimentati a cippato di legno per una potenza termica installata pari a circa 7 MWt e una domanda di cippato di circa 4.500 t/anno (Figg. 2.20 e 2.21).

³² In Corsica attualmente non è stato censito nessun impianto di cogenerazione o di produzione di energia elettrica da cippato di legno.

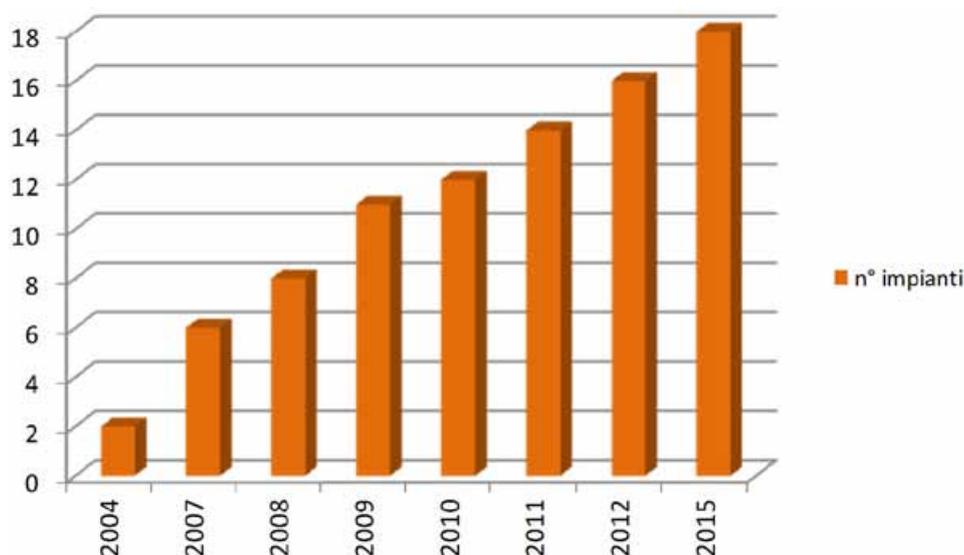


Figura 2.20. Dinamica del numero di impianti attivati in Liguria³³.

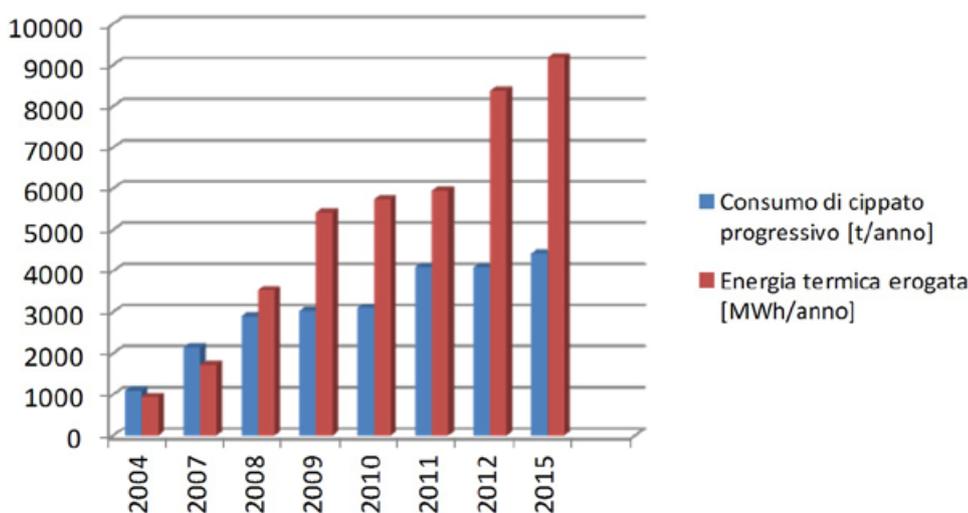


Figura 2.21. Consumo di cippato e produzione di energia termica in Liguria.

2.8. L'evoluzione del mercato di cippato in Sardegna

La Regione Sardegna è una realtà molto diversa rispetto a quanto osservato negli altri contesti territoriali del partenariato. In quest'area le filiere locali per la produzione di cippato legnoso si stanno strutturando proprio in questi ultimi anni anche grazie al supporto dei progetti trasfrontalieri Biomass e Biomass Plus. In particolare, le filiere si stanno organizzando per rispondere alle esigenze di piccoli impianti di teleriscaldamento. D'altro canto, la Sardegna è anche una regione in cui sono presenti impianti di generazione elettrica di notevoli dimensioni dove le biomasse consumate sono esclusivamente

³³ I riferimenti bibliografici sono: Rapporto progetto Biomass, Rapporto sullo stato delle foreste in Liguria 2010 e 2011 - 2013, Provincia di Savona - progetto SCORE, censimento impianti ENAMA

di origine extraregionale. Si tratta di grandi impianti di produzione elettrica, di potenza pari a 37,3 MWe, che erogano energia elettrica per 290.900 MWh/anno (PAER, 2014). Tali impianti generano una domanda di cippato legnoso pari a circa 350.000 t s.f./anno (PAER, 2014) che giungono solo attraverso il trasporto navale da altre regioni italiane, come la Toscana, e dall'estero.

Al dicembre 2015 sono ufficialmente presenti in Sardegna, oltre agli impianti termoelettrici suddetti, 3 impianti di teleriscaldamento e un impianto di cogenerazione a gassificazione alimentati a cippato di qualità di origine locale.

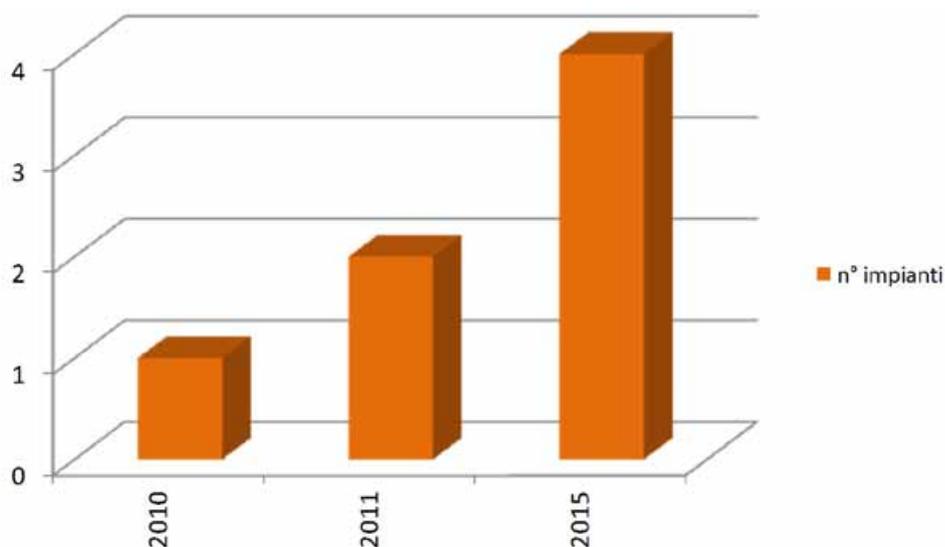


Figura 2.22. Dinamica del numero di impianti attivati in Sardegna.

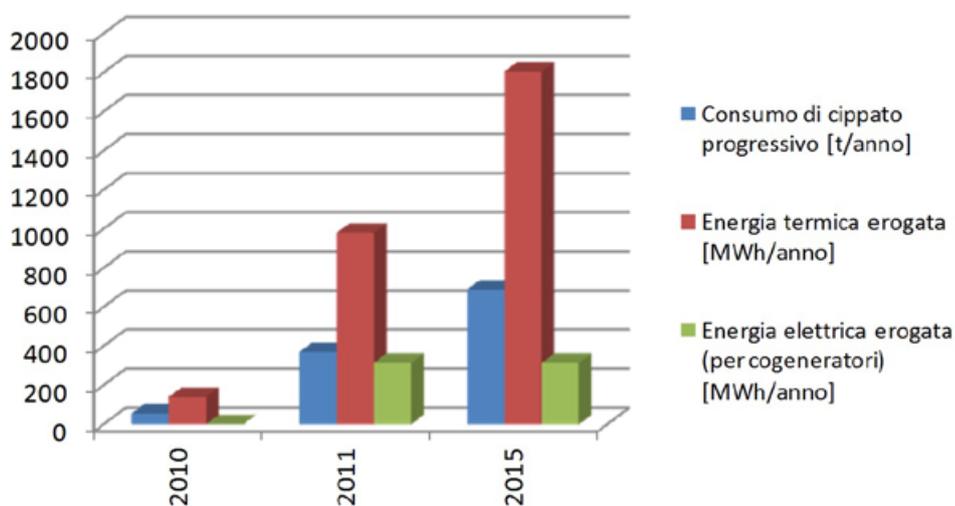


Figura 2.23. Consumo di cippato, energia termica ed elettrica prodotta in Sardegna.

Bibliografia

- AA.VV. (a) (2008). Audit sulle fonti di energia rinnovabile in Sardegna, Stato dell'arte e prospettive delle energie rinnovabili in Sardegna. Regione Sardegna.
- AA.VV. (b) (2008). Una filiera locale del legno cippato. Veneto Agricoltura.
- AA.VV. (2006). Rapporto sullo stato delle foreste in Toscana. Compagnia delle Foreste. ARSIA, Firenze.
- AA.VV., (2014). Scenari di utilizzo integrato ed efficiente della biomassa all'interno del sistema energetico toscano. Risultati del progetto Biopower in Tuscany.
- ADEC, (2006). Diagnostic de la filière Bois - Energie en région Corse et élaboration de sa stratégie de développement.
- Akyüz K. C., Balaban Y., (2011). Wood fuel trade in European Union. biomass and bioenergy, 1588-1599.
- Ayou N., Martins R., Wang K., Seki H., Naka Y., (2007). Two levels decision system for efficient planning and implementation of bioenergy production. Energy Conversion and Management, 709 - 723.
- Davide Pettenella, Nicola Andrighetto (2011), Le biomasse legnose a fini energetici in italia: uno sleeping giant?. Agriregioneuropa anno 7 n°24.
- Derchi P., Botta E., (2012). Filiere corte in Liguria energia dal bosco per le coltivazioni in serra: l'esperienza del progetto BIOMASS. Compagnia delle Foreste, Arezzo.
- ENAMA, (2011). biomasse ed energia - censimento impianti, biocarburanti di seconda generazione e casi studio.
- FAOSTAT, 2013. ForeSTAT. <http://faostat.fao.org/site/626/DesktopDefault.aspx?PageID=626#ancor>
- Gargiulo T., Zoboli G. (a cura di) (2007). Nuova economia del legno-arredo tra industria, energia e cambiamento. Franco Angeli, Milano.
- Giachi A., (2011). Le biomasse nell'area di cooperazione transfrontaliera: disponibilità di risorsa e proposte di governance. Provincia di Lucca, Rapporto del progetto Biomass.
- IEA Bioenergy, (2012). Global Wood Chip Trade for Energy.
- ISTAT (2010), Tavola F01A Utilizzazioni legnose - inventario forestale nazionale (INFC2005).
- Lundmark R., Mansikkasalo A., (2009). European trade of forest products in the presence of EU policy. Journal of Cleaner Production , S18 - S26.
- McCormick K., Kåberger T., (2007). Key barriers for bioenergy in Europe: economic conditions, know-how and institutional capacity, and supply chain co-ordination. Biomass and Bioenergy, 443 - 452.
- Piano Energetico ed Ambientale Della Regione Sardegna 2014-2020.
- RaF Liguria 2011 - 2013, (2013). Rapporto sullo stato delle foreste in Liguria.
- RaF Liguria, (2010). Rapporto sullo stato delle foreste in Liguria.
- Rapporto progetto Biomass, (2009). Raccolta informazioni relative alle buone prassi in ambito dell'utilizzo della biomassa in Regione Liguria.
- Sacchelli S., (2011). Metodi quantitativi per la pianificazione agroenergetica del territorio: applicazione di un modello di valutazione economica su base GIS. Tesi di dottorato.
- Spinelli R., Hartsough B., Magagnotti N., (2004). Le biomasse agricole e forestali nello scenario energetico nazionale, CNR IVALSÀ.
- Spinelli R., Magagnotti N., (2007). La produzione di biomassa legnosa nella selvicoltura alpina: quantità, sistemi di raccolta, costi. L'Italia Forestale e Montana, n° 5/6.

Capitolo 3

Modelli organizzativi di filiere biomassa-energia presenti sul territorio di cooperazione: il monitoraggio delle filiere biomassa-energia come strumento per la verifica dell'efficacia organizzativa e gestionale

3.1. Stato dell'arte in Europa ed in Italia

Le esperienze di monitoraggio di impianti alimentati con biomassa solida sono molteplici e finalizzate principalmente a verificare il funzionamento della caldaia attraverso parametri strettamente tecnici, quali le temperature dei fumi, le temperature di mandata e ritorno dell'acqua, ecc.

Le esperienze di monitoraggio legate alla verifica di dati di funzionamento dell'impianto nel suo complesso, della filiera di approvvigionamento del cippato e degli effetti ambientali sono invece molto limitate o assenti.

Nel contesto europeo alcune esperienze di monitoraggio più esaurienti sono state condotte a partire dagli anni 2000, in Austria (Madlener, 2007) e Danimarca (Agrell et al., 2005).

In particolare, in Austria, una selezione di impianti oggetto di sostegno pubblico è stata obbligata a sottoscrivere un accordo di monitoraggio per la verifica delle performance dell'impianto durante il suo funzionamento. Oggetto della campagna di monitoraggio erano aspetti quali: il consumo di combustibile, l'energia prodotta e le emissioni in atmosfera. Dal 2004, in Austria, il monitoraggio degli impianti è stato reso obbligatorio per poter accedere a finanziamenti pubblici finalizzati alla realizzazione di impianti alimentati a biomassa. Nonostante ciò, non si è strutturata una rete di monitoraggio capace di acquisire i dati e di elaborarli: non è stata, se non in casi sporadici, eseguita una valutazione ex-post per verificare il costo-efficacia degli investimenti realizzati con sostegno pubblico.

Nel contesto italiano la principale esperienza di monitoraggio di impianti a biomassa è costituita dal progetto WoodLand Energy (AA.VV., 2006) in cui è stata attivata una campagna di monitoraggio, di circa due anni, degli impianti di teleriscaldamento a cippato in diverse regioni italiane tra cui la Toscana.

Da tutte le esperienze maturate sia a livello nazionale che in altri Paesi europei (Madlener, 2007), emerge chiaramente l'esigenza di sviluppare questo tipo di attività in modo organico e funzionale.

La corretta stima degli effetti economici ed ambientali determinati dall'attivazione di filiere bosco-legno-energia rappresenta una base importante per valutare in modo appropriato l'evoluzione degli effetti generati dallo sviluppo delle risorse rinnovabili.

La valutazione degli effetti ambientali e socio-economici è stata trattata in ricerche effettuate, in particolare, nel centro Europa (Madlener et al., 2007; Krajnc et al., 2007).

L'International Energy Agency (IEA) ha realizzato un lavoro volto all'identificazione degli aspetti ambientali e socio-economici dei sistemi di produzione da biomasse. Questo lavoro curato da Madlener e Hayley (2000) ha studiato:

- l'impatto economico (sviluppo delle infrastrutture, creazione di imprese, ecc.);
- l'impatto sociale (occupazione, istruzione, ecc.);
- l'impatto sull'ambiente (emissioni, ecc.).

Con questi obiettivi gli autori hanno passato in rassegna diversi modelli predittivi per valutare gli impatti causati dalla diffusione di impianti alimentati a cippato.

Altri studi sono stati condotti nel 2007 da Madlener e Koller. Essi hanno stimato anche gli effetti economici dovuti alla sostituzione tra combustibili grazie ad analisi su base locale volte ad indagare l'effetto di sostituzione, anche economico, tra fonti fossili e rinnovabili. In particolare, sono emersi spostamenti tra settori merceologici (da combustibili convenzionali per riscaldamento ai moderni sistemi di sfruttamento energetico del legno).

Sulla base delle esperienze maturate in Austria, altri autori si sono cimentati nell'applicazione di tali modelli in contesti come Croazia e Slovenia (Krajnc et al., 2007). In questo caso gli autori hanno sviluppato un modello per la stima degli effetti socio-economici che possono verificarsi a causa dell'incremento dell'uso di biomassa di origine forestale per impieghi energetici. Il modello proposto può essere utilizzato per valutare gli impatti socio-economici relativi all'introduzione di progetti bioenergetici a livello locale e propone come risultato una stima sui possibili redditi e sull'occupazione.

Nel corso del primo progetto Biomass (2009 - 2011), proprio con lo scopo di valutare gli effetti economici, ambientali e sociali delle filiere bosco-legno-energia nel territorio di cooperazione, è stata avviata un'attività di monitoraggio su alcuni impianti realizzati all'interno dell'area di cooperazione. Si tratta di attività ancora in corso grazie anche alla attuazione del progetto Biomass Plus.

3.2. Monitoraggio delle filiere

L'attività di monitoraggio delle filiere, oltre a esaminare la gestione degli impianti ha anche l'obiettivo di monitorare la filiera a monte, ovvero, definire l'origine dei combustibili, i tipi di interventi selvicolturali attuati, la presenza di eventuali problematiche logistiche e infrastrutturali, le attrezzature forestali impiegate, la qualità del combustibile, gli operatori coinvolti, ecc. In tal modo è possibile individuare eventuali azioni utili a superare problematiche della filiera e garantire il presidio e la gestione del territorio montano. La verifica delle performance degli impianti energetici è quindi una condizione necessaria ma non sufficiente a garantire l'ottimizzazione della filiera.

Per garantire dati uniformi e quindi una comparazione delle esperienze delle diverse filiere, è stato quindi approntato un protocollo di monitoraggio utile a rendere comparabili i dati rilevati.

3.2.1. Protocollo di monitoraggio

Il protocollo nasce dall'esigenza di standardizzare le procedure di rilevazione dei principali parametri caratterizzanti la filiera (mezzi di esbosco, composizione squadre, distanze di trasporto, consumi energetici, consumi di cippato, rilievi dell'umidità, ecc.). In generale, si tratta di un documento che, per le caratteristiche specifiche delle filiere, ed in particolare per le caratteristiche degli impianti di teleriscaldamento, deve essere compilato da addetti ai lavori coinvolti nelle varie attività della filiera. Mentre per le rilevazioni presso

cantieri forestali la strutturazione attraverso verifica campionaria delle attività, garantisce affidabilità dei risultati, nel caso degli impianti energetici, l'esigenza di rilevare una pluralità di informazioni: temperature, consumi elettrici, carichi del cippato, ecc., richiedono una presenza costante presso l'impianto e quindi la compilazione per lunghi periodi di schede di rilevazione da parte degli incaricati: gestore, dipendente pubblico, ecc. Si tratta quindi di personale che, spesso, non svolge le attività di controllo e gestione degli impianti a tempo pieno, ma che si presta allo svolgimento di queste attività, pur avendo compiti e ruoli funzionali anche molto diversificati. Di conseguenza, le schede di rilevazione devono essere: brevi, estremamente chiare e semplici, facilmente comprensibili e compilabili in tempi molto contenuti.

Per redigere le schede di monitoraggio è stato necessario definire i parametri utili da monitorare, ovvero, quelli "minimi" capaci di fornire tutte le informazioni funzionali alle attività di controllo.

I parametri da rilevare devono essere infatti funzionali al raggiungimento degli obiettivi:

- monitorare l'impianto (caldaia e rete di distribuzione) dal punto di vista tecnico;
- monitorare la filiera di approvvigionamento del cippato e la sua qualità specifica;
- definire l'efficienza economica di esercizio dell'impianto e delle attività selvicolturali;
- valutare gli effetti economici ed ambientali locali.

Inoltre, i risultati dell'indagine dovranno essere funzionali a diversi attori della filiera:

- progettisti: per la realizzazione di impianti sempre più affidabili ed efficienti;
- tecnici e gestori: per ottimizzare il funzionamento dell'impianto durante le varie stagioni (produzione di calore per il riscaldamento degli ambienti o produzione di acqua calda sanitaria), per verificare la qualità dei carichi di cippato, ecc.
- decisore pubblico: per la definizione dei requisiti minimi per l'accesso a finanziamenti pubblici.

In relazione alle suddette esigenze, gli aspetti rilevanti da esaminare rispetto alla filiera di approvvigionamento sono:

- i periodi di taglio boschivo;
- la tipologia degli interventi selvicolturali (diradamenti, ripuliture alvei, ecc.);
- l'origine del legname;
- la tipologia dei cantieri forestali impiegati;
- la stagione di cippatura;
- l'organizzazione logistica della filiera (presenza di piaffaforme di stoccaggio, imposti, movimentazione di tondo o cippato);
- la qualità energetica del prodotto (potere calorifico).

Inoltre, nel caso specifico degli impianti, sono stati monitorati:

- l'organizzazione tecnica dell'impianto (n° di caldaie, presenza di puffer, lunghezza della rete di teleriscaldamento, ecc.);
- il numero e la tipologia di utenti allacciati alla rete di teleriscaldamento (TLR);
- il fabbisogno complessivo di cippato;
- il fabbisogno annuo di energia elettrica;
- la produzione annua di energia termica;
- gli usi finali dell'energia termica prodotta;
- il rendimento energetico dell'impianto;
- gli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria.

Infine sono stati rilevati i costi dell'impianto, ossia:

- costi di realizzazione dell'impianto;
- costi di manutenzione ordinaria;
- costi di manutenzione straordinaria;

- costi di acquisto del cippato;
- costi per lo smaltimento ceneri;
- costi per l'acquisto dell'energia elettrica;
- costi relativi ai consumi energetici pregressi delle utenze pubbliche e private;
- costi per interventi di manutenzione;
- interessi sui mutui attivati.

3.3. Modelli organizzativi monitorati

La campagna di monitoraggio, condotta nell'ambito dei progetti Biomass, nel periodo 2009-2015¹, ha riguardato due tipologie organizzative particolarmente interessanti in termini di replicabilità nel contesto di cooperazione:

- la prima tipologia è riconducibile ad una filiera di autoconsumo, nella quale l'Ente pubblico (nel caso specifico l'Unione dei Comuni Montani della Lunigiana), è interessato a ridurre la propria spesa in energia termica attraverso la realizzazione di un impianto di teleriscaldamento alimentato con cippato proveniente dalle foreste demaniali che ha in gestione. In questo caso, tre attori della filiera (impresa di utilizzazione forestale, gestore impianto energetico ed utente finale) coincidono con l'Unione dei Comuni, mentre il quarto, l'azienda forestale (proprietà forestale), è rappresentata dal Demanio;
- la seconda filiera è invece rappresentata da una Amministrazione Pubblica (il Comune di S. Romano in Garfagnana, in provincia di Lucca), che, analogamente al caso precedente, decide di ridurre la spesa relativa alla produzione di energia termica nelle strutture pubbliche, ma anche di vendere ai privati una quota parte dell'energia prodotta con l'impianto di teleriscaldamento alimentato a cippato. In questo caso, le proprietà forestali e le imprese di utilizzazione forestale sono ben distinte, così come le utenze private finali, mentre il gestore dell'impianto energetico coincide, in parte, con l'utente finale.

Il monitoraggio di queste due filiere ha permesso l'individuazione dei punti di forza e debolezza dei diversi modelli organizzativi. Ciò allo scopo di verificare le scelte organizzative e proporre adeguamenti sulla base delle esperienze incrociate, così da migliorarne le performance energetiche e socio-economiche (Marinelli, Fagarazzi, Tirinnanzi, 2012).

3.3.1. La filiera di autogestione e autoconsumo: la filiera a servizio dell'impianto situato nel Comune di Fivizzano (UCML)

L'approvvigionamento di cippato legnoso di questa filiera è garantito da soprassuoli boschivi situati a distanze comprese tra i 5 e i 50 km dall'impianto di teleriscaldamento, sui quali l'Unione dei Comuni Montana Lunigiana (UCML) effettua interventi di miglioramento come diradamenti e sfolli.

I prodotti derivati da tali interventi, vengono accumulati in cataste presso la piattaforma logistica di Fivizzano² situata a soli 1,8 km di distanza dall'impianto termico (AA.VV., 2010) (Fig. 3.1). Gli interventi in bosco, per la produzione del tondame, sono effettuati nel periodo invernale e primaverile ed i prodotti sono poi stoccati per tutta la stagione

¹ Inizialmente con il progetto Biomass (2009 - 2011) e poi seguita dal progetto Biomass Plus (2013 - 2015)

² La piattaforma logistica è stata realizzata attraverso il recupero di strutture pubbliche dismesse (ex macelli).

estiva sul piazzale della piattaforma logistica. In tale periodo si verifica una asciugatura naturale della biomassa che, sulla base di rilevazioni dirette con campionatura delle biomasse, riduce il Contenuto Idrico dal 45-50% iniziale, al 22-25% rilevato a Settembre, prima della cippatura. La cippatura è eseguita da contoterzista, i primi di Settembre di ogni anno, e il cippato realizzato è direttamente stoccato all'interno di capannone presente nella piattaforma logistica (Fig. 3.1).

L'impianto termico è di piccole dimensioni (220 kW) e riscalda la sede dell'UCML, una scuola materna e una sede della pubblica assistenza (sempre di proprietà pubblica), per complessivi 6.300 mc. L'impianto è gestito direttamente dall'UCML. L'accensione avviene nel solo periodo invernale e il trasporto del cippato dalla piattaforma all'impianto avviene con personale e mezzi propri. Il rendimento energetico medio annuo dell'impianto è pari a 65%.



Figura 3.1. Schema cronologico delle attività di filiera e struttura della filiera di Fivizzano (UCML).

3.3.2. La filiera di autogestione, autoconsumo e vendita di calore: la filiera a servizio dell'impianto situato nel comune di San Romano in Garfagnana

La filiera di San Romano in Garfagnana è caratterizzata da una fornitura di cippato che ha due origini:

- tagli fitosanitari delle pinete litoranee di Pisa e diradamenti e ripuliture di alvei dell'area garfagnina;
- scarti legnosi saltuariamente forniti da una segheria.

L'organizzazione logistica della filiera si è modificata nel tempo, in una prima fase dall'installazione dell'impianto avvenuta nel 2009 fino al 2011, l'organizzazione dell'impresa boschiva prevedeva lo stoccaggio delle cataste di legname sul territorio e la cippatura "on demand" durante la stagione invernale. Il Contenuto Idrico (C.I.) del combustibile era quindi estremamente variabile in relazione alle stagioni produttive.

Con l'introduzione delle attività di monitoraggio e divulgazione dei primi risultati, si è assistito a una notevole sensibilizzazione rispetto al parametro qualitativo C.I. del combustibile, sia da parte dei fornitori sia da parte dei gestori degli impianti termici. In particolare, la diffusione dei risultati in merito ai livelli di C.I. del cippato e dei corrispondenti

prezzi equivalenti³, ha favorito un processo virtuoso anche nei confronti delle imprese di utilizzazioni forestali che si sono organizzate con proprie piattaforme logistiche di stoccaggio per garantire livelli contenuti e costanti di C.I. (Fig. 3.2).

Grazie alla riorganizzazione della filiera attorno alla piattaforma, il C.I. del cippato è quindi passato da livelli anche superiori al 55% nella piena stagione invernale, a livelli compresi tra il 30% ed il 40% delle stagioni più umide con benefici effetti anche per il funzionamento delle caldaie.

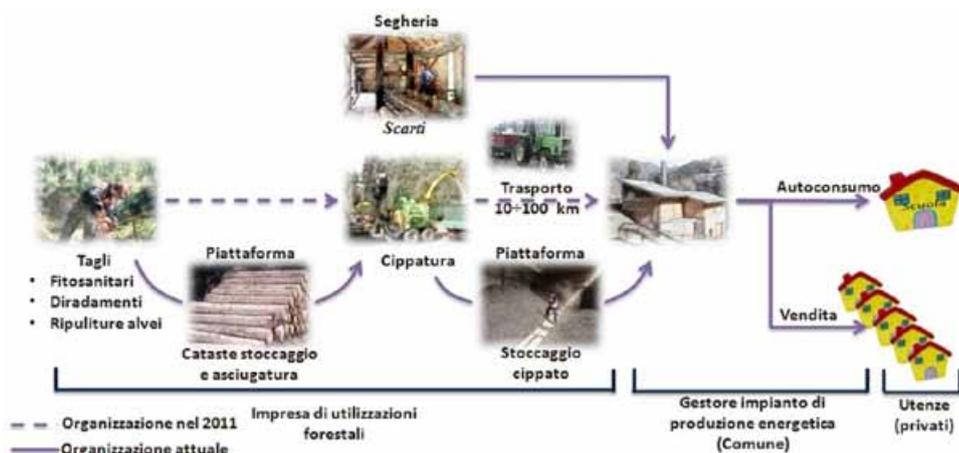


Figura 3.2. Struttura della filiera di San Romano in Garfagnana.

Relativamente all'organizzazione della filiera, è da ricordare che l'impresa di produzione energetica coincide con l'amministrazione comunale che impiega il calore per riscaldare utenze pubbliche: il municipio, la biblioteca, l'asilo, la scuola materna e la scuola elementare, cui si aggiungono altre 80 utenze private⁴.

In questo caso, l'impianto termico è costituito da due caldaie di 500 e 320 kW di potenza utilizzate nel periodo invernale per la produzione termica e di acqua sanitaria, e nel periodo estivo per la sola produzione di acqua sanitaria. Il consumo medio annuo di cippato nell'attuale configurazione di utenze è circa 800 t s.f./anno ed il rendimento energetico dell'impianto al connettore di uscita delle reti di teleriscaldamento, è circa il 77%.

Il gestore, rappresentato dal Comune, effettua la vendita dell'energia alle utenze private a un prezzo estremamente vantaggioso, poiché pari a 45 €/MWh (più IVA al 10%), cui deve essere aggiunto il credito d'imposta⁵.

Il vantaggio economico per le utenze private finali è consistente, poiché molto inferiore rispetto ai costi energetici dei combustibili fossili che, nel caso del gasolio e del GPL, si attestano attualmente attorno ai 120-150 €/MWh⁶.

³ Il prezzo equivalente (€/t s.f. CI 30%) è stato proposto nel 2011 nell'ambito del progetto Biomass per far comprendere agli addetti ai lavori l'importanza della verifica del contenuto idrico. In pratica, se il cippato giunto all'impianto presenta un livello di Contenuto Idrico diverso da quanto stabilito tra le parti (es. CI ≤ 30%), è evidente che il prezzo per unità di energia contenuta nella biomassa sarà diverso. Questo perché il potere calorifico del cippato ad esempio con C.I. = 40% è pari a circa 2,81 MWh/t s.f., mentre con C.I. standard del 30% il potere calorifico è circa 3,4 MWh/t s.f. (Hellrig et al., 2001). Lo scopo del prezzo equivalente (€/t s.f. CI 30%) è quello di ricondurre il prezzo della biomassa fresca alle condizioni standard di riferimento (di solito C.I. ≤ 30%). A titolo esemplificativo, nel caso in cui gli accordi verbali o scritti stabiliscano un prezzo del cippato pari a 62 €/t s.f. con C.I. pari al 30%, se la fornitura presenta un C.I. del 40%, significa pagare un "prezzo equivalente" del cippato pari a 74,82 €/t s.f. C.I. 30% poiché per generare la stessa energia, devo acquistare circa il 20% in più di cippato.

⁴ Fino al 2012 le utenze private allacciate alla rete di teleriscaldamento erano 51. Nel 2013 sono passate a 80 e sono in corso adeguamenti per raggiungere le 100 utenze.

⁵ Pari a 25,82 €/MWh ai sensi della Legge 448/98 art. 8 c. 10 lett. F e successive modifiche L. 354/00 art. 4 c. 4bis. Complessivamente la vendita di 1 MWh, genera quindi un ricavo di circa 75 euro.

⁶ I costi di produzione energetica con combustibili fossili si riferiscono al 2012/2013.

3.4. Punti di forza e debolezza degli attuali modelli organizzativi delle filiere legno-energia

L'attività di monitoraggio delle suddette filiere conferma la stretta relazione tra modello organizzativo delle filiere di produzione del cippato e qualità dello stesso, così come evidenziato da molteplici autori (AA.VV, 2006; AA.VV, 2010; Emer et al., 2011; Gold et al., 2011; Roser et al., 2011, Pari et al., 2013). In particolare, la struttura organizzativa della filiera di Fivizzano, dimostra la presenza di alcuni punti di forza, che posso essere qui sintetizzati:

- ottimizzazione dell'organizzazione logistica e della cronologica delle attività, tale da garantire un combustibile di ottima qualità (C.I. molto basso, M24) e pezzatura regolare (P30-45);
- bassi costi di investimenti grazie al recupero funzionale di strutture pubbliche inutilizzate per la realizzazione della piattaforma logistica (con piazzale e capannone) a servizio dell'impianto;
- sicurezza nell'approvvigionamento del cippato per tutto l'inverno, perché effettuata completamente in autonomia;
- completa autonomia rispetto a qualsiasi dinamica del mercato del cippato;
- ottimizzazione della gestione calore grazie alla gestione in proprio dell'impianto termico.

La buona organizzazione delle fasi produttive (Fig. 3.1), che prevede la stagionatura dei tronchi presso la piattaforma di stoccaggio, è dimostrata anche dal basso tenore del C.I. del cippato che giunge all'impianto. Infatti, dall'esame dei campioni prelevati ad ogni carico di cippato giunto all'impianto, emerge che il C.I. medio annuo registrato nel periodo Dicembre 2010 - Aprile 2015 è del 24,4%.

L'unico punto debole della filiera è rappresentato dagli elevati costi di produzione del cippato che si attestano sui 72-76 €/t s.f. e che in parte sono compensati da contribuzioni del Piano di Sviluppo Rurale.

Per quanto riguarda la filiera di San Romano in Garfagnana, nelle prime fasi di avvio l'organizzazione presentava alcuni elementi di criticità che si sono progressivamente risolti grazie alla sensibilizzazione dei fornitori e del gestore dell'impianto. In particolare i punti deboli iniziali erano rappresentati da:

- completa dipendenza da soggetti terzi per quanto riguarda l'approvvigionamento del cippato;
- forniture di cippato con qualità molto variabile nel corso delle stagioni, soprattutto nei momenti di maggior domanda di biocombustibile arrivava cippato P30-45 M50;
- incertezza dell'approvvigionamento di cippato e dei relativi prezzi;
- assenza di contratti di fornitura sia stagionali che pluriennali;
- assenza di piattaforma di stoccaggio.

Per contro, i punti di forza osservati erano e sono ancora:

- gestione in proprio dell'impianto termico;
- prezzi di vendita dell'energia termica vantaggiosi per l'utente finale;

Nel corso del tempo si sono quindi risolte le criticità legate alle costanza delle forniture e della relativa qualità.

Nel complesso, il prolungato monitoraggio delle filiere ha evidenziato l'importanza delle piattaforme logistiche nel garantire stabilità e qualità degli approvvigionamenti.

Le piattaforme logistiche si stanno progressivamente diffondendo in tutto il territorio di

cooperazione, ma rappresentano ancora un elemento di criticità perchè non in grado di garantire il condizionamento e stoccaggio di biomasse per tutti gli impianti energetici attualmente presenti sul territorio⁷ (AA.VV., 2006; AA.VV., 2010; Emer et al., 2011).

Molte filiere legno-energia, nonostante i numerosi impianti energetici in funzione ed il progressivo aumento della domanda di cippato, risultano ancora poco strutturate, ovvero dispongono di una scarsa dotazione infrastrutturale (piattaforme logistiche, attrezzature, strade forestali, ecc.).

Purtroppo in questo non aiuta la burocrazia legata agli iter autorizzativi per la realizzazione di piazzali e capannoni di stoccaggio od anche per il loro recupero e cambio di destinazione d'uso.

Questo si ripercuote sulla stabilità dei prezzi del cippato e sulla qualità e garanzia di approvvigionamento dello stesso.

La presenza di materiale molto umido, oltre a influenzare la fase di combustione nella caldaia, ha importanti ripercussioni sull'intera filiera poiché C.I. superiori al 40% determinano fenomeni di fermentazione con perdita di sostanza legnosa e peggioramento delle condizioni igienico sanitarie dovute a formazione di funghi (AA.VV., 2006; AA.VV., 2010). Per questi motivi l'essiccazione naturale dei tronchi prima che avvenga la cippatura rappresenta una fase determinate (Ayou et al., 2007). Inoltre, l'elevato contenuto idrico del cippato può influire sui costi e sulle emissioni delle caldaie (Schneider et al., nel 2000; Roser et al., nel 2011), nonché contribuire all'uso inefficiente della risorsa; poiché elevati tenori di umidità richiedono un consumo maggiore di biocombustibile e quindi il taglio di maggiori superfici boschive.

L'organizzazione delle filiere, oltre a presentare criticità logistiche, presenta anche delle criticità di tipo gestionale legate alla parcellizzazione della proprietà forestale (Hytinen, 2001; Schlueter, 2008; Wilnhammer et al., 2012). In particolare, in tutto il territorio di cooperazione emerge l'estrema parcellizzazione delle proprietà boschive (Giachi, 2012). Spesso si tratta di terreni forestali abbandonati per cui è difficile o impossibile risalire al proprietario (p.e. se non sono mai state regolarizzate le eredità); oppure i piccoli appezzamenti vengono trascurati dai rispettivi proprietari, non essendo in grado di valorizzarli dal punto di vista economico. Una risposta a questo problema potrebbe essere rappresentata da azioni in grado di coinvolgere i proprietari nella realizzazione di consorzi forestali con il fine di superare i problemi della polverizzazione e parcellizzazione della proprietà.

3.5. Possibili modelli organizzativi

La definizione di modelli organizzativi per la produzione di cippato di qualità è fondamentale per lo sviluppo del settore della produzione di energia da cippato (Roser, et al. 2011).

La necessità di produrre di biocombustibile di qualità è particolarmente importante nei contesti esaminati poiché si tratta di aree in cui si sono diffuse caldaie di piccola e media potenza (Tab. 2.3) che richiedono cippato di elevata qualità: pezzatura regolare e basso contenuto idrico.

In generale, non esiste un modello ideale di filiera verso cui tendere, ma sulla base delle

⁷ In regione Toscana sono state finanziate diverse "piattaforme biomasse-energia" per l'approvvigionamento energetico, come ad esempio: nel Comune di Villa Basilica, in Provincia di Pistoia, nella Comunità Montana della Garfagnana, nel Comune di Stazzema, Campo Tizzoro.

esperienze maturate nel presente progetto ed in altri contesti (AA.VV., 2010), nonché sulla base dei risultati osservati da vari autori (Emer et al., 2011; Roser et al., 2011; Gold et al., 2011), possiamo affermare che filiere attrezzate con piattaforme logistiche, offrono cippato di qualità più elevata (AA.VV., 2010). Pertanto il modello verso cui tendere deve sicuramente prevedere, dopo gli interventi in bosco, uno stoccaggio presso una piattaforma logistica (AA.VV., 2006). La localizzazione delle piattaforme è l'altro fattore determinante in relazione al bacino di approvvigionamento della risorsa forestale (Bernetti et al., 2011) e alla localizzazione dei luoghi di consumo. Gli elementi essenziali delle piattaforme logistiche sono il piazzale per lo stoccaggio del materiale tagliato in tronchi ed il capannone per lo stoccaggio del cippato essiccato. Elementi accessori ma non indispensabili, sono le tensostrutture per la copertura e la pesa per i mezzi di trasporto.

In prospettiva, la presenza di sistemi di essiccazione naturale della biomassa potrebbero rappresentare un elemento funzionale al soddisfacimento della crescente domanda di questo tipo di biocombustibile.

È stato osservato che, grazie alla presenza delle piattaforme, il C.I. può ridursi fino 20-25%, così come rilevato anche da altri studi condotti da Roser et al. (2011), Emer et al. (2011) e da Pari et al. (2013). L'asciugatura del legno assicura anche una maggior resa energetica dello stesso, dato che il PCI del legno è strettamente correlato al contenuto idrico (AA.VV., 2006; Dunnett et al., 2007). Di conseguenza, lo stoccaggio delle cataste, pur determinando una riduzione in peso delle legna, aumenta la quantità di energia complessivamente immagazzinata nelle cataste di legname di circa il 15-20%.

L'organizzazione della filiera dovrebbe quindi prevedere la fase di cippatura alla fine della stagione estiva, ed il successivo stoccaggio del cippato all'interno di un capannone collocato nella piattaforma logistica (Fig. 3.1).

Il risultato di questa successione di attività localizzate nella piattaforma logistica è rappresentato da un prodotto di elevata qualità, costante nel tempo, con ridotti costi di trasporto (Schneider et al., 2000) che ottimizza la produttività della risorsa forestale. Inoltre, lo stoccaggio delle biomasse in piattaforme soddisfa in modo adeguato e continuo la domanda generata dagli impianti energetici (Gold et al., 2011).

La domanda di legno cippato, nel caso di impianti termici, non è costante durante l'anno ma segue ovviamente le stagioni. La stessa cosa accade per la produzione di cippato legnoso che è strettamente correlato alle stagioni silvane, ovvero i periodi in cui è consentito il taglio degli alberi. Le stesse attività di taglio sono poi legate a partecipazioni a bandi pubblici, processi autorizzativi, ecc., di conseguenza può determinarsi uno sfasamento tra il periodo di produzione delle biomasse ed il periodo di consumo delle stesse. Le piattaforme logistiche assolvono quindi un ruolo fondamentale poichè funzionano da cassa di espansione garantendo la possibilità di accogliere grandi quantità di prodotto durante le stagioni silvane e generando un flusso costante di materiali legnosi quando si attivano i picchi di domanda di combustibili. Grazie alle piattaforme è dunque possibile approvvigionarsi anche quando le attività in bosco sono ferme. Per tale motivo le piattaforme logistiche biomassa-energia svolgono un'importante funzione di "buffer capacity" (Uslu et al., 2008) di biocombustibile a livello territoriale. Di fatto, una struttura territoriale dotata di piattaforme di stoccaggio potrebbe garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di cippato agli impianti, la stabilità dei prezzi e la qualità del biocombustibile (Gold et al., 2011).

Se a livello organizzativo le piattaforme legno energia sono strategiche per la definizione di un modello di filiera sostenibile; a livello di gestione forestale occorre risolvere il problema dell'eccessiva parcellizzazione delle proprietà forestali.

Il modello organizzativo di filiera dovrebbe dunque godere di un supporto istituzionale capace di garantire un miglioramento della legislazione forestale per quanto attiene alla complessa questione della regolarizzazione delle proprietà forestali private (Giachi, 2012). Una possibile soluzione è rappresentata dalla realizzazione dei consorzi forestali. A tal fine sarebbe però necessario un adeguamento normativo volto a:

- studiare un sistema di incentivazione finalizzato alla regolarizzazione delle proprietà, di fatto sostenendo i legittimi proprietari a regolarizzare la propria posizione (Giachi, 2012);
- dotare i Consorzi Forestali dei poteri necessari ad intervenire nella gestione di proprietà completamente abbandonate, i cui possessori non sono più rintracciabili e sulle quali nessun privato presenta rivendicazioni (Giachi, 2012).

In questo caso, la promozione ed incentivazione della ricomposizione delle piccole proprietà private attraverso la costituzione di consorzi forestali, o altre forme associative, che le raccolgano sotto una gestione unitaria, appare essenziale ai fini dell'affermazione di una efficace pianificazione di filiere bosco-energia.

Bibliografia

- AA.VV., (2006). Woodland energy. Lafiliera legno-energia come strumento di valorizzazione delle biomasse legnose agroforestali. Firenze: ARSIA.
- AA.VV., (2010). Piattaforma logistico-commerciale di biomasse legnose. Provincia di Pistoia.
- Agrell J., Bogetoft P., (2005). Economic and environmental efficiency of district heating plants. *Energy Policy*, 1351 - 1362.
- Ayou N., Martins R., Wang K., Seki H., Naka Y., (2007). Two levels decision system for efficient planning and implementation of bioenergy production. *Energy Conversion and Management*, 709 - 723.
- Bernetti I., Ciampi C., Sacchelli S., Marinelli A., (2011). La pianificazione di distretti agro-energetici. Un modello di analisi per la Regione Toscana. *L'Italia Forestale e Montana*, 305 - 320.
- Dunnett A., Adjiman C., Shah N., (2007). Biomass to Heat Supply Chains: Applications of Process Optimization. *Process Safety and Environmental Protection*, 419 - 429.
- Emer B., Grigolato S., Lubello D., Cavalli R., (2011). Comparison of biomass feedstock supply and demand in Northeast Italy. *biomass and bioenergy*, 3309 - 3317.
- Giachi A., (2012). La valorizzazione delle biomasse agroforestali in Toscana: limiti e opportunità.
- Gold S., Seuring S., (2011). Supply chain and logistics issues of bio-energy production. *Journal of Cleaner Production*, 32 - 42.
- Gronalt M., Rauch P., (2007). Designing a regional forest fuel supply network. *Biomass and Bioenergy*, 393 - 402.
- Hyttinen P. (2001). Prospects for Small-Scale Forestry in Europe. In J. V. A. Niskanen, In *Economic Sustainability of Small-Scale Forestry*. Joensuu: European Forest Institute.
- Krajnc N., Domac J. (2007). How to model different socio-economic and environmental aspects of biomass utilisation: Case study in selected regions in Slovenia and Croatia. *Energy Policy*, 6010 - 6020.
- Madlener R. (2007). Innovation diffusion, public policy, and local initiative: the case of wood-fuelled district heating systems in Austria. *Energy Policy*, 1992 - 2008.
- Madlener R., Koller M., (2007). Economic and CO2 mitigation impacts of promoting biomass heating systems: an input-output study for Vorarlberg, Austria. *Energy Policy*, 6021 - 6035.
- Madlener R., Myles H., (2000). Modelling Socio-Economic Aspects of Bioenergy Systems: A survey prepared for IEA Bioenergy Task 29. IEA Bioenergy Task 29 Workshop in Brighton.
- Pari L., Civitaresse V., del Giudice A., Assirelli A., Spinelli R., Santangelo E., (2013). Influence of chipping device and storage method on the quality of SRC poplar biomass. *biomass and bioenergy*, 169 - 176.
- Roser D., Mola-Yudego B., Sikanen L., Prinz R., Gritten D., Emer B., Vaatainen K., Erkkila A., (2011). Natural drying treatments during seasonal storage of wood for bioenergy in different European locations. *biomass and bioenergy*, 4238 - 4247.
- Schlueter, A. (2008). Small-scale European forestry, an anticommmons? *Intrnational Journal Commons*, 248 - 268.
- Schneider B., Kaltschmitt M. (2000). Heat supply from woody biomass - an economic analysis. *Ecological Engineering*, 123 - 135.
- Uslu A., Faaij A., Bergman A., (2008). Pre-treatment technologies, and their effect on international bioenergy supply chain logistics. Techno-economic evaluation of torrefaction, fast pyrolysis and pelletisation. *Energy*, 1206 - 122
- Wilnhammer M., Rothe A., Weis W., Wittkopf S., (2012). Estimating forest biomass supply from private forest owners: A case study from Southern Germany. *biomass and bioenergy*, 177 - 187.

Capitolo 4

La valutazione della sostenibilità economica e ambientale delle filiere biomassa-energia

La strutturazione di filiere biomassa-energia economicamente ed ecologicamente efficiente richiede un'adeguata valutazione degli effetti economici, ambientali e territoriali connessi all'introduzione delle nuove tecnologie produttive. La scelta delle tecnologie, siano esse basate su processi termochimici (combustione diretta, carbonizzazione, pirolisi, gassificazione o stream explosion), che su processi biochimici (digestione anaerobica/aerobica, fermentazione alcolica, ecc.) rappresenta infatti l'elemento cardine da cui dipende la sostenibilità economica della filiera nel medio e lungo periodo.

Tale scelta è infatti condizionata dalle tipologie di biomasse disponibili nella zona e dallo sviluppo tecnologico dei diversi sistemi di conversione energetica. Alcune di queste tecnologie possono ritenersi ormai mature, altre invece, più recenti e molto complesse, necessitano di ulteriore sperimentazione al fine di aumentare i rendimenti, ma soprattutto l'affidabilità, allo scopo di ridurre i costi di conversione energetica.

Ad eccezione della combustione diretta, tutte le altre tecnologie si basano su pretrattamenti utili a incrementare la resa termica, sfruttare tutto il combustibile disponibile, migliorarne la praticità di trasporto, stoccaggio e impiego finale.

La stessa combustione, realizzata con caldaie a ventilazione forzata e con reti di teleriscaldamento, mira proprio a innalzare i rendimenti dei sistemi di conversione energetica, così da minimizzare sia i costi di produzione, sia l'uso di risorse rinnovabili come le biomasse di origine forestale e agricola.

Nella fase di progettazione, l'analisi economico-ambientale delle filiere rappresenta, dunque, un tassello importante per verificare l'effettiva sostenibilità del sistema ed evitare eventuali problematiche di funzionamento e gestione.

Il presente contributo è quindi diretto a definire una metodologia di valutazione capace di determinare, in modo oggettivo, le performance economiche dei progetti di filiera che vengono proposti. Per realizzare ciò, lo studio si è basato sull'esame di alcune filiere biomassa-energia già strutturate in Toscana e basate su tecnologie di teleriscaldamento con caldaie ad alta efficienza. In particolare, lo studio è diretto a valutare l'effettiva efficienza economica della tecnologia, la sostenibilità economica di lungo periodo della filiera, gli effetti sociali indotti sulle imprese e sulla comunità e gli effetti ambientali determinati da queste nuove tecnologie, nonché eventuali problematiche gestionali e organizzative rilevate dai vari attori coinvolti nella filiera (proprietari boschivi, imprese di utilizzazione forestale, gestori degli impianti energetici, utenti finali).

Le esperienze illustrate nel presente contributo, sono il risultato di tre anni di attività di monitoraggio, realizzate nell'ambito del progetto transfrontaliero BIOMASS¹, che hanno esaminato le imprese di fornitura del combustibile e le sue caratteristiche qualitative, le imprese di gestione degli impianti termici e le utenze finali.

¹ WWW.biomass-it-fr.eu.

I risultati dell'indagine rappresentano un utile strumento di supporto nelle fasi di progettazione d'impianto e di filiera sia in termini di organizzazione logistica e dotazione infrastrutturale, sia in termini di previsione degli effetti socioeconomici sulla comunità locale e sulle imprese.

4.1. Indicatori per la valutazione economico ambientale delle filiere

Obiettivo del presente lavoro è dimostrare la sostenibilità economica delle filiere biomassa-energia e fornire anche un supporto metodologico ai processi economico-valutativi propedeutici alla strutturazione delle stesse.

Dal punto di vista metodologico, la valutazione dell'efficienza economica degli impianti termici alimentati a biomasse legnose, è spesso oggetto di controverse interpretazioni, soprattutto perché non esiste un approccio valutativo omogeneo che renda comparabili i risultati economici di un impianto rispetto ad un altro. L'eterogeneità è la caratteristica dominante: investimenti diversi, infrastrutture diverse, organizzazione diversa, costi del combustibile diversi, addirittura durata diversa degli investimenti e non omogeneo computo di tutte le voci di costo.

Per tale ragione, in questo paragrafo, illustriamo brevemente i principali indicatori utilizzabili per le valutazioni degli investimenti, fornendo anche brevi indicazioni in merito alla interpretazione dei risultati.

L'approccio proposto fa riferimento ad un'ottica strettamente contabile-finanziaria, capace di fornire risultati che possono supportare le difficili scelte gestionali delle PPA.A.²

4.1.1. Flusso di cassa e valore attuale dei costi

La realizzazione di un impianto a biomassa solida comporta sempre investimenti iniziali di entità superiore rispetto a quelli di un analogo impianto alimentato a gasolio o GPL (Fagarazzi, Bernetti, 2008).

Valutare l'efficienza economica di tale investimento significa quindi dimostrare che i maggiori costi d'investimento sostenuti all'inizio, saranno compensati da una consistente riduzione dei futuri costi di gestione dell'impianto termico a biomassa solida. Per tale ragione, la valutazione di efficienza di un investimento in un impianto di teleriscaldamento deve necessariamente basarsi su una comparazione del flusso dei costi attualizzati relativi all'impianto a biomassa legnosa, rispetto al flusso dei costi attualizzati che avremmo dovuto sostenere se avessimo realizzato un impianto analogo alimentato a combustibili fossili (es. gasolio o GPL) (Fagarazzi, Bernetti, 2008).

Pertanto è necessario comparare il Valore Attuale dei Costi (VAC) connessi all'investimento in impianto a rinnovabili, rispetto al VAC di un equivalente impianto termico a combustibili fossili (Fagarazzi, Bernetti, 2008).

Formalmente avemo:

$$\Delta VAC = VAC^R - VAC^F = \sum_{t=0}^n \frac{C_t^R}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t^F}{(1+r)^t} \quad (4.1)$$

² I costi presi in considerazione fanno quindi riferimento ai soli costi espliciti.

dove “ C_i^R ” e “ C_i^F ” rappresentano, rispettivamente, i costi totali annui sostenuti all’anno i -esimo per l’impianto ad energie rinnovabili (R) e per l’impianto a combustibili fossili (F); n rappresenta la durata dell’investimento³ ed r è il saggio di interesse, o tasso di sconto⁴. Tanto maggiore sarà questo valore differenziale e tanto più vantaggioso sarà l’investimento effettuato per realizzare l’impianto di teleriscaldamento o cogenerazione alimentato a biomassa legnosa.

4.1.2. Saggio di Rendimento Interno

Per una esaustiva valutazione di efficienza dell’investimento, oltre al calcolo del ΔVAC , è opportuno stimare anche il Saggio di Rendimento Interno (SRI), che, nel caso specifico, sarà rappresentato dal tasso di attualizzazione che renderà pari a zero il ΔVAC (Fagarazzi, Bernetti, 2008).

Il SRI è un valore che prescinde dal capitale investito ed esprime il rendimento medio annuo percentuale di un investimento al netto dell’inflazione.

Molto spesso, la valutazione di tale parametro non è però correttamente interpretata dagli investitori, che ne intuiscono il significato generale, ma non la corretta interpretazione rispetto al proprio profilo imprenditoriale. Esso rappresenta infatti il costo massimo del capitale, senza che venga meno la convenienza economica dell’investimento⁵. Nel caso specifico quindi, le PP.AA. interessate alla realizzazione di una rete di teleriscaldamento per la propria comunità, possono interpretare tale risultato in tre diverse modalità, in relazione a chi è il detentore del capitale:

- nel caso in cui la PP.AA. faccia ricorso a un finanziamento, l’SRI dovrà essere necessariamente superiore al tasso che viene applicato dalla società finanziaria. In tal modo il costo del capitale investito sarà inferiore rispetto ai risparmi conseguiti con la sostituzione dell’impianto termico tradizionale con quello alimentato a cippato;
- analogamente, l’SRI rappresenta anche il massimo costo del capitale investito, ovvero il massimo saggio applicabile dalla società finanziaria, tale da garantire l’uguaglianza tra i costi del capitale investito e i risparmi conseguiti con l’investimento in impianto termico alimentato a cippato⁶;
- nel caso in cui la PP.AA. non faccia ricorso a un finanziamento, ma impieghi capitale proprio, la valutazione è allora riconducibile ad una scelta fra investimenti alternativi. In questo caso l’SRI dovrà essere superiore al saggio dell’investimento alternativo, ovvero superiore al rendimento annuo che garantiva prima tale capitale⁷.

Da quanto appena esposto si deduce che quanto maggiore è il SRI, tanto maggiore sarà il rendimento annuo generato dall’investimento.

³ La durata dell’investimento n è prudenzialmente ipotizzabile pari a quindici anni, pur sapendo che, sulla base delle realtà esistenti, il periodo medio di vita di impianti termici alimentati a cippato di legna arriva a superare i 20 anni.

⁴ Nel caso specifico è pari ad un tasso reale del 2,25% derivato dalla differenza tra la media dei tassi applicati negli ultimi 3 anni dalla Cassa Depositi per i fidi ventennali accesi da una delle PP.AA. esaminate e la media dei tassi di inflazione verificatisi nello stesso periodo.

⁵ In altre parole, rappresenta il massimo interesse che posso pagare sul capitale anticipato senza che venga meno la convenienza economica dell’investimento. L’investimento ha infatti, convenienza economica finché il suo rendimento annuo (in %), è maggiore rispetto al suo costo relativo.

⁶ In questa condizione avremo indifferenza nell’investire in un impianto termico alimentato a combustibili fossili rispetto ad uno alimentato a cippato.

⁷ Ovviamente, i due investimenti alternativi per poter essere comparati devono avere stessa durata (nel nostro caso 15 anni), e stesso rischio.

4.1.3. Tempo di ritorno dell'investimento (o Pay-back period)

Per una corretta applicazione dell'analisi degli investimenti in impianti di teleriscaldamento a biomassa, è opportuno stimare anche il tempo di ritorno dell'investimento. Si tratta di un indicatore molto usato in tutte le valutazioni di convenienza di un investimento, la cui interpretazione è piuttosto semplice ed intuitiva, in quanto esso risponde alla domanda: fra quanto tempo recupererò l'investimento iniziale?

Il *pay-back period*, infatti, non è altro che il numero di periodi (anni) necessari affinché i flussi di cassa netti cumulati, eguagliino l'investimento iniziale.

Nel caso specifico, l'investimento iniziale C_0 è rappresentato dagli extracosti che è necessario sostenere per installare un impianto di teleriscaldamento alimentato a combustibile legnoso, al posto di un impianto a combustibile fossile; mentre, i flussi di cassa cumulati che si verificano ogni anno, sono rappresentati dai risparmi netti che è possibile conseguire sui costi di gestione grazie all'introduzione di un impianto alimentato con cippato di legna (Fagarazzi, Bernetti, 2008).

In questo caso il PBP coincide con il momento in cui il valore attuale dei costi dell'impianto ad energia rinnovabile (VAC^R) uguaglia il valore attuale dei costi dell'impianto a combustibili fossili (VAC^F), ovvero, la somma cumula dei ΔVAC è pari a zero, formalmente:

$$\Delta VAC = VAC^R - VAC^F = \sum_{t=0}^{\pi} \frac{C_t^R}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^{\pi} \frac{C_t^F}{(1+r)^t} = 0 \quad (4.2)$$

dove:

π = numero di anni necessari per recuperare l'investimento iniziale

Poiché il PBP permette di valutare in quanto tempo (anni) saranno recuperati i maggiori costi iniziali, questo indicatore è classificabile come un indicatore di "rischio" e non di rendimento. È quindi utile per impostare una strategia di investimento tesa alla minimizzazione dei rischi. Quanto più tempo viene lasciato il Capitale investito (C_0) in una certa attività, tanto più saremo esposti a eventuali rischi di fallimento; per cui il PBP deve essere più basso possibile⁸.

4.1.4 Prezzo di Break Even Point (Pbep) del cippato e la sostenibilità economica della filiera

Il prezzo di Break Even Point (*Pbep*) del cippato, rappresenta un parametro importante per verificare la sostenibilità dell'intera filiera biomassa-energia nel lungo periodo. Nel caso specifico, il *Pbep* del legno cippato è rappresentato dal prezzo che consente di eguagliare il flusso dei costi annui attualizzati derivati dall'investimento in impianti termici alimentati a cippato con il flusso dei costi annui attualizzati derivati dall'investimento in impianti termici alimentati a combustibili fossili (gasolio o metano), considerando un determinato saggio di sconto⁹, formalmente è il prezzo p che determina la seguente equazione (Fagarazzi, Bernetti, 2008):

⁸ Di solito, ogni impresa definisce un limite temporale (cutoff period) entro il quale "deve rientrare dell'investimento". Il PBP, permette di capire se vale la pena investire in tale settore. I difetti di questo indicatore sono riconducibili al fatto che non considera i flussi conseguiti nei periodi successivi al PBP ed al fatto che non considera l'entità del capitale investito. Il PBP ha però il vantaggio di essere calcolabile con relativa semplicità e di poter essere facilmente interpretato anche dai non addetti ai lavori.

⁹ Ricordiamo che nel caso specifico è pari ad un tasso reale del 2,25% (2012).

$$\Delta VAC_{(p)} = VAC_{(p)}^R - VAC^F = 0 \quad (4.3)$$

Con p prezzo del cippato legnoso di origine forestale.

Il $Pbep$ corrisponde al prezzo massimo, del combustibile legnoso, che l'impresa di produzione energetica può sostenere pur garantendo la convenienza economica dell'investimento nei quindici anni di durata ipotizzati.

L'analisi del $Pbep$ permette anche la verifica della sostenibilità economica della filiera, in relazione ai costi di produzione unitari del cippato ed ai corrispondenti margini di sicurezza rispetto al prezzo.

In particolare, sulla base dei costi di produzione unitari del cippato (c) delle imprese di utilizzazione forestale, del prezzo di mercato del cippato (Pm) e del prezzo di Break Even Point del cippato ($Pbep$) delle imprese di produzione energetica, è possibile definire due margini di sicurezza rispetto al prezzo di mercato (eq. 4.4) utili a verificare la sostenibilità economica della filiera foresta-legno-energia.

$$\begin{array}{ccc} c & \rightarrow & Pm & \rightarrow & Pbep \\ \underbrace{\hspace{1.5cm}} & & \underbrace{\hspace{1.5cm}} & & \\ Pm - c & & Pbep - Pm & & \\ \hline Pm & & Pm & & \\ \downarrow & & \downarrow & & \\ Ms_1 & & Ms_2 & & \end{array} \quad (4.4)$$

Con:

c = costo di produzione unitario del cippato

Pm = prezzo di mercato del cippato

$Pbep$ = Prezzo di Break Even Point del cippato per l'impresa di produzione energetica

Ms_1 = Margine di sicurezza rispetto al prezzo del cippato per l'impresa di utilizzazione forestale

Ms_2 = Margine di sicurezza rispetto al prezzo del cippato per l'impresa di produzione energetica

Ms_1 indica, in percentuale, la diminuzione massima del prezzo di mercato del cippato capace di garantire comunque la copertura dei costi di produzione del cippato per l'impresa di utilizzazione forestale; Ms_2 indica invece, in percentuale, l'incremento massimo del prezzo di mercato del cippato capace di garantire comunque la copertura dei costi di produzione dell'impresa di produzione energetica (termica o elettrica o termo-elettrica). È evidente che maggiori sono i margini di sicurezza dei due operatori della filiera e maggiori sono le garanzie di sostenibilità economica di lungo periodo della filiera.

Per garantire ciò è quindi necessario che vi sia la massima differenza assoluta tra c e $Pbep$. Questo è sicuramente l'aspetto determinante che può garantire la sopravvivenza di lungo periodo delle filiere foresta-legno-energia; che si traduce, per entrambi gli operatori, nel garantire la massima efficienza tecnica delle attività produttive.

4.1.5. Metodo del costo pieno per la valutazione dell'efficienza economica di filiere miste con autogestione, autoconsumo e parziale vendita dell'energia: il caso del Comune di San Romano

Nel caso del Comune di San Romano, l'impresa di produzione energetica non produce per il solo autoconsumo, ma effettua anche la vendita di parte dell'energia. In tale configurazione, non è possibile verificare la sostenibilità economica legata alla sola vendita di

energia. È infatti necessario capire se il prezzo di vendita dell'energia è compatibile con i relativi costi unitari di produzione; ed è anche necessario capire se la quantità di energia venduta¹⁰ è sufficiente a coprire i costi di produzione.

Per verificare tali aspetti, è indispensabile stimare l'entità dei costi direttamente imputabili alla linea di produzione "vendita di energia". Per fare ciò è stato fatto riferimento all'approccio analitico della contabilità operativa (Fagarazzi, 2007). Si tratta di valutazioni largamente impiegate dalle imprese multi-prodotto, ma che non trovano riscontro nelle valutazioni legate alla filiera biomasse-energia (Marinelli et al., 2012).

Nel nostro caso potremmo infatti assimilare l'impresa di produzione energetica (il Comune) a un'azienda che realizza due tipi di prodotto:

- l'energia per autoconsumo (da destinare alle strutture pubbliche);
- l'energia per la vendita (da destinare ai privati).

Per studiare gli elementi di costo rispetto ai due prodotti energetici, è possibile far riferimento al c.d. metodo del costo pieno (o full costing) per la stima dei costi di produzione unitari (Fagarazzi, 2007)¹¹.

Nel caso in esame, è stato necessario capire come attribuire i costi di investimento iniziali, i costi di manutenzione, quelli di gestione amministrativa, ecc., alle due linee produttive¹².

La modalità di attribuzione dei costi che sembra più coerente è quella di attribuirli secondo il criterio della quantità di prodotto, stante l'ipotesi che l'entità dei fattori produttivi impiegati sia proporzionale alla quantità dei prodotti (energia) realizzati da ciascuna linea produttiva (Fig. 4.1)¹³. In tal modo sono quindi stimabili sia gli investimenti iniziali delle due linee produttive, sia i relativi costi di gestione.

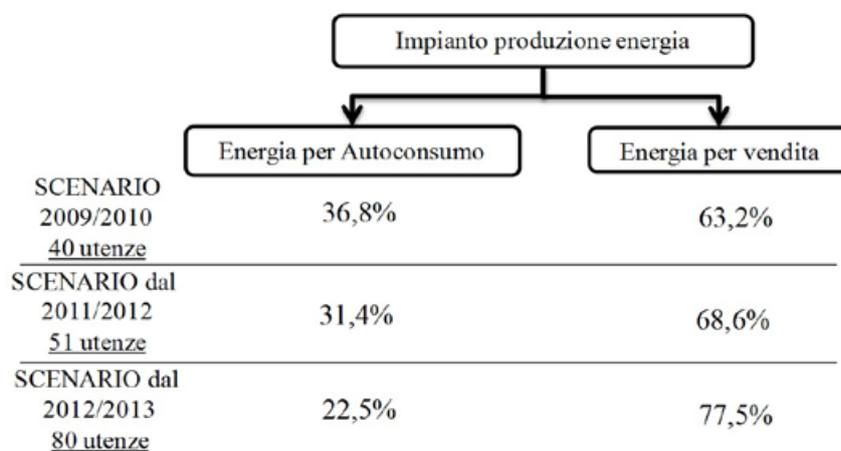


Figura 4.1. Ripartizione dei costi diretti e indiretti in relazione all'entità della produzione energetica delle linee produttive "autoconsumo" e "vendita".

¹⁰ A parità di prezzo.

¹¹ Lo studio del costo pieno si basa sulla classificazione dei costi in:

- diretti, ovvero quelli direttamente connessi alla realizzazione del prodotto (es. combustibile);
- indiretti, cioè i costi legati a fattori produttivi impiegati congiuntamente per entrambi i prodotti (es. costi di ammortamento dei materiali, costi amministrativi, ecc.)

¹² Mentre risulta agevole attribuire i costi diretti ai prodotti, perché imputati in ragione delle quantità di fattori produttivi impiegati, quelli indiretti (amministrazione, ecc.) possono essere attribuite secondo diversi criteri, es. valori di vendita dei prodotti venduti, costo di produzione, quantità prodotte, ecc.

¹³ In pratica, è come se l'impianto di teleriscaldamento fosse diviso in due parti, di dimensioni proporzionali all'entità delle produzioni energetiche delle due linee produttive.

A questo punto è possibile procedere alla valutazione di efficienza delle due linee produttive: quella di “autoconsumo”, stimata attraverso gli indicatori *VAC*, *SIR*, Tempo di ritorno e *Pbep*; e la linea “vendita energetica”, stimata con indicatori quali *VAN*, *SIR*, Tempo di ritorno e *Pbep*.

Nel caso del Comune di San Romano, si è però verificata una condizione tipica di questa tipologia di impianti: le utenze private non si sono allacciate tutte al momento della realizzazione dell'impianto, ma in tempi diversi¹⁴. È stato quindi necessario considerare le modificazioni dei costi che si sono verificate nei diversi periodi secondo le proporzioni produttive illustrate in Figura 4.1.

4.2. Metodi e indicatori per la valutazione degli effetti ambientali e socio-economici

Gli effetti ambientali generati dall'attivazione di impianti energetici alimentati a biomasse di origine forestale “a servizio della comunità” sono principalmente riconducibili a:

- effetti diretti:
 - riduzione di emissioni di gas climalteranti, ovvero riduzione di emissioni di CO₂;
 - emissioni di composti volatili, polveri sottili e composti azotati;
- effetti indiretti:
 - riduzione delle emissioni di composti volatili, polveri sottili e composti azotati conseguenti al mutamento di impiego di caminetti e stufe a legna (in aree rurali);
 - incremento delle attività di gestione dei soprassuoli forestali e relativo incremento delle superfici gestite;
 - uso più efficiente delle biomasse forestali.

A tali effetti si affiancano quelli sull'economia locale legati a:

- modificazioni del mercato dei prodotti energetici locali (legna da ardere, cippato di legna)
- modificazioni del mercato dei prodotti energetici esogeni (gasolio, gpl, kerosene, ecc.).

In generale, possiamo osservare che gli impianti di teleriscaldamento a biomassa solida sono tradizionalmente realizzati nelle aree montane, sia per la prossimità delle risorse forestali, sia per effetto dei contributi economici di cui godono gli investimenti realizzati in queste aree svantaggiate (credito d'imposta, contributi a fondo perduto, ecc.). I nuclei abitati dove vengono collocati gli impianti di teleriscaldamento si caratterizzano per l'uso cospicuo di combustibili fossili come il gasolio e il GPL, ma anche per il consumo di legna da ardere¹⁵.

Per verificare gli effetti sul tessuto sociale locale, determinati dall'introduzione di un impianto di teleriscaldamento a cippato di legno, è quindi indispensabile verificare la dinamica dei consumi energetici prima e dopo la realizzazione degli impianti. Per questo è necessario definire un quadro dettagliato della situazione ex-ante realizzazione impianto energetico a biomasse ed un quadro dettagliato della situazione ex-post realizzazione di tale impianto. In tale modo è possibile definire le dinamiche intervenute a seguito di tali investimenti.

¹⁴ 40 utenze al momento della realizzazione, altre 11 al terzo anno e altre 29 sono previste al 4 anno, per 80 utenze complessive

¹⁵ A titolo esemplificativo ricordiamo infatti che la Toscana è il principale consumatore, a livello nazionale, di legna da ardere con circa 1,4 milioni di metri cubi annui (Pettenella, Andrighetto, 2011)

Per realizzare tale analisi è dunque indispensabile un'indagine, con somministrazione di questionari alle utenze, per definire in modo puntuale i consumi energetici di ogni fruitore che si è allacciato alla rete di teleriscaldamento. In tal modo sarà possibile quantificare il mix energetico utilizzato da ogni utenza nella situazione ex-ante ed ex-post allaccio alla rete di teleriscaldamento.

È necessario condurre l'indagine sulla totalità delle utenze private, mentre per quanto attiene alle utenze pubbliche la valutazione in merito ai consumi energetici pregressi e attuali risulta piuttosto agevole potendo accedere direttamente alle fatturazioni emesse in precedenza e alle attuali letture dei contocalorie.

I dati salienti da rilevare sono:

SITUAZIONE ATTUALE (EX-POST realizzazione impianto)

durata accensione: annuale solo per soggiorno turistico

Consumo complessivo con nuovo impianto di teleriscaldamento
(KWh termici contatore) _____

Ripartizione bolletta Quota fissa e Quota variabile? €/kWh termici) _____

Altre spese accessorie? (scambiatore, allaccio fino a casa, ecc.) €/_____) _____

DATI SU CONSUMI ACCESSORI (ATTUALI)

Utilizza anche altri sistemi di riscaldamento?

- Caminetto
- Stufa a legna o cucina economica a legna
- Stufa a pellets
- Stufa elettrica
- Stufa a gas
- Riscaldamento a GPL
- Boiler elettrico acqua sanitaria
- Altro _____

Consumi di energia elettrica per riscaldamento

(da bollette annue) KWh/anno _____

Tipo di legno ancora acquistato

- ceppi di legna per camino
- tronchetti per stufa
- altro _____

Qualità del legno

- Querce
- Castagno
- Acacia
- Altro _____

Provenienza della legna

- auto approvvigionamento: area di auto approvvigionamento _____
- acquisto presso fornitore locale ditta fornitrice _____
- acquisto presso fornitori non locali ditta fornitrice _____

Quantità di legname consumata

q.li/anno _____ tipo _____

q.li/anno _____ tipo _____

q.li/anno _____ tipo _____

Prezzi medi di acquisto della legna da ardere

€/q.le o €/mc _____

SITUAZIONE PRECEDENTE (EX-ANTE realizzazione impianto)**DATI SU CONSUMI PRIMA DELL'ALLACCIO ALL'IMPIANTO DI TELERISCALDAMENTO****sistemi di riscaldamento ambientale utilizzati prima dell'allaccio alla rete?**

- Caminetto
- Stufa a legna o cucina economica a legna
- Stufa a pellets
- Stufa elettrica
- Stufa a gas
- Riscaldamento a GPL o gasolio
- Altro _____

sistemi di riscaldamento acqua per uso sanitario utilizzati prima dell'allaccio alla rete?

- Caminetto
- Stufa a legna o cucina economica a legna
- Stufa a pellets
- Stufa a gas
- Boiler elettrico acqua sanitaria
- Riscaldamento a GPL
- Altro _____

Consumi di energia elettrica per riscaldamento (da bollette annue)

KWh/anno _____

Quantità di combustibili fossili acquistati prima dell'allaccio a rete teleriscaldamento

- gasolio quantità (l/anno) _____
- GPL quantità (l/anno) _____
- kerosene quantità (l/anno) _____
- _____ quantità (l/anno) _____

Tipo di legno acquistato prima dell'allaccio a rete teleriscaldamento

- ceppi di legna per camino
- tronchetti per stufa
- pellets quantità (q.li/anno) _____ fornitore _____
- altro _____

Qualità del legno prima dell'allaccio a rete teleriscaldamento

- Querce
- Castagno
- Acacia
- Altro _____

Provenienza della legna prima dell'allaccio a rete teleriscaldamento

- auto approvvigionamento area di auto approvvigionamento _____
- acquisto presso fornitore locale ditta fornitrice _____
- acquisto presso fornitori non locali ditta fornitrice _____

Quantità di legname consumata (valutare se m steri, m cubi, q.li) prima dell'allaccio a rete teleriscaldamento

q.li/anno _____ tipo _____

q.li/anno _____ tipo _____

q.li/anno _____ tipo _____

Prezzi medi di acquisto della legna da ardere €/q.le o €/mc _____

Per procedere al calcolo dell'energia termica utile prodotta in ciascun immobile, nelle condizioni ex-ante impianto, sarà necessario considerare i rendimenti delle diverse tipologie di caldaie utilizzate (es. caminetto, stufa, caldaia, ecc.)¹⁶. In questo modo sarà possibile comparare l'energia utile ex-ante con l'energia utile ex-post, ovvero, con l'energia attualmente rilevata dal contacalorie installato al suo interno.

Scopo della valutazione comparativa complessiva e quello di comparare:

- mix energetico ex ante e mix energetico ex post (MWh per singola tipologia di combustibile)
- quantità del mix di combustibili ex ante e quantità del mix di combustibili ex post (t s.f. dei vari combustibili vegetali; Litri o Tonnellate di combustibili fossili, ecc.)
- quantità di emissioni stimate ex ante e quantità di emissioni stimate ex post (CO_{2eq} nei due scenari)

Dal punto di vista ambientale assume particolare rilevanza l'effetto di riduzione delle emissioni di gas climalteranti, come CO₂, CH₄, N₂O, ecc., indotto dalla realizzazione di impianti alimentati a biomassa. Conoscendo l'entità delle produzioni energetiche, e soprattutto le quantità dei diversi combustibili impiegati nel processo termochimico, è possibile ricostruire il bilancio delle emissioni, espresse in tonnellate di CO₂ equivalente¹⁷ per tipologia di utenza, comparando le emissioni ex-ante con quelle ex-post realizzazione degli impianti di teleriscaldamento.

In generale è opportuno che la valutazioni delle emissioni faccia riferimento all'intero ciclo produttivo dei diversi combustibili impiegati. Devono quindi essere stimate anche le emissioni di gas climalteranti generate durante le fasi del processo produttivo: estrazione, lavorazione, stoccaggio, conversione energetica del combustibile e dei macchinari necessari per la loro produzione.

La stessa produzione di biomasse vegetali richiede l'uso di combustibili fossili e di conseguenza genera le cosiddette emissioni grigie (Tabb. 4.5 e 4.16).

4.3. Valutazione effetti economici e socio-ambientali derivati da attivazione di alcune filiere bosco-energia

4.3.1. Valutazione finanziaria dell'investimento dell'Impianto di teleriscaldamento di Fivizzano (UMCL) (Provincia di Massa Carrara)

Si tratta di un investimento di entità pari a 142.999 euro sostenuto dalla ex Comunità Montana della Lunigiana con fondi propri¹⁸. I parametri caratterizzanti sono i seguenti:

- vita utile impianto 15 anni;
- saggio di attualizzazione applicato 2,25% ;
- costo di produzione del cippato: 43,50 €/t¹⁹;
- consumo medio annuo del cippato: 72 t s.f./anno;
- contenuto idrico medio: 24 %;

¹⁶ I rendimenti delle tecnologie utilizzati nelle funzioni sono: caminetto tradizionale 30%, termocamino 70%, cucina economica, stufa a legna 65%, caldaia a legna 85%, caldaia a pellet 89%, caldaia GPL 90%, caldaia a gasolio 85% (AA.VV., 2009; AA.VV., 2012).

¹⁷ Unità di misura che permette di pesare le emissioni dei diversi gas serra. È una misura dell'effetto serra potenziale di ciascun gas. Per esempio, l'effetto serra di 1 tonnellata di gas CH₄ è pari a quello di 21 tonnellate di CO₂, ovvero, è 21 t CO_{2eq}.

¹⁸ Cofinanziato dalla Regione Toscana sulla base di accordo volontario settoriale D.G.R.882/2005 per 36.000 euro. Non sono presenti investimenti legati alla realizzazione della piattaforma, poiché era già nelle disponibilità della ex CML prima della realizzazione dell'impianto.

¹⁹ I costi presi in considerazione fanno riferimento ai soli costi espliciti.

- Energia immessa nell'impianto con il cippato: 271 MWh/anno;
- Rendimento d'impianto anno 2013/2014 2014/2015: 64,94%;
- Contenuto energetico medio cippato 3,75 MWh/t²⁰ s.f.

Un primo risultato emerso dalle attività di monitoraggio è la rilevante entità dei costi legati al consumo di energia elettrica (2.059 €/anno), che rappresentano oltre il 65% dei costi di produzione del cippato (3.147 euro/anno) (Tab. 4.1).

L'altro rilevante aspetto economico è l'elevata efficienza dell'investimento. In questo caso l'approccio comparativo tra investimenti alternativi (ΔVAC), ha stimato un risparmio attualizzato di ben 190.836 euro, nei 15 anni di vita dell'impianto, cui corrisponde un SRI di oltre il 61% ed un tempo di ritorno dell'investimento di appena 2 anni (Tab. 4.3). Anche in assenza di contributo pubblico, il prezzo di BEP del cippato raggiunge addirittura i 210 €/t s.f. confermando l'ottima efficienza dell'investimento anche rispetto ai costi di produzione in ambito forestale (circa 76 €/t s.f. in area Lunigiana, fonte UCML). Si tratta quindi di un investimento estremamente efficiente che, nei 6 anni di attività ha già fatto risparmiare alla PP.AA. 52.974 euro.

Costi totali di gestione considerando anche la piattaforma logistica (con soli costi espliciti)		
Voce di costo	Costi di gestione annui (€)	Costi di gestione con finanziamento Regione 25% (€)
Manutenzione ordinaria (*) (€/anno)	1.979	1.979
Manutenzione straordinaria (*) (€/anno)	423	423
Acquisto cippato (€/anno)	3.147	3.147
Costo dell'energia elettrica (€/anno)	2.059	2.059
Interessi su capitali (€/anno)	715	535
TOTALE (€)	8.324	8.144

(*)Include le spese esplicite per la piattaforma logistica

Tabella 4.1. Costi di investimento e gestione dell'impianto di teleriscaldamento.

Costi totali di realizzazione dell'impianto alternativo a Gasolio	
Voce di costo	Costi di realizzazione impianti (€)
Caldaia e accessori impianto, vano centrale termica, installazione e servizi di ingegneria	78.649
TOTALE (€)	78.649

Costi totali di gestione dell'impianto a Gasolio	
Voce di costo	Costi di gestione annui (€/anno)
Manutenzione ordinaria	1.089
Manutenzione straordinaria	233
Acquisto del gasolio	22.058
Costo dell'energia elettrica (€/kWhel)	1.750
Interessi su capitali (€/anno)	393
TOTALE (€)	25.523

Tabella 4.2. Costi di installazione e gestione dell'impianto alternativo a gasolio.

²⁰ Riferito alle prove effettuate durante la campagna di monitoraggio.

	Indici di efficienza finanziaria con "solo autoconsumo"	
	senza finanziamento iniziale	con finanziamento della Regione del 25%
Tempo di ritorno (anni)	4	2
Δ VAC (€)	152.566	190.836
Saggio di Rendimento Interno (%)	25,9%	61,3%
Prezzo di BEP del cippato (€/t s.f.)	210	252
Risparmio medio annuo*	12.097	15.131
*A parità di energia		

Tabella 4.3. Indici di efficienza finanziaria dell'investimento.

4.3.2. Valutazione degli effetti socio-economici e ambientali della filiera di Fivizzano (UMCL) (Provincia di Massa Carrara)

Nel contesto rurale di Fivizzano (Unione dei Comuni Montani Lunigiana), la realizzazione dell'impianto di teleriscaldamento a biomassa ha determinato, per le utenze allacciate, una sostituzione totale di combustibile fossile (gasolio) con combustibile rinnovabile (cippato di legno) (Tab. 4.4).

L'indagine, relativa ai consumi energetici attuali e pregressi delle strutture pubbliche coinvolte nel progetto, ha permesso anche la verifica di eventuali modificazioni nel comfort ambientale²¹. In particolare, è emerso chiaramente un incremento netto di benessere termico dei fruitori delle tre strutture (sede UCML, scuola materna-elementare e pubblica assistenza) in quanto l'energia impiegata attualmente per il riscaldamento è circa il 76% in più rispetto alla situazione pregressa (con uso combustibili fossili) (Tab. 4.4). È quindi chiaro che l'introduzione dell'impianto termico a cippato ha permesso il raggiungimento di temperature più elevate all'interno delle strutture con un incremento netto del comfort termico.

Per quanto riguarda gli effetti sul settore forestale-legno locale, essi sono riconducibili al coinvolgimento di una impresa di utilizzazioni forestali nelle attività di trasporto e cippatura del materiale, mentre le attività selvicolturali vere e proprie (taglio, abbattimento ed esbosco) sono rimaste invariate poiché riconducibili a interventi di manutenzione realizzati anche in precedenza.

Relativamente alla stabilità economico-finanziaria della filiera, la comparazione dei costi di produzione del combustibile forestale (cippato) e del prezzo di BEP del cippato da parte del gestore impianto, mostrano elevati margini di sicurezza economica rispetto agli attori della filiera.

Considerato che il costo complessivo di produzione del cippato è circa 76 €/t s.f. (fonte: Area Forestazione UCML) e che il prezzo di Break Even Point del cippato, per il suddetto impianto, è pari a 252 €/t s.f., è evidente che, rispetto agli attuali prezzi di mercato del cippato (60-70 €/t s.f.), il margine di sicurezza Ms_1 risulta di circa -8% mentre Ms_2 è pari a circa 260%²².

²¹ Si definisce comfort ambientale quella particolare condizione di benessere determinata, in funzione delle percezioni sensoriali di un individuo inserito in un ambiente, da temperatura, umidità dell'aria e livello di rumorosità e luminosità rilevati all'interno dell'ambiente. Da tale definizione si ha una distinzione tra benessere termo-igrometrico, benessere acustico e benessere luminoso. Il benessere termoigrometrico o thermal comfort è definito dall'American Society of Heating Ventilation and Air-conditioning Engineers ASHRAE come quel particolare stato della mente che esprime soddisfazione con l'ambiente circostante.

²² Le attuali fonti di biomassa legnose sono rappresentate quasi esclusivamente da:

- sfolli e diradamenti
- tagli di avviamento all'alto fusto
- tagli fitosanitari
- ripuliture alvei fluviali

Il gestore dell'impianto ha dunque ampi margini di sicurezza dell'investimento, mentre l'impresa di utilizzazione forestale sembrerebbe non avere convenienza a realizzare tagli con produzione congiunta (assortimento principale e residui di lavorazione) in assenza di contribuzione pubblica. Prezzi di mercato del cippato prossimi agli 80-90 euro potrebbero dunque favorire anche l'interesse delle imprese a realizzare tagli per produzioni congiunte, pur garantendo ampi margini per il gestore dell'impianto ($180\% \leq Ms_2 \leq 215\%$).

Consumi Energetici per Riscaldamento		Ex-Ante		Ex-Post		Variazione ex-ante/ ex-post
Fonti		Energia MWh/anno	%	Energia MWh/anno	%	
Energia fossile	Gasolio	100,00	100			-100%
	Gpl					
Energia rinnovabile	Cippato			176,00	100	
	legna ardere					
	Pellets					
TOTALE		100,00	100	176,00	100	76%

Tabella 4.4. Dinamica dei consumi di combustibili per riscaldamento per edifici connessi a rete teleriscaldamento Unione Comuni Montagna Lunigiana.

Relativamente agli effetti ambientali, nel caso dell'impianto di Fivizzano, la riduzione annua di emissioni di gas climalteranti è pari a 52,30 tonnellate di CO_{2eq} cui corrisponde una riduzione delle emissioni di oltre il 92% rispetto alla situazione ex-ante (Tab. 4.5).

Tipo di utenze	ex-ante CO_{2eq} (t/anno)	ex-post CO_{2eq} (t/anno)	Variazione annua CO_{2eq} (t/anno)	Variazione ex-ante/ex-post CO_{2eq} (t/15 anni)
Pubbliche	56,70	4,40	-52,30	-784,50

Tabella 4.5. Dinamica delle emissioni di gas climalteranti in t di CO_{2eq} impianto UCML (Fivizzano).

4.3.3. Valutazione finanziaria dell'investimento dell'Impianto di teleriscaldamento di San Romano in Garfagnana (Provincia di Lucca)

In questo caso, la valutazione di efficienza economica è stata eseguita separatamente per le due linee produttive applicando il c.d. metodo del costo pieno per l'attribuzione dei costi indiretti (Fig. 4.1). Per valutare la linea "autoconsumo" sono stati esaminati i flussi dei costi annui attualizzati derivati dall'investimento del Comune nell'impianto di teleriscaldamento²³, con il flusso dei costi annui attualizzati derivati da analogo investimento in impianto di teleriscaldamento alimentato a combustibili fossili (gasolio o metano); mentre per valutare la linea "vendita calore", sono stati comparati il flusso dei costi annui attualizzati derivati dall'investimento del Comune nell'impianto di teleriscaldamento²⁴, con i ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia²⁵.

In questo caso, le utenze private non si sono allacciate tutte al momento della realizzazione dell'impianto, ma in tempi diversi. È stato quindi necessario considerare le

Si tratta di interventi, tradizionalmente a macchiativo negativo, ma che, per effetto dei contributi concessi, ad esempio dalla misura 122 del P.S.R. 2007-2013, possono risultare economicamente sostenibili. Grazie agli interventi favoriti dal PSR, si rendono quindi disponibili biomasse legnose, franco impostato, a costi molto contenuti, se non prossimi a zero. Di conseguenza il margine Ms_1 non risulta attualmente negativo poiché parte dei costi di produzione sono coperti dai suddetti finanziamenti.

²³ Per la sola quota parte relativa all'autoconsumo.

²⁴ Per la sola quota parte relativa alla vendita energetica

²⁵ Dall'indagine condotta presso tutte le utenze, emerge che i consumi energetici attuali degli edifici pubblici sono quasi raddoppiati (+93%) rispetto alla situazione ex-ante, mentre quelli delle utenze private sono aumentati del 22,5%. I risultati sono quindi assolutamente cautelativi, poiché non valutano questo incremento di energia utile prodotta dal nuovo impianto. Per valutare in modo omogeneo tale aspetto, sono stati stimati i "risparmi medi annui", che sarebbero stati conseguiti se, anche nella condizione Ex-Ante, fosse stata realizzata l'attuale produzione energetica.

modificazioni dei costi che si sono verificate nei diversi periodi secondo le proporzioni produttive illustrate in figura 4.1. A tal fine è stata eseguita una valutazione che tenesse conto della dinamica degli allacci degli utenti privati alla rete di teleriscaldamento nel corso del tempo. In particolare l'analisi ha considerato la seguente dinamica: 40 utenze per i primi due anni, 51 utenze per i successivi 2 anni e 80 utenze a partire dall'inverno 2012/2013 (Fig. 4.1).

Passando ad esaminare l'investimento realizzato dal Comune di San Romano, constatiamo che l'entità è stata pari a 684.450 euro²⁶.

I parametri caratterizzanti la valutazione dell'investimento sono:

- Vita utile impianto: 15 anni;
- Saggio di attualizzazione applicato: 2,25%;
- Tasso interesse ponderato delle rate mutui 20 anni attivati con Cassa Dep. e Prest.: 4,803%;
- Quota interessi mutui ventennali ricalcolata su 15 anni di vita utile dell'impianto;
- Prezzo di acquisto del cippato: 56,5 euro (+IVA);
- Consumo annuo del cippato 2009/2010, 2010/2011: 532 t s.f./anno;
- Consumo annuo di cippato 2011/2012: 624 t s.f./anno;
- Consumo annuo di cippato dal 2012/2013: 868 t s.f./anno;
- Contenuto idrico medio cippato: 38,7 %
- Energia immessa nell'impianto con il cippato M38 2009/2010 2010/2011: 1.559 MWh/anno;
- Energia immessa nell'impianto con il cippato M38 2011/2012: 1.828 MWh/anno;
- Energia immessa nell'impianto dal 2012/2013 con il cippato M38: 2.544 MWh/anno
- Energia generata anno 2009/2010, 2010/2011: 1.184,84 MWh/anno;
- Energia prodotta nell'inverno 2011/2012 1.391 MWh/anno;
- Energia prodotta a partire dall'inverno 2012/2013 1.934 MWh/anno;
- Rendimento d'impianto 2010/2011÷2013/2014: 77,06%;
- Prezzo di vendita dell'energia termica: 70,28 €/MWh (incluso credito d'imposta al netto iva);
- Energia venduta inverni 2009/2011; 2010/2011: 748 MWh;
- Energia venduta inverno 2011/2012: 955 MWh;
- Energia media venduta a partire dal 2012/2013: 1498 MWh;
- Energia termica autoconsumata da strutture pubbliche 436 MWh/anno;
- Fatturato vendita energia 2009/2010; 2010/2011 56.100 €/anno;
- Fatturato vendita energia per l'anno (2011/2012) 71.625 €/anno;
- Fatturato medio vendita energia a partire dall'inverno 2012/2013 112.350 €/anno;

Nelle tabelle 4.6 e 4.7, sono illustrati i costi imputabili alle due linee di produzione secondo l'approccio full costing (Fagarazzi, 2007), nell'ipotesi che si mantengano costanti, a partire dall'inverno 2011/2012, le 51 utenze private già allacciate. La situazione reale, è rappresentata dalle colonne *costi di realizzazione e di gestione con finanziamento della Regione al 37%*²⁷.

Anche in questo caso è possibile constatare che la spesa annua per l'energia elettrica

²⁶ Parzialmente cofinanziato dalla Regione Toscana con il Programma straordinario degli investimenti (2005) e con bando POR-Creo per un importo complessivo di 254.000 euro.

²⁷ È stata esaminata anche la condizione in assenza di qualsiasi finanziamento (colonna sinistra) per evidenziare l'eventuale sostenibilità in senza di contribuzioni pubbliche.

(Tabb. 4.6 e 4.7) è molto rilevate (9.180 euro complessivi) (Tabb. 4.6 e 4.7), pari a circa il 24% della spesa per l'acquisto del cippato (38.810 euro complessivi), così come sono rilevanti gli interessi annui sui mutui della Cassa Depositi e Prestiti che ammontano a 12.443 euro/anno (Tabb. 4.6 e 4.7).

Costi totali di realizzazione dell'impianto (solo autoconsumo edifici Pubblici) con 40 e 51 UTENZE		
Voce di costo	Costi di realizzazione impianto (senza finanziamenti) (€)	Costi di realizzazione (con finanziamento 37% Regione) (€)
Caldaia e accessori impianto, centrale termica, vano stoccaggio cippato, rete TLR, ecc.	214.626	134.978
TOTALE (€)	214.626	134.978
Costi totali di gestione dell'impianto (solo autoconsumo edifici Pubblici) con 51 UTENZE		
Voce di costo	Costi di gestione annui (€)	Costi di gestione con finanziamento 37% Regione (€)
Manutenzione ordinaria (€/anno)	627	627
Manutenzione straordinaria (€/anno)	314	314
Acquisto cippato (€/anno)	12.170	12.170
Costo dell'energia elettrica (€/anno)	2.879	2.879
Interessi annui mutuo CDP (€/anno)	6.204	3.902
TOTALE (€)	22.193	19.890

Tabella 4.6. Costi di investimento e di gestione con 51 utenze, per la linea produttiva "autoconsumo" considerando i primi due anni con 40 utenze e successivi 13 anni con 51 utenze.

Costi totali di realizzazione dell'impianto (solo vendita di energia edifici privati) con 40 e 51 UTENZE		
Voce di costo	Costi di realizzazione impianto (senza finanziamenti) (€)	Costi di realizzazione (con finanziamento 37% Regione) (€)
Caldaia e accessori impianto, centrale termica, vano stoccaggio cippato, rete TLR, ecc.	469.824	295.472
TOTALE (€)	469.824	295.472
Costi totali di gestione dell'impianto (solo vendita di energia edifici privati) con 51 UTENZE		
Voce di costo	Costi di gestione annui (€)	Costi di gestione con finanziamento 37% Regione (€)
Manutenzione ordinaria (€/anno)	1.372	1.372
Manutenzione straordinaria (€/anno)	686	686
Acquisto cippato (€/anno)	26.640	26.640
Costo dell'energia elettrica (€/anno)	6.301	6.301
Interessi annui mutuo CDP (€/anno)	13.582	8.541
TOTALE (€)	48.581	43.541

Tabella 4.7. Costi di investimento e di gestione con 51 utenze, per la linea produttiva "vendita calore" considerando i primi due anni con 40 utenze e successivi 13 anni con 51 utenze.

Costi totali di realizzazione dell'impianto alternativo a Gasolio	
Voce di costo	Costi di realizzazione impianti (€)
Caldaia e accessori impianto, vano centrale termica, installazione e servizi di ingegneria	118.044
TOTALE (€)	118.044
Costi totali di gestione dell'impianto a Gasolio	
Voce di costo	Costi di gestione annui (€/anno)
Manutenzione ordinaria e straordinaria	1.028
Costo di acquisto del gasolio €/anno	21.646
Costo dell'energia elettrica (€/anno)	2.447
Interessi annui mutuo CDP (€/anno)	3.412
TOTALE (€)	28.533

Tabella 4.8. Costi di installazione e gestione degli impianti alternativi a gasolio e GPL presenti ex-ante nelle strutture pubbliche.

In tabella 4.8 e 4.9, sono illustrati i risultati economici derivati dalla valutazione congiunta delle due linee di produzione (autoconsumo e vendita). In questo caso il tempo di ritorno dell'investimento è di 10 anni, il risparmio attualizzato è pari a 165.495 euro, mentre il risparmio su base annua supera i 13.000 euro. Il saggio di rendimento interno (SIR) è invece pari al 9%²⁸, mentre il *Pbep* si attesta ad oltre 84 euro. Il costo medio di produzione unitario dell'energia nei 15 anni è invece pari a 59 €/MWh, molto inferiore rispetto ai 153 €/MWh della situazione pregressa (Tab. 4.9).

Indici di efficienza finanziaria complessiva (autoconsumo+vendita) con 40 e 51 UTENZE		
Parametri	senza finanziamento iniziale	con finanziamento della Regione del 37%
Tempo di ritorno (anni)	16	10
ΔVAC (€)	-166.785	165.495
Saggio di Rendimento Interno (%)	NC	9,0%
Prezzo di BEP del cippato (inclusa iva 10%) (€/t s.f.)	39,70	84,30
Risparmio o perdite medie annue derivate dall'autoconsumo di energia in strutture pubbliche e dalla vendita di energia a privati €/anno	-13.224	13.122
Energia mediamente consumata dalle strutture pubbliche nei 15 anni EX-POST	6.542	6.542
Energia mediamente consumata dalle strutture pubbliche nei 15 anni EX-ANTE	3.125	3.125
Costo medio di produzione dell'energia nei 15 anni sia per edifici pubblici che privati €/MWh EX-POST	76	59
Costo medio di produzione dell'energia nei 15 anni sia per edifici pubblici che privati €/MWh EX-ANTE		153
Risparmi medi annui, per generare l'attuale quantità di energia €/anno	33.739	41.026
Risparmi medi annui, per generare l'attuale quantità di energia consumata dalle sole STRUTTURE PUBBLICHE e UTILI derivati dalla vendita dell'energia ai privati €/anno	21.833	46.848

Tabella 4.9. Valutazione complessiva della linea produttiva di "autoconsumo" e della linea produttiva "vendita energia" termica considerando i primi due anni con 40 utenze e successivi 13 anni con 51 utenze.

Passando ad esaminare la sola linea produttiva "vendita energia" (Tab. 4.10), constatiamo che il tempo di ritorno dell'investimento risulta piuttosto elevato (12 anni), così come il SIR piuttosto basso (5,6%). Tale condizione è connessa al fatto che la linea produttiva "vendita di energia" è entrata a regime dal 4° inverno, ovvero quando si sono allacciate tutte le utenze previste in fase progettuale (80 utenze). Malgrado questo, anche se le utenze allacciate fosse rimaste solo 51, la linea produttiva "vendita energia" sarebbe comunque in attivo, con un utile su base annua di 5.822 euro (Tab. 4.10). In assenza del cofinanziamento pubblico tale linea produttiva sarebbe invece risultata in passivo, con una perdita su base annua di 11.907 euro (Tab. 9). In tali condizioni la perdita sarebbe stata compensabile da un innalzamento del prezzo di vendita dell'energia dagli attuali 45 €/MWh, ai 62,78 €/MWh (*Pbep* del calore Tab. 4.10). Si tratterebbe di un prezzo comunque molto concorrenziale rispetto al costo dell'energia da combustibili fossili (120-150 €/MWh).

²⁸ È opportuno ricordare che l'energia termica attualmente consumata dal settore pubblico è quasi doppia rispetto a prima e che anche i privati hanno avuto incrementi di oltre il 22%.

Indici di efficienza finanziaria (solo linea produttiva "vendita energia") con 40 e 51 UTENZE		
Parametri	senza finanziamento iniziale	con finanziamento della Regione del 37%
Tempo di ritorno (anni)	16	12
Δ VAN (€)	-150.168	73.425
Saggio di Rendimento Interno (%)	NC	5,6%
Quantità di Break Even Point di energia venduta MWh/anno	1276	797
Numero minimo di utenze	69	43
Prezzo di BEP del Calore inclusa IVA e Credito d'imposta (€/MWh)	88,60	68,40
Prezzo di BEP del Calore inclusa IVA alle utenze (€/MWh)	62,78	42,58
Perdite/utile annuo dell'attività di vendita di energia €/anno	-11.907	5.822
Energia mediamente consumata dalle strutture private nei 15 anni	14.320	14.320
Costo medio di produzione dell'energia nei 15 anni sia per edifici pubblici che privati €/MWh	76	59

Tabella 4.10. Valutazione della sola linea produttiva "vendita energia" con 40 utenze per i primi 2 anni e con 51 utenze per gli anni successivi.

A partire dall'inverno 2012/2013 l'impianto è entrato a regime con l'allacciamento complessivo di 80 utenze private.

La valutazione di efficienza finanziaria è stata quindi realizzata tenendo conto delle reali dinamiche legate al numero di allacci delle utenze private, ovvero: 40 utenze private per primi 2 anni (inverni 2009/2010 e 2010/2011), 51 utenze per il terzo anno (inverno 2011/2012) e 80 utenze per gli anni successivi (a partire dall'inverno 2012/2013).

Anche in questo caso, così come per i due scenari simulati in precedenza, è stato fatto riferimento all'approccio full costing (Fagarazzi, 2007) per la valutazione dei costi indiretti. Le tabelle 4.11 e 4.12 illustrano i costi relativi delle due linee di produzione. In tabella 4.13 possiamo osservare i risultati economici conseguenti alla reale dinamica degli allacci. Confrontando i risultati ottenuti dalle due valutazioni (Tabb. 4.9 e 4.13), si osserva che lo scenario reale (40 utenze per 2 anni, poi 51 per 1 anno e infine 80 utenze dal 4° anno) presenta performance migliori rispetto agli scenari con ridotto numero di utenze private (40 e 51 utenze). In questa condizione il tempo ritorno dell'investimento si riduce a 7 anni, il risparmio attualizzato è pari a 390.538 € ed il SIR è pari al 16,3%, quindi superiore rispetto al costo del denaro acquisito c/o la CDP (4,08%). Il P_{bep} del cippato si attesta a 100 €/t s.f..

In queste condizioni la somma dei risparmi medi annui conseguiti dalle strutture pubbliche e degli utili annui derivati dalla vendita dell'energia alle 80 utenze private, si attesta a circa 61.580 €/anno (Tab. 4.13).

La linea produttiva "vendita di energia" sarebbe efficiente sia con l'attuale cofinanziamento (Δ VAN pari a 291.569 euro), sia senza cofinanziamento (Δ VAN pari a 60.456 euro) (Tab. 4.14). Il tempo di ritorno si riduce a 7 anni, mentre il P_{bep} del calore venduto scende a 32,48 €/MWh²⁹ (Tab. 4.14).

²⁹ A questo importo deve essere aggiunto il credito d'imposta.

Costi totali di realizzazione dell'impianto (solo autoconsumo edifici Pubblici) con 41, 51 e 80 UTENZE a regime		
Voce di costo	Costi di realizzazione impianto (senza finanziamenti) (€)	Costi di realizzazione (con finanziamento 37% Regione) (€)
Caldaia e accessori impianto, centrale termica, vano stoccaggio cippato, rete TLR, ecc.	154.275	134.978
TOTALE (€)	154.275	134.978
Costi totali di gestione dell'impianto (solo autoconsumo edifici Pubblici) con 41, 51 e 80 UTENZE a regime		
Voce di costo	Costi di gestione annui (€)	Costi di gestione con finanziamento 37% Regione (€)
Manutenzione ordinaria (€/anno)	709	709
Manutenzione straordinaria (€/anno)	225	314
Acquisto cippato (€/anno)	12.170	12.170
Costo dell'energia elettrica (€/anno)	3.245	3.245
Interessi annui mutuo CDP (€/anno)	4.459	2804
TOTALE (€)	20.808	19.153

Tabella 4.11. Costi di investimento e di gestione dell'impianto alimentato a cippato per la linea produttiva "autoconsumo", con la dinamica di 40 utenze private allacciate alla rete di teleriscaldamento per primi 2 anni, 51 utenze per il terzo anno e 80 utenze per gli anni successivi.

Costi totali di realizzazione dell'impianto (solo vendita di energia edifici privati) con 80 UTENZE a regime		
Voce di costo	Costi di realizzazione impianto (senza finanziamenti) (€)	Costi di realizzazione (con finanziamento 37% Regione) (€)
Caldaia e accessori impianto, centrale termica, vano stoccaggio cippato, rete TLR, ecc.	530.175	333.427
TOTALE (€)	530.175	333.427
Costi totali di gestione dell'impianto (solo vendita di energia edifici privati) con 41, 51 e 80 UTENZE a regime		
Voce di costo	Costi di gestione annui (€)	Costi di gestione con finanziamento 37% Regione (€)
Manutenzione ordinaria (€/anno)	2.068	2.068
Manutenzione straordinaria (€/anno)	775	775
Acquisto cippato (€/anno)	41.776	41.776
Costo dell'energia elettrica (€/anno)	11.155	11.155
Interessi annui mutuo CDP (€/anno)	15.327	9.639
TOTALE (€)	71.101	61.462

Tabella 4.12. Costi di investimento e di gestione dell'impianto alimentato a cippato per la linea produttiva "vendita calore", con la dinamica di 40 utenze private allacciate alla rete di teleriscaldamento per primi 2 anni, 51 utenze per il terzo anno e 80 utenze per gli anni successivi.

Indici di efficienza finanziaria complessiva (autoconsumo+vendita) con 41, 51 e 80 UTENZE a regime		
Parametri	senza finanziamento iniziale	con finanziamento della Regione del 37%
Tempo di ritorno (anni)	13	7
Δ VAC (€)	81.251	390.538
Saggio di Rendimento Interno (%)	4,25%	16,3%
Prezzo di BEP del cippato (inclusa iva 10%) (€/t s.f.)	70,00	100,00
Risparmio o perdite medie annue derivate dall'autoconsumo di energia in strutture pubbliche e dalla vendita di energia a privati €/anno	6.442	30.965
Energia mediamente consumata dalle strutture pubbliche nei 15 anni EX-POST	6.542	6.542
Energia mediamente consumata dalle strutture pubbliche nei 15 anni EX-ANTE	3.125	3.125
Costo medio di produzione dell'energia nei 15 anni sia per edifici pubblici che privati €/MWh EX-POST	64	52
Costo medio di produzione dell'energia nei 15 anni sia per edifici pubblici che privati €/MWh EX-ANTE		140
Risparmi medi annui, per generare l'attuale quantità di energia consumata dalle sole STRUTTURE PUBBLICHE €/anno	33.221	38.462
Risparmi medi annui, per generare l'attuale quantità di energia consumata dalle sole STRUTTURE PUBBLICHE e UTILI derivati dalla vendita dell'energia ai privati €/anno	38.015	61.580

Tabella 4.13. Valutazione complessiva della linea produttiva "autoconsumo" più linea produttiva "vendita energia" termica considerando anche la dinamica da 40 utenze per primi 2 anni, 51 utenze per il terzo anno e 80 utenze per gli anni successivi.

Indici di efficienza finanziaria (solo linea produttiva "vendita energia") con 41, 51 e 80 UTENZE a regime		
Parametri	senza finanziamento iniziale	con finanziamento della Regione del 37%
Tempo di ritorno (anni)	13	7
ΔVAN (€)	60.456	291.569
Saggio di Rendimento Interno (%)	3,97%	13,5%
Quantità stimata di energia venduta MWh/anno	1.497	1.497
Numero di utenze	80	80
Prezzo di BEP del Calore inclusa IVA e Credito d'imposta (€/MWh)	71,40	58,30
Prezzo di BEP del Calore inclusa IVA alle utenze (€/MWh)	45,58	32,48
Perdite/utile annuo dell'attività di vendita di energia €/anno	4.793	23.118
Energia mediamente consumata dalle strutture private nei 15 anni	22.462	22.462
Costo medio di produzione dell'energia nei 15 anni sia per edifici pubblici che privati €/MWh	64	52

Tabella 4.14. Valutazione della sola linea produttiva "vendita energia" con 40 utenze per i primi 2 anni, 51 utenze per il terzo anno e con 80 utenze per gli anni successivi.

4.3.4. Valutazione degli effetti socio-economici e ambientali della filiera di San Romano in Garfagnana: (Provincia di Lucca)

Nel caso dell'impianto di San Romano in Garfagnana, è stata approntata un'indagine su tutte le 80 utenze private allacciate alla rete di teleriscaldamento per conoscere le tipologie di impianti termici disponibili e i consumi energetici corrispondenti. L'indagine ha messo in luce che le utenze private, anche se allacciate alla rete di teleriscaldamento, mantengono comunque attivi anche altri sistemi di riscaldamento domestico (camietto e stufe a legna) (Tab. 4.15).

I risultati illustrati in tabella 4.15 evidenziano che il consumo energetico delle utenze pubbliche (2 scuole, 1 asilo, biblioteca e Municipio) è notevolmente aumentato anche in questo caso, passando da circa 200 MWh/anno a oltre 430 MWh/anno, con un incremento di circa il 118% (Fig. 4.2). Di conseguenza il comfort ambientale dei fruitori delle strutture pubbliche è aumentato sensibilmente.

La stessa dinamica è osservabile anche per le utenze private che passano dai 1.448 MWh/anno ai 1.828,79 MWh/anno della situazione attuale, con un incremento di circa il 26% dell'energia termica consumata.

Attualmente tutta l'energia necessaria alle strutture pubbliche allacciate alla rete di teleriscaldamento viene quindi prodotta dall'impianto alimentato a cippato di legno (Fig. 4.2).

Consumi Energetici per Riscaldamento			Ex-Ante		Ex-Post		Variazione Ex-Ante/Ex-Post	
Settore	Fonti		Energia MWh/anno	%	Energia MWh/anno	%		
PUBBLICO	Energia fossile	Gasolio	51,04	26	0	0	-100%	
		Gpl	149,02	74	0	0	-100%	
	Energie rinnovabili	Cippato			436,10	100		
		TOTALE	200,06	100	436,10	100	118%	
PRIVATO	Energia fossile	Gasolio	296,43	20	0	0	-100%	
		Gpl	395,62	27	0	0	-100%	
	Energie rinnovabili	Cippato		0		1.498,00	82	
		legna ardere		713,84	49	315,28	17	-56%
		Pellets		42,70	3	15,51	1	-64%
			TOTALE	1.448,59	100	1.828,79	100	26%
Consumi energetici totali			1.648,65		2.264,89		37%	
Consumi energetici Teleriscaldamento					1.934,10			

Tabella 4.15. Dinamica dei consumi di combustibili per riscaldamento per edifici connessi a rete teleriscaldamento Comune di San Romano in Garfagnana.

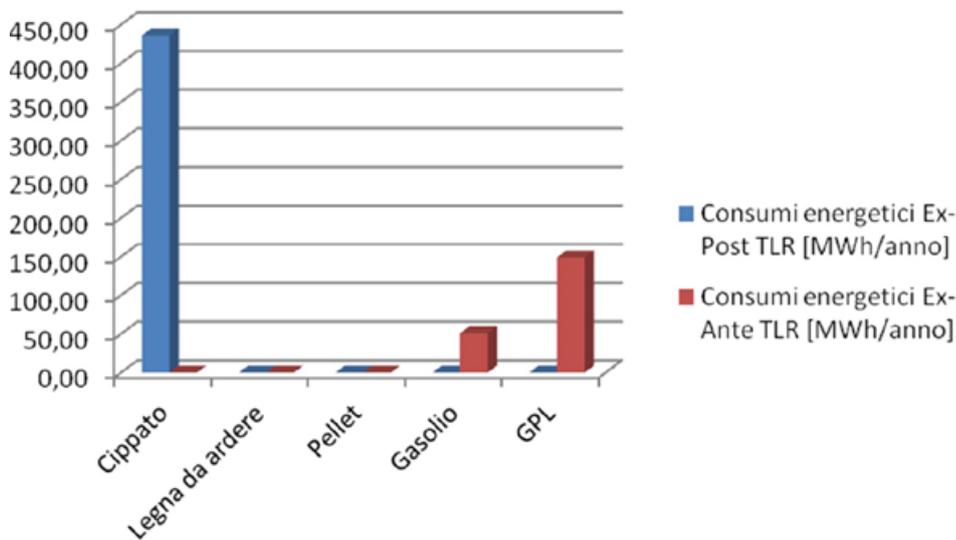


Figura 4.2. Dinamica dei consumi pubblici tra la situazione Ex-Ante ed Ex-Post.

Passando ad esaminare gli effetti ambientali in termini di riduzione delle emissioni di gas climalteranti indotto dalla realizzazione dell'impianto di teleriscaldamento di San Romano in Garfagnana, possiamo affermare che si determina un effetto ambientale positivo dovuto all'uso più efficiente delle biomasse vegetali. Trattandosi infatti di un'area montana, dove l'uso di legna da ardere per riscaldamento domestico rappresenta una realtà consolidata, l'introduzione di impianti di teleriscaldamento ad alta efficienza, determina un effetto netto positivo legato all'uso più efficiente delle biomasse legnose (Tab. 4.15). In questo caso infatti, la legna da ardere era impiegata con tecnologie che consentivano un rendimento medio del 53%³⁰ mentre adesso le biomasse sono impiegate con un rendimento che supera il 72%³¹. In questo caso, l'incremento dell'efficienza delle tecnologie impiegate per il riscaldamento ha consentito un risparmio annuo di biomassa pari a circa 233 t s.f./anno.

L'esame della tabella 4.15 evidenzia anche un effetto ambientale in termini di gestione del patrimonio forestale. Nello specifico, la contrazione della domanda di legna da ardere (-233 t s.f./anno) delle 80 utenze private allacciate alla rete di San Romano in Garfagnana, può determinare una contrazione delle superfici boschive annualmente soggette al taglio pari a circa 2 ettari.

Per contro, si verifica un recupero di biomasse residuali (oltre 860 t s.f./anno) provenienti da interventi di manutenzione forestale³².

Conoscendo l'entità delle produzioni energetiche e soprattutto le quantità dei diversi combustibili impiegati nel processo termochimico, è possibile ricostruire il bilancio delle emissioni, espresse in tonnellate di CO_{2eq} per tipologia di utenza, comparando le emissioni ex-ante con quelle ex-post realizzazione dell'impianto di teleriscaldamento. Le emissioni medie per utenza privata, espresse in tonnellate di CO_{2eq}, passano da 2,75 t/

³⁰ Il rendimento globale deriva dalla somma pesata dei rendimenti delle tecnologie impiegate dagli utenti (caminetto, stufa, termo camino, ecc.)

³¹ Dato rilevato con monitoraggio nel periodo Settembre 2010-Settembre 2012. Si tratta di valore su base annua. Nel caso di San Romano in Garfagnana, considerato che esso rimane acceso anche nel periodo estivo per fornitura acqua calda sanitaria con notevole abbassamento dell'efficienza, significa che nel regime invernale il rendimento è superiore al 77%.

³² Si tratta quindi di un processo di valorizzazione di residui.

anno a 0,55 t/anno. Nel caso dell'impianto di San Romano in Garfagnana, la riduzione annua supera le 222 tonnellate di CO_{2eq} cui corrisponde una riduzione delle emissioni pari a circa l'80% (Tab. 4.16).

Tipo di utenze	Ex-Ante CO _{2eq} (t/anno)	Ex-Post CO _{2eq} (t/anno)	Variazione annua CO _{2eq} (t/anno)	Variazione Ex-Ante/Ex-Post CO _{2eq} (t/15 anni)
Pubbliche	57,65	10,90	-46,75	-701,25
Private	219,95	44,00	-175,95	-2.639,25
Bilancio Complessivo	277,60	54,90	-222,70	-3.340,50

Tabella 4.16. Dinamica delle emissioni di gas climalteranti in CO_{2eq} impianto Comune di San Romano in Garfagnana.

L'esame della tabella 4.17, relativa ai consumi delle utenze private, evidenzia le modificazioni dei consumi energetici in relazione al mix energetico rilevato nelle condizioni ex-ante ed ex-post realizzazione impianto.

In questo caso le modificazioni nel mix energetico sono più articolate rispetto all'impianto di Fivizzano; è stato infatti rilevato che tra le utenze private si è verificata la completa sostituzione dei combustibili fossili con combustibili rinnovabili (legno cippato), mentre permane una quota d'uso di combustibili rinnovabili tradizionali (legna da ardere e pellet) (Fig 4.3).

Il consumo di legna da ardere, in termini energetici, passa dai 713,84 MWh/anno della situazione ex-ante, ai 315,28 MWh/anno attuali, con una riduzione di circa il 56%, mentre il pellet, passa dai 42,70 MWh/anno ai 15,51 MWh/anno (Fig. 4.3). In termini quantitativi, il consumo di legna da ardere è passato da 432,71 t s.f./anno a 199,06 t s.f./anno, con una contrazione del 54% circa³³, mentre il consumo di pellet è passato da 9,26 t/anno a 3,26 t/anno. Considerato che molti utenti effettuavano auto approvvigionamento di legna da ardere³⁴, le quantità acquistate sul mercato locale sono passate da 295,73 t s.f./anno della situazione ex-ante a 124,30 t s.f./anno attuale, con una spesa annua che passa da 27.650 €/anno a 11.691 €/anno.

A livello locale si è dunque verificata una contrazione di fatturato per la legna da ardere di entità pari a circa 16.000 €/anno, mentre si è verificato un incremento di fatturato per l'assortimento cippato di legno, di entità pari a circa 54.000 €/anno.

Consumo medio per utenza Ex-Ante TLR 18,11 MWh/anno		Consumo medio per utenza Ex-Post TLR 21,41 MWh/anno	
%	Combustibile	%	Combustibile
20,46	Gasolio	81,23	Cippato per TLR
27,31	GPL	17,89	Legna da ardere
49,28	Legna da ardere	0,88	pellet
2,95	pellet		

Tabella 4.17. Consumo medio per utenza privata nella situazione ex-ante ed ex-post e ripartizione percentuale del mix energetico nelle due situazioni.

³³ Le quantità risentono dei diversi rendimenti delle tecnologie impiegate dagli utenti (caminetto, stufa, termo camino, ecc.).

³⁴ Nel caso specifico, nella situazione pregressa le quantità di legna da ardere auto approvvigionata era circa 140 t s.f./anno, mentre attualmente è circa 74 t s.f./anno.

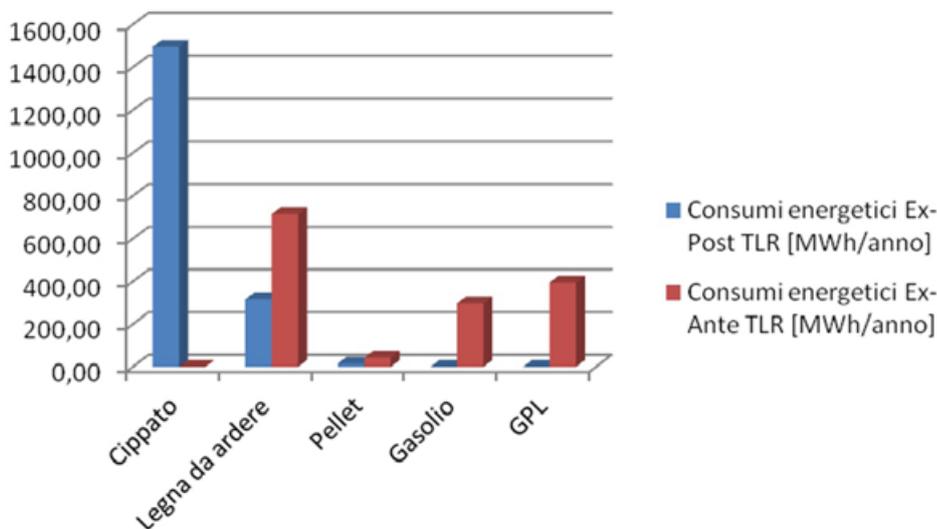


Figura 4.3. Evoluzione dei consumi di combustibile delle utenze private tra situazione Ex-Ante ed Ex-Post realizzazione impianto di TLR.

Relativamente alla stabilità economico-finanziaria della filiera di San Romano in Garfagnana, la comparazione dei costi di produzione del combustibile forestale (cippato) e del prezzo di BEP del cippato, evidenzia margini di sicurezza economica rispetto agli attori della filiera differenti in relazione alla tipologia di intervento forestale. In particolare, il margine di sicurezza Ms_1 rispetto al prezzo del cippato ed al costo di produzione dell'impresa boschiva forestale è variabile poiché i costi di produzione delle imprese forestali possono variare dai 35-40 €/t s.f. per materiale originato da ripuliture alvei, diradamenti e tagli fitosanitari³⁵, a 89 €/t s.f. per produzioni forestali congiunte in particelle abbastanza disagiate (Spinelli et al., 2009).

Rispetto ai prezzi di mercato del cippato, rilevabili localmente (56,5 €)³⁶, Ms_1 può quindi variare dal 29% al 38% per materiale derivato da manutenzione forestale a -65% per materiale derivato da produzione forestale congiunta. Considerato che il P_{bep} del cippato per il gestore dell'impianto TLR (Tab. 4.13) è pari a 100 €/t s.f., esso ha un margine Ms_2 positivo e pari a circa il 43,5% del prezzo di mercato.

Per quanto concerne il P_{bep} di vendita dell'energia termica, considerato che i costi di produzione dell'energia variano tra i 52 €/MWh (con finanziamento pubblico dell'impianto) ed i 64 €/MWh (senza finanziamento pubblico) (Tab. 4.13), mentre il prezzo di vendita dell'energia è pari a 45 €/MWh cui si aggiungono 25 €/MWh di credito d'imposta (per 70 €/MWh complessivi), il margine Ms_2 per il gestore dell'impianto, varia dall'8% circa (senza finanziamento pubblico) al 25% (con finanziamento pubblico).

Relativamente agli utenti privati finali, la valutazione di convenienza economica ad allacciarsi alla rete TLR è semplicemente legata ad una comparazione tra i costi di produzione dell'energia termica con le tecnologie tradizionali (stufe, caldaie, ecc.) disponibili nelle abitazioni ed il prezzo di acquisto dell'energia fornita dalla rete TLR. Considerato che i costi di produzione delle tecnologie tradizionali erano variabile tra i 95 €/MWh ed i

³⁵ Considerando taglio, abbattimento, allestimento e esbosco coperti da finanziamenti PSR.

³⁶ IVA esclusa.

140 €/MWh, e che il prezzo di acquisto attuale con rete TLR è di 45 €/MWh emerge che il margine Ms_2 è positivo e variabile tra il 35% e il 100% in relazione al mix energetico impiegato nelle condizioni ex-ante realizzazione rete TLR.

Bibliografia

- AA.VV., (2009). Legno e cippato. Padova, AIEL.
- AA.VV., (2010). La combustione del legno. Fattori di emissione e quadro normativo. Padova, AIEL.
- Bernetti I., Severino R., (2007). Economia delle risorse forestali. Napoli: Liguori.
- Fagarazzi C., Marinelli A., Tirinnanzi A., (2013). Valutazione degli effetti economici, ambientali e territoriali di alcune filiere biomassa-energia presenti in Toscana. Rivista di studi sulla sostenibilità.
- Fagarazzi C., (2007). La contabilità operativa nelle imprese industriali del settore legno. In Bernetti I., Severino R., (2007). Economia delle risorse forestali. Napoli: Liguori.
- Fagarazzi C. Bernetti I., (2008), Valutazione della domanda di biocombustibili solidi (legno cippato) nell'area dell'Appennino Pistoiese, a cura di I. Bernetti, C. Fagarazzi, Centro Editoriale Toscano, ISBN 10: 88-7957-287-3, ISBN 13: 88-7957-287-3, Firenze, Novembre 2008
- Gold S., Seuring S., (2011). Supply chain and logistics issues of bio-energy production. Journal of Cleaner Production, 32-42.
- Laudati G., Picchio R., Proietti E., Sirna A., Sperandio G., Verani S., (2009) Analisi di una microfiliera energetica alimentata a biomasse legnose, SILVÆ - Anno V n. 12, 247-267.
- Nati, C., Spinelli, R, Verani, S., (2009). Protocollo tecnico di utilizzazione dei cedui. In AA.VV., (2009), La filiera legno-energia. Risultati finali del progetto interregionale Woodland Energy, ARSIA.

Capitolo 5

Valutazione delle emissioni di polveri sottili e gassose in impianti termici alimentati con biomasse solide

La combustione di biomassa legnosa in sostituzione dei combustibili fossili, pur essendo un viatico per il raggiungimento degli obiettivi comunitari di produzione di energia rinnovabile al 2020, può determinare problemi legati all'emissione in atmosfera di polveri sottili e di altri composti inquinanti. Infatti, l'impiego di biomasse legnose in sostituzione dei combustibili fossili, pur generando un assoluto effetto positivo sulla riduzione delle emissioni di gas climalteranti (CO₂ neutral), determina, a parità di energia prodotta, un incremento delle emissioni di polveri sottili e di composti gassosi potenzialmente dannosi per la salute umana.

Il problema fondamentale è legato al fatto che le polveri sottili (PM¹), emesse in maggiore quantità dalla combustione di biomasse organiche rispetto ai tradizionali combustibili fossili, influiscono negativamente sulla qualità dell'aria e generano effetti diretti sulla salute umana (Pope et al., 2009; Sen, 2014; Russell e Brunekreef 2009; Shannon et al 2004). Le statistiche degli ultimi anni evidenziano che in Italia, il settore del riscaldamento domestico è quello che contribuisce maggiormente alla riduzione della qualità dell'aria, causato prevalentemente dall'uso delle biomasse e dalla relativa produzione di particolato sottile, PM₁₀, PM_{2,5}, e di NO₂ (Nomisma, 2013).

La foschia di molte aree urbane è il tipico sintomo della presenza di polveri sottilissime PM_{2,5} (ovvero polveri con diametro inferiore a 2,5 µm). Molteplici studi evidenziano la correlazione esistente tra l'esposizione a PM_{2,5} e l'aumento di rischi di malattie respiratorie e cardiovascolari (Pope et al 2009; Englert 2004; Dockery et al 1993). Il particolato fine e finissimo come PM_{2,5} e PM_{1,0}² determina effetti molto più importanti sulla salute rispetto a particolato grossolano (PM ≥ 10 µm) poiché penetra più in profondità all'interno dei polmoni (Russell e Brunekreef 2009; Englert 2004; Dockery et al 1993).

A tali composti si aggiungono poi sostanze come i solfati, nitrati, carbonio organico (OC) e carbonio elementare CE (conosciuto anche come black carbon BC), che determinano effetti significativi sul cambiamento climatico (Menon et al 2002; McConnell et al. 2007; IPCC 2007). È infatti ormai dimostrato che il carbonio OC, i solfati ed i nitrati determinano effetti di rifrazione della luce in atmosfera, mentre il carbonio BC presenta un livello di radiativa dell'ordine di 0,2-1,0 W/m² (Chow et al. 2011). Ovviamente, tali effetti sono molto variabili in relazione alla composizione, forma e dimensioni delle particelle (Cheng et al 2009).

L'esame approfondito delle emissioni, è quindi di rilevante interesse nella programmazione e promozione di filiere in grado di garantire miglioramenti ambientali non solo a livello globale, ma anche locale.

In questo capitolo si vuole quindi inquadrare i fattori inquinanti connessi alla combustio-

¹ Particulate Matter

² Con diametri inferiori a 1,0 µm

ne di biomasse solide ed i possibili effetti sulla salute umana; fornendo anche dati relativi alle modificazioni sulle componenti emissive (polveri e composti gassosi), emessi a seguito della realizzazione di una rete di teleriscaldamento a biomassa legnosa in ambito rurale. Il caso di studio che sarà illustrato, vuole rispondere alla domanda che tradizionalmente si pongono sia gli amministratori locali, sia la comunità in cui viene proposto il nuovo impianto energetico, ovvero: *gli impianti di teleriscaldamento a biomassa producono emissioni pericolose per la salute dell'uomo?*

La risposta non è univoca, è configura alcuni scenari imprevisi che saranno molto utili anche nelle future programmazioni di impianti di TLR.

La letteratura è infatti prodiga di studi che dimostrano l'elevata emissività delle caldaie a biomassa rispetto alle caldaie a combustibili fossili (Caserini et al., 2014; Meyer, 2012; INEMAR, 2012; EEA, 2009; Goncalves et al., 2012; Kistler et al., 2012), ma in realtà, se il nuovo impianto di teleriscaldamento a biomassa è proposto in contesti rurali, l'introduzione della nuova tecnologia a biomassa può determinare benefici effetti anche rispetto alla salubrità dell'aria locale. Il motivo è legato al fatto che il consumo di biomasse solide in Italia è già ampiamente diffuso e rappresenta un mercato ben consolidato. Nei contesti rurali, le famiglie italiane consumano già grandi quantità di legna da ardere con tecnologie tradizionali molto inefficienti sia sotto il profilo energetico, sia sotto il profilo delle emissioni. Secondo l'APAT Lombardia, nel 2006 il consumo domestico di legna da ardere in Italia era pari a circa 19 milioni di tonnellate, cui corrispondeva un consumo medio annuo per abitazione pari a circa 4,3 tonnellate (AA.VV. 2008).

Si tratta di biomasse impiegate prevalentemente (74% circa) con tecnologie tradizionali (caminetto e stufa a legna) molto inefficienti ed emissive (AA.VV. 2008).

Possiamo quindi ipotizzare che oltre 14 milioni di tonnellate di biomasse vengano già consumate con tecnologie caratterizzate da combustione incompleta del legno e quindi da elevati livelli di emissione di polveri sottili e sottilissime (PM_{10} , $PM_{2,5}$ e $PM_{1,0}$), composti organici volatili non metanici (COVNM), monossido di carbonio (CO) e idrocarburi policiclici aromatici (IPA) (Bolling et al., 2009).

L'introduzione, in ambito rurale, di sistemi di TLR a biomassa solida può quindi consentire un impiego più razionale ed efficiente di biomasse e ridurre anche le emissioni a livello locale. Inoltre, gli impianti centralizzati possono essere dotati di sistemi di abbattimento con ulteriore riduzione delle emissioni a parità di energia generata.

5.1. Composti prodotti da impianti termici a biomassa legnosa

La biomassa legnosa, costituita prevalentemente da cellulosa ($C_6H_{10}O_5$), contiene anche piccole quantità di altri elementi come azoto (N), potassio (K), fosforo (P) e zolfo (S) cui si aggiungono tracce di altri elementi. Molte tecnologie termiche, nelle condizioni di funzionamento reale, hanno l'inconveniente di non far avvenire la combustione in modo completo con conseguente produzione di composti indesiderati. Si tratta di un processo complesso che prevede una serie di reazioni chimiche il cui risultato finale dovrebbe essere l'ossidazione del carbone, con produzione di CO_2 , e dell'idrogeno con produzione di acqua (Faravelli et al., 2006). Il processo di combustione delle biomasse solide è infatti influenzato dalle caratteristiche fisiche del biocarburante (dimensioni delle particelle, densità apparente, contenuto di umidità, potere calorifico superiore) e dalla sua composizione chimica.

Le fasi del processo di combustione possono essere sintetizzate come segue (AA.VV., 2014; Francescato, Antonini, 2010):

- riscaldamento/essiccazione del combustibile a 100°-150°C;
- pirolisi 150°-500°C (con produzione di CO, idrocarburi carboniosi, oli pirolitici - catrami);
- gassificazione $\geq 500^\circ\text{C}$ (con produzione di CO, CO₂, vapore H₂O, O₂);
- ossidazione dei gas con produzione di CO₂, H₂O;

Purtroppo la combustione, in condizioni di funzionamento reale delle caldaie a biomassa solida, non avviene completamente, soprattutto a causa delle basse temperature che non favoriscono il processo di ossidazione (Fig. 5.1). Elevati livelli di umidità non favoriscono il raggiungimento delle temperature ideali per l'ossidazione, ovvero superiori ai 700°C; inoltre, elevata umidità determina un incremento dei volumi dei gas con conseguente aumento della velocità dei flussi gassosi e riduzione dei tempi di permanenza nelle varie parti della camera di combustione (Francescato, Antonini, 2010). Questo fenomeno può indurre una non perfetta ossidazione dei gas di combustione e quindi una riduzione dei rendimenti di combustione ed anche elevati livelli di emissioni di sostanze inquinanti (Fig. 5.1).

In queste condizioni, alcuni elementi contenuti nella biomassa solida, come Potassio K, Sodio Na, Zolfo S e Cloro Cl, possono essere rilasciati nella fase gassosa e determinare, attraverso processi di ossidazione, la creazione di composti inquinanti.

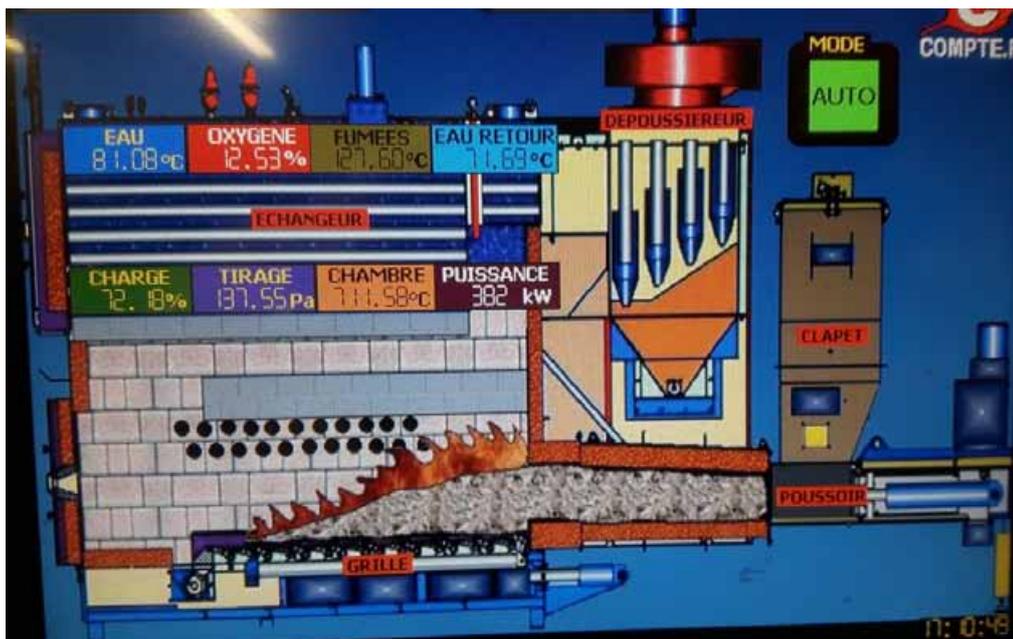


Figura 5.1. Monitor di controllo dell'impianto di Cité Aurore - Bastia (Corsica). La caldaia è in modulazione ad una potenza di 382 kw, rispetto ad una potenza nominale di 550 kw. La camera di combustione supera di poco i 700°C ed il livello di O₂ è al 12,53%.

In presenza di combustione anomala si generano quindi sostanze non completamente ossidate quali il monossido di carbonio (CO), composti organici volatili (COV), idrocarburi policiclici aromatici (IPA), diossine e furani (PCDD/F), carbonio organico totale (TOC), particolato (PM) e idrocarburi incombusti (CXHY) che, in presenza di combustione non ben controllata ed elevate temperature delle fiamme possono essere associate alla formazione di ossidi di azoto.

Purtroppo, nelle condizioni di utilizzo reale degli impianti termici, i processi di combu-

stione risultano sempre incompleti e quindi si verificano emissioni di sostanze dannose in atmosfera. Tali emissioni anomale possono essere classificate in due tipologie:

- emissioni generate dalla combustione anomala o incompleta (particolato, CO, COV, IPA, CXHY);
- emissioni che dipendono dal combustibile (SO_2 , NO, NO_2).

I parametri fondamentali che condizionano la formazione di questi composti sono rappresentati da temperatura, turbolenza dei flussi e tempo di permanenza in camera di combustione, oltre ovviamente alla presenza di aria in eccesso³. Se i loro valori non sono ottimali, si ha l'emissione di sostanze incombuste; soprattutto CO, COV e particolato (Galante, 2012). È la stessa natura solida del combustibile a generare disomogeneità e creazione di aree con carenza di ossigeno o basse temperature.

In ogni caso, il parametro fondamentale per il controllo nel processo di combustione è rappresentato dal rapporto tra la quantità dell'aria in eccesso e la quantità di aria (ossigeno) necessaria per una combustione completa del combustibile (c.d. aria stechiometrica); tale rapporto è denominato *numero di eccesso d'aria* ed è correntemente indicato con il simbolo λ^4 (Francescato, Antonini, 2010).

Rispetto al parametro *quantità di aria*, si può quindi avere una combustione incompleta per due motivi: la quantità d'aria in eccesso è troppo bassa e non permette l'ossidazione di tutto il combustibile; la quantità di aria in eccesso è troppa e raffredda la combustione non permettendo il raggiungimento del 700° C utili a garantire il processo di ossidazione. In entrambi i casi l'ossidazione incompleta dà origine alla produzione di effluenti gassosi come monossido di carbonio (CO), idrocarburi incombusti, idrocarburi policiclici aromatici (IPA) e polveri (Oberberger et al, 2006).

5.1.1. Monossido di carbonio (CO)

Tra i principali prodotti originati da combustione imperfetta di combustibili organici (legna, carbone, olio, carburanti), troviamo il monossido di carbonio. Si tratta di un gas incolore, inodore, infiammabile e tossico. L'elevata tossicità di questo gas è dovuta alla sua affinità con l'emoglobina, che risulta essere circa di 200 volte maggiore di quella dell'ossigeno. Questa caratteristica lo rende facilmente assorbibile dal sangue ostacolando l'ossigenazione dei tessuti poiché forma un composto fisiologicamente inattivo chiamato carbosiemoglobina. Quest'ultima impedisce la corretta ossigenazione degli organi, soprattutto cuore e cervello, causando una morte paragonabile a quella per asfissia. (AA.VV., 2001; Bolling et al., 2009). Il CO si miscela bene con l'aria con la quale può formare reazioni esplosive in presenza di fiamme od oggetti incandescenti (AA.VV., 2001).

Il monossido di carbonio non esiste libero in natura in quanto reagisce con reazione esotermica in presenza di O_2 , formando CO_2 ma si genera in seguito a reazioni di combustione in difetto di aria. Anche l'eccesso di aria porta ad un aumento della concentrazione di monossido di carbonio, a causa del raffreddamento della camera di combustione, ed alla conseguente diminuzione delle reazioni di ossidazione (Johansson et al., 2004).

Nelle verifiche di efficienza di combustione, la verifica del livello di emissioni di monos-

³ Si parla di aria in eccesso, poiché nella combustione di biomasse solide non è possibile ottenere una combustione completa con la sola immissione della c.d. aria stechiometrica, ovvero, la quantità di aria minima tale da garantire la reazione di combustione completa tra C, H e O contenuto nella cellulosa e O_2 contenuto nell'aria. Per questo, come vedremo in seguito, è necessario immettere più aria (e quindi più ossigeno) rispetto al fabbisogno calcolato con la sola formula di reazione chimica principale: $\text{C} + \text{O}_2 = \text{CO}_2$; $2\text{H}_2 + \text{O}_2 = 2\text{H}_2\text{O}$ (Francescato, Antonini, 2010)

⁴ Fattore lambda. Per la combustione di biomasse solide, come la legna ed il cippato, si ipotizza un valore di λ pari a circa 2.

sido di carbonio è dunque un parametro di interesse poiché facilmente misurabile con sensori elettro-chimici a basso costo.

5.1.2. Gli ossidi di azoto (NO_x)

Tradizionalmente indicati come NO_x , gli ossidi di azoto (NO e NO_2) sono prodotti in tutti i processi di combustione che utilizzano aria: camini, stufe, motori, centrali termoelettriche, ecc.

Le quantità di NO_x dipendono dal tipo di combustibile e dalle condizioni di combustione. L'origine degli NO_x è legata all'ossidazione dell'azoto contenuto nei combustibili stessi a temperature comprese tra 800°C e 1.200°C . Nel caso degli impianti termici a biomassa solida, i fattori determinanti sono quindi rappresentati dalla concentrazione di azoto nella biomassa, concentrazione di ossigeno nell'aria e dalla temperatura nell'area di fiamma (Oberberger, 2006). In atmosfera gli ossidi di azoto si trovano in diverse combinazioni, ma solamente due sono di interesse dal punto di vista dell'inquinamento dell'aria: l'ossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO_2). L' NO_2 è circa quattro volte più tossico dell' NO . L'inalazione del biossido di azoto determina forte irritazione delle vie aeree. L' NO_2 contribuisce alla formazione dello smog fotochimico e concorre al fenomeno delle piogge acide poiché reagisce con l'acqua formando acido nitrico (Kim et al., 2011). Esistono tre tipologie di formazione degli ossidi di azoto durante la combustione (Bianchi et al. 2004):

- Thermal NO_x : con una reazione fra azoto atmosferico e ossigeno a temperature superiori ai 1300°C . La quantità prodotta aumenta all'aumentare della temperatura.
- Prompt NO_x : si forma con l'azoto atmosferico sopra i 1300°C con basso tenore ossigeno e in presenza di idrocarburi.
- NO_x che si forma per ossidazione dell'azoto contenuto nel combustibile: aumenta all'aumentare dell'azoto contenuto nella biomassa ed è il principale meccanismo di formazione degli ossidi di azoto nei biocombustibili, visto che la temperatura di combustione si aggira attorno agli $800\text{-}1200^\circ\text{C}$ (Taddia, 2015).

5.1.3. Gli ossidi di zolfo (SO_x)

Gli ossidi di zolfo, correntemente indicati con SO_x , sono presenti in atmosfera sotto forma di anidride solforosa SO_2 e anidride solforica SO_3 . L'anidride solforosa deriva sia da processi naturali come le emissioni vulcaniche, la decomposizione di materia organica, gli incendi forestali e l'azione dei fulmini, sia da processi antropogenici come la combustione di combustibili fossili, di rifiuti, ecc. Nei combustibili fossili la concentrazione di zolfo è molto variabile e determina la qualità dello stesso; nel caso del carbone fossile la quantità di zolfo può infatti variare tra lo 0,1% ed il 6% così come nel petrolio grezzo può variare tra lo 0,05% ed il 4,5% (Callegari, 2015).

Si tratta dell'inquinante atmosferico per eccellenza poiché è un gas molto irritante, dall'odore pungente, che a causa del suo elevato peso tende a stratificarsi nelle zone prossime al suolo.

L'elevata solubilità in acqua favorisce il suo assorbimento nei corpi idrici, inoltre, dall'ossidazione dell'anidride solforosa si origina l'anidride solforica che reagendo con l'acqua porta alla produzione di acido solforico, tra i maggiori responsabili del fenomeno delle piogge acide (Fig. 5.2) che hanno effetti devastanti sui monumenti ma anche sulle colture agrarie.



Anno 1908



Anno 1968

Figura 5.2. Azione delle piogge acide su opera in pietra; la foto a sinistra è stata scattata nel 1908, mentre quella a destra è del 1968 (Fonte Callegari, 2015).

Le biomasse solide, come cippato legna da ardere e residui agricoli, contengono naturalmente zolfo, soprattutto nella parte corticale. Nella fase di combustione della biomassa si genera quindi SO_2 che per effetto della progressiva riduzione della temperatura nella caldaia, si condensa sugli scambiatori di calore e sulle particelle volatili di cenere. Il 40-70 % dello zolfo presente nella biomassa si condensa sulle ceneri volatili a causa della presenza di elementi fissatori come i metalli alcalino terrosi (Ca, Mg, Ba, ecc.), mentre la parte restante viene emessa attraverso il camino come gas, soprattutto ossidi di zolfo (SO_2). Contaminazioni chimiche delle biomasse, dovute ad esempio a colle, vernici, additivi e coloranti, possono innalzare la concentrazione di zolfo delle emissioni (Oberberger et al., 2006).

5.1.4. I composti del cloro

In generale, la concentrazione di cloro nel legno è molto bassa mentre ha valori elevati nelle piante erbacee e nei residui dei frutti. Dalla combustione di biomasse contenenti cloro si genera un composto gassoso contenente anche acido cloridrico (HCl), Cl_2 e metalli alcalini del cloro (KCl e NaCl). Come nel caso delle biomasse contenenti zolfo, anche in questo caso il raffreddamento dei gas di combustione determina la condensazione di sali di cloro sugli scambiatori di calore e sul particolato contenuto nei fumi.

Gli effetti della condensazione di sali di cloro sono rappresentati da processi di corrosione dei metalli dovuti alla presenza dei sali e dell'acido cloridrico (HCl) nonché effetti nella formazione di diossine, furani (PCDD/F) e composti organici cancerogeni. Tali effetti si generano soprattutto quando la concentrazione di cloro nelle biomasse supera lo 0,1 % (Oberberger et al., 2006).

La pericolosità dei composti organici del cloro è legata alla loro stessa natura. Essi, infatti,

non sono decomposti da organismi e/o processi naturali, si accumulano nei tessuti grassi degli organismi viventi e hanno proprietà tossiche anche a basse concentrazioni quali: alterazioni nel sistema endocrino, disturbi al sistema immunitario e patologie tumorali (Greenpeace Italia, 2002).

5.1.5. Il particolato (Particular matter, PM)

Il particolato (PM) rappresenta la componente solida dei fumi ed è caratterizzato da aggregati spugnosi estremamente fini sospesi in aria e costituiti da particelle sferiche a base di carbonio, ceneri, sostanze organiche e solfati inorganici.

Sono considerate polveri sottili tutte le particelle con diametro compreso tra 0,005 e 100 μm . In relazione alla loro origine sono classificabili in (Fiala M., 2012):

- aerosol urbani di piccolo diametro e originati da attività antropica (combustione);
- aerosol naturali di grande diametro (pollini polveri naturali).

Il diametro delle particelle rappresenta il parametro più importante per caratterizzare il comportamento fisico del particolato atmosferico indipendentemente dalla sua composizione chimica (Fiala M., 2012). La stessa normativa ne fissa i limiti di concentrazione, espressa in massa di polveri per unità di volume di aria ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) in relazione alla classe diametrica. Per questo sono considerate le polveri sottili (PM) le particelle con diametro $< 10 \mu\text{m}$ (PM_{10}) e polveri sottilissime quelle con diametro $< 2,5 \mu\text{m}$ ($\text{PM}_{2,5}$).

Le particelle più fini permangono più a lungo in atmosfera (da alcuni giorni fino a una settimana) e possono essere trasportate per lunghe distanze (oltre 1.000 km) (Fiala M., 2012). Le particelle più fini ($< 1 \mu\text{m}$) si originano generalmente da combustioni ad elevate temperature e/o processi di formazione “secondaria” gas-particelle, mentre le particelle più grossolane si generano da processi meccanici come l’erosione, la corrosione e l’abrasione di materiali.

Dal punto di vista sanitario le particelle PM_{10} rappresentano polveri inalabili e possono raggiungere la parte superiore dei polmoni, mentre i $\text{PM}_{2,5}$ possono raggiungere la regione alveolare (polveri respirabili) (Naeher et al., 2007) (Fig. 5.3).

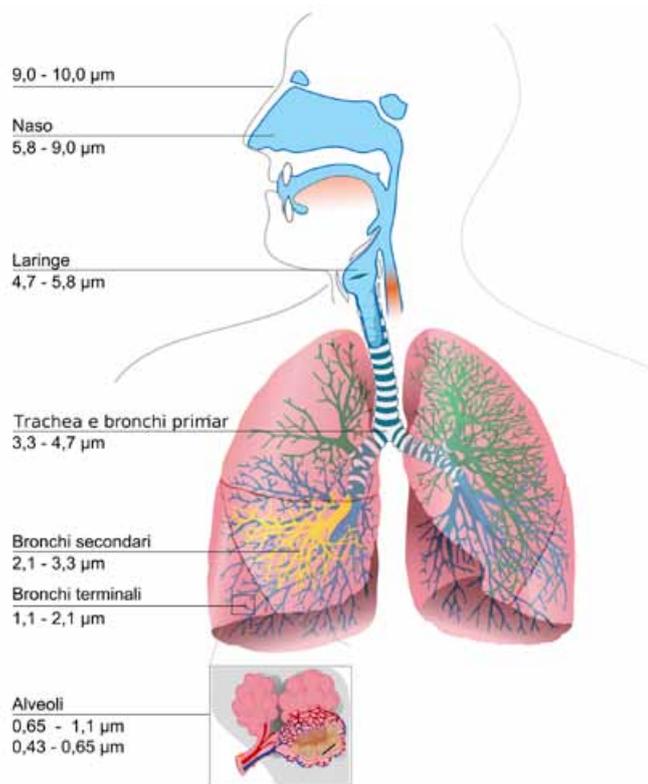


Figura.5.3. Capacità di penetrazione delle polveri nell'apparato respiratorio fonte: www.regione.vda.it.

Nel caso del particolato di origine antropica, esso è prevalentemente composto da ceneri volatili che possono essere classificate in:

- *grossolano* con diametro superiore ai 10 µm contenente soprattutto Ca, Mg, Si, K e Al.
- *fine* con diametro compreso tra i 10 µm ed i 2,5 µm (PM_{10}), la cui composizione è molto variabile a seconda del combustibile di origine; sono denominate anche *polveri inalabili* in quanto sono in grado di raggiungere il tratto superiore dell'apparato respiratorio (dal naso alla laringe) (Fig. 5.3).
- *finissimo* con diametro inferiore ai 2,5 µm ($PM_{2,5}$); sono denominate anche *polveri respirabili* in quanto sono in grado di penetrare nel tratto inferiore dell'apparato respiratorio raggiungendo gli alveoli polmonari (Fig 5.3).

Nel caso della combustione di biomasse legnose il particolato si caratterizza soprattutto per la presenza di K, S, e Cl. Queste particelle, che si generano nella fase di combustione, rappresentano dei nuclei di condensazione su cui si concentrano altri elementi gassosi presenti nei fumi delle emissioni (Bott, 2009). Altri metalli possono essere direttamente rilasciati in forma di particelle solide, tra questi il calcio (Ca), che di solito non passa allo stato gassoso ma troviamo nelle ceneri, e lo zinco (Zn) che evapora durante il processo di combustione e si ossida rapidamente formando nuclei solidi di ZnO (Bott, 2009).

5.1.6. Composti organici volatili (COV)

I Composti Organici Volatili sono idrocarburi prodotti durante il processo di ossidazione del carbonio e dell'idrogeno contenuti nel combustibile. Si tratta composti caratterizzati da un'elevata volatilità, comunemente classificati in:

- *metano* (CH_4), prodotto intermedio nel processo di ossidazione del carbonio a CO_2 ,

la cui concentrazione in atmosfera assume notevole importanza poiché rappresenta un gas con effetto serra 25 volte superiore rispetto alla CO₂.

- *Composti organici volatili non metanici* (NMCOV): tutti gli idrocarburi volatili ad esclusione del metano.

Si tratta di idrocarburi che hanno rilevanti effetti sulla salute umana in quanto alcuni di essi sono classificati come sostanze cancerogene. Questi composti sono generati in processi di combustione incompleta, ovvero caratterizzate da temperature troppo basse, ridotti tempi di permanenza nella camera di combustione o carenza di aria (ossigeno disponibile). Essendo generati in condizioni di combustione incompleta, così come la CO, esiste una stretta correlazione tra i due composti, di conseguenza, la rilevazione diretta delle emissioni di CO è un ottimo indicatore dei livelli di emissione di COV; elevati livelli di emissione di CO indicano una combustione incompleta e quindi la probabile emissione di elevati livelli di COV.

5.1.7. Idrocarburi Policicli Aromatici

Gli idrocarburi policiclici aromatici (IPA) sono tradizionalmente trattati come classe di idrocarburi a parte a causa della loro elevata tossicità (Klippel e Nussbaumer, 2007; Nussbaumer et al., 2005). Si tratta di composti presenti in atmosfera e originati dalla combustione incompleta di materiale organico, gas fossile e carbone. L'origine è principalmente riconducibile al traffico veicolare, alle emissioni di impianti termici, di centrali termoelettriche e da inceneritori. Fonti secondarie sono rappresentate anche dalla evaporazione da serbatoi di combustibili fossili e dalla rete di distribuzione.

Gli IPA si caratterizzano per la presenza di due o più anelli benzenici uniti tra loro e sono classificati in relazione al peso molecolare ed al numero di atomi, per cui si identificano IPA leggeri (2-3 anelli condensati) e IPA pesanti (4-6 anelli) (Richter et al., 2000). Si tratta di composti che si generano durante la combustione incompleta di materiale organico attraverso un meccanismo alquanto complesso che parte dalla ripolimerizzazione di frammenti di idrocarburo generatosi nella c.d fase di cracking (frammentazione delle lunghe molecole di cellulosa a contatto con il fuoco). In condizioni di carenza di ossigeno, ovvero in condizioni di combustione imperfetta, si verifica la ripolimerizzazione. La produzione di IPA aumenta con il diminuire del rapporto ossigeno/combustibile (Richter et al., 2000). Come per il CO e per i COV, anche per gli IPA l'aumento della temperatura di combustione ne riduce l'emissione.

Tra gli IPA più pericolosi per la salute possiamo identificare: l'acenaftene, l'acenaftilene, l'antracene, il benzo(a)antracene, il dibenzo(a,h)antracene, il crisene, il pirene, il benzo(a)pirene, l'indeno(1,2,3-c,d)pirene, il fenantrene, il fluorantene, il benzo(b)fluorantene, ilbenzo(k)fluorantene, il benzo(g,h,i)perilene e il fluorene (Ravindra et al., 2008; Hays et al., 2003).

5.2. Il caso di studio: una valutazione ex-ante/ex-post delle emissioni gassose e di polveri dell'impianto di teleriscaldamento di San Romano in Garfagnana

Attraverso l'esame di un caso di studio vogliamo rispondere alla domanda che ci eravamo posti in precedenza, ovvero: *gli impianti di teleriscaldamento a biomassa producono emissioni pericolose per la salute dell'uomo?*

Per dare una risposta chiara si è dunque proceduto allo sviluppo di un'indagine su un im-

pianto di teleriscaldamento a servizio di utenze pubbliche e private, ovvero quello realizzato dal Comune di San Romano in Garfagnana. Si tratta di un impianto realizzato nel 2009, ed entrato a regime dal 2012 che fornisce energia termica a 7 utenze pubbliche (palestra, municipio, biblioteca, asilo, scuola materna, scuola elementare, ostello) e 81 utenze private.

Ovviamente tutte le utenze, sia pubbliche che private avevano un sistema di riscaldamento che era alimentato con vari combustibili: gasolio, GPL, legna da ardere, pellets, ecc., di conseguenza tutti questi sistemi producevano un certo livello di emissioni. Adesso, con la realizzazione dell'impianto di teleriscaldamento, tali sistemi sono stati quasi totalmente sostituiti da un impianto termico centralizzato alimentato con cippato di legna che produce un certo livello di emissioni gassose e polveri. Indipendentemente dalla verifica della compatibilità dei livelli di emissioni rispetto ai limiti stabiliti dalla normativa vigente (D.lgs. del 3 aprile 2006 parte III dell'Allegato IX), è interessante capire se le emissioni attualmente generate dall'impianto di centralizzato di teleriscaldamento, sono maggiori, uguali o inferiori rispetto alle emissioni che erano prodotte quando tutte le utenze avevano sistemi di riscaldamento individuali.

La comparazione è stata effettuata tenendo conto dei rendimenti dei sistemi termici che erano presenti nelle abitazioni e nelle strutture pubbliche e del rendimento dell'intero impianto di teleriscaldamento, ovvero tenendo conto anche dell'energia necessaria per coprire le perdite di rete.

Lo studio, condotto dal GESAAF nell'ambito del progetto transfrontaliero Biomass Plus, si è articolato su più fasi:

- Sviluppo di un'indagine diretta per ciascuna utenza pubblica e privata allacciata alla rete di teleriscaldamento, per identificare le *tecnologie termiche presenti prima del 2009 e dopo il 2012* (caminetti, stufe a legna, caldaie a gasolio, stufe a pellet, ecc.) e le *tipologie di combustibili utilizzate* (gasolio, GPL, legna ardere, ecc.) *con relativi consumi annui prima del 2009 e dopo il 2012*;
- *Definizione dei Fattori di Emissione (FE) di ciascuna tecnologia termica identificata con l'indagine* allo scopo di stimare i livelli di emissione annue medie di ogni utenza prima del 2009⁵;
- *Rilevazione diretta al camino delle emissioni attualmente prodotte dal nuovo impianto* di teleriscaldamento a biomassa con l'impiego di strumenti elettrochimici per la verifica delle emissioni di gas (CO, NO_x, SO_x, ecc.) e di un campionatore con impattore multistadio per la stima delle emissioni di polveri con metodo gravimetrico;
- *Elaborazione dei dati e definizione dei livelli di emissioni generate, prima del 2009 e dopo il 2012*, da tutte le utenze attualmente allacciate alla rete di teleriscaldamento.

5.2.1. L'indagine diretta presso le utenze di San Romano in Garfagnana

5.2.1.1. La stima del consumo di energia delle utenze domestiche di San Romano in Garfagnana antecedente al 2009

La stima del consumo di energia antecedente al 2009 è stata possibile grazie ad una dettagliata indagine su un campione di 51 utenze (su 81 totali) cui sono stati sottoposti questionari *face-to-face*. In questo modo è stato possibile definire con precisione le tecnologie impiegate (caldaie a gasolio, gpl e legna, camini aperti, termocamini, stufe, ecc.) nonché il loro utilizzo percentuale nel corso dell'anno. L'indagine è stata facilitata dal

⁵ Per la stima delle emissioni prima del 2009 è stato fatto riferimento a FE reperibili in bibliografia per ciascuna delle tecnologie termiche individuate presso le utenze. In tale modo sono state stimate le emissioni annue medie, per classe dimensionale e per unità di energia utile (MWh), generate dalle singole utenze.

fatto che la quasi totalità delle utenze ha comunque mantenuto le vecchie tecnologie anche dopo essersi allacciata alla rete di teleriscaldamento⁶. Nello specifico, il questionario aveva lo scopo di rilevare, rispetto al periodo precedente all'anno 2009: le tipologie di impianti termici presenti nelle abitazioni ed il consumo di combustibili in ogni tipologia di impianto (gasolio, gpl, legna, pellets, ecc.).

I risultati emersi, hanno evidenziato la presenza di 35 camini aperti, 16 dei quali usati per la produzione di energia termica; 4 camini chiusi e 12 stufe a legna, di cui 10 utilizzate per il riscaldamento domestico. A tali tecnologie si affiancano 9 impianti a gasolio e 21 impianti a GPL. Infine, è stata rilevata la presenza di 3 stufe a pellets impiegate sempre per il riscaldamento domestico.

Sulla base dei dati conseguiti con l'indagine campionaria, si è quindi proceduto al calcolo dell'energia utilizzata dall'intero universo campionario (81 utenze private).

In tabella 5.1 è illustrata l'energia annua prodotta con le varie tecnologie presenti presso le utenze prima del 2009. È evidente l'importante ruolo assunto dal consumo di combustibili legnosi per il riscaldamento domestico; in questo caso infatti l'energia termica annua generata con caminetti e stufe ammonta a 1.201,64 MWh/anno, cioè il 52,2% della produzione termica delle utenze private.

In tabella 5.2 è illustrato il mix di tecnologie presenti presso le utenze private. In 27 utenze (33,3% dei casi) utilizzavano in modo esclusivo la legna da ardere, mentre in 36 casi (44,4% degli utenti privati) sussisteva la copresenza di impianti a combustibili fossili e impianti a biomasse solide (legna da ardere o pellet). Solo 18 utenze (22,2% dei casi) facevano uso esclusivo di combustibili fossili.

Tecnologie	impianti totali (n.)	Impianti destinati alla produzione di calore (n.)	Energia annua prodotta (Mwh/anno)	% energia totale prodotta
Camini aperti	56	27	621.79	27.0%
Camini chiusi (termocamino)	6	6	146.31	6.4%
Stufe a legna	19	16	365.72	15.9%
Stufe a pellet	5	5	67.82	2.9%
Caldaie a gasolio	14	14	470.80	20.5%
Caldaie a GPL	33	33	628.34	27.3%
Totale	133	102	2,300.78	100.0%

Tabella 5.1. Energia annua prodotta dalle 81 utenze domestiche con l'impiego di varie tecnologie.

Mix di tecnologie termiche	n. di casi	%
Camini aperti + caldaie a GPL	17	21.0%
Camini aperti + caldaie a gasolio	3	3.7%
Camini chiusi + caldaie a gasolio	3	3.7%
Stufe a legna + caldaie a GPL	6	7.4%
Stufe a legna + caldaie a gasolio	2	2.5%
Stufe a pellet + caldaie a GPL	2	2.5%
Stufe a pellet + caldaie a gasolio	3	3.7%
Solo tecnologie biomassa	27	33.3%
Solo tecnologie fossili	18	22.2%
Totale utenze private	81	100.0%

Tabella 5.2. Mix di tecnologie termiche presenti presso le utenze private.

⁶ I motivi sono molteplici: esigenza di mantenere un sistema alternativo in caso di guasto, esigenza di finire i combustibili ancora disponibili presso le utenze (gasolio, legna, ecc.), esigenza di mantenere comunque tecnologie tradizionali (caminetto, stufa, cucina economica, ecc.).

5.2.1.2. Stima delle emissioni delle utenze domestiche e pubbliche di San Romano in Garfagnana antecedente al 2009

L'indagine diretta presso le utenze private e pubbliche attualmente allacciate alla rete di teleriscaldamento di San Romano in Garfagnana, ha permesso anche la stima delle emissioni generate da tali utenze prima del 2009. In particolare, è stato possibile ricostruire, per ciascuna utenza, il mix di tipologie di impianti termici impiegate per il riscaldamento (stufe, camini, termocamini, ecc.) ed il consumo annuo di combustibili (soprattutto gasolio e legna da ardere) effettuato con ciascuna delle suddette tecnologie. Per risalire alle emissioni annue di ciascuna apparecchiatura si è fatto riferimento ai Fattori di Emissione (FE). I FE definiscono la quantità di composti (SO_x , NO_x , polveri, ecc.) prodotti dall'apparecchio in esame sulla base di un'unità generica di utilizzo, che può essere: il volume di gas emesso, la quantità di combustibile bruciata o l'energia prodotta (Taddia, 2015). Nel caso delle polveri, i FE possono essere espressi sia come concentrazione in massa (mg/m^3), sia come numero di particelle sul totale delle polveri (ppm) oppure per frazioni dimensionali. Nel presente studio è stato fatto riferimento a g/Mwh ; cioè grammi per unità di forza lavoro generata dall'apparecchio con la combustione del combustibile⁷.

La definizione dei FE di ciascuna tecnologia (stufa, termocamino, ecc.) rappresenta un aspetto critico poiché varia in relazione a molteplici fattori: qualità e caratteristiche del combustibile, rendimento dell'impianto, fase di combustione (accensione, spegnimento, ecc.), quantità di aria, ecc. Una recente review del settore (Taddia, 2015), relativa sia a letteratura tecnica che scientifica, identificati i fattori di emissione (FE) delle sostanze inquinanti più studiate (cfr. all. I). A livello europeo, il principale riferimento è l'Atmospheric Emission Inventory Guidebook (AEIG) pubblicato dall'Agenzia Europea per l'Ambiente (EEA, 2010). L'AEIG fornisce, per i piccoli impianti di combustione a biomassa, un fattore di emissione medio ed uno più dettagliato per le principali tipologie di caldaie, stufe, termocamini, ecc. presenti sul mercato (Galante, 2012; Taddia, 2015).

Nel presente studio è stato quindi necessario, per ciascuna tipologia di impianto termico presente a San Romano in Garfagnana (stufe, caminetti, caldaie a gpl. ecc.), definire un FE medio per ciascuno dei principali inquinanti (CO , NO_x , SO_x , PM_{10} e $\text{PM}_{2,5}$)⁸. In allegato I i FE per ciascuna tipologia d'impianto rilevata con l'indagine svolta da Taddia nel 2015. In figura 5.4 sono riportati i FE medi dei principali inquinanti per ciascuna tipologia di impianto individuata presso le utenze di San Romano in Garfagnana. Essa è il frutto dell'esame di innumerevoli studi condotti da molti autori (Caserini et al 2014; Meyer 2012; EEA, 2009; Hukkanen et al., 2012; Giuliano et al., 2006; Purvis et al., 2000; Goncalves et al., 2012; Kistler et al., 2012; cfr. all. I).

Dall'esame della figura 5.4 emerge chiaramente che i FE di impianti domestici tradizionali, a bassa efficienza, alimentati con legna da ardere sono estremamente superiori rispetto ai FE di qualsiasi tecnologia alimentata con combustibili fossili. Nello specifico, gli apparecchi che risultano essere più nocivi sono il camino aperto, la stufa a legna e il camino chiuso, ovvero tutte le tecnologie dove la combustione avviene in modo assolutamente non ottimale. Dall'esame della figura 5.4 è infatti chiaro che i FE di una caldaia a gasolio sono più contenuti rispetto ad una stufa a legna (solo l'1% circa nel caso di CO e di PM). Nel caso dei COV, le emissioni di caldaie a gasolio rappresentano lo 0,8% rispetto ad una

⁷ 1 Mwh corrisponde a 3,6 GJ. 1 Kwh corrisponde a 0,0036 GJ di energia.

⁸ Per la stima degli FE medi sono stati esclusi i FE relativi alle fasi di star-up e di spegnimento degli impianti. Si tratta infatti di stadi in cui le emissioni risultano più elevate a causa della combustione incompleta. Di conseguenza, sono stati presi in considerazione solo i fattori di emissioni (FE) relativi alla fase di regime del processo di combustione, in linea, con quanto indicato dalle Norme UNI EN 15250 e UNI EN 14785.

stufa a legna. Se poi paragoniamo le emissioni di una stufa a gasolio con quelle di un camino aperto i risultati sono ancora più estremi poiché rappresentano rispettivamente lo 0,3%, 0,8% e 0,8% dei COV, CO, e PM.

L'unico FE in controtendenza è relativo all' SO_x . L'emissione di ossidi di zolfo è infatti legata al contenuto in zolfo dei combustibili che, nel caso di quelli fossili come il gasolio, è molto superiore rispetto alle biomasse legnose. In questo caso osserviamo quindi che il FE delle caldaie a gasolio è circa 10-12 volte superiore rispetto a tecnologie come camini aperti, camini chiusi e stufe alimentate a legna (Fig. 5.4).

Infine, in figura 5.4 si nota chiaramente che gli impianti ad alta efficienza alimentati con biomasse legnose, come le caldaie a cippato di legna o a pellets, presentano FE significativamente ridotti rispetto a impianti tradizionali alimentati con biomassa legnosa. In questi casi i FE rispetto a caldaie a gasolio sono rispettivamente 2,4 volte per i COV, 6,2 per il CO, 9 volte per le $\text{PM}_{2,5}$ e 12,5 volte per le PM_{10} .

Una volta definiti i FE medi per unità di energia utile (g/MWh) per ciascuna tipologia di impianto presente presso le utenze domestiche e pubbliche di San Romano in Garfagnana (Fig. 5.4), si è proceduto alla stima delle emissioni medie annue complessive generate dalle utenze prima del 2009 (Tab. 5.3 e Fig. 5.5).

Per stimare tale parametro sono stati presi in considerazione sia l'energia apportata con i combustibili nei singoli impianti domestici e pubblici, sia i rendimenti termici di ciascuna tipologia di impianto⁹.

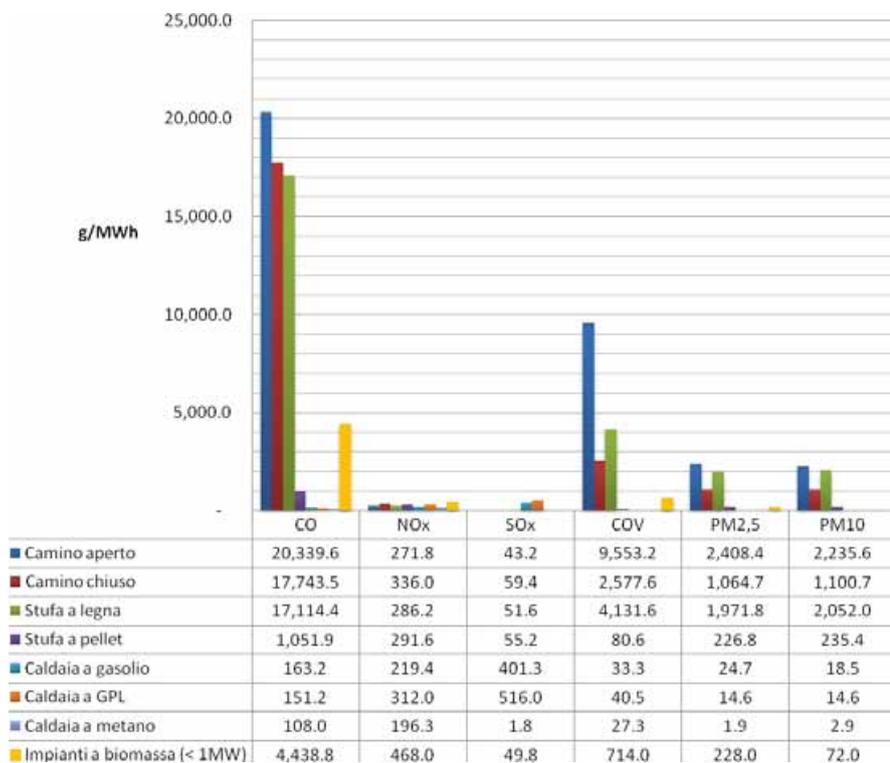


Figura 5.4. FE medi per unità di energia utile (MWh) definiti per le varie tipologie di impianti termici domestici presenti presso le utenze della rete TLR di San Romano in Garfagnana (Fonte Taddia, 2015).

⁹ L'indagine diretta presso le utenze ha infatti permesso sia l'identificazione delle tipologie di impianti presenti nelle abitazioni, sia il consumo medio annuo di combustibili di ciascuna tipologia di impianto. Ovviamente è stato ipotizzato un Contenuto Idrico medio pari al 30%. Per quanto riguarda i rendimenti di ogni tecnologia, essi sono stati ipotizzati pari a 0,3 per il camino aperto; 0,5 per il camino chiuso; 0,7 per la stufa a legna; 0,9 per la stufa e al caldaia a GPL; 0,85 per la caldaia a gasolio

In tabella 5.4 è illustrata la quantità di energia utile prodotta annualmente dalle utenze pubbliche e private allacciate alla rete di TLR di San Romano in Garfagnana, nonché le relative emissioni di sostanze inquinanti. Tali valutazioni sono state effettuate in relazione ai combustibili impiegati ed alle tecnologie utilizzate dall'utenza (es. legna da ardere in camino aperto o chiuso o in stufa).

Si può osservare che prima del 2009 l'energia utile prodotta con gasolio e gpl nelle strutture pubbliche era solo l'8% dell'energia termica complessiva, mentre i combustibili fossili in ambito privato rappresentavano ben il 43,9% dell'energia termica complessiva. Inoltre, l'energia prodotta con legna da ardere rappresentava oltre il 43% dell'energia termica complessiva.

Relativamente alle emissioni inquinanti si osserva che la produzione di CO è quasi totalmente ascrivibile alla combustione di legna da ardere, 21.502 Kg/anno, pari al 97,8% delle emissioni totali annue di CO. Lo stesso dicasi per le polveri sottili (PM_{2,5} e PM₁₀) poiché il contributo della legna da ardere (4.676 Kg/anno complessivi) rappresenta il 98% del totale.

Più limitato invece il contributo delle biomasse relativamente ai composti azotati (NO_x); in questo caso esse contribuiscono per circa il 46% del totale emissioni.

Tecnologie	Impianti destinati alla produzione di calore (n.)	Energia annua prodotta (energia utile) (Mwh/anno)	CO (kg/anno)	NOx (kg/anno)	SOx (kg/anno)	COV (kg/anno)	PM2,5 (kg/anno)	PM10 (kg/anno)
Camino aperto	27	621.79	12,647.04	169.00	26.86	5,940.12	1,497.53	1,390.08
Camini chiusi (termocamino)	6	146.31	2,596.02	49.16	8.69	377.12	155.77	161.04
Stufe a legna	16	365.72	6,259.13	104.67	18.87	1,511.02	721.12	750.46
Stufe a pellet	5	67.82	71.34	19.78	3.74	5.47	15.38	15.97
Caldaie a gasolio	14	470.80	76.83	103.28	188.94	15.68	11.61	8.73
Caldaie a GPL	33	628.34	95.01	196.04	324.22	25.45	9.16	9.16
Totale	102	2,300.78	21,745.37	641.92	571.33	7,874.86	2,410.58	2,335.44

Tabella 5.3. Emissioni medie annue delle 81 utenze private allacciate alla rete TLR del Comune di San Romano in Garfagnana prima del 2009¹⁰.

¹⁰ I rendimenti di combustione sono stati ipotizzati pari a 0,3 per il camino aperto; 0,5 per il camino chiuso; 0,7 per la stufa a legna; 0,9 per la stufa e al caldaia a GPL; 0,85 per la caldaia a gasolio.

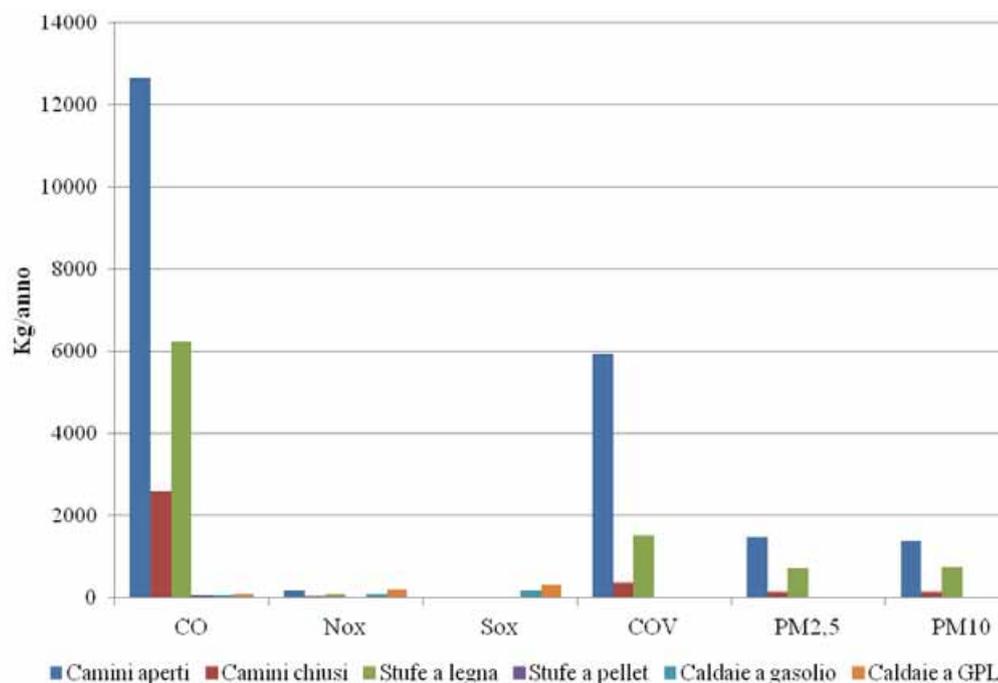


Figura 5.5. Emissioni medie annue delle 81 utenze private allacciate alla rete TLR del Comune di San Romano in Garfagnana prima del 2009.

Settore	Combustibile	Energia annua prodotta (energia utile) (Mwh/anno)	% energia utile	CO (kg/anno)	NOx (kg/anno)	SOx (kg/anno)	PM2,5 (kg/anno)	PM10 (kg/anno)	CO2 t/anno
Pubblico	Gasolio	51	2.0%	8.33	11.20	20.48	1.26	0.95	57.70
	Gpl	149	6.0%	22.53	46.49	76.89	2.17	2.17	
Privato	Gasolio	470.80	18.8%	76.83	103.28	188.94	11.61	8.73	349.41
	Gpl	628.34	25.1%	95.01	196.04	324.22	9.16	9.16	
	Legna da ardere	1,133.83	45.3%	21,502.19	322.83	54.42	2,374.43	2,301.59	
	Pellets	67.82	2.7%	71.34	19.78	3.74	15.38	15.97	
Totale		2,500.78	100.0%	21,776	700	669	2,414	2,339	407.11

Tabella 5.4. Emissioni medie annue, antecedenti al 2009, delle 81 utenze private e delle 7 utenze pubbliche attualmente allacciate alla rete TLR del Comune di San Romano in Garfagnana.

5.2.1.3. Stima delle emissioni delle utenze domestiche e pubbliche di San Romano in Garfagnana dopo il 2012

Per stimare le emissioni complessivamente prodotte dalle utenze termiche attualmente allacciate all'impianto di TLR del Comune di San Romano in Garfagnana, si è proceduto attraverso una *analisi diretta delle emissioni dell'impianto di TLR* e una *stima delle emissioni generate dagli impianti termici domestici ancora impiegati all'interno delle abitazioni* (caminetti chiusi e aperti, stufe a legna e a pellet, ecc.). In questo modo è stato possibile quantificare le emissioni medie annue prodotte dopo il 2012 (anno in cui l'impianto è entrato a regime).

La successiva comparazione delle emissioni totali prima del 2009 con le emissioni totali dopo il 2012 ha permesso la verifica degli effetti ambientali indotti dall'introduzione del nuovo impianto energetico centralizzato. In altre parole è possibile verificare le variazioni dei livelli di emissione di ciascun inquinante e se tale tecnologia ha introdotto effetti positivi o negativi sulla qualità dell'aria locale.

Per quanto riguarda l'analisi delle emissioni di polveri dell'impianto di TLR, si è proceduto secondo gli standard UNI 10169 e UNI EN 13284-1 con tecnica di misurazione di tipo *discontinua* o *offline*. In particolare, le misure delle polveri sono state eseguite utilizzando il metodo 'gravimetrico', cioè aspirando una quantità nota di gas fatto poi passare attraverso un filtro. La quantità di polvere captata viene determinata valutando la variazione di peso del filtro prima e dopo la prova (Fig. 5.6) (CESI RICERCA, 2006). Per la rilevazione è stato utilizzato un impattore multistadio MSSI (Fig. 5.7) progettato per le misure in emissione del particolato con un diametro aerodinamico nominale inferiore o uguale a $10\mu\text{m}$ (PM_{10}) e $2,5\mu\text{m}$ ($\text{PM}_{2,5}$).

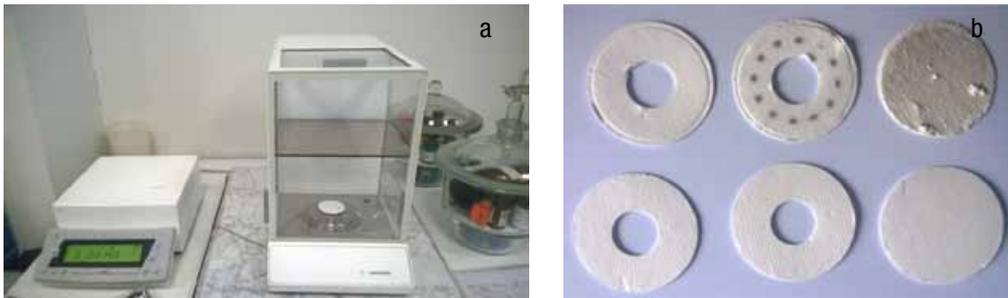


Figura 5.6. a) Pesatura dei filtri b) Comparazione filtri pre-post campionamento.

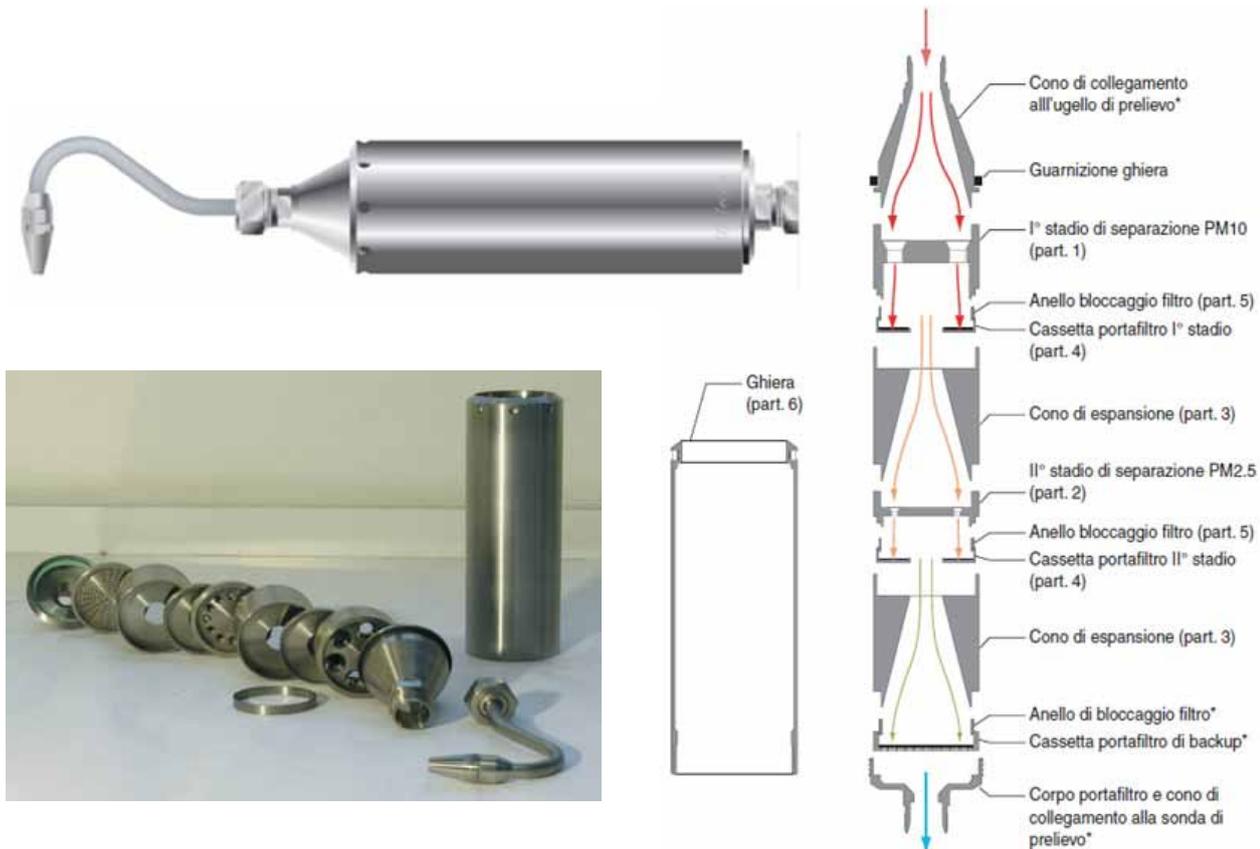


Figura 5.7. Impattore multistadio MSSI.

Particolare attenzione è stata posta al modo con cui estrarre il gas dal condotto: l'operazione deve infatti condursi in condizioni "isocinetiche", ovvero cercando di lasciare inalterate la velocità e la pressione presenti in origine, altrimenti si alterano in modo significativo le concentrazioni degli inquinanti (CESI, 2005). Nel caso specifico, per soddisfare le condizioni di isocinetismo sono stati rilevati alcuni parametri fondamentali, sia per la rilevazione dei fumi, sia per l'analisi delle polveri. Attraverso il misuratore di portata (Flowtest) e il tubo di Pitot (Fig. 5.8), sono stati definiti parametri quali:

- Diametro interno dei camini delle due caldaie (28 e 34 cm).
- Velocità dei gas (4 m/s).
- Temperatura dei gas nel camino (120 – 150 C°).
- Pressione statica dei fumi in camino.
- Percentuale di umidità del gas (10%).
- Percentuale di ossigeno presente nel camino.



Figura 5.8. Flowtest con tubo di Pitot.

Per l'analisi dei fumi di combustione è stato utilizzato un analizzatore multifunzione dotato di celle di misura elettrochimiche, conforme ai requisiti della norma EN 50379, per la valutazione delle concentrazioni di ossigeno (O_2), monossido di carbonio (CO), diossido di azoto (NO_2), biossido di zolfo (SO_2).



Figura 5.9. Misurazione con impattore mutistadio c/o centrale termica di San Romano in Garfagnana.

La figura 5.10 illustra i risultati emersi con l'indagine diretta sulla centrale termica di San Romano in Garfagnana (in mg/Nm^3). In questo caso emerge che le emissioni delle due caldaie rispettano i limiti normativi. Gli NO_x sono quelli che si avvicinano di più al limite prescritto mentre i PM totali e gli SO_x risultano essere ampiamente al di sotto.

L'unico valore che viene superato è quello relativo al monossido di carbonio, nello specifico per la caldaia da 500 kW. Tuttavia, anche in altri studi (ARPAV, 2012; Elrich et al., 2007), sono emersi risultati analoghi per le emissioni di CO in impianti alimentati a biomasse legnose (con valori di emissione che oscillano tra 1220 – 1860 mg/Nm^3). Il motivo è molto semplice, la caldaia da 500 Kw era andata in modulazione (non era più a regime) proprio mentre veniva effettuato il prelievo campionario. L'assenza di condizioni ottimali, ovvero: alta temperatura di combustione, quantità sufficiente di aria e adeguata miscelazione dell'aria comburente e del combustibile hanno determinato condizioni di combustione incompleta (Tissari et al., 2008; van Loo et al., 2008; Johansson et al., 2004; Bolling et al., 2009; Nussbaumer et al., 2010). In queste condizioni si è verificata un'ossidazione incompleta del carbonio e la produzione di CO. Di conseguenza sarebbe opportuno riproporre l'analisi della caldaia da 500 Kw in condizioni ottimali, ovvero quando essa è a regime.

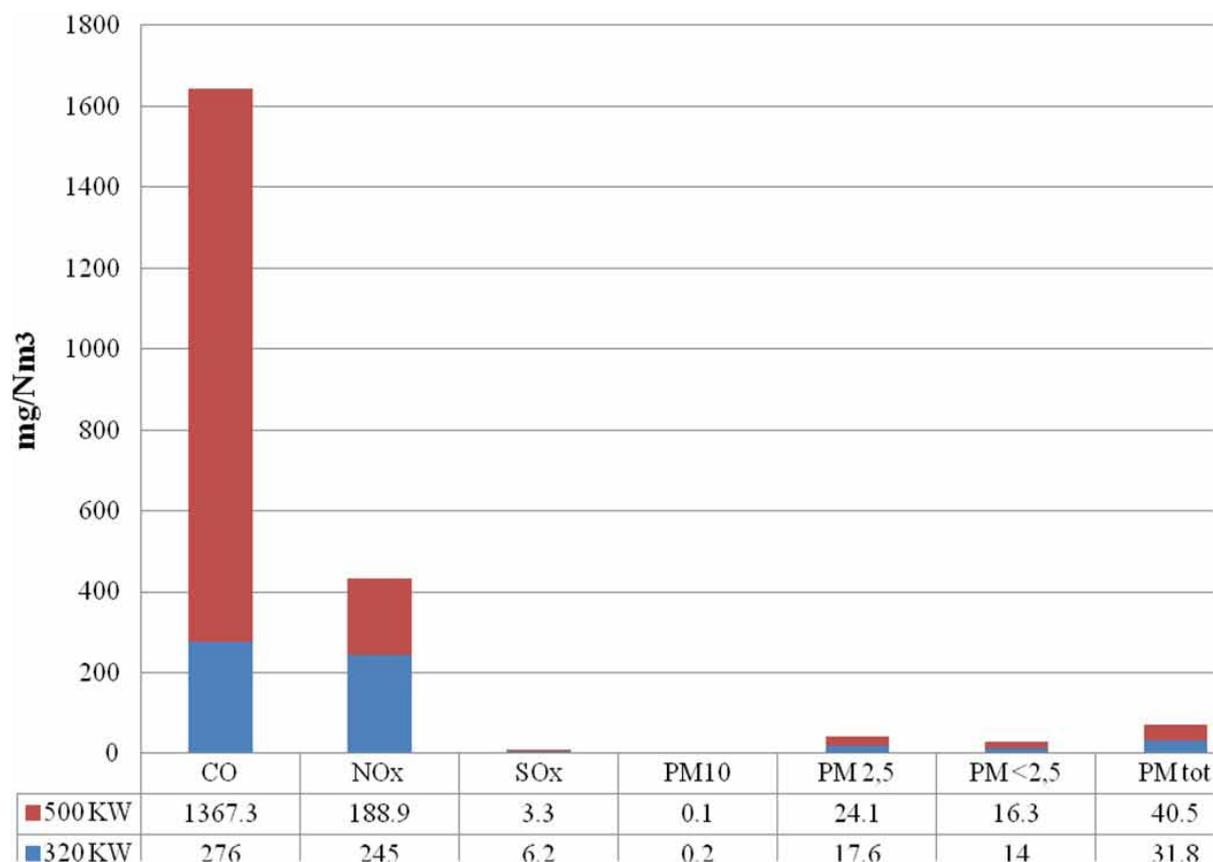


Figura 5.10. Emissioni della centrale di TLR di San Romano in Garfagnana (mg/Nm³).

Le emissioni così rilevate forniscono valori in mg/Nm³ (mg per metro cubo normalizzato) (Tab. 5.5). Per poter comparare tali dati con le emissioni prodotte dalle utenze prima del 2009, è quindi necessario convertire i valori da mg/Nm³ a g/MWh. Per fare questo è stato fatto riferimento al fattore di conversione definito da Francescato et al. nel 2009¹¹. I risultati della valutazione delle emissioni della centrale di TLR di San Romano in Garfagnana sono illustrati in tabella 5.5.

Caldaia	CO (g/Mwh)	NOx (g/Mwh)	SOx (g/Mwh)	PM10 (g/Mwh)	PM2,5 (g/Mwh)	PM<2,5 (g/Mwh)	PM tot. (g/Mwh)
320 kW	662,3	587,8	14,9	0,6	42,1	33,6	76,3
500 kW	3.281,3	453,2	8,0	0,4	57,8	39,2	97,4
Totale	3.943,5	1.041,0	22,9	0,9	99,9	72,8	173,7

Tabella 5.5. Emissioni della centrale termica dell'impianto di TLR di San Romano in Garfagnana (g/Mwh).

¹¹ Per convertire da mg/MJ a mg/Nm³, Francescato propone il fattore approssimativo 1,5. Nel presente caso, per effettuare la conversione inversa viene utilizzato il fattore $1/1,5 = 0,6666$. Per convertire poi da mg/MJ a mg/Mwh è stato utilizzato un fattore 0,27778 poiché $1 \text{ MWh} = 3,6 \text{ GJ}$.

Settore	Combustibile	Energia annua prodotta (energia utile) (Mwh/anno)	% energia utile	CO (kg/anno)	NOx (kg/anno)	SOx (kg/anno)	PM2,5 (kg/anno)	PM10 (kg/anno)	CO2 t/anno
Pubblico	Gasolio								
	Gpl								10.9
	Cippato	436	19.3%	477.7	126.1	2.8	20.9	0.1	
Privato	Gasolio								
	Gpl								
	Legna da ardere	501	22.1%	8,569.8	143.3	25.8	1,027.5	987.3	47.8
	Pelletes	25	1.1%	25.9	7.2	1.4	5.8	5.6	
	Cippato	1,498	66.1%	1,640.9	433.3	9.5	71.9	0.3	
Totale		2,459	108.6%	10,714	710	39	1,126	993	58.7

Tabella 5.6. Emissioni medie annue, successive al 2012, delle 81 utenze private e delle 7 utenze pubbliche attualmente allacciate alla rete TLR del Comune di San Romano in Garfagnana.

Grazie ai fattori di emissione della centrale di teleriscaldamento (Tab. 5.5) è stato possibile calcolare le emissioni medie annue di inquinanti (Tab. 5.6). Sulla base dell'energia utile annua prodotta dalla centrale di TLR e sulla base dei consumi di combustibili tradizionali ancora effettuati da alcune utenze private, è stato possibile produrre i dati illustrati in tabella 5.6.

Si nota che alcune utenze private hanno mantenuto attivi anche altri sistemi di riscaldamento domestico; inoltre, il consumo energetico delle utenze pubbliche è aumentato rispetto al 2009 con un incremento del 118%.

5.2.2. Comparazione delle emissioni EX-ANTE e EX-POST realizzazione della rete TLR di San Romano in Garfagnana

Confrontando le emissioni attuali (successive al 2012), con quelle precedenti al 2009 (Fig. 5.11), si può osservare una riduzione consistente delle emissioni di CO₂ che passano da oltre 400 t/anno a poco più di 50 t/anno. L'eliminazione totale di combustibili fossili ha quindi determinato un rilevante effetto sull'ambiente in termini di riduzione delle emissioni di gas climalteranti. A tale contrazione si è associata una riduzione consistente di composti inquinanti come CO e soprattutto particolato sottile (PM₁₀ e PM_{2,5}) (Fig. 5.11). Tale fenomeno è dovuto alla riduzione di uso di biomasse con tecnologie a bassa efficienza.

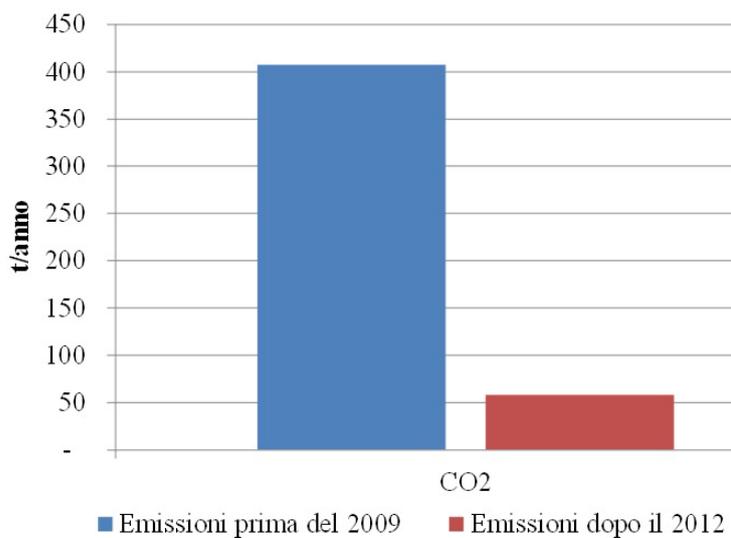
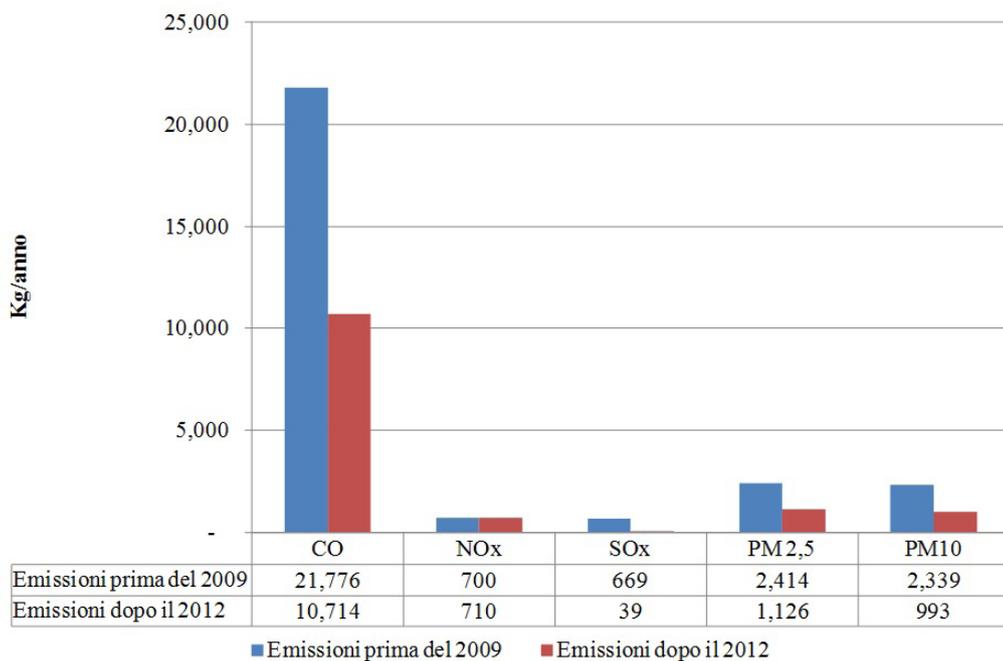


Figura 5.11. Comparazione delle emissioni medie annue prima del 2009 e dopo il 2012.

È opportuno sottolineare che questi risultati sono stati conseguiti in assenza di sistemi di abbattimento dei fumi di combustione. In presenza di tali sistemi, i risultati sono molto migliori e garantiscono qualità delle emissioni molto più elevate.

5.3. Conclusioni

La verifica delle emissioni generate da nuovi impianti energetici alimentati con biomasse solide rappresenta un aspetto particolarmente importante in un'ottica pianificatoria. In tal modo è infatti possibile capire se la pianificazione energetica territoriale sta effettivamente perseguendo gli interessi della comunità globale senza pregiudicare gli interessi della comunità locale.

Dare trasparenza al processo produttivo rispetto a questi aspetti è un importante presupposto per garantire elevati livelli di accettazione sociale e di condivisione di questi tipi di progetti.

In questo capitolo si è quindi cercato di inquadrare il problema fornendo anche informazioni sui possibili effetti sulla salute umana dovuti al contatto o inalazione di composti inquinanti.

È stato quindi esaminato un caso di studio per verificare in modo oggettivo l'entità di possibili alterazioni sulla qualità dell'aria delle comunità interessate a sviluppare filiere biomassa-energia.

In pratica, si è cercato di dare una prima risposta alla domanda che si pongono sia gli amministratori, sia la comunità in cui viene proposto il nuovo impianto energetico, ovvero: se gli impianti di teleriscaldamento a biomassa producono emissioni pericolose per la salute dell'uomo?

Nel caso di studio emerge uno scenario estremamente positivo, legato sia alla riduzione di CO₂, sia alla riduzione di emissioni inquinanti (soprattutto CO e polveri sottili). Si tratta però di un risultato che non può considerarsi generalmente valido, poiché dipende dallo scenario produttivo che viene proposto localmente.

È infatti universalmente riconosciuta l'elevata emissività di inquinanti determinata dalla combustione di biomasse solide rispetto alla combustione di combustibili fossili (Caserini et al., 2014; Meyer, 2012; INEMAR, 2012; EEA, 2009; Goncalves et al., 2012; Kistler et al., 2012), ma evidentemente, come hanno dimostrato i risultati di questo studio, esiste una strada, un percorso pianificatorio, che può garantire una sinergia di intenti, ovvero, la riduzione di emissioni di CO₂ dovuta alla sostituzione di combustibili fossili con biomasse, ma anche la riduzione di emissioni inquinanti dovute alla sostituzione di tecnologie a bassa efficienza alimentate con biomasse solide (stufe, camini, ecc.) con tecnologie ad alta efficienza e bassa emissione (caldaie centralizzate di reti di TLR).

L'introduzione di impianti termici a biomassa solida presso edifici pubblici genera infatti una riduzione netta di emissioni di CO₂. Gli edifici pubblici sono infatti riscaldati solo con combustibili fossili per cui l'introduzione di un sistema di riscaldamento che impiega una fonte rinnovabile genera effetti tangibili nella riduzione di CO₂. Per contro, la sostituzione di combustibili fossili con biomasse solide genera un effetto netto negativo sulle emissioni di inquinanti, soprattutto particolato, CO, IPA, COV, ecc. La prima considerazione è quindi che lo sviluppo di impianti a biomassa in edifici pubblici ha effetto globale positivo (riduzione CO₂), ma effetto locale negativo (riduzione della qualità dell'aria).

Lo stesso discorso vale per impianti energetici, basati su combustione, che producono energia elettrica. Anche in questo caso abbiamo una riduzione sostanziale di emissioni di CO₂, ma a livello locale avremo un incremento netto di produzione di inquinanti. Ovviamente, i sistemi di abbattimento hanno un ruolo strategico in questi contesti per cui la realizzazione di tali sistemi garantisce comunque una riduzione sostanziale nelle emissioni di inquinanti.

La situazione ideale appare invece quella caratterizzata dalla realizzazione di impianti di TLR a servizio di edifici pubblici e privati. Sia esso un impianto esclusivamente termico o

cogenerativo, l'importante è che fornisca calore a edifici pubblici e privati in aree rurali. L'aspetto rilevante è la *presenza di utenze private in ambito rurale*.

Il motivo è legato al fatto che l'Italia rappresenta già un importante consumatore di biomasse solide (legna da ardere). Si tratta di un mercato radicato nei contesti rurali dove l'uso di camini, stufe, ecc. è ancora molto diffuso. Introdurre quindi sistemi di TLR in contesti di questo tipo significa ridurre il consumo di biomasse con sistemi a bassa efficienza e alta emissione di inquinanti.

La situazione ideale, dal punto di vista delle emissioni, è dunque rappresentata dallo sviluppo di nuove reti di TLR in nuclei abitati rurali con presenza sia di utenze private, sia di utenze pubbliche, poiché in tali condizioni l'incremento di emissioni generato con la sostituzione dei combustibili presso le utenze pubbliche, è ampiamente compensato dalla riduzione di emissioni dovuto ad una combustione più efficiente delle biomasse nelle utenze private.

Non possiamo poi dimenticare che i livelli di emissioni sono strettamente correlati alla qualità dei combustibili per cui per garantire livelli di emissioni contenute è indispensabile anche una pianificazione delle filiere legno-energia che garantisca piattaforme logistiche utili a favorire la sua essiccazione.

L'introduzione di queste "attenzioni pianificatorie" garantirebbe la creazione di filiere biomassa-energia con maggiore empatia locale, rendendo partecipe la comunità dell'avvio di un processo virtuoso di produzione e consumo di energia rinnovabile.

Bibliografia

- AA.VV., 2001, *Gestione e Trattamento del Paziente con Intossicazione Acuta da Monossido di Carbonio: Linee Guida, Il giornale Italiano online di anestesia* Vol. 6 No 4, Educational Synopses in Anesthesiology and Critical Care Medicine, Aprile 2001.
- AA.VV. 2008, *Stima dei consumi di legna da ardere per riscaldamento ed uso domestico in Italia* ISBN 978-88-448-0346-9, Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici (APAT), Maggio 2008.
- AA.VV., 2014, *Apparecchi e caldaie a biocombustibili agroforestali*, AIEL, Legnaro, Padova.
- Francescato V., Antonini E., 2010, *La combustione del legno - Fattori di emissione e quadro normativo*, Veneto Agricoltura, Legnaro, Padova.
- AIEL, 2009, *Manuale pratico legna e cippato. Produzione, requisiti qualitativi compravendita*.
- APAT (Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici), 2006, *Stima dei consumi di legna da ardere per riscaldamento ed uso domestico in Italia, nell'ambito della Convenzione con ARPA Lombardia*, approvata tramite decreto n° 517 del 12 Luglio 2006.
- ARPAV, Provincia di Treviso, 2012, *Impianti di combustione a scarti di legno: controllo tecnico analitico delle emissioni prodotte e raffronto con il quadro normativo di settore*, Treviso.
- Bianchi M., Gambarrotta A., Peretto A., 2004, *Impatto ambientale dei sistemi energetici I*, Pitagora, Bologna.
- Bianchi M., Gambarrotta A., Peretto A., 2004, *Impatto ambientale dei sistemi energetici II*, Pitagora, Bologna.
- Bolling A., Pagels J., Yttri K.E., Barregard L., Sallsten G., Schwarze P.E., Boman C., 2009. *Health effects of residential wood smoke particles: The importance of combustion conditions and physicochemical particle properties*. Particle and Fibre Toxicology 6, 29.
- Boman C., Nordin A., Bostrom D., Ohman M., 2004. *Characterization of inorganic particulate matter from residential combustion of pelletized biomass fuels*. Energy and Fuels 18, 338-348.
- Bott A., 2009, *Analisi di particolato da termovalorizzatori*, ISPRA, Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.
- Callegari A., 2015, *Testo corso di "Inquinamento atmosferico" Università degli Studi dell'Insubria* (<http://www3.uninsubria.it/uninsubria/allegati/pagine/5956/CAP1.pdf>);
- Caserini, S., Livio, S., Giugliano, M., Grosso, M., Rigamonti, L., 2010. *LCA of domestic and centralized biomass combustion: The case of Lombardy (Italy)*. Biomass and Bioenergy 34, 474-482.
- Caserini S., Ozgen S., Galante S., Giugliano M., Hugony F., Migliavacca G., Morreale C., 2014, *Fattori di emissione dalla combustione di legna e pellet in piccoli apparecchi domestici*, Politecnico di Milano, Dipartimento di Ingegneria Civile e Ambientale, Milano.
- CESI, 2005, *Linee guida per la determinazione di N2O e polveri sottili alle emissioni*, Milano.
- CESI RICERCA, 2006, *Studio e sviluppo di metodi analitici per la determinazione dei microinquinanti nelle*

- emissioni, Milano.
- Chen, L., Xing, L., & Han, L. 2009. *Renewable energy from agro-residues in China: Solid biofuels and biomass briquetting technology*. Renewable and Sustainable Energy Review, 13, 2689-2695.
- Chow, J.C., Watson, J.G., Lowenthal, D.H., Antony Chen, L.-W., & Motallebi, N. (2011). *PM2.5 source profiles for black and organic carbon emission inventories*. Atmospheric Environment, 45, 5407-5414.
- Decreto Legislativo del 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", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31 gennaio 2004 - Supplemento Ordinario n. 17.
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale", Gazzetta Ufficiale n. 88 del 14 aprile 2006- Supplemento Ordinario n. 96. D.Lgs. 152/06.
- Decreto Legislativo 13 agosto 2010, n. 155, "Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa", (10G0177) (GU n.216 del 15- 9 2010 - Suppl. Ordinario n. 217).
- Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".
- Direttiva 2008/50/ce del parlamento europeo e del consiglio del 21 maggio 2008 relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa.
- EEA European Environmental Agency, 2009 EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook (revision log march 2013) – 1.A.4. Small combustion.
- Englert, N. (2004). *Fine particles and human health-a review of epidemiological studies*. Toxicology Letters, 149, 235-242.
- Ehrlich C., Noll G., Kalkoff W., Baumbach G., Dreiseidler A., 2007. *PM10, PM2.5 and PM1.0 Emissions from industrial plants - Results from measurement programmes in Germany*. Atmospheric Environment 41, 6236-6254.
- Faravelli, T., Frassoldati, A., Granata, S., Cuoci, A., Ranzi, E., 2006, *Fenomenologia della combustione di biomasse. Tecnologie e prospettive della produzione di energia da biomasse*, Atti del Corso di aggiornamento, Piacenza, 20-22 novembre 2006.
- Fiala M., 2012, *Energia da biomasse agricole. Produzione e utilizzo. Con esempi applicativi*, Maggioli Editore, Santarcangelo Romagna.
- Francescato V., Antonini E., AIEL, Regione Veneto, 2009, *La combustione del legno: fattori di emissione e quadro normativo*.
- Galante S., 2012, *La combustione di biomassa in piccoli impianti residenziali: emissioni, incertezze, scenari di riduzione, tesi di dottorato in ingegneria ambientale*, Politecnico di Milano.
- Gonçalves C., Alves C., Pio M., 2012. *Inventary of fine particulate organic compound emissions from residential wood combustion in Portugal*. Atmospheric Environment 50, 297-306.
- Giugliano M., Caserini S., Livio S., 2006, *Le emissioni atmosferiche dalle attività di combustione delle biomasse*, Collana: Tecnologie e prospettive della produzione di energia da biomasse.
- Greenpeace Italia, 2002, *Il cloro e le sue applicazioni*, <http://www.greenpeace.it/inquinamento/cloroapplicazioni.pdf>.
- Hays M. D., Smith N. D., Kinsey J., Dong Y., Karher P., 2003, *Polycyclic aromatic hydrocarbon size distributions in aerosols from appliances of residential wood combustion as determined by direct thermal desorption-GC/MS*. Journal of Aerosol Science 34, 1061-1084.
- Hukkanen T., Kaivosoja T., Sippula, O., Nuutinen K., Jokiniemi J., Tissari J., 2012. *Reduction of gaseous and particulate emissions from small-scale wood combustion with a catalytic combustor*. Atmospheric Environment 50, 16-23.
- INEMAR (INventario EMISSIONi ARia), 2012, *Ricerca FontiEmissioni*, Ricerca FE, <http://www.inemar.eu/xwiki/bin/view/FontiEmissioni/RicercaFE>.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2007). In: R. K. Pachauri & A. Reisinger (Eds.), *Fourth assessment report: Climate change 2007 (AR4)*. Geneva: IPCC.
- Johansson L.S., Leckner B., Gustavsson L., Cooper D., Tullin C., Potter A., 2004, *Emission characteristics of modern and old-type residential boilers fired with wood logs and wood pellets.*, Atmospheric Environment 38, 4183-4195.
- Klippel N., Nussbaumer T., 2007, *Health relevance of particles from wood combustion in comparison to Diesel soot*. In: 15th European Biomass Conference, International Conference Centre, Berlin, 7-11.
- Kistler M., Schmidl C., Padouvas E., Giebl H., Lohninger H., Ellinger R., Bauer H., Puxbaum H., 2012. *Odor, gaseous and PM10 emissions from small scale combustion of wood types indigenous to Central Europe*. Atmospheric Environment 51, 86-93.
- Marinelli A., Fagarazzi C., Tirinnanzi A. 2012, *La biomassa ad uso energetico: valutazione della sostenibilità economica di alcune filiere foresta-legno-energia in Toscana*, Economia & Diritto Agroalimentare XVII: 291-315.
- McConnell, J. R., Edwards, R., Lok, G. L., Planner, M. G., Zender, C. S., Saltzman, E. S., et al. (2007). *20th-century industrial black carbon emissions altered arctic climate forcing*. Science, 317, 1381-1385.

- Meyer N. K., (2012), *Particulate, black carbon and organic carbon emissions from small-scale residential wood combustion appliances in Switzerland*. Biomass and Bioenergy 36, 31-34.
- Menon, S., Hansen, J., Nazarenko, L., & Luo, Y. (2002). *Climate effects of black carbon aerosol in China and India*. Science, 297, 2250-2254.
- Moller B., Nielsen P.S., 2007, *Analysing transport costs of Danish forest wood chip resources by means of continuous cost surfaces*. Biomass Bioenergy, 31, 291-8.
- Naeher L.P., Brauer M., Lipssett M., Zelikoff J.T., Simpson C.D., Koenig, J.Q., Smith, K.R., 2007. *Woodsmoke health effects: A review*. Inhalation toxicology 19, 67-106.
- Nussbaumer T., Lauber A., 2010. *Formation mechanisms and physical properties of particles from wood combustion for design and operation of electrostatic precipitators*, 18th European Biomass Conference and Exhibition, Lyon 3-7 May 2010.
- Nussbaumer T., 2008, *Biomass combustion in Europe overview on technologies and regulations*. NYSERDA.
- Nussbaumer T., Klippel N., Oser M., 2005, *Health relevance of aerosols from biomass combustion in comparison to diesel soot indicated by cytotoxicity tests*, ISBN 39501980-2-4 Ed. Obernberger I., Brunner T., in *Aerosols in Biomass Combustion*.
- Nomis Energia, 2013, *Biomasse termiche in Italia. Riflessi Economici e Ambientali*, Bologna.
- Obernberger I., Brunner T., Barnthaler G., 2006, *Chemical properties of solid biofuels significance and impact*. Biomass and Bioenergy, 30, 973-982.
- Pope, C.A. I., Ezzati, M., & Dockery, D.W., 2009. *Fine-particulate air pollution and life expectancy in the United States*. The New England Journal of Medicine, 360, 376-386.
- Purvis C.R., Mccrillis R.C., Kariher P.H., 2000. *Fine particulate matter (PM) and organic speciation of fireplace emissions*. Environ. Science and Technology 34, 1653-1658.
- Ravindra K., Sokhi R., Van Grieken R., 2008. *Atmospheric polycyclic aromatic hydrocarbons: Source attribution, emission factors and regulation*. Atmospheric Environment 42, 2895-2921.
- Richter H., Howard J.B., 2000, *Formation of polycyclic aromatic hydrocarbons and their growth to soot a review of chemical reaction pathways*, Progress in Energy and Combustion Science 26, 565-608.
- Russell, A.G., & Brunekreef, B., 2009. *A focus on particulate matter and health*. Environmental Science and Technology, 43, 4620-4625.
- Shen G., 2014, *Emission Factors of Carbonaceous Particulate Matter and Polycyclic Aromatic from residential solid fuel combustion*. Springer Verlag Berlin Heidelberg.
- Taddia S., 2015, Tesi di laurea Magistrale "La pianificazione delle filiere biomassa-energia in Toscana: un approccio sperimentale per la valutazione degli effetti sulle emissioni di polveri sottili. Relatore, Fagarazzi C., correlatore Tirinnanzi A., Università degli Studi di Firenze, AA 2013/2014.
- Tissari J., Hytonen K., Lyyranen J., Jokiniemi J., 2007. *A novel field measurement method for determining fine particle and gas emissions from residential wood combustion*. Atmospheric Environment 41, 8330-8344.
- Tissari J., Lyyränen J., Hytönen K., Sippula O., Tapper U., Frey A., Saarnio K., Pennanen A.S., Hillamo R., Salonen R.O., Hirvonen M., Jokiniemi J., 2008. *Fine particle and gaseous emissions from normal and smouldering wood combustion in a conventional masonry heater*. Atmospheric Environment 42, 7862-7873.
- van Loo S., Koppejan J., 2008, *The handbook of biomass combustion and co-firing*, Earthscan, London.

Allegato I (fonte Taddia, 2015)

Fattori di emissioni da impianti domestici in letteratura

Fattori di emissioni da impianti domestici per la produzione di calore ed energia in letteratura per il monossido di carbonio (CO)

Tipologia d'impianto	Potenza	Fattori di Emissione(FE) g/GJ	Fonte	Note
Camino aperto	8 kW	5048	Caserini et al. (2014)	Camino con rendimento del 51%
	<15 kW	5037	Meyer (2012)	Condizioni di buona combustione - Svizzera
		6185		Condizioni di cattiva combustione - Svizzera
	-	5069	Goncalves et al. (2012)	Combustibile quercia
	-	5000 – 6000	INEMAR (2012)	-
	18 kW	6200	Hukkanen et al. (2012)	Camino aperto tradizionale
		7900		Camino aperto moderno
	-	6000	EEA (2009)	-
	-	5650	Giuliano et al. (2006)	-
-	5078	Purvis et al. (2000)	Camino aperto tradizionale, quercia rossa	
-	4867		Camino aperto moderno, quercia rossa	
Camino chiuso	11 kW	4471	Caserini et al. (2014)	Camino con rendimento del 82%
	<15 kW	5888	Meyer (2012)	Condizioni di buona combustione - Svizzera
		7500		Condizioni di cattiva combustione - Svizzera
	-	4000 – 5600	INEMAR (2012)	-
	-	4500	EEA (2009)	-
-	4856	Purvis et al. (2000)	Camino chiuso tradizionale	
Stufa a legna	6 kW	7681	Caserini et al. (2014)	Stufa tradizionale con rendimento termico del 70%
	8 kW	6232		Stufa avanzata con rendimento termico del 75%
	-	5881	Goncalves et al. (2012)	Stufa tradizionale, quercia
	8 kW	3253	Kistler et al. (2012)	Stufa avanzata
	-	5000 – 6000	INEMAR (2012)	Stufa tradizionale
	6,5	1890	Schmidl et al. (2011)	Stufa tradizionale, faggio
		1681		Stufa avanzata, faggio
	9 kW	2400	Pettersson et al. (2011)	Condizioni di combustione normali
		7150		Combustione con scarsa aria comburente
	6,5 kW	2335	Brunner et al. (2010)	Stufa tradizionale
	4,2 kW	1207		Stufa avanzata
	-	6000	EEA (2009)	Stufa tradizionale
	-	2000		Stufa avanzata
-	7091	Mcdonald et al. (2000)	Quercia	
Stufa a pellet	2,6 – 9 kW	88	Caserini et al. (2014)	Efficienza del 91%
	<15 kW	243	Meyer (2012)	Condizioni di buona combustione - Svizzera
		990		Condizioni di cattiva combustione - Svizzera
	-	150 – 1110	INEMAR (2012)	-
	9 kW	33 – 192	Win et al. (2012)	-
	8 kW	118 – 188	Kistler et al. (2012)	Operazione a pieno carico
	6 kW	488	Schmidl et al. (2011)	Operazione a carico parziale
	-	500	EEA (2009)	-
8 kW	142	Sippula et al. (2007)	Pellet commerciale	
Caldaia a pellet	7 – 25 kW	350	Caserini et al. (2014)	Efficienza del 93%
	20 kW	9 – 547	Win et al. (2012)	-
	-	500	INEMAR (2012)	-
	40 kW	561	Schmidl et al. (2011)	Fase di start-up
		43		Operazione a pieno carico
	-	620	Giuliano (2006)	-
-	146 - 510	Houck et al. (2000)	-	

Caldaia a metano	-	30 – 50	INEMAR (2012)	-
	< 50 kW	30	EEA (2009)	-
	-	25	Magri (2008)	-
	-	25	Giuliano (2006)	-
Caldaia a gasolio	-	46 – 100	INEMAR (2012)	-
	-	43	Magri (2008)	-
	-	20	Giuliano (2006)	-
Caldaia a GPL	-	39,9 – 100	INEMAR (2012)	-
	<50 kW	40	EEA (2009)	-
	-	16	Giuliano (2006)	-

Fattori di emissioni da impianti domestici per la produzione di calore ed energia in letteratura per gli ossidi di azoto (NOx)

Tipologia d'impianto	Potenza	Fattori di Emissione(FE) g/GJ	Fonte	Note
Camino aperto	8 kW	134	Caserini et al. (2014)	Camino con rendimento del 51%
	-	50 - 100	INEMAR (2012)	-
	-	420	Lamberg et al. (2011)	Combustione inefficiente
	-	50	EEA (2009)	-
	-	48	Tissari et al. (2007)	Ontano e pioppo
Camino chiuso	-	70	Giuliano et al. (2006)	-
	11 kW	120	Caserini et al. (2014)	Camino con rendimento del 82%
	-	70 - 100	INEMAR (2012)	-
	-	90	EEA (2009)	-
Stufa a legna	-	70	Giuliano et al. (2006)	-
	6 kW	100	Caserini et al. (2014)	Stufa tradizionale con rendimento termico del 70%
	8 kW	132		Stufa avanzata con rendimento termico del 75%
	-	50 - 100	INEMAR (2012)	-
	8 kW	65 - 131	Kistler et al. (2012)	Ciclo completo a pieno carico; faggio, pioppo, conifera, quercia
	-	74	Lamberg et al. (2011)	Stufa avanzata, combustione efficiente
	6,5	91	Schmidl et al. (2011)	Stufa tradizionale, faggio
		106		Stufa avanzata, faggio
	-	50	EEA (2009)	Stufa tradizionale
	-	90		Stufa avanzata
-	77	Tissari et al. (2008)	Combustione normale	
4 – 9 kW	52 - 57	Boman et al. (2004)	Stufa tradizionale	
2 – 6kW	57 - 58		Stufa avanzata	
Stufa a pellet	2,6 – 9 kW	60	Caserini et al. (2014)	Efficienza del 91%
	-	70 - 100	INEMAR (2012)	-
	12 kW	95	Win et al. (2012)	-
	6 kW	81	Schmidl et al. (2011)	Fase di star-up
		79		Operazione a carico parziale
	-	90	EEA (2009)	-
8 kW	56 - 282	Sippula et al. (2007)	Pellets di ontano, pino, conifero, betulla, salice	
Caldaia a pellet	7 – 25 kW	71	Caserini et al. (2014)	Efficienza del 93%
	-	60 - 90	INEMAR (2012)	-
	20 kW	94 - 146	Win et al. (2012)	-
	40 kW	112	Schmidl et al. (2011)	Fase di start-up
		256		Pieno carico
	5 kW	55 - 89	Pettersson et al. (2010)	Pellets misti
	-	88	Gulland (2003), in EEA (2010)	
6 kW	68 - 71	Johansson et al. (2004)	Operazione non continua, pellets di legno	
Caldaia a metano	-	34,2 - 70	INEMAR (2012)	-
	< 50 kW	70	EEA (2009)	-
	-	46	Magri et al. (2008)	-
	-	50	Giuliano et al. (2006)	-

Caldaia a gasolio	-	50 – 70	INEMAR (2012)	-
	-	72,8	Magri et al. (2008)	-
	-	50	Giuliano et al. (2006)	-
Caldaia a GPL	-	40 - 60	INEMAR (2012)	-
	< 50 kW	50 - 70	EEA (2009)	-
	-	150	Giuliano et al. (2006)	-

Fattori di emissioni da impianti domestici per la produzione di calore ed energia in letteratura per gli ossidi di zolfo (SO_x)

Tipologia d'impianto	Potenza	Fattori di Emissione(FE) g/GJ	Fonte	Note
Camino aperto	-	13	INEMAR (2012)	Riferito a SO ₂
	-	10	EEA (2009)	-
	-	13	Giuliano et al. (2006)	Riferito a SO ₂
Camino chiuso	-	13 - 20	INEMAR (2012)	Riferito a SO ₂
	-	20	EEA (2009)	-
	-	13	Giuliano et al. (2006)	Riferito a SO ₂
Stufa a legna	-	10 - 13	INEMAR (2012)	Riferito a SO ₂
	-	10	EEA (2009)	Stufa tradizionale
	-	20		Stufa avanzata
	-	13	Giuliano et al. (2006)	Riferito a SO ₂
Stufa a pellet	-	13	INEMAR (2012)	Riferito a SO ₂
	-	20	EEA (2009)	-
	-	13	Giuliano et al. (2006)	Riferito a SO ₂
Caldaia a pellet	-	13 - 20	INEMAR (2012)	Riferito a SO ₂
	-	13	Giuliano et al. (2006)	Riferito a SO ₂
Caldaia a metano	-	0,5	INEMAR (2012)	Riferito a SO ₂
	< 50 kW	0,5	EEA (2009)	-
	-	0,5	Giuliano et al. (2006)	Riferito a SO ₂
Caldaia a gasolio	-	46,86 - 140	INEMAR (2012)	Riferito a SO ₂
	-	141	Magri et al. (2008)	Riferito a SO ₂
	-	100	Giuliano et al. (2006)	Riferito a SO ₂
Caldaia a GPL	-	140	INEMAR (2012)	Riferito a SO ₂
	< 50 kW	140	EEA (2009)	-
	-	150	Giuliano et al. (2006)	Riferito a SO ₂

Fattori di emissioni da impianti domestici per la produzione di calore ed energia in letteratura per i composti organici volatili (COV)

Tipologia d'impianto	Potenza	Fattori di Emissione(FE) g/GJ	Fonte	Note
Camino aperto	8 kW	1011	Caserini et al. (2014)	Camino con rendimento del 51%, valore riferito ai COVNM
	-	1000 - 2800	INEMAR (2012)	-
	-	1300	EEA (2009)	Valore riferito ai COVNM
	-	5650	Giuliano (2006)	-
Camino chiuso	11 kW	548	Caserini et al. (2014)	Camino con rendimento del 82%, valore riferito ai COVNM
	-	450 - 1100	INEMAR (2012)	-
	-	450	EEA (2009)	Valore riferito ai COVNM
	-	1150	Giuliano (2006)	-
	-	291 - 779,6	Mcdonald et al. (2000)	Combustione inefficiente, valore riferito ai COVNM
Stufa a legna	6 kW	243	Caserini et al. (2014)	Stufa tradizionale con rendimento termico del 70%, valore riferito ai COVNM
	8 kW	366		Stufa avanzata con rendimento termico del 75%, valore riferito ai COVNM
	-	300 - 1200	INEMAR (2012)	-
	-	1200	EEA (2009)	Stufa tradizionale, valore riferito ai COVNM
	-	450		Stufa avanzata, valore riferito ai COVNM
	-	2000	Giuliano (2006)	-
	-	97 - 1436	Tissari et al. (2008)	Stufa avanzata
	-	763 - 2973	Mcdonald et al. (2000)	Quercia
Stufa a pellet	2,6 – 9 kW	9	Caserini et al. (2014)	Efficienza del 91%, valore riferito ai COVNM
	-	15 – 110	INEMAR (2012)	-
	-	20	EEA (2009)	Valore riferito ai COVNM
	-	60	Giuliano et al. (2006)	-
	4 – 9,5 kW	0,6	Boman et al. (2004)	Carico pieno, valore riferito ai COVNM
		3,4		Carico ridotto, valore riferito ai COVNM
Caldaia a pellet	7 – 25 kW	1	Caserini et al. (2014)	Efficienza del 93%, valore riferito ai COVNM
	< 5 kW	0,4 - 6	Pettersson et al. (2010)	Valore riferito ai COVNM
	3 kW	23	Boman et al. (2004)	Operazione non continua, valore riferito ai COVNM
	6 kW	3,3		Operazione non continua, valore riferito ai COVNM
	22 kW	1		Operazione in condizioni nominali, valore riferito ai COVNM
Caldaia a metano	-	5 - 10,5	INEMAR (2012)	-
	< 50 kW	10	EEA (2009)	Valore riferito ai COVNM
	-	5	Giuliano et al. (2006)	-
Caldaia a gasolio	-	15,5	INEMAR (2012)	-
	-	3	Giuliano et al. (2006)	-
Caldaia a GPL	-	2 - 15,5	INEMAR (2012)	-
	< 50 kW	15	EEA (2009)	Valore riferito ai COVNM
-	-	10	Giuliano et al. (2006)	-

Fattori di emissioni da impianti domestici per la produzione di calore ed energia in letteratura per il particolato (PM10, PM2,5)

Tipologia d'impianto	Potenza	Fattori di Emissione(FE) g/GJ		Fonte	Note
		PM 2,5	PM 10		
Camino aperto	8 kW	488	503	Caserini et al. (2014)	Camino con rendimento del 51%
	< 15 kW	479	508	Meyer (2012)	Condizioni di buona combustione - Svizzera
		712	771		Condizioni di cattiva combustione - Svizzera
	-	-	500 - 860	INEMAR (2012)	Camino aperto tradizionale a legna
	-	850	860	EEA (2009)	-
	-	-	500	Giuliano et al. (2006)	-
Caminetto chiuso	11 kW	183	189	Caserini et al. (2014)	Camino con rendimento del 82%
	< 15 kW	520	544	Meyer (2012)	Condizioni di buona combustione - Svizzera
		637	689		Condizioni di cattiva combustione - Svizzera
	-	240	240 - 400	INEMAR (2012)	Camino chiuso o inserto a legna
	-	240	240	EEA (2009)	-
	-	-	250	Giuliano et al. (2006)	-
Stufa a legna	6 kW	170	162	Caserini et al. (2014)	Stufa tradizionale con rendimento termico del 70%
	8 kW	127	136		Stufa avanzata con rendimento termico del 75%
	< 15 kW	242	646	Meyer (2012)	Stufa tradizionale condizioni di buona combustione -Svizzera
		637	689		Stufa tradizionale condizioni di cattiva combustione -Svizzera
	-	810	480 - 810	INEMAR (2012)	Stufa tradizionale
	-	240	150 - 380		Stufa innovativa
	-	97	124	Bafver et al. (2011)	Stufa da cucina
	-	810	810	EEA (2009)	Stufa tradizionale
	-	240	240		Stufa avanzata
	-	929	929	Houck et al. 2006	Stufa a legna non certificata
	-	460	460		Stufa a legna certificata non catalitica - USA
	-	413	413		Stufa a legna certificata catalitica - USA
-	-	-	-		
Stufa a pellet	2,6 – 9 kW	105	107	Caserini et al. (2014)	Efficienza del 91%
	< 15 kW	29	30	Meyer (2012)	Condizioni di buona combustione -Svizzera
		61	63		Condizioni di cattiva combustione -Svizzera
	-	-	50 - 76	INEMAR (2012)	Stufa automatica a pellet
	-	42	44	Bafver et al. (2011)	Ciclo di combustione escluso lo start-up - misura a caldo
	-	76	76	EEA (2009)	-
-	-	70	Giuliano et al. (2006)	-	
Caldaia a pellet	7 – 25 kW	42	53	Caserini et al. (2014)	Efficienza del 93%
	-	-	14	Schmidl et al. (2011)	Caldaia a pieno carico
	-	46	47	Gaegauf et al. (2005)	Ciclo reale misurato in campo - misura a freddo
	-	-	30	Giuliano et al. (2006)	-
Caldaia a metano	-	0,2 - 0,908	0,2 - 0,908	INEMAR (2012)	-
	< 50 kW	0,5	0,5	EEA (2009)	-
	-	-	2	Magri et al. (2008)	-
	-	-	0,2	Giuliano et al. (2006)	-
Caldaia a gasolio	-	3,7 - 10	3,7 - 10	INEMAR (2012)	-
	-	-	3,6	Magri et al. (2008)	-
	-	-	5	Giuliano et al. (2006)	-
Caldaia a GPL	-	0,2 -10	0,2 - 10	INEMAR (2012)	-
	< 50 kW	3	3	EEA (2009)	-
	-	-	4	Giuliano (2006)	-

Fattori di emissioni da impianti domestici per la produzione di calore ed energia in letteratura per gli IPA

Tipologia d'impianto	Potenza	IPA Fattori di Emissione(FE) mg/GJ	Fonte	Note
Camino aperto	8 kW	65,5	Caserini et al. (2014)	Misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene
	-	600	INEMAR (2012)	-
	-	600	EEA (2009)	Misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene
	-	280	Giuliano et al. (2006)	-
	-	280	APAT (2006)	-
Camino chiuso	11 kW	58,2	Caserini et al. (2014)	Misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene
	-	290 - 6300	INEMAR (2012)	-
	-	290	EEA (2009)	Misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene
	-	280	Giuliano et al. (2006)	-
	-	280	APAT (2006)	-
Stufa a legna	6 kW	483	Caserini et al. (2014)	Stufa a legna tradizionale, misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene
	8 kW	544		Stufa a legna avanzata, misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene
	-	820	INEMAR (2012)	-
	-	820	EEA (2009)	Stufa a legna tradizionale, misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene
	-	290		Stufa a legna innovativa, misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene
	-	280	Giuliano et al. (2006)	-
	-	280	APAT (2006)	-
Stufa a pellet	2,6 – 9 kW	8,1	Caserini et al. (2014)	Misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene
	6,2 – 10,5 kW		Riva et al. (2011)	Misurazione su 17 IPA
	-	7,4	INEMAR (2012)	-
	-	91	EEA (2009)	Misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene
	-	0,3	Giuliano et al. (2006)	-
	5 kW	13	Boman et al. (2005)	-
Caldaia a pellet	7 – 25 kW	0,21	Caserini et al. (2014)	Misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene
	-	1,5	INEMAR (2012)	-
	-	0,1	Giuliano et al. (2006)	-
	-	0,2	APAT (2006)	-
Caldaia metano	-	0,0031	INEMAR (2012)	-
Caldaia metano	-	0,003	EEA (2009)	Misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene
Caldaia gasolio	-	-	-	-
Caldaia GPL	-	36	EEA (2009)	Misurazione su 4 IPA: Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene

Capitolo 6

La valutazione degli effetti ambientali derivati dalla attivazione di filiere biomassa -bosco- energia: un approccio basato sul Life Cycle Assessment (LCA)

La biomassa legnosa rappresenta un'importante risorsa energetica rinnovabile. Essa risulta disponibile a livello locale, ed è comunemente riconosciuta come fattore di miglioramento ambientale grazie al suo contributo nella riduzione dell'impatto del riscaldamento globale (Madlener e Koller, 2007).

In Europa, la direttiva 2009/28/CE, promuove l'utilizzo di biomassa legnosa come combustibile da impiegare negli impianti di produzione energetica (calore e/o di elettricità) al fine di ridurre il consumo di risorse non rinnovabili. In particolare, in contesti non serviti dalla rete del metano, la biomassa rappresenta un'opzione interessante ed economicamente molto vantaggiosa se comparata con combustibili fossili come gasolio e GPL (Verma et al., 2009).

La promozione della biomassa risulta un elemento importante nelle politiche volte a ridurre le emissioni di CO₂ derivanti dalla produzione di energia; soprattutto, se consideriamo che la combustione di quest'ultima è ipotizzabile "CO₂ neutra" e l'impatto che ha sul riscaldamento globale netto potenziale è pari a zero¹. D'altro canto, rispetto ai sistemi tradizionali, come caldaie a gasolio o a gas, la tecnologia di riscaldamento a biomassa ha ancora alcuni svantaggi in termini di maggiori esigenze di spazio (sia in termini di ingombro delle caldaie sia in termini di stoccaggio del combustibile), talvolta di efficienza e di emissioni, nonché di manutenzione (Vinterback, 2004; Kjällstrand e Olsson, 2004; Obernberger e Thek, 2004).

Attraverso l'analisi Life Cycle Assessment (LCA), è possibile comparare diversi sistemi di produzione di energia avvalendosi di una stessa struttura metodologica. In tal modo è possibile valutare molteplici aspetti relativi a diversi effetti ambientali, sia positivi che negativi, indotti dall'utilizzo di biomassa a fini energetici. Come abbiamo visto in precedenza, particolare attenzione richiede il processo di combustione delle biomasse legnose. In merito a questo, si rileva una certa avversità da parte dell'opinione pubblica a causa delle emissioni di vari composti inquinanti che possono rivelarsi dannosi per la salute umana. È questo il caso del particolato, idrocarburi policiclici aromatici (IPA), composti organici volatili non metanici (COVNM), i NO_x, i SO_x e CO (Solli et al., 2009).

Nel presente capitolo, viene applicato un approccio LCA allo scopo di verificare gli im-

¹ In realtà anche se la combustione del legno può essere considerata "CO₂ neutra", poiché in questa fase l'anidride carbonica rilasciata è pari a quella fissata dalla pianta mediante il processo di fotosintesi, questo bilancio ambientale non tiene conto della CO₂ di origine fossile generata nelle fasi di raccolta, trasformazione e trasporto della biomassa. Tutte queste fasi della filiera richiedono infatti un dispendio energetico (la cosiddetta energia "grigia") con conseguenti emissioni di gas serra in atmosfera. La differenza tra la CO₂ di origine vegetale (biomassa) e quella di origine minerale (fossile) risiede nella sua rinnovabilità. Infatti l'anidride carbonica contenuta nei combustibili fossili e immessa oggi in atmosfera, è stata fissata alcuni milioni di anni fa da piante che non possono più compensarne il rilascio con la fotosintesi. Quindi, in definitiva, il carattere di rinnovabilità della biomassa vegetale risiede proprio nel breve sfasamento temporale tra la sua fissazione nella vegetazione ed il suo rilascio attraverso la combustione in atmosfera.

patti ambientali di due configurazioni diverse di “sistemi di riscaldamento in aree rurali”. Il primo è rappresentato da un sistema di riscaldamento tradizionale, ovvero utenze private che si riscaldano con varie tecnologie domestiche tradizionali: caminetto, caminetto chiuso, stufa a legna, stufa a gpl, stufa a gasolio, ecc. associate a utenze pubbliche che si riscaldano con tecnologie condominiali alimentate con gasolio e gpl; il secondo è rappresentato dalle stesse utenze del primo scenario, ma questa volta tutte le utenze sono allacciate ad una rete di teleriscaldamento alimentata con cippato di legna di origine locale.

Per simulare i due scenari sono stati presi a riferimento le utenze attualmente connesse alla rete TLR del Comune di San Romano in Garfagnana (LU). Si applica quindi un approccio analitico LCA ai due scenari già individuati nel capitolo relativo alle emissioni inquinanti, ovvero si considerano:

1. nel primo scenario (ex-ante), i consumi energetici che le 51² utenze private e 7 utenze pubbliche avevano prima di allacciarsi alla rete di TLR, considerando le varie tipologie di combustibili (legna da ardere, gpl, gasolio e pellets) e le varie tecnologie con cui erano utilizzati questi combustibili (stufe, camini, ecc.);
2. nel secondo scenario (ex-post), i consumi energetici che hanno attualmente le 51 utenze private e 7 utenze pubbliche allacciate alla rete di TLR. In questo caso, si considerano i consumi complessivi di legno cippato della centrale di TLR e i consumi di combustibili tradizionali (legna da ardere e pellet) mantenuti da alcune utenze private a integrazione del calore fornito dalla rete di TLR.

Nell'approccio LCA, i due scenari corrispondono a due “sistemi³” che tengono conto dei diversi mix energetici.

6.1. L'approccio LCA

Stato dell'arte

L'incremento della consapevolezza ambientale e la crescente attenzione degli impatti ambientali causati da prodotti e processi industriali, ha favorito lo sviluppo di studi riguardanti gli aspetti del ciclo di vita (Life Cycle) di materiali e prodotti. Tra i primi studi possiamo ricordare quello sviluppato nel 1969 da un gruppo di ricercatori nordamericani, che sviluppò un modello denominato REPA (Resource and Environmental Profil Analysis), che avevano come obiettivo la caratterizzazione del ciclo di vita di alcuni materiali impiegati in importanti produzioni industriali.

In Europa, a partire dal 1972, Ian Boustead calcolava l'energia totale utilizzata nella produzione di vari tipi di contenitori di bevande, inclusi vetro, plastica ed alluminio. Nei successivi anni, Boustead consolidava la sua metodologia per renderla applicabile a vari materiali, e nel 1979, veniva pubblicato il “Manuale di Analisi Energetica Industriale” di Boustead e Hancock che riporta la prima descrizione di carattere operativo del procedimento, considerato una pietra miliare nella storia della metodologia LCA (Boustead e Hancock, 1979).

² Nel presente studio sono state prese in considerazione le sole 51 utenze oggetto di indagine diretta e non la totalità delle utenze allacciate alla rete (81 utenze).

³ In uno studio LCA viene definito “sistema” un insieme di elementi interconnessi tra loro da una o più operazioni aventi una specifica funzione; il sistema è determinato da confini fisici rispetto al sistema ambiente, e con questo ha rapporti di scambio caratterizzati da una serie di input e di output.

Il termine LCA (che indica indifferentemente Life Cycle Analysis o Life Cycle Assessment) venne coniato durante il congresso della SETAC (Society of Environmental Toxicology and Chemistry) di Smuggler Notch (Vermont - USA) nel 1990 con il risultato di una metodologia univoca e standardizzata attraverso la pubblicazione di un quadro di riferimento internazionalmente accettato (SETAC, 1993). In questo contesto, nei primi anni novanta, sono stati realizzati i primi manuali e strumenti di calcolo per un impiego pratico dell'LCA. Lo sviluppo più concreto, però, si è avuto grazie all'unificazione e standardizzazione della normativa di riferimento, da parte dell'ISO (International Standards Organization), mediante l'emanazione, a partire dal 1997, delle ISO 14040/41/42/43/44, che rappresenta un ulteriore approfondimento delle linee guida proposte dalla SETAC (Boustead Consulting Ltd, 1997).

Ad oggi il Life Cycle Assessment (LCA) è un metodo strutturato, completo e standardizzato a livello internazionale. Esso quantifica tutte le emissioni rilevanti e le risorse consumate individuando i relativi impatti sull'ambiente e sulla salute umana oltre alle questioni di esaurimento delle risorse che sono associati a tali beni o servizi.

La definizione di LCA proposta dalla SETAC, da un punto di vista metodologico è la seguente: *“La valutazione del ciclo di vita è un procedimento oggettivo di valutazione di carichi energetici ed ambientali relativi ad un processo o un'attività, effettuato attraverso l'identificazione dell'energia e dei materiali usati e dei rifiuti rilasciati nell'ambiente. La valutazione include l'intero ciclo di vita del processo o attività, comprendendo l'estrazione e il trattamento delle materie prime, la fabbricazione, il trasporto, la distribuzione, l'uso, il riutilizzo, il riciclo e lo smaltimento finale”*.

La letteratura di settore offre numerosi esempi di applicazione della metodologia LCA su filiere biomassa-energia. Ad esempio, Hansen et al. (2013) comparano due sistemi di produzione di elettricità prendendo come riferimento i valori della produzione elettrica da materiale fossile e paragonandolo con sistemi di produzione di “bioelettricità”. In altri casi la metodologia LCA ha permesso di confrontare l'impatto ambientale derivato dall'uso dei residui forestali per la produzione di combustibili o per la produzione di manufatti (Rivela et al., 2006). Anche Whittaker et al. (2012) utilizzano l'LCA per analizzare la produzione potenziale di “bioenergia” da residui legnosi, quest'ultimi ottenuti attraverso la costruzione ed il mantenimento di strade e sentieri forestali.

In altri casi le analisi LCA eseguono una comparazione tra differenti tipologie di combustibili, un esempio interessante è quello effettuato da Li Ma (2011) che mette in relazione cippato, gas naturale e gasolio per la produzione industriale di acqua calda. I risultati mostrano che la filiera del cippato è molto meno impattante, rispetto alle altre due, per quanto riguarda l'aspetto dei cambiamenti climatici, mentre comporta maggiori impatti sulla salute umana. Lo stesso autore dimostra inoltre che, nella filiera del cippato analizzata, la fase maggiormente impattante è quella relativa alla combustione, seguita dall'abbattimento delle piante e dal consumo di energia per la cippatura. Un altro studio, Esteban et al. (2014), ha realizzato una LCA su due sistemi di produzione di energia termica, confrontando le filiere di combustibili diversi: gasolio e cippato. I risultati mostrano una quantità di emissioni di CO₂ di 3 volte inferiore con l'uso di cippato (22 g/GJ di CO₂ emessa) rispetto al gasolio (75 g/GJ di CO₂ emessa)⁴, questi risultati sono stati ottenuti prendendo come riferimento un potere calorifico inferiore di 42,4 MJ/kg⁵ per il gasolio e

⁴ Utilizzando come riferimento il kWh, si ottiene con l'uso di cippato 0,08 g/kWh di CO₂ emessa, e con il gasolio 0,27 g/kWh di CO₂ emessa.

⁵ Utilizzando come riferimento il kWh, il potere calorifico del gasolio è pari a 11,8 kWh/kg, mentre quello del cippato è di 3,8 kWh/kg.

di 13,6 MJ/kg per il cippato⁶. Lo stesso studio, analizzando gli impatti delle varie fasi della filiera si mostra in accordo con i risultati di Li Ma del 2011. Infatti, esaminando la filiera del cippato, la fase maggiormente impattante a livello di riscaldamento globale risulta essere quella della combustione, con il 77,8% delle emissioni totali, seguita dall'abbattimento ed esbosco (17,8%) e dalla fase di triturazione (4,3%).

In Italia sono state eseguite alcune analisi LCA su filiere locali di produzione di cippato. In particolare, Valente et al. (2011), hanno eseguito uno studio in Val di Fiemme (Trentino) per valutare gli impatti della filiera di biomassa legnosa per impianti di riscaldamento. Hanno indagato tre aspetti principali della sostenibilità: le emissioni di gas a effetto serra, rappresentata dall'impatto del riscaldamento globale (GWP), i costi e la potenziale ricaduta sull'occupazione diretta. I risultati dell'indagine hanno mostrato che per 1 m³ di biomassa legnosa con corteccia si producono circa 13 kg di CO_{2eq}, inoltre attraverso l'utilizzo di bioenergie gli autori hanno trovato una riduzione complessiva di 2,3 ton di CO_{2eq} rispetto all'olio combustibile e di 1,7 ton di CO_{2eq} rispetto al gas naturale. Un'altra analisi a livello locale è stata effettuata da Recchia e Cini (2005) in un'azienda agricola del Chianti. Il loro studio è stato focalizzato alla valutazione in termini ambientali di una filiera legno energia che utilizza sottoprodotti (residui forestali e potature di vite e olivo), per la produzione di cippato e la conversione in energia termica, in comparazione con una filiera a GPL e una a metano. I risultati della ricerca mostrano che la filiera rinnovabile ha impatti decisamente inferiori rispetto a entrambe, in particolare rispetto alle emissioni di CO_{2eq} che nella filiera a cippato sono risultate di 22 kg/MWh, contro i 228 kg CO_{2eq}/MWh nella filiera metano e i 380 kg CO_{2eq} nella filiera GPL. Inoltre, gli stessi autori, hanno evidenziato sulla filiera cippato un abbattimento del 50% di emissioni di SO_{2eq} rispetto alla filiera GPL e del metano.

Altri studi, come quelli svolti da Solli et al. (2009) utilizzano la valutazione LCA per confrontare l'impatto derivato dall'uso di legna da ardere in due tipologie differenti di stufe a legna, una stufa con combustione tradizionale e un'altra stufa moderna con tecnologia a maggiore efficienza. I risultati ottenuti dagli autori dimostrano che la tecnologia della nuova stufa migliora significativamente le prestazioni per tutti i tipi di impatto ambientale studiati. In particolare, lo studio evidenzia riduzioni tra il 25-30% per le PM₁₀, la CO₂, la SO₂, gli NOx e i metalli pesanti (cadmio, rame, arsenico, etc.), con punte del 76% per il monossido di carbonio (CO) e dell'89% per le PM_{2,5}. Inoltre, gli autori, sottolineano che se il legno è prodotto localmente, la maggior parte degli impatti ambientali è riconducibile alla sola fase di conversione energetica (combustione).

6.2. Le fasi di sviluppo della LCA

Nel presente paragrafo viene descritta la procedura di valutazione della metodologia LCA, secondo quanto stabilito a livello normativo (UNI EN ISO 14040, 14041, 14042, 14043 e 14044). Le principali fasi di sviluppo di una analisi Life Cycle sono quattro: definizione degli scopi e degli obiettivi (Goal and Scope Definition); analisi di inventario (Life Cycle Inventory Analysis, LCI); analisi degli impatti (Life Cycle Impact Assessment, LCIA); interpretazione e miglioramento (Life Cycle Interpretation).

⁶ Considerando cippato con Contenuto Idrico pari al 25%.

Definizione degli scopi e degli obiettivi

In questa prima fase vengono definiti le finalità dello studio, l'unità funzionale, i confini del sistema studiato, il fabbisogno e la qualità dei dati, le inclusioni, le esclusioni ed i limiti riferiti al sistema oggetto di analisi.

Questa fase LCA viene definita dalla norma ISO 14040 come segue: *“Gli obiettivi e gli scopi dello studio di una LCA devono essere definiti con chiarezza ed essere coerenti. L'obiettivo di una LCA deve stabilire senza ambiguità quale sia l'applicazione prevista, le motivazioni che inducono a realizzare lo studio e il tipo di pubblico a cui è destinato, cioè a quali persone si intendono comunicare i risultati dello studio”*.

Il primo passo dell'analisi è la definizione dell'unità funzionale, ossia si stabilisce un'unità di misura di riferimento, il metro di paragone fra due o più prodotti/sistemi. La norma definisce che: *“L'unità funzionale costituisce una misura della prestazione del flusso in uscita. Il suo scopo principale è di fornire un riferimento a cui legare i flussi in entrata e in uscita. Tale riferimento è necessario per consentire la comparabilità dei risultati di una LCA. Tale comparabilità è particolarmente critica quando si valutano sistemi differenti, perché ci si deve assicurare che i confronti siano fatti su una base analoga. Un sistema può avere un gran numero di funzioni possibili e la funzione scelta per lo studio dipende dall'obiettivo e dal campo di applicazione. La corrispondente unità di misura deve essere definita e misurabile”* (ISO 14040).

Analisi inventario

Riguarda lo studio del ciclo di vita del processo o attività; lo scopo principale è di ricostruire il flusso d'energia e dei materiali che permettono il funzionamento del sistema produttivo in esame tramite tutti i processi di trasformazione e trasporto. In definitiva viene compilato un inventario degli ingressi, cioè i materiali, l'energia, le risorse naturali ed un inventario delle uscite, cioè le emissioni in aria, acqua e suolo. Importante in questa fase è descrivere dettagliatamente la qualità dei dati per poter successivamente operare confronti fra studi su sistemi analoghi. Tale descrizione deve definire alcuni parametri come i fattori relativi all'area geografica, alla tecnologia e al periodo temporale di riferimento, oltre alla precisione, completezza e rappresentatività dei dati ed infine all'incertezza dell'informazione.

La seconda fase LCA viene definita dalla norma ISO 14041 e può essere suddivisa in quattro punti fondamentali:

1. Diagramma di flusso del processo (*process flow-chart*): che consiste in una rappresentazione grafica e qualitativa di tutte le fasi rilevanti e di tutti i processi coinvolti nel ciclo di vita del sistema analizzato.
2. Raccolta dati (*data collection*): risulta essere una parte molto importante, infatti alcune ricerche evidenziano che i risultati di un'analisi del ciclo di vita di un prodotto o di un processo dipendono, soprattutto, dalla qualità dei dati usati come input e, pertanto, dal contesto di riferimento (Chiaromonte e Recchia, 2010). I dati raccolti possono essere distinti in tre categorie:
 - a) dati primari, provenienti da rilevamenti diretti;
 - b) dati secondari, ricavati sia dalla letteratura o da altri studi;
 - c) dati terziari, provenienti da stime, da statistiche ambientali e da valori medi.Oltre agli impatti relativi al processo, devono essere definiti anche i dati riguardanti gli impatti e consumi relativi all'energia elettrica importata nel sistema ed infine gli impatti e consumi relativi al sistema di trasporto.
3. Definizione dei confini del sistema (*system boundaries*): i “confini del sistema” determi-

nano le unità di processo che devono essere incluse nell'LCA e le loro relazioni. Una prima delimitazione dei confini avviene nell'ambito della ricerca degli ambienti fisici e dei processi produttivi che si ritiene di dover considerare per l'analisi. Per la ISO, *“i criteri adottati nello stabilire i confini del sistema devono essere identificati e giustificati nel campo di applicazione dello studio”*, ed i punti fondamentali da effettuare sono:

- a) definire il confine tra il sistema studiato e l'ambiente;
 - b) definire il carico sull'ambiente del sistema indagato, rappresentato da tutte le prestazioni e le immissioni che avvengono durante l'intero ciclo di vita;
 - c) definire il confine fra i processi ritenuti rilevanti e quelli irrilevanti: cioè quello che deve essere incluso e quello che deve essere trascurato.
4. Elaborazioni dei dati (*data processing*): i dati raccolti vengono correlati a tutte le unità di processo che concorrono alla produzione dell'unità funzionale in studio.

Analisi e valutazione degli impatti

Riguarda lo studio dell'impatto ambientale provocato dal processo o attività. Esso ha lo scopo di evidenziare l'entità delle modificazioni generate a seguito delle immissioni nell'ambiente e dei consumi di risorse calcolati dall'inventario. È la fase in cui si ha il passaggio dal dato oggettivo, calcolato durante la fase di inventario, al giudizio di pericolosità ambientale. Gli impatti calcolati sono potenziali, diretti ed indiretti, e associati agli input e output.

La norma ISO 14042 definisce l'*“impatto ambientale una qualsiasi modificazione causata da un dato aspetto ambientale, ossia da qualsiasi elemento che può interagire con l'ambiente”*. Per analizzare gli impatti che possono essere prodotti, la norma si suddivide in più fasi di sviluppo:

- a) Selezione e definizione delle categorie di impatto prodotte dal sistema in esame. Le categorie proposte dalla SETAC come tipologie di impatto sono 18, tra cui ad es. estrazione di risorse abiotiche e biotiche, uso del territorio, effetto serra, ecotossicità, tossicità umana, acidificazione, etc. Queste possono essere raggruppate in macroaree e suddivise in 3 tipologie di danni: salute umana, qualità dell'ecosistema e sfruttamento delle risorse.
- b) Classificazione. Si assegnano i dati raccolti nell'inventario ad una o più categorie di impatto ambientale, noti gli effetti e i danni potenziali delle emissioni alla salute umana, all'ambiente, all'impoverimento delle risorse, etc.
- c) Caratterizzazione. Ha come scopo quello di quantificare l'impatto generato.
- d) Normalizzazione. I valori ottenuti dalla caratterizzazione vengono normalizzati, cioè divisi per un “valore di riferimento” rappresentato generalmente da dati medi su scala mondiale, europea o regionale, riferiti ad un determinato intervallo di tempo.
- e) Valutazione. Esprime, attraverso un indice finale, l'impatto ambientale associato al prodotto nell'arco del suo ciclo di vita.

Interpretazione e miglioramento

L'ultima fase dell'LCA fa riferimento alla norma ISO 14043 che la definisce come il momento in cui realizzare una valida correlazione tra i risultati dell'analisi di inventario e di quella degli impatti. La norma inoltre richiama fortemente il fatto che solo una chiara e comprensibile, completa e consistente presentazione dei risultati delle fasi precedenti è in grado di fornire quelle indicazioni utili a impostare i possibili miglioramenti del sistema in esame.

6.3. Il caso applicativo di LCA: La filiera di San Romano in Garfagnana (LU)

La metodologia LCA è stata applicata al caso studio oggetto di monitoraggio nel Comune di San Romano in Garfagnana. La realizzazione di un impianto di teleriscaldamento ed il monitoraggio dei consumi ex-ante ed ex-post, ha consentito di confrontare due differenti sistemi per la produzione di energia termica e, attraverso una valutazione oggettiva, di individuare quello con minor impatto.

Nel presente studio, come da premessa, l'analisi LCA considera che la combustione della biomassa legnosa sia "CO₂ neutra", questo perché in fase di combustione l'anidride carbonica rilasciata è pari a quella fissata dalla pianta, durante la crescita, mediante il processo di fotosintesi, senza emissioni aggiuntive di CO₂ in atmosfera. Naturalmente questo bilancio ambientale non tiene conto della CO₂ di origine fossile prodotta in fase di raccolta, trasformazione e trasporto della biomassa. Tutte queste fasi della filiera richiedono un certo dispendio energetico (la cosiddetta energia "grigia") con conseguenti emissioni di gas serra in atmosfera.

Definizione scopi e obiettivi

L'obiettivo dello studio è stato quello di confrontare due sistemi diversi per l'approvvigionamento energetico nel territorio del Comune di San Romano in Garfagnana (LU). Come primo sistema è stato analizzato il mix energetico preesistente (ex-ante) in tale Comune, che prevedeva l'uso di più combustibili come il gasolio, il gpl, il pellet e la legna da ardere (distinta in 3 tipologie in relazione alla tipologia d'impianto termico domestico utilizzato -stufa, camino, ecc.- e del relativo rendimento energetico). Il secondo sistema (ex-post) ha considerato i consumi energetici determinati dall'introduzione del nuovo impianto di TLR centralizzato, e caratterizzati da un radicale cambiamento della fonte energetica primaria poiché il mix di combustibili è composto solo da fonti rinnovabili rappresentate prevalentemente da cippato di legno, e in misura minore da legna da ardere e pellet.

Sistema studiato ed unità funzionale

Il sistema preso in esame confronta la produzione di energia termica (espressa in MWh) con sistemi domestici tradizionali (ex-ante) e con sistemi di TLR moderni a cippato di legna (ex-post) nel Comune di San Romano in Garfagnana (LU).

L'unità funzionale (UF) del processo è la produzione di energia termica espressa in MWh/anno, ed i risultati si riferiscono alla produzione di 1 MWh.

Il mix energetico ex-ante si riferisce a una produzione energetica costituita da più filiere di approvvigionamento (filiera legna da ardere, filiera pellet, filiera gasolio e filiera GPL), mentre quello ex-post è costituita in prevalenza (85%) dalla filiera cippato ed in misura minore dalla filiera legna da ardere ed in minima parte dalla filiera pellet).

Sistema	Unità Funzionale (UF)
Mix energetico ex-ante ⁷	1648,65 MWh/anno
Mix energetico ex-post	2264,79 MWh/anno

Tabella 6.1. Unità funzionali di ogni sistema studiato.

Analisi inventario

In questa fase vengono riportati tutti i flussi di energia e di materia del sistema/prodotto in esame normalizzati all'unità funzionale. Questi flussi sono espressi in unità fisiche e comprendono l'utilizzo di risorse e di energia e di tutto ciò che viene immesso in aria, in acqua e nel suolo e che può essere associato al sistema.

Confini del sistema

I confini del sistema hanno riguardato tutte le operazioni necessarie alla produzione di energia termica, con particolare riferimento alle inclusioni e alle esclusioni di ogni filiera analizzata.

Il primo sistema di approvvigionamento energetico (ante teleriscaldamento) è formato da 4 filiere distinte, che si riferiscono ai combustibili utilizzati dalle utenze, cioè gasolio, gpl, pellet e legna da ardere, suddivisa a sua volta in 3 parti in relazione al rendimento energetico del sistema di conversione (caminetto aperto, caminetto chiuso e stufa).

Nel presente lavoro, per la filiera legna da ardere le inclusioni hanno riguardato:

- il taglio e l'abbattimento del soprassuolo forestale,
- l'esbosco del materiale legnoso,
- depezzatura e trasporto,
- combustione tramite caminetto o stufa;

le esclusioni hanno riguardato:

- i macchinari utilizzati nella filiera (motosega, verricello, trattore),
- i mezzi per il trasporto,
- le strutture ed i depositi per la rimessa dei mezzi utilizzati e dello stoccaggio,
- l'impianto di combustione (produzione stufa o caminetto e suo mantenimento e smaltimento).

Per la filiera del Pellet le inclusioni hanno riguardato:

- il taglio e l'abbattimento del soprassuolo forestale,
- l'esbosco del materiale legnoso,
- trasporto allo stabilimento di pellettizzazione,
- produzione di pellets tramite macchina pellettizzatrice,
- combustione del pellets tramite stufa;

le esclusioni hanno riguardato:

- i macchinari utilizzati nella filiera (motosega, verricello, trattore, cippatrice, pellettizzatrice),
- i mezzi per il trasporto,
- le strutture ed i depositi per la rimessa dei mezzi utilizzati e dello stoccaggio,
- l'impianto di combustione (produzione stufa e suo mantenimento e smaltimento).

⁷ Nel presente studio è stato fatto riferimento alle sole 51 utenze oggetto di indagine diretta e non alle 81 utenze attualmente allacciate alla rete

Per la filiera del Gasolio le inclusioni hanno riguardato:

- la raffinazione del combustibile,
- il trasporto,
- la combustione del gasolio in caldaia;

le esclusioni hanno riguardato:

- i mezzi per il trasporto,
- le infrastrutture per la rimessa dei mezzi utilizzati e dello stoccaggio,
- l'impianto di combustione (produzione caldaia e suo mantenimento e smaltimento).

Per la filiera del GPL le inclusioni hanno riguardato:

- la raffinazione del combustibile,
- il trasporto,
- la combustione di GPL in caldaia;

le esclusioni hanno riguardato:

- i mezzi per il trasporto,
- le infrastrutture per la rimessa dei mezzi utilizzati e dello stoccaggio,
- l'impianto di combustione (produzione caldaia e suo mantenimento e smaltimento).

Nel secondo sistema di approvvigionamento energetico (post teleriscaldamento) il mix energetico è radicalmente cambiato. I combustibili fossili sono stati completamente sostituiti da combustibili rinnovabili. Pertanto il secondo sistema risulta formato da 3 filiere distinte cioè cippato, pellet, e legna da ardere (anche in questo caso suddivisa in 3 metodi di rendimento differenti).

Per la filiera Cippato (Fig. 6.1) le inclusioni hanno riguardato:

- il taglio e l'abbattimento del soprassuolo forestale,
- l'esbosco del materiale legnoso,
- il trasporto di quest'ultimo presso la piattaforma logistica per la successiva cippatura tramite macchina cippatrice,
- il trasporto all'impianto di combustione,
- la combustione tramite caldaia;

le esclusioni hanno riguardato:

- i macchinari utilizzati nella filiera (motosega, verricello, trattore, cippatrice),
- i mezzi per il trasporto,
- le infrastrutture per la rimessa dei mezzi utilizzati e dello stoccaggio,
- l'impianto di combustione (produzione caldaia e suo mantenimento e smaltimento).

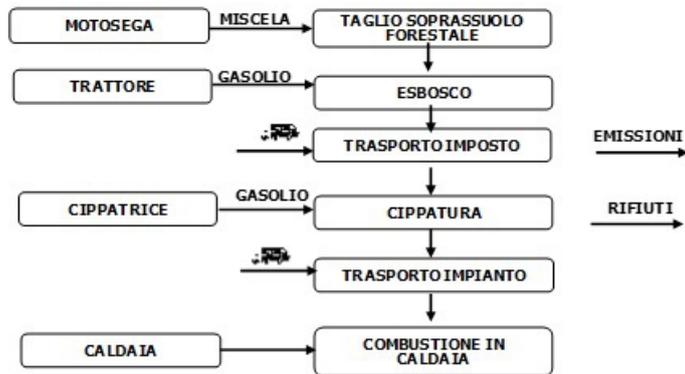


Figura 6.1. Diagramma di flusso, confini del sistema e schema input/output del ciclo di vita riguardante la filiera del cippato.

Qualità dei dati

Questa parte dello studio ha riguardato il monitoraggio e la rilevazione dei consumi di energia termica delle utenze, sia per il riscaldamento degli ambienti sia per la produzione di acqua calda sanitaria. In particolare, i dati primari sono stati ottenuti rilevando direttamente, nelle utenze oggetto d'indagine, la quantità e il tipo di combustibile utilizzato, il mix di tecnologie di conversione termica installate (caminetto, stufa a legna, caldaia a gasolio, stufa a pellet, ecc.) con il relativo rendimento ed ore di utilizzo⁸.

Inoltre i dati rilevati sono stati la quantità di energia utilizzata nel sistema produttivo (energia elettrica, idrocarburi) e nel sistema di trasporto (idrocarburi). Come unità di misura dei combustibili utilizzati l'analisi ha considerato le tonnellate di legna da ardere, cippato e pellets, i litri di gasolio e i mc di GPL.

Per quanto concerne i composti inquinanti, nel sistema ex-ante rete TLR, come dati primari, sono stati utilizzati valori basati su dati bibliografici, mentre nel sistema ex-post rete TLR sono stati effettuati campionamenti diretti sulla canna fumaria con strumento campionatore elettrochimico per le analisi gassose e con metodo gravimetrico con impattore multistadio IMMS per l'analisi delle polveri, con particolare attenzione al valore di particolato (Particular Matter PM). Gli altri composti gassosi rilevati dal monitoraggio hanno riguardato il monossido di carbonio (CO), gli ossidi di azoto (NO_x), gli ossidi di zolfo (SO_x), i composti del cloro, i composti organici volatili (COV), e tra questi in particolare il metano (CH₄) che risulta essere un potente gas ad effetto serra.

I dati primari sono stati implementati con l'utilizzo di banche dati specifiche come la Ecoinvent 3.0 (www.ecoinvent.ch), che rappresenta una delle più utilizzate a livello europeo.

⁸ Nel caso dell'utilizzo della legna da ardere la presente valutazione ha dovuto considerare differenti parametri di rendimento (μ) in base alla tecnologia di conversione energetica utilizzata, in particolare per l'impiego di legna da ardere in stufa è stato considerato un rendimento pari al 70% ($\mu=70\%$), nel caso di utilizzo di caminetto chiuso $\mu=50\%$ e in caso di caminetto aperto $\mu=30\%$.

Analisi degli impatti: tipologie di impatti e metodologie

Per l'elaborazione dei risultati, ai fini dello studio, il metodo di valutazione utilizzato è stato il ReCiPe V1.06 (2008). Questo ha permesso di indagare differenti categorie di impatto, ognuna delle quali ha uno specifico fattore di caratterizzazione, ad esempio per l'analisi dell'indicatore sul cambiamento climatico è stata impiegata la metodologia IPCC 2013 GWP100, che consente il calcolo del Carbon Footprint (CF).

Di seguito una breve descrizione degli indicatori di impatto potenziale utilizzati nello studio, riportati anche in tabella 6.2 con le specifiche del metodo di riferimento:

Il cambiamento climatico. Il fattore di caratterizzazione del cambiamento climatico è il riscaldamento globale potenziale (GWP). L'unità di misura è il kg di CO₂ equivalenti.

La riduzione dello strato di ozono. Il fattore di caratterizzazione per strato di ozono rappresenta la distruzione dello strato di ozono stratosferico da emissioni antropiche dannose per l'ozono. L'unità di misura è il kg di CFC-11 equivalenti.

L'acidificazione del suolo. Il fattore di caratterizzazione per l'acidificazione del suolo è legato alle emissioni in aria di particolari sostanze acidificanti, quali ossidi di azoto e ossidi di zolfo. L'unità di misura è il kg di SO₂ equivalenti.

La tossicità per l'uomo e l'ecotossicità. Il fattore di caratterizzazione di tossicità per l'uomo ed ecotossicità riguarda la persistenza ambientale (danno) e l'accumulo nella catena alimentare umana (esposizione) e la tossicità (effetto) di una sostanza chimica. L'unità di misura è il kg 1,4-dichlorobenzen (1,4 DCB) equivalenti.

La formazione di particolato. Il fattore di caratterizzazione della formazione di particolato è la quantità di PM₁₀ emessi in atmosfera. L'unità di misura è il kg di PM₁₀ equivalenti.

L'occupazione del terreno agricolo. La quantità di terreno agricolo occupato per un certo periodo di tempo. L'unità di misura è il m²*anno.

La trasformazione del territorio naturale. La quantità di terreno naturale trasformato rispetto all'utilizzo originale. L'unità di misura è il m².

INDICATORE DI IMPATTO	UNITÀ DI MISURA	METODO DI RIFERIMENTO
Climate Change - Global Warming Potential (GWP 100)	kg CO _{2eq.}	Fattori di caratterizzazione dell'IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change - 2013
Ozone Depletion Potential (ODP)	kg CFC-11 _{eq.}	ReCiPe Midpoint (H). Steady-state ODPs 1999 as in WMO assessment
Terrestrial Acidification Potential (AP)	kg SO _{2eq.}	ReCiPe Midpoint (H)
Human Toxicity (HTP 100)	kg DCB _{eq.}	ReCiPe Midpoint (H)
Particular Matter Formation (PM)	kg PM _{10eq.}	ReCiPe Midpoint (H). RiskPoll model (Rabl e Spadaro, 2004) and Greco et al. (2007)
Agricultural land potential occupation	m ² * anno	ReCiPe Midpoint (H)
Natural land Trasformation	m ²	ReCiPe Midpoint (H)

Tabella 6.2. Categorie Midpoint e fattori di caratterizzazione utilizzati nello studio (fonte: ReCiPe 2008).

6.4. Risultati conseguiti e conclusioni

Lo studio, attraverso la metodologia LCA, ha effettuato due analisi degli impatti prodotti, la prima mettendo a confronto i due sistemi di approvvigionamento energetico, la seconda confrontando invece le singole filiere di produzione del combustibile.

Nella prima analisi, i risultati ottenuti si riferiscono ai due sistemi di approvvigionamento energetico utilizzati dalle utenze pubbliche e private prima (Ante-TLR) e dopo (Post-TLR) la realizzazione dell'impianto di teleriscaldamento a biomassa legnosa (cippato).

La tabella 6.3 mostra che nel sistema Ante-TLR la produzione di energia era suddivisa quasi in parti uguali tra combustibili fossili (53%), e combustibili rinnovabili (47%). Il

sistema Post-TLR, invece, presenta un mix energetico completamente caratterizzato da combustibili rinnovabili.

Interessante risulta anche il dato di energia consumata Ante-TLR (1648 MWh), rispetto a quella consumata Post-TLR (2264 MWh), con un incremento del 37%⁹.

I risultati, come si nota anche dall'analisi dei dati in figura 6.2, mostrano un miglioramento generale degli impatti passando dal vecchio al nuovo sistema, in particolare si nota un evidente miglioramento per la categoria d'impatto del cambiamento climatico, con una riduzione delle emissioni del 76%, corrispondenti a 169 kg di CO_{2eq} non immessa in atmosfera (Tab. 6.4 e Fig. 6.2). Altri miglioramenti evidenti hanno riguardato la riduzione dell'ozono (-81% di emissioni di CFC-11_{eq}), l'acidificazione terrestre (-31% di SO_{2eq} immesso in atmosfera), la tossicità per l'uomo (-55% di 1,4-DCB_{eq}) e la formazione di particolato, con una riduzione del 28% delle emissioni di PM₁₀ rispetto alla situazione pregressa (Tab. 6.4 e Fig. 6.2). La riduzione delle emissioni di PM₁₀ e SO_x hanno effetti diretti sulla salute umana garantendo una minore frequenza di malattie cardiovascolari e di casi di tumore ai polmoni (Kim et al., 2011).

Lo studio mostra come, passando dal vecchio al nuovo sistema di approvvigionamento energetico, le categorie di impatto sull'occupazione del territorio agricolo e sulla trasformazione del territorio naturale, hanno riscontrato un incremento rispettivamente del 78% e del 60% (Tab. 6.4 e Fig. 6.2). Questo dato, può essere analizzato, riferendoci al nostro caso di studio, come una valutazione positiva, in quanto un maggiore valore di territorio occupato e trasformato indica una maggiore superficie forestale gestita, con aspetti positivi a livello di governo del territorio.

Nella seconda analisi, i risultati ottenuti dal confronto sulle singole filiere, all'interno di ogni categoria analizzata, dimostrano come per il cambiamento climatico e la riduzione di ozono (Tab. 6.5 e Fig. 6.3) la filiera maggiormente impattante risulti essere quella del gasolio, seguita da quella del GPL; mentre è interessante notare come le emissioni dovute alla filiera del cippato, e anche a quella del pellet, risultino 10 volte inferiori rispetto al gasolio in entrambe le categorie analizzate.

Utenze Pubbliche-Private	Ante-TLR			Post-TLR		
	quantità consumata	energia (MWh)	%	quantità consumata	energia (MWh)	%
Cippato (t)	0,00	0,00		868,00	1934,00	85,39
Legna da ardere (t) 30% ¹⁰	229,88	241,00	14,62	119,80	129,82	5,73
Legna da ardere (t) 50% ¹¹	29,87	52,19	3,17	20,72	37,42	1,65
Legna da ardere (t) 70% ¹²	171,96	420,65	25,51	58,55	148,04	6,54
Pellet (t)	8,26	42,70	2,59	3,36	15,51	0,68
Gasolio (l)	39803,21	347,47	21,08	0,00	0,00	0,00
GPL (mc)	21322,66	544,64	33,04	0,00	0,00	0,00
Energia complessiva (MWh/anno)		1648,65	100,00		2264,79	100,00

Tabella 6.3. Quantità consumata ed energia prodotta riferita ai sistemi Ante-TLR e Post-TLR rispetto al combustibile utilizzato.

⁹ Si determina quindi un incremento di benessere termico, in particolare riconducibile ad una riduzione (€/MWh) dei costi di produzione dell'energia termica (Marinelli et al., 2012).

¹⁰ Si riferisce al rendimento energetico (μ) nel caso di utilizzo di caminetto chiuso $\mu=50\%$.

¹¹ Si riferisce al rendimento energetico (μ) della legna da ardere in stufa $\mu=70\%$.

Categorie d'impatto	Unità	Post TLR	Ante TLR	Diff. Ante-Post	Diff. (%)
Climate change	kg di CO _{2eq}	51.333547	220.786890	-169.453343	-76.75
Ozone depletion	kg di CFC-11 _{eq}	0.000008	0.000042	-0.000034	-81.00
Terrestrial acidification	kg di SO _{2eq}	0.544122	0.789430	-0.245307	-31.07
Human toxicity	kg di 1,4 DCB _{eq}	11.815976	26.659590	-14.843614	-55.68
Particulate matter formation	kg di PM _{10eq}	0.365404	0.508783	-0.143380	-28.18
Agricultural land occupation	m ² a	1267.523700	711.113180	556.410520	78.25
Natural land trasformation	m ²	0.003045	0.001902	0.001142	60.05

Tabella 6.4. Potenziali impatti ambientali dei due sistemi Ante-TLR e Post-TLR per la produzione di energia (UF=1MWh).

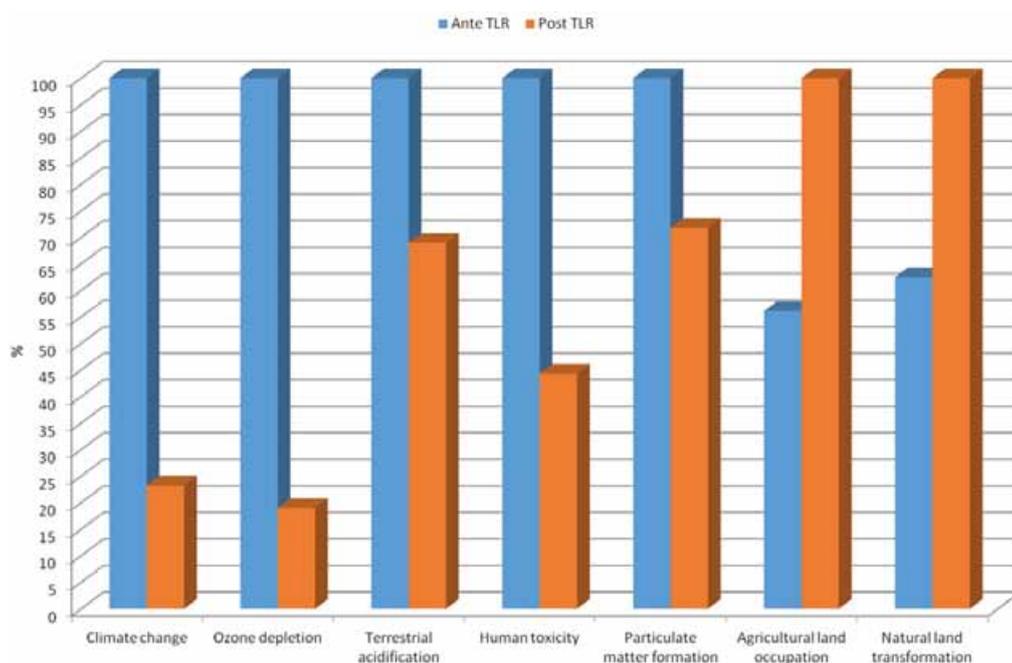


Figura 6.2. Confronto tra i due sistemi analizzati Ante-TLR e Post-TLR rispetto agli indicatori ambientali utilizzati.

Nelle categorie di impatto sull'acidificazione del suolo, sulla tossicità per l'uomo, sulla formazione di particolato, sulla trasformazione del territorio naturale e sull'occupazione del terreno agricolo, i valori di incidenza maggiori si riscontrano nella filiera della legna da ardere (Tab. 6.5 e Fig. 6.3), in particolare in quella della legna impiegata in sistemi poco efficienti (legna da ardere $\mu=30$).

Analizzando in dettaglio le singole categorie d'impatto, i risultati mostrano per il cambiamento climatico (*Climate Change*, Fig. 6.4a), cioè l'indice GWP, come il gasolio sia il combustibile che immette maggiori emissioni in atmosfera con 367 kg di CO_{2eq} per MWh termico prodotto, risultando in accordo con studi effettuati da Wihersaari (2005) che ha riscontrato emissioni di 310 kg/MWh. Lo stesso autore individua in 260 kg/MWh le emissioni per il GPL, concordando con i 277 kg/MWh trovati nell'analisi del presente studio, e confermati da ulteriori ricerche dove si riscontrano valori di 288 kg/MWh (Pucker et al., 2012) e 280 kg/MWh (Wilnhammer et al., 2015).

Interessante risulta anche l'analisi delle emissioni della filiera del cippato, con un dato di 39,1 kg di CO_{2eq} per MWh termico prodotto (-89% rispetto alla filiera del gasolio). Questo

valore risulta concorde ai 45 kg/MWh prodotto (Pucker et al., 2012) utilizzando residui forestali e ai 32 kg/MWh (Wilnhammer et al., 2015) per la produzione di calore con cippato. Inoltre, la bontà dell'analisi, trova ulteriori conferme da studi effettuati da Hansen et al. (2013) che individua un quantitativo di emissioni pari a 43,2 kg/MWh e da Jenssen et al. (2014) con un valore di 27 kg/MWh, dato ottimo ma ottenuto con una caldaia da 2,5 MW di potenza, superiore agli standard analizzati nello studio e molto probabilmente con un rendimento più efficiente.

Anche nella categoria di impatto sulla riduzione dello strato di ozono (*Ozone depletion*, Fig. 6.4b), l'analisi dei risultati mostra come il gasolio sia il combustibile con maggior emissioni (78 mg di CFC-11_{eq.} ogni MWh termico prodotto) e attraverso la filiera del cippato si ottiene una diminuzione di emissioni del 92% (6 mg/MWh).

La legna da ardere $\mu=30$ (minor rendimento), invece, risulta essere la più impattante per le categorie dell'acidificazione del suolo (*Terrestrial acidification*, Fig. 6.4c), della formazione di particolato (*Particulate Matter Formation*, Tab. 6.5) e della tossicità per l'uomo (*Human toxicity*, Fig. 6.4d).

In queste categorie la filiera del cippato dimostra ottimi miglioramenti, in particolare, considerando l'acidificazione del suolo si ha una riduzione del 73% delle emissioni di SO_{2eq.}, mentre per la formazione di particolato la riduzione arriva ad un 82% di emissioni di PM₁₀. Riguardo all'impatto sulla tossicità per l'uomo, questa filiera mostra emissioni di 4,23 kg di DCB_{eq.} a MWh termico prodotto (-95%), in accordo con gli studi di Pierobon et al. (2015), dove si riscontrano emissioni di 4,18 kg/MWh.

Nell'analisi degli indicatori che riguardano la trasformazione del territorio naturale (*Natural land transformation*, Fig. 6.4e), e l'occupazione del terreno agricolo (*Agricultural land occupation*, Tab. 6.5), la filiera del cippato ricopre una funzione di maggiore superficie forestale gestita rispetto i combustibili fossili, mentre risulta inferiore riferendoci alla legna da ardere $\mu=30$.

Categorie d'impatto	Unità	Gasolio	GPL	Legna 30	Legna 50	Legna 70	Pellet	Cippato
Climate change	kg di CO _{2eq.}	367.14751	276.88327	186.10196	111.661180	79.757982	32.728087	39.093383
Ozone depletion	kg di CFC-11 _{eq.}	0.000078	0.000054	0.000028	0.000017	0.000012	0.000004	0.000006
Terrestrial acidification	kg di SO _{2eq.}	0.780889	0.498421	1.649682	0.989809	0.707007	0.282523	0.450918
Human toxicity	kg di 1,4 DCB _{eq.}	6.957597	4.348112	84.726737	50.836042	36.311459	19.202096	4.232586
Particulate matter formation	kg di PM _{10eq.}	0.205185	0.170031	1.465303	0.879182	0.627987	0.274451	0.262262
Agricultural land occupation	m ² a	0.590455	0.375356	2562.6785	1537.6071	1098.2908	283.79116	1196.2038
Natural land transformation	m ²	0.000192	0.000136	0.006306	0.003784	0.002703	0.003301	0.002836

Tabella 6.5. Potenziali impatti ambientali dei singoli combustibili utilizzati per la produzione di energia (UF=1MWh).

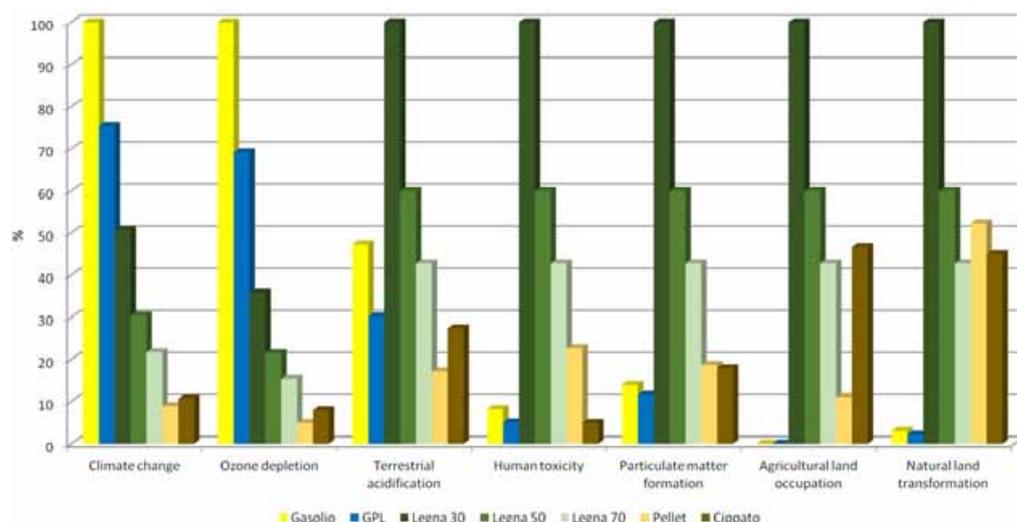


Figura 6.3. Confronto tra i singoli combustibili analizzati rispetto agli indicatori ambientali utilizzati.

In conclusione, il presente lavoro conferma come l'approccio LCA risulti un buon metodo per supportare la scelta del sistema di riscaldamento a minor impatto. In particolare, questo approccio permette un'indagine approfondita delle diverse categorie di impatto ambientale, in grado di superare analisi parziali o valutazioni incomplete.

In questo studio si nota come lo spostamento del consumo interno verso impianti di teleriscaldamento centralizzato consente una riduzione di emissioni di gas serra e una sostanziale diminuzione delle emissioni di sostanze tossiche in atmosfera. Inoltre, nel settore residenziale, la sostituzione dei vecchi apparecchi di combustione con nuovi ad alta efficienza e basse emissioni portano ad una rilevante riduzione degli impatti sulla qualità dell'aria.

In definitiva, un maggiore utilizzo di energia da biomassa contribuisce a ridurre da un lato le emissioni di CO₂, e dall'altro la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili, che sono in genere gli obiettivi primari delle politiche energetiche attuali.

Tuttavia, ancora oggi, sono necessari incentivi per promuovere moderne tecnologie a biomassa, in particolare, al fine di compensare i maggiori costi che questi ancora hanno, rispetto a sistemi a combustibili fossili, e per accelerare la transizione dai sistemi d'approvvigionamento termico tradizionali a sistemi innovativi basati su energie rinnovabili (Madlener e Koller, 2007; Verma et al., 2009).

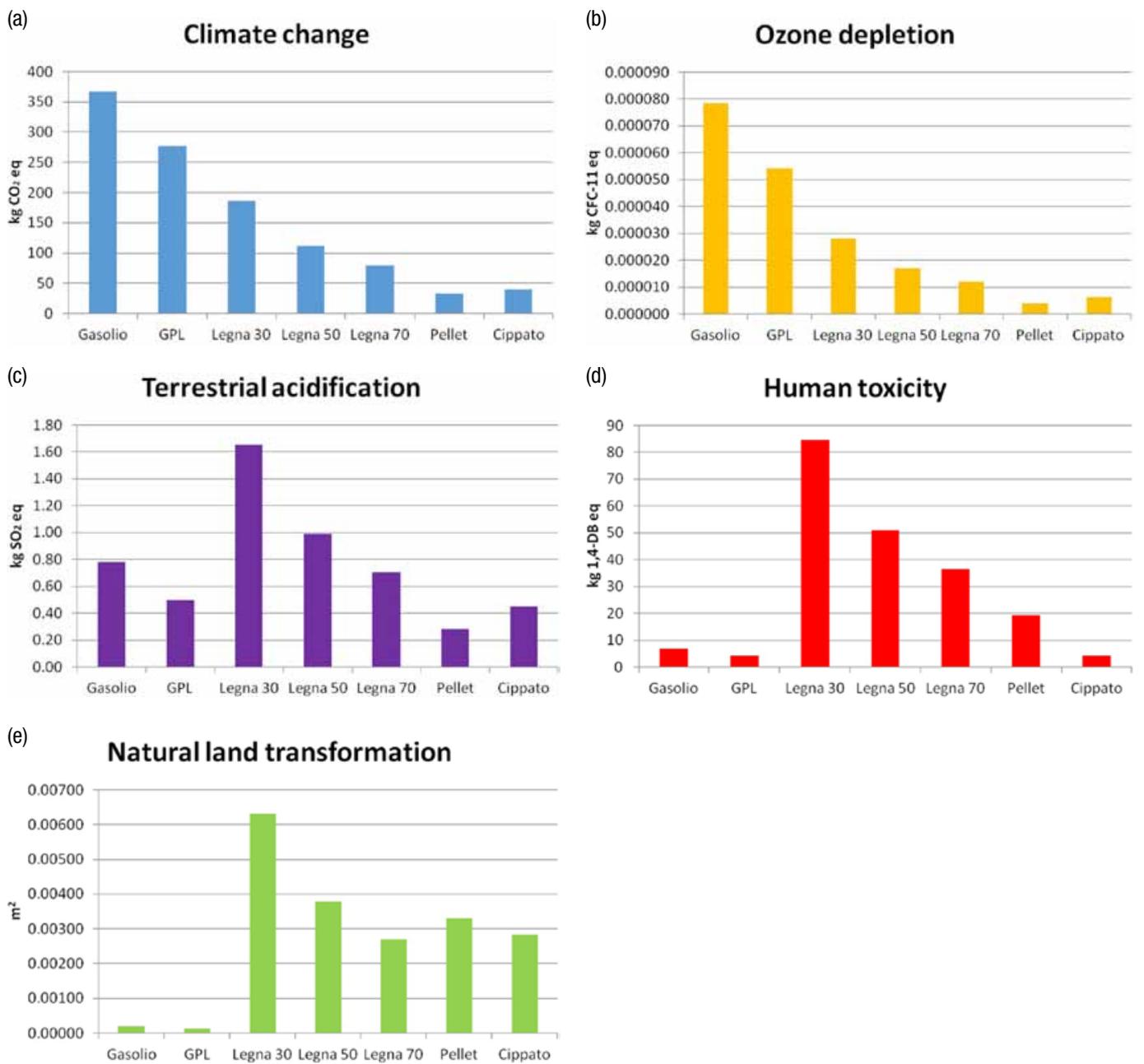


Figura 6.4. Confronto degli impatti sul riscaldamento globale (a), riduzione dello strato di ozono (b), acidificazione del suolo (c), tossicità per l'uomo (d) e trasformazione del territorio naturale (e) rispetto ai combustibili utilizzati (UF=1MWh).

Bibliografia

- Boustead I., 1996. LCA. *How It came about, the beginning in the UK*, v.1, n°3, 147-150.
- Boustead I., Hancock G., 1979. *Handbook of Industrial Energy Analysis*, The open University, Milton Keynes, Hellis Horwood Limited, Chichester, West Sussex; England.
- BOUSTEAD CONSULTING LTD. (1997) "Il Boustead Model". Ufficio italiano, Torino.
- Caserini S., Livio S., Giuliano M., Grosso M., Rigamonti L., 2010. *LCA of domestic and centralized biomass combustion: the case of Lombardy (Italy)*. Biomass and Bioenergy 34, 474-482.
- Chiaromonte D., Recchia L., 2010. *Is life cycle assessment (LCA) a suitable method for quantitative CO2 saving estimations? The impact of field input on the LCA results for a pure vegetable oil chain*". Biomass and Bioenergy 34, 787-797.
- Esteban B., Riba J-R., Baquero G., Puig R., Rius A., 2014. *Environmental assessment of small-scale production of wood chips as a fuel for residential heating boilers*. Renewable Energy 62, 106-115.
- Hansen A., Meyer-Aurich A., Prochnow A., 2013. *Greenhouse gas mitigation potential of a second generation energy production system from short rotation poplar in Eastern Germany and its accompanied uncertainties*. Biomass and Bioenergy 56, 104-115.
- Jenssen T., König A., Eltrop L., 2014. *Bioenergy villages in Germany: Bringing a low carbon energy supply for rural areas into practice*. Renewable Energy 61, 74-80.
- Kim K.H., Jahan S.A., Kabir E., 2011. *A review of diseases associated with household air pollution due to the use of biomass fuels*. Journal of hazardous materials 192, 425-431.
- Kjällstrand J., Olsson M., 2004. *Chimney emissions from small-scale burning of pellets and fuel wood-examples referring to different combustion appliances*. Biomass and Bioenergy; 27(6), 557-561.
- Li Ma, 2011. *Comparison of LCA between using forest based wood and natural gas for industrial heating*. Course "Biomass life Cycle Analysis", Penn State Biomass energy center, Pennsylvania state University, July 26.
- Madlener R., Koller M., 2007. *Economic and CO2 mitigation impacts of promoting biomass heating systems: an input-output study for Vorarlberg, Austria*. Energy Policy 35, 6021-6035.
- Marinelli A., Fagarazzi C., Tirinnanzi A., 2012. *Valutazione degli effetti economici, ambientali e territoriali di alcune filiere biomassa-energia presenti in Toscana*. Rivista di studi sulla sostenibilità.
- Obernberger I., Thek G., 2004. *Physical characterisation and chemical composition of densified biomass fuels with regard to their combustion behaviour*. Biomass and Bioenergy; 27, 653-669.
- Pierobon F., Zanetti M., Grigolato S., Sgarbossa A., Anfodillo T., Cavalli R., 2015. *Life cycle environmental impact of firewood production - A case study in Italy*. Applied Energy 150, 185-195.
- Pucker J., Zwart R., Jungmeier G., 2012. *Greenhouse gas and energy analysis of substitute natural gas from biomass for space heat*. Biomass and Bioenergy 38, 95-101.
- Recchia L., Cini E., 2005. *Life cycle analysis for a comparison between energy from biomass and fossil for the requirement of a Chianti farm (Tuscany, Italy)*. Atti Conferenza.
- Rivela B., Hospido A., Moreira M. T., Feijoo G., 2006. *Life Cycle Inventory of Particleboard: a case study in the wood sector*. Int JLCA 11, 106-113.
- SETAC, 1993. Society of Environmental toxicology and chemistry. *Guidelines for Life- Cycle Assessment: a Code of Practice*, Brusse.
- Solli C., Reenaas M., Strømman A.H., Hertwich E.G., 2009. *Life cycle assessment of wood-based heating in Norway*. Int J Life Cycle Assess 14, 517-528.
- Valente C., Spinelli R., Hillring B.G., 2011. *LCA of environmental and socioeconomic impacts related to wood energy production in alpine conditions: Valle di Fiemme (Italy)*. Journal of Cleaner Production 19, 1931-1938.
- Verma V.K., Bram S., De Ruyck J., 2009. *Small scale biomass heating systems: standards, quality labelling and market driving factors-an EU outlook*. Biomass and Bioenergy 33, 1393-1402.
- Vinterback J., 2004. Pellet 2002: the first world conference on pellets. Biomass and Bioenergy; 27, 513-520.
- Whittaker C., Mortimer N., Murphy R., Matthews R., 2011. *Energy and greenhouse gas balance of the use of forest residues for bioenergy production in the UK*. Biomass and Bioenergy 35, 4581-4594.
- Wihersaari M., 2005. *Greenhouse gas emissions from final harvest fuel chip production in Finland*. Biomass and Bioenergy 28, 435-443.
- Wilnhammer M., Lubenau C., Wittkopf S., Richter K., Weber-Blaschke G., 2015. *Effects of increased wood energy consumption on global warming potential, primary energy demand and particulate matter emissions on regional level based on the case study area Bavaria (Southeast Germany)*. Biomass and Bioenergy 81, 190-201.

Capitolo 7

iBioNet: l'Osservatorio transfrontaliero sulle filiere biomassa-energia

Lo sviluppo del settore legno-energia ha generato negli ultimi anni numerose opportunità ma anche rischi. Da un lato le opportunità legate alle varie forme di incentivazione pubblica connesse alla produzione energetica da rinnovabili, dall'altro lato le difficoltà tecniche di progettazione e gestione dei primi impianti nonché i conflitti con le comunità locali non coinvolte nel processo decisionale o preoccupate per le eventuali alterazioni ambientali. A tali aspetti si aggiungono i molti interrogativi sulla reale disponibilità di prodotti legnosi locali per alimentare le nuove filiere. In questo contesto, assume particolare rilevanza la promozione di un modello economico virtuoso capace di conciliare sviluppo economico ed etica delle imprese locali garantendo la coerenza tra il core business delle "imprese rinnovabili", fondato su principi di sostenibilità ambientale ed uso efficiente delle risorse, ed il comportamento etico e responsabile delle imprese rispetto alla collettività.

Per favorire questo nuovo approccio al settore delle rinnovabili, è stato sviluppato l'Osservatorio transfrontaliero International Bioenergy Network - iBioNet con l'obiettivo di risolvere le varie criticità emerse in questi anni e di proporre modelli di sviluppo basati su approcci partecipativi ad elevata empatia territoriale.

iBioNet opera infatti al servizio delle comunità, promuovendo lo sviluppo delle energie rinnovabili nel rispetto dell'ambiente e delle collettività che in esso vivono. Il Leitmotiv di iBioNet è promuovere le filiere bosco-energia, le imprese e le comunità del territorio, favorendo lo sviluppo sinergico della produzione di energia con il presidio, la salvaguardia e la manutenzione del contesto locale.

L'idea nasce sulla base dell'esperienza conseguita dal gruppo di ricerca nell'ambito di due progetti Transfrontalieri Italia-Francia Marittimo denominati Biomass e Biomass Plus, sviluppati nel corso degli ultimi 4 anni.

L'Osservatorio iBioNet si configura come piattaforma di scambio e confronto di esperienze maturate dai diversi attori che operano nel settore legno-energia.

Le attività di monitoraggio remoto, il laboratorio di analisi e la piattaforma web con applicativi a supporto della pianificazione e del monitoraggio (www.iBioNet.eu) rappresentano i capisaldi delle attività. L'idea nasce dalla collaborazione del Dipartimento GESAAF, dell'Università degli Studi di Firenze e del CNR Ibimet di Firenze con l'obiettivo di creare strumenti a supporto degli operatori sia pubblici che privati (Fig. 7.1).

"iBioNet opera al servizio delle comunità, promuovendo lo sviluppo delle energie rinnovabili garantendo la sostenibilità ambientale e sociale. iBioNet promuove le filiere legno-energia, le imprese e le comunità del territorio, favorendo lo sviluppo sinergico della produzione di energia con la manutenzione del contesto locale. L'energia da biomassa non solo come strumento per la riduzione delle emissioni climalteranti, ma anche come motore per il recupero delle attività di gestione forestale e dell'economia rurale."



Figura 7.1. La struttura di iBioNet.

7.1. Struttura e attività

Lo spin off iBioNet, assieme al GESAAF, ha investito molto in termini di accrescimento delle competenze ed in dotazioni strumentali. Attualmente può contare su una dotazione strumentale che permette la classificazione di qualità del cippato secondo la norma UNI EN ISO 17225-4 e la predisposizione delle relative attestazioni, nonché l'analisi, in tempo reale, delle emissioni gassose e delle polveri, la rilevazione con metodo gravimetrico delle polveri sottili, ovvero attraverso l'uso di impattore per la determinazione delle frazioni di particolato (PM_{10} , $PM_{2,5}$, $PM_{<2,5}$), il monitoraggio della qualità dell'aria (comprese le polveri $PM_{2,5}$) e del microclima locale (funzionale per l'ottimizzazione della localizzazione di centrali termiche di teleriscaldamento a biomassa).

Il gruppo di ricerca iBioNet ha ideato e realizza in proprio un sistema di monitoraggio remoto degli impianti a biomassa, chiamato Sensor Web Energy, che consente la verifica in tempo reale dei principali dati di funzionamento dell'impianto e l'individuazione di eventuali problemi gestionali.

Per il compimento delle proprie attività, l'Osservatorio basa la propria struttura su tre elementi fondamentali:

- una rete di Sensor Web Energy (SWE) rappresentata da infrastrutture di monitoraggio remoto installate presso gli impianti termici e cogenerativi alimentati a biomasse vegetali;
- una piattaforma web nella quale avvengono le elaborazioni e lo sviluppo di tutti gli applicativi funzionali al supporto degli operatori del settore.
- un laboratorio di analisi della qualità dei combustibili e delle emissioni

Le attività dell'Osservatorio iBioNet si focalizzano sia sull'analisi delle varie fasi produttive della filiera bosco-legno-energia, sia sull'analisi di eventuali problematiche ambientali verificatesi localmente (fig 7.2) mirando, in entrambi i casi, alla trasparenza dei processi produttivi.

L'Osservatorio iBioNet è uno strumento di ricerca, conoscenza e monitoraggio delle filiere bosco-legno-energia e degli effetti che l'avvio di tali filiere producono sul territorio. Il portale ibionet.eu rappresenta uno strumento di supporto alle decisioni per enti pubblici e per privati cittadini, in grado di fornire informazioni puntuali e in tempo reale su:

- la disponibilità di risorse forestali per uso energetico in un determinato territorio;
- la localizzazione e le caratteristiche degli impianti di teleriscaldamento alimentati a cippato realizzati o programmati;
- le performance energetiche ed economiche degli impianti;
- i possibili impatti locali conseguenti all'attivazione delle filiere;
- l'organizzazione delle filiere stesse;
- i dati climatici locali e della qualità dell'aria.



Figura 7.2. Struttura di iBioNet, funzioni e servizi offerti.

7.2. Funzioni e servizi dell'Osservatorio

7.2.1. Pianificazione e programmazione di nuovi impianti

Lo sviluppo sostenibile della filiera energetica delle biomasse di origine forestale richiede la valutazione della compatibilità tra domanda e offerta di biomasse legnose¹, valutando anche gli effetti cumulati della domanda di biomasse conseguenti alla presenza di impianti preesistenti sul territorio (Fig. 7.3). iBioNet ha censito e georeferenziato gli impianti di teleriscaldamento o di cogenerazione che operano in Toscana ed in Corsica. L'assenza di una obbligatorietà di comunicazione di avvio di nuove centrali può tuttavia pregiudicare le attività pianificatorie degli Enti locali in quanto non possono conoscere con precisione l'evoluzione della domanda di biocombustibili. Per rispondere a queste esigenze l'Osservatorio ha predisposto uno strumento innovativo, basato su un Sistema di Supporto Decisionale (DSS) localizzato sulla piattaforma iBioNet.eu capace di implementare le modifiche relative all'evoluzione dei prezzi di mercato dei biocombustibili e alle conseguenti modifiche dell'offerta di biomasse legnose. L'applicativo è così in grado di verificare la sostenibilità dei nuovi impianti a biomassa in relazione alle risorse disponibili sul territorio e alla preesistenza di altri impianti che già consumano biomasse (Fig. 7.4).

¹ Nell'ambito del progetto Biomass (www.biomassplus.eu) è stato infatti sviluppato un modello econometrico, su piattaforma GIS, denominato Green Energy Model (GEM): A GIS oriented model for the farm and the territory energy planning.



Figura 7.3. Esempio di risultato conseguito con l’interrogazione del sistema di supporto decisionale DSS per la pianificazione di nuovi impianti. La simulazione si basa su una richiesta di fattibilità (in termini di disponibilità di biomasse) di un nuovo impianto, localizzato nel comune di Barga, che ha un consumo annuo di 1500 t di cippato. Nello stesso bacino ci sono impianti che già consumano 4.140 t di cippato.

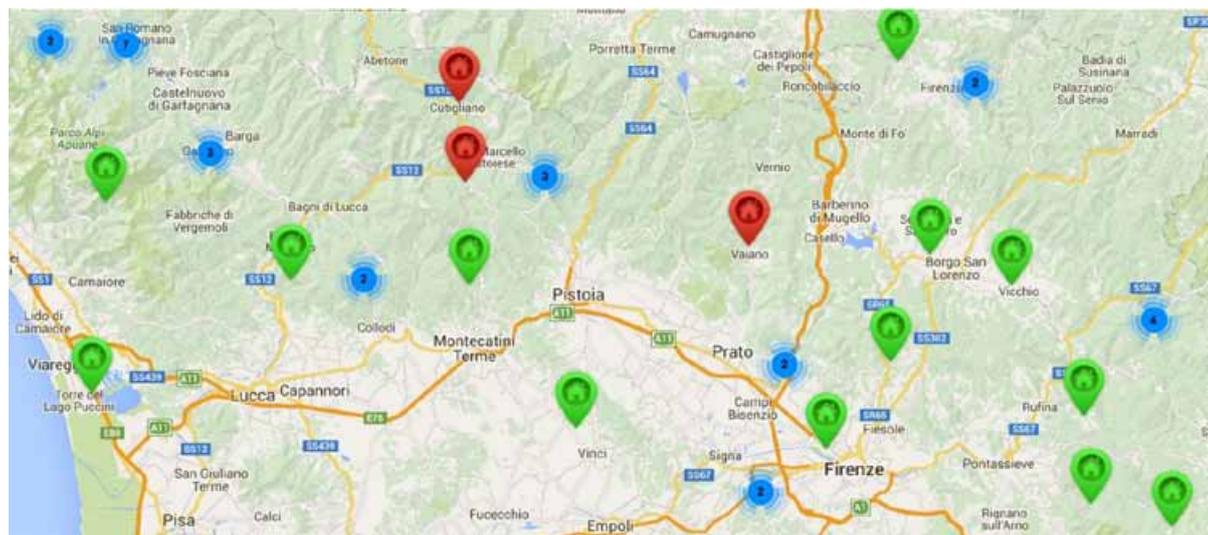


Figura 7.4. Estratto di mappa del censimento degli impianti realizzato e gestito dall’Osservatorio.

7.2.2. Monitoraggio degli impianti, delle filiere e dell’ambiente

L’Osservatorio, attraverso la piattaforma web e la rete di Sensor Web Energy² (SWE) (Fig. 7.5a), è in grado di effettuare un controllo in tempo reale degli impianti, ma anche di condividere, con le comunità locali, dati di rilevante interesse, quali: produzione energetica, consumi di biomassa, provenienza della biomassa, emissioni polveri sottili, metalli

² Tutti gli impianti termici e cogenerativi cofinanziati con il Programma Straordinario degli Investimenti della Regione Toscana (specifiche definite nell’all. 3 del bando relativo al programma degli investimenti sulla produzione di energia per le aree rurali Decreto 22 febbraio 2010 n. 691, L.R. 70/2005, D.C.R. 67/2009) sono tenuti al monitoraggio dell’impianto.

pesanti e benefici ambientali (riduzione CO_{2eq} , riduzione consumi combustibili fossili, ecc.). L'infrastruttura SWE³ è un innovativo sistema di monitoraggio per il controllo remoto delle caratteristiche produttive dell'impianto (quantità e qualità del cippato, quantità e qualità delle emissioni, energia prodotta, rendimento di sistema, energia elettrica consumata, temperature esterne, umidità dell'aria, ecc.). L'apparecchiatura ha un'architettura di tipo "aperto" integrabile ed installabile su qualsiasi tipo di impianto, anche già realizzato senza alcuna modifica idraulica o elettrica. Una delle principali caratteristiche è la "modularità" del sistema SWE, infatti sono stati sviluppati vari moduli di espansione per la misura di altri parametri di interesse quali, ad esempio: dati meteo (Fig. 7.5b) e di qualità dell'aria in grado di rilevare temperatura, umidità, pioggia, radiazione solare, ozono, CO e CO_2 , O_3 , NO_2 e polveri $PM_{2,5}$ (Fig. 7.6).

iBioNet ha attualmente collegato alla rete di monitoraggio 14 impianti⁴ (installati in Toscana, Sardegna e Corsica) e conetterà al proprio Network altri impianti alimentati a biomassa nei prossimi mesi. Le future installazioni saranno caratterizzate da una nuova versione della piattaforma Sensor Web Energy (SWE 3.0), basata su una unità microprocessore più potente, maggiore memoria interna ed una interfaccia di comunicazione con i sensori di tipo "intelligente", in grado di accettare varie tipologie di sensori, analogici o digitali, che renderanno l'apparato completamente configurabile ed in grado di essere adattato a qualsiasi esigenza di monitoraggio futura.



Figura 7.5. a) Sensor Web Energy (SWE) installato in Sardegna b) Modulo meteo Sensor Web Energy (SWE).

³ La centrale di monitoraggio remoto SWE è alloggiata in un contenitore stagno IP67. Può essere installata sia all'interno che all'esterno delle centrali termiche. Il sistema è dotato di una serie di apparati modulari per l'invio in rete dei dati quali modulo GPRS 3G, modulo WI-fi e modulo ethernet. Il dato viene inviato al web-server ogni 2 minuti in modo da avere un monitoraggio in tempo reale dell'impianto.

⁴ Il primo impianto di monitoraggio remoto SWE sperimentale ha funzionato durante l'inverno 2013/2014 (www.iBioNet.eu).

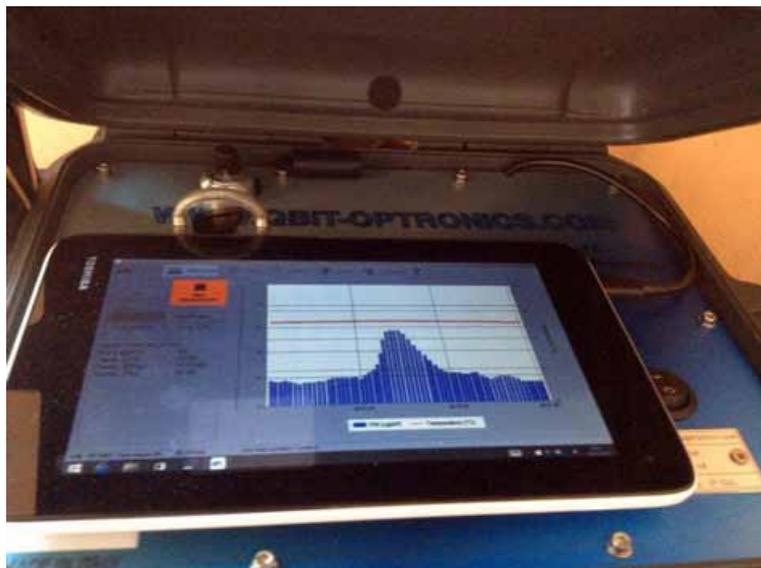


Figura 7.6. Modulo qualità dell'aria, sistema di rilevazione delle polveri ($PM_{2.5}$).

L'attività di monitoraggio (Fig. 7.7) può dare un contributo significativo alle conoscenze delle pratiche gestionali degli impianti e pertanto accrescere il livello di preparazione dei gestori, capitalizzando tutte le esperienze portate avanti dagli Enti Pubblici⁵.

L'attività di monitoraggio degli impianti e delle filiere permette la redazione di periodici rapporti finalizzati alla verifica della sostenibilità economica, sociale e ambientale degli impianti stessi. La pubblicazione di rapporti periodici relativi a tutti questi dati potrà favorire la trasparenza e la conseguente condivisione delle conoscenze sia a livello tecnico-scientifico sia a livello di informazione ai cittadini. Per tali motivi soggetti privati e Pubbliche Amministrazioni possono utilizzare l'Osservatorio iBioNet come uno strumento per fare chiarezza e contribuire ad abbattere la diffidenza delle comunità locali. La gestione del consenso e l'accettabilità sociale degli impianti è, infatti, un tema fondamentale della governance delle filiere.



Figura 7.7. Esempio di grafico in tempo reale della potenza istantanea di un impianto monitorato.

⁵ Come accade in Austria, ogni impianto finanziato dall'Ente Pubblico dovrebbe essere obbligatoriamente sottoposto a monitoraggio (Madlener 2007).

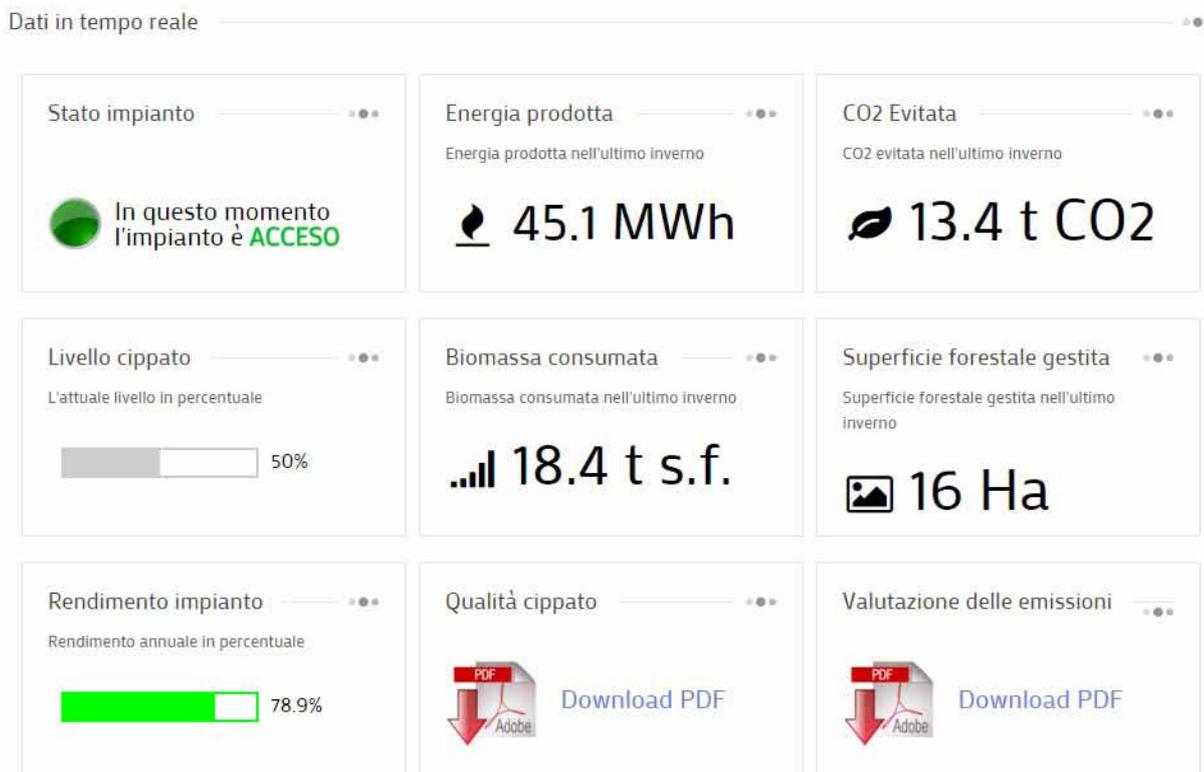


Figura 7.8. Esempio di indicatori di funzionamento e di performance dell'impianto monitorato.

7.2.3. Valutazione delle filiere e della qualità del cippato

L'attività di monitoraggio delle filiere biomassa-energia ha evidenziato anche l'esigenza di sviluppare un idoneo sistema di valutazione che possa fornire indicazioni su qualità e origine dei combustibili utilizzati nelle filiere.

Pertanto, l'Osservatorio ha predisposto un sistema di valutazione costituito sia da standard tradizionali (su base norma UNI ISO 17225-4) (Figg. 7.9 e 7.10) sia da un innovativo processo valutativo, capace di garantire risultati efficaci a costi estremamente contenuti per gli attori della filiera. L'Osservatorio prevede una serie di strumenti diretti ad attestare:

- la provenienza dei prodotti, al fine di assicurare l'approvvigionamento locale e la gestione sostenibile dei tagli;
- la qualità del cippato, finalizzata a garantire il riconoscimento di un "appropriato prezzo" (si veda il "Protocollo di intesa per la definizione delle caratteristiche merceologiche della biomassa agroforestale da utilizzare negli impianti di teleriscaldamento e/o cogenerazione") per l'impresa di utilizzazione forestale;
- l'affidabilità, competenza e legalità delle imprese.



Figura 7.9. Definizione del potere calorifico (UNI EN 14918).



Figura 7.10. Definizione della classe granulometrica (UNI EN 15149-1).

7.2.4. Verifica della qualità delle emissioni gassose e solide

La dotazione strumentale di iBioNet prevede anche attrezzature per il controllo delle emissioni degli impianti a biomassa. Infatti al fine di garantire l'efficienza dell'impianto e la valutazione degli effetti ambientali locali, l'Osservatorio verifica periodicamente le emissioni prodotte dagli impianti che aderiscono al Network (secondo gli standard UNI di riferimento) (Figg. 7.11 e 7.12). Attraverso misure indipendenti iBioNet rileva le emissioni gassose, le polveri al camino e la qualità delle ceneri prodotte. Infine l'Osservatorio realizza un rapporto volto a verificare l'evoluzione delle emissioni locali nella situazione ex-ante ed ex-post realizzazione di un impianto alimentato a biomassa.



Figura 7.11. Campionamento delle polveri al camino (UNI EN 13284-1).



Figura 7.12. Misura istantanea delle polveri al camino.

7.2.5. Monitoraggio riduzione CO₂

Nell'ottica delle politiche europee, anche la Regione Toscana⁶ è invitata ad incrementare la produzione energetica da fonti rinnovabili e, nel contempo, a garantire al rispetto degli obiettivi strategici "20-20-20"⁷.

L'Osservatorio, attraverso il monitoraggio permanente degli impianti e delle filiere, può contribuire alla rilevazione in tempo reale delle emissioni di CO_{2eq} relative agli impianti energetici a cippato. Questo applicativo si configura quale strumento capace di monitorare la riduzione delle emissioni di gas climalteranti a seguito della messa in funzione degli impianti. Ciò potrebbe permettere anche di verificare la reale efficacia delle politiche intraprese per la riduzione delle emissioni.

7.3. L'Osservatorio transfrontaliero iBioNet: primi risultati

La missione dell'Osservatorio iBioNet è quella di favorire lo sviluppo delle filiere corte biomassa-energia e verificarne costantemente la compatibilità e la sostenibilità ambientale, economica e sociale. Le attività sviluppate da iBioNet si rivolgono alle Pubbliche Amministrazioni, alle comunità locali e a tutti gli attori che intervengono nella filiera biomassa-energia.

L'Osservatorio, attraverso i suoi applicativi e le sue attività scambio, animazione e benchmarking, è in grado di verificare in tempo reale la sostenibilità dei nuovi impianti a biomassa in relazione alle risorse disponibili sul territorio. A tal proposito una delle maggiori criticità è l'assenza di un registro regionale degli impianti termici alimentati a cippato, pertanto potrebbe essere opportuno integrare il presente assetto normativo prevedendo una comunicazione obbligatoria dell'attivazione di tali impianti anche sotto soglia autorizzativa.

Il DSS dedicato alla pianificazione e programmazione di nuovi impianti, potrà essere utile sia per gli Enti preposti al Governo del Territorio sia per privati che intendono investire sulla filiera energetica delle biomasse, poiché potranno avere un'utile indicazione sulla reale sostenibilità dell'iniziativa rispetto alla disponibilità potenziale di biomasse locali.

L'innovazione tecnologica del Sensor Web Energy risolve il problema del monitoraggio degli impianti. Questo sistema, realizzabile con costi contenuti, è adattabile ad ogni impianto di qualsiasi marca e tecnologia. Il SWE consente l'individuazione di eventuali malfunzionamenti dell'impianto, non altrimenti identificabili, e costituisce un valido strumento di controllo delle performances energetico-ambientali dell'impianto per gestori, proprietari e comunità locali.

Le potenzialità del SWE appaiono molto interessanti, anche se la sua diffusione rimane attualmente legata a progetti di ricerca e finanziamenti pubblici di diversa natura.

L'esperienza di monitoraggio insegna che un aspetto significativo nella gestione degli impianti è il limitato scambio di informazioni sia tra gli addetti ai lavori, sia tra la comunità scientifica e operatori del settore. L'Osservatorio, attraverso la costruzione del Network, favorisce la diffusione delle esperienze, permettendo il superamento di errori cronici nel-

⁶ Decreto 15 marzo 2012. Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle provincie autonome (c.d. Burden Sharing). Obiettivo nazionale: settore elettrico obiettivo del 26%; settore termico obiettivo del 17%; settore trasporti obiettivo del 7%.

⁷ Direttiva 2009/28/CE

la progettazione e nell'organizzazione delle filiere che posso pregiudicare la sostenibilità economica dell'investimento.

iBioNet propone strumenti e metodologie che consentano di uniformare le attività di monitoraggio degli impianti al fine di comparare i risultati finanziari ed economico-ambientali.

L'Osservatorio, attraverso la sua attività ed i suoi applicativi, favorisce la diffusione delle tecnologie legate alla filiera bio-energetica ed ai relativi processi produttivi tentando di colmare la scarsa conoscenza sulle tecnologie (caldaie, cogeneratori, reti di teleriscaldamento, ecc.) e delle relative opportunità economiche.

Infine iBioNet affronta il tema dell'accettabilità sociale degli impianti a biomassa. La realizzazione di nuovi impianti a biomassa viene sempre più spesso osteggiata dalle popolazioni locali. L'Osservatorio, attraverso il proprio operato, consente la trasparenza dei processi produttivi contribuendo alla diffusione del consenso e dell'accettabilità sociale di iniziative imprenditoriali che fanno delle energie rinnovabili e dello sviluppo sostenibile il proprio business ma anche la propria mission. Concludiamo, ricordando un detto di un anonimo autore:

“Non inquinare. I pianeti buoni sono difficili da trovare!!”, iBioNet, green future in your hands.