

AESTIMUM 62, Giugno 2013: 1-28

Severino Romano
Mario Cozzi
Francesco Di Napoli
Giovanna Catullo

Valutazione della sostituibilità tra fonti energetiche e strategia di impiego delle biomasse in Basilicata

Università degli Studi della Basilicata

*E-mail: severino.romano@unibas.it
mario.cozzi@unibas.it
francesco.dinapoli@unibas.it
giovannacatullo@gmail.com*

Keywords: biomass; agro-energetic chain; district heating systems

Parole chiave: biomasse; filiera agro-energetica; teleriscaldamento

JEL: Q21; Q23;

The biomass could be used within a regional system of production and consumption of energy, based on availability of local resources. The purpose of this work is to perform a technical and economic evaluation of the substitution of fossil fuels (natural gas) with renewable biomass. This is possible by creating a district heating systems, based on forestry management. The potential energy supply was estimated and compared with the energy consumption of natural gas, in order to evaluate the economic convenience of replacing fossil fuel with energy from renewable sources.

Through the use of economic indicators we have assessed the economic convenience of the investment between production costs and market prices for heating energy.

1. Introduzione

Il mercato dell'energia sta conoscendo forti mutamenti in seguito ai processi di liberalizzazione, alle tensioni sui mercati petroliferi e all'impulso dato alla produzione di energia da fonti rinnovabili. In particolare le azioni e gli obblighi di riduzione sottoscritti con la ratifica del Protocollo di Kyoto (la cui fase attuativa sarebbe dovuta terminare nel 2012) dovrebbero continuare fino al 2020 senza grosse variazioni, almeno da quanto emerge dall'ultimo vertice sul clima svoltosi a DOHA, in Qatar, che ha dato vita ad una seconda fase, nota come Kyoto 2, in vista di un accordo internazionale per il 2020. La sottoscrizione di Kyoto 2 ha visto però la sola partecipazione dei paesi dell'UE, Svizzera, Norvegia e Australia (responsabili del solo 15% delle emissioni) mentre ha visto l'astensione di Stati Uniti, Giappone, Canada ed altri paesi. Di fatti, il vertice sui cambiamenti climatici di Doha non ha determinato nessun aumento dei tagli alle emissioni da combustibili fossili e nessun impegno finanziario tra il 2013 e il 2015 a favore dei paesi poveri per adattarsi ai cambiamenti climatici, a dispetto delle aspettative di molti.

Tra le fonti rinnovabili sono comprese le biomasse definite dal D.L. 387/2003 come "la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani" (Decreto Legislativo 29 Dicembre 2003 N. 387-Attuazione della Direttiva 2001/77/CE).

Nel panorama delle fonti energetiche rinnovabili (FER), le biomasse rappresentano forse l'esempio più eclatante di fattore di sviluppo legato alla green eco-

nomy, che tende a coniugare la redditività dell'investimento con positive ricadute in termini di presidio territoriale, gestione sostenibile delle risorse agroforestali, attivazione di nuova imprenditoria sul territorio, ecc.

Infatti, al contrario della produzione di energia da fotovoltaico ed eolico, che sono tipici investimenti capital intensive a forte redditività e a scarso impiego di manodopera, le biomasse, grazie alla loro estrema diversificazione per comparto di provenienza e grazie al loro forte legame con il territorio, permettono l'instaurarsi di fattori positivi a livello locale, in termini di occupazione, della cura e manutenzione del territorio e di utilizzo ottimale delle risorse agro-forestali.

Lo sfruttamento delle biomasse è limitato però da determinati fattori strettamente legati alla loro natura:

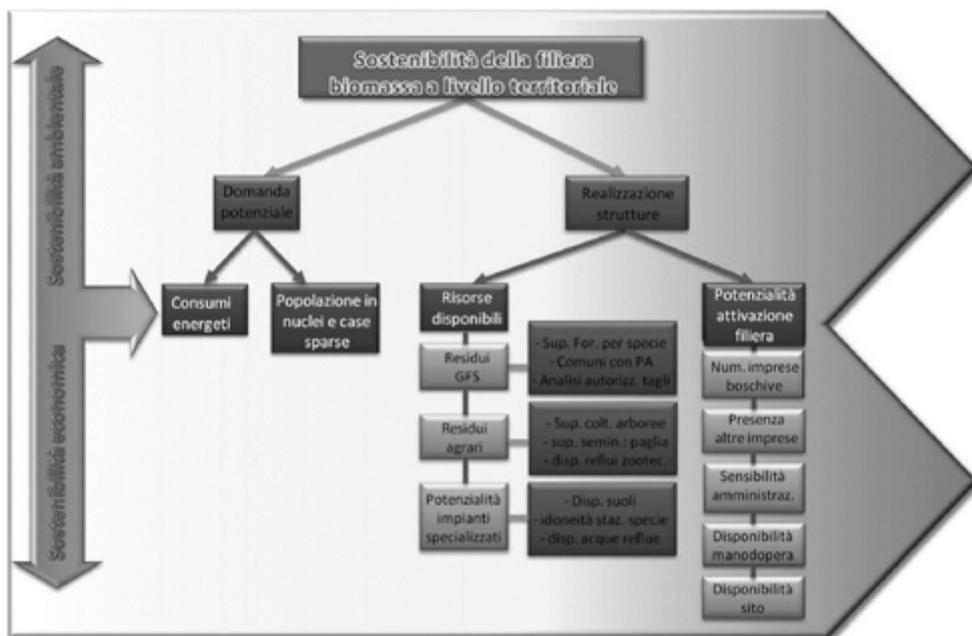
- disponibilità temporale: le biomasse non sono disponibili in ogni momento dell'anno. Basti pensare ad esempio a tutte quelle che derivano da colture stagionali, la cui raccolta avviene in un determinato periodo dell'anno;
- densità spaziale: al contrario dei combustibili tradizionali, che si trovano generalmente in giacimenti di grandi dimensioni, la produzione di biomasse avviene su aree molto estese, ad eccezione delle coltivazioni energetiche dedicate (erbacee ed arboree).
- incidenza ambientale: in linea teorica è possibile affermare che lo sfruttamento delle biomasse per fini energetici non concorre all'effetto serra. Nella pratica è però osservabile che tante attività, necessarie al compimento del processo produttivo e di trasformazione, richiedono importanti quantitativi di energia esterna con conseguenti ripercussioni in termini di emissioni climalteranti.

Per tali motivi risulta che gli impianti a biomasse meglio si prestano ad alimentare apparati di piccole dimensioni. Naturalmente il tutto passa attraverso un'attenta progettazione e dimensionamento del centro di trasformazione e della relativa filiera, che devono essere eseguite perseguendo due principi fondamentali: quello della sostenibilità ambientale e quello della sostenibilità economica (Fig. 1).

Inoltre, le biomasse potrebbero essere sfruttate all'interno di un sistema territoriale di produzione e di consumo di energia, fondato sulla disponibilità di risorse presenti sul territorio e capace di creare un rapporto di sostenibilità tra produttori e consumatori.

Per questo motivo, il presente lavoro si pone l'obbiettivo di valutare, sia dal punto di vista economico che tecnico, la realizzazione a livello comunale di impianti di teleriscaldamento alimentati con biomassa forestale proveniente dalla gestione dei boschi pubblici. Pertanto, partendo dalla domanda energetica per riscaldamento e dalla disponibilità di biomassa forestale prelevabile dai boschi pubblici comunali dotati di Piani d'Assestamento Forestale (PAF), è stata stimata l'offerta energetica potenziale e confrontata con i consumi energetici comunali di gas onde valutarne la convenienza economica alla sostituzione del combustibile fossile con energia da fonte rinnovabile in modo da evidenziare il possibile ruolo positivo che le biomasse potranno avere nel contesto energetico nazionale e internazionale.

Figura 1. Schema della filiera biomassa a livello territoriale.



2. La progettazione della filiera

Una filiera è l'insieme delle attività che concorrono alla produzione, trasformazione, distribuzione e commercializzazione di un prodotto (Graniglia 2006).

Paradossalmente, la progettazione di una filiera segue un percorso inverso rispetto a quanto naturalmente ci si aspetterebbe: si rende necessario individuare il prodotto e la sua possibile collocazione sul mercato, il target dei consumatori a cui il prodotto si rivolge, l'eventuale domanda o le azioni che possono far sì che tale domanda si sviluppi, per poi risalire a monte lungo la filiera per organizzare la produzione e trasformazione.

Per quanto riguarda le filiere energetiche da biomassa, il processo di creazione della filiera risulterebbe in parte facilitato in quanto la domanda (di energia) è in continua crescita nella componente elettrica. Se il prodotto finale della filiera produttiva è, invece, l'energia termica (telerriscaldamento), l'analisi dovrebbe partire dal fabbisogno energetico (termico) nel territorio (centro abitato, area industriale, ecc.) considerato. Il tipico esempio di attivazione della filiera termica è rappresentato dalla fornitura di energia rinnovabile ad edifici pubblici in piccoli centri rurali a cui sarà possibile successivamente allacciare anche utenze private.

In ambedue i casi un nodo cruciale è rappresentato dal dimensionamento del bacino di approvvigionamento della biomassa. È fuori dubbio che i maggiori benefici legati all'attivazione di un centro di produzione dell'energia (elettrica e/o

termica, biogas, ecc.) si avranno se il tutto risulta dimensionato sulle potenzialità territoriali locali (biomassa, imprenditori, operai idraulico forestali, ecc.). Se l'approvvigionamento della biomassa dovesse essere soddisfatto con materiale esterno al territorio di riferimento, si enfatizzerebbero soprattutto le esternalità negative dell'investimento: la famosa chiusura a livello locale del ciclo della CO₂ non si verificherebbe (nella zona di produzione della biomassa si sottrarrebbe biossido di carbonio e nella zona di trasformazione lo si immetterebbe in atmosfera), il trasporto della stessa inciderebbe sul prezzo e sulla convenienza economica dell'investimento, inoltre l'energia consumata per il trasporto inciderebbe negativamente sul bilancio energetico ed infine, non si attiverrebbero gli indotti occupazionali e produttivi a livello territoriale (in pratica si produrrebbe ricchezza ma non sviluppo). Le potenzialità in termini di disponibilità di biomassa economicamente e ambientalmente utilizzabile e, pertanto, il dimensionamento del bacino di approvvigionamento, dipendono da tutta una serie di fattori in parte di carattere stazionario e ambientale e in parte di carattere economico sociale.

Ad ogni modo fare valutazioni di carattere generale può risultare fuorviante, in quanto anche se in teoria la biomassa potrebbe essere disponibile in un dato territorio, la sua utilizzabilità è tutt'altra cosa, dipendendo questa da fattori legati alle condizioni stazionali (specie, provvigione, accrescimenti, ecc.), istituzionali (proprietà delle superfici, vincoli, presenza di piani di assestamento, ecc.) nonché economiche (usi alternativi e più remunerativi della biomassa, convenienza nell'utilizzo di determinate superfici per il reperimento della biomassa, presenza e stato delle strade, ecc.).

Se questo è il quadro, risulta evidente che i bacini di approvvigionamento devono essere dimensionati sia sulla base della domanda di energia e sia sulla "reale" disponibilità della biomassa.

3. Scenario di riferimento

Le previsioni prospettate nell'ultimo Rapporto "*OECD Environmental outlook to 2050*" (OECD 2012) mettono in evidenza un aumento dei consumi di energia dell'80% al 2050; infatti il previsto aumento della popolazione da 7 a 9 miliardi, il quadruplicarsi del PIL mondiale soprattutto per quanto riguarda Cina, India e Brasile produrranno un aumento dei consumi di energia e conseguentemente un aumento della concentrazione di CO₂ a 685 ppm entro il 2050, con conseguenze negative determinate principalmente dall'aumento della temperatura media annua, prevista tra i 3 e i 6 gradi (OECD 2012) o dei 4 gradi secondo i più recenti scenari prospettati dalla Banca Mondiale (The World Bank 2012) rispetto all'era preindustriale. Per tale motivo risulta fondamentale intervenire con politiche di azione volte a migliorare l'efficienza di consumo di energia, a individuare nuove fonti energetiche alternative ai combustibili fossili, a ridurre l'inquinamento e l'impatto delle attività umane sull'ambiente.

A livello nazionale, la nuova strategia energetica che si sta delineando si focalizza verso lo sviluppo sostenibile e la competitività delle imprese e del siste-

ma Paese. Nonostante infatti gli elevati standard raggiunti rispetto alla qualità del servizio offerto e l'impatto ambientale, la situazione energetica nazionale presenta una serie di problematiche legate alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici ed in particolare al gas, all'efficienza complessiva del sistema e agli elevati costi e prezzi dell'energia al consumatore finale. Per tale motivo sono stati individuati dal Governo Italiano cinque priorità di sviluppo da perseguire nella futura strategia energetica:

- Efficienza energetica come strumento di abbattimento delle emissioni, delle importazioni di combustibili e come volano per la crescita economica;
- Sviluppo dell'*hub* del gas sud-europeo attraverso la creazione del principale ponte d'ingresso del gas dal sud Europa che consentirebbe all'Italia di diventare un paese riesportatore con il vantaggio di renderci immuni o quasi da future crisi del gas e di ridurre i costi dello stesso;
- Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili;
- Rilancio della produzione nazionale di idrocarburi;
- Modernizzazione del sistema di *governance* del settore attraverso regole chiare e forme di collaborazione con gli enti di governo territoriale.

Pertanto, un ruolo chiave nella strategia energetica nazionale è rappresentato dallo sviluppo sostenibile della produzione energetica da fonti rinnovabili; l'approccio finora seguito però non è stato ottimale in quanto si è concentrata l'attenzione soprattutto sulle rinnovabili elettriche, in particolare sul fotovoltaico, più semplici da sviluppare rispetto alle rinnovabili termiche anche se quest'ultime risultano molto più efficienti dal punto di vista economico, con costi medi di abbattimento delle emissioni significativamente inferiori. Infatti il forte sviluppo delle rinnovabili elettriche ha comportato una rapida crescita degli impianti installati a fronte di una riduzione dei costi legati a tale tecnologia che ha determinato dei costi sulla bolletta al 2012 di 9M€/anno (determinati dagli incentivi erogati) a svantaggio dello sviluppo delle rinnovabili termiche.

La strategia energetica nazionale sta spingendo fortemente nei confronti delle rinnovabili termiche; la prova è il "nuovo conto termico" che introduce un meccanismo incentivante (simile al Conto energia fotovoltaico) a favore di privati, imprese e amministrazioni pubbliche per favorire lo sviluppo delle rinnovabili termiche e interventi di efficientamento energetico al fine di ridurre l'utilizzo dei combustibili fossili, equilibrare il mix di fonti rinnovabili utilizzati e rispettare gli impegni in sede internazionale.

4. Stato dell'arte

Con il termine biomassa vengono indicati un'ampia gamma di prodotti o residui di varie produzioni, che spaziano da quelle agricole-forestali e agroindustriali ai rifiuti domestici (McKendry 2002; Klass 1998). Negli ultimi anni l'utilizzo delle biomasse a scopo energetico è divenuto un tema di fondamentale importanza sia per la lotta al cambiamento climatico che per l'approvvigionamento energetico;

le biomasse rappresentano attualmente la principale fonte energetica rinnovabile (Tab. 1) tant'è che a livello europeo forniscono il 13% dell'energia primaria consumata.

Tabella 1. Incidenza delle biomasse sulla produzione energetica totale, *tonnellate di petrolio equivalente, TOE*.

Anno	UE - 27		Italia	
	2009	2010	2009	2010
Offerta di energia totale (TOE*1.000)	813.668	830.836	27.341	30.192
Energia da biomasse (TOE*1.000)	100.766	112.725	5.009	6.089
Energia da FER (TOE*1.000)	148.786	166.647	14.746	16.328
% biomasse/FER	67	67	33	37
% biomasse/tot	12	13	18	20

Fonte: elaborazione su dati Eurostat, 2012.

Gli scenari futuri manifestano il notevole contributo che queste potrebbero apportare alla produzione di energia primaria. Le stime al 2050 (Fischer e Schratzenholzer 2001; Johansson et al. 1993), mostrano un range di variazione compreso tra i 7.3 e i 12.1 EJ/anno (*etajoule* = 10^{15} joule).

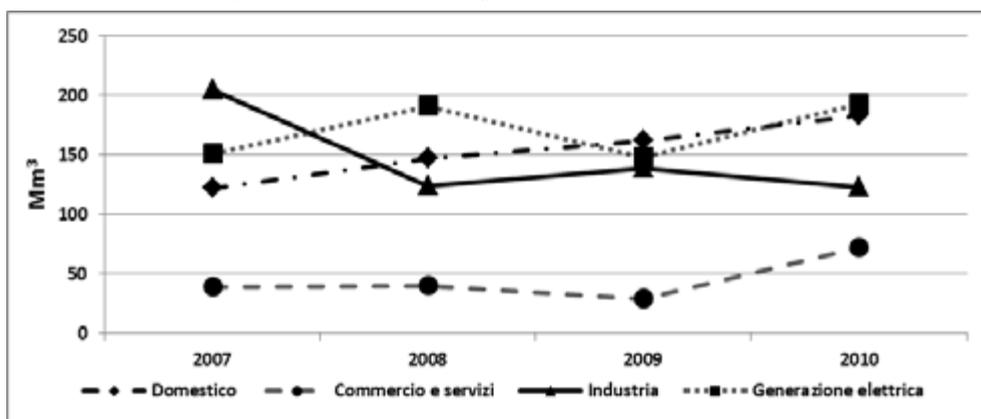
Le applicazioni per lo sfruttamento del potenziale energetico contenuto nelle biomasse sono svariate e in continua evoluzione. Attualmente i settori di utenza maggiormente sviluppati in Italia sono il riscaldamento domestico o industriale, tramite impianti singoli o a rete (teleriscaldamento), la produzione di energia elettrica e la produzione di combustibili liquidi per autotrazione. La biomassa è comunque una risorsa limitata che rende indispensabile un utilizzo efficiente. Al fine di massimizzare la mitigazione della CO₂, molti autori ritengono che sia più efficiente utilizzare la biomassa per il riscaldamento o per la cogenerazione piuttosto che per la produzione combinata di biocarburanti (Wahlund et al. 2004; Azar et al. 2003). In particolare il teleriscaldamento, oltre a manifestare maggiore efficienza (elevato rapporto energia termica prodotta/energia da biomassa) rispetto ad altri impieghi "energetici" della biomassa, contribuisce alla mitigazione dell'uso dei combustibili fossili per il riscaldamento degli edifici, a cui è attribuibile circa un terzo della domanda energetica totale del nostro paese¹ che viene soddisfatta in massima parte dall'impiego del gas metano. Secondo i dati pubblicati dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), i consumi di gas metano a livello nazionale

¹ Parte di questa domanda è soddisfatta attraverso l'uso di gas metano che, rispetto agli altri combustibili fossili, presenta un impatto ambientale più contenuto in quanto non contiene zolfo, quindi non produce anidride solforosa evitando il fenomeno delle piogge. Inoltre a parità di energia prodotta, è caratterizzato da un fattore di emissione di CO₂ inferiore di circa il 25-30% rispetto al petrolio e di circa il 40-50% rispetto al carbone (APAT, 2005).

si sono attestati nel 2010 a 71.959 Mm³ con un incremento del 7% rispetto l'anno precedente.

In Basilicata i consumi di gas metano relativi all'anno 2010 ammontano a 538,2 Mm³, con un sostanziale aumento rispetto al triennio 2006-2008. I consumi a livello regionale per settore hanno messo in evidenza, nonostante la non perfetta coincidenza delle fonti², la crescita dei consumi di gas naturale per il settore domestico e un andamento altalenante per il settore industriale, della generazione elettrica e nel terziario (Fig. 2).

Figura 2. Consumi di gas naturale in Basilicata per settori.



Fonte: AEEG, annate varie (dati 2010 provvisori).

Lo sviluppo della domanda di gas naturale risulta differenziato su scala territoriale anche in considerazione del fatto che solo recentemente le regioni meridionali sono state interessate da un graduale processo di metanizzazione (Legge Nazionale 28 Novembre 1980 n. 784 e successive). La forte variabilità geografica riflette, inoltre, due distinti fenomeni: da un lato, la diversa situazione climatica, che va ad incidere sui consumi domestici, dall'altro lato, il diverso livello di sviluppo industriale, che influenza i volumi prelevati dalle imprese.

L'impiego di fonti di energia proveniente da biomassa può rappresentare un'opzione importante sia dal punto di vista della sostenibilità ambientale che da quello economico, tenendo anche conto del fatto che il costo per unità di energia della legna è inferiore a quello del metano (Forest Products Laboratory 2004). Inoltre la valorizzazione delle biomasse potrebbe innescare processi di miglioramento ambientale e sviluppo socio-economico derivanti dall'attivazione di micro filiere agroenergetiche. Gli impatti sul territorio potrebbero essere molteplici (presidio

² Le principali fonti sono il Ministero dello Sviluppo Economico e l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

territoriale delle attività agricole connesse, attivazione di imprese specializzate in raccolta e conferimento della biomassa, nuova occupazione, gestione “attiva” delle superfici forestali, ecc.) così come i settori economici interessati (agricolo, forestale, industriale, ecc.).

Per garantire trasformazioni energetiche a elevata efficienza e per un utilizzo sostenibile delle biomasse è necessario impiegare impianti con tecnologie moderne e pianificare un uso razionale delle stesse biomasse (Combs 2002; Rosch e Kaltschmitt 1999).

Non mancano in letteratura studi e ricerche relative all'intera filiera agro-energetica che cercano di affrontare il problema dal punto di vista spaziale attraverso l'utilizzo di modelli DSS (Decision Support System) con Sistemi Informativi Territoriali (Romano *et al.* 2009; Kinoshita *et al.* 2009; Fiorese e Guariso 2009; Perpina *et al.* 2009; Cozzi 2008), dal punto di vista tecnico-ingegneristico per l'ottimizzazione delle macchine agricole e degli impianti di conversione energetica (Abdallah *et al.* 2011; Zaghi 2010), dal punto di vista economico (Spinelli *et al.* 2011; Wiskerke *et al.* 2010; Manzone *et al.* 2009) e dal punto di vista degli impatti ambientali (Gasol *et al.* 2011; Valente *et al.* 2011; Caserini *et al.* 2010).

La ricerca qui presentata individua un modello di sviluppo di una filiera energetica capace di delimitare il bacino di approvvigionamento e le potenzialità di sostituzione, totale o parziale, della fonte energetica. Inoltre, basandosi sulla reale domanda di energia e di biomassa disponibile a livello regionale, rappresenta un modello oggettivo di analisi facilmente trasferibile ad altri territori.

5. La domanda energetica: i consumi di gas metano in Basilicata

A livello regionale, secondo i dati diffusi dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), su 131 Comuni, solamente 6 Comuni non risultano metanizzati; il numero di utenze servite è di 172.442 unità con una lunghezza totale delle condotte di 2.395 Km .

Ai fini del presente lavoro, la stima del fabbisogno termico degli edifici è servita per verificare le potenzialità di attivazione di impianti di teleriscaldamento basati sull'impiego di biomassa forestale. A tal fine sono stati considerati solamente i consumi di gas metano rispetto alla proprietà pubbliche di 33 Comuni dotati di Piano di Assestamento Forestale (PAF) vigente.

A tal fine, per i suddetti Comuni, si è cercato di pervenire al fabbisogno energetico per riscaldamento attraverso i consumi di gas metano dei singoli Comuni. Tale dato riscontrabile nelle banche dati del Ministero dello Sviluppo Economico, è risultato essere disponibile solo per 26 Comuni. Per i restanti si è proceduto a stimare una variabile *proxy* basata sulla stima del Fabbisogno Energetico Annuo (FABE).

A tal proposito si è fatto riferimento al 14° Censimento Generale della Popolazione (ISTAT 2001) per acquisire il dato relativo alla superficie residenziale del centro abitato del Comune (*ca*), dei nuclei abitati (*na*) e delle case sparse (*cs*). Tale superficie è stata moltiplicata per un coefficiente pari a 2,7, assumendo tale dato quale altezza media (in metri) dei piani delle singole abitazioni (DM 1444 del 2

Aprile 1968), quindi si è calcolato il volume residenziale per tipologia abitativa utilizzando le seguenti formule:

$$V_{ca} = S \cdot h \cdot P_{ca} / (P_{ca} + P_{na} + P_{cs}) \dagger \quad (1)$$

$$V_{na} = S \cdot h \cdot P_{na} / (P_{ca} + P_{na} + P_{cs}) \quad (2)$$

$$V_{cs} = S \cdot h \cdot P_{cs} / (P_{ca} + P_{na} + P_{cs}) \quad (3)$$

dove:

V_{ca} , V_{na} , V_{cs} : volume dell'edificato residenziale dei centri abitati, nuclei abitati e case sparse;

S : superficie totale residenziale;

h : altezza minima pari a 2,7 m;

P_{ca} , P_{na} , P_{cs} : popolazione residente in centri abitati, nuclei abitati e case sparse.

I valori desunti sono stati utilizzati per il calcolo del Fabbisogno Energetico Annuo (FABE) (Bernetti et al. 2011) dei 7 Comuni con dato mancante riguardo ai consumi di gas metano secondo la seguente formula:

$$\text{FABE (kJ)} = C_g \cdot V \cdot (D + n \cdot G) \cdot \lambda \cdot 86,4 \quad (4)$$

dove:

C_g : coefficiente volumico globale ($\text{W}/\text{m}^3 \cdot ^\circ\text{C}$);

V : volumetria riscaldata (m^3);

D : gradi giorno ($^\circ\text{C}$);

n : coefficiente di variazione rispetto ai 20°C ;

G : numero giorni di riscaldamento;

λ : coefficiente di durata giornaliera del riscaldamento.

Il coefficiente C_g , definito come la potenza termica dispersa per metro cubo e per una differenza di temperatura tra interno ed esterno di 1°C , è determinato dalla somma di due termini, ovvero C_d e C_v .

Il C_d , ovvero il coefficiente di dispersione volumico, rappresenta un indice del grado di isolamento dell'edificio³. Il valore massimo consentito di C_d ($C_d \text{ max}$) dipende dal Comune in cui è ubicato l'immobile e da un parametro caratteristico denominato coefficiente di forma S/V dove V è il volume calcolato misurando all'esterno le superfici che lo delimitano ed S è l'area totale delle superfici stesse, sempre con riferimento alle porzioni d'immobile riscaldate (Tab. 2). Poiché il calcolo è stato esteso ad un intero Comune e non ad una sola abitazione si è ipotizzato un volume unico di forma parallelepipedica per ogni tipologia abitativa, del quale si è calcolato il coefficiente di forma (S/V). Successivamente, non avendo a disposizione dati sufficienti per calcolare il C_d di ogni singola unità abitativa, si è optato per il calcolo del $C_d \text{ max}$.

³ La norma UNI 10379 definisce il C_d come la potenza termica dispersa per trasmissione per ogni unità di volume di edificio riscaldato per ogni $^\circ\text{C}$ di differenza di temperatura tra la temperatura interna e la temperatura esterna minima di progetto.

Tabella 2. Valori limiti del coefficiente Cd max.

Zona climatica	A	B	C	D	E	F				
Gradi giorno	≤ 600	601	900	901	1.400	1.401	2.100	2.101	3.000	≥ 3.000
S/V ≤ 0,2	0,49	0,49	0,46	0,46	0,42	0,42	0,34	0,30	0,30	0,30
S/V ≥ 0,9	1,16	1,16	1,08	1,08	0,95	0,95	0,78	0,78	0,73	0,73

Il coefficiente volumico (Cv) misura le dispersioni di calore per rinnovo dell'aria ed è stato calcolato come prodotto del numero n di ricambi di aria orari, fissato dalle normative vigenti pari a $0,35 \text{ W/m}^3 \text{ }^\circ\text{C}$. Per gli edifici della categoria E.1 (edifici adibiti a residenza e assimilabili, DPR n. 412 del 1993), n è fissato convenzionalmente pari a 0,5. Pertanto il Cv risulta pari a $0,175 \text{ W/m}^3 \text{ }^\circ\text{C}$.

Per il calcolo del FABE e del Cg è stato necessario individuare altri parametri e in particolar modo i gradi giorno⁴. In funzione dell'ubicazione del Comune e in base a quanto riportato nella tabella contenuta nell'allegato A del DPR n. 412 del 1993 e DPR n. 551 del 1999, è stato determinato, con processo inverso e considerando la fascia climatica di appartenenza dei Comuni analizzati, il numero dei gradi giorno degli stessi.

In base alla fascia altimetrica di appartenenza del Comune e alla tipologia d'impianto sono stati inoltre individuati i seguenti valori di G, l ed n utilizzati per il calcolo del FABE (Tab. 3).

Una volta stimati i valori energetici relativi ai consumi comunali di gas metano⁵, considerando un fattore di conversione di $38,1 \text{ MJ/m}^3$ secondo quanto riportato dal MSE, si è calcolato il fabbisogno annuo di combustibile necessario per sostituire il 25% dell'energia termica prodotta dal gas metano⁶. Nel caso di una filiera non perfettamente organizzata (Marinelli *et al.* 2012) sia dal punto di vista logistico

⁴ I gradi giorno sono un'unità di misura che indica il fabbisogno termico per il riscaldamento delle abitazioni in una determinata località e sono calcolati come la sommatoria, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle differenze (solo quelle positive) giornaliere tra la temperatura convenzionale ideale per l'ambiente riscaldato ($20 \text{ }^\circ\text{C}$) e la temperatura media giornaliera all'esterno dell'abitazione. In particolare l'intero territorio nazionale è stato suddiviso in 6 fasce climatiche individuate in base ai gradi giorni e dipendenti essenzialmente dalla latitudine e dall'altitudine che stabiliscono la durata giornaliera di attivazione e il periodo di accensione degli impianti termici.

⁵ Si ricorda che per 7 Comuni è stato utilizzato il FABE per la stima della potenziale domanda energetica termica.

⁶ Gli impianti di teleriscaldamento hanno necessità di servire utenze ad elevata densità abitativa e/o ad elevati consumi (palazzine, scuole, edifici pubblici) in modo da ridurre i costi d'impianto e le perdite termiche in rete. Attraverso un'indagine svolta dalla nostra UR, è stato analizzato il tessuto socio-demografico dei Comuni considerati e stimata la percentuale di utenze servibili da teleriscaldamento. L'indagine condotta ha messo in evidenza un valore di sostituzione medio del 25% di energia termica da gas metano coincidente con i consumi delle utenze situate nell'area centrale residenziale dei Comuni.

Tabella 3. Valori di G, λ ed n utilizzati per il calcolo del FABE per tipo d'impianto.

Fascia altimetrica	Giorni accensione (G)	λ	Tipo impianto	n
0-150	100	0,66	Centralizzato	0
			Autonomo	-1
			Singolo	-1
			Non definito	0
151-300	120	0,71	Centralizzato	0,25
			Autonomo	-0,75
			Singolo	-0,75
			Non definito	0
301-500	150	0,76	Centralizzato	0,5
			Autonomo	-0,5
			Singolo	-0,5
			Non definito	0
501-1.000	180	0,84	Centralizzato	0,75
			Autonomo	-0,25
			Singolo	-0,25
			Non definito	0
> 1.000	200	0,93	Centralizzato	1
			Autonomo	0
			Singolo	0
			Non definito	0

che cronologico si determinerebbe l'utilizzo di materiale fresco con contenuti idrici (CI) superiori al 30% che comporterebbe un fabbisogno di combustibile dato dalla seguente formula:

$$\text{F.A.C} = \text{Energia necessaria} / \left(0,80 * 2.230 \frac{\text{kW}}{\text{t s.f.}} \right) \quad (5)$$

dove:

Energia necessaria: fabbisogno energetico annuo (kWh/anno) corrispondente al 25% di energia da gas metano consumato annualmente;

F.A.C. (t/anno): fabbisogno annuo di combustibile ovvero il quantitativo di biomassa indispensabile per produrre l'energia necessaria;

0,80: rendimento dell'impianto;

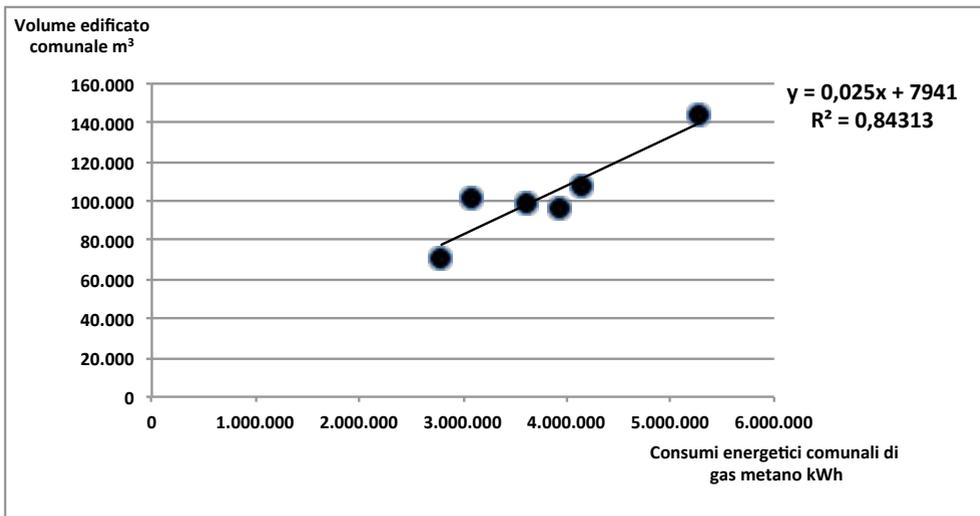
2.230 kW/t s.f.: Potere Calorifico Inferiore del legno allo stato fresco (CI = 45-50%).

Nel caso invece di una filiera organizzata, che prevede interventi di utilizzazione boschiva nel periodo freddo e piovoso e stagionatura e stoccaggio dei prodotti durante la stagione estiva, si determinerebbe una variazione del CI dal 45-50% iniziale al 25-30% nel mese di settembre, prima della cippatura. Tale procedura permette un aumento del potere calorifico (circa 3.700 KW/t, CI =25%) della biomassa rispetto al potere calorifico della stessa allo stato fresco con una diminuzione notevole (circa il 30%) del quantitativo di biomassa necessaria a parità di energia prodotta. Nel secondo caso, il fabbisogno annuo di combustibile necessario per sostituire il 25% dell'energia termica prodotta dal gas metano risulta uguale a:

$$F.A.C = \text{Energia necessaria} / \left(0,80 * 3700 \frac{\text{kW}}{\text{t s.f.}} \right) \quad (6)$$

Il dimensionamento degli impianti termici da installare in ciascun Comune è stato effettuato in relazione alle volumetrie da riscaldare, ipotizzando, per l'area in esame, una potenza necessaria pari a 30W/m³ (Bernetti e Fagarazzi 2008). Considerato che le statistiche ufficiali forniscono le volumetrie dell'edificato solo per 6 Comuni mentre sono disponibili i dati relativi ai consumi energetici di gas metano a livello comunale riportati nelle banche dati del Ministero dello Sviluppo Economico (tranne che in 7 Comuni per quali è stato stimato il FABE), si è quindi provveduto alla stima delle volumetrie dei vari Comuni, in relazione ai consumi energetici degli stessi. In particolare, per i sei Comuni forniti di dati volumetrici, si è proceduto alla verifica dell'esistenza di una relazione lineare tra consumi energetici e volumi dell'edificato. La regressione lineare, e la relativa linea di tendenza, illustrate nella Fig. 3, evidenziano l'esistenza di una forte correlazione tra la variabi-

Figura 3. Correlazione volume edificato comunale (m³) - consumi energetici comunali di gas metano (kWh).



le “consumi di gas metano” e la variabile “volumetria dell’edificato comunale”, con una R^2 che supera lo 0,84. La funzione interpolante è quindi servita per stimare le volumetrie di tutti i Comuni dell’area esaminata (Fig. 3).

La stima della volumetria dell’edificato di ciascun Comune ha quindi permesso il dimensionamento degli impianti da installarsi in ciascun Comune considerando la sostituzione del 25% dell’energia attualmente fornita da gas metano.

I risultati hanno messo in evidenza potenze d’impianto molto differenti che vanno da 250 kW per il Comune di San Costantino Albanese a 10 MW per il Comune di Venosa.

6. I boschi comunali

Per caratterizzare l’offerta bioenergetica sono state considerate le foreste comunali attualmente dotate di PAF. Per queste è stato ipotizzato il recupero della totalità dei residui forestali e un massimo del 50% della ripresa media programmata⁷, in modo da lasciare la rimanente parte alle normali utilizzazioni, rivolte essenzialmente al mercato della legna da ardere (Fig. 4).

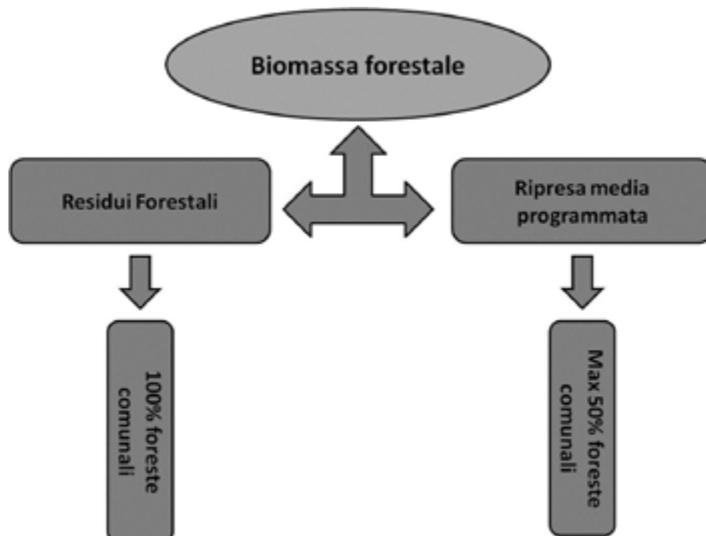
I boschi comunali attualmente dotati di PAF (31 Settembre 2011) sono in totale 33, di cui l’85% nella Provincia di Potenza, per una superficie totale di 22.614,60 ha. Di questa il 79%⁸ risulta coperta da boschi, mentre la restante parte, pari a 3.942,29 ha, risulta costituita da radure, strade, corsi d’acqua, affioramenti rocciosi, ecc. Ai fini del nostro studio sono stati considerati solamente 30 Comuni escludendo dall’analisi le superfici forestali del Comune di Filiano, Vaglio e Campomaggiore a causa delle ridotte superfici.

Allo scopo di considerare il diverso contributo di residuo apportato dalle diverse formazioni forestali (in relazione a specie e forma di governo), si è provveduto a riorganizzare il database in relazione a otto tipologie di bosco maggiormente rappresentative del contesto regionale: faggete, querceti, castagneti, ostriocarpineti, formazioni ripariali (boschi igrofilo), macchia a leccio, pinete montane e pinete mediterranee.

⁷ Attraverso un’indagine eseguita dalla nostra UR presso imprese di utilizzazione operanti in Basilicata si sono rilevate una serie di problematiche riguardanti il mercato della legna da ardere. In particolare le imprese lamentano una scarsa richiesta di legna da ardere, elevato valore di macchiatico, scarsa offerta di boschi, eccessiva concorrenza, eccessiva frammentazione ed insufficiente viabilità forestale; dal lato della domanda invece dopo un lungo periodo di stasi, si registra negli ultimi anni una certa ripresa nell’uso della legna da ardere in abito domestico anche se, la domanda, risulta di gran lunga al di sotto dell’offerta. In particolare questo si riflette su un ridotto utilizzo dei boschi soprattutto per quelli pubblici vista la scarsa propensione dei boschi regionali a produrre legname da opera. Visto le problematiche e le tendenze riscontrate, si è ritenuto valido considerare un’utilizzazione massima del 50% della ripresa media programmata ai fini del nostro lavoro ritenendo tale valore rappresentativo e ben al di sotto della soglia massima utilizzabile.

⁸ Valore al netto dei Comuni di: Filiano, Vaglio e Campomaggiore.

Figura 4. Caratterizzazione dell'offerta bioenergetica.



Per quanto riguarda la definizione dei parametri relativi alla percentuale di residuo (rami e cimali), si è fatto innanzitutto riferimento alla letteratura relativa ad esperienze realizzate in contesti nazionali simili (APAT 2003; Pettenella 2000) ed ai valori di ramaglia e fascina riportati dalle tavole stereometriche ed alsometriche costruite per i boschi italiani (ISAF 1980). Tali dati sono stati convalidati attraverso un'indagine diretta realizzata con il contributo di alcune imprese di utilizzazione operanti nei diversi contesti regionali, che ha portato alla definizione dei parametri riportati nella Tab. 4.

Tabella 4. Percentuale di residui per tipologia di boschi.

Specie	% Residui	
	ALTOFUSTO	CEDUO
Faggio	8%	25%
Querce	15%	20%
Castagno	15%	16%
Ostrio carpineti	15%	20%
Boschi igrofilo	100%	100%
Macchia a leccio	25%	32%
Pinete montane	100%	-
Pinete mediterranee	100%	-
Piantagioni e rimboschimenti	15%	-

Fonte: Elaborazione UR Ditec.

Per quanto riguarda, infine, i parametri di massa volumica utilizzati per la conversione da legno dallo stato fresco a quella allo stato commerciale si è fatto riferimento a quanto riportato dal Giordano (Giordano E. 1971), ritenendo tali valori rappresentativi anche per il contesto regionale, pertanto validi per la presente ricerca (Tab. 5).

Tabella 5. Massa volumica per le tipologie di boschi della Basilicata.

Specie	Fresco		Umidità commerciale (12-15%)		Fresco/commerciale (q.li)
	Q.li/mc	Mc/q.li	Q.li/mc	Mc/q.li	
(1) Faggio	10,5	0,095	7,5	0,133	0,7
(2) Querce	11,0	0,091	9,0	0,111	0,8
(1) Castagno	10,0	0,100	5,8	0,172	0,6
(3) Ostrio-carpineti	10,0	0,100	8,0	0,125	0,8
(4) Boschi igrofilii	8,6	0,116	5,6	0,179	0,7
(1) Macchia a leccio	11,0	0,091	9,6	0,104	0,9
(5) Pinete montane	9,0	0,111	5,6	0,179	0,6
(6) Pinete mediterranee	9,5	0,105	6,4	0,156	0,7

Fonte: Giordano (1971), Massa volumica delle principali specie italiane.

(1) Valore di riferimento quello del faggio

(2) Valore di riferimento quello del cerro (maggiore frequenza)

(3) Valore di riferimento quello del Carpino bianco (peso intermedio)

(4) Valore di riferimento quello dell'Ontano nero (maggiore frequenza)

(5) Valore di riferimento quello del Pino nero (maggiore frequenza)

(6) Valore mediato rispetto a Pino d'Aleppo, Pino domestico e Pino marittimo

Il dato finale stimato, rappresenta la quantità media annua di biomassa con contenuto idrico CI pari al 25% potenzialmente ritraibile dalle utilizzazioni nei boschi comunali assestati, ed è variabile da un minimo di 29,24 t/anno per il Comune di Palazzo San Gervasio a un massimo di 1.542,25 t/anno del Comune di Forenza (Tab. 6.).

7. Il sistema di incentivazione: i certificati bianchi e le Energy Service Companies

L'uso razionale dell'energia è incentivato in Italia a partire dagli anni '80 del secolo scorso. I primi incentivi riguardavano il settore edile, agricolo e industriale con finanziamenti in conto capitale e in conto interessi al fine di promuovere l'uso di fonti rinnovabili e il contenimento dei consumi energetici. A distanza di vent'anni venne lanciato in Italia un nuovo meccanismo di incentivazione ovvero quello dei certificati bianchi (CB) o titoli di efficienza energetica (TEE), entrato in

Tabella 6. Biomassa comunale disponibile.

Comune	Residui forestali CI 50% (t)	Ripresa CI 50% (t)	Residui forestali annui CI 50% (t)	Max ripresa annuale utilizzabile CI 50% (t)	Totale biomassa annua disponibile CI 50% (t)	Totale biomassa annua disponibile CI 25% (t)
Acerenza (PZ)	1.100,93	7.339,51	110,09	366,98	477,07	357,80
Albano di L. (PZ)	1.926,14	12.840,94	192,61	642,05	834,66	626,00
Aliano (MT)	288,65	1.924,30	28,86	96,22	125,08	93,81
Cancellara (PZ)	960,29	6.401,97	96,03	320,10	416,13	312,10
Castelmezzano (PZ)	1.050,27	7.001,77	105,03	350,09	455,11	341,33
Castronuovo di S. (PZ)	2.127,82	14.185,44	212,78	709,27	922,05	691,54
Cersosimo (PZ)	1.171,23	7.808,20	117,12	390,41	507,53	380,65
Fardella (PZ)	1.143,36	13.539,43	114,34	676,97	791,31	593,48
Forenza (PZ)	4.745,38	31.635,87	474,54	1.581,79	2.056,33	1.542,25
Francavilla sul S. (PZ)	1.472,70	14.565,54	147,27	728,28	875,55	656,66
Ginestra (PZ)	2.284,91	15.232,72	228,49	761,64	990,13	742,60
Gorgoglione (MT)	2.197,05	4.447,33	219,70	222,37	442,07	331,55
Lagonegro (PZ)	1.502,98	18.787,27	150,30	939,36	1.089,66	817,25
Latronico (PZ)	3.029,03	23.834,57	302,90	1.191,73	1.494,63	1.120,97
Noepoli (PZ)	2.471,66	20.899,96	247,17	1.045,00	1.292,16	969,12
Palazzo S. G. (PZ)	89,98	599,84	9,00	29,99	38,99	29,24
Pietragalla (PZ)	3.409,36	10.228,61	340,94	511,43	852,37	639,28
Pietrapertosa (PZ)	3.016,69	20.111,29	301,67	1.005,56	1.307,23	980,42
Pignola (PZ)	3.273,40	29.564,05	327,34	1.478,20	1.805,54	1.354,16
Rotonda (PZ)	2.229,97	27.874,60	223,00	1.393,73	1.616,73	1.212,55
San Chirico R. (PZ)	576,82	3.845,48	57,68	192,27	249,96	187,47
San Costantino A. (PZ)	2.017,26	15.151,58	201,73	757,58	959,30	719,48
San Mauro F. (MT)	428,91	2.859,39	42,89	142,97	185,86	139,40
San Severino L. (PZ)	1.657,67	20.720,92	165,77	1.036,05	1.201,81	901,36
Sasso di Castalda (PZ)	1.284,65	15.570,90	128,47	778,54	907,01	680,26
Spinoso (PZ)	604,85	7.268,64	60,49	363,43	423,92	317,94
Stigliano (MT)	359,31	2.395,37	35,93	119,77	155,70	116,78
Tito (PZ)	843,60	7.705,13	84,36	385,26	469,62	352,22
Tricarico (MT)	1.990,87	13.272,44	199,09	663,62	862,71	647,03
Venosa (PZ)	879,22	5.861,47	87,92	293,07	381,00	285,75

Fonte: Elaborazione UR Ditec su dati PAF

vigore nel gennaio 2005 sulla base dei DM 20 luglio 2004; tale meccanismo è regolato e gestito dall'AEEG mentre al Gestore dei Mercati Energetici (GME) è demandata la gestione del mercato dei TEE.

La novità del meccanismo risiede nel fatto che la promozione dell'efficienza energetica è perseguita non con l'introduzione di vincoli assoluti alla domanda di energia ma cercando di cambiare lo stock di capitale, promuovendo l'efficienza energetica con l'adozione di tecnologie e sistemi a maggiore efficienza e in una logica integrata e coerente con lo sviluppo del mercato liberalizzato. Il meccanismo integra in modo innovativo ed originale elementi di regolazione diretta, tariffaria e di mercato. L'elemento di regolazione diretta risiede innanzitutto nell'imposizione di obblighi precisi di risparmio energetico a carico dei distributori di elettricità e gas, e nell'attività che l'AEEG svolge nella certificazione dei risparmi conseguiti e nella verifica del rispetto degli obblighi. La regolazione tariffaria riguarda invece il sistema di contributo riconosciuto in bolletta per la parziale copertura dei costi degli interventi di risparmio energetico. L'elemento di mercato, infine, è costituito dalla creazione di un mercato artificiale e regolamentato per il risparmio energetico noto appunto come "*mercato dei titoli di efficienza energetica*" o "*certificati bianchi*", in cui si scambiano, tra operatori di mercato, i TEE.

La domanda dei TEE è generata dall'imposizione ai distributori di energia elettrica e di gas di obiettivi vincolanti di risparmio di energia primaria da raggiungere attraverso interventi di efficienza energetica presso i consumatori finali. Gli obiettivi nazionali sono ripartiti ogni anno dall'AEEG tra i distributori di energia elettrica e di gas naturale sulla base delle rispettive quote di mercato. Gli interventi sono sottoposti all'AEEG che ne valuta e certifica i risparmi energetici e autorizza il GME ad emettere i CB in quantità pari ai risparmi certificati (per ogni tep risparmiato, viene emesso un CB della durata di 5 anni). In alternativa a realizzare in proprio interventi di risparmio energetico presso i consumatori finali, i distributori obbligati (soggetti che presentano un numero di clienti serviti maggiore di 50.000 unità) possono scegliere di soddisfare gli obblighi a loro carico acquistando, in tutto o in parte, i TEE da altri soggetti che rappresentano il lato dell'offerta dei titoli: distributori di minori dimensioni non soggetti a obblighi, società controllate da distributori di energia elettrica e di gas naturale e società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO, Energy Service Companies). La compravendita dei TEE avviene o attraverso contratti bilaterali o sul mercato organizzato e gestito dal GME sulla base di regole precise e trasparenti stabilite d'intesa con l'AEEG.

Il meccanismo dei certificati bianchi individua tre metodi per la valutazione delle proposte:

- metodi di valutazione standardizzata i cui risparmi associati all'intervento sono determinati sulla base del numero di unità fisiche di riferimento (UFR) oggetto dell'intervento stesso;
- metodi di valutazione analitica che quantifica il risparmio energetico sulla scorta di un algoritmo specifico per ogni tipologia di intervento;
- metodi di valutazione a consuntivo che si effettua per le proposte che comprendono interventi eterogenei per metodo di valutazione e per la quale non è possibile adottare i metodi sopra menzionati.

Il riconoscimento dei titoli di efficienza energetica da parte dell'AEEG prevede il raggiungimento di una soglia minima di risparmio energetico che viene presentato nella Tabella 7.

Tabella 7.- Valori di soglia minimi.

Tipologia di progetto	Dimensione minima del progetto	
	Soggetti obbligati Energy manager	Soggetti volontari
Standardizzato	25 Tep/anno	
Analitico	100 Tep/anno	50 Tep/anno
Consuntivo	200 Tep/anno	100 Tep/anno

Fonte: AEEG, 2011.

A seconda del tipo di energia risparmiata si possono avere quattro tipi di titoli riconosciuti:

- titoli di tipo I: attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso una riduzione dei consumi di energia elettrica;
- titoli di tipo II: attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso una riduzione dei consumi di gas naturale;
- titoli di tipo III: attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale non destinate all'impiego per autotrazione;
- titoli di tipo IV: attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale destinate all'impiego per autotrazione.

Poiché il presente lavoro prende in considerazione la realizzazione di impianti di teleriscaldamento per sostituire parte dell'energia termica prodotta dal gas metano, vi è la possibilità di accesso ai titoli di tipo II valutati mediante metodologia analitica.

Come accennato precedentemente, possono accedere al meccanismo dei certificati bianchi solo i soggetti obbligati e non che si occupano di servizi energetici; nel caso in esame, per aver accesso a tale mercato è stata ipotizzata la creazione per ciascun Comune analizzato, di società ESCO in partnership pubblico-privato. La creazione di questo tipo di società potrebbe rappresentare un valido strumento di pianificazione energetica territoriale equilibrata e di lungo periodo. In particolare i vantaggi ottenibili dalla partecipazione degli enti pubblici risiede proprio nella pianificazione energetica del loro territorio e nella gestione di lungo periodo di piani d'azione che risulterebbero integrati nel sistema politico e imprenditoriale locale. D'altra parte la partecipazione privata nelle ESCO potrebbe sopperire alla mancanza di competenze adeguate e all'insufficiente dotazione patrimoniale e finanziaria necessaria alla conduzione di importanti piani d'investimento sul terri-

torio che, nel caso in esame, è rappresentato proprio dalla creazione di impianti di teleriscaldamento.

8. Valutazione economica

Una volta stimato il fabbisogno annuo di combustibile e la potenza dell'impianto necessario per soddisfare il fabbisogno energetico di ciascun Comune, si è passati a valutare la possibile sostituzione della fonte energetica da metano a biomasse forestali.

I risultati dell'analisi hanno messo in evidenza come la scarsa disponibilità di biomasse ritraibili dalla gestione dei boschi pubblici in alcuni Comuni o i ridotti consumi di gas metano in altri rappresentino i due fattori limitanti lo sviluppo di impianti di teleriscaldamento; infatti solamente nel 50% circa dei Comuni analizzati, la sostituzione della fonte energetica risulta realizzabile (Tab. 8).

Una volta stabilita la fattibilità energetica, intesa come disponibilità di biomasse ritraibili dalla gestione delle superfici boscate assestate per sostituire parte del gas metano, si è passati a valutare la fattibilità economica degli investimenti. Per l'analisi dei costi, considerando la numerosità dei casi e le tipologie tecnologiche ed impiantistiche attualmente presenti sul mercato, si è fatto riferimento ad alcuni preventivi forniti da aziende operanti nel settore e a dati bibliografici, interpolando poi gli stessi in modo da ottenere costi unitari di investimento sia per quanto riguarda la centrale termica sia per la rete di teleriscaldamento. E' stato inoltre aggiunto un costo annuo di gestione stimato, proporzionale alla dimensione e pari al 3% del costo dell'impianto; i costi unitari considerano tutte le apparecchiature necessarie, meccaniche ed elettriche, compresa la posa in opera. Per il locale macchine è stato ipotizzato un costo medio di € 40.000 per gli impianti a biomasse con potenza superiore a 500 kW e € 30.000 per i restanti sia perché il costo di quest'ultimo è fortemente dipendente dalla volumetria e tipo di materiale usato, sia per il fatto che risulta difficile stabilire tali parametri a priori (Tab. 9).

Per quanto riguarda il costo del combustibile, si è deciso di escludere il valore di macchiatico e di considerare solamente i costi relativi alle fasi di lavorazione in bosco, al trasporto e alla cippatura vista la partecipazione dell'ente pubblico (proprietario delle superfici forestali) nella società E.S.CO.; tale costo è stato fissato sulla base di una ricerca svolta dalla nostra UR presso imprese forestali e sulla base di dati bibliografici.

Una volta desunti i costi totali, si è calcolato il Prezzo di Break Even Point (punto di pareggio tra ricavi e costi) ovvero il prezzo di cessione dell'energia, prodotta con l'utilizzo di biomasse forestali, in grado di conseguire l'uguaglianza tra ricavi totali attualizzati e costi totali attualizzati. In questo modo è stato possibile individuare la differenza esistente tra il prezzo dell'energia termica prodotta con biomasse forestali e il prezzo dell'energia termica prodotta con gas metano⁹ al fine

⁹ Secondo quanto riportato dall'AEEG al 2012 il prezzo del gas metano è di 86,38 c€/m³ ovvero di 80,00 €/MWh al lordo delle imposte e considerando una famiglia tipo con un consumo medio annuo di 1.400 m³.

Tabella 8. Disponibilità di biomassa forestale e valutazione energetica.

Comune	Consumi gas metano (m ³)	FABE (Gj)	Energia da gas metano (kWh)	25% energia da gas metano (kWh)	Fascia climatica	Volume edificato stimato totale (m ³)	25% volume edificato servibile da impianto teleriscaldamento (m ³)	Potenza da impianto (kW)	Fabbisogno Annuo di Combustibile F.A.C. (t, CI=25%)	Biomassa annua disponibile (t, CI=25%)	Deficit/ surplus di biomassa disponibile su F.A.C. (t, CI=25%)	Fattibilità realizzativa
Acerenza (PZ)	917.000,00		9.704.644,93	2.426.161,23	E	250.557,12	62.639,28	1.879,18	819,65	357,80	- 461,85	1
Albano di Lucania (PZ)	453.000,00		4.794.115,76	1.198.528,94	E	127.793,89	31.948,47	958,45	404,91	626,00	221,09	Positiva
Aliano (MT)	-	11.128,55	3.091.177,33	772.794,33	D	85.220,43	21.305,11	639,15	261,08	93,81	- 167,27	1
Cancellara (PZ)	312.000,00		3.301.907,54	825.476,89	E	90.488,69	22.622,17	678,67	278,88	312,10	33,22	Positiva
Castelmezzano (PZ)	-	10.051,31	2.791.952,38	697.988,09	E	77.739,81	19.434,95	583,05	235,81	341,33	105,53	Positiva
Castronuovo di S. A. (PZ)	-	12.998,64	3.610.632,23	902.658,06	D	98.206,81	24.551,70	736,55	304,95	691,54	386,59	Positiva
Cersosimo (PZ)	110.000,00		1.164.134,07	291.033,52	D	37.044,35	9.261,09	277,83	98,32	380,65	282,33	Positiva
Fardella (PZ)	130.000,00		1.375.794,81	343.948,70	E	42.335,87	10.583,97	317,52	116,20	593,48	477,28	Positiva
Forenza (PZ)	848.000,00		8.974.415,38	2.243.603,84	E	232.301,38	58.075,35	1.742,26	757,97	1.542,25	784,27	Positiva
Francavilla sul Sinni (PZ)	594.000,00		6.286.323,98	1.571.580,99	D	165.099,10	41.274,77	1.238,24	530,94	656,66	125,72	Positiva
Ginestra (PZ)	188.000,00		1.989.610,96	497.402,74	D	57.681,27	14.420,32	432,61	168,04	742,60	574,56	Positiva
Gorgoglione (MT)	-	14.152,15	3.931.042,71	982.760,68	E	106.217,07	26.554,27	796,63	332,01	331,55	- 0,46	1
Lagonegro (PZ)	1.436.000,00		15.197.241,13	3.799.310,28	E	387.872,03	96.968,01	2.909,04	1.283,55	817,25	- 466,31	1
Latronico (PZ)	693.000,00		7.334.044,64	1.833.511,16	E	191.292,12	47.823,03	1.434,69	619,43	1.120,97	501,54	Positiva
Noepoli (PZ)	245.000,00		2.592.844,07	648.211,02	E	72.762,10	18.190,53	545,72	218,99	969,12	750,13	Positiva
Palazzo S. Gervasio (PZ)	1.743.000,00		18.446.233,49	4.611.558,37	D	469.096,84	117.274,21	3.518,23	1.557,96	29,24	- 1.528,72	1
Pietragalla-Filiano (PZ)	912.000,00		9.651.729,74	2.412.932,44	E	249.234,24	62.308,56	1.869,26	815,18	639,28	- 175,90	1
Pietrapertosa (PZ)	-	18.328,19	5.091.021,34	1.272.755,33	E	135.216,53	33.804,13	1.014,12	429,98	980,42	550,44	Positiva
Pignola (PZ)	1.708.000,00		18.075.827,20	4.518.956,80	E	459.836,68	114.959,17	3.448,78	1.526,67	1.354,16	- 172,52	1
Rotonda (PZ)	718.000,00		7.598.620,57	1.899.655,14	E	197.906,51	49.476,63	1.484,30	641,78	1.212,55	570,77	Positiva

Comune	Consumi gas metano (m ³)	FABE (G)	Energia da gas metano (kWh)	25% energia da gas metano (kWh)	Fascia climatica	Volume edificato stimato totale (m ³)	25% volume edificato servibile da teleriscaldamento (m ³)	Potenza di impianto (kW)	Fabbisogno Annuo di Combustibile F.A.C. (t CI=25%)	Biomassa annua disponibile (t CI=25%)	Deficit/ surplus di biomassa disponibile su F.A.C (t CI=25%)	Fattibilità realizzativa
San Chirico Raparo (PZ)	-	14.906,28	4.140.517,40	1.035.129,35	E	111.453,93	27.863,48	835,90	349,71	187,47	- 162,24	1
San Costantino A. (PZ)	100.000,00		1.058.303,70	264.575,93	D	34.398,59	8.599,65	257,99	89,38	719,48	630,09	Positiva
San Mauro Forte (MT)	336.000,00		3.555.900,43	888.975,11	D	96.838,51	24.209,63	726,29	300,33	139,40	- 160,93	1
San Severino L. (PZ)	257.000,00		2.719.840,51	679.960,13	E	75.937,01	18.984,25	569,53	229,72	901,36	671,64	Positiva
Sasso di Castalda (PZ)	214.000,00		2.264.769,92	566.192,48	E	64.560,25	16.140,06	484,20	191,28	680,26	488,98	Positiva
Spinoso (PZ)	-	18.991,51	5.275.271,73	1.318.817,93	D	139.822,79	34.955,70	1.048,67	445,55	317,94	- 127,61	1
Stigliano (MT)	2.188.000,00		23.155.684,96	5.788.921,24	E	586.833,12	146.708,28	4.401,25	1.955,72	116,78	- 1.838,94	1
Tito (PZ)	2.405.000,00		25.452.203,99	6.363.051,00	D	644.246,10	161.061,52	4.831,85	2.149,68	352,22	- 1.797,46	1
Tricarico (MT)	2.132.000,00		22.563.034,88	5.640.758,72	D	572.016,87	143.004,22	4.290,13	1.905,66	647,03	- 1.258,63	1
Venosa (PZ)	5.065.000,00		53.603.082,41	13.400.770,60	D	1.348.018,06	337.004,52	10.110,14	4.527,29	285,75	- 4.241,54	1

1 Insufficienza di biomassa forestale

Tabella 9. Quadro riepilogativo dei costi d'impianto e di approvvigionamento di biomassa.

Impianto termico a biomasse		Rete teleriscaldamento			Locale macchina	Costo di gestione	Costo combustibile cippato CI =25%
Potenza (kWt)	Costo €/kW _t	Potenza (kW _t)	Lunghezza rete (m)	Costo (€/m)	Costo (€)	% costo impianto	Costo (€/t)
≤ 100	400,00	≤ 100	500	190,00	30.000,00	3	30,00
100 < P ≤ 300	300,00	100 < P ≤ 250	800	190,00	30.000,00	3	30,00
300 < P ≤ 450	260,00	250 < P ≤ 500	1200	190,00	30.000,00	3	30,00
450 < P ≤ 700	170,00	P > 500	1500	190,00	40.000,00*	3	30,00
P > 700	120,00			190,00	40.000,00	3	30,00

* Per impianti con potenza < 500kW è stato ipotizzato un costo del locale macchina pari a € 30.000

di stabilire un possibile prezzo di cessione della prima. A causa delle considerevoli differenze dei costi d'impianto dei diversi casi, il prezzo di Break Even Point dell'energia termica prodotta con biomasse forestali varia da un minimo di 31,00 €/MWh_t a un massimo di 119,00 €/MWh_t. Rispetto al prezzo di 80,00 €/MWh_t del gas metano, è evidente che la differenza, e quindi la sostenibilità economica della sostituzione, risulta fortemente dipendente dai costi d'impianto (centrale a biomasse e rete di teleriscaldamento). Infatti, l'analisi relativa ai costi, riportata in Tab. 9, ha messo in evidenza costi unitari più elevati per gli impianti di piccola potenza rispetto a quelli di potenza maggiore.

La valutazione economica dell'investimento è stata effettuata con l'ausilio dei principali indicatori economici, VAN, SRI e Payback Period mediante un criterio Discounted Cash Flow (DCF) basato sull'attualizzazione dei flussi di cassa e considerando una vita utile dell'impianto di 20 anni. In considerazione della elevata numerosità di tipologie di impianti e della conseguente ampia variabilità dei prezzi di Break Even Point dell'energia termica da biomasse, è stato preso come riferimento un prezzo di cessione dell'energia pari a 95,00 €/MWh_t ipotizzando anche l'accesso al mercato dei TEE. Tali titoli, sulla scorta di quanto riportato nelle banche dati dell'AEEG, sono stati valutati ad un prezzo medio di 86,98 €/tep cui corrisponde un valore per MWh pari a € 7,48 (AEEG, 2011). Al prezzo di cessione dell'energia inoltre è possibile detrarre un credito d'imposta pari a 25,82 €/MWh ai sensi della Legge Nazionale n. 448 del 23 dicembre 1998 art. 8 c. 10 lett. F e successive modifiche Legge Nazionale n. 354 del 23 novembre 2000 art. 4 c. 4bis che determinerebbe in sostanza un prezzo di vendita dell'energia al consumatore finale pari 69,18 €/MWh_t.

Si è ipotizzato inoltre un allaccio graduale nei primi 4 anni delle utenze agli impianti di teleriscaldamento supponendo di servire il primo anno solamente strutture pubbliche (Marinelli et al. 2012). Sulla base di un'indagine svolta dalla nostra UR

relativa ai consumi medi di energia da parte delle utenze pubbliche, tali consumi equivalgono in media al 30% dell'energia termica prodotta con l'utilizzo di biomasse. La ripartizione dell'energia nei primi 4 anni ipotizzata è riportata nella Tab. 10.

Tabella 10. Ripartizione dell'energia da biomassa.

Anno	% energia da biomasse distribuita	Utenze servite
Anno 1	30	Utenze pubbliche
Anno 2	55	Utenze pubbliche e private
Anno 3	80	Utenze pubbliche e private
Anno 4 – Anno 20	100	Utenze pubbliche e private

Prima di effettuare la valutazione economica è stata effettuata la scelta del saggio di sconto da adottare, il quale risulta fortemente influenzato dagli obiettivi e dalle condizioni finanziarie dell'investitore, dal livello di rischio stimato per l'iniziativa, ecc.;

Nell'analisi effettuata è stato adottato un saggio di sconto pari al 5% tenuto conto dei suddetti fattori, ma anche ipotizzando un finanziamento di 7 anni ad un tasso d'interesse reale del 4,2%¹⁰.

L'analisi del VAN è stata condotta tramite la formula sotto riportata:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FC_k}{(1+r)^k} \quad (7)$$

dove:

FC_k : flusso all'anno k ottenuto dai ricavi nell'anno k meno i costi nell'anno k;

k: durata del progetto in anni;

r: costo del capitale.

Parallelamente è stato calcolato anche il saggio di rendimento interno dell'investimento (SRI) ovvero il saggio di sconto r per il quale risulta soddisfatta l'equazione:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \left[\frac{R_k - C_k}{(1+r)^k} \right] = 0 \quad (8)$$

dove:

R_k : ricavi all'anno k;

¹⁰ Sulla base di informazioni acquisite dalla Banca Depositi e Prestiti

C_k : costi all'anno k ;

r : costo del capitale;

k : durata del progetto.

Infine si è calcolato il *Payback Period*, cioè il tempo di ritorno dell'investimento che di fatto definisce il grado di rischiosità di un investimento, in quanto misura il tempo entro cui gli incassi conseguiti con l'investimento riescono a reintegrare il capitale impiegato. Infatti l'impossibilità di un rapido reintegro del capitale investito può indurre l'investitore, anche in presenza di VAN positivi, a desistere dall'attuazione del progetto. È chiaro che il payback period non misura la rischiosità di un certo investimento, ma unicamente la durata di esposizione al rischio del capitale. Il periodo di ritorno è espresso in anni e si ottiene dalla formula:

$$\text{Tempo di ritorno} = \frac{\text{Investimento iniziale}}{\text{Benefici netti}} \quad (9)$$

Dove l'investimento iniziale è dato dal rapporto tra il Costo totale (lettera D, Tab. 11) ed i ricavi, ottenuti sommando i ricavi energetici annui (L) ed i ricavi dei Certificati bianchi distribuiti nell'arco di venti anni ($M/20$) e sottraendo i costi di gestione (G) e i costi di approvvigionamento del cippato (F).

I risultati della valutazione economica, riportati in Tab. 11, mettono in evidenza che su un totale di 33 Comuni iniziali, la realizzazione di impianti di teleriscaldamento alimentati a biomasse prodotte dalla gestione dei boschi pubblici risulta fattibile, sia dal punto di vista tecnico che economico, in 13 Comuni. Per tali Comuni i risultati dell'analisi economica mostrano valori positivi sia per quanto riguarda il VAN che il SRI, con periodi di ritorno dell'investimento compresi tra i tre e gli undici anni.

9. Discussioni e conclusioni

Le convenzioni internazionali sulla ricerca e protezione del clima hanno indotto diverse nazioni a impegnarsi attivamente per il contenimento delle emissioni di gas serra, incentivando, tra le altre cose, l'utilizzo delle energie rinnovabili. In questo contesto appare strategico il ricorso a più fonti energetiche, potenzialmente disponibili sul territorio, in un'ottica di decentralizzazione della produzione e di sviluppo di piccole reti di utenza locale. A livello nazionale, in considerazione della grande disponibilità di superfici forestali, una valida alternativa ai combustibili fossili, potrebbe essere rappresentata dalla biomassa, prodotto capace di garantire un duplice obiettivo: la valorizzazione delle risorse locali (materie prime e lavoro) ed il contenimento dei costi energetici per le famiglie e per gli enti pubblici. Ciò garantirebbe ricadute positive sia sul contesto sociale che economico locale.

Le biomasse sono una fonte rinnovabile di energia la cui caratteristica principale è quella di essere intrinsecamente legata al territorio, in quanto disponibili e diffuse ovunque, anche se in quantità e qualità diverse. Proprio per la loro diversi-

Tabella 11. Quadro riassuntivo della valutazione economica degli investimenti.

Comune	25% Energia da TEP annui gas metano risparmiati (kWh)	*TEP incenti- vabili (tep r.*r*a)	Costo totale (€)	Rata annua finanz. (4,2%)	Costo di gestione annuo (€)	Costo cippato (30 €/t)	Brek Even Point (€/KWh)	Costo di dis- tribuzi- one (€/kWh)	Ricavi vendita energia annui (€)	Ricavi CB (€)	VAN (€)	SRI (%)	Pay-bach period (anni)	
														A
Albano di Lucania (PZ)	1.198.528,94	90,60	304,42	440.014,50	73.853,42	12.000,44	12.147,25	0,042	0,095	113.860,25	132.390,52	742.435,96	>50	4,57
Cancellara	825.476,89	62,40	209,66	440.373,90	73.913,74	12.011,22	8.366,32	0,056	0,095	78.420,30	87.535,56	311.462,96	19,3	7,06
Castelmezzano (PZ)	697.988,09	52,76	177,28	424.118,26	71.185,34	11.523,55	7.074,20	0,062	0,095	66.308,87	74.016,34	183.656,67	13,6	8,25
Castronuovo di S. A. (PZ)	902.658,06	-	-	413.386,13	69.384,03	11.201,58	9.148,56	0,049	0,095	85.752,52	-	353.481,06	19,8	6,32
Cersosimo (PZ)	291.033,52	22,00	73,92	341.349,79	57.293,22	9.340,49	2.949,66	0,111	0,095	27.648,18	22.503,47	NEGATIVO	-	-
Fardella (PZ)	343.948,70	26,00	87,36	340.554,95	57.159,78	9.316,65	3.485,97	0,095	0,095	32.675,13	26.595,00	NEGATIVO	-	-
Forenza (PZ)	2.243.603,84	169,60	569,86	534.071,25	89.640,20	14.822,14	22.739,23	0,031	0,095	213.142,37	247.830,37	1.802.114,08	>50	2,84
Francavilla sul Sinni (PZ)	1.571.580,99	118,80	399,17	473.589,19	79.488,70	13.007,68	15.928,19	0,036	0,095	149.300,19	173.598,16	1.120.700,82	>50	3,67
Ginestra (PZ)	497.402,74	37,60	126,34	370.478,48	62.182,27	10.214,35	5.041,24	0,074	0,095	47.253,26	49.449,17	31.947,79	6,6	10,75
Latronico (PZ)	1.833.511,16	138,60	465,70	497.162,90	83.445,39	13.714,89	18.582,88	0,034	0,095	174.183,56	202.531,19	1.386.291,01	>50	3,27
Noepoli (PZ)	648.211,02	49,00	164,64	417.771,68	70.120,11	11.333,15	6.569,71	0,065	0,095	61.580,05	64.441,74	137.801,69	11,1	8,91
Pietrapertosa (PZ)	1.272.755,33	96,21	323,27	446.694,88	74.974,67	12.200,85	12.899,55	0,040	0,095	120.911,76	140.589,63	817.699,58	>50	4,34
Rotonda (PZ)	1.899.655,14	143,60	482,50	503.116,00	84.444,57	13.893,48	19.253,26	0,033	0,095	180.467,24	209.837,51	1.453.359,08	>50	3,19
San Costantino A. (PZ)	264.575,93	20,00	67,20	335.396,83	56.294,06	9.161,90	2.681,51	0,119	0,095	25.134,71	16.366,16	NEGATIVO	-	-
San Severino L. (PZ)	679.960,13	51,40	172,70	421.819,69	70.799,54	11.454,59	6.891,49	0,063	0,095	64.596,21	72.104,61	172.432,09	12,8	8,46
Sasso di Castalda (PZ)	566.192,48	42,80	143,81	340.314,32	57.119,43	9.309,43	5.738,44	0,062	0,095	53.788,29	56.287,29	154.568,96	13,6	8,19

tà sono disponibili numerose tecnologie di conversione che producono altrettante forme finali di energia. Da qui emerge chiaramente la necessità di strutturare una valida filiera agro energetica e, parallelamente, scegliere i sistemi di produzione di energia da biomasse maggiormente efficienti. Infatti, un corretto utilizzo delle biomasse prevede delle coerenti azioni di pianificazione combinate con un adeguato *know-how* tecnico nel campo energetico.

Nel caso in esame, attraverso il confronto tra domanda di energia termica e offerta energetica da biomasse è stata valutata la possibilità di sostituzione del gas metano per riscaldamento con energia termica da biomasse; i risultati hanno messo in evidenza come la fattibilità realizzativa sia energetica che economica dipendono dalla disponibilità di biomassa la prima e dai costi d'investimento la seconda.

Nello specifico, per la fattibilità energetica, assume particolare importanza la disponibilità sul territorio della biomassa, in quanto rappresenta l'elemento caratterizzante l'intera filiera. Infatti il ricorso a biomasse esterne al territorio di riferimento non farebbe altro che enfatizzare le esternalità negative dell'investimento con ricadute anti economiche legate al trasporto (costi ed energia); pertanto l'analisi ha escluso tutti i Comuni privi di PAF ed i Comuni che, nonostante la presenza di superfici forestali assestate, presentavano quantitativi di biomassa ritraibili nettamente inferiori ai quantitativi minimi necessari per garantire gli obiettivi di sostenibilità energetica connessi alla sostituzione del gas metano.

Dal punto di vista economico invece, l'analisi ha messo in evidenza come i maggiori costi unitari che caratterizzano gli impianti di piccola potenza rendano effettivamente inefficiente la loro realizzazione. A tal punto il credito d'imposta ai sensi della Legge Nazionale 23 dicembre 1998 n. 448 e successive modifiche (Legge Nazionale 23 novembre 2000 n. 354) e i nuovi incentivi previsti nel Decreto 28 dicembre 2012 del Ministero dello Sviluppo economico: "Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni" noto come Conto Termico potrebbe dare un forte stimolo alla crescita del mercato dell'energia termica da rinnovabili. Infatti tale decreto che in sostanza raggruppa due tipologie d'intervento è rivolto sia alle amministrazioni pubbliche sia a privati e imprese e rappresenta un vero e proprio pagamento fatto direttamente dal GSE al beneficiario che nel caso specifico delle biomasse si effettua per un periodo di due o cinque anni secondo la potenza installata.

Il modello proposto evidenzia una possibile strategia di impiego delle biomasse proporzionata alle esistenti condizioni del territorio, in termini di domanda energetica ed offerta reale di biomasse. Un limite nell'applicazione di tale modello è determinato però dalla non individuazione esatta del centro di trasformazione e di conseguenza nell'approssimazione dell'estensione delle reti di teleriscaldamento. Questo potrebbe determinare una variazione nei costi di realizzazione dell'impianto e di conseguenza una riduzione o un aumento degli stessi. A tal proposito si renderebbe necessario effettuare un'analisi più dettagliata, studiando singolarmente ciascun ambito territoriale, in modo da individuare con precisione il centro di trasformazione e dimensionare con un maggior grado di accuratezza la rete di teleriscaldamento sulla base delle esigenze e delle utenze da servire.

10. Bibliografia

- Abdallah R., Auchet S. e Meausoone P.J., (2001). Experiment study about the effects of disc chipper settings on the distribution of wood chip size. *Biomass and Bioenergy* 35: 843-852.
- APAT (2003). *Le biomasse legnose. Un'indagine sulle potenzialità del settore forestale italiano nell'offerta di fonti di energia*. ISBN 88-448-0097-7. Roma, Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici.
- APAT (2005). *Utilizzazione energetica del gas naturale ed effetto serra. Aspetti di sicurezza e programmi di riduzione dell'inquinamento atmosferico in ambito cittadino connessi all'uso del gas naturale*. Roma, Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici.
- Azar C., Lindgren K. e Andersson B. (2003). Global energy scenarios meeting stringent CO2 constraints – cost effective fuel choices in the transportation sector. *Energy Policy* 31(10): 961-76.
- Bernetti I., Ciampi C., Sacchelli S. e Marinelli A. (2011). La pianificazione dei distretti agro-energetici. Un modello di analisi per la regione Toscana. *L'Italia Forestale e Montana* 66 (4): 305-320.
- Bernetti I. e Fagarazzi C. (2008). *Valutazione della domanda di biocombustibili solidi (legno cippato) nell'area dell'Appennino Pistoiese*. Centro Editoriale Toscano, Firenze. ISBN 10: 88-7957-287-3. ISBN 13: 88-7957-287-3.
- Caserini S., Livio S., Giugliano M., Grosso M. e Rigamonti L. (2010). LCA of domestic and centralized biomass combustion: the case of Lombardy (Italy). *Biomass and Bioenergy* 34: 474-485.
- Combs J. (2002). Biomass energy: an industry waiting for growth. *Renewable Energy World Review* 2002-2003.
- Cozzi M (2008). Agro-energie in Basilicata: un approccio analitico per la valutazione dei costi di trasporto. *Aestimum* 53: 51-74.
- ENEA (2010). *Le fonti rinnovabili 2010. Ricerca e innovazione per un future low-carbon*. Roma, Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile.
- Eurostat (2012). *Environment and energy*. Luxembourg, Publication Office of the European Union.
- Fiores G. e Guariso G. (2009). A Gis-based approach to evaluate biomass potential from energy crops at regional scale. *Environmental Modelling e Software* 25(6): 702-711.
- Fischer G. e Schratzenholzer L. (2001). Global bioenergy potentials through 2050. *Biomass and Bioenergy* 20(3): 151-159.
- Forest Products Laboratory (2004). *Wood biomass for energy*. Madison, U.S.A., Department of Agriculture.
- Gasol C. M., Gabarell X., Rigola M. e Gonzales-Garcia S. (2011). Environmental assessment: LCA and spatial modeling GIS of Energy crop implementation on local scale. *Biomass and Bioenergy* 35: 2975-2985.
- Giordano E. (1971). *Tecnologia del legno*. Utet, Torino.
- Guadagni A. (2010). *Prontuario dell'ingegnere*, Hoepli, Milano.
- ISTAT (2001). 14° Censimento generale della popolazione e delle abitazioni. Roma, Istituto nazionale di statistica.
- Johansson T.B., Kelly H., Reddy A.K.N. e Williams R.H. (1993). A renewables-intensive global energy scenario. In *Renewable energy-sources for fuels and electricity*. Washington, DC: Island.
- Kinoshita T., Inoue K., Iwao K. e Kagemoto H. (2009). A spatial evaluation of forest biomass usage using GIS. *Applied Energy* 86: 1-8.
- Klass D.L., 1998. *Biomass for renewable energy, fuels, and chemicals*. Academic Press, San Diego, California.
- Manzone M., Airoldi G. e Balsari P. (2009). Energetic and economic evaluation of a poplar cultivation for the biomass production in Italy. *Biomass and Bioenergy* 33: 1258-126.
- Marinelli A., Fagarazzi C. e Tirinnanzi A. (2012). La biomassa ad uso energetico: valutazione della sostenibilità economica di alcune filiere foresta-legno-energia in Toscana. *Economia e Diritto Agroalimentare* 17: 291-315.
- McKendry P. (2002a). Energy production from biomass: Overview of biomass. *Bioresource Technology* 83: 37-63.

- OECD (2012). *OECD Environmental outlook to 2050: the consequences of inaction*. Paris, OECD publishing.
- Perpina C., Alfonso D., Perez-Navaro A., Penalvo E., Vargas C. e Cardenas R. (2009). Methodology based on Geographic Information System for biomass logistic and transport optimization. *Renewable Energy* 34: 555-565.
- Romano S., Cozzi M., Luongo V., Pesce F. (2009). La valutazione dei costi di trasporto delle biomasse agroforestali: funzioni e mappatura dei costi su base geografica. (Atti del III Congresso Nazionale di Selvicoltura, Taormina 16-19 ottobre 2008, p. 902-908) Firenze, AISE.
- Rosch C. e Kaltschmitt M. (1999). Energy from biomass – do non technical barriers prevent an increased use?. *Biomass and Bioenergy* 16: 347-356.
- Spinelli R., Magagnotti N., Nati C., Cantini C., Sani G., Picchi G. e Biocca M. (2011). Integrating olive grove maintenance and Energy biomass recovery with a single-pass pruning and harvesting machine. *Biomass and Bioenergy* 35: 808-813.
- Torquati B., Marino D. e Porceddu P. (2012). La valorizzazione energetica dei residui colturali arborei: applicazione dell'analisi spaziale e valutazione della sostenibilità. Ricerca presentata alla 1st AIEAA Conference, Trento 4-5 Giugno 2012.
- The World Bank (2012). *Turn down the heat: why a 4°C warmer world must be avoided*. Washington, International Bank for Reconstruction and Development.
- Valente C., Spinelli R. e Hillring B.G. (2011). LCA of environmental and socio-economic impacts related to wood Energy production in alpine conditions: Valle di Fiemme (Italy). *Journal of Cleaner Production* 19: 1931-1938.
- Wahlund B, Yan J.Y. e Westermark M. (2004). Increasing biomass utilisation in Energy systems: a comparative study of CO₂ reduction and cost for different bioenergy processing options. *Biomass and Bioenergy* 26(6): 531-44.
- Wiskerke W.T., Dornburg V., Rubanza C.D.K., Malimbwi R.E. e Faaj A.P.C. (2010). Cost/benefit analysis of biomass Energy supply options for rural smallholders in the semi-arid eastern part of Shinyanga Region in Tanzania. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14: 148-165.
- Zaghi M. (2010). *L'utilizzazione delle biomasse legnose da recupero di potature: rassegna delle tecnologie di utilizzo ed esempi di realizzazioni*. Dattiloscritto, Medicina (BO), 9 Giugno.