

fiper

FEDERAZIONE ITALIANA PRODUTTORI
DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

**Report impianti
teleriscaldamento
a biomassa
Fiper 2020**

Fiper ringrazia vivamente
le Imprese, gli Autori e coloro
che hanno collaborato e reso possibile
la stesura della presente pubblicazione.

© Copyright 2021

FIPER
Via Scarlatti, 29 - 20124 Milano
www.fiper.it

Tutti i diritti sono riservati.
È vietata ogni riproduzione totale o parziale

Curatrici
Dott.ssa Vanessa Gallo
Dott.ssa Paola Caputo
Dott.ssa Michela Girardi

Foto di copertina
Archivio Fiper e Imprese associate

Editore
Ramponi Arti Grafiche S.r.l. in co-edizione con
FIPER - Federazione Italiana Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili

Grafica e stampa
Ramponi Arti Grafiche - Sondrio

Finito di stampare Maggio 2021



This report has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 952930 - BECoop: Unlocking the community bioenergy potential.
The responsibility for the contents of this report lies with the authors and Fiper.

ISBN 9788890580765

INDICE

PREMESSA

<i>Walter O. Righini</i>	4
--------------------------------	---

STATO DELL'ARTE DEL TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA LEGNOSA

<i>Hanspeter Fuchs</i>	6
------------------------------	---

ANALISI DEGLI IMPIANTI

<i>Paola Caputo</i>	8
---------------------------	---

1. INTRODUZIONE	8
-----------------------	---

2. METODO DI ANALISI	9
----------------------------	---

3. RISULTATI - SCHEDE DEGLI IMPIANTI	12
--	----

SCHEDE IMPIANTI RIPARTITI PER REGIONE:

EMILIA ROMAGNA	14
----------------------	----

FRIULI VENEZIA GIULIA	18
-----------------------------	----

LOMBARDIA	27
-----------------	----

PIEMONTE	37
----------------	----

TOSCANA	45
---------------	----

TRENTINO-ALTO ADIGE: PROVINCIA DI BOLZANO	49
---	----

TRENTINO-ALTO ADIGE: PROVINCIA DI TRENTO	92
--	----

VALLE D'AOSTA	99
---------------------	----

VENETO	102
--------------	-----

4. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	107
------------------------------------	-----

IL FUTURO DEL TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA IN ITALIA

<i>Rupert Rosanelli</i>	109
-------------------------------	-----

BOX: LIBRO BIANCO DEL VERDE 2021

<i>Stefania Pisanti</i>	111
-------------------------------	-----

BOX: LA NUOVA SPERIMENTAZIONE DI DOBBIACO-SAN CANDIDO

<i>Paola Caputo</i>	114
---------------------------	-----

LE BIOMASSE PER IL MIGLIORAMENTO DELLA QUALITÀ DELL'ARIA

<i>Maurizio Notaro</i>	116
------------------------------	-----

IMPATTO ECONOMICO DEL TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA E BIOGAS

<i>Paolo Garbellini</i>	119
-------------------------------	-----

PROSPETTIVE DI SVILUPPO DELLE COMUNITÀ DELL'ENERGIA RINNOVABILE

<i>Maria Adele Prosperoni</i>	121
-------------------------------------	-----

LE BIOENERGIE SECONDO GLI STATI GENERALI DELLA GREEN ECONOMY

<i>Edo Ronchi</i>	124
-------------------------	-----

PROSPETTIVE E SFIDE PER LE BIOENERGIE NEL GREEN DEAL

<i>Giulia Cancian</i>	126
-----------------------------	-----

BOX: IL PROGETTO BECOOP

<i>Vanessa Gallo</i>	128
----------------------------	-----



Walter O. Righini

Presidente FIPER dalla sua costituzione nel 2001.

Amministratore delegato dal 2001 al 2020 della Società TCVV spa. Imprenditore, tra i fautori della filiera legno-energia sul territorio nazionale. Presente in qualità di esperto ai tavoli di “bioenergia e filiera legno” del Ministero dell’Agricoltura. Consigliere del Comitato Termotecnico Italiano (CTI), membro della Giunta Finco e Vicepresidente Commissione Prezzi Biocombustibili presso

CCIAA Milano - Lodi - Monza-Brianza.

PREMESSA

In questo particolare momento, in cui il mondo intero è colpito ferocemente da questa incredibile pandemia, diventa sempre più importante rivolgere la massima attenzione al territorio a noi vicino e circostante al fine di poter adottare tutti gli accorgimenti e le attenzioni volte, oltre ad altri positivi aspetti, alla sua salvaguardia per la riduzione il più possibile dell’inquinamento ambientale.

Proprio in quest’ottica riteniamo che gli impianti associati alla Federazione Italiana Produttori di Energia Rinnovabile “FIPER”, impianti di teleriscaldamento alimentati a biomassa vergine in filiera corta e impianti a biogas con utilizzo degli scarti di produzione agricola e zootecnica, molto legati e connessi al territorio in cui sono stati realizzati, in una reale e tangibile attivazione dell’economia circolare, possano e debbano essere realmente e concretamente sostenuti e promossi.

Per la prima volta il Parlamento europeo ha predisposto un piano di rilancio dell’economia particolarmente incentrata sulla transizione verde e sulla riduzione delle emissioni di CO2 del 50- 55% al 2030-2050.

Obiettivi sfidanti, che necessitano però di una visione politica di medio-lungo termine che deve tener conto di un approccio omnicomprensivo e intersettoriale e che permetta di valorizzare soprattutto le risorse rinnovabili già presenti nei nostri territori non trascurando, ma anzi ulteriormente valorizzando e sostenendo, anche per il futuro, il parco impianti FER faticosamente realizzati è già esistenti.

L’importanza degli impianti da noi rappresentati, di dimensioni piccole o piccolissime nella maggior parte dei casi, rappresentano di fatto un vestito fatto a misura delle necessità dei Comuni o delle aziende agricole ove sono stati realizzati.

Non enormi cattedrali nel deserto nella maggior parte dei casi con costi socializzati, con importazione di fonti fossili dall’estero, ma risposte concrete e tangibili, piccoli gioielli di nicchia, che partecipano concretamente ai bisogni ed alle esigenze locali con utilizzo di fonti del proprio territorio e con ricadute positive economiche, occupazionali, sociali ed ambientali nell’ambito del territorio stesso contribuendo quindi alla sua gestione e cura.

Aziende “made in Italy” con possibilità di ulteriore sviluppo di tre-quattro volte la situazione attuale, con investimenti di 3-5 Miliardi di €. nei prossimi 5 anni, con utilizzo di fonti rinnovabili di 5-10 Miliardi di €. nei prossimi 20 anni, garantendo allo stesso tempo posti di lavoro sicuri per



20-30 anni correlati alla gestione e funzionamento degli impianti.

Fiper con i libri **“Biomasse Legnose - Petrolio verde per il teleriscaldamento italiano”** e **“Teleriscaldamento a biomassa - Un investimento per il territorio”** ha voluto dapprima dare inizio ad una comunicazione ed informazione la più completa ed esaustiva sulle molte opportunità che lo sviluppo del teleriscaldamento a biomassa vergine può apportare alla produzione di energia da fonti rinnovabili, in particolare quella termica, soprattutto nelle zone montane non ancora raggiunte dalle reti gas garantendo autonomia energetica alle popolazioni interessate. E quindi chiudere il cerchio di quella economia circolare rappresentata dall'utilizzo di biomassa ricavata da una corretta ed opportuna gestione e manutenzione dei nostri boschi. Aspetto non solo importante ai fini economici ma soprattutto indispensabile per la salvaguardia del territorio italiano colpito innumerevoli volte da frane, smottamenti, alluvioni ed incendi.



Con il libro **“Biogas - Driver per la filiera agroalimentare”** abbiamo voluto offrire una riflessione sul biogas agricolo e sulla filiera ad esso collegata, importante elemento di forza del tessuto produttivo agricolo nazionale che ha consentito al settore di raggiungere importanti obiettivi di diversificazione del reddito ma soprattutto il miglioramento delle prestazioni ambientali nelle aziende zootecniche con l'utilizzo del digestato prodotto riducendo fortemente emissioni in atmosfera

e dipendenza dai fertilizzanti chimici il più delle volte di importazione.

Il rispetto della direttiva europea sui nitrati rende il biogas una opportunità insostituibile per l'agricoltore e per la comunità circostante

Ora con quest'ultima e nuova pubblicazione vogliamo testimoniare con numeri e dati concreti e reali l'importanza, soprattutto nelle aree marginali del nostro Paese, sia degli impianti del teleriscaldamento a biomassa sia degli impianti a biogas agricolo per poter offrire al decisore politico tutti quegli strumenti e quelle informazioni necessarie per poter adottare sagge ed oculare decisioni sul futuro sviluppo dell'utilizzo delle fonti rinnovabili, abbondanti nelle aree agricole e forestali, ai fini energetici per il raggiungimento di quegli obiettivi previsti dalla nuova normativa del Parlamento Europeo.





Hanspeter Fuchs

Vicepresidente FIPER comparto teleriscaldamento a biomassa dal 2005.

Presidente dell'Unione Energia Alto Adige- SEV, che rappresenta 304 soci: 120 centrali idroelettriche, 45 centrali di teleriscaldamento a biomassa e 149 impianti fotovoltaici. Presidente "teleriscaldamento Termo Elettrico Dobbiaco- San Candido". Imprenditore turistico.

STATO DELL'ARTE DEL TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA LEGNOSA

Teleriscaldamento a biomassa legnosa: un settore per molti di "nicchia", per noi di importanza vitale. Punti di vista diversi, corretti, a seconda dei criteri di analisi che decidiamo di utilizzare.

Certo, se si considera esclusivamente l'incidenza in termini energetici nel comparto del riscaldamento civile, il teleriscaldamento a biomassa ricopre circa l'1,5%.

La fotografia che emerge da questo rapporto è di un parco impianti in continua evoluzione, alla ricerca di nuove soluzioni tecnologiche per aumentare l'efficienza e la competitività del servizio; tra cui: l'introduzione dei sistemi di accumulo, nuovi sistemi di abbattimento emissioni legati agli NO_x, diversificazione produttiva (produzione elettrica, teleraffrescamento, etc.).

A livello microeconomico, invece, laddove sono avviati gli impianti di teleriscaldamento a biomassa, tipicamente zone montane e aree periurbane, questo dato assume un'importanza rilevante, in termini economici, sociali e ambientali. L'effetto moltiplicativo sull'economia locale è considerevole, un impatto complessivo per il territorio pari a 2,65 a livello economico e 15,5 ULA⁽¹⁾ a livello occupazionale. Da ricerca condotta dall'*International Energy Agency*, si evince che gli investimenti realizzati nel teleriscaldamento a biomassa e più in generale nel settore delle bioenergie producano un impatto in termini occupazionali dalle 3 alle 5 volte superiore rispetto all'alternativa fossile.

A titolo di esempio, se un amministratore pubblico o una società decidesse di avviare una rete di teleriscaldamento a biomassa di 10 MWt, significherebbe produrre un impatto monetario lungo la filiera mediamente pari a 4,6 milioni di Euro/annuo.

Basti pensare che attraverso gli 86 impianti aderenti a FIPER, si è riattivata la gestione del patrimonio boschivo locale, secondo il principio dell'uso a cascata del legno. La cosiddetta economia circolare, uno dei pilastri del *Green New Deal*, di fatto è già una realtà presente nei nostri territori, da valorizzare e sulla quale continuare a investire.

(1) Unità Lavorativa Annuale.

La fotografia che emerge da questo rapporto è di un parco impianti in continua evoluzione, alla ricerca di nuove soluzioni tecnologiche per aumentare l'efficienza e la competitività del servizio; tra cui: l'introduzione dei sistemi di accumulo, nuovi sistemi di abbattimento emissioni legati agli NO_x , diversificazione produttiva (produzione elettrica, teleraffrescamento, produzione di pellet dal calore in esubero, etc.).

Un fermento tipico di un'impresoria radicata sul territorio, che riesce ad accedere a finanziamenti agevolati da istituti di credito locali; un'impresoria che non trova attualmente risposte in altri strumenti finanziari, quali il fondo di garanzia di Invitalia o i fondi Bei; il primo per i tempi atavici per finalizzare una richiesta di finanziamento (2-3 anni), il secondo, perché orientato verso le grandi *multiutility*.

E dire che la Direttiva RED 2 sulla promozione delle fonti rinnovabili, incoraggia gli Stati Membri a promuovere la generazione distribuita (termica ed elettrica) e incentivare nuovi modelli di gestione e produzione dell'energia rinnovabile, quali ad esempio, le comunità dell'energia.

Questo rapporto ci mostra chiaramente, dati alla mano che gli impianti di teleriscaldamento a biomassa comportano un risparmio complessivo di CO_2 pari a circa 200.000-300.000 t/anno. Un dato significativo per dimostrare la valenza ambientale di questi impianti nelle aree in cui è disponibile biomassa a livello locale; un dato utile al legislatore per valutare il costo-opportunità di questi impianti rispetto a possibili nuovi piani di metanizzazione delle aree interne.

La *lobby* del fossile punta il dito e critica aspramente l'impiego delle biomasse legnose per il riscaldamento, per l'impatto in termini di polveri sottili, non considerando l'impatto in termini di CO_2 del metano, nonché le pericolose e altamente inquinanti emissioni fuggitive dello stesso. Legittimo punto di vista.

Stupisce, invece, l'atteggiamento del Governo che, nel promuovere la transizione *green* e il rilancio dell'economia post Covid, abbia promosso quali interventi trainanti di tipo impiantistico, grazie ai quali si ha accesso al 110%, le caldaie a condensazione a gas, mentre ha considerato gli interventi di teleriscaldamento efficiente (quindi anche a biomassa) esclusivamente per le zone montane non soggette a infrazione, anziché promuovere questa tecnologia sull'intero territorio nazionale e soprattutto nelle aree attualmente in infrazione europea per la qualità dell'aria, proprio per accelerare il processo di decarbonizzazione dell'economia e favorire una maggiore diffusione di tecnologie a basse emissioni.

Ci auguriamo quindi che questo rapporto possa rappresentare un utile strumento di analisi e valutazione per favorire l'avvio di nuovi impianti di teleriscaldamento, possibilmente co-trigenerativi a biomassa, e consolidare la capacità esistente.

Disponiamo di un patrimonio forestale, un bene inestimabile, su cui focalizzare l'attenzione, perché non delocalizzabile, per il rilancio economico all'insegna *green* delle aree interne e per poter conseguire a livello nazionale gli ambiziosi e vincolanti obiettivi europei previsti al 2050 all'interno del pacchetto *Green Deal*.

Un investimento per il Sistema Paese all'insegna della sostenibilità e della *Next generation EU*.



Paola Caputo

Dipartimento di Architettura, Ingegneria delle Costruzioni e Ambiente Costruito (ABC), Politecnico di Milano.

Ingegnere per l'ambiente e il territorio con dottorato in Energetica, nel 2002 diviene ricercatore di ruolo di fisica tecnica ambientale al Politecnico di Milano, dove diventa Professore Associato nel 2017. In tale ambito svolge attività didattica

e di ricerca sui temi dell'efficienza energetica, dell'integrazione di fonti rinnovabili e dell'ottimizzazione di sistemi energetici a scala di edificio, quartiere e città.

Ha partecipato a numerosi progetti di ricerca nazionali e internazionali, pubblicandone i risultati in diversi ambiti scientifici.

ANALISI DEGLI IMPIANTI

1. INTRODUZIONE

Il presente rapporto rappresenta l'evoluzione delle precedenti due pubblicazioni promosse dalla Federazione Italiana Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili (FIPER) focalizzate sul teleriscaldamento a biomassa, il libro "Biomasse legnose: Petrolio verde per il teleriscaldamento italiano" del 2015 e il libro: "Teleriscaldamento a biomassa: un investimento per il territorio" del 2018. Il rapporto qui presentato descrive lo stato dell'arte del teleriscaldamento con un affondo di dettaglio solo sugli impianti di biomassa, cercando di dare luce alla filiera bosco-energia e mettendo in evidenza i dati descrittivi delle condizioni operative reali degli impianti associati FIPER.

Operando con l'obiettivo di promuovere il settore della produzione di calore e elettricità rinnovabile, nel rispetto dei territori dove hanno sede gli impianti, FIPER rappresenta la quasi totalità dei gestori di impianti di teleriscaldamento a biomassa, riunendo, se si includono anche le numerose mini-reti, 130 impianti operanti sul territorio nazionale (dato 31.12.2019), per un totale di 453 MW di potenza a biomassa. Come riportato nella precedente pubblicazione¹ e confermato anche nel seguito del presente rapporto, si stima che tali impianti possano comportare un risparmio di circa 200.000 - 300.000 tCO₂/anno, che potrebbero essere triplicate sulla base dell'espansione potenziale di tali sistemi in tutti i comuni non metanizzati appartenenti alle zone climatiche E ed F.



Com'è noto, attualmente in Italia il teleriscaldamento ha ancora un ruolo piuttosto marginale; pertanto, sono sempre più urgenti iniziative tese a far evolvere i sistemi esistenti e a creare i presupposti per nuove realizzazioni.

Figura 1. Installazione di una rete di teleriscaldamento in comune alpino (fonte: Giovanni Riva)

¹ AA.VV, Teleriscaldamento a biomassa: un investimento per il territorio, Fiper, 2018.

2. METODO DI ANALISI

La ricerca qui presentata ha riguardato gli impianti associati FIPER in esercizio nella gestione 2019² e si è fondata su un'intensa interazione diretta con gli operatori coinvolti nella gestione degli impianti finalizzata all'acquisizione di dati di esercizio reali e verificati.

La ricerca svolta è stata caratterizzata dalle seguenti fasi:

1. definizione della lista dei parametri utili a descrivere il comparto teleriscaldamento a biomassa sulla base delle finalità del presente rapporto;
2. raccolta e verifica delle informazioni mediante interazione diretta con gli operatori coinvolti nella gestione degli impianti (invio di schede/questionari, scambi mediante posta elettronica e conversazioni telefoniche);
3. predisposizione delle schede di dettaglio;
4. redazione delle schede di dettaglio per la quasi totalità degli impianti FIPER³;
5. elaborazioni statistiche, definizione e calcolo di alcuni indicatori di prestazione;
6. discussione dei risultati conseguiti.

Le informazioni raccolte sono state dapprima catalogate, completate e uniformate in un foglio di calcolo Excel; successivamente, a valle di un lungo processo di verifica dei dati e di esclusione di alcuni casi particolari, per ciascun impianto è stato generato un foglio di calcolo Excel dedicato e utile alla redazione della scheda (vedere sezione 3) corredata dal bilancio energetico annuale.

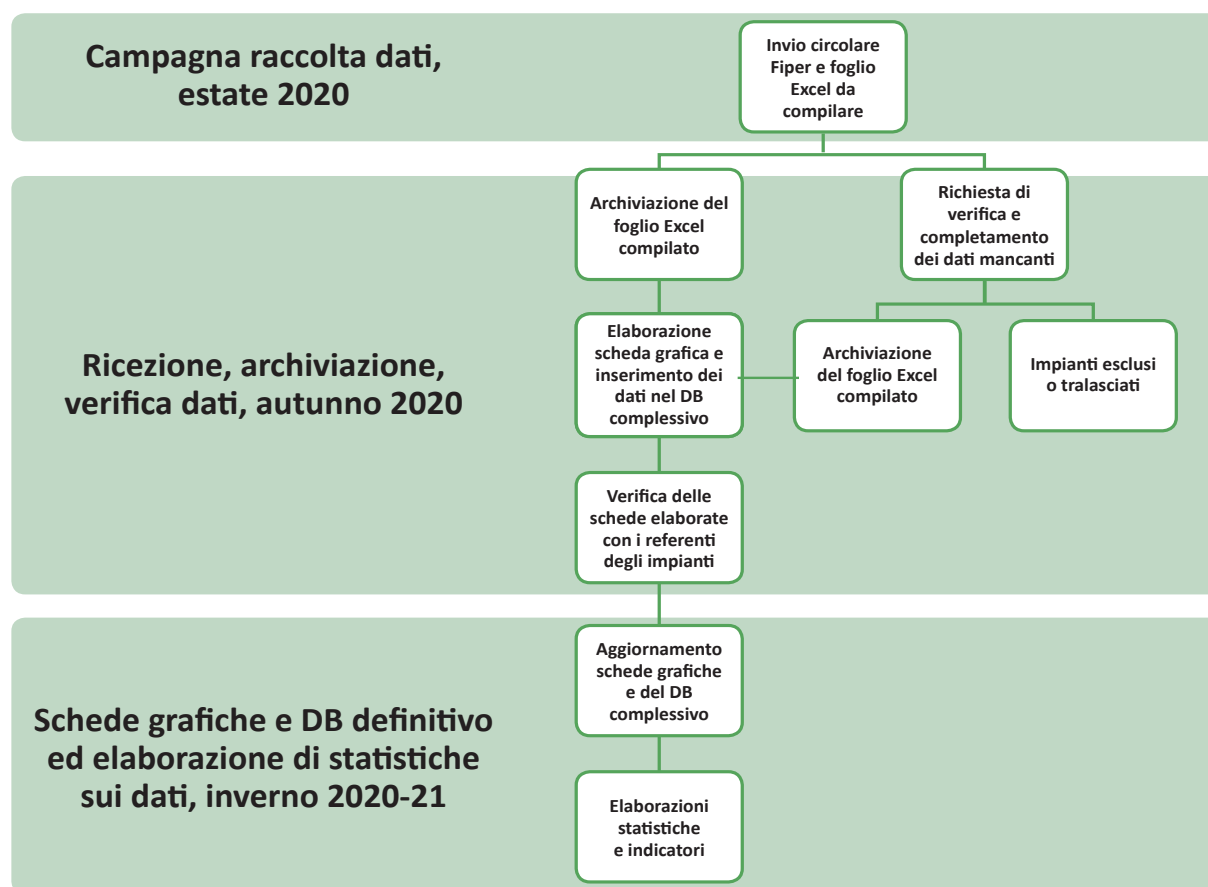


Figura 2. Schema delle fasi di raccolta ed elaborazione delle informazioni

² Salvo alcuni casi di piccoli impianti per i quali è stato necessario fare riferimento ai dati dell'anno 2018. I dati relativi all'esercizio 2020, ancora in corso di verifica per alcuni impianti, potrebbero aver risentito degli effetti dovuti alla pandemia Covid 19 ancora in corso; per questo motivo, si è preferito fare riferimento all'annualità 2019, in quanto più recente, con dati il più possibile completi e non affetti da condizioni operative particolari.

³ Alcuni impianti sono stati esclusi perché i dati reperiti risultavano parzialmente incompleti o riferibili a condizioni operative particolari, oppure perché i gestori non hanno aderito alla campagna di monitoraggio oppure perché le condizioni operative fanno riferimento a mini-reti, caratterizzate da potenze termiche di poche centinaia di kW.

2.1 PRINCIPALI INFORMAZIONI CATALOGATE

Il rapporto ha comportato la raccolta e la catalogazione di numerose informazioni non sempre disponibili in modo uniforme per tutti gli impianti analizzati. Al fine di valutare alcuni indici comuni a un numero di casi sufficientemente rappresentativo, per la redazione delle schede di dettaglio sono stati selezionati alcuni parametri e ripartiti nelle seguenti sei sezioni:

1. Denominazione e localizzazione degli impianti;
2. Dati generali sulla centrale termica e sulla rete;
3. Anno di entrata in esercizio e tariffe di incentivazione alla produzione termica ed elettrica;
4. Dati relativi all'energia primaria⁴ utilizzata e alla produzione termica ed elettrica;
5. Quantità di biomassa (cippato) utilizzata;
6. Emissioni di CO₂ evitate grazie all'esercizio dell'impianto.

Si sottolinea il carattere innovativo del rapporto dove compaiono informazioni verificate direttamente con gli operatori, difficilmente reperibili in forma così sistematica e uniforme, inclusi i dettagli per individuare immediatamente gli impianti, a dimostrazione della *corporate identity* degli operatori, disponibili a esporsi in prima persona.

2.2 CALCOLO DEL RISPARMIO DI CO₂

Come anticipato, in aggiunta alle informazioni fornite dagli operatori, opportunamente verificate ed elaborate, l'ultima parte della scheda di ciascun impianto riporta, accanto alle t/anno di biomassa utilizzata (punto 5 del precedente elenco), anche la stima delle t/anno di CO₂ risparmiata grazie all'esercizio dell'impianto (punto 6 del precedente elenco).

Prima di descrivere il metodo di stima, va premesso che, se il bacino di approvvigionamento è definito e gestito correttamente, la biomassa legnosa locale può essere considerata *carbon neutral* (a bilancio di carbonio complessivamente nullo, o quasi), poiché la combustione della biomassa non ha impatto sull'incremento di CO₂ in atmosfera. Tuttavia, nel presente studio, in accordo col metodo descritto nel precedente studio "Teleriscaldamento a biomassa: un investimento per il territorio" (Fiper, 2018), si propone una stima delle emissioni di CO₂ lungo la filiera bosco-energia, con particolare riferimento alle attività di preparazione e trasporto del combustibile. I risparmi in termini di tonnellate di CO₂ all'anno per impianto sono stati quindi stimati facendo un confronto tra le emissioni dei sistemi termici sostituiti⁵ e quelle relative all'esercizio dell'impianto, sempre in riferimento ai dati dell'esercizio 2019. Pertanto, nella stima sono state considerate:

- la CO₂ risparmiata grazie alla sostituzione di un prelievo dalla rete elettrica nazionale di un quantitativo di elettricità pari a quella venduta⁶ dagli impianti analizzati alla rete elettrica;
- la CO₂ risparmiata grazie alla sostituzione di un quantitativo di calore prodotto mediante caldaia a gas (nei comuni metanizzati) o a gasolio (nei comuni non metanizzati) pari a quello venduto agli utenti finali dai sistemi di teleriscaldamento a biomassa;
- la CO₂ emessa lungo la filiera di approvvigionamento e trasformazione della biomassa.

Quest'ultima è stata stimata in coerenza con il fatto che nel DM 26 giugno 2015 il fattore di conversione in energia primaria non rinnovabile della biomassa legnosa è posto pari a 0,2. Da questo discende un fattore di emissione della CO₂ pari a 56,5 gCO₂/kWh di energia primaria in ingresso, calcolato assumendo che il 20% di quota non rinnovabile possa essere riferita a trasformazioni energetiche basate sull'uso di gasolio⁷. Pertanto, le stime riferite al risparmio di

⁴ Nei calcoli si assume un PCI del cippato pari a 2,5 kWh/kg; in alcuni casi, su suggerimento degli operatori, tale valore viene incrementato a 2,7 kWh/kg (in molti impianti della Provincia Autonoma di Bolzano) o decrementato a 2 kWh/kg.

⁵ Per gli impianti cogenerativi si considerano sia il calore, prodotto mediante caldaie, sia l'elettricità, generata dal sistema elettrico nazionale, entrambi sostituiti grazie al funzionamento degli impianti a biomassa.

⁶ Si segnala che, per i casi in cui non sono stati forniti i dati di elettricità venduta e/o di autoconsumi elettrici dell'impianto, l'elettricità venduta è stata assunta pari a quella prodotta.

⁷ Per ulteriori dettagli sul metodo si rimanda al precedente studio AA.VV. Teleriscaldamento a biomassa: un investimento per il territorio, Fiper, 2018.

emissioni di CO₂ e di energia primaria fossile riportate nel seguito sono da considerarsi conservative perché, se la biomassa fosse considerata totalmente rinnovabile e neutrale sotto il profilo del carbonio, si otterrebbero risultati ancora migliori. In questo caso infatti, i risparmi in termini di t/anno di CO₂ sarebbero ulteriormente incrementati del 30% circa e quelli in termini di TEP/anno di energia primaria fossile sarebbero incrementati del 25% circa.

Come si noterà nel seguito, le stime riportate sono principalmente influenzate dalla presenza o meno della rete del metano (caldaie a gas o a gasolio come sistemi di confronto per la generazione termica), dal funzionamento solo termico o cogenerativo degli impianti e dalle perdite di rete.



Figura 3. Movimentazione del cippato (fonte: Giovanni Riva)

3. RISULTATI - SCHEDE DEGLI IMPIANTI

Tale sezione raccoglie le schede relative ai 82 impianti catalogati in ordine alfabetico per regione, provincia e comune. In riferimento alla figura 4, la prima parte della scheda inquadra i dati generali, includendo localizzazione, produzione energetica nell'anno 2019⁸ e alcuni dettagli sulle caratteristiche della rete e dell'utenza. La seconda parte descrive i principali flussi di energia dell'impianto, evidenziando le energie primarie in ingresso (a sinistra), il calore e l'elettricità prodotti⁹ ed eventualmente acquistati (al centro) e il calore e l'elettricità venduti (destra). L'ultima parte indica le tonnellate di biomassa utilizzate e di CO₂ risparmiata grazie al funzionamento dell'impianto, sempre su base annua.

Infine, l'eventuale apposizione delle due icone sotto riportati indica se la rete fornisce anche energia frigorifera o se l'impianto fa parte di una Comunità energetica riconosciuta.

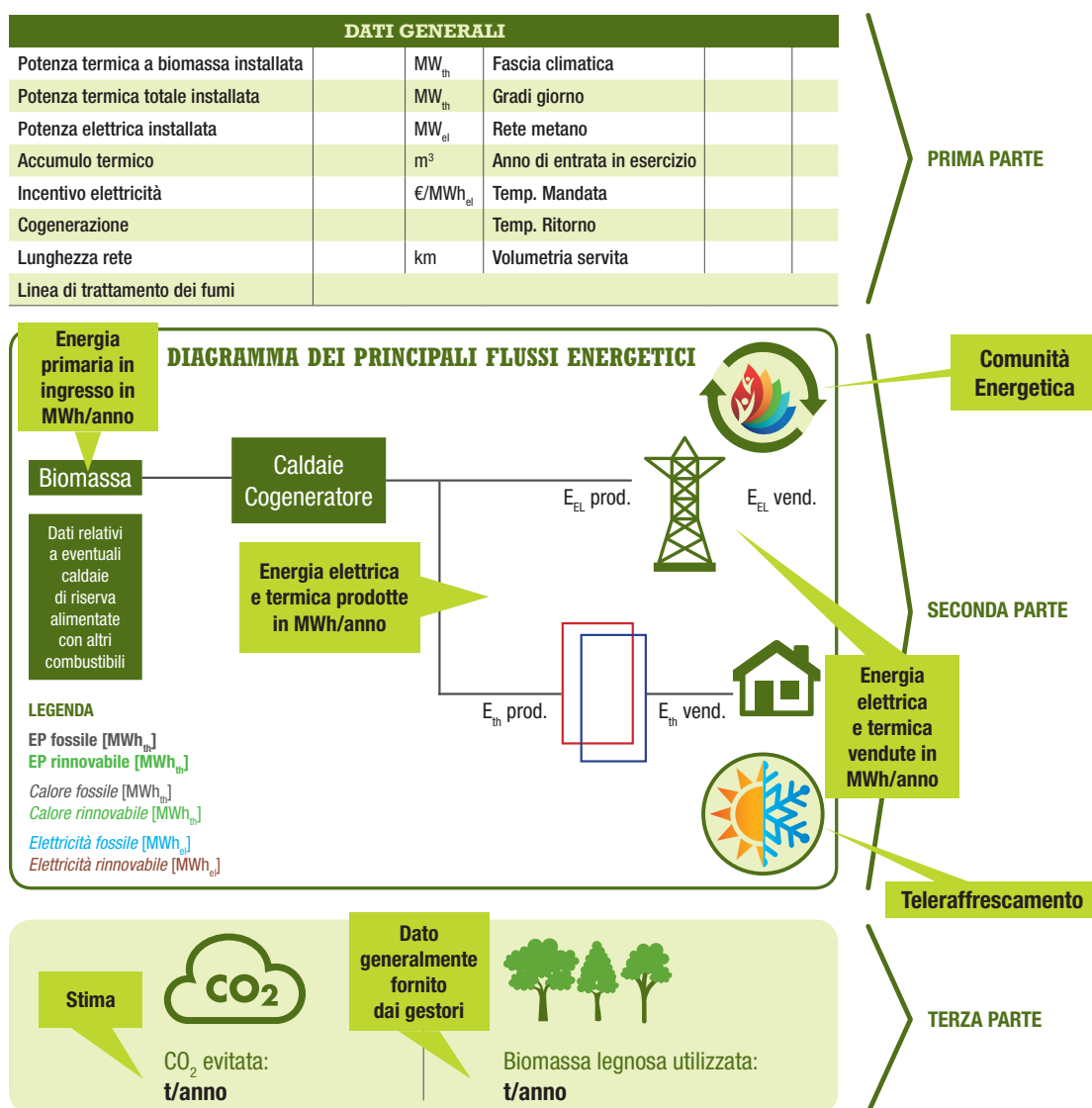


Figura 4. Scheda di impianto commentata (dati su energia elettrica presenti solo per i casi cogenerativi)

tCO₂/anno: tonnellate di CO₂ (anidride carbonica) per ogni anno solare.

t/anno: tonnellate di biomassa (cippato) utilizzate per ogni anno solare.

TEP/anno: tonnellate di petrolio equivalente per ogni anno solare; 1 TEP = 11,63 MWh.

EP: energia primaria, ovvero energia così come è presente in natura, prima di ogni processo di conversione energetica.

⁸ Per alcuni impianti localizzati nella Provincia Autonoma di Bolzano, i dati fanno riferimento all'anno 2018.

⁹ Vengono indicati anche: il calore eventualmente acquistato da terzi o recuperato dalla condensazione dei fumi; l'elettricità eventualmente acquistata dalla rete elettrica nazionale per i casi in cui tale dato è stato reso disponibile.

3.1 CARATTERISTICHE GENERALI DEL PARCO IMPIANTI

Con 423 MW a biomassa e 786 MW totali, le 82 esperienze riportate nella schede successive confermano la compatta collaborazione degli associati Fiper nel condividere con la dovuta trasparenza le proprie informazioni operative. Ne risulta un panorama piuttosto vario e non scontato; ciò valorizza ancor più gli obiettivi dell'rapporto, ovvero rendere disponibili e aggiornabili le informazioni essenziali per comprendere le condizioni operative dell'intero comparto¹⁰, mettendo in luce sia le eccellenze sia le criticità e le sfide per un'evoluzione sempre più efficiente di tali sistemi.

Guardando la distribuzione del parco analizzato (82 impianti), circa la metà degli impianti analizzati opera nella Provincia Autonoma di Bolzano (51% in numero e 43% come potenza a biomassa installata), seguono Lombardia (10% in numero e 22% come potenza a biomassa installata), Piemonte (10% in numero e 12% come potenza a biomassa installata) e altre regioni settentrionali.

Gli impianti hanno in generale piccole taglie. Infatti, più della metà dei casi analizzati ha una potenza termica complessiva inferiore a 6 MW. In particolare, il 15% degli impianti ha una potenza ≤ 1 MW; il 40% ha una potenza compresa tra 1 e 6 MW; il 34% ha una potenza compresa tra 6 e 20 MW; e l'11% ha una potenza superiore a 20 MW).

Tale fenomeno conferma nuovamente il fatto che la dimensione degli impianti è coerente con la realtà locale, le necessità, le disponibilità e le peculiarità del contesto di inserimento. Ne discende che la gestione di impianti di così piccole dimensioni è stata organizzata con poche risorse e prevedendo un contatto diretto e personale con l'utenza, aspetti non trascurabili nel momento in cui si promuovono nuovi schemi regolatori e nuove indicazioni standardizzate per il monitoraggio delle condizioni operative degli impianti.

Gli impianti cogenerativi costituiscono circa il 46% dei casi analizzati e sono principalmente diffusi nella Provincia Autonoma di Bolzano e in Lombardia.

Circa il 70% degli impianti operano in aree non metanizzate dove rappresentano un valido sostituto alla caldaie a gasolio o ad altri sistemi domestici poco efficienti.

¹⁰ A tendere, Fiper conta di poter redigere un rapporto su tutti impianti associati, nessuno escluso.

DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA

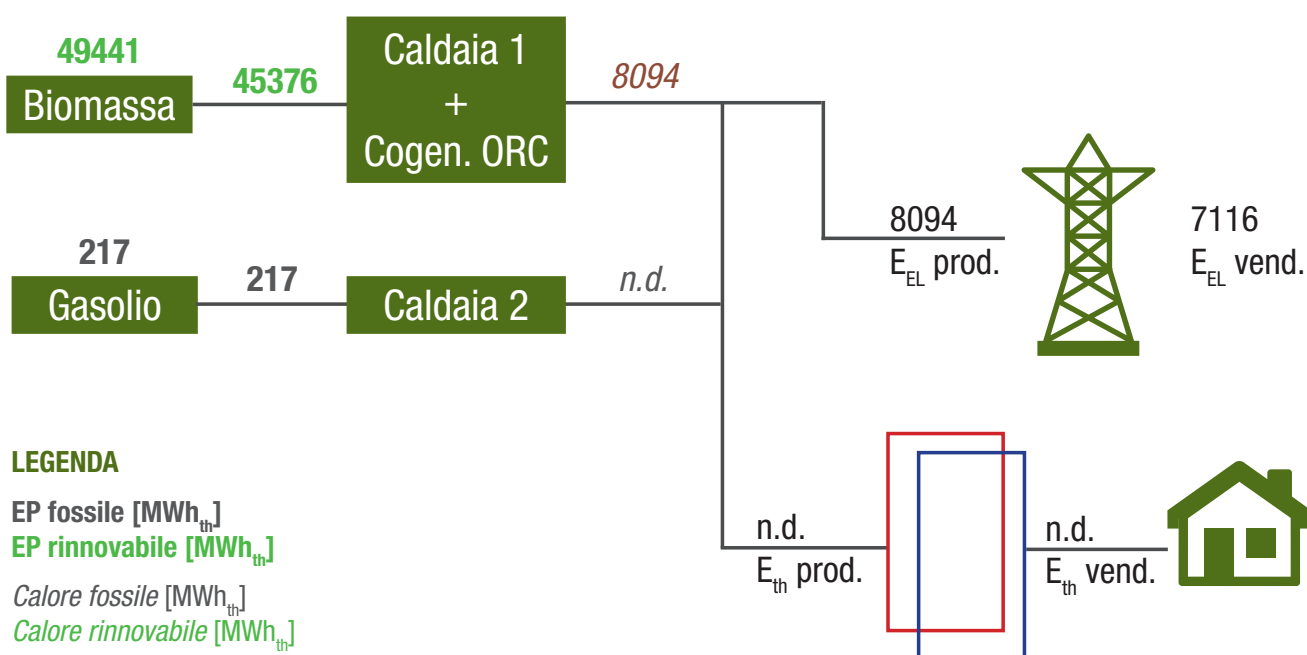
EMILIA ROMAGNA



Lizzano in Belvedere (Bologna)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	6	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	11,6	MW _{th}	Gradi giorno	3066	
Potenza elettrica installata	1	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2005	
Incentivo elettricità	280	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	9	km	Volumetria servita	134800	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
4061 t/anno



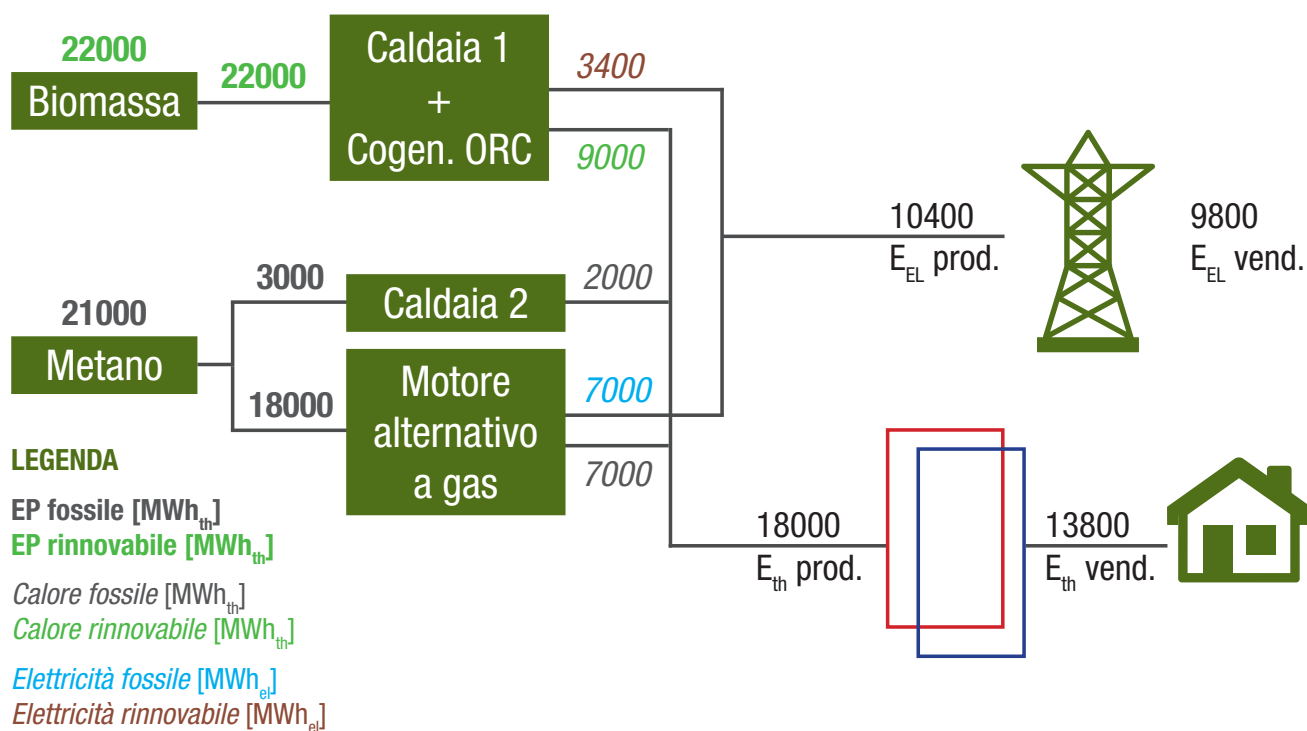
Biomassa legnosa
utilizzata:
17411 t/anno



Zola Predosa (Bologna)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	4	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	15	MW _{th}	Gradi giorno	2259	
Potenza elettrica installata	2,8	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2008	
Incentivo elettricità	280	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	7,8	km	Volumetria servita	385000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
2547 t/anno



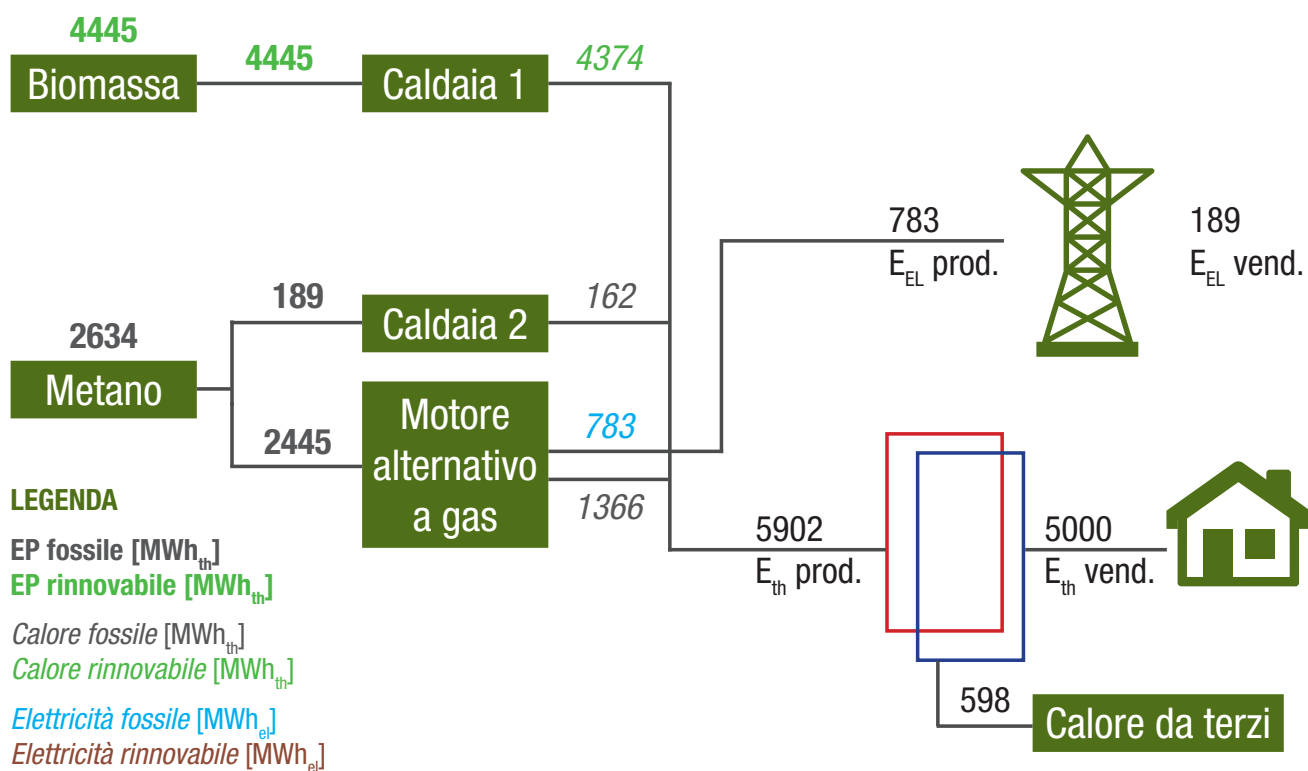
Biomassa legnosa
utilizzata:
13000 t/anno



Bagno di Romangna (Forlì - Cesena)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	1	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	6,5	MW _{th}	Gradi giorno	2789	
Potenza elettrica installata	5,88	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	80	m ³	Anno di entrata in esercizio	1987	
Incentivo elettricità	240	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	75	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	58	°C
Lunghezza rete	12	km	Volumetria servita	200000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
523 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
1778 t/anno



DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA

FRIULI VENEZIA GIULIA

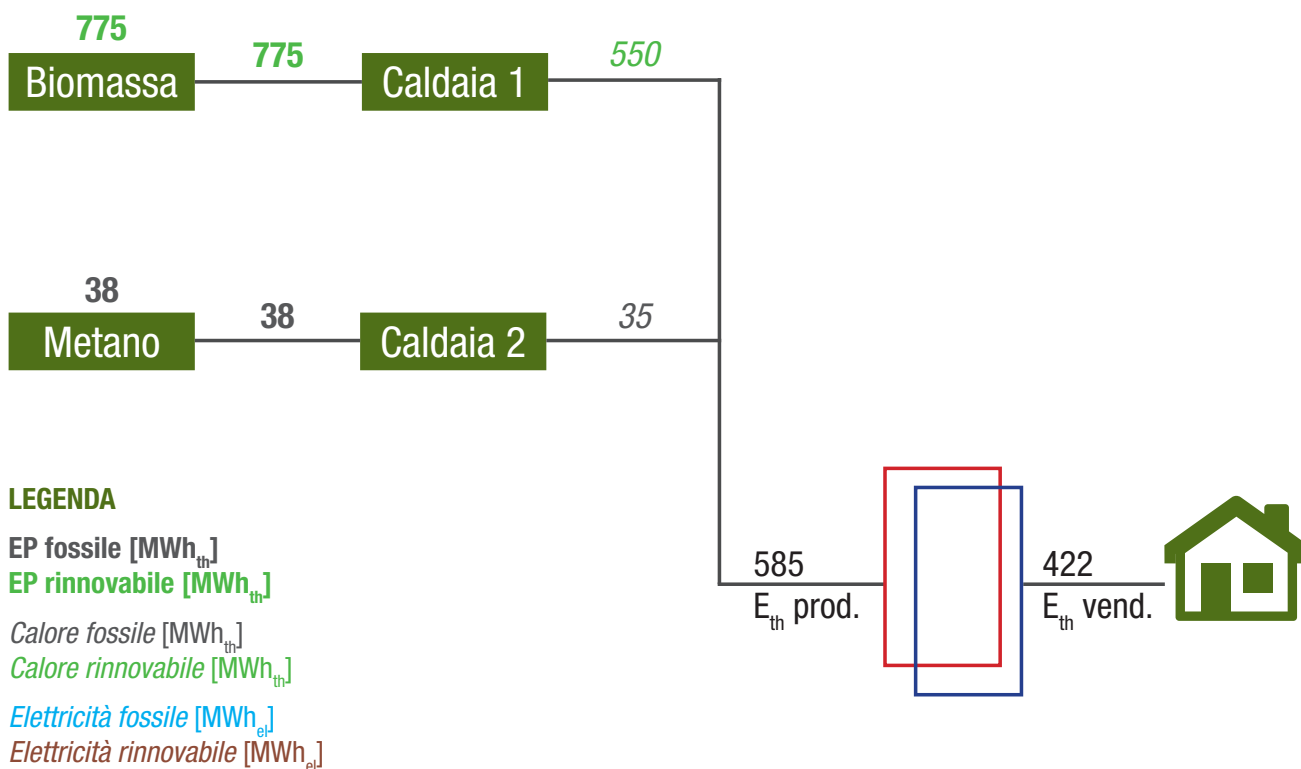


Ampezzo (Udine)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	0,54	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	0,74	MW _{th}	Gradi giorno	3405	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	5	m ³	Anno di entrata in esercizio	2011	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	0,2	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
52 t/anno



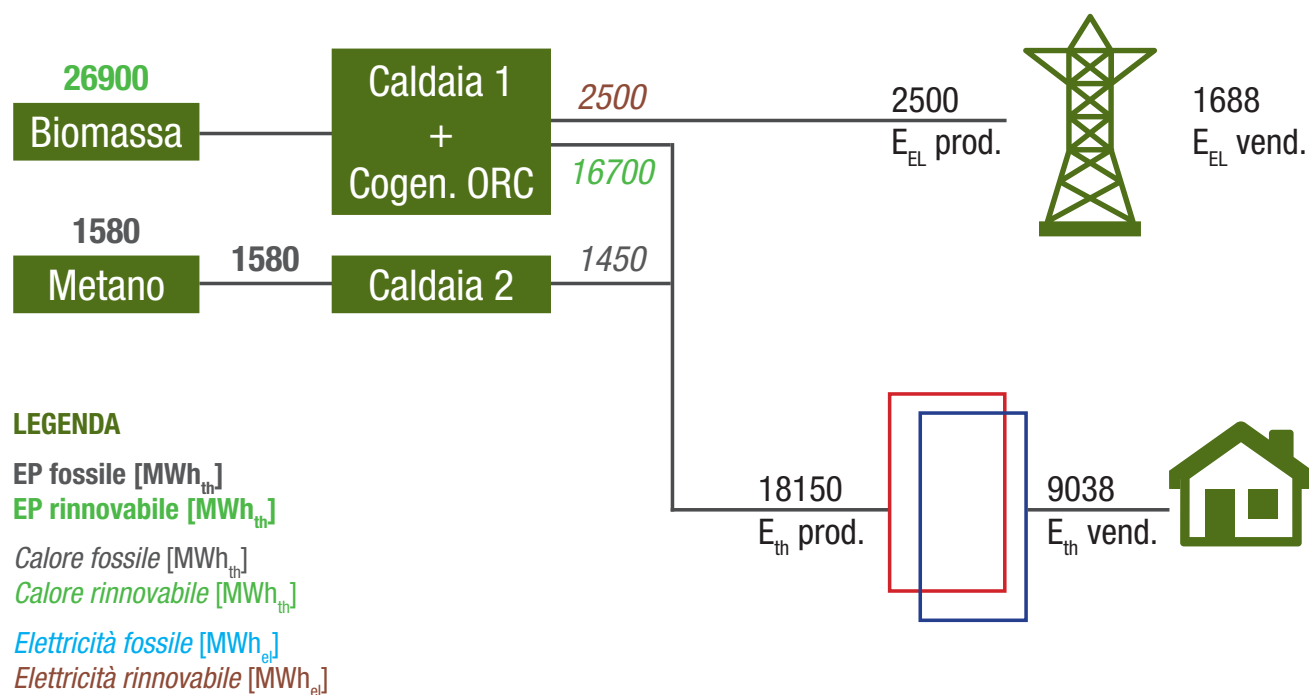
Biomassa legnosa
utilizzata:
295 t/anno



Arta Terme (Udine)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	4,2	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	9,2	MW _{th}	Gradi giorno	3249	
Potenza elettrica installata	0,5	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2008	
Incentivo elettricità	280	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	9	km	Volumetria servita	262000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
1205 t/anno



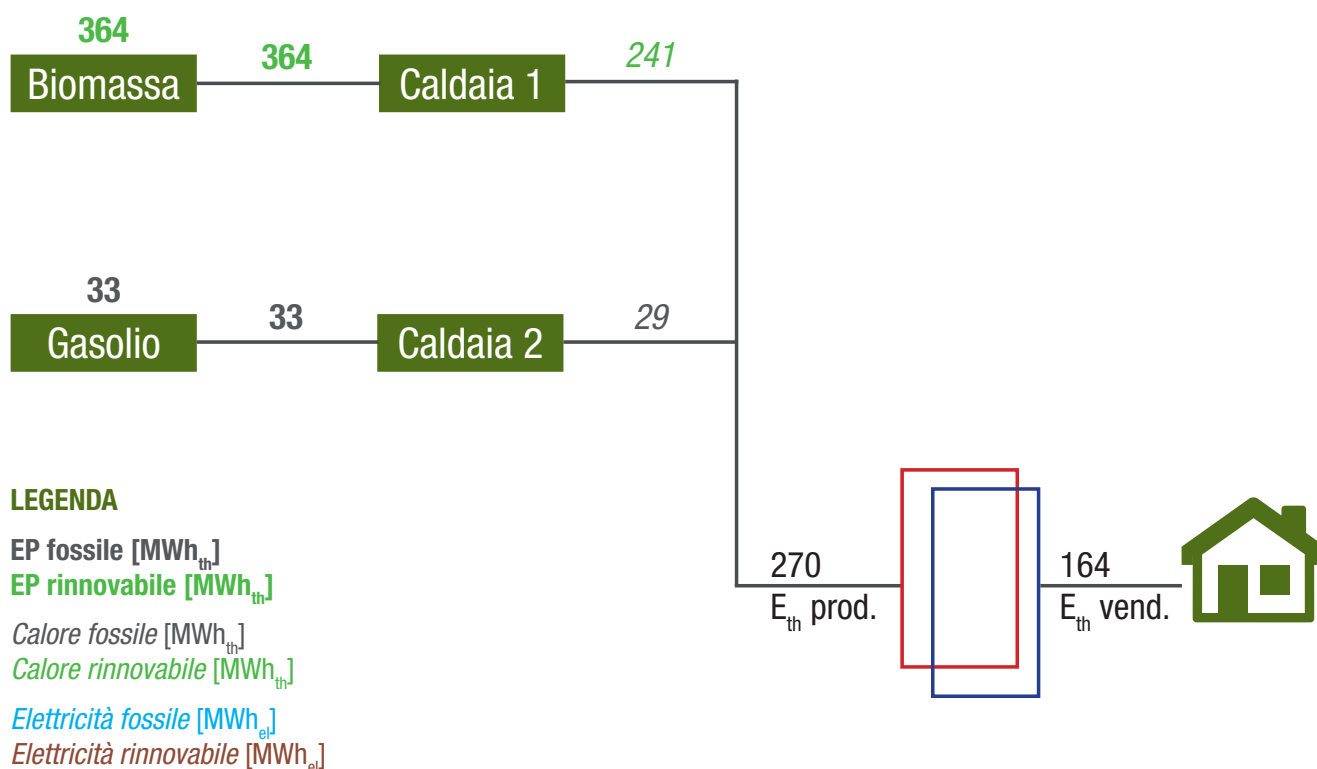
Biomassa legnosa
utilizzata:
12200 t/anno



Forni Avoltri (Udine)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	0,232	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	0,432	MW _{th}	Gradi giorno	4110	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	5	m ³	Anno di entrata in esercizio	2012	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	0,05	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
27 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
138 t/anno



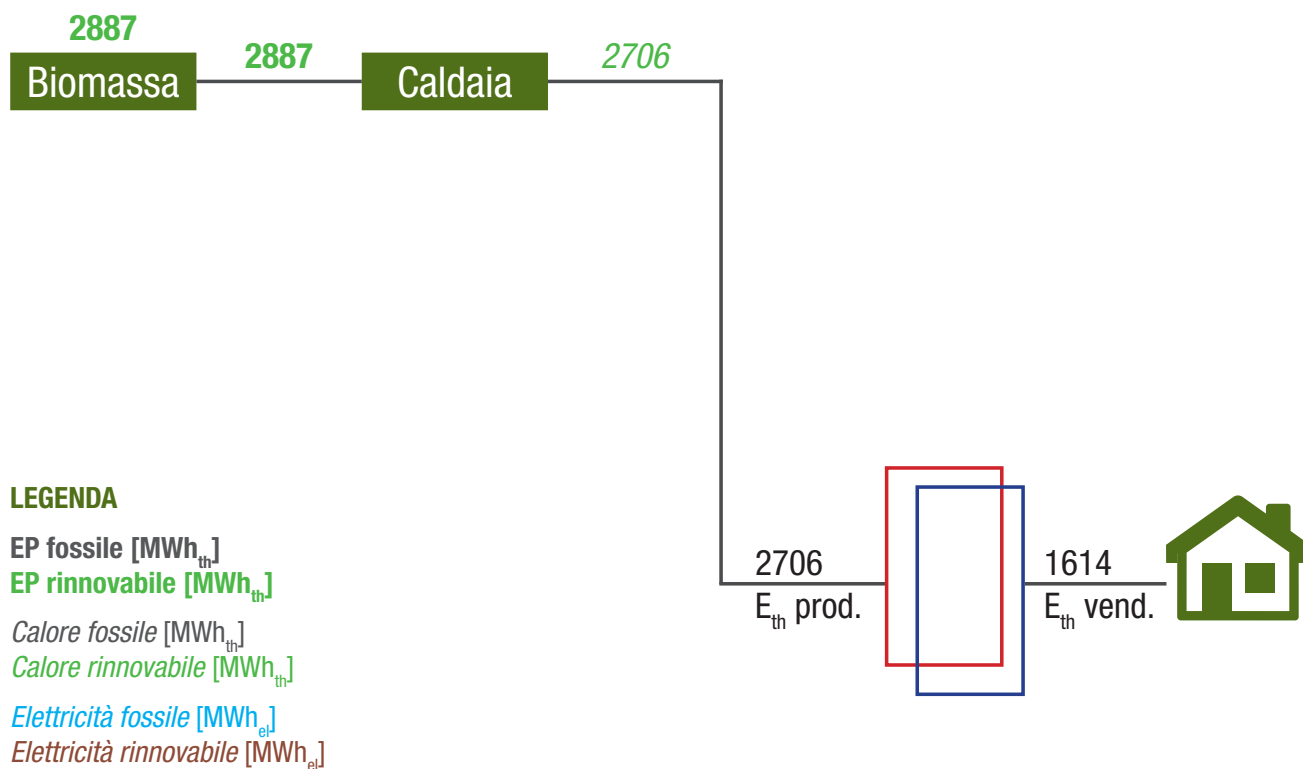
Comune di Forni di Sopra

Forni di Sopra (Udine)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	1,4	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	1,4	MW _{th}	Gradi giorno	3798	
Potenza elettrica installata	n.d.	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2008	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	82	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	3,08	km	Volumetria servita	53648	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
400 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
1155 t/anno

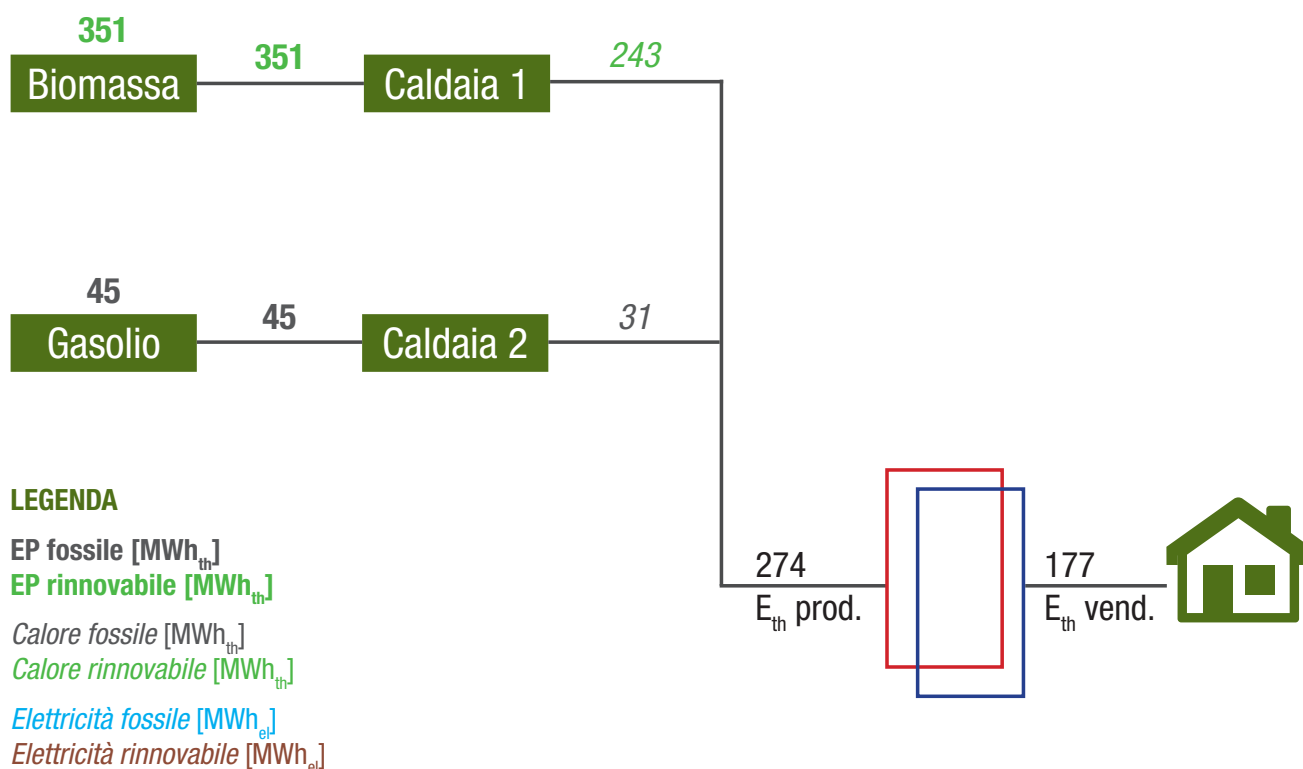


Lauco (Udine)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	0,3	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	0,65	MW _{th}	Gradi giorno	3692	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	5	m ³	Anno di entrata in esercizio	2010	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	0,4	km	Volumetria servita	6000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
29 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
133 t/anno

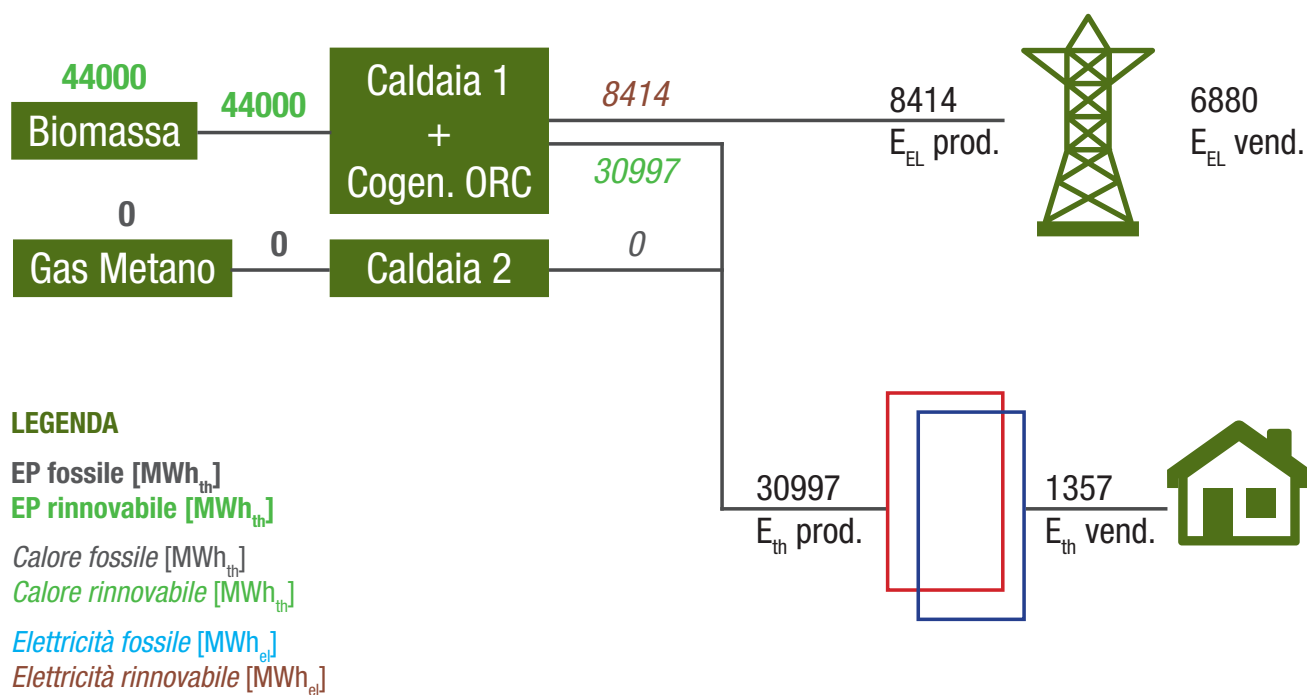


Sutrio (Udine)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	4	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	5,7	MW _{th}	Gradi giorno	3487	
Potenza elettrica installata	1	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2017	
Incentivo elettricità	240	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	1,2	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Elettrofiltro; DeNOx SNCR				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
1211 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
20000 t/anno

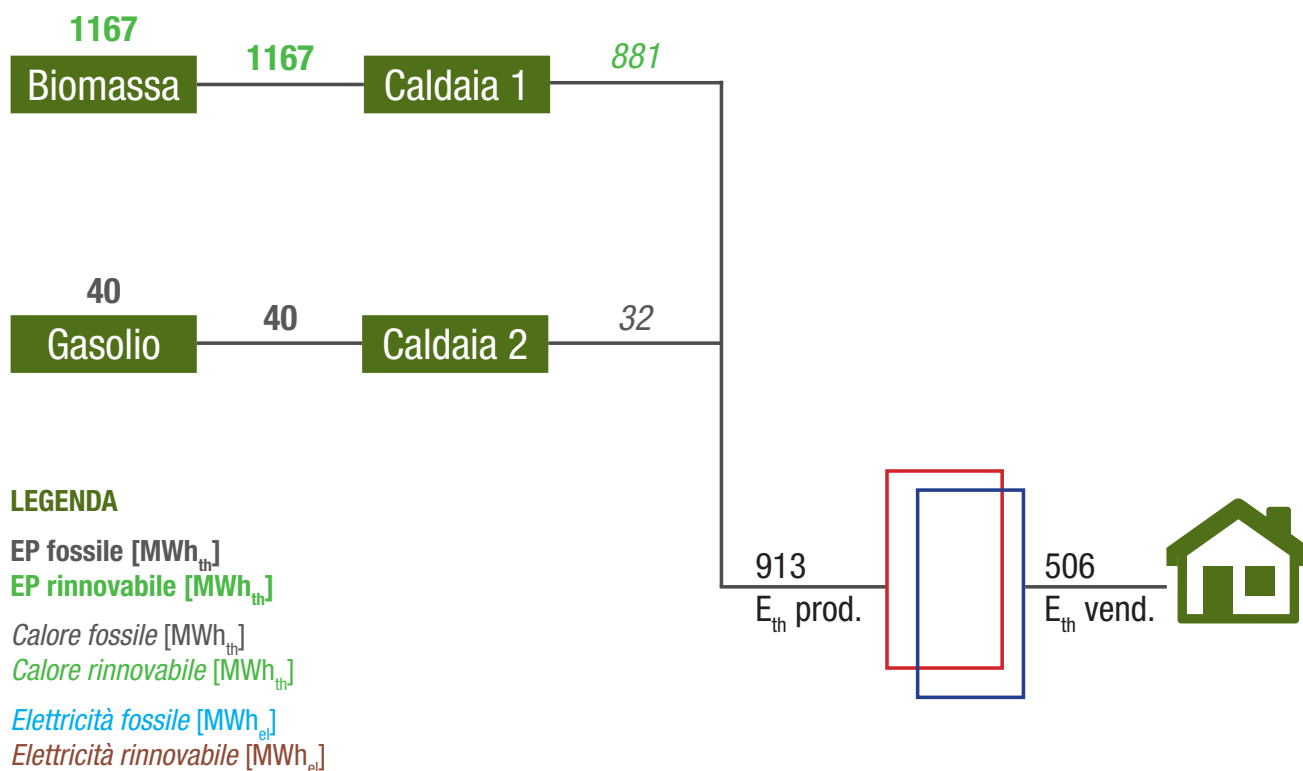


Treppo Ligosullo (Udine)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	0,54	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	1,17	MW _{th}	Gradi giorno	2323	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	5	m ³	Anno di entrata in esercizio	2008	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	0,8	km	Volumetria servita	30000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
99 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
442 t/anno

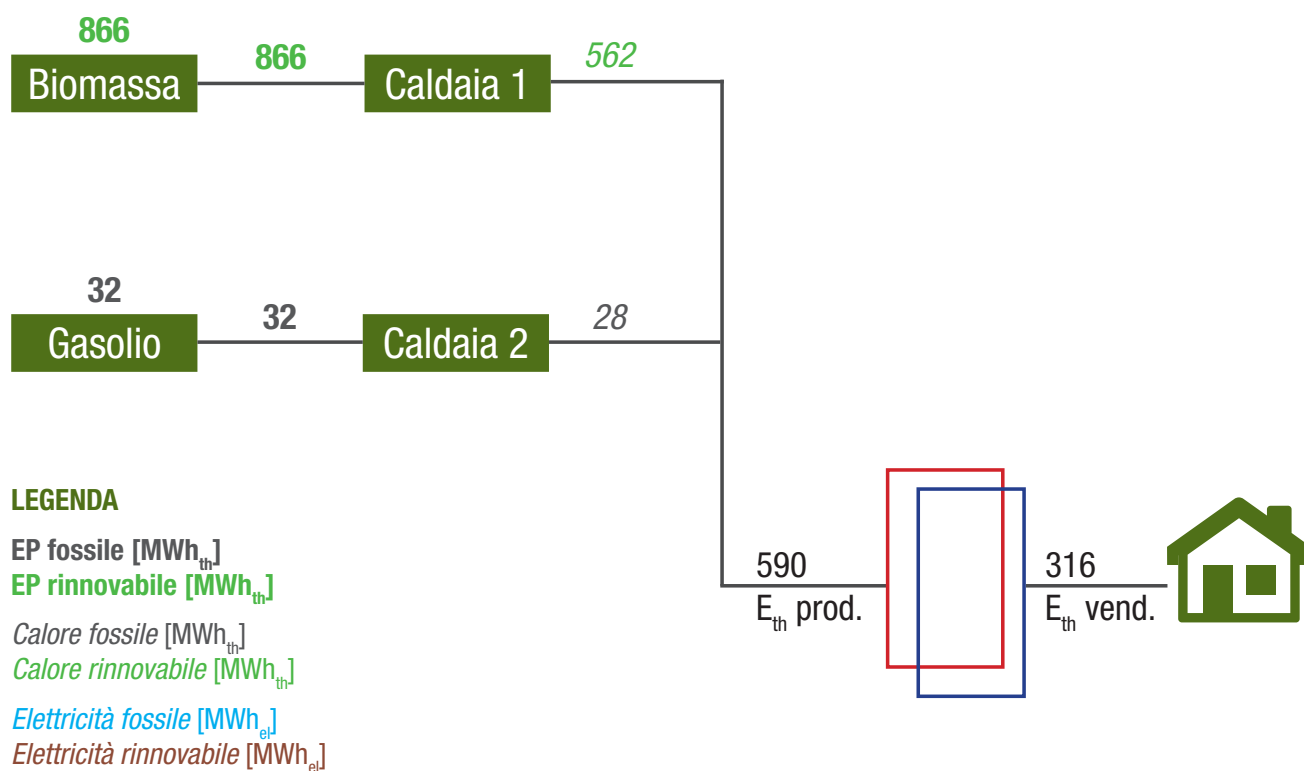


Verzegnig (Udine)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	0,4	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	0,8	MW _{th}	Gradi giorno	3192	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	5	m ³	Anno di entrata in esercizio	2010	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	1,5	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
52 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
328 t/anno



DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA

LOMBARDIA

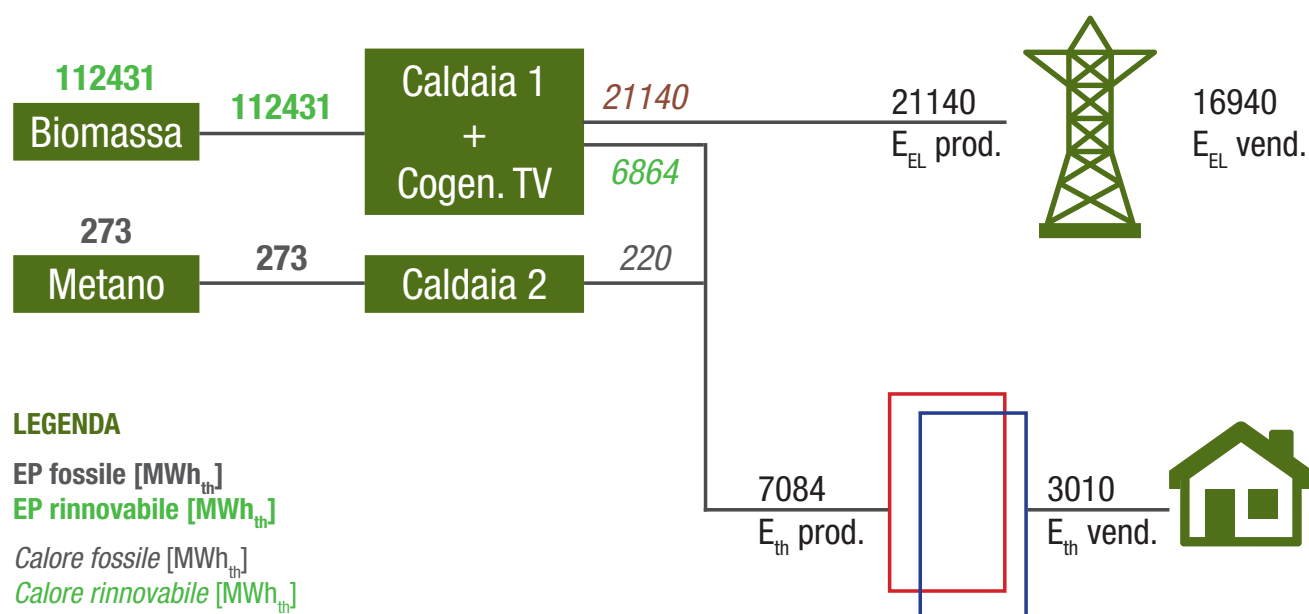


Sedrina (Bergamo)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	12,4	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	16,9	MW _{th}	Gradi giorno	2535	
Potenza elettrica installata	3,1	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2009	
Incentivo elettricità	165,8	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	7,5	km	Volumetria servita	97610	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Filtro a maniche				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
2611 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
44160 t/anno

Note Il calore indicato è a bocca di centrale.
La differenza tra elettricità prodotta ed elettricità
venduta è legata agli autoconsumi.

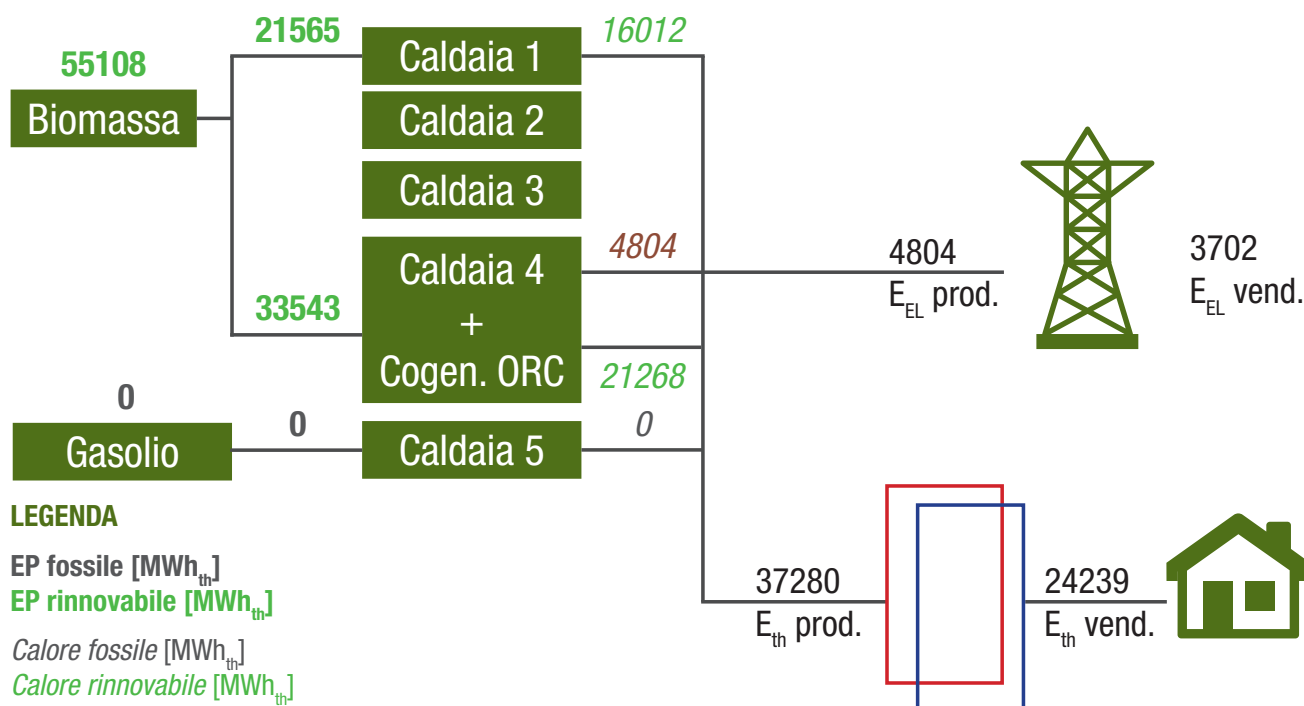


Ponte di Legno e Temù (Brescia)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	14	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	22	MW _{th}	Gradi giorno	4007	
Potenza elettrica installata	0,7	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2006-2009	
Incentivo elettricità	146,15	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	95	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	36,6	km	Volumetria servita	612000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Filtro a maniche				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
7154 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
22043 t/anno

Note L'impianto prevede due centrali termiche:
una solo con produzione termica e una cogenerativa.



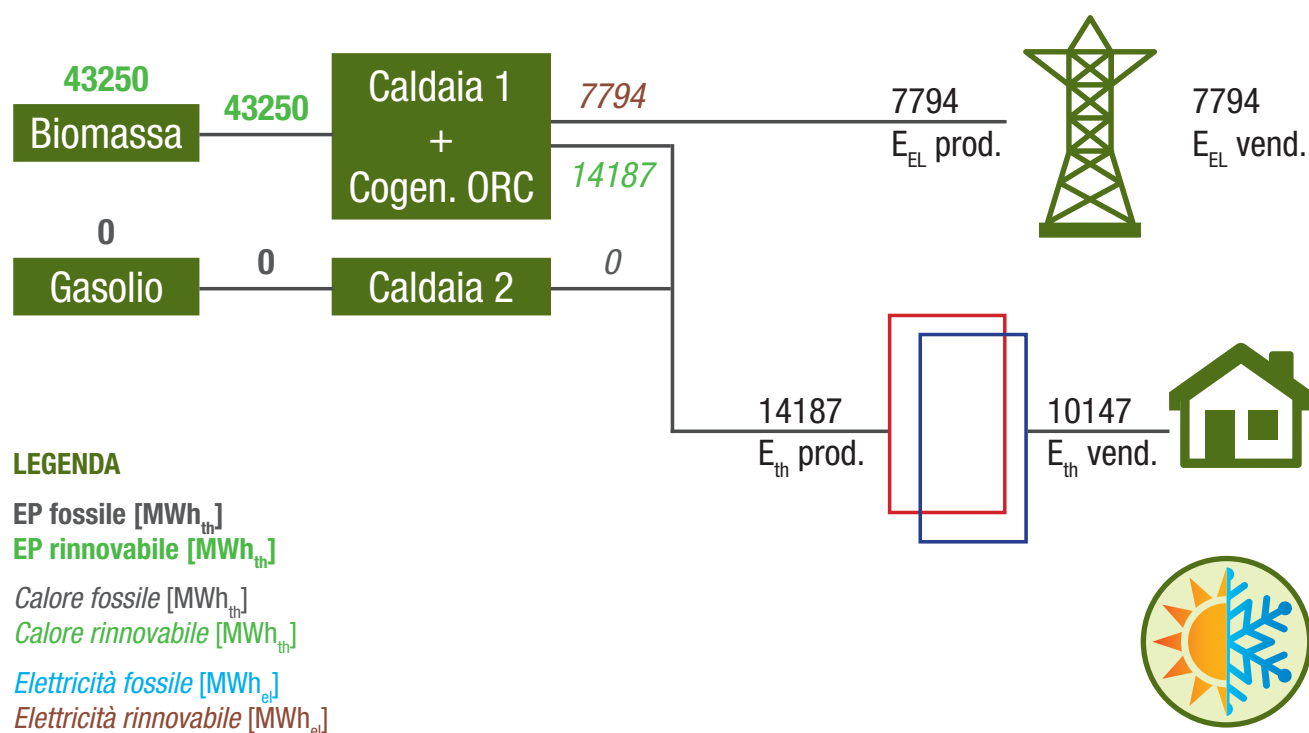
La grande stufa S.p.A.

Villa Guardia (Como)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	6,5	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	7,5	MW _{th}	Gradi giorno	2627	
Potenza elettrica installata	1	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2010	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	75	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	12	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
3871 t/anno



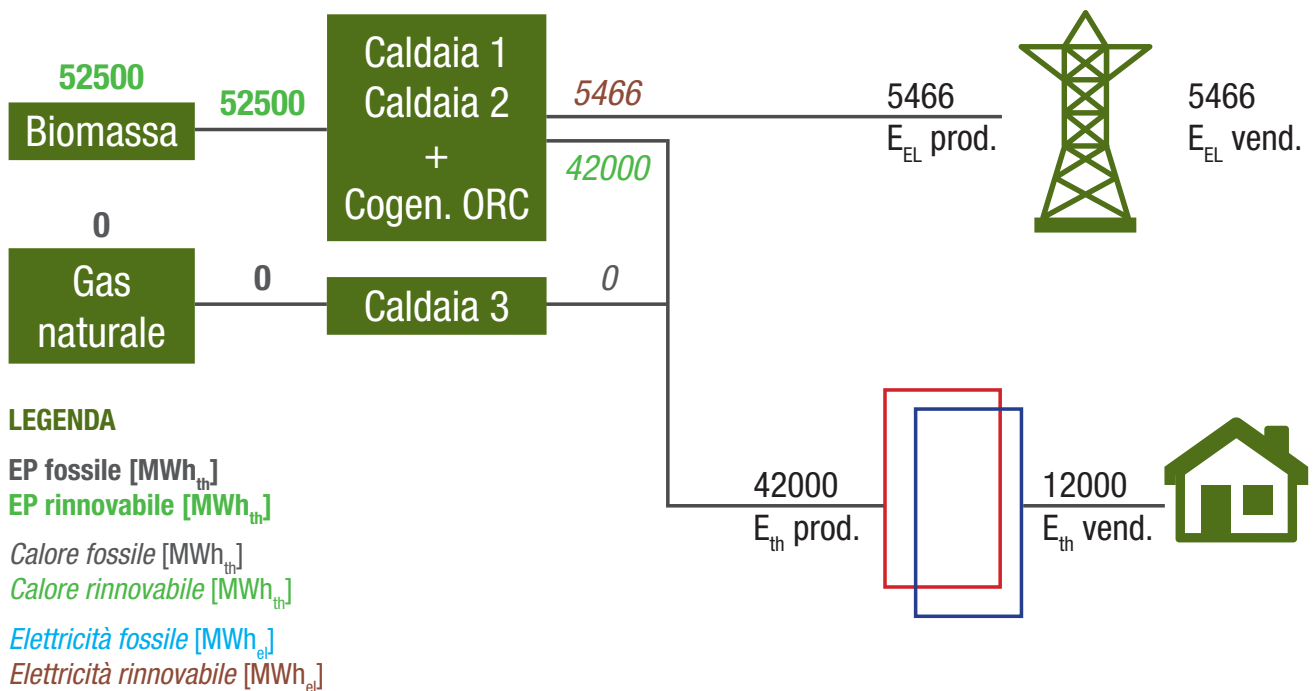
Biomassa legnosa
utilizzata:
17300 t/anno



Cesano Boscone (Milano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	13	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	25	MW _{th}	Gradi giorno	2404	
Potenza elettrica installata	1	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2012	
Incentivo elettricità	280	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	4	km	Volumetria servita	160000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Filtro a maniche; DeNox				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
2667 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
21000 t/anno



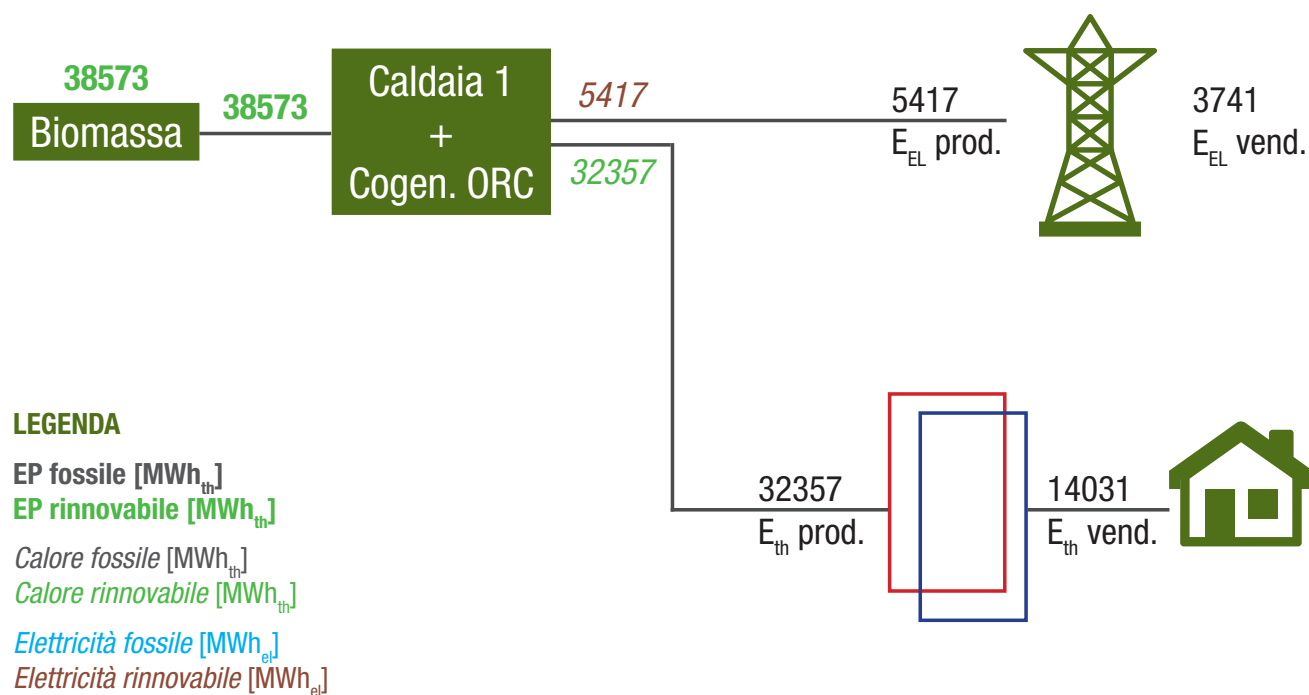
Società Elettrica in Morbegno

Cosio Valtellino (Sondrio)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	6,5	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	6,5	MW _{th}	Gradi giorno	3042	
Potenza elettrica installata	0,99	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	1000	m ³	Anno di entrata in esercizio	2016	
Incentivo elettricità	279	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	30,3	km	Volumetria servita	2687000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro; DeNOx con Urea				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
3112 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
15429 t/anno

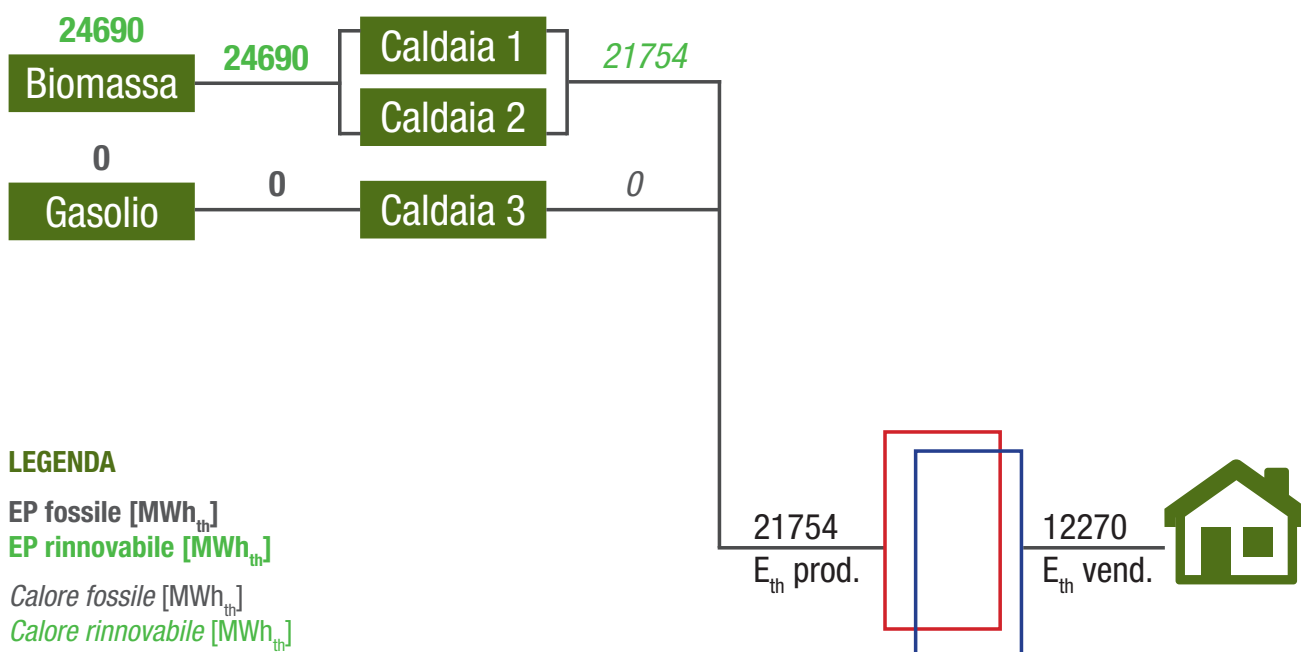
Note L'impianto funziona in modalità sia cogenerativa (circa 80%) sia solo termica (circa 20%). L'incentivo È pari a 279 €/MWh poiché include anche premio emissioni e CAR.



Sondalo (Sondrio)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	10	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	15	MW _{th}	Gradi giorno	3251	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2000	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	92	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	62	°C
Lunghezza rete	18,7	km	Volumetria servita	807450	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Filtro a maniche				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
2886 t/anno



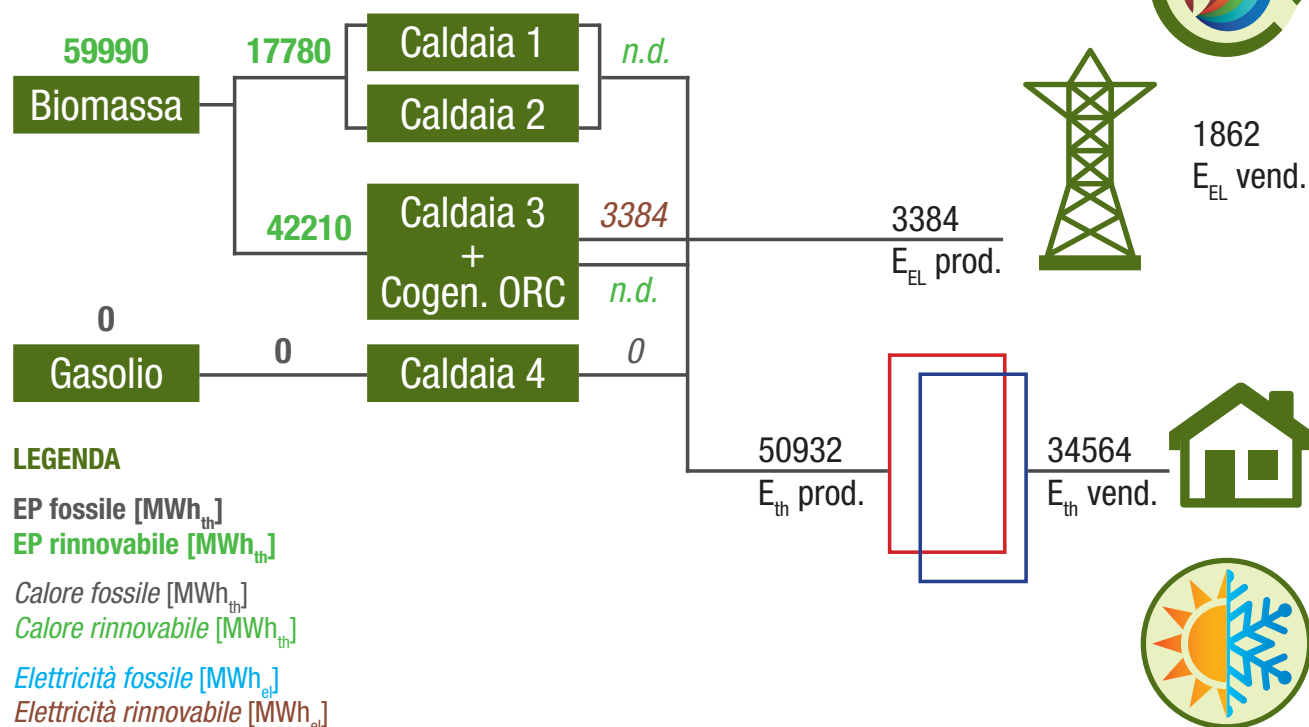
Biomassa legnosa
utilizzata:
9876 t/anno



DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	20	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	26	MW _{th}	Gradi giorno	2541	
Potenza elettrica installata	1,1	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	390	m ³	Anno di entrata in esercizio	2000	
Incentivo elettricità	92,11	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	92	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	62	°C
Lunghezza rete	33,4	km	Volumetria servita	2025090	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Filtro a maniche. Sulla linea di Cogenerazione: Multiciclone; Elettrofiltro; Condensazione fumi; DeNOx SNCR				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
9582 t/anno



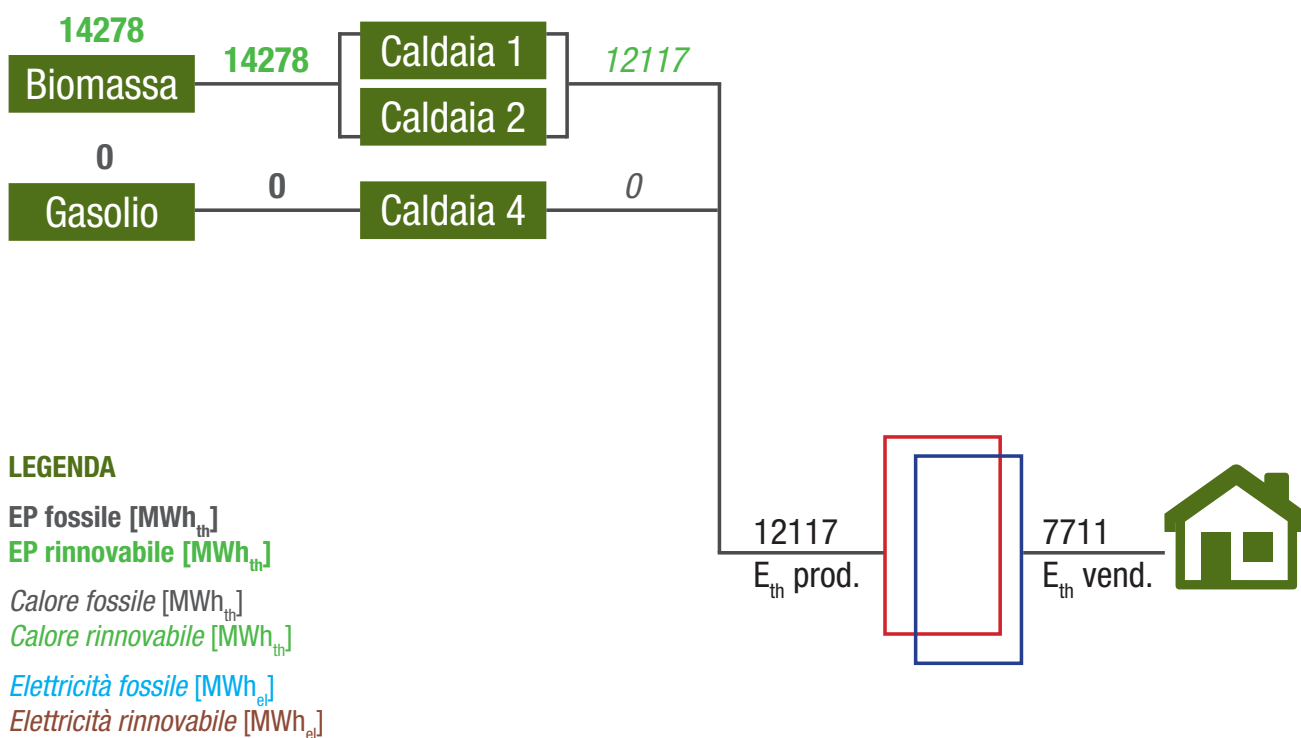
Biomassa legnosa
utilizzata:
23996 t/anno



Valfurva (Sondrio)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	12	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	18	MW _{th}	Gradi giorno	5862	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2007	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	92	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	62	°C
Lunghezza rete	4,9	km	Volumetria servita	424050	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Filtro a maniche; Condensazione Fumi				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
1884 t/anno



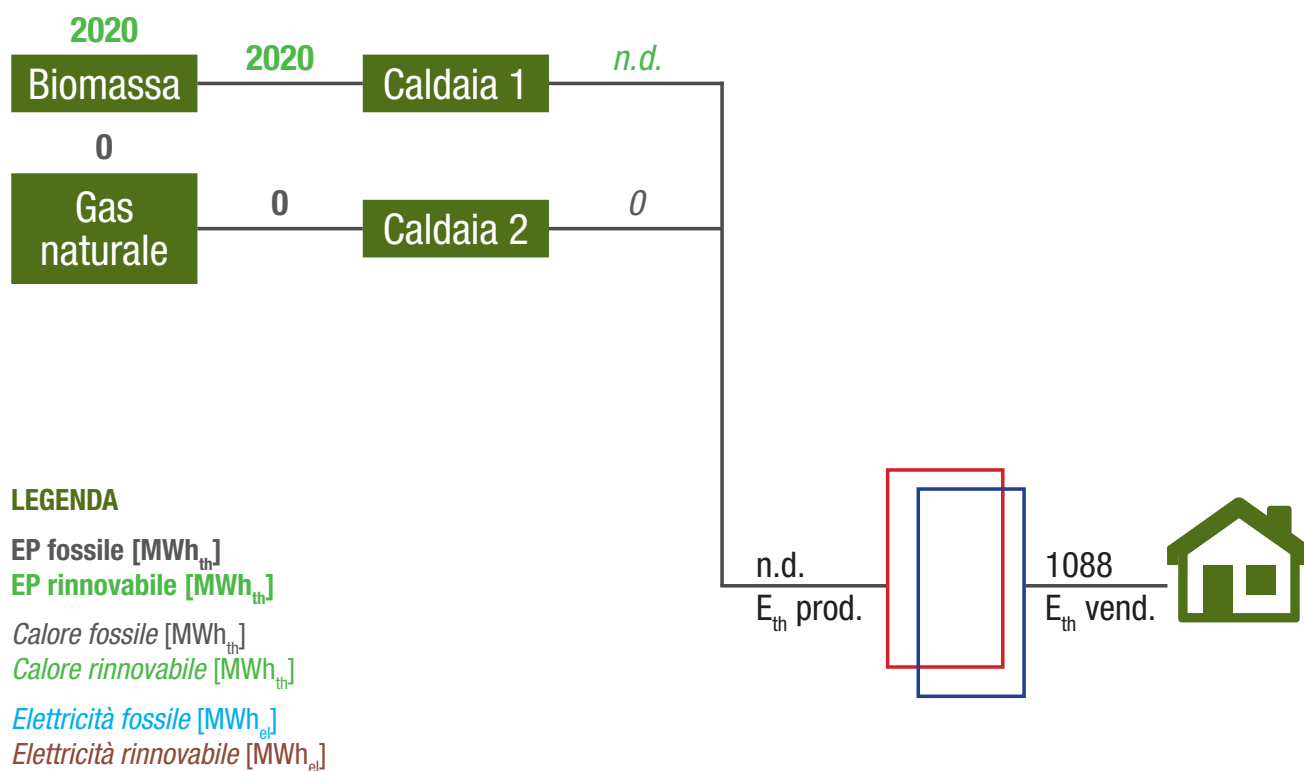
Biomassa legnosa
utilizzata:
5288 t/anno



Marchirolo (Varese)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	1	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	2,3	MW _{th}	Gradi giorno	2736	
Potenza elettrica installata	n.d.	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	30	m ³	Anno di entrata in esercizio	2008	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	75	°C
Lunghezza rete	1	km	Volumetria servita	33470	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
154 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
976 t/anno



DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA

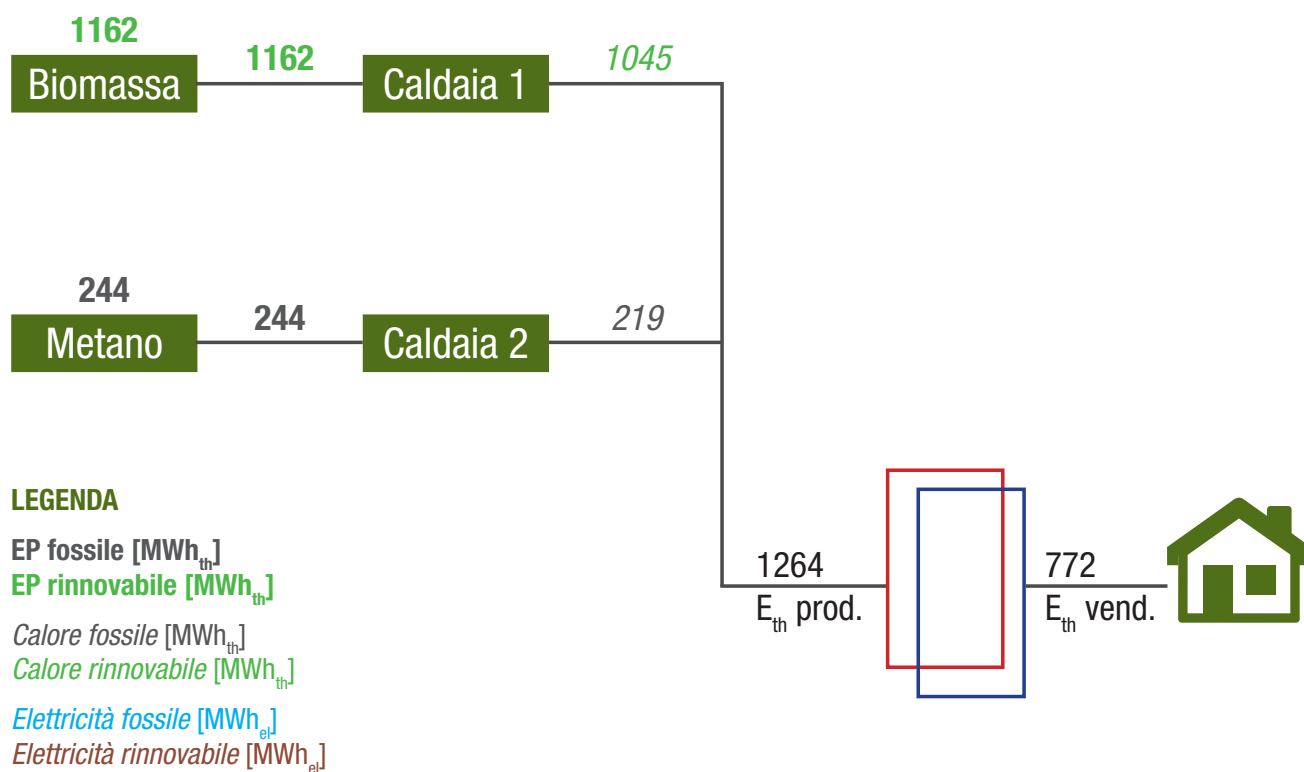
PIEMONTE



Barge (Cuneo)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	0,8	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	2,75	MW _{th}	Gradi giorno	2776	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2018	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	4	km	Volumetria servita	23400	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Filtro a maniche				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
74 t/anno



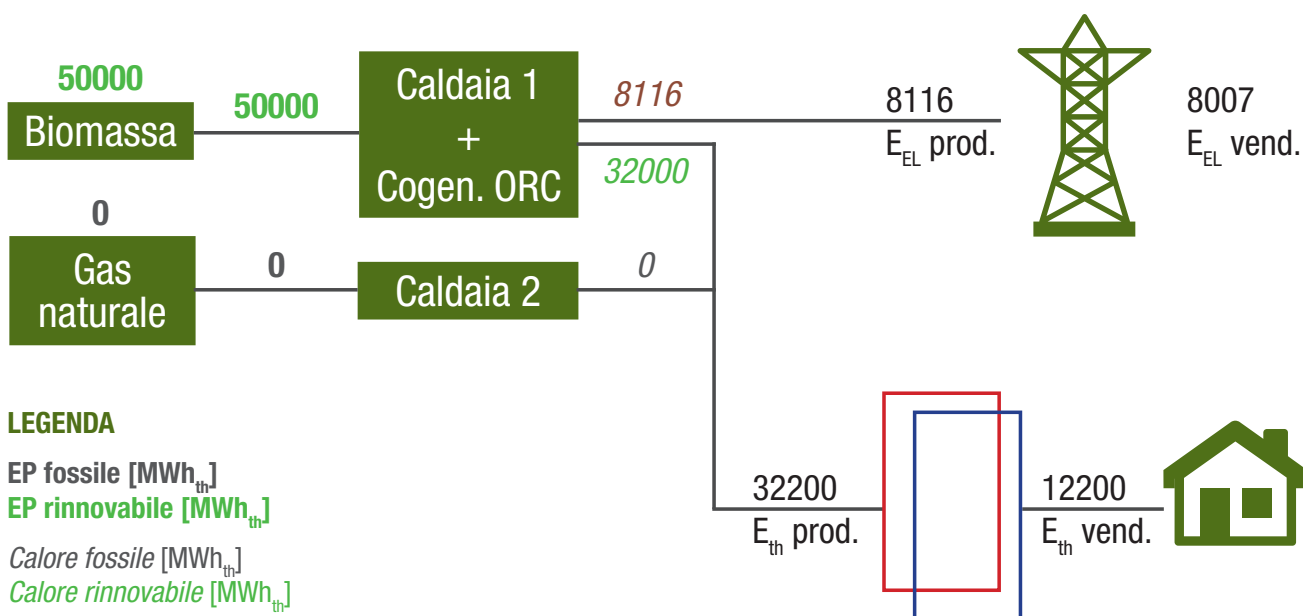
Biomassa legnosa
utilizzata:
456 t/anno



Busca (Cuneo)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	6	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	10	MW _{th}	Gradi giorno	2935	
Potenza elettrica installata	1	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2012	
Incentivo elettricità	280	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	6,1	km	Volumetria servita	250000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Filtro a maniche; DeNOx SNCR				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
4242 t/anno



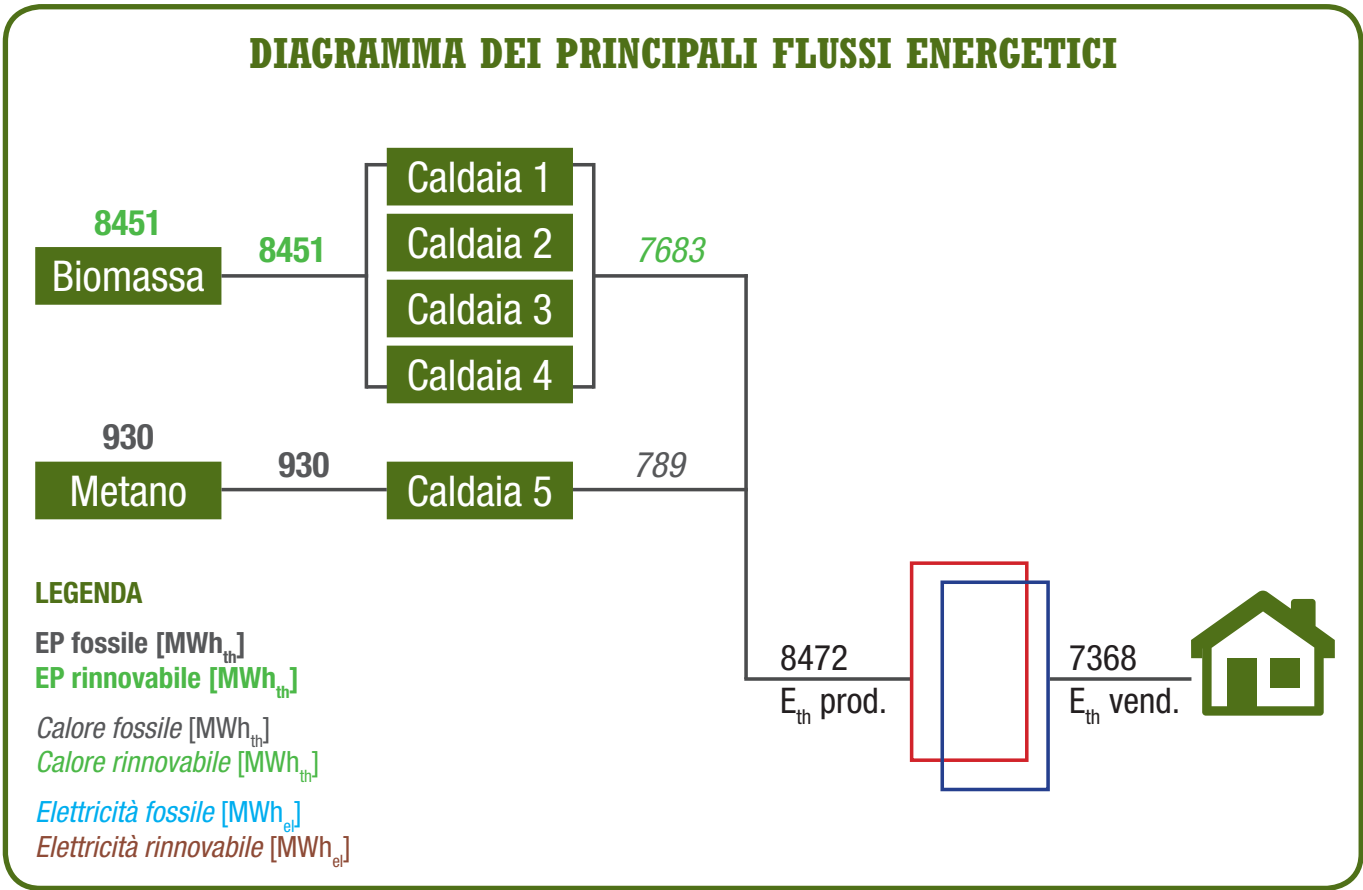
Biomassa legnosa
utilizzata:
19000 t/anno



Cerialdo - Frazione di Cuneo (Cuneo)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	3	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	4,7	MW _{th}	Gradi giorno	3012	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	400	m ³	Anno di entrata in esercizio	2019	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	1,47	km	Volumetria servita	121820	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Filtro a maniche; DeNOx SNCR				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
1147 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
2600 t/anno

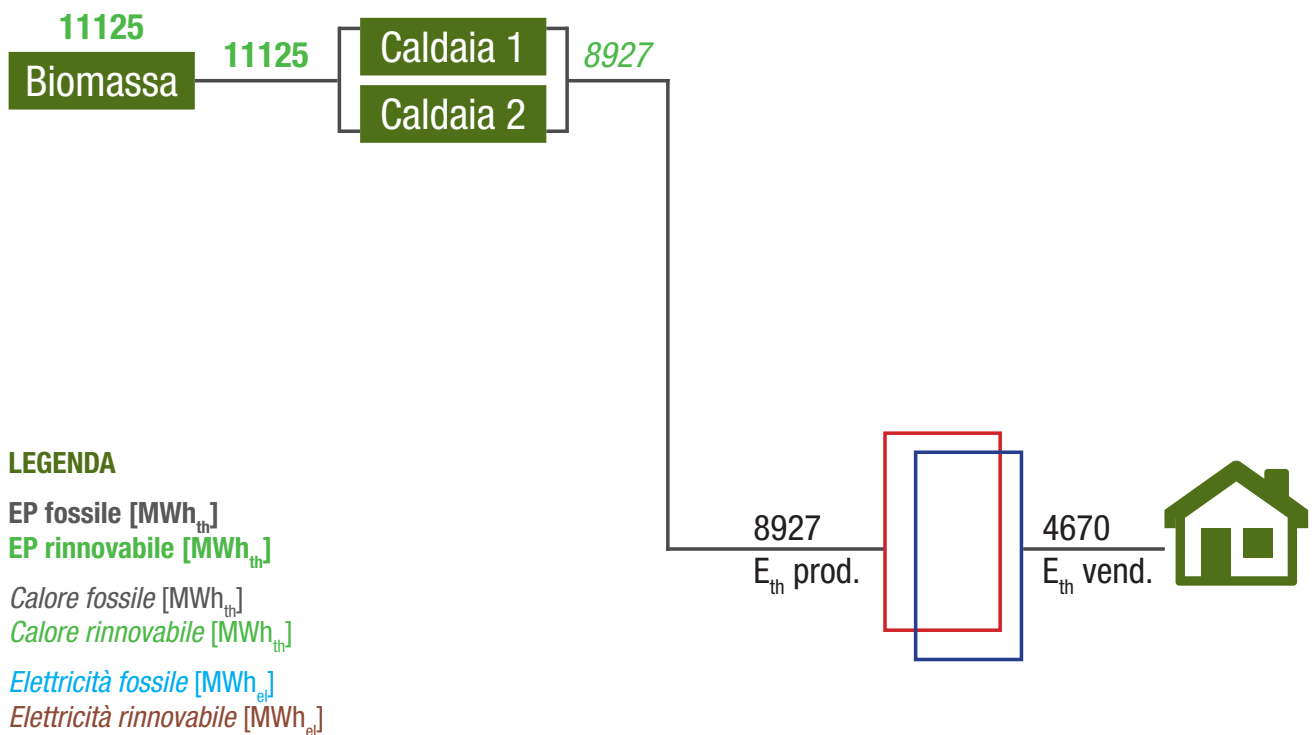


Ormea (Cuneo)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	3,9	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	3,9	MW _{th}	Gradi giorno	3122	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2001	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	7	km	Volumetria servita	204760	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Filtro a umido (scrubber); Condensazione Fumi				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
1001 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
4450 t/anno

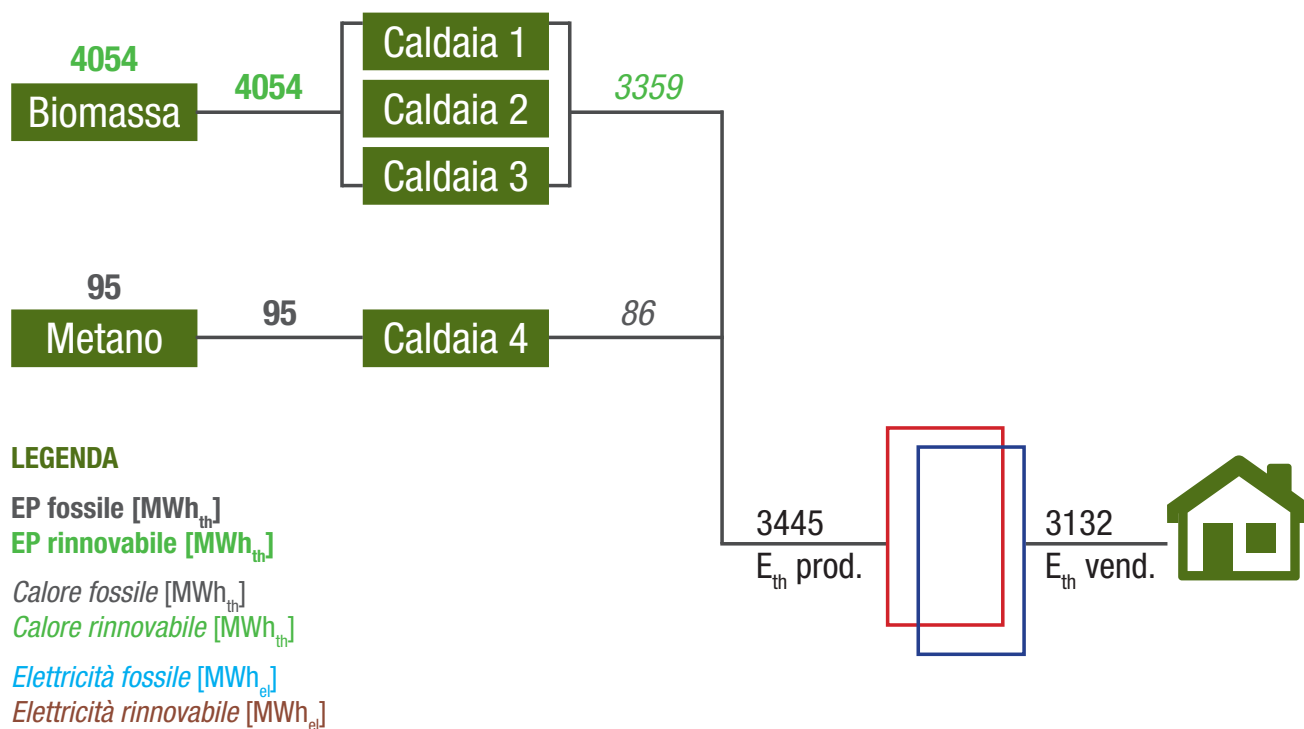


Vernante (Cuneo)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	1,5	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	2,3	MW _{th}	Gradi giorno	3306	
Potenza elettrica installata	n.d.	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	182	m ³	Anno di entrata in esercizio	2017	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	1,47	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
524 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
1412 t/anno

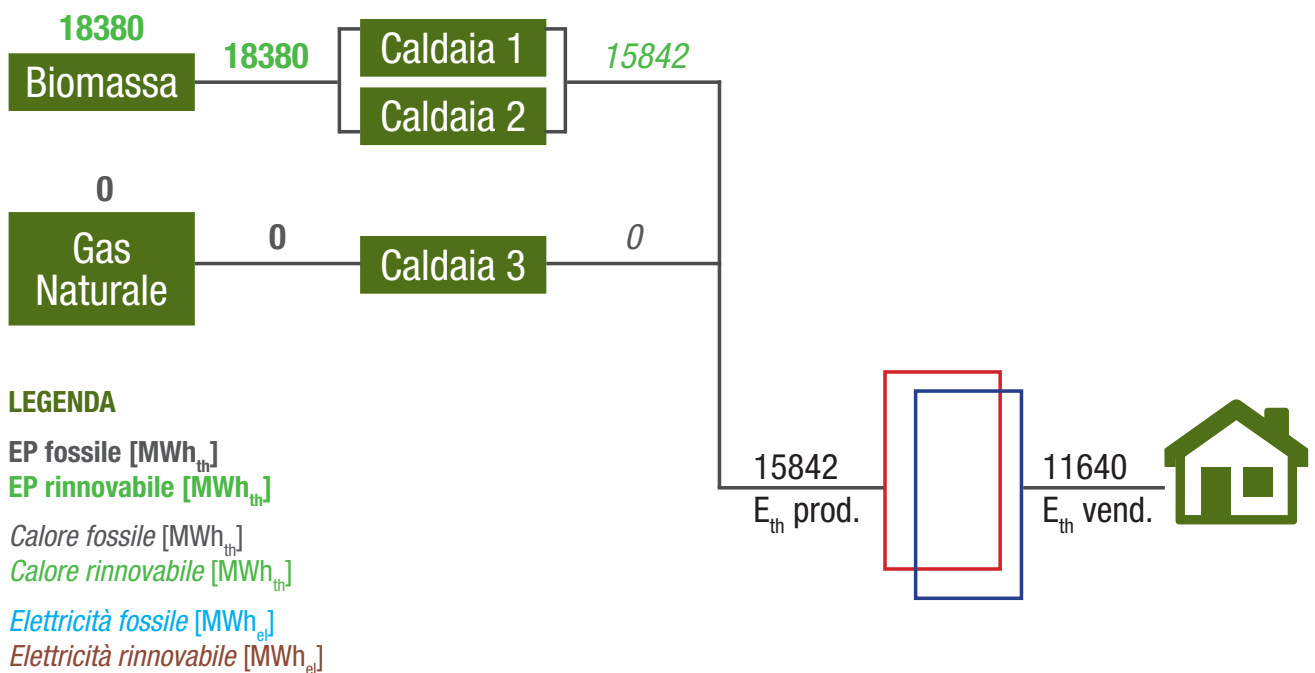


Leinì (Torino)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	10	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	13,5	MW _{th}	Gradi giorno	2722	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2002	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	12,5	km	Volumetria servita	444309	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
1835 t/anno



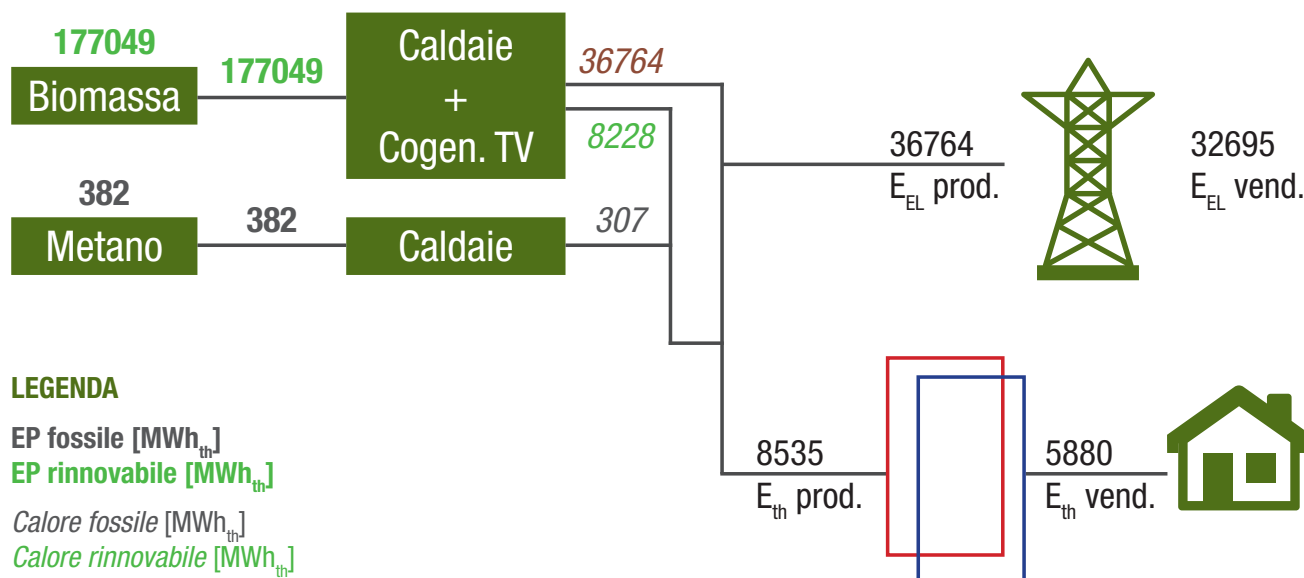
Biomassa legnosa
utilizzata:
6335 t/anno



DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	19,7	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	27,2	MW _{th}	Gradi giorno	2600	
Potenza elettrica installata	5,1	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2012	
Incentivo elettricità	165,80	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	25	km	Volumetria servita	330000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Filtro a maniche				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
7346 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
66898 t/anno



DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA

TOSCANA

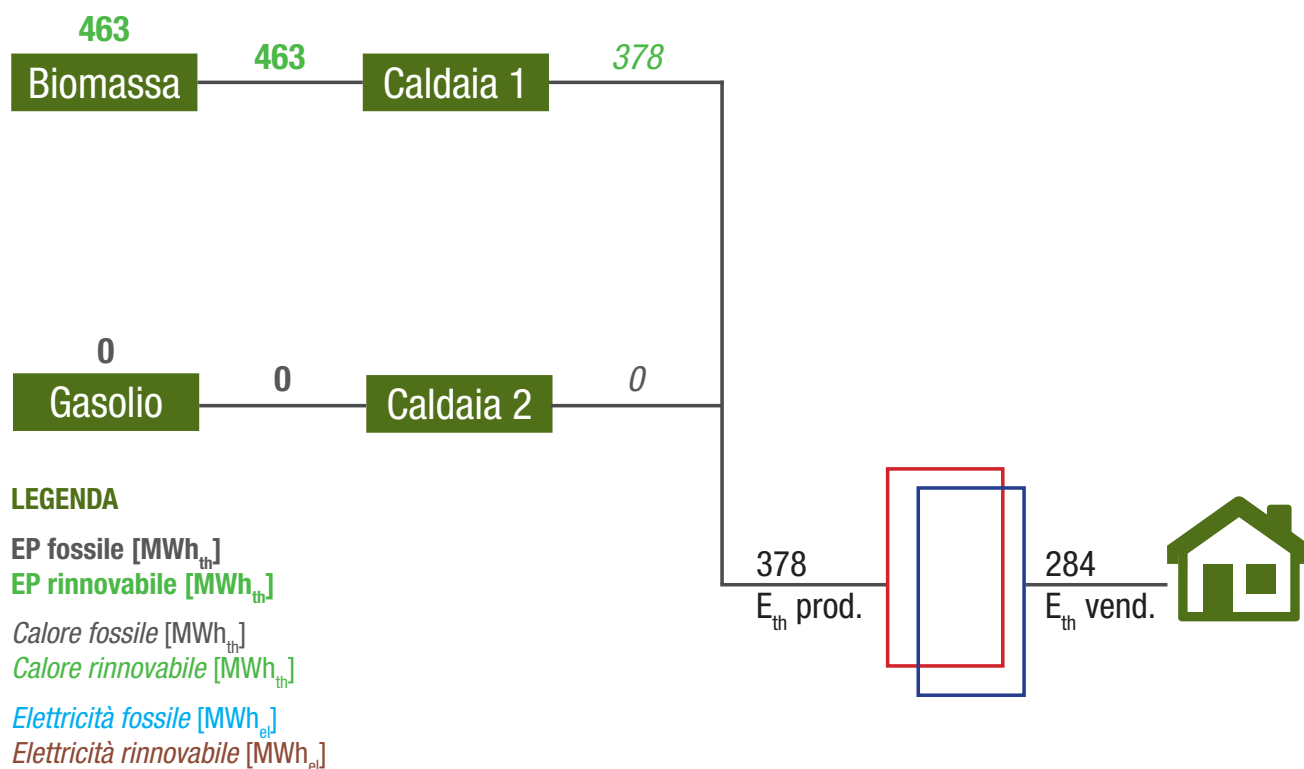


Londa (Firenze)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	0,32	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	0,47	MW _{th}	Gradi giorno	2110	
Potenza elettrica installata	n.d.	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2004	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	0,13	km	Volumetria servita	6000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
73 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
185 t/anno

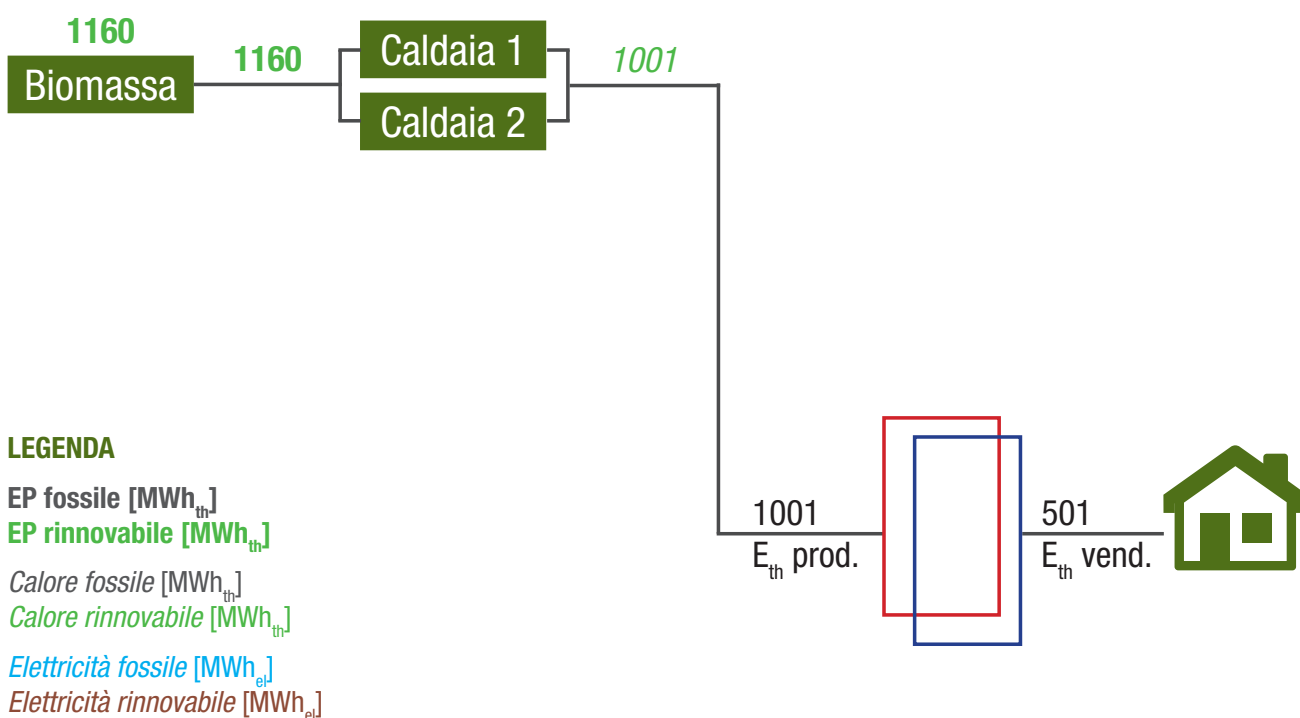


Reggello (Firenze)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	0,9	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	0,9	MW _{th}	Gradi giorno	2363	
Potenza elettrica installata	n.d.	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2011	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	1,27	km	Volumetria servita	8583	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Filtro a umido (scrubber)				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
109 t/anno



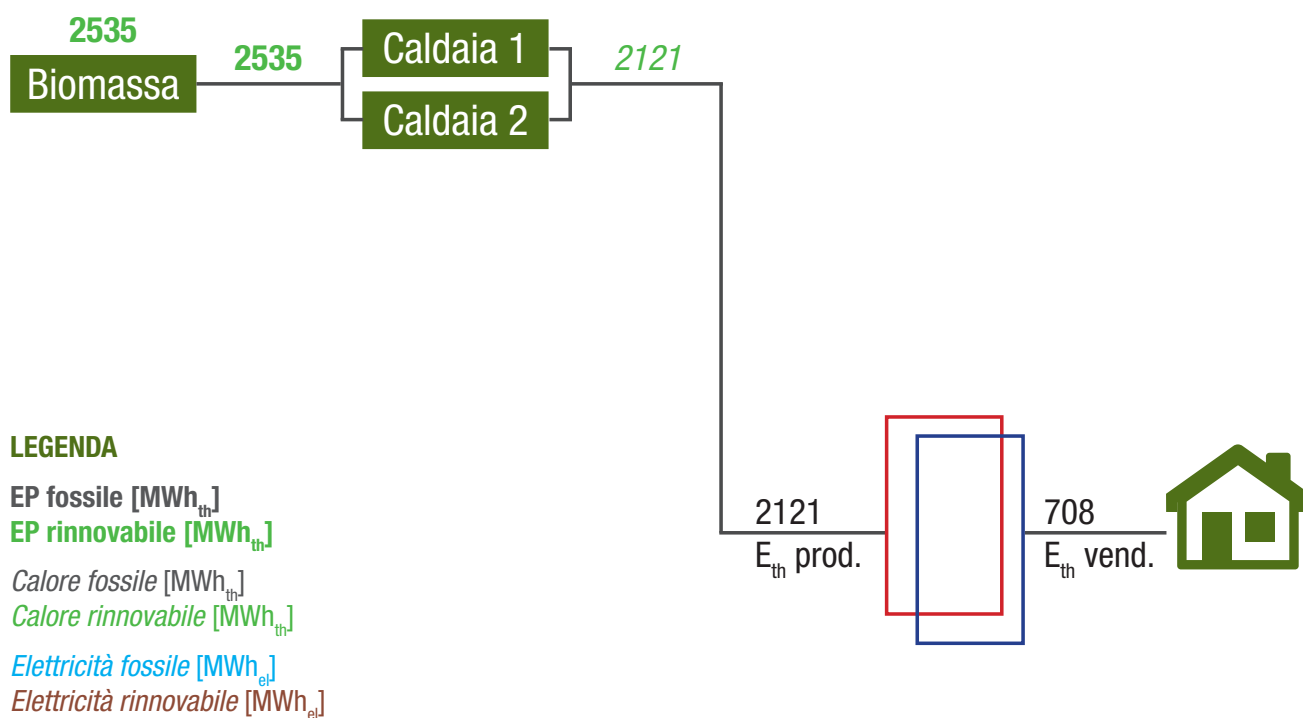
Biomassa legnosa
utilizzata:
464 t/anno



San Godenzo (Firenze)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	0,98	MW _{th}	Fascia climatica	E	
Potenza termica totale installata	0,98	MW _{th}	Gradi giorno	2891	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2011	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	2,46	km	Volumetria servita	23386	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Filtro a maniche				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
104 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
1014 t/anno



DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA

TRENTINO-ALTO ADIGE: PROVINCIA DI BOLZANO

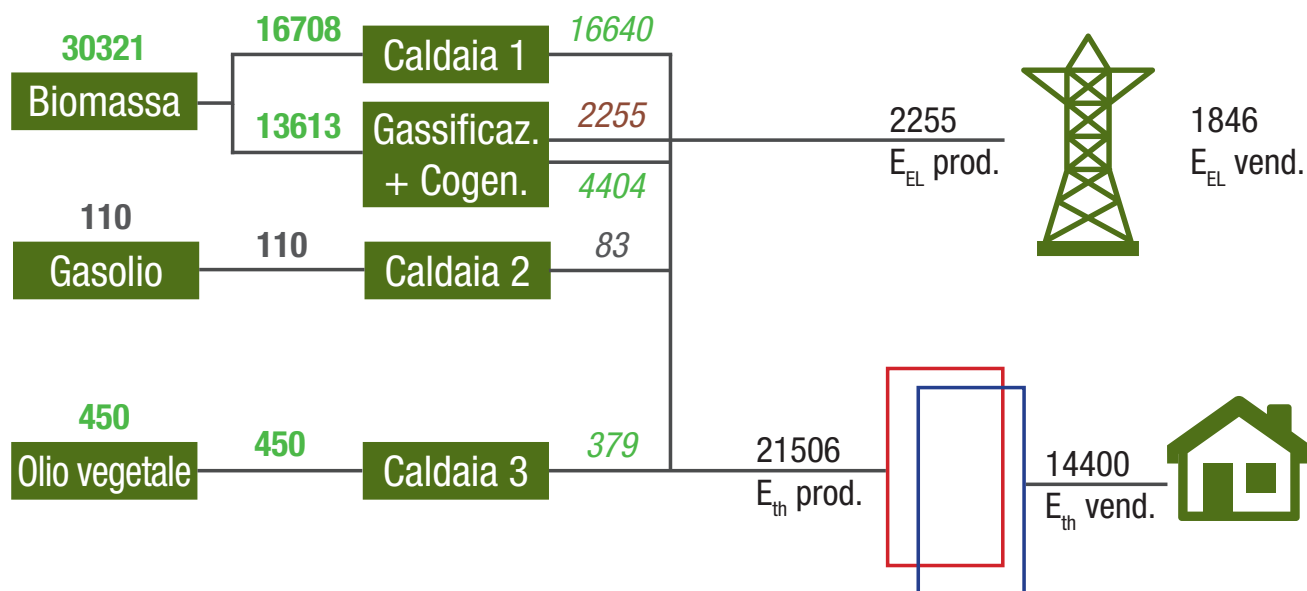


Badia (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	5,8	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	16,8	MW _{th}	Gradi giorno	4598	
Potenza elettrica installata	0,3	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	100	m ³	Anno di entrata in esercizio	1995	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	16	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
2713 t/anno



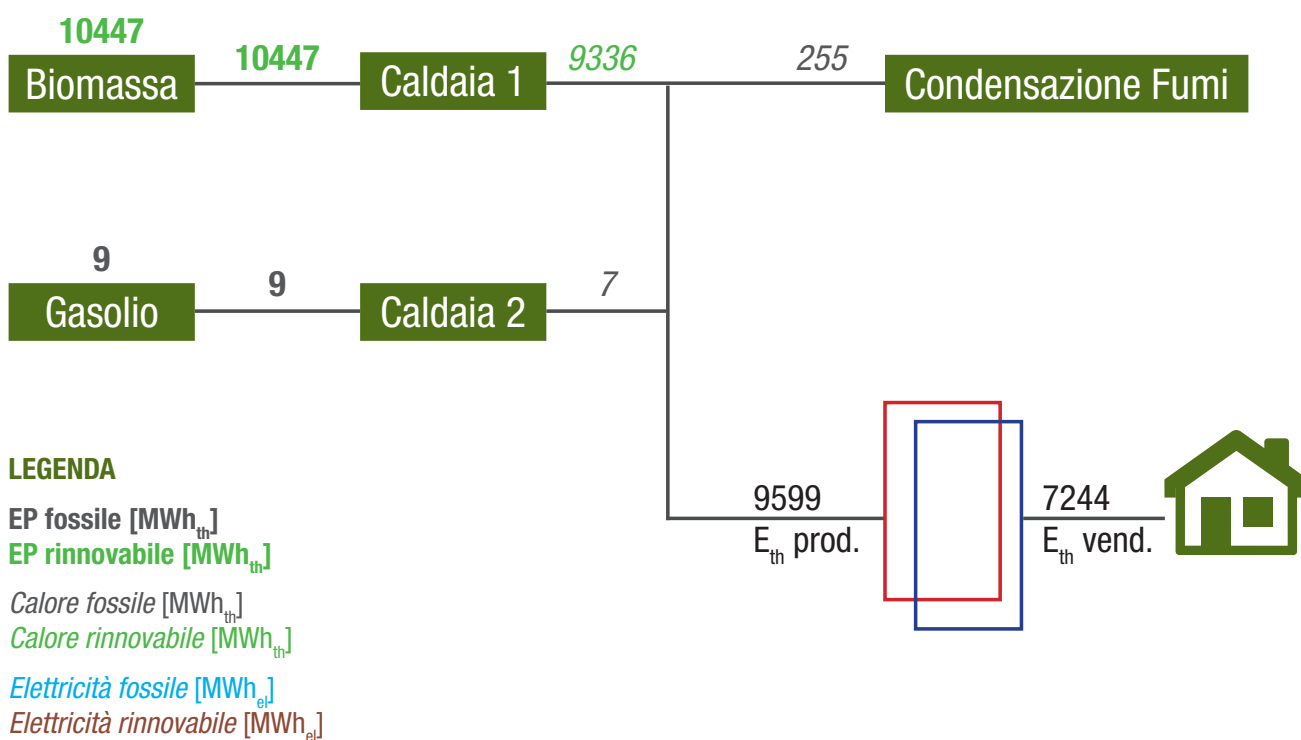
Biomassa legnosa
utilizzata:
12128 t/anno



Brennero (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	4,4	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	10,4	MW _{th}	Gradi giorno	4210	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	80	m ³	Anno di entrata in esercizio	2006	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	95	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	55	°C
Lunghezza rete	7	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
1935 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
4179 t/anno

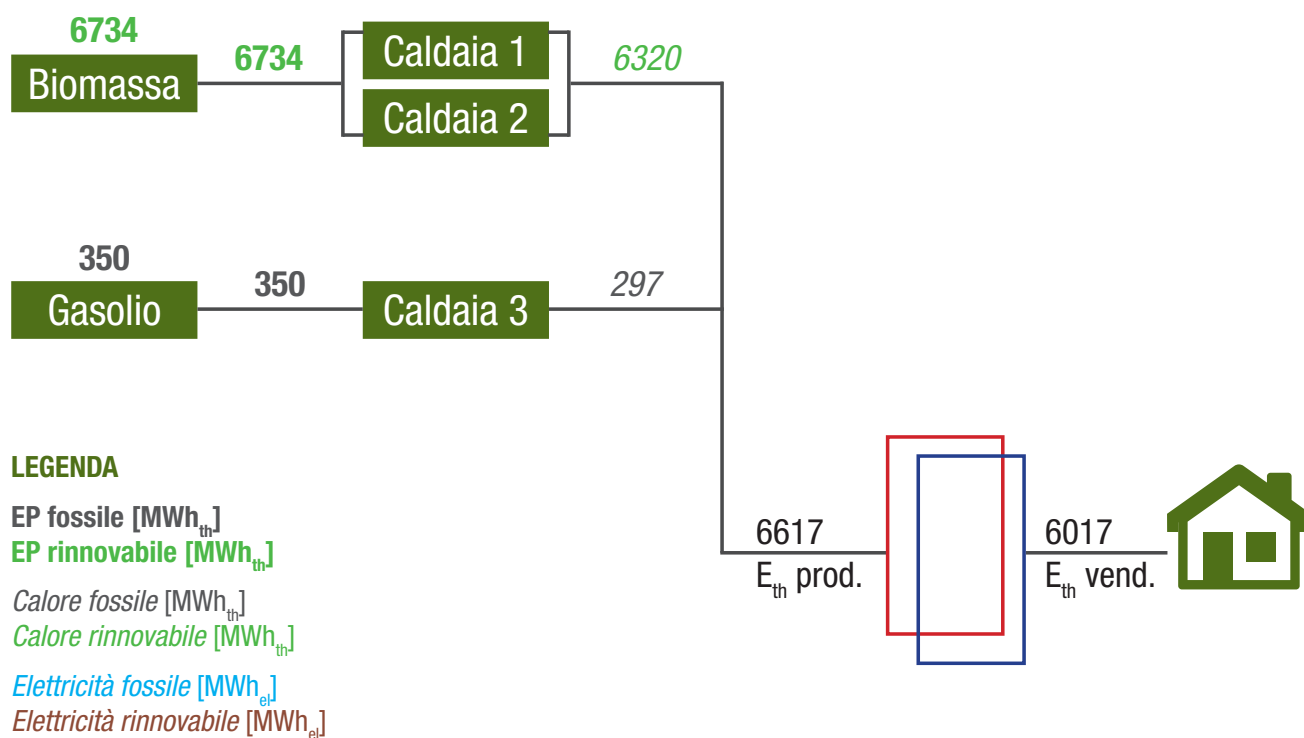


Brennero (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	1,7	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	4,7	MW _{th}	Gradi giorno	4210	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	5	m ³	Anno di entrata in esercizio	2013	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	2,5	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
1620 t/anno



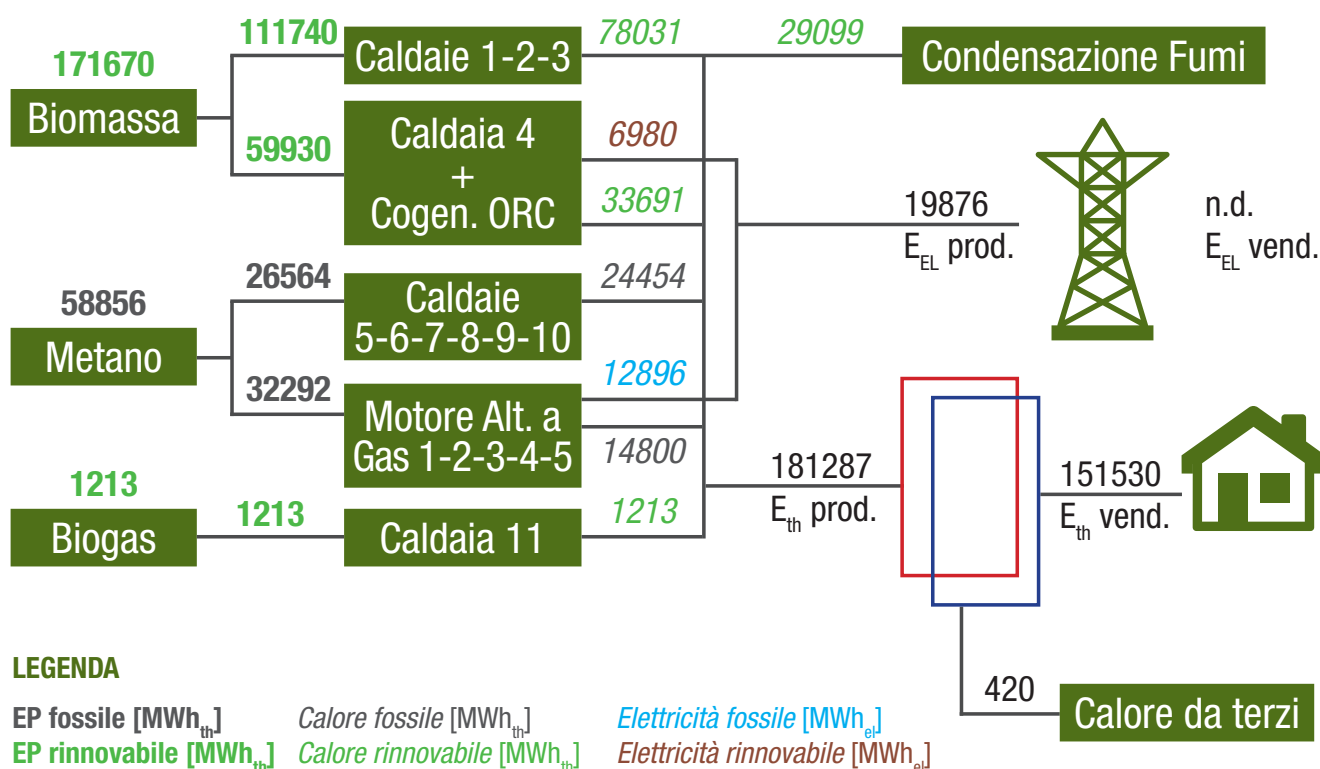
Biomassa legnosa
utilizzata:
2693 t/anno



Brunico (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	30,7	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	93,5	MW _{th}	Gradi giorno	3867	
Potenza elettrica installata	8,2	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	3400	m ³	Anno di entrata in esercizio	2000	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	95	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	55	°C
Lunghezza rete	140	km	Volumetria servita	3665678	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



Fonte: IDM Alto Adige - Harald Wisthaler



CO₂ evitata:
25077 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
68668 t/anno

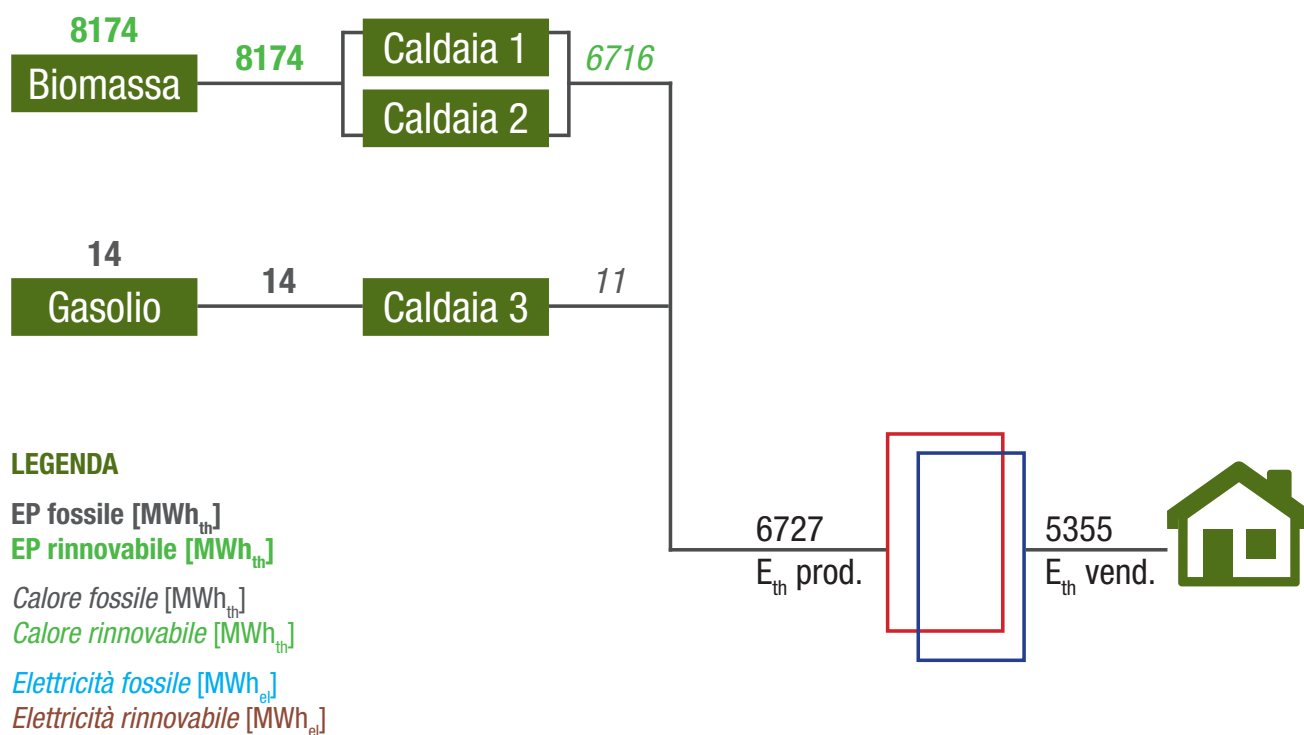


Curon Venosta (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	2,3	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	4,2	MW _{th}	Gradi giorno	4973	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	65	m ³	Anno di esercizio	2007	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	55	°C
Lunghezza rete	4,8	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



Fonte: IDM Alto Adige - Frieder Blickle



CO₂ evitata:
1407 t/anno



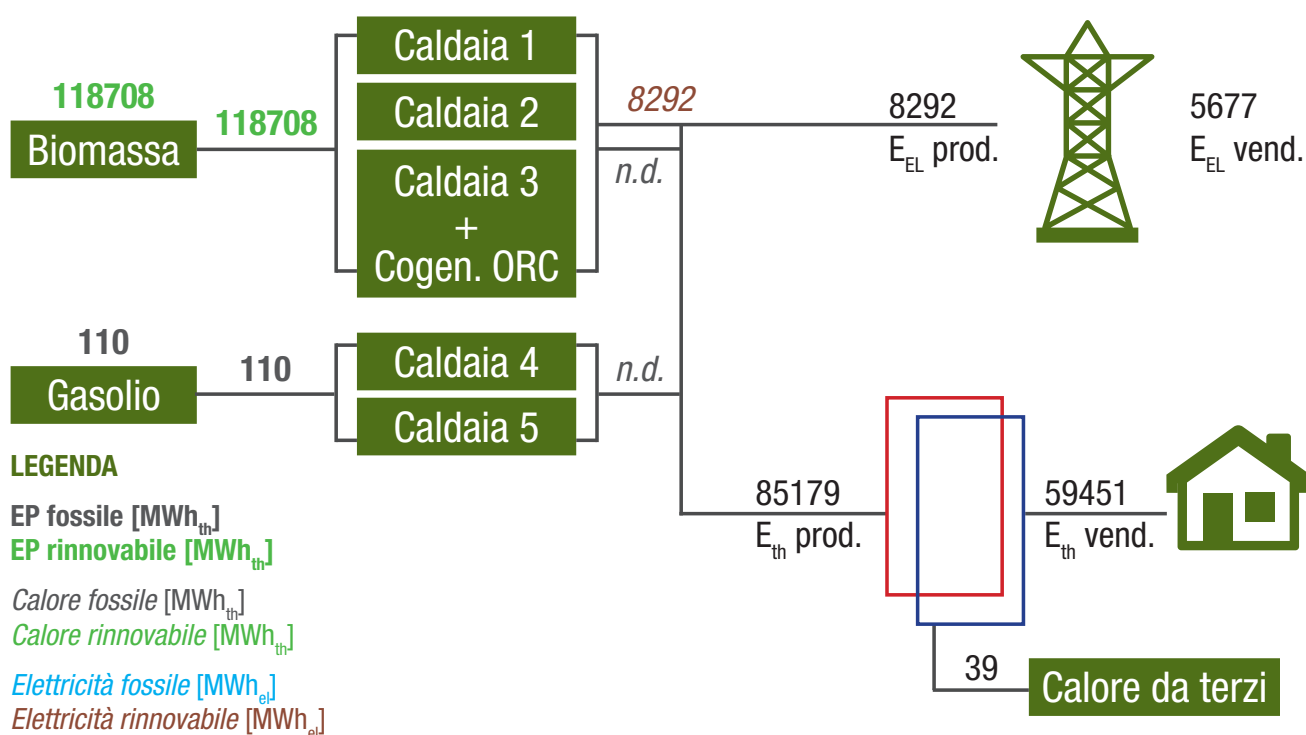
Biomassa legnosa
utilizzata:
3270 t/anno



Dobbiaco (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	20	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	40	MW _{th}	Gradi giorno	4503	
Potenza elettrica installata	1,5	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	1000	m ³	Anno di entrata in esercizio	1994	
Incentivo elettricità	92,11	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	53	°C
Lunghezza rete	50	km	Volumetria servita	1265000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
16782 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
47483 t/anno

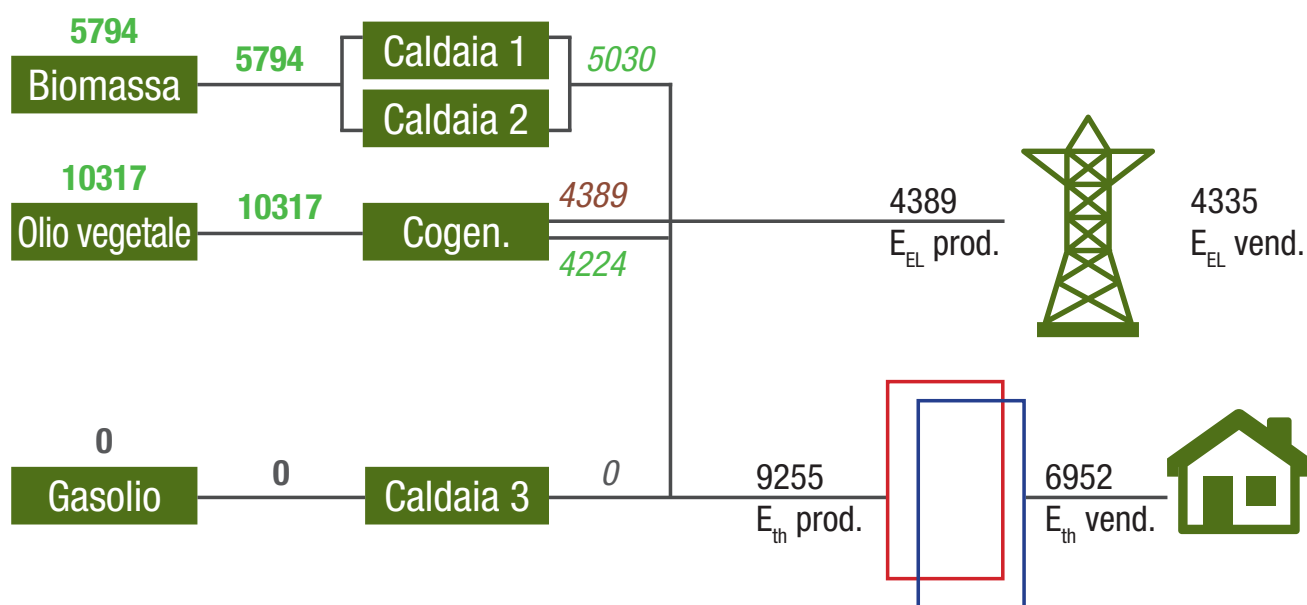


Falzes (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	4,5	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	8	MW _{th}	Gradi giorno	4280	
Potenza elettrica installata	0,5	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	57	m ³	Anno di entrata in esercizio	2009	
Incentivo elettricità	280	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	83	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	53	°C
Lunghezza rete	11,1	km	Volumetria servita	167045	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
4056 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
2317 t/anno

Note Le tonnellate di biomassa fanno riferimento solo al cippato utilizzato in centrale (non viene inclusa la biomassa utilizzata per produrre l'olio vegetale).

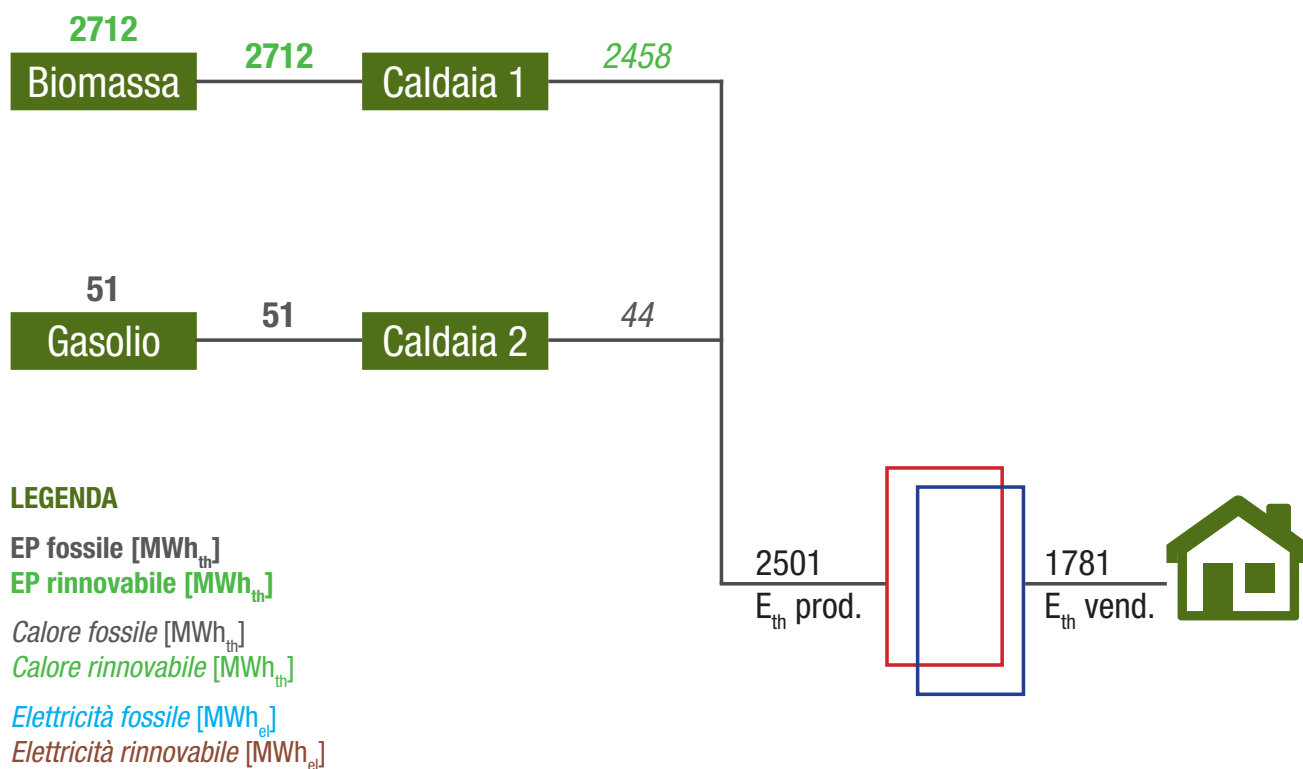


Funes (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	1	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	4	MW _{th}	Gradi giorno	4264	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	20	m ³	Anno di entrata in esercizio	2008	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	6	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



Fonte: IDM Alto Adige - Alex Moling



CO₂ evitata:
454 t/anno



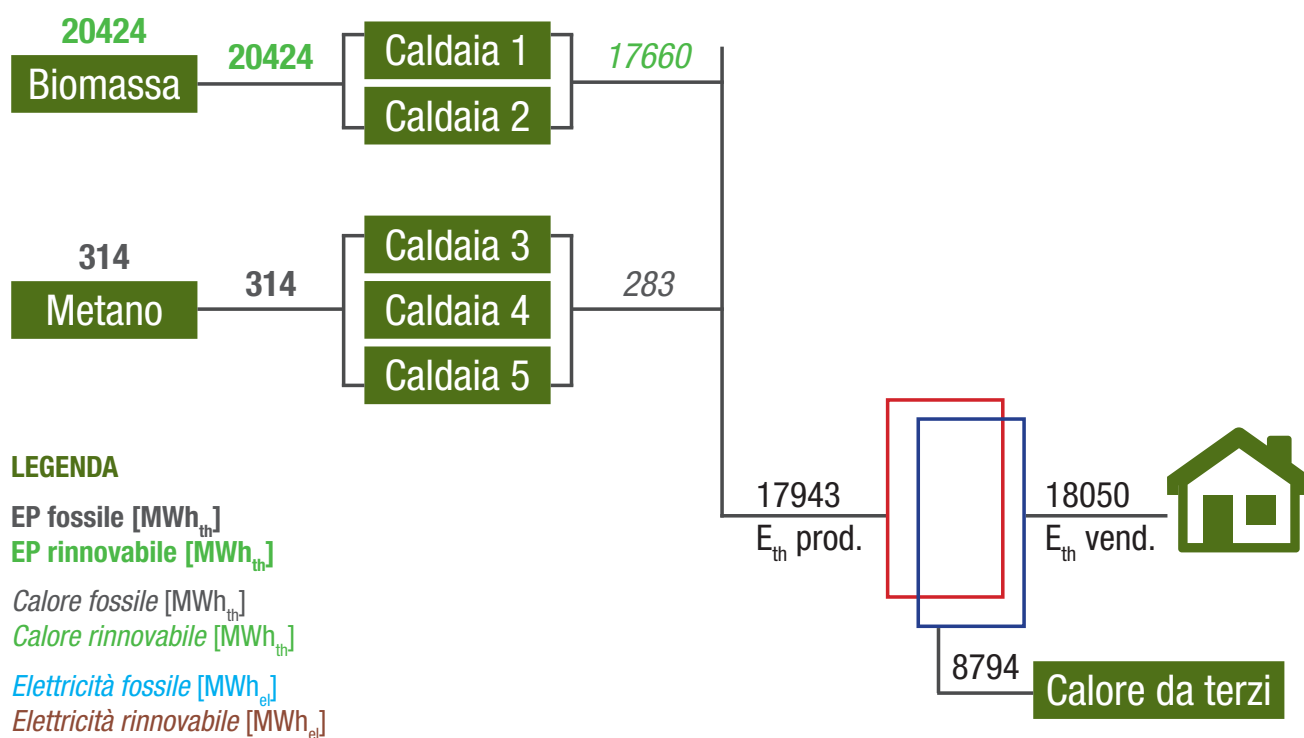
Biomassa legnosa
utilizzata:
1085 t/anno



Laces (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	8,4	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	17,9	MW _{th}	Gradi giorno	3443	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2007	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	57	°C
Lunghezza rete	37	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
3237 t/anno



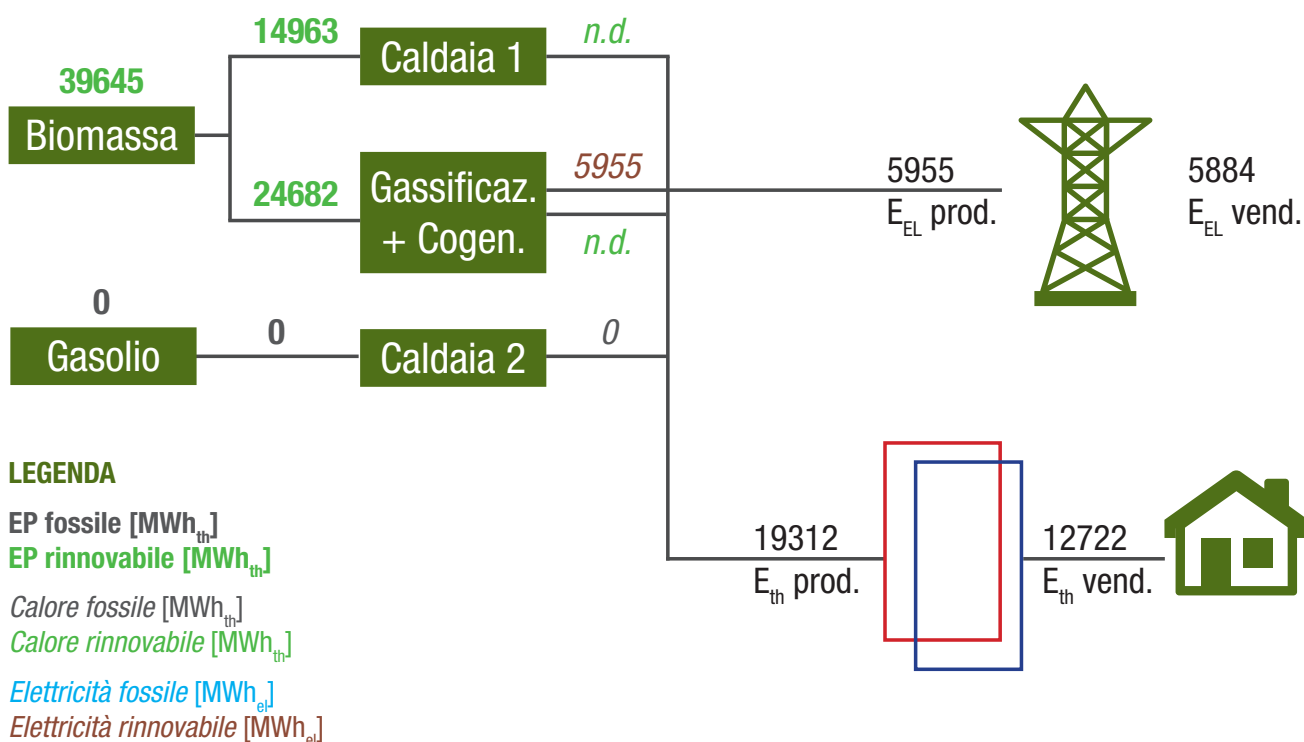
Biomassa legnosa
utilizzata:
8170 t/anno



Lasa (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	6,2	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	11,7	MW _{th}	Gradi giorno	3825	
Potenza elettrica installata	0,96	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	546	m ³	Anno di entrata in esercizio	2004	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	58	°C
Lunghezza rete	28,9	km	Volumetria servita	285290	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



Fonte: IDM Alto Adige - Frieder Blickle



CO₂ evitata:
5075 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
15858 t/anno

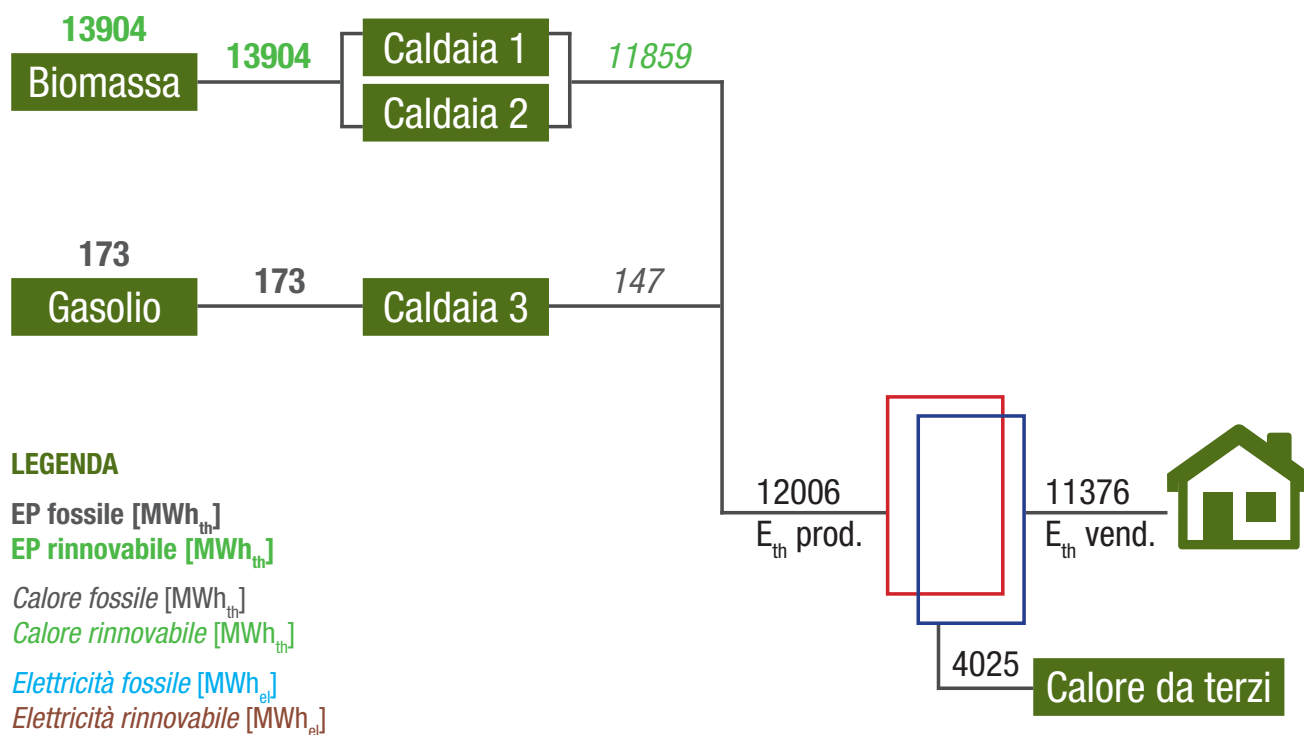


Malles -Venosta (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	6,2	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	10,2	MW _{th}	Gradi giorno	4131	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	300	m ³	Anno di entrata in esercizio	2002	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	50	°C
Lunghezza rete	16,4	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



Fonte: IDM Alto Adige - Angelika Schwarz



CO₂ evitata:
3135 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
5562 t/anno

Note È presente piscina che consuma circa 1000 MWh termici.

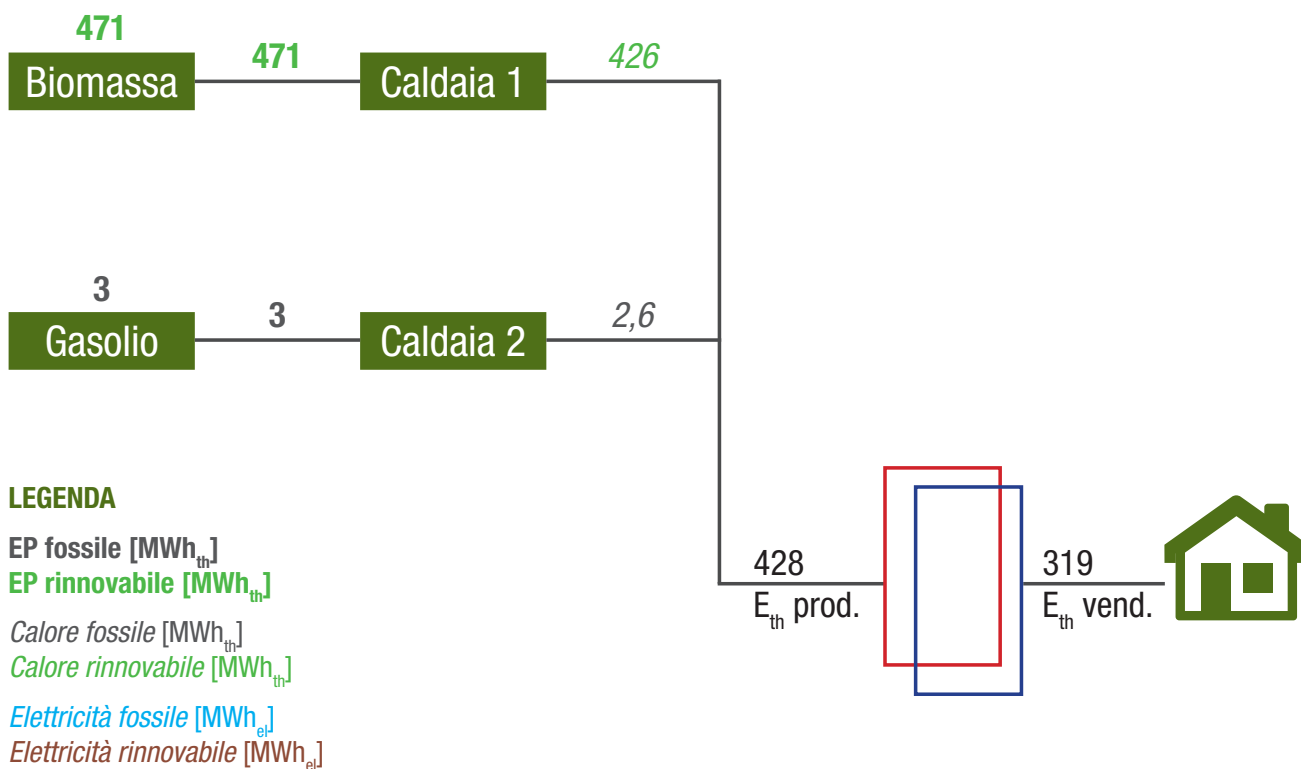


Malles - Venosta (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	0,2	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	0,3	MW _{th}	Gradi giorno	4131	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2014	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	0,6	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



Fonte: IDM Alto Adige - Angelika Schwarz



CO₂ evitata:
84 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
189 t/anno

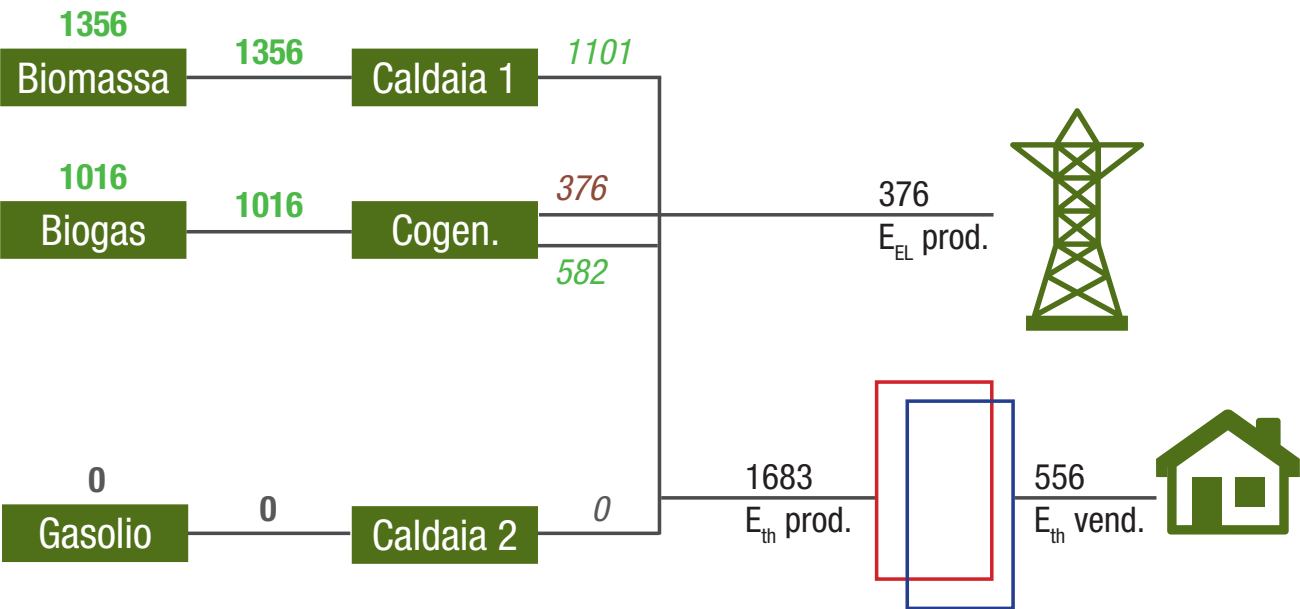


Bio-Energie-Gen-Schlinig

Malles - Venosta (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	0,3	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	n.d.	MW _{th}	Gradi giorno	4131	
Potenza elettrica installata	0,1	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	300	m ³	Anno di entrata in esercizio	2008	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	63	°C
Lunghezza rete	2	km	Volumetria servita	16320	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}] Calore fossile [MWh_{th}] Elettricità fossile [MWh_{el}]
EP rinnovabile [MWh_{th}] Calore rinnovabile [MWh_{th}] Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]

Fonte: IDM Alto Adige - Angelika Schwarz



CO₂ evitata:
164 t/anno



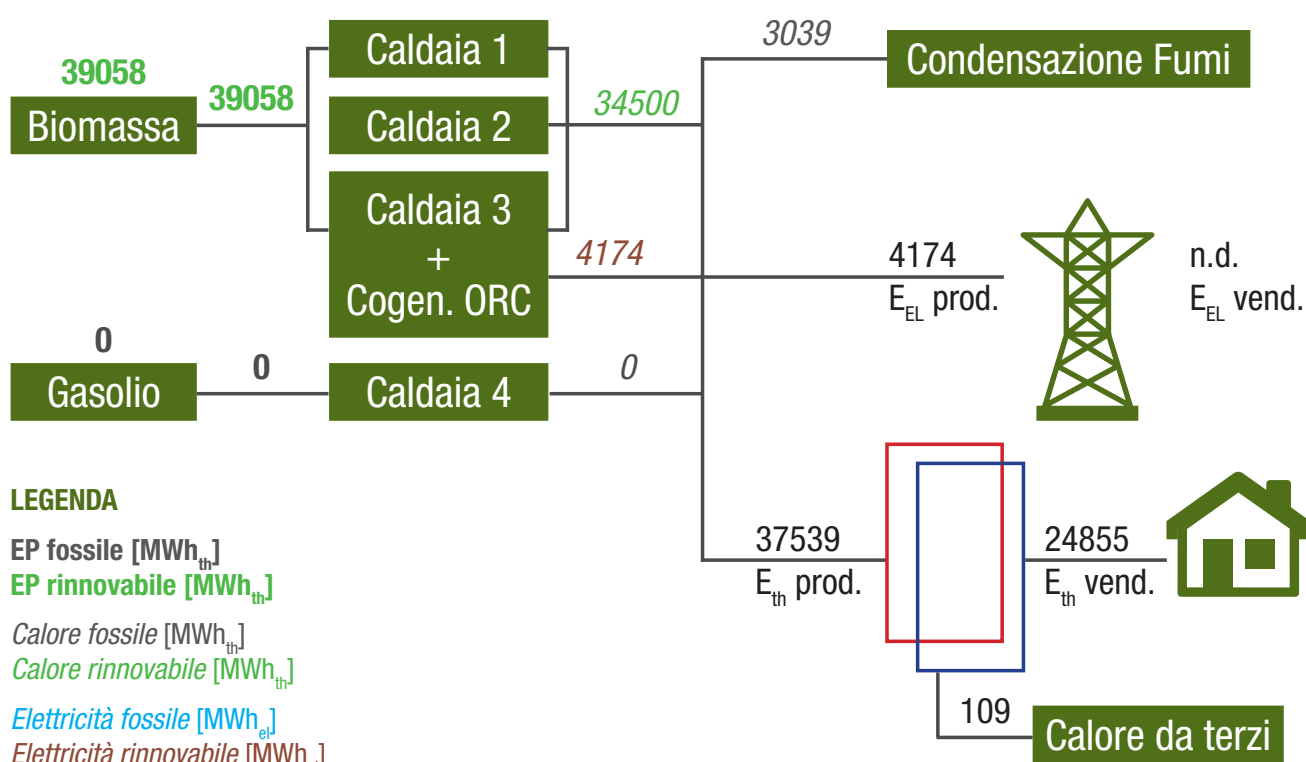
Biomassa legnosa
utilizzata:
542 t/anno



Monguelfo (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	9,8	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	14,8	MW _{th}	Gradi giorno	4323	
Potenza elettrica installata	0,7	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	330	m ³	Anno di entrata in esercizio	2002	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	38	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
8507 t/anno

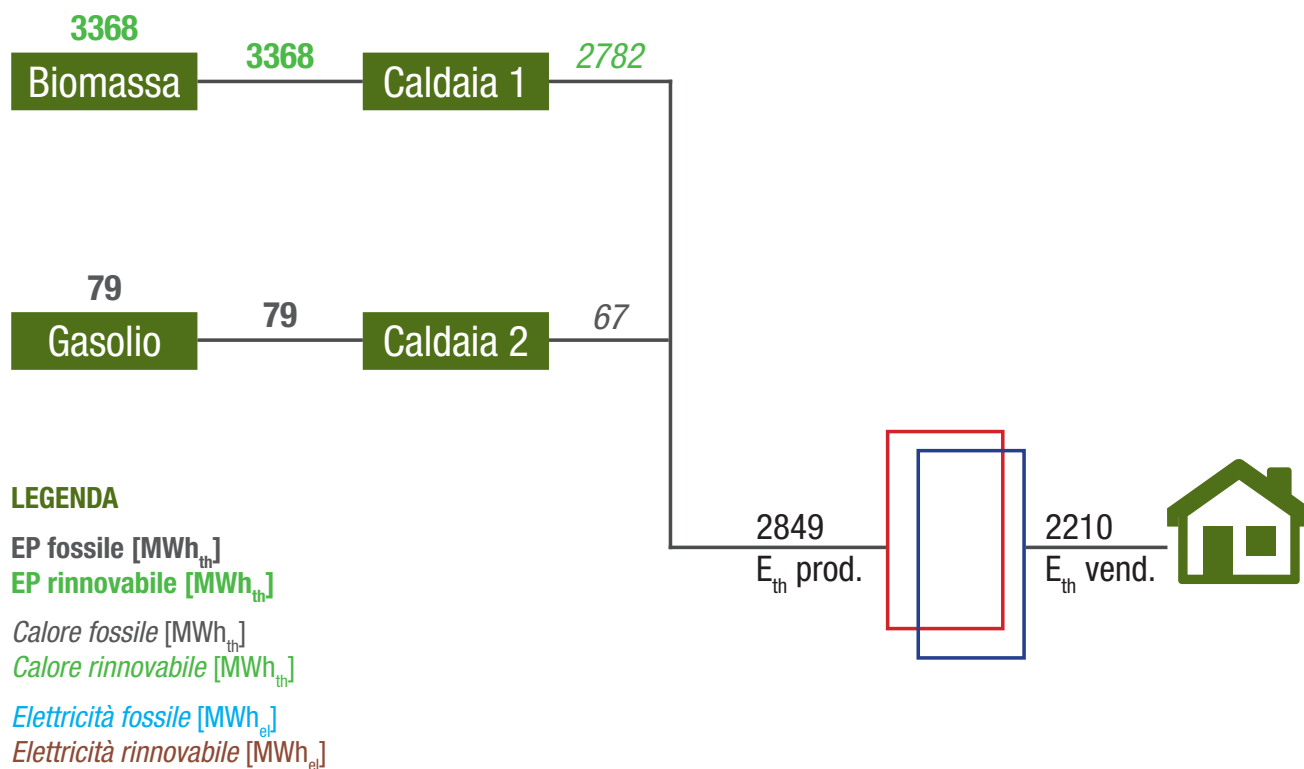


Biomassa legnosa
utilizzata:
15623 t/anno



Moso in Passiria (Bolzano)**DATI GENERALI**

Potenza termica a biomassa installata	1,4	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	2,9	MW _{th}	Gradi giorno	4058	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2002	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	2,8	km	Volumetria servita	63100	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI

CO₂ evitata:
559 t/anno



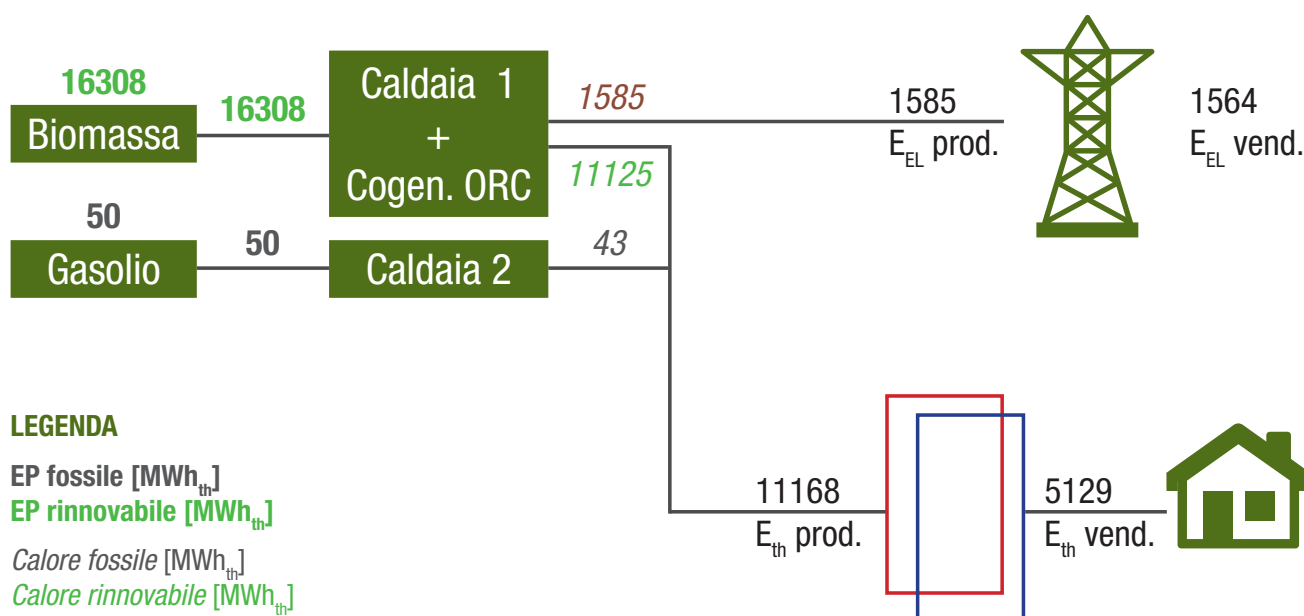
Biomassa legnosa
utilizzata:
1347 t/anno



Nova Levante (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	2,6	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	5,2	MW _{th}	Gradi giorno	4301	
Potenza elettrica installata	0,3	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	150	m ³	Anno di entrata in esercizio	2014	
Incentivo elettricità	257	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	84	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	64	°C
Lunghezza rete	9,5	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
1618 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
6523 t/anno

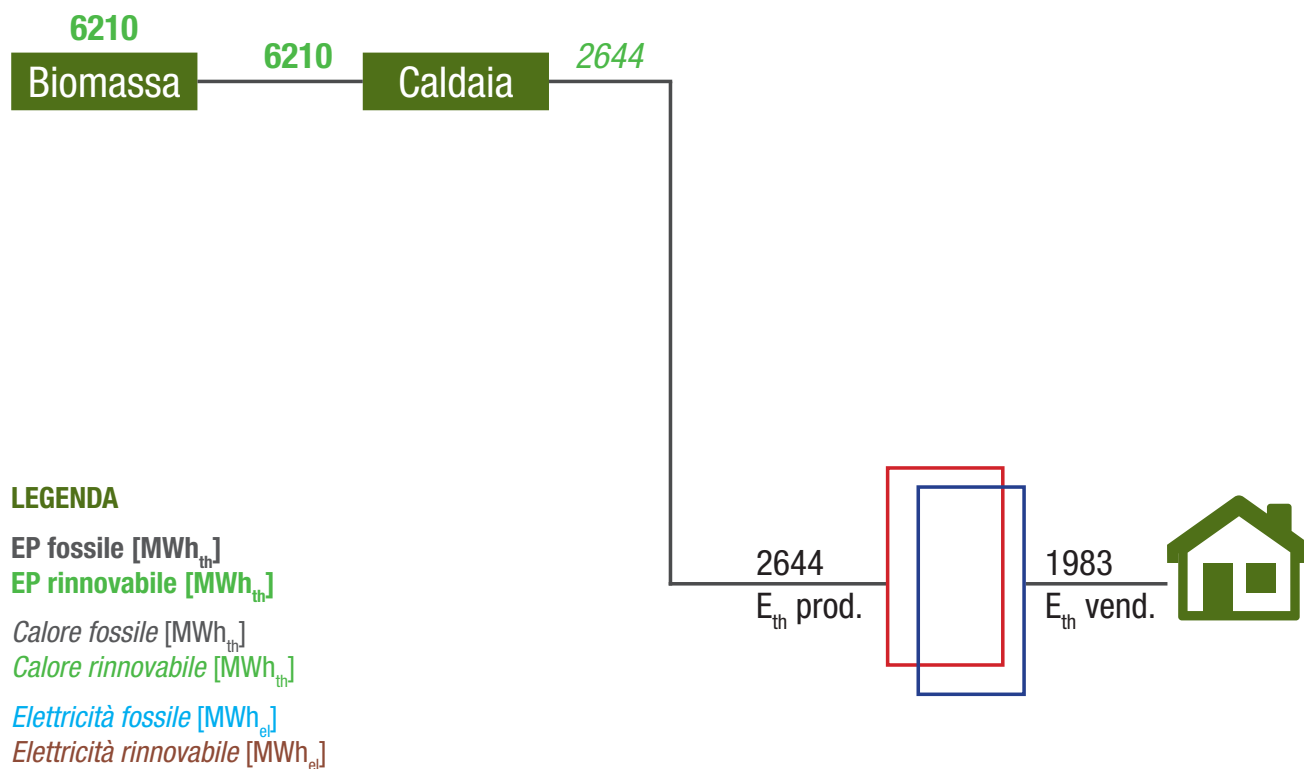


Nova Ponente (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	0,8	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	0,8	MW _{th}	Gradi giorno	4642	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d	m ³	Anno di entrata in esercizio	1996	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	55	°C
Lunghezza rete	1,2	km	Volumetria servita	61550	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
138 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
2484 t/anno



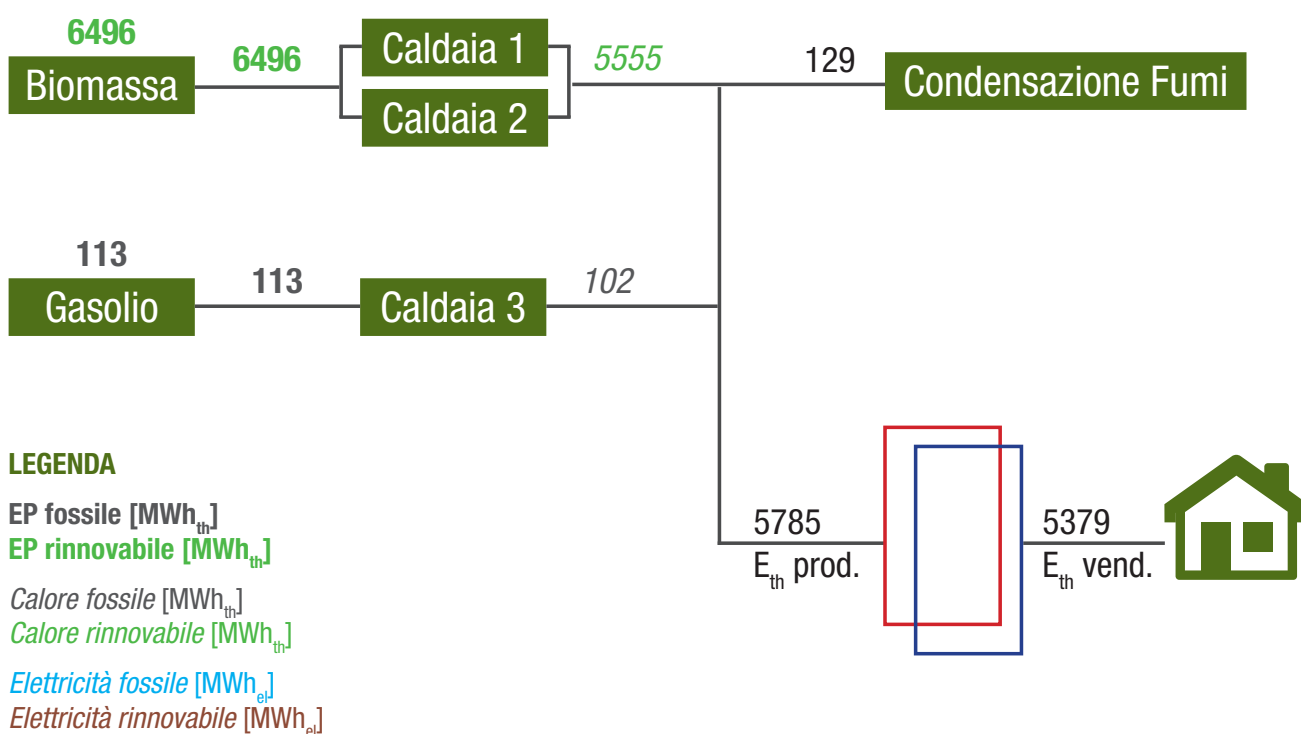
Energia e teleriscaldamento Obereggen 67 società cooperativa

Nova Ponente (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	2,9	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	5,9	MW _{th}	Gradi giorno	4642	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	20	m ³	Anno di entrata in esercizio	2007	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	1,6	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
929 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
2598 t/anno

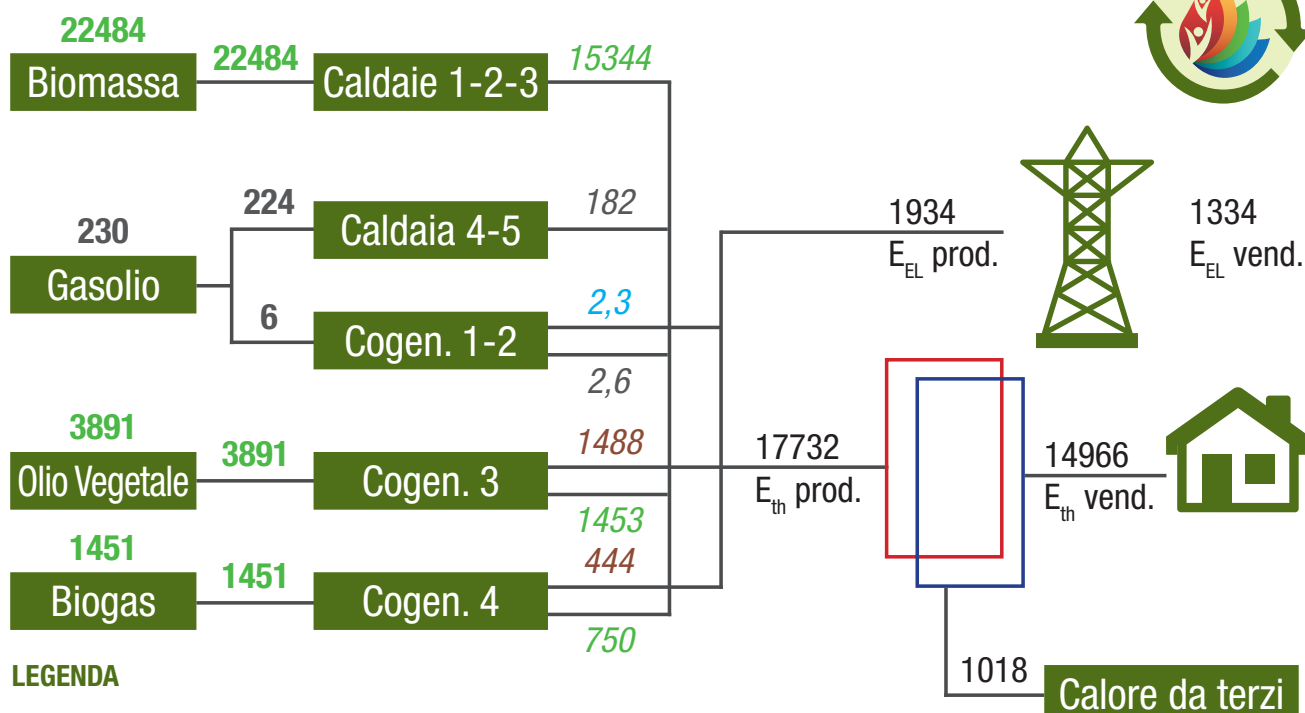
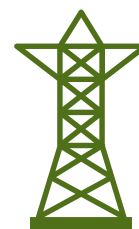


Prato allo Stelvio (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	3,7	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	5,6	MW _{th}	Gradi giorno	3779	
Potenza elettrica installata	1,7	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	270	m ³	Anno di entrata in esercizio	2002-2002	
Incentivo elettricità	75	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	50	°C
Lunghezza rete	28,6	km	Volumetria servita	310000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
4539 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
5858 t/anno

Note Il valore di elettricità venduta è stato stimato sulla base dei dati disponibili. Non vengono considerate le matrici utilizzate per produrre l'olio vegetale.

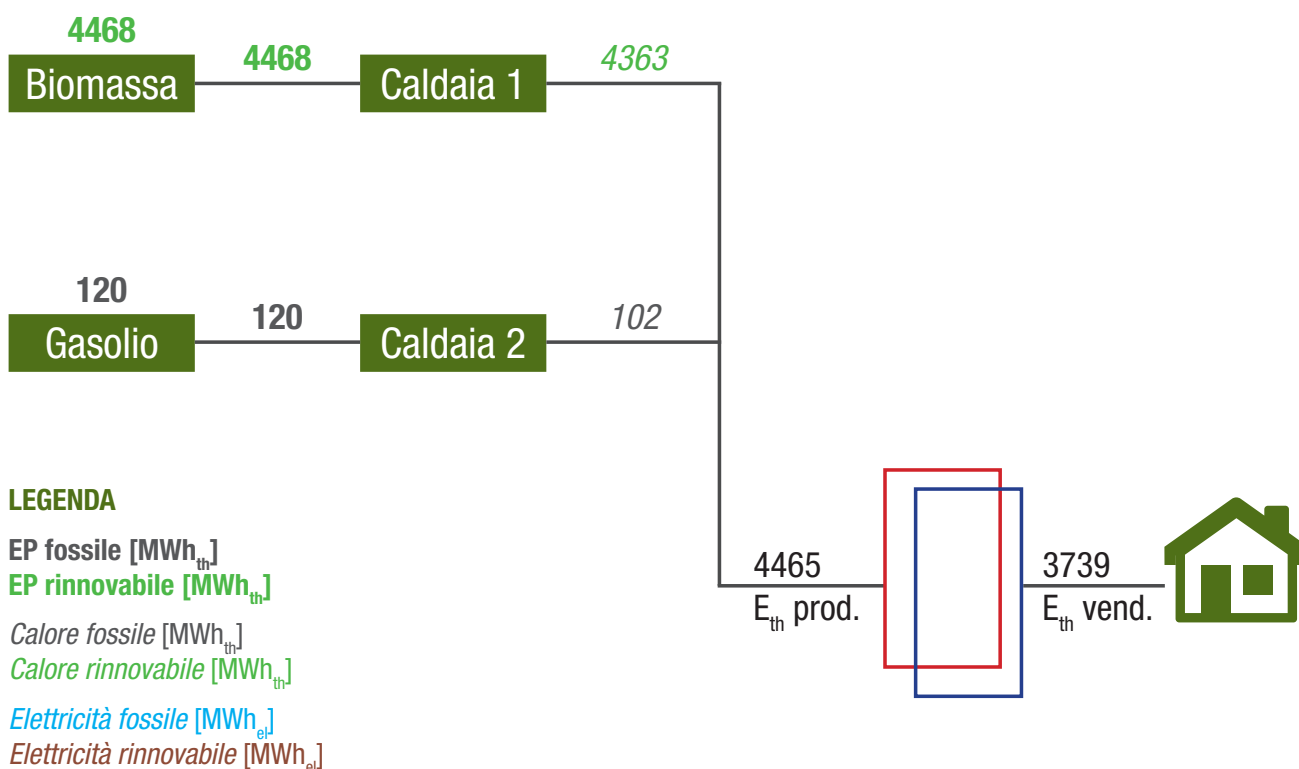


Racines (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	1	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	3	MW _{th}	Gradi giorno	3704	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	20	m ³	Anno di entrata in esercizio	2006	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	2	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



Fonte: hotelbergblick.com



CO₂ evitata:
1019 t/anno



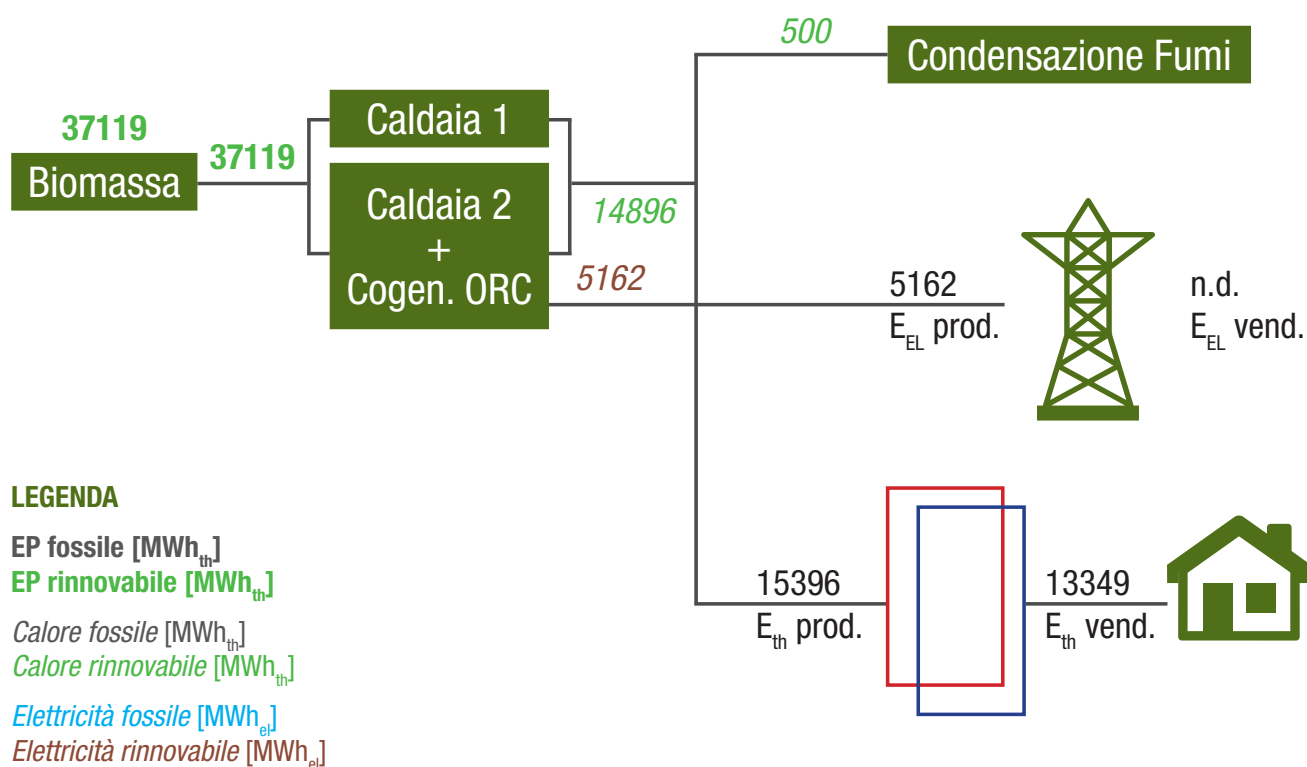
Biomassa legnosa
utilizzata:
1655 t/anno



DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	8,5	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	8,5	MW _{th}	Gradi giorno	4285	
Potenza elettrica installata	0,6	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	110	m ³	Anno di entrata in esercizio	1994	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	13,9	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Condensazione Fumi				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
5084 t/anno



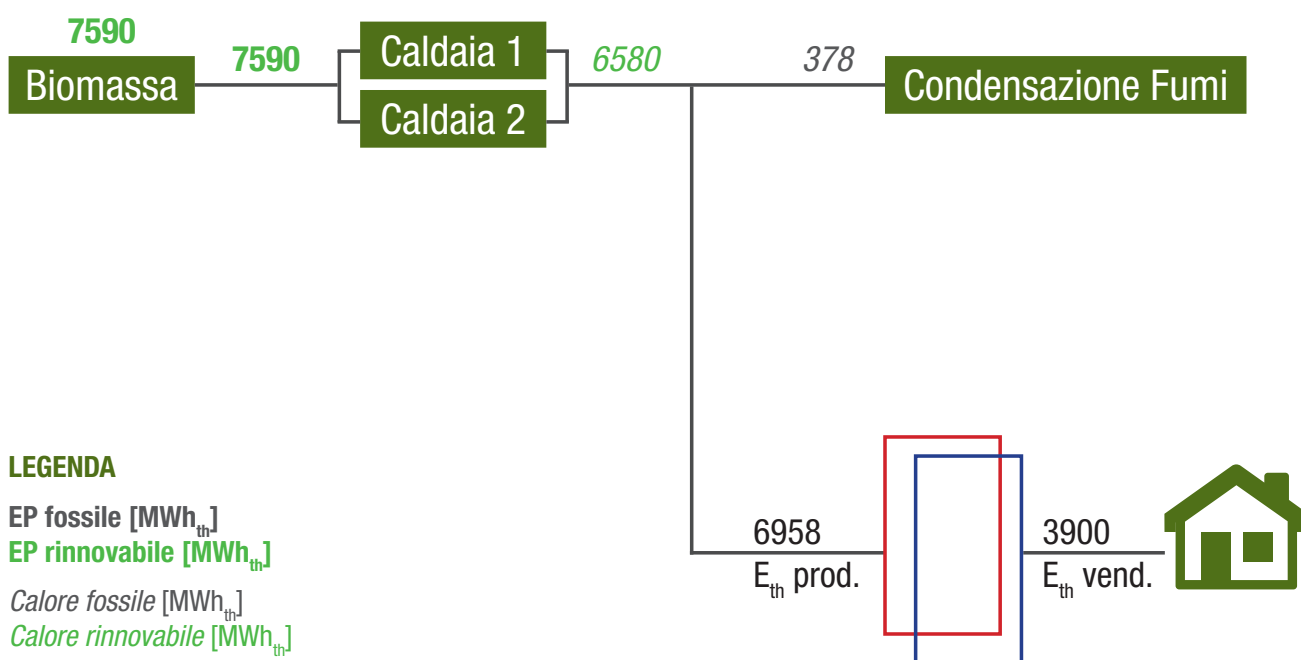
Biomassa legnosa
utilizzata:
14847 t/anno



Rasun Anterselva (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	3,4	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	3,4	MW _{th}	Gradi giorno	4285	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	110	m ³	Anno di entrata in esercizio	1995	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	48	°C
Lunghezza rete	4,9	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
932 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
3036 t/anno

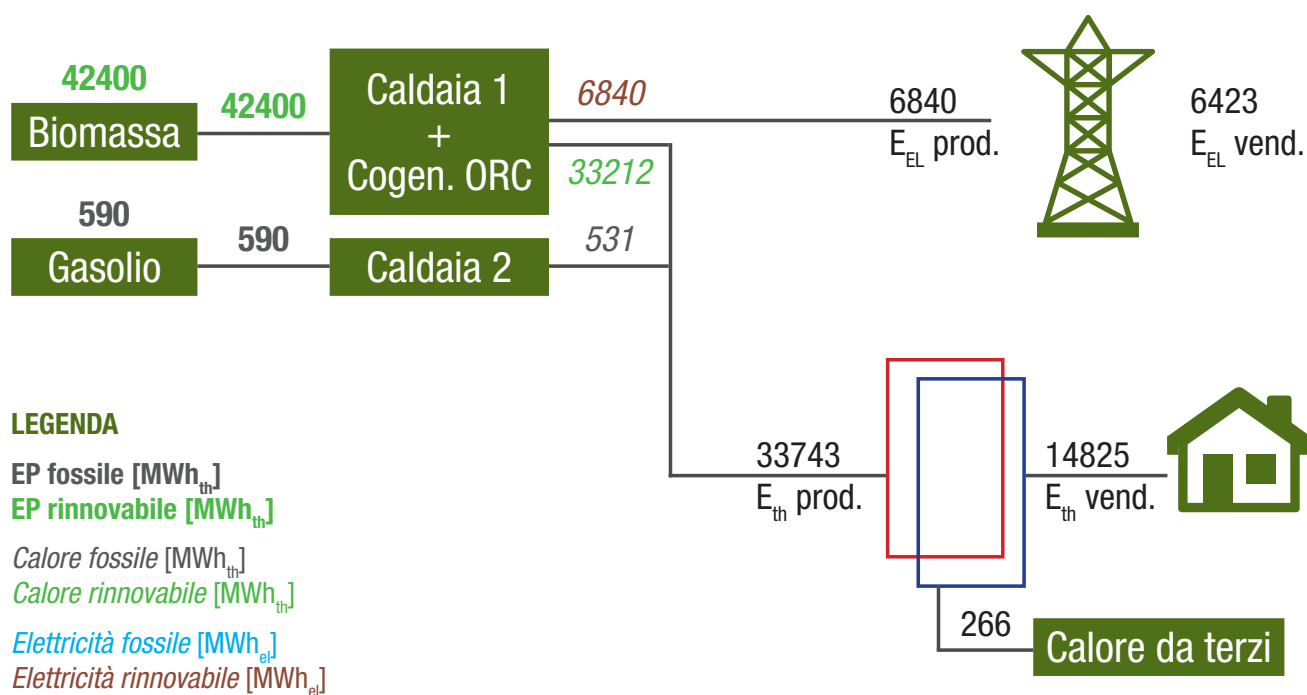


Renon (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	5,4	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	9,4	MW _{th}	Gradi giorno	4223	
Potenza elettrica installata	0,99	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	550	m ³	Anno di entrata in esercizio	2008	
Incentivo elettricità	280	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	86	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	50	°C
Lunghezza rete	28	km	Volumetria servita	473000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



Fonte: IDM Alto Adige - Clemens Zahn



CO₂ evitata:
5750 t/anno



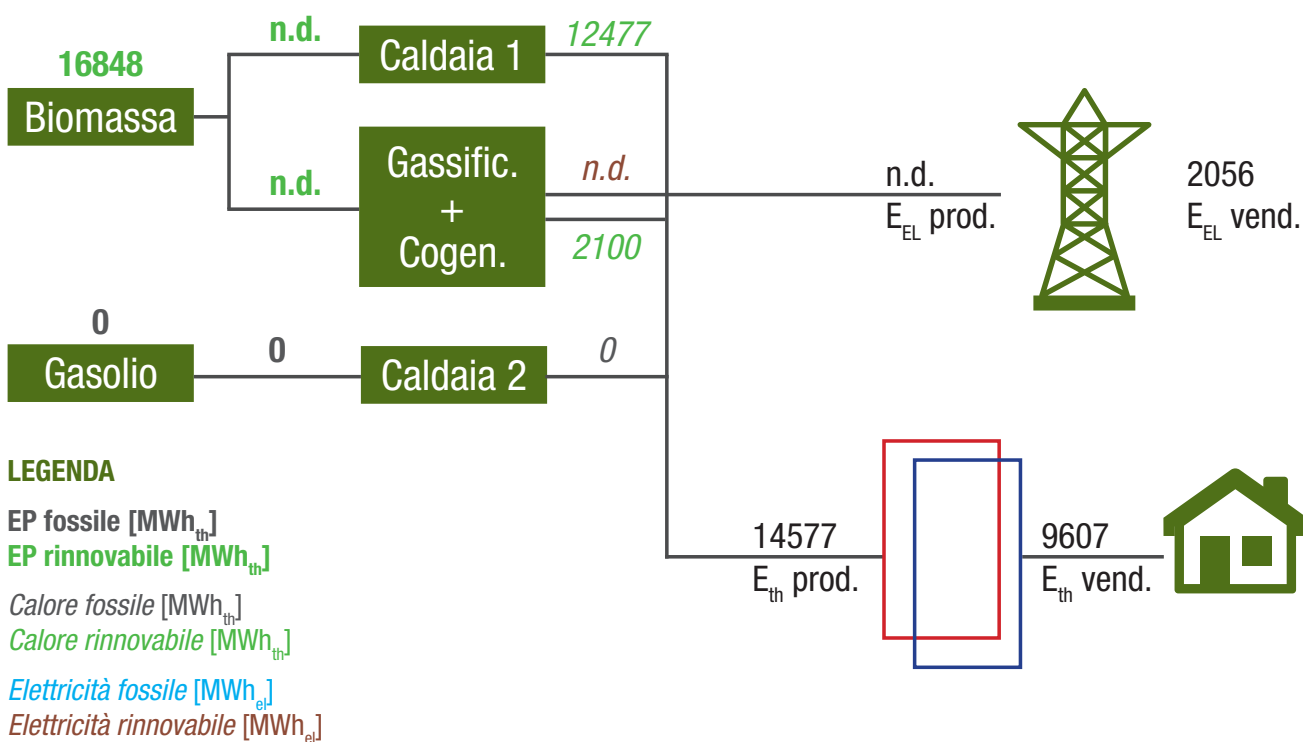
Biomassa legnosa
utilizzata:
18000 t/anno



Rio di Pusteria - Valles (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	4,0	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	5,2	MW _{th}	Gradi giorno	3646	
Potenza elettrica installata	5,8	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	75	m ³	Anno di entrata in esercizio	1997	
Incentivo elettricità	257	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	94	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	8,2	km	Volumetria servita	230000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Condensazione Fumi				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
3476 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
6240 t/anno

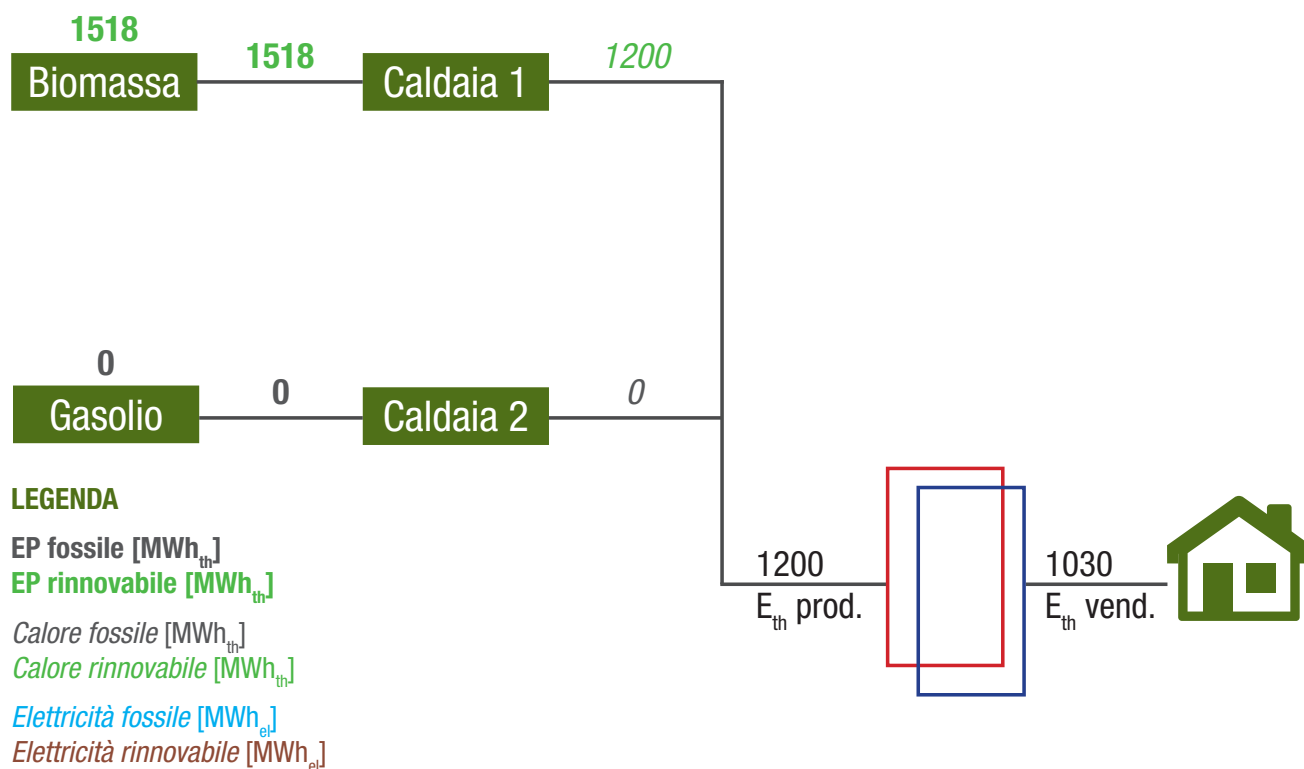


San Candido (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	0,6	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	n.d.	MW _{th}	Gradi giorno	4188	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2006	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	1,7	km	Volumetria servita	40873	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



Fonte: Di Lorenzi



CO₂ evitata:
274 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
607 t/anno

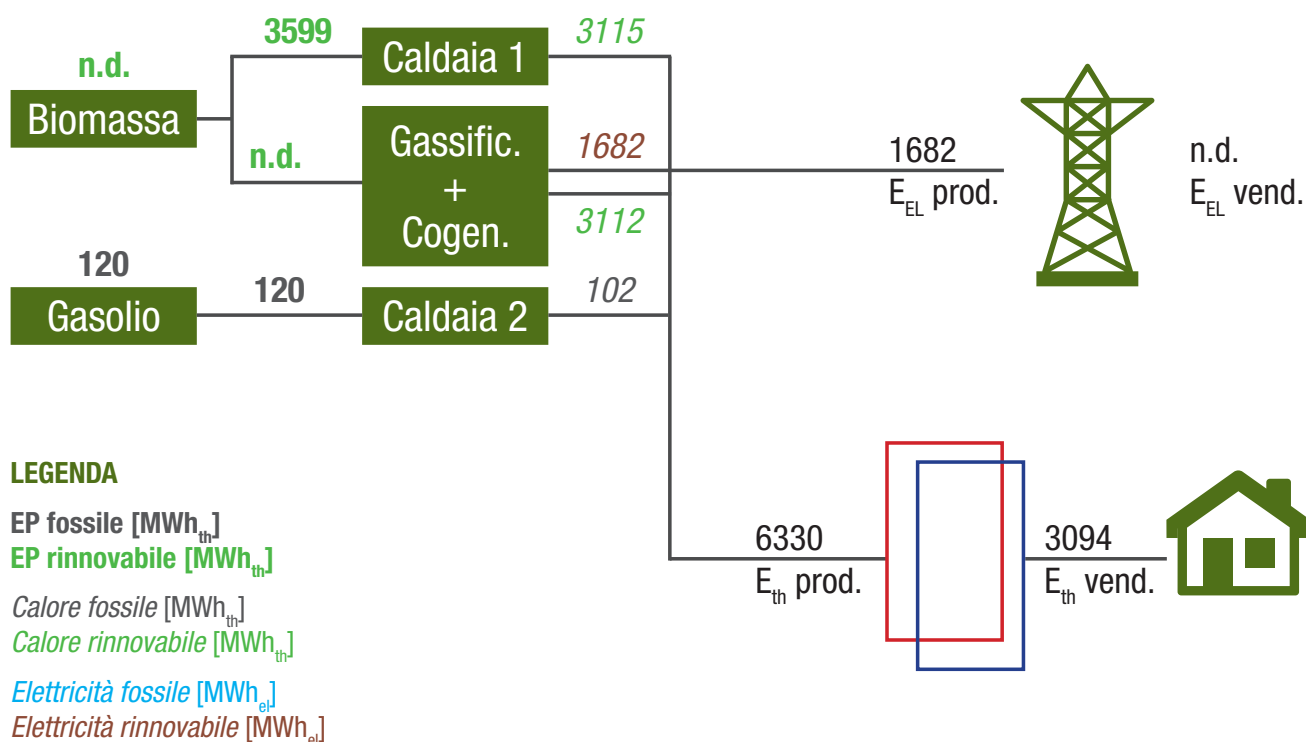


San Candido (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	1,1	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	2,8	MW _{th}	Gradi giorno	4188	
Potenza elettrica installata	0,3	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2006	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	3,5	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



Fonte: e-borghi



CO₂ evitata:
n.d. t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
n.d. t/anno

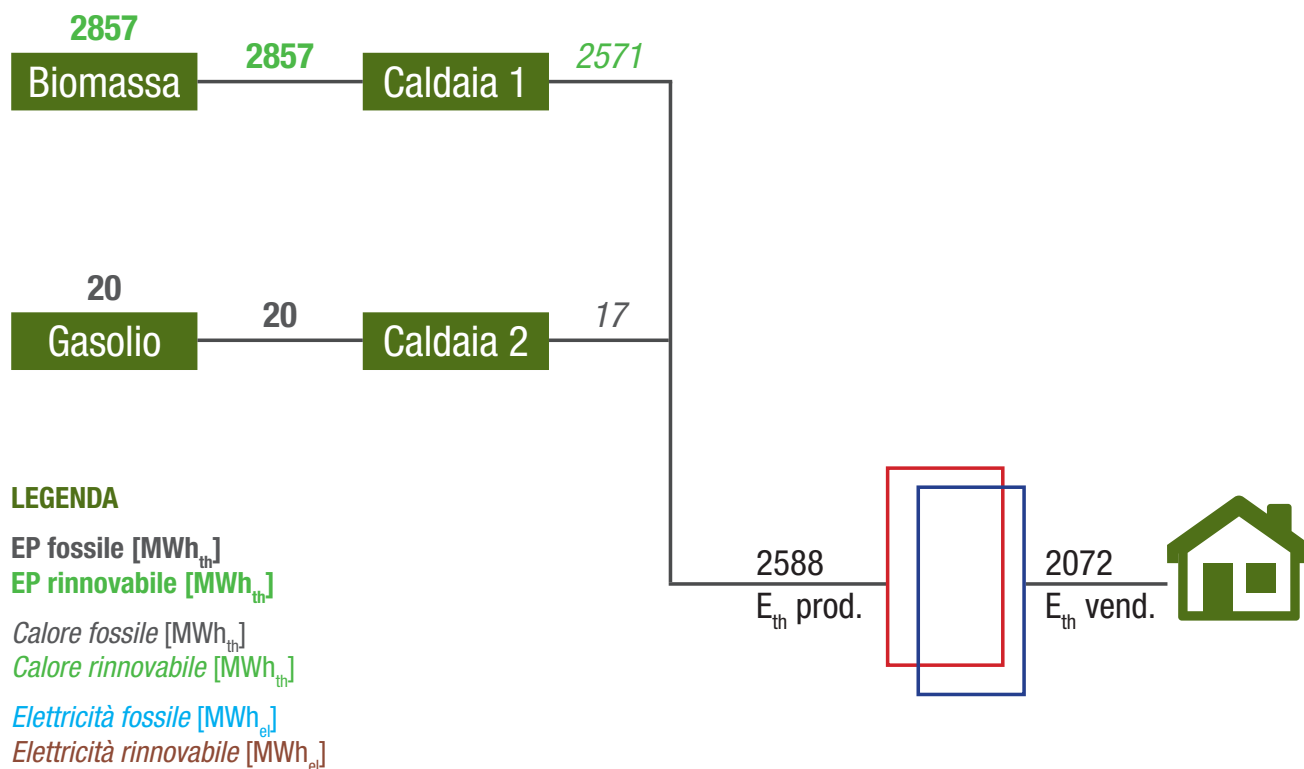


San Pancrazio (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	0,75	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	1,8	MW _{th}	Gradi giorno	3550	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2000	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85-90	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	55-60	°C
Lunghezza rete	2,2	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
556 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
1143 t/anno

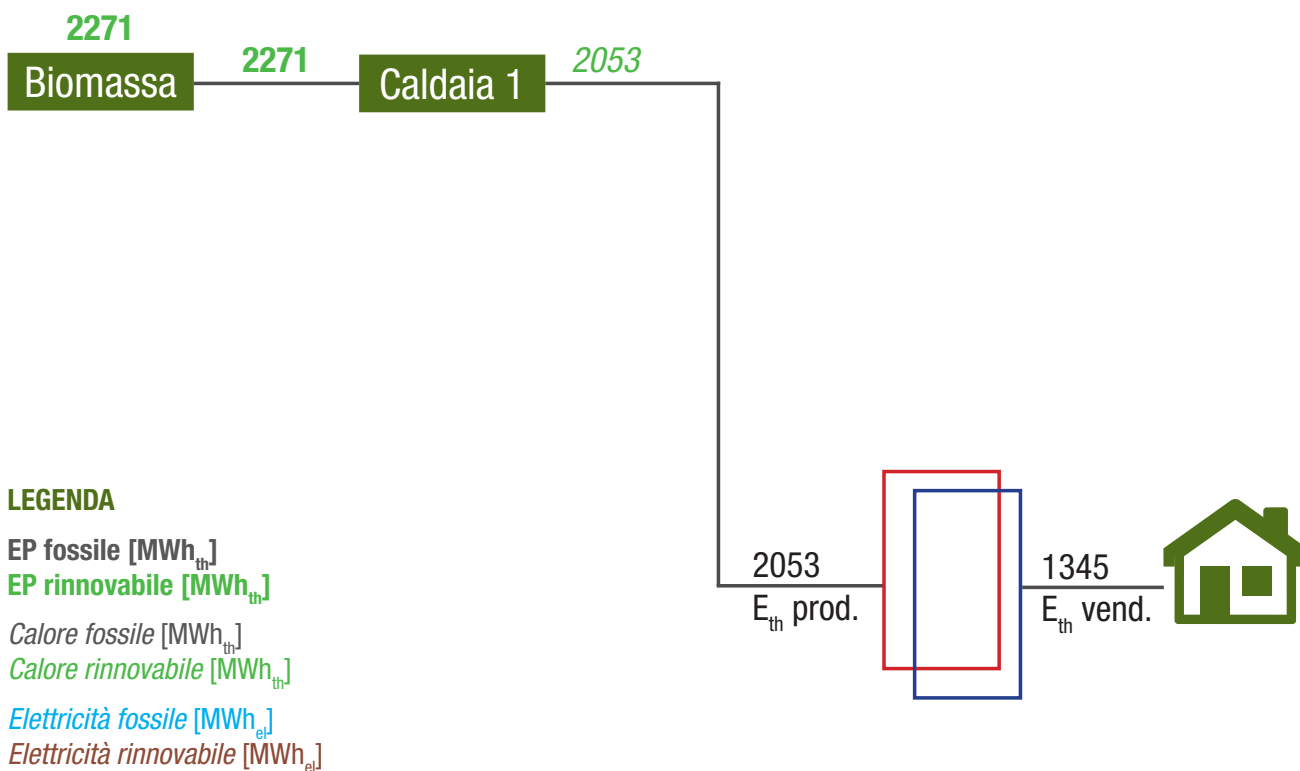


Sarentino (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	1	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	1	MW _{th}	Gradi giorno	3927	
Potenza elettrica installata	n.d.	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2006	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	1,3	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



Fonte: IDM Alto Adige - oooyeah.de



CO₂ evitata:
1045 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
908 t/anno

Note L'energia primaria in ingresso è stata stimata sulla base dei dati disponibili.

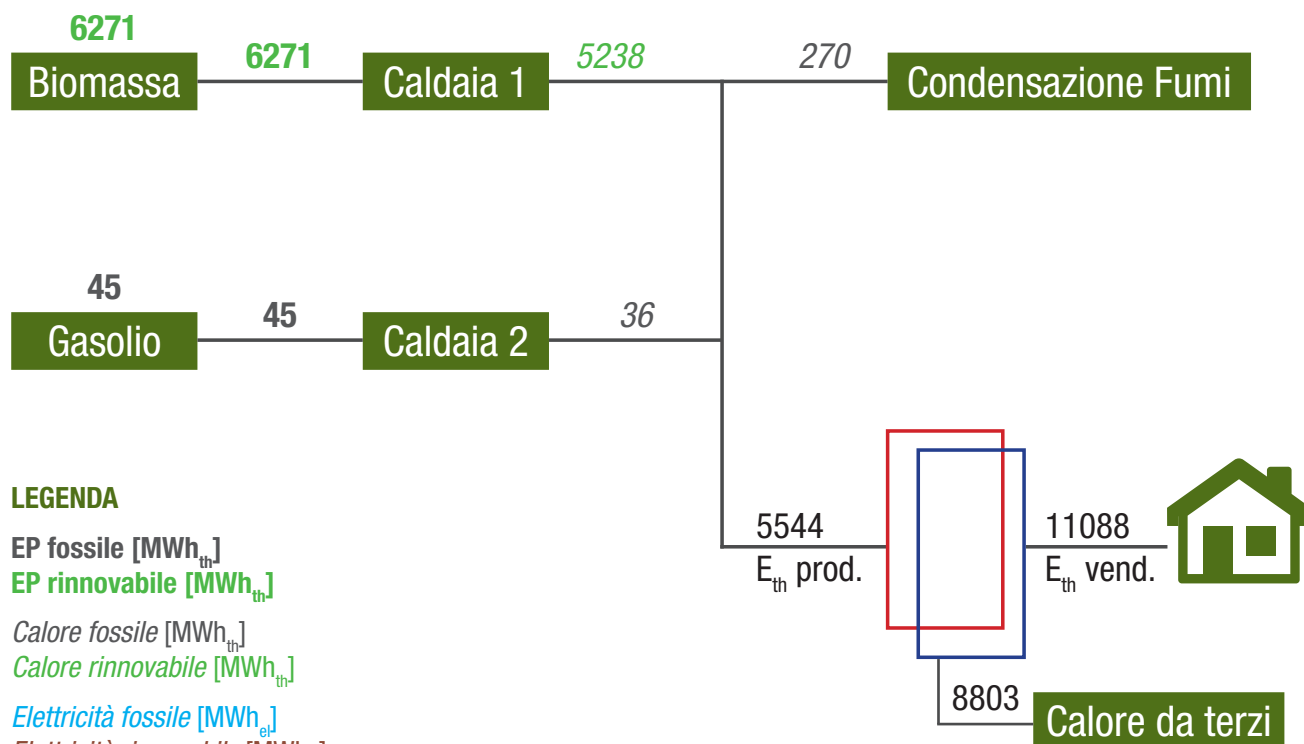


Sarentino (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	3	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	7	MW _{th}	Gradi giorno	4148	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	240	m ³	Anno di entrata in esercizio	2002	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	55	°C
Lunghezza rete	16,5	km	Volumetria servita	275145	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Condensazione Fumi				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
3503 t/anno



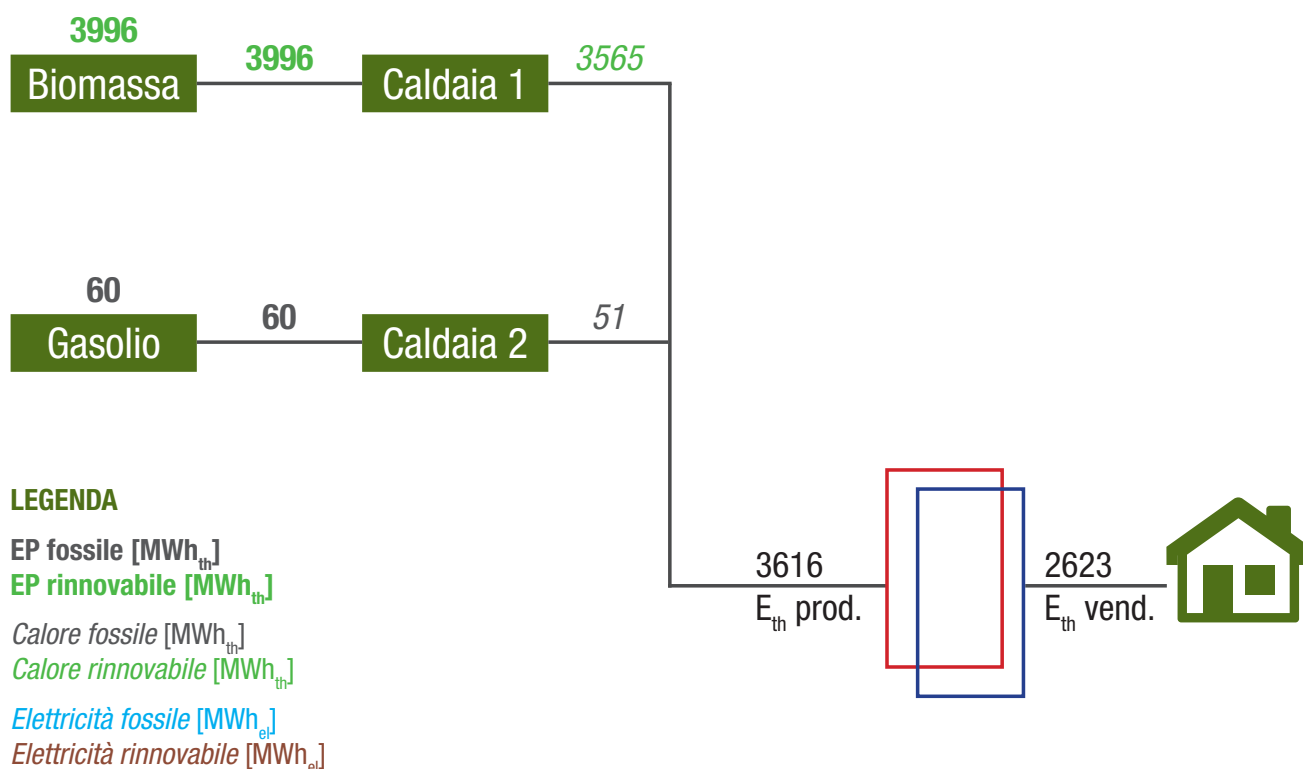
Biomassa legnosa
utilizzata:
1991 t/anno



Selva dei Molini (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	1,4	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	2,9	MW _{th}	Gradi giorno	4458	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	12,7	m ³	Anno di entrata in esercizio	2006	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	50	°C
Lunghezza rete	6	km	Volumetria servita	90000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
672 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
1490 t/anno

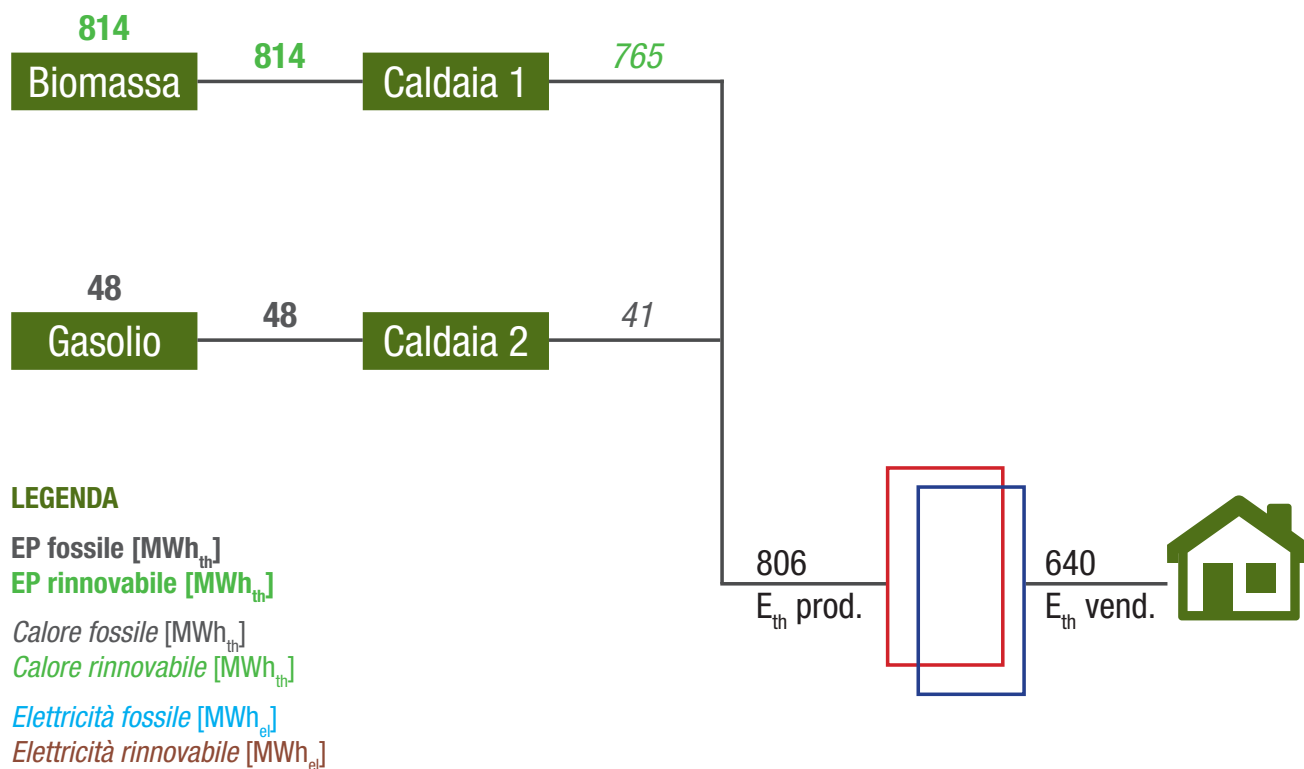


Selva dei Molini (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	0,4	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	0,7	MW _{th}	Gradi giorno	4458	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	12	m ³	Anno di entrata in esercizio	2007	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	2	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
164 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
326 t/anno

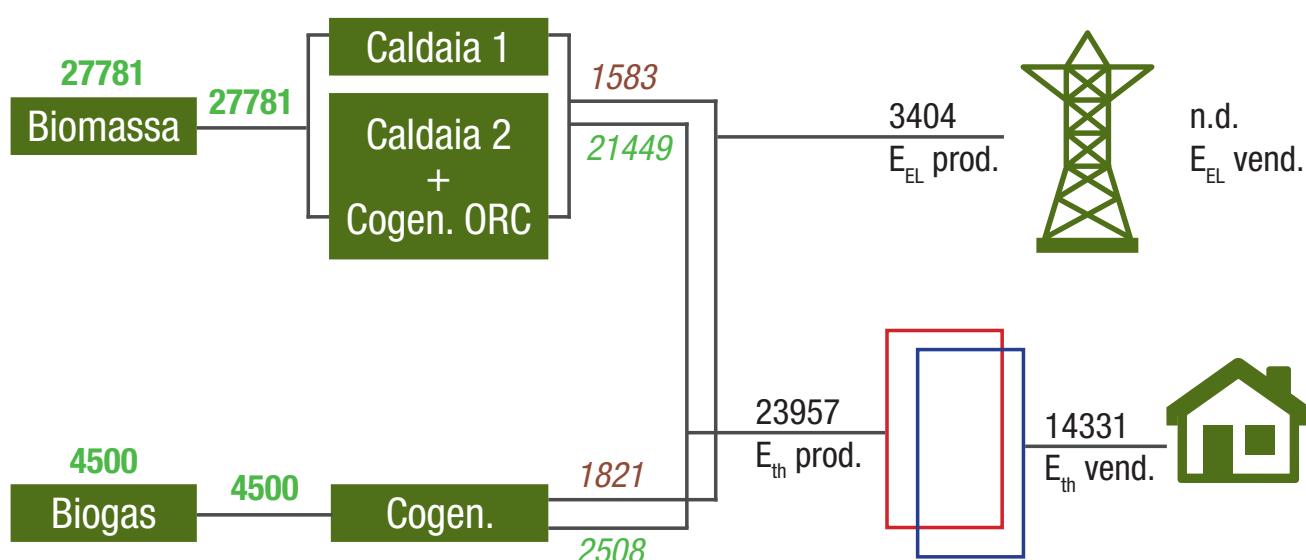


Sluderno (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	5,8	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	5,8	MW _{th}	Gradi giorno	3788	
Potenza elettrica installata	1,2	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	310	m ³	Anno di entrata in esercizio	2001	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	27	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
5095 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
11112 t/anno

Note L'energia primaria in ingresso al cogeneratore a biogas è stimata sulla base dei dati disponibili.

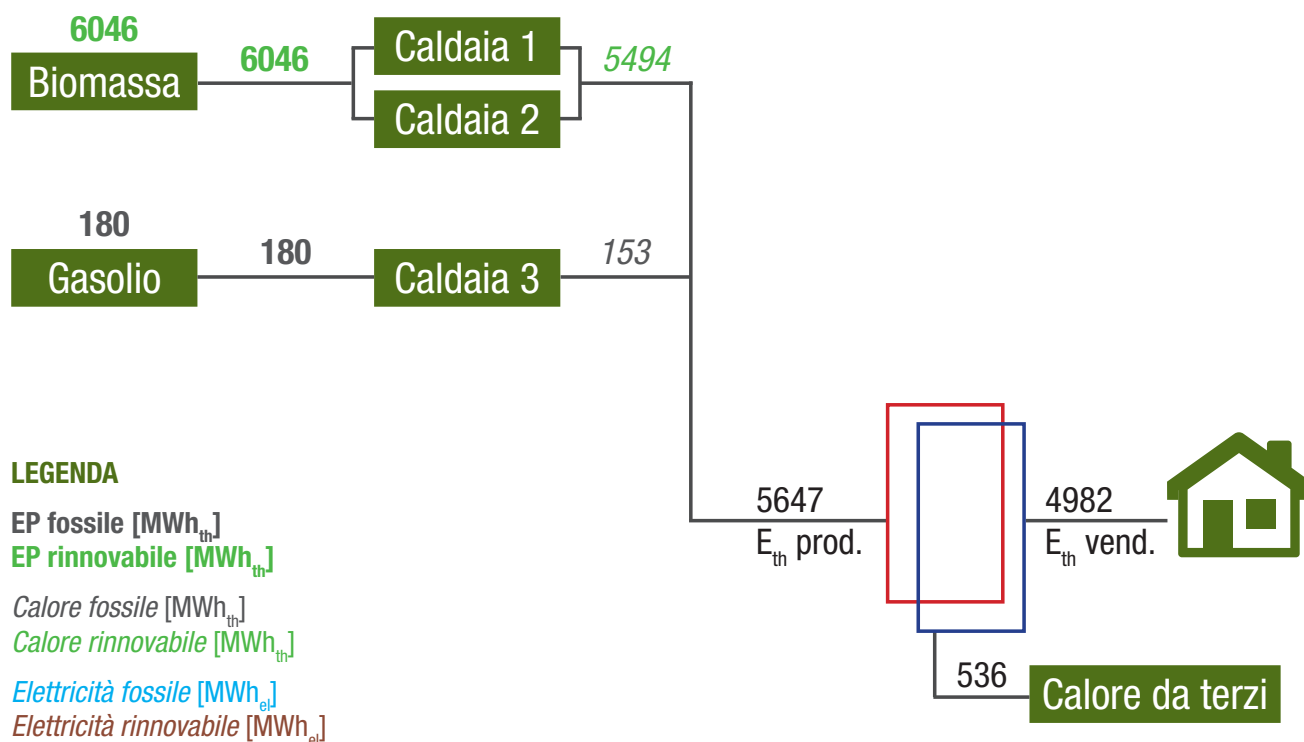


Terento (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	1,7	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	n.d.	MW _{th}	Gradi giorno	4413	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	38	m ³	Anno di entrata in esercizio	1994	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	83	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	4,0	km	Volumetria servita	38000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro + Multiciclone				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
1346 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
2210 t/anno

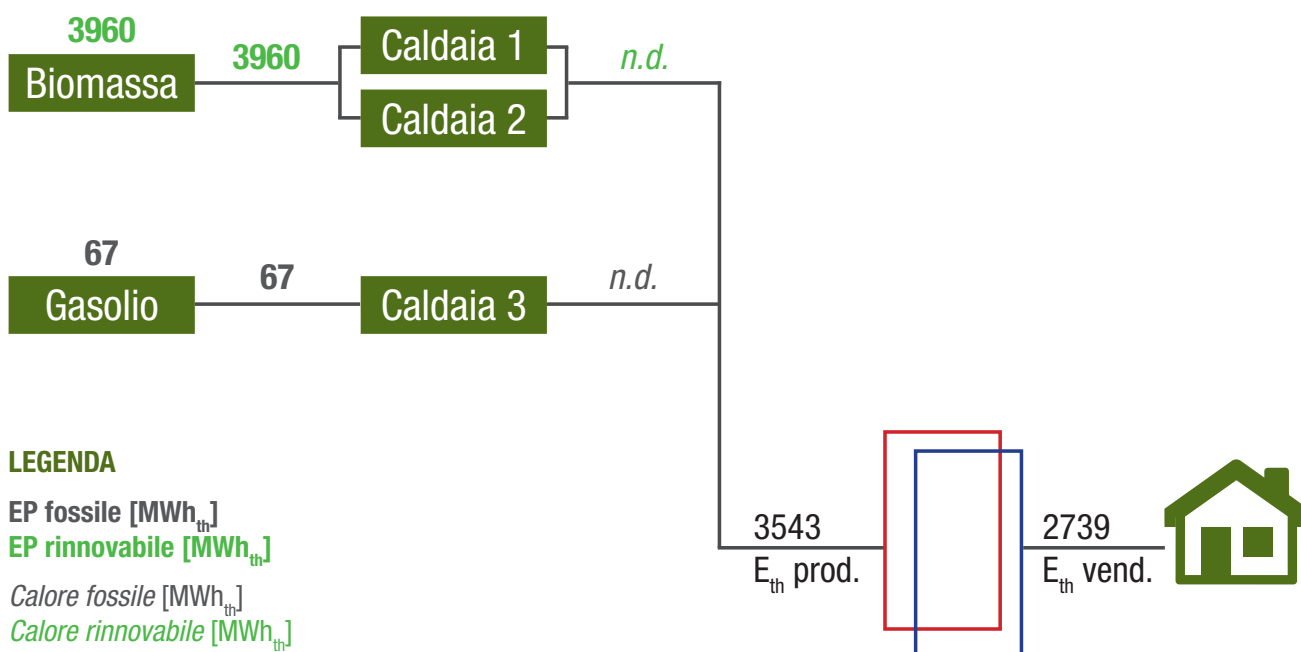


Tires (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	1,5	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	4	MW _{th}	Gradi giorno	4050	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2009	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	50	°C
Lunghezza rete	4,2	km	Volumetria servita	95660	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
713 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
1477 t/anno

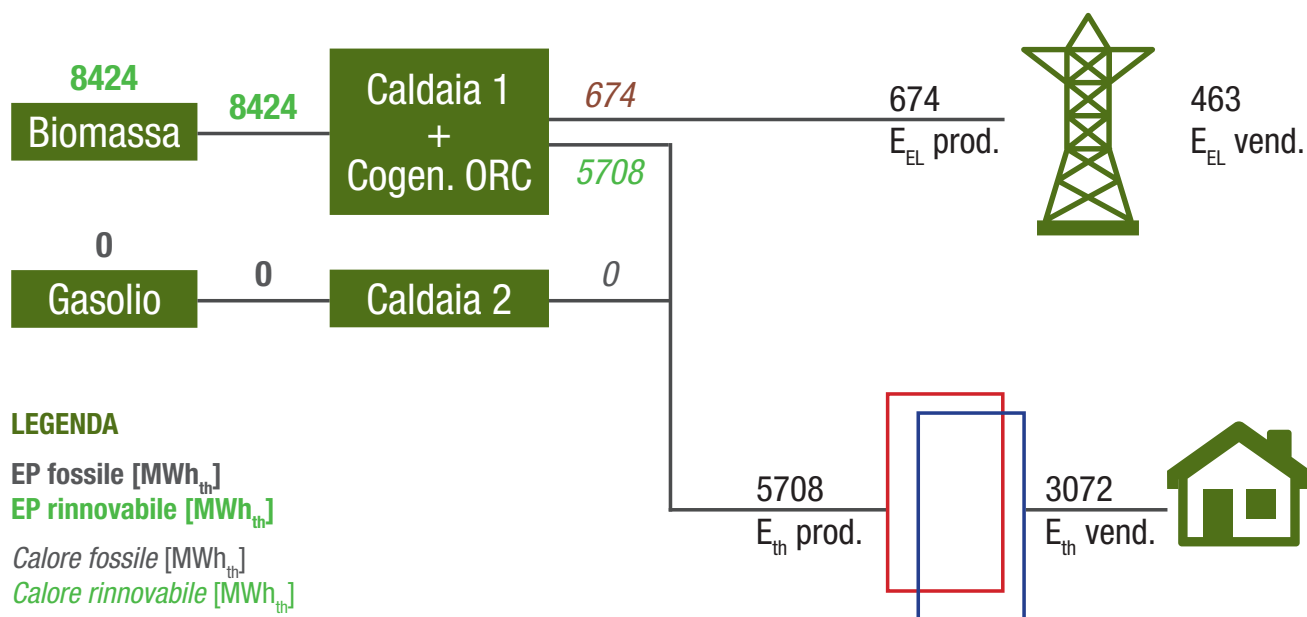


Tubre (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	2,6	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	n.d.	MW _{th}	Gradi giorno	4447	
Potenza elettrica installata	0,3	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2009	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	50	°C
Lunghezza rete	12	km	Volumetria servita	81410	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Filtrazione (sistema non specificato)				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
822 t/anno



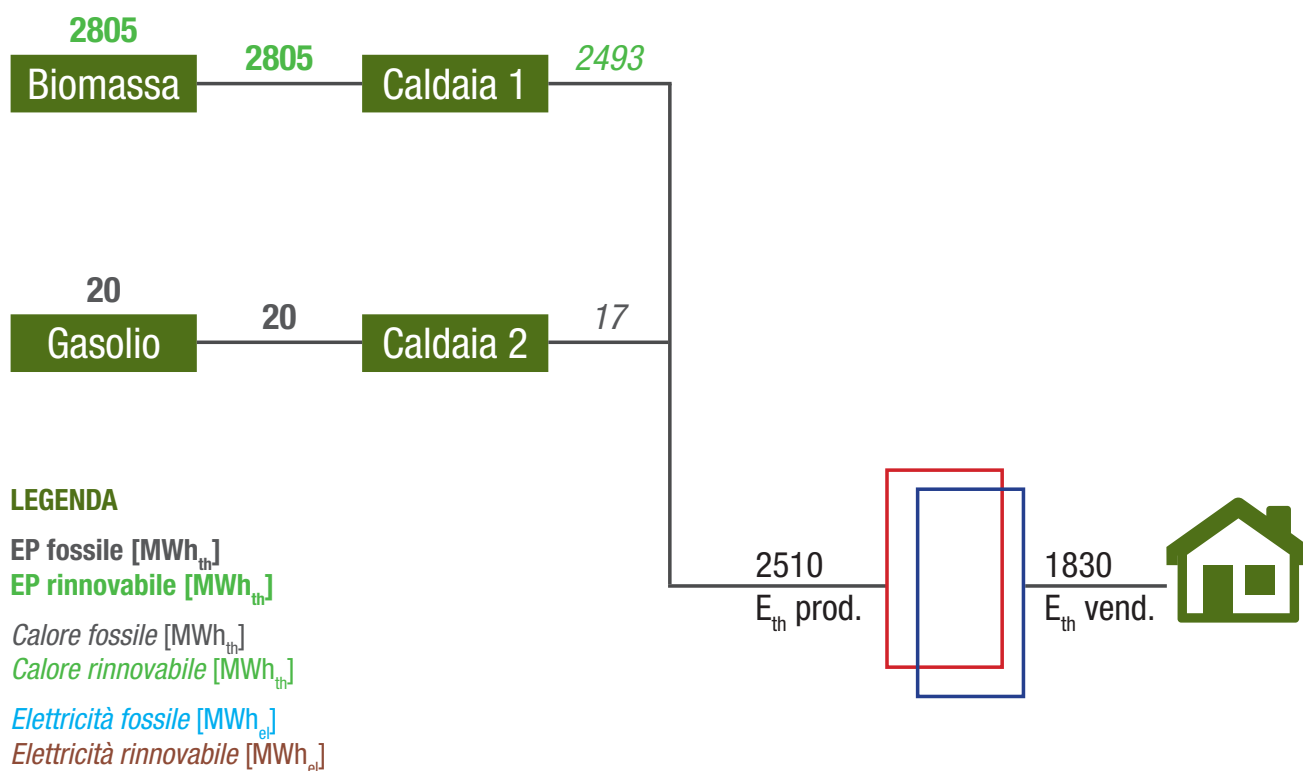
Biomassa legnosa
utilizzata:
3370 t/anno



Ultimo - S. Nicolò (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	0,75	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	1,8	MW _{th}	Gradi giorno	4288	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2004	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85-90	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	55-60	°C
Lunghezza rete	2,3	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
474 t/anno



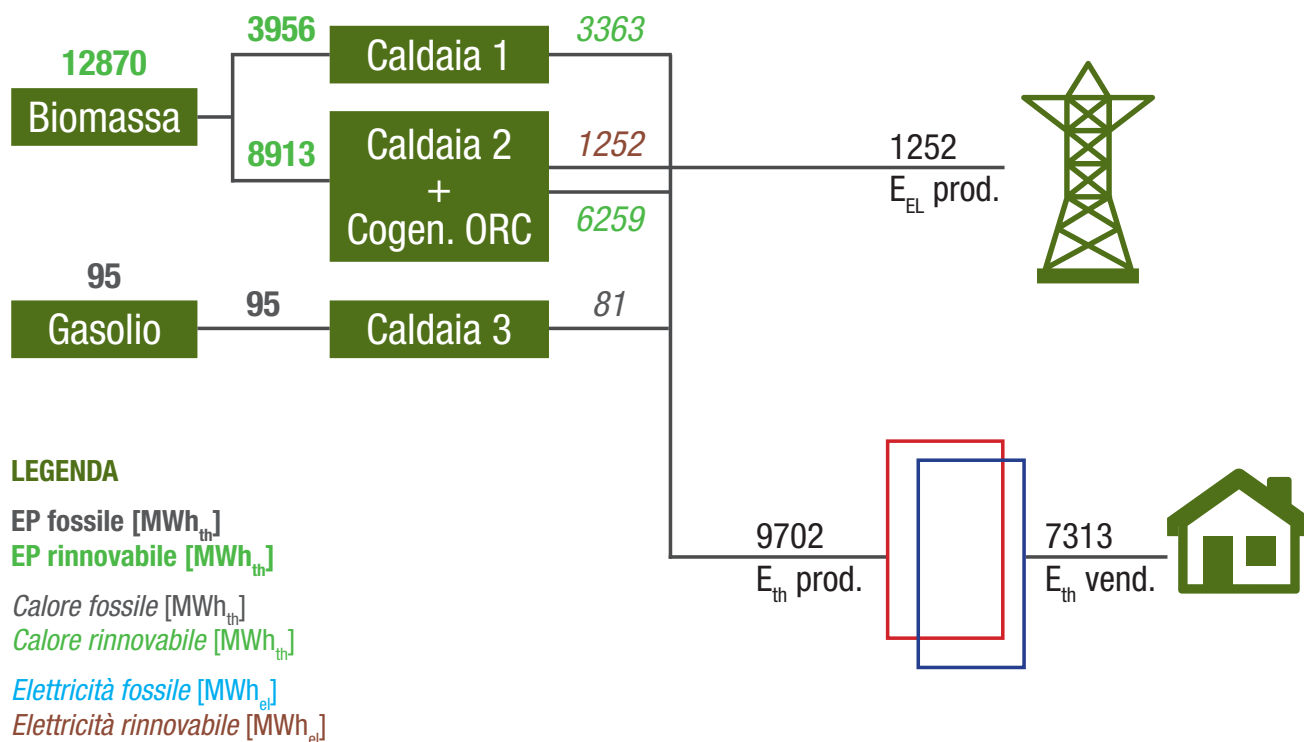
Biomassa legnosa
utilizzata:
1122 t/anno



Ultimo - S. Valburga (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	2,8	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	4,9	MW _{th}	Gradi giorno	4288	
Potenza elettrica installata	0,2	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	180	m ³	Anno di entrata in esercizio	2000	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85-90	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	55-60	°C
Lunghezza rete	12	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
2410 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
5148 t/anno

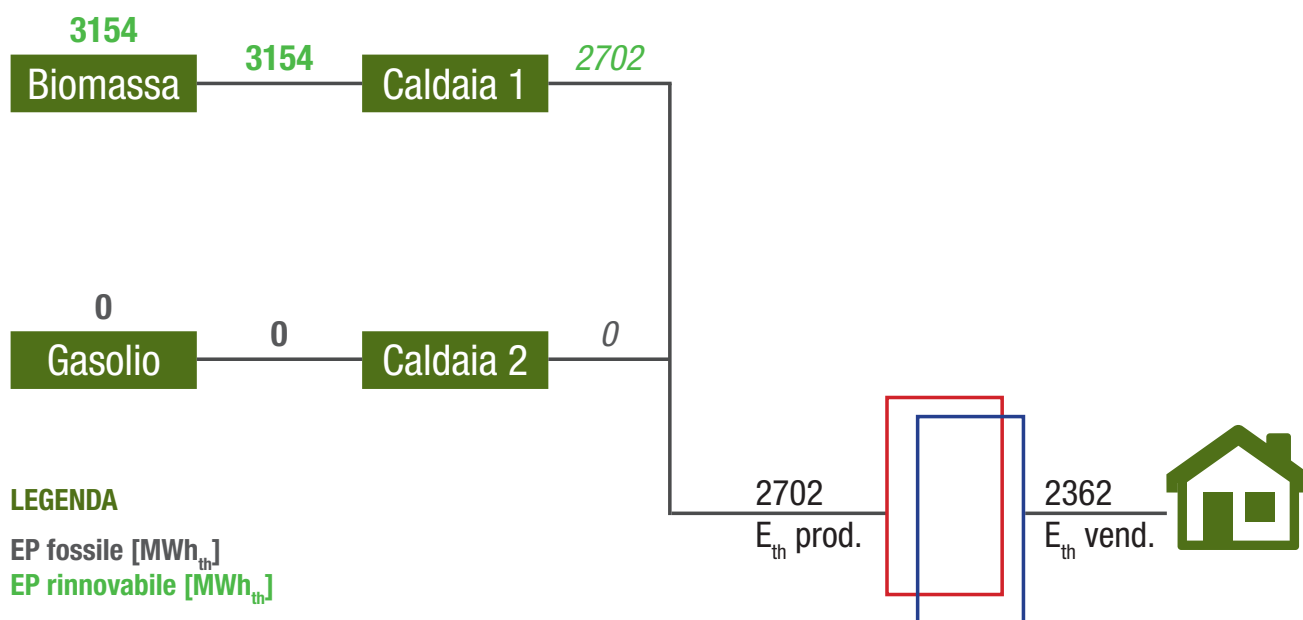


Valdaora (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	1	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	3	MW _{th}	Gradi giorno	4413	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2004	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	50	°C
Lunghezza rete	1,2	km	Volumetria servita	54300	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



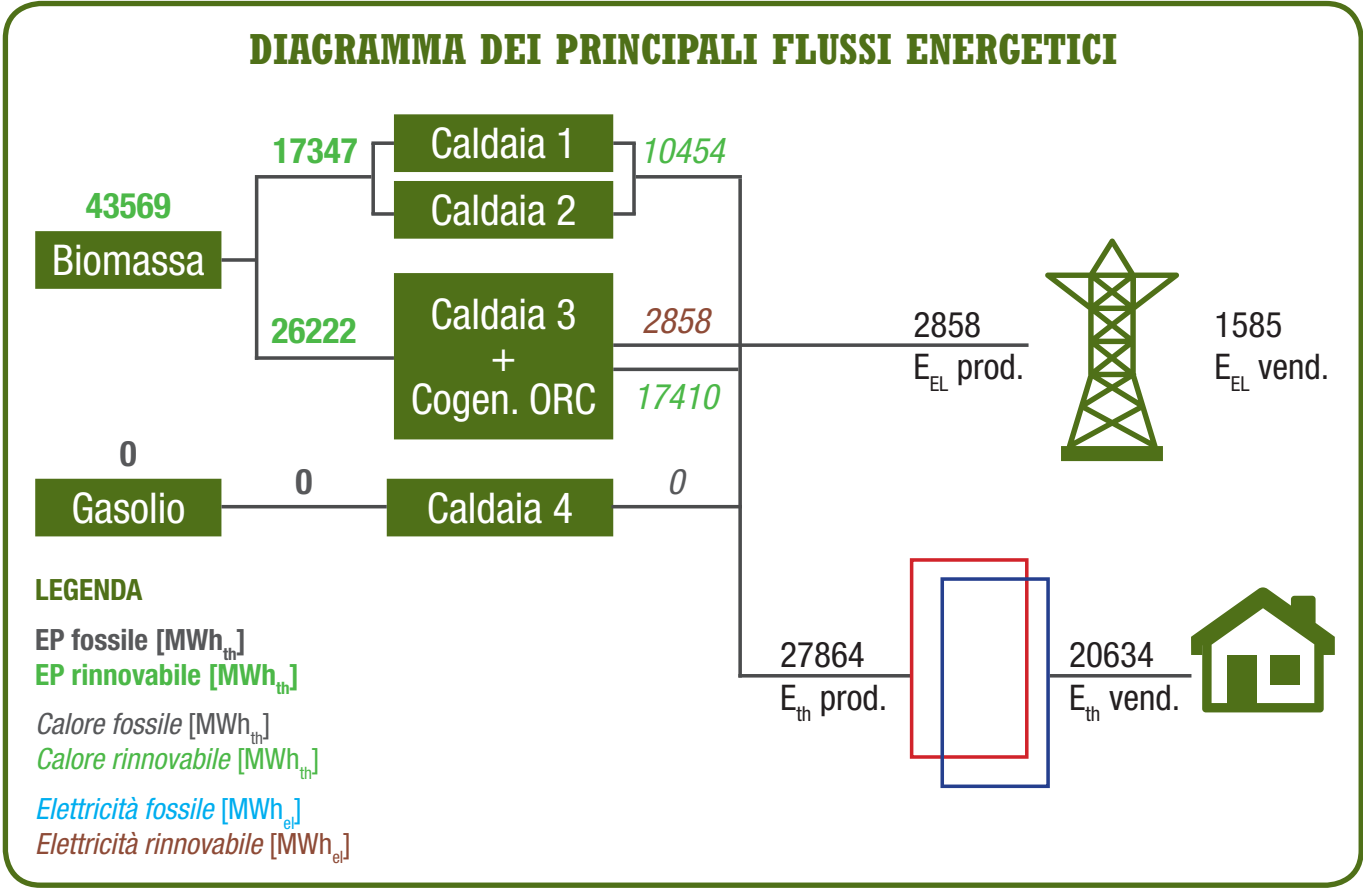
CO₂ evitata:
646 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
1168 t/anno



DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	12	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	19	MW _{th}	Gradi giorno	4313	
Potenza elettrica installata	0,7	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	120	m ³	Anno di entrata in esercizio	1994	
Incentivo elettricità	280	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	50	°C
Lunghezza rete	22	km	Volumetria servita	734250	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Elettrofiltro; Condensazione Fumi				



Fonte: IDM Alto Adige - Hannes Niederkofler

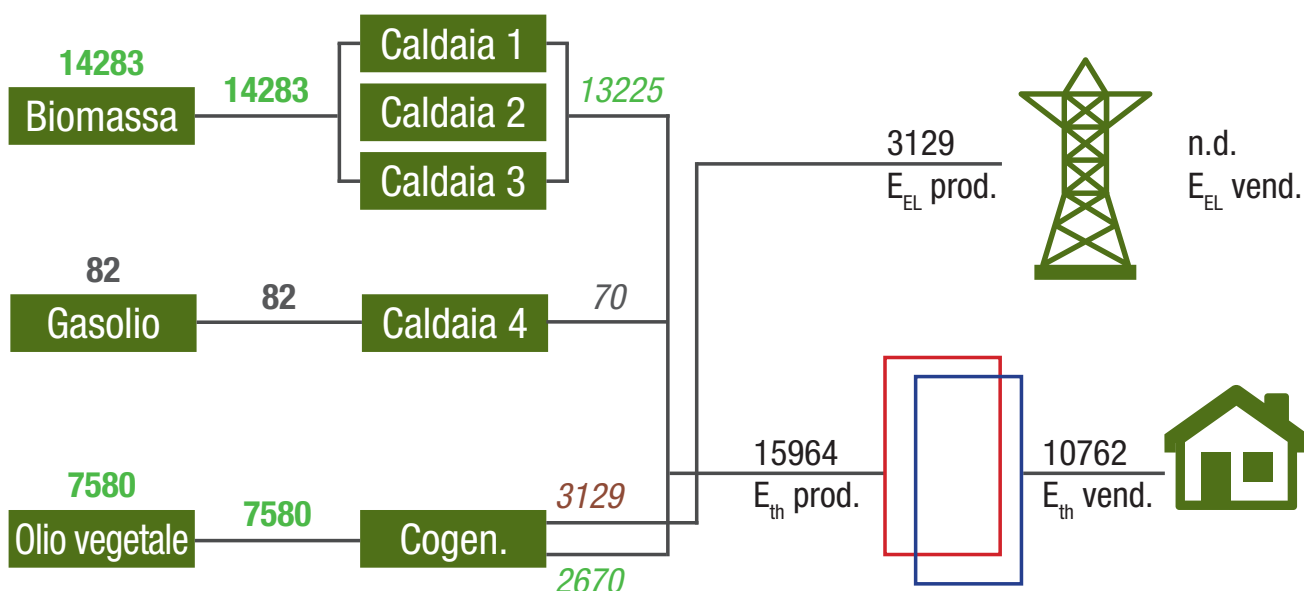
CO₂ evitata:
5505 t/anno

Biomassa legnosa
utilizzata:
17428 t/anno

Valle Aurina (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	4,5	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	7,5	MW _{th}	Gradi giorno	4243	
Potenza elettrica installata	0,4	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	1998	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	n.d.	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	n.d.	°C
Lunghezza rete	9	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}] Calore fossile [MWh_{th}] Elettricità fossile [MWh_{el}]
 EP rinnovabile [MWh_{th}] Calore rinnovabile [MWh_{th}] Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
4455 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
5713 t/anno

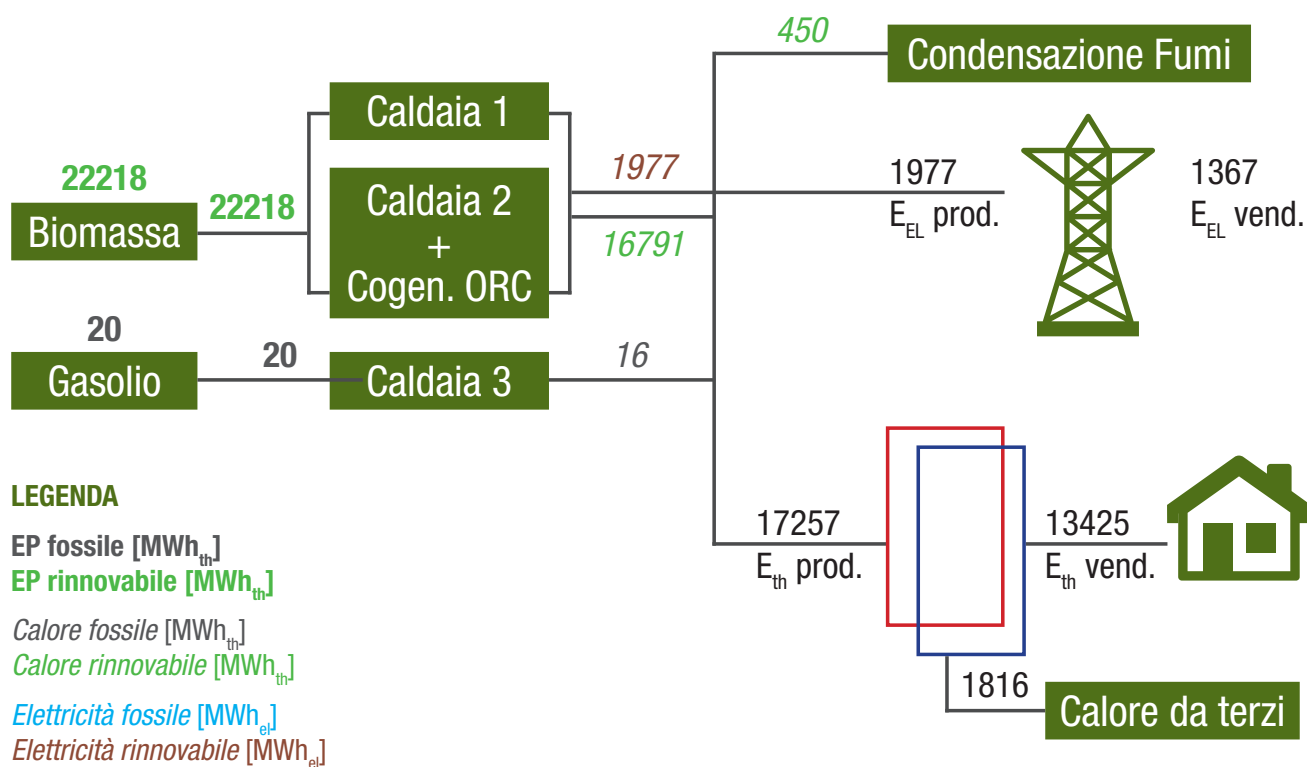


Valle Aurina (Bolzano)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	4,8	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	8,3	MW _{th}	Gradi giorno	4243	
Potenza elettrica installata	0,6	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	165	m ³	Anno di entrata in esercizio	2006	
Incentivo elettricità	280	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	48	°C
Lunghezza rete	22,6	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



Fonte: IDM Alto Adige - Harald Wisthale



CO₂ evitata:
4092 t/anno



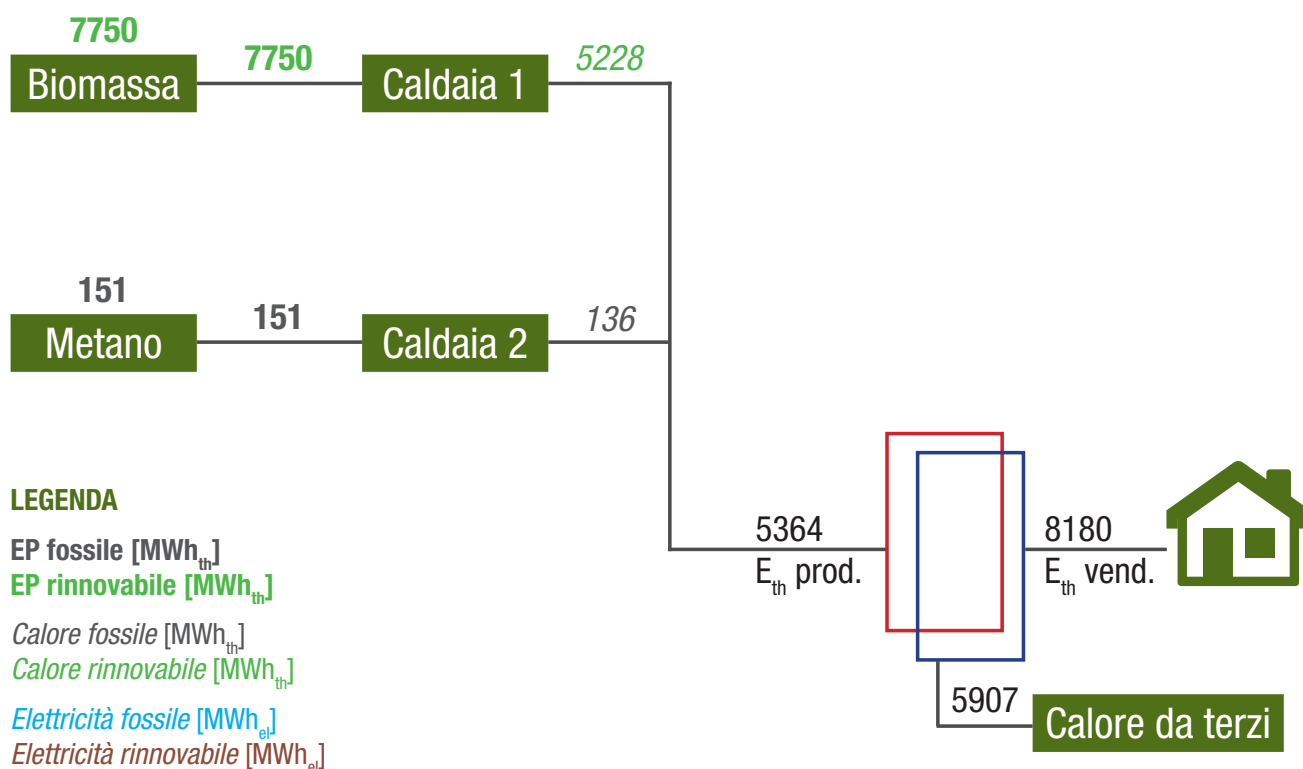
Biomassa legnosa
utilizzata:
8887 t/anno



Vandoies di sopra - Vandoies di sotto (Bolzano)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	2,5	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	5,5	MW _{th}	Gradi giorno	3607	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	250	m ³	Anno di entrata in esercizio	2000	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	92	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	50	°C
Lunghezza rete	20	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
2385 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
3100 t/anno

Note Il dato di calore da terzi è riferito al 2018 e proviene da un cogeneratore a olio vegetale.



DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA

TRENTINO-ALTO ADIGE: PROVINCIA DI TRENTO

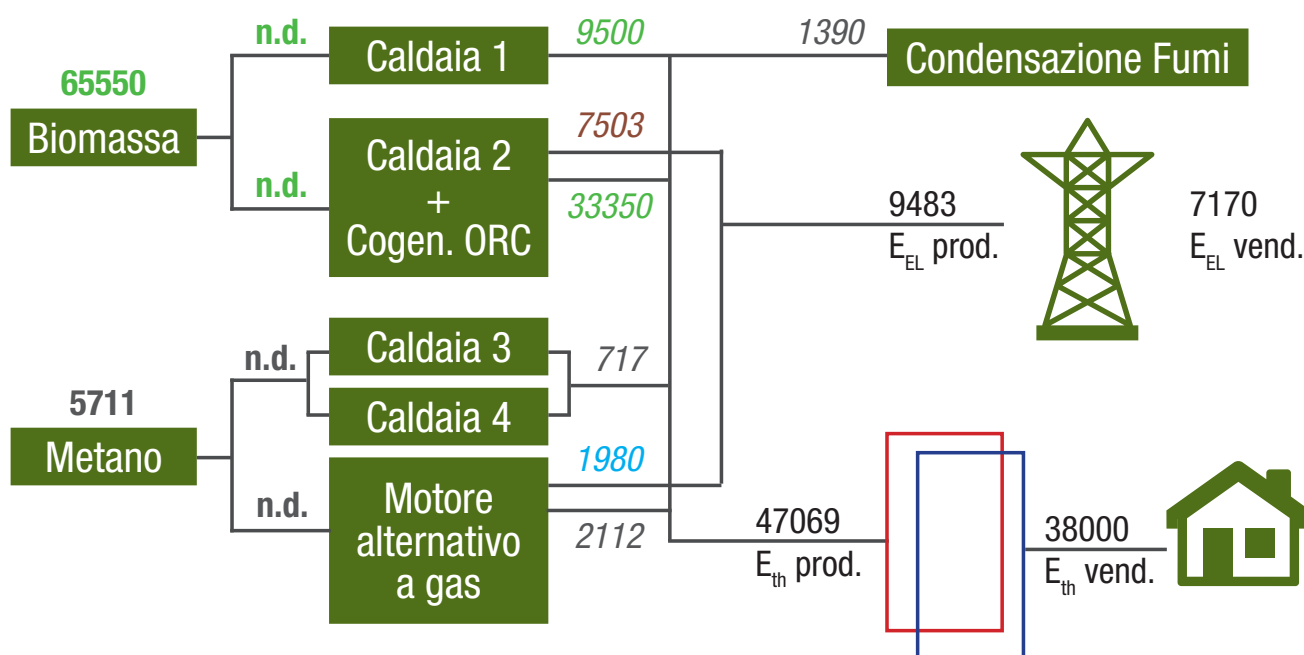


Cavalese (Trento)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	10	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	20	MW _{th}	Gradi giorno	4028	
Potenza elettrica installata	2	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	250	m ³	Anno di entrata in esercizio	1999	
Incentivo elettricità	280	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	30	km	Volumetria servita	771000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
7984 t/anno

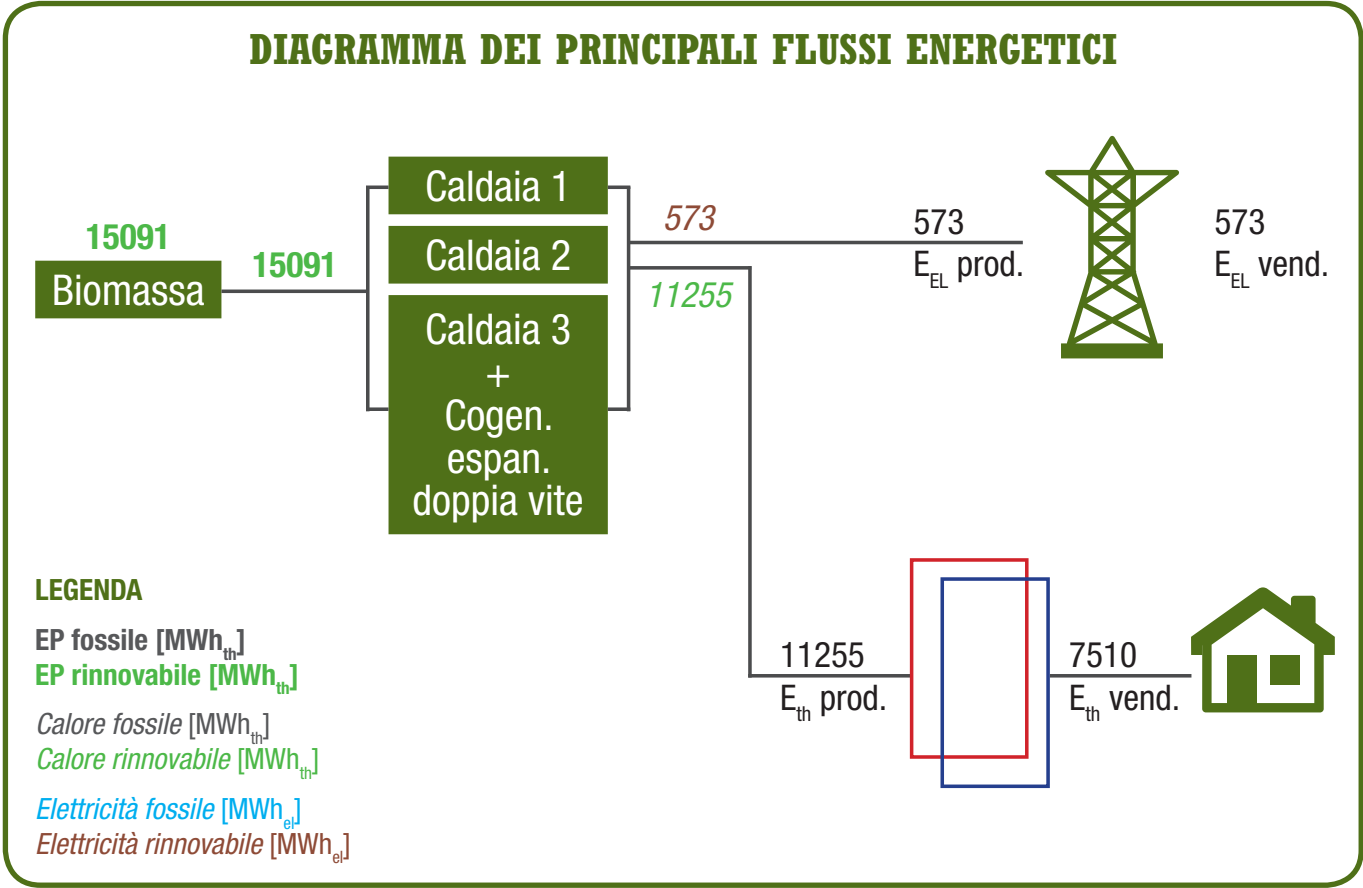


Biomassa legnosa
utilizzata:
26220 t/anno

Note I dati si riferiscono all'intero stabilimento BioEnergia Fiemme che comprende l'impianto di produzione di pellet e l'impianto di distillazione/estrazione di essenze profumate oltre alla generazione di energia elettrica e termica per teleriscaldamento.



DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	5,5	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	5,5	MW _{th}	Gradi giorno	3930	
Potenza elettrica installata	0,132	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2003	
Incentivo elettricità	257	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	10	km	Volumetria servita	187800	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				



CO₂ evitata:
1281 t/anno

Biomassa legnosa utilizzata:
7510 t/anno

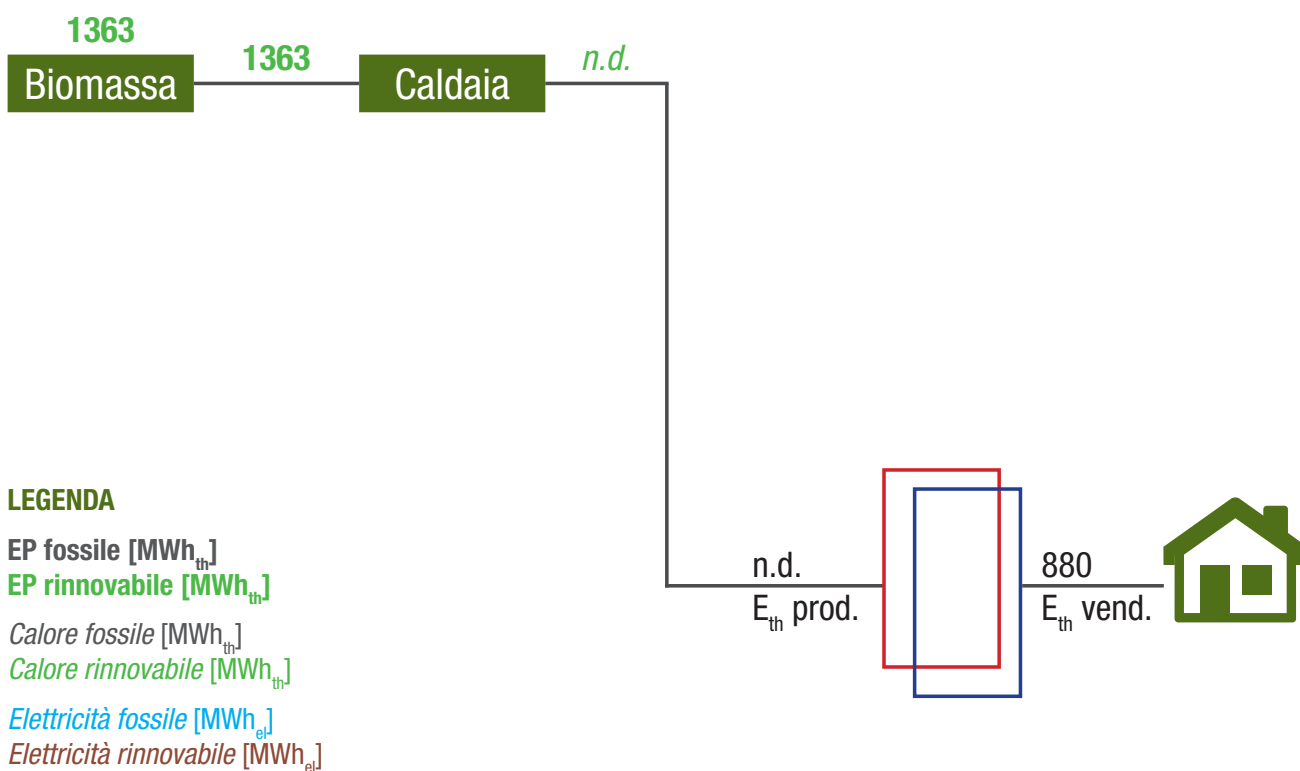


Ledro (Trento)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	1	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	1,5	MW _{th}	Gradi giorno	3420	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2006	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	80	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	70	°C
Lunghezza rete	0,150	km	Volumetria servita	42212	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
230 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
545 t/anno

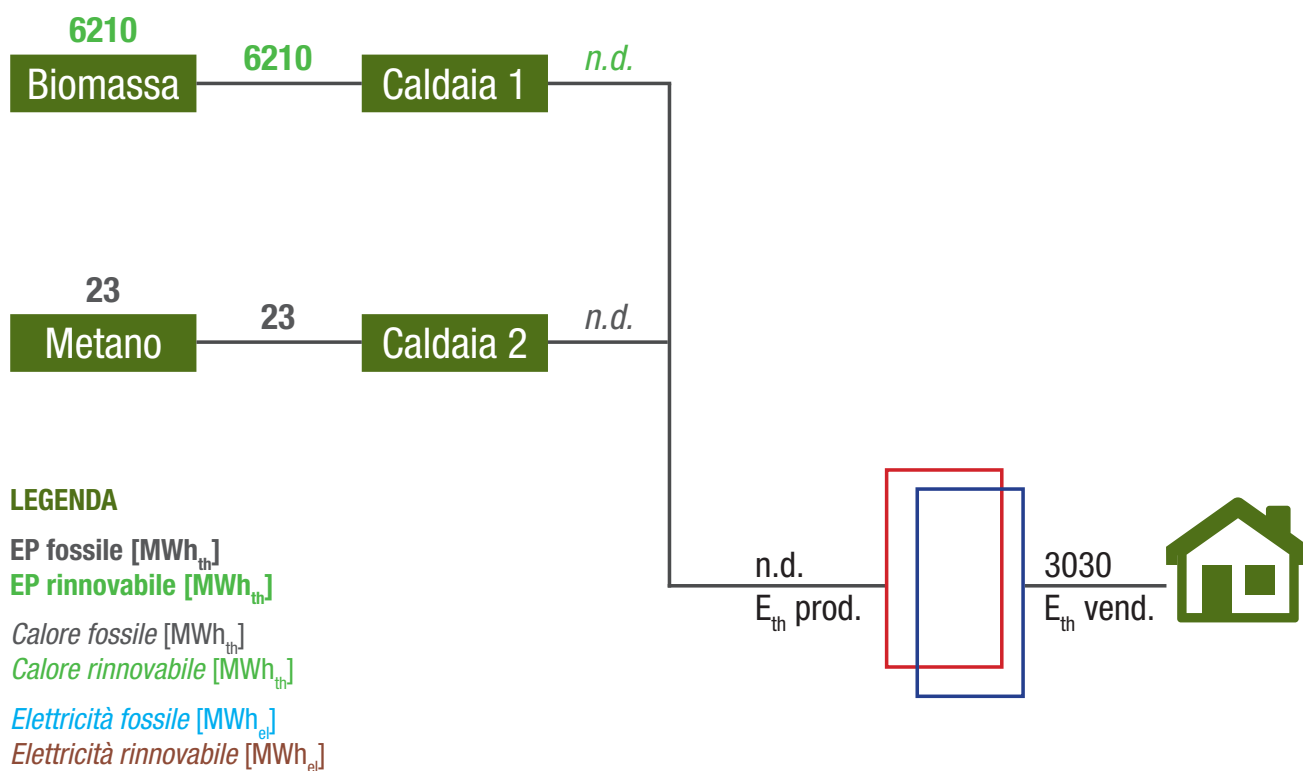
Note Non è disponibile il dato di calore prodotto perché non è possibile misurarlo.



Predaia (Trento)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	2,8	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	4,2	MW _{th}	Gradi giorno	3687	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2007	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	70	°C
Lunghezza rete	16	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Filtro a maniche				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
702 t/anno



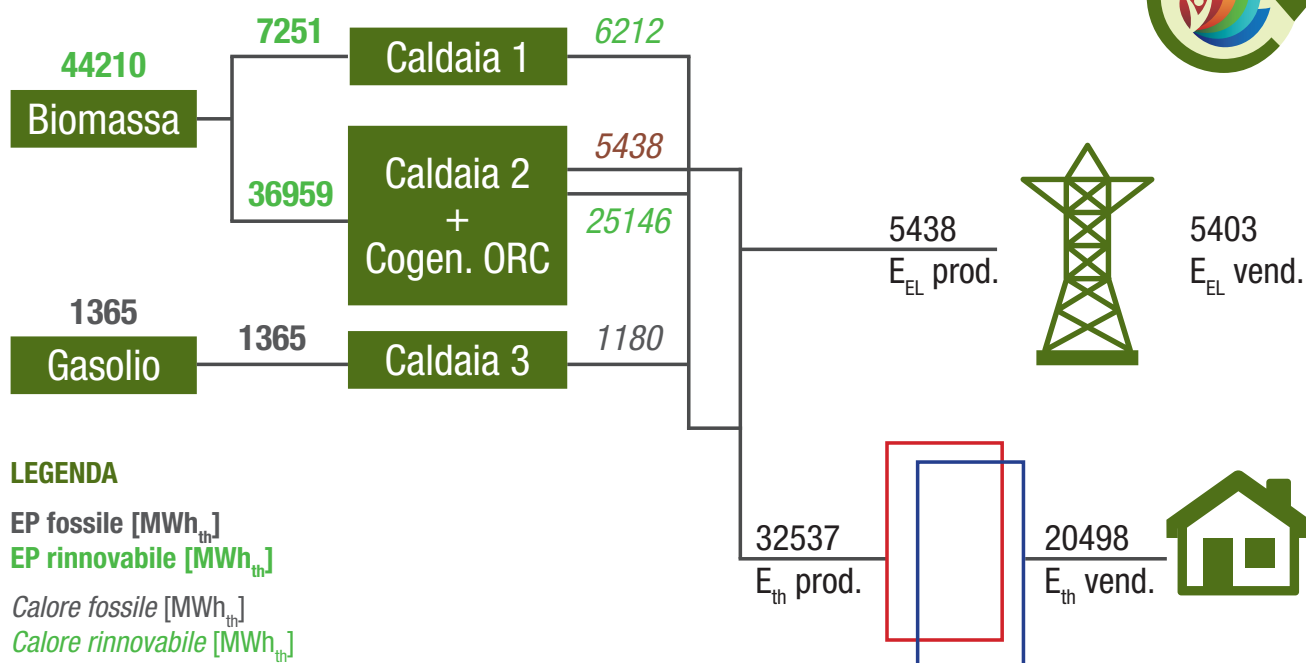
Biomassa legnosa
utilizzata:
2484 t/anno



Primiero (Trento)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	14,8	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	22,3	MW _{th}	Gradi giorno	3555	
Potenza elettrica installata	0,99	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	266	m ³	Anno di entrata in esercizio	2010	
Incentivo elettricità	248	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	43,3	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



LEGENDA

EP fossile [MWh_{th}]

EP rinnovabile [MWh_{th}]

Calore fossile [MWh_{th}]

Calore rinnovabile [MWh_{th}]

Elettricità fossile [MWh_{el}]

Elettricità rinnovabile [MWh_{el}]



CO₂ evitata:
6910 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
17684 t/anno

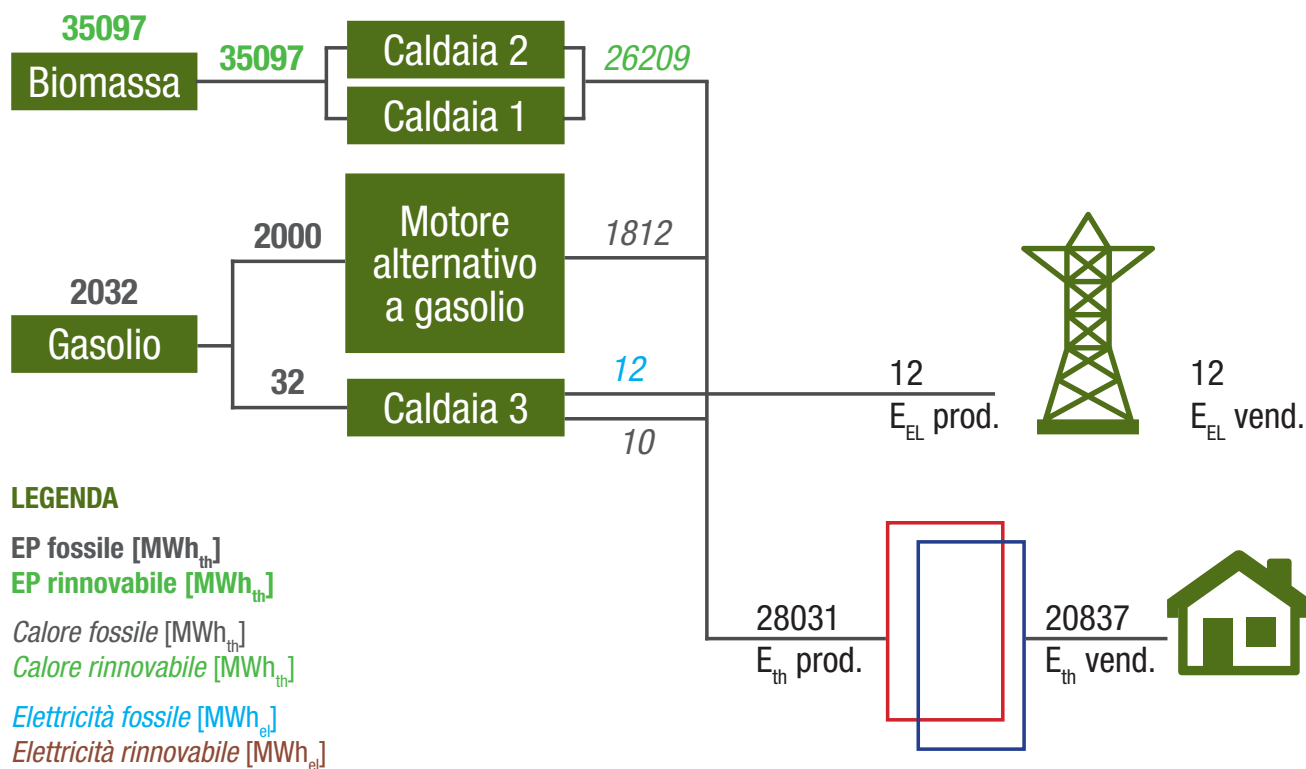


San Martino di Castrozza (Trento)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	9,2	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	15,7	MW _{th}	Gradi giorno	3555	
Potenza elettrica installata	0,5	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2001	
Incentivo elettricità	40	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	86	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	60	°C
Lunghezza rete	14,8	km	Volumetria servita	n.d.	m ³
Linea di trattamento dei fumi	n.d.				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
4719 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
14039 t/anno



DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA

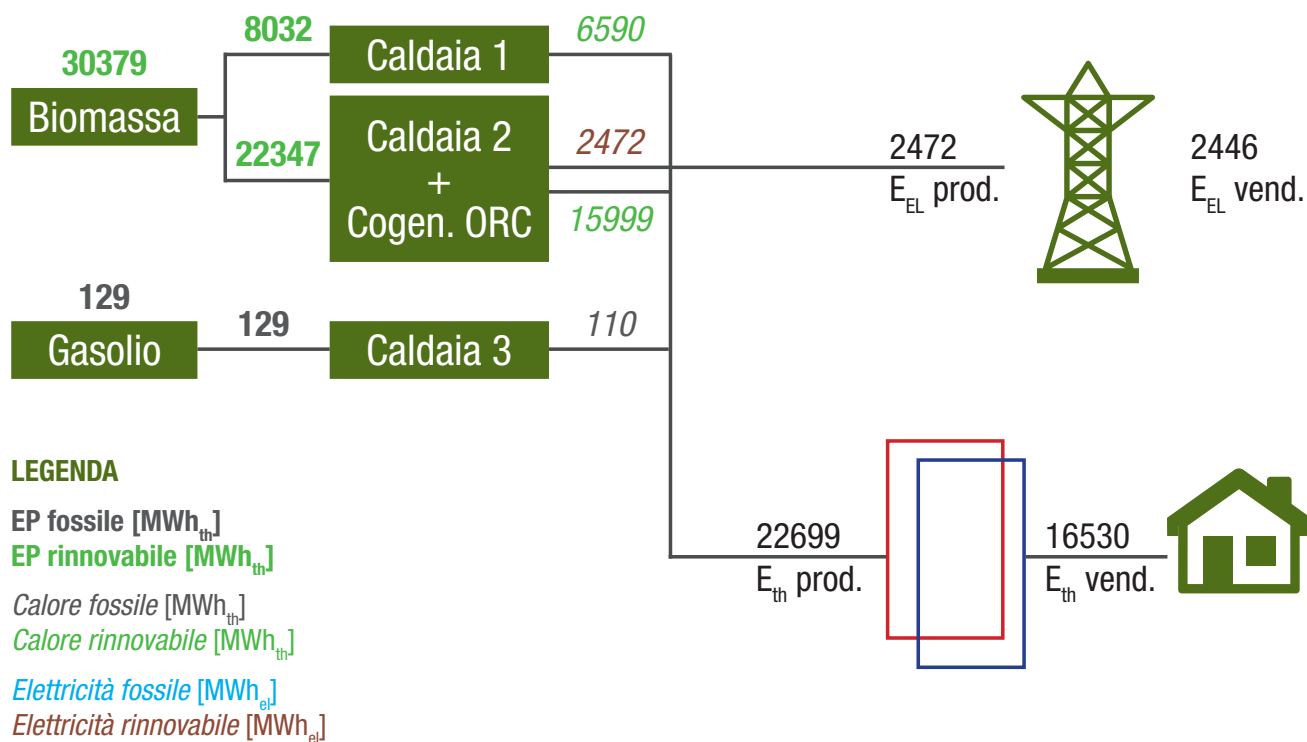
VALLE D'AOSTA



La Thuile (Aosta)

DATI GENERALI					
Potenza termica a biomassa installata	8,3	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	16,4	MW _{th}	Gradi giorno	4394	
Potenza elettrica installata	0,7	MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m³	Anno di entrata in esercizio	2010	
Incentivo elettricità	n.d.	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	73	°C
Lunghezza rete	10,4	km	Volumetria servita	313010	m³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
5211 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
12152 t/anno

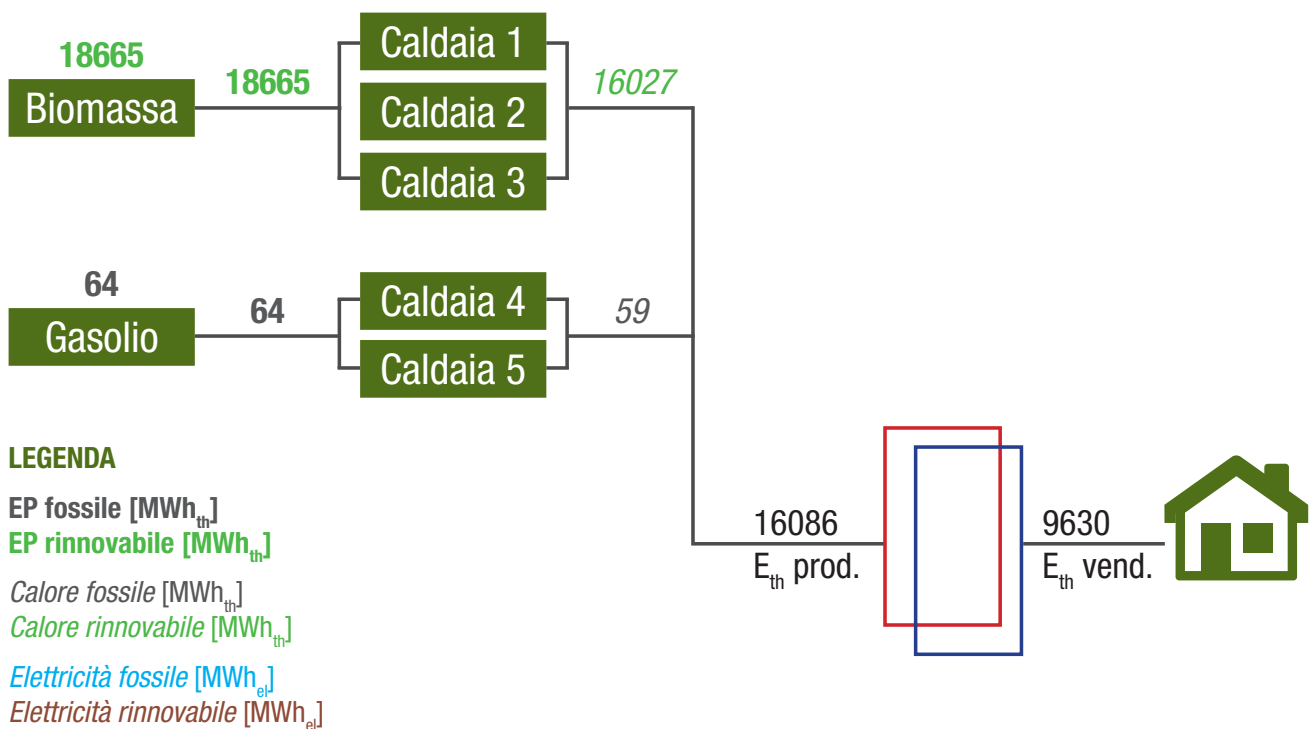


Morgex (Aosta)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	9,2	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	15,6	MW _{th}	Gradi giorno	3617	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d	m ³	Anno di entrata in esercizio	2000	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	82	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	75	°C
Lunghezza rete	10,2	km	Volumetria servita	647765	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
2288 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
7466 t/anno



DISTRIBUZIONE DEGLI IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA

VENETO

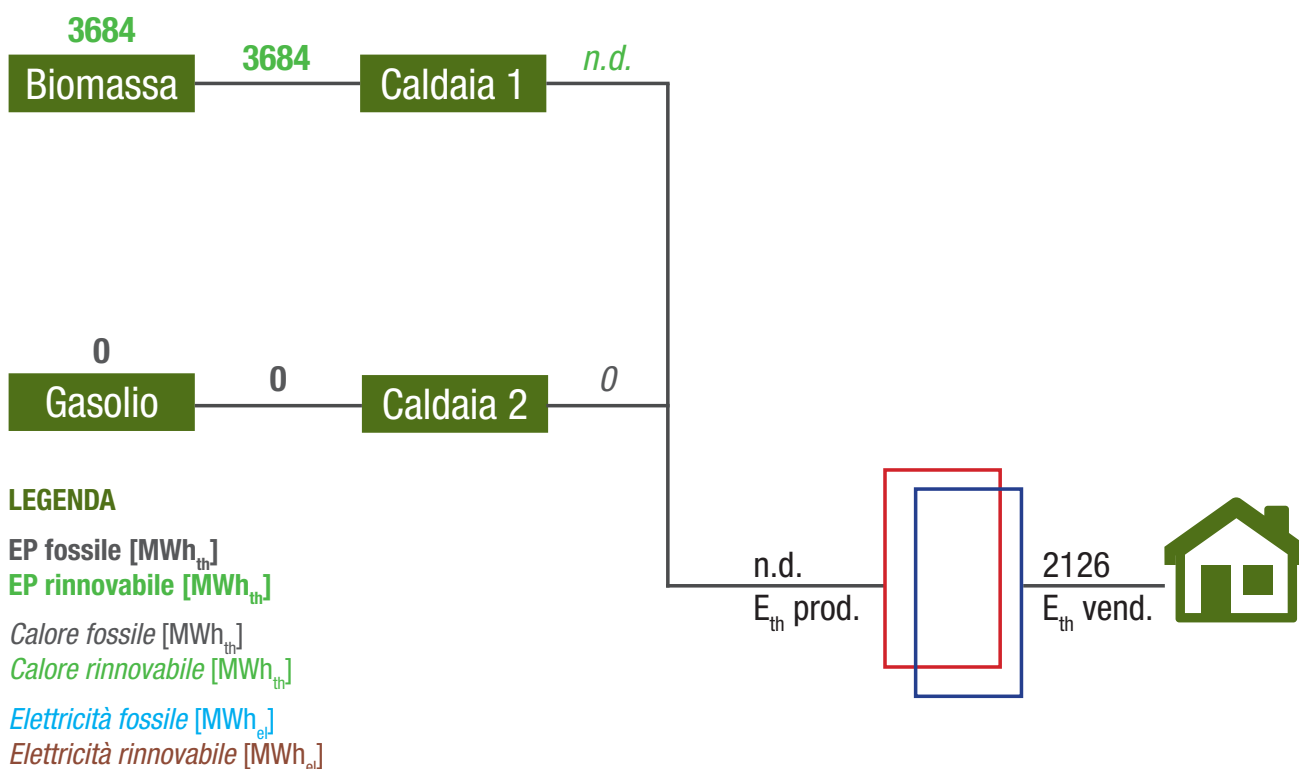


Santo Stefano di Cadore (Belluno)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	0,8	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	1,5	MW _{th}	Gradi giorno	4141	
Potenza elettrica installata		MW _{el}	Rete metano	NO	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2009	
Incentivo elettricità		€/MWh _{el}	Temp. Mandata	85	°C
Cogenerazione	NO		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	1,8	km	Volumetria servita	96000	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Multiciclone; Filtro a maniche				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
534 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
1848 t/anno

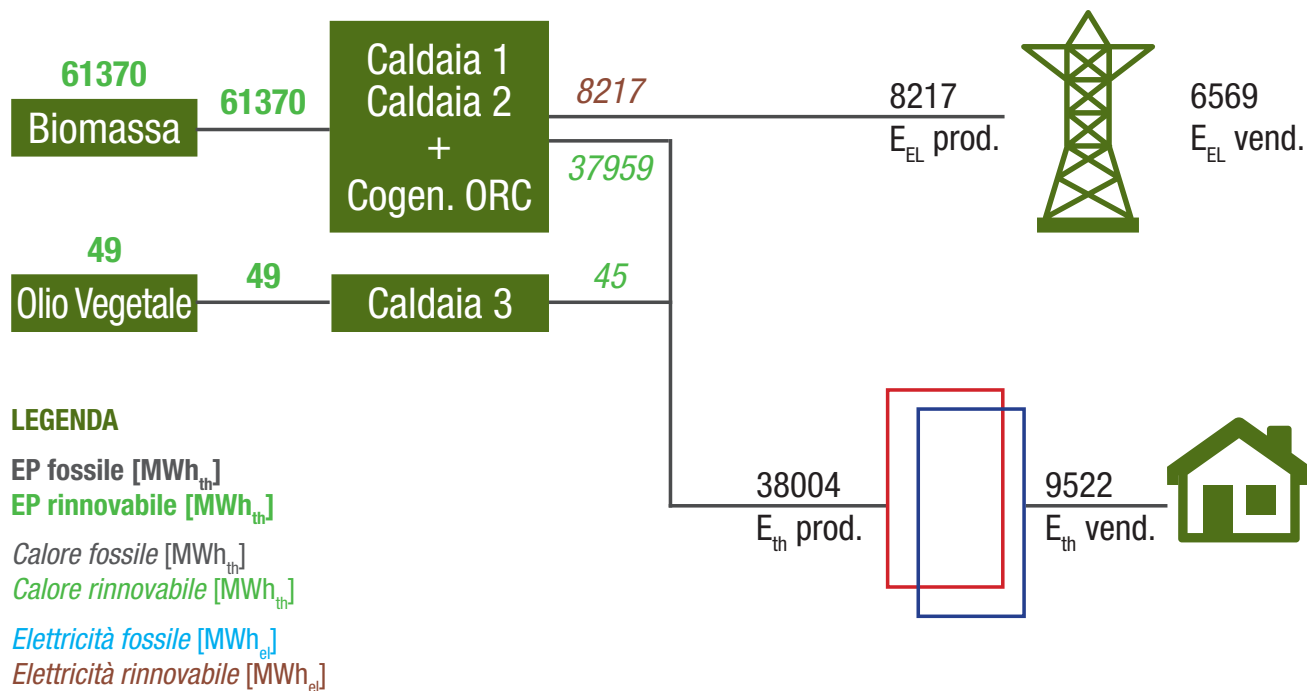


Asiago (Vicenza)

DATI GENERALI

Potenza termica a biomassa installata	10,3	MW _{th}	Fascia climatica	F	
Potenza termica totale installata	16,6	MW _{th}	Gradi giorno	4163	
Potenza elettrica installata	0,99	MW _{el}	Rete metano	SI	
Accumulo termico	n.d.	m ³	Anno di entrata in esercizio	2010	
Incentivo elettricità	280	€/MWh _{el}	Temp. Mandata	90	°C
Cogenerazione	SI		Temp. Ritorno	65	°C
Lunghezza rete	12,9	km	Volumetria servita	243716	m ³
Linea di trattamento dei fumi	Elettrofiltro				

DIAGRAMMA DEI PRINCIPALI FLUSSI ENERGETICI



CO₂ evitata:
2093 t/anno



Biomassa legnosa
utilizzata:
27092 t/anno

Note Non vengono considerate le matrici per produrre l'olio vegetale.



3.2 RENDIMENTI DI CONVERSIONE ENERGETICA

Data la varietà delle condizioni operative osservate, per alcuni indicatori di prestazione sono stati calcolati due valori statistici: la media (aritmetica, salvo dove diversamente specificato) e la mediana (valore al di sotto del quale cadono la metà dei dati del campione; tale indicatore consente di ridurre l'effetto dei casi "atipici").

Per i rendimenti termici lordi su base annua tali indicatori assumono rispettivamente i valori del 74% (media) e 79% (mediana). Facendo lo stesso calcolo solo sui casi cogenerativi, naturalmente caratterizzati da rendimenti termici inferiori a causa della valorizzazione elettrica, i medesimi valori scendono a 60% (media) e 66% (mediana). Mentre, facendo lo stesso calcolo solo sui casi non cogenerativi i medesimi valori si portano all'76% (media) e 80% (mediana).

A dimostrazione delle buone prestazioni energetiche, si segnala inoltre che nel 44% dei casi il rendimento lordo assume valori superiori all'80% su base annua.

I rendimenti elettrici lordi su base annua degli impianti cogenerativi sono difficilmente valutabili perché in pochi casi è disponibile il dato di energia primaria in ingresso alla sola cogenerazione. Considerando le informazioni acquisite dagli operatori, a parte alcune eccezioni legate al contesto operativo, le prestazioni sembrano in linea con quelle tipiche delle tecnologie adoperate (in generale ORC¹¹, ma sono presenti anche casi di motori a olio vegetale, a biogas o con gassificazione della biomassa e impiego del syngas in motori a gas). Volendo riportare una media estesa a tutti i casi analizzati, si otterrebbe un valore pari a circa il 18%, mentre la mediana risulta essere pari al 15%.

Da un'analisi accurata delle schede è possibile fare alcune riflessioni anche sull'impiego del calore prodotto. Nei casi caratterizzati da una gestione ottimale, da reti di distribuzione compatte e da un'utenza "a regime", le perdite complessive, quantificabili come differenza tra calore prodotto e calore venduto, sono prossime al 15%¹². Valori decisamente superiori si ottengono invece per i casi caratterizzati da dissipazioni termiche in centrale o da perdite lungo reti di distribuzione poco compatte e meno recenti, situazione più ricorrente negli impianti cogenerativi sorti in condizioni particolarmente favorevoli alla generazione elettrica (tariffa onnicomprensiva, *feed-in tariff* ecc.). In questi casi, l'obiettivo per il futuro è ottimizzare la gestione e ampliare l'utenza termica per valorizzare meglio il calore prodotto sotto il profilo economico, energetico e ambientale.



Figura 4. Caldaia a biomassa in una centrale termica di un impianto di teleriscaldamento (fonte: Giovanni Riva)

¹¹ Organic Rankine Cycle: ciclo Rankine che usa come fluido di lavoro un fluido organico invece che vapor d'acqua.

¹² In riferimento agli 82 casi analizzati le perdite complessive costituiscono una quota superiore: 33% come media e 29% come mediana.

3.3 RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA FOSSILE

Nonostante tale informazione non sia direttamente reperibile sulle schede degli impianti, i risparmi di energia primaria fossile sono stati calcolati nell'ambito del database complessivo, in riferimento agli 82 impianti e sempre su base annua.

Tali valori possono essere considerati in termini sia assoluti (TEP/anno) sia percentuali¹³, seguendo una procedura analoga a quella riportata per il calcolo delle emissioni di CO₂ evitate. In confronto ai sistemi energetici sostituiti (caldaie per la produzione di calore e acqua calda sanitaria e, nei casi cogenerativi, elettricità prelevata dalla rete nazionale), gli impianti analizzati consentono un risparmio di energia primaria fossile caratterizzato da un valor medio pari al 69%¹⁴, mentre la mediana risulta essere pari al 72%. Si segnala inoltre che nel 59% dei casi il risparmio assume valori superiori al 70% su base annua e si rammenta che in tutte le stime riportate si assume che la biomassa legnosa non sia totalmente rinnovabile, ma "solo" all'80%. Sulla base delle elaborazioni condotte si stima che un impianto di media potenza (5-6 MW a biomassa e 10-12 MW totali installati) possa contribuire a un risparmio di energia primaria fossile intorno a 1.006 TEP/anno (la media sale a 1.513 TEP/anno considerando i soli casi cogenerativi) e che tutti gli impianti analizzati, nel loro insieme, possano contribuire a un risparmio pari a circa 81.523 TEP/anno. Se la biomassa fosse considerata totalmente rinnovabile, tale risparmio potrebbe essere stimato pari a circa 112.000 TEP/anno.

In accordo con quanto riportato nelle precedenti pubblicazioni Fiper che includono una stima dei potenziali impianti futuri, si è cercato anche di estendere il risultato prendendo in considerazione i comuni non metanizzati appartenenti alle zone climatiche E ed F. In tal caso, i risparmi di energia primaria fossile potrebbero essere triplicati rispetto al caso attuale, perché si avrebbero 81.523 TEP/anno per gli impianti esistenti e circa 156.000 TEP/anno per i potenziali impianti futuri.

3.4 RISPARMIO DI EMISSIONI CLIMALTERANTI

I risparmi di CO₂ conseguibili grazie alla presenza degli impianti analizzati sono stati calcolati per ciascun impianto (vedere ultima parte delle schede) e come media degli 82 impianti del campione, sempre su base annua. Tali valori possono essere considerati in termini sia assoluti (t/anno) sia percentuali¹⁵. In confronto ai sistemi energetici sostituiti, gli impianti analizzati consentono un risparmio di emissioni climalteranti caratterizzato da un valor medio pari al 65%¹⁶, mentre la mediana risulta essere pari a 69%. Si segnala inoltre che nel 46% dei casi il risparmio assume valori >70% su base annua e si rammenta che in tutte le stime riportate si assume che la biomassa legnosa non sia *carbon neutral*, ma abbia un fattore di emissione pari a 56,5 gCO₂/kWh. Sulla base delle elaborazioni condotte si stima che un impianto di media potenza possa contribuire a un risparmio di CO₂ intorno a 2.753 t/anno (la media sale a 4.257 t/anno considerando i soli casi cogenerativi) e che tutti gli impianti analizzati, nel loro insieme, possano contribuire a un risparmio di emissioni pari a circa 223.000 tCO₂/anno. Se la biomassa fosse considerata *carbon neutral*, tale risparmio potrebbe essere stimato pari a circa 330.000 tCO₂/anno.

Anche per le emissioni climalteranti, in accordo con quanto riportato nelle precedenti pubblicazioni Fiper che includono una stima dei potenziali impianti futuri, si è cercato di estendere il risultato prendendo in considerazione i comuni non metanizzati appartenenti alle zone climati-

¹³ Ottenuti tramite il seguente rapporto espresso in termini %: $\{[(EP \text{ fossile consumata dai sistemi termici sostituiti}) - (EP \text{ fossile consumata dagli impianti considerati})] / (EP \text{ fossile consumata dai sistemi termici sostituiti})\}$; EP = energia primaria.

¹⁴ Media estesa su tutti gli impianti analizzati, comprendendo anche quelli caratterizzati da condizioni operative particolari, come quelli in attesa di un cospicuo ampliamento della rete termica.

¹⁵ Ottenuti tramite il seguente rapporto espresso in termini %: $[(\text{emissioni di CO}_2 \text{ relative ai sistemi termici sostituiti}) - (\text{emissioni di CO}_2 \text{ relative impianti considerati})] / (\text{emissioni di CO}_2 \text{ relative ai sistemi termici sostituiti})$.

¹⁶ Media estesa su tutti gli impianti analizzati, comprendendo anche quelli caratterizzati da condizioni operative particolari, come quelli in attesa di un cospicuo ampliamento della rete termica.

che E ed F. I risparmi di emissioni climalteranti potrebbero essere quindi triplicati rispetto al caso attuale, perché si avrebbero 223.000 tCO₂/anno per gli impianti esistenti e circa 430.000 tCO₂/anno per i potenziali impianti futuri.

3.5 ULTERIORI BENEFICI

I risparmi di energia fossile, di emissioni di CO₂ e di altri macroinquinanti non sono gli unici benefici connessi all'esercizio di tali sistemi. Infatti, da molti anni Fiper ribadisce come l'uso della biomassa legnosa possa avere effetti positivi in termini di salvaguardia del territorio (con contenimento di fenomeni come frane, smottamenti, alluvioni ed incendi), di miglioramento dei servizi eco-sistemiche e del bilancio del carbonio e di sviluppo di un'economia dei sotto-prodotti forestali, oltre che di incremento della fruibilità dei boschi, del senso civico e della coscienza ambientale¹⁷. Ciò assume un significato ancora più importante nel nostro paese dove, a differenza di quanto accade in altri contesti internazionali, boschi e foreste costituiscono circa un terzo del territorio, sono in costante crescita e sono caratterizzati da un ritmo di prelievo del legname di gran lunga inferiore alla media europea¹⁸.

Sulla base delle schede riportate è possibile evincere che gli 82 impianti consentano di utilizzare circa 800.000 tonnellate di biomassa ogni anno, dimostrando anche la capacità di tali sistemi di creare importanti effetti benefici sul territorio, includendo tariffe competitive per le utenze termiche finali e lo sviluppo della filiera bosco-energia con evidenti impatti economico-energetici.

4. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Le informazioni riportate dimostrano la disponibilità del settore a "giocare a carte scoperte" e a comprendere le opportunità che i futuri scenari energetici possono rappresentare per il teleriscaldamento a biomassa.

In tale ambito, considerando la selezione delle Comunità dell'energia promossa da RSE¹⁹, ai primi posti dei sei casi selezionati compaiono tre esperienze che hanno al proprio centro l'uso della biomassa legnosa in impianti di teleriscaldamento: ACSM SpA Primiero, Teleriscaldamento Cogenerativo Valtellina Valcamonica Valchiavenna (TCVVV) e Unione Energia Alto Adige (SEV). Tali esperienze si collocano in territori dove da anni sono in corso anche altre misure di efficientamento energetico e di integrazione di altre fonti locali, come il fotovoltaico integrato negli edifici e l'idroelettrico²⁰, cercando di perseguire il più possibile l'abbandono delle fonti di energia fossili e non localmente disponibili. Di tale tendenza si trova traccia non solo nei dati raccolti per la redazione del rapporto, dove molti operatori hanno indicato anche la presenza di iniziative già in essere in tema di rinnovabili elettriche, ma anche, per esempio, nell'annuario sulle comunità rinnovabili redatto da Legambiente²¹: nella maggior parte dei 41 comuni dichiarati 100% rinnovabili sono presenti reti di teleriscaldamento alimentate a biomassa (fonte di energia programmabile e versatile) utili a soddisfare i fabbisogni termici in sinergia con le altre fonti rinnovabili locali, programmabili e non, efficientemente sfruttate. La biomassa è complementare anche alle altre fonti rinnovabili (calore ambiente, calore di scarto e solare termico) disponibili per soddisfare gli usi finali termici, in accordo con gli obiettivi europei e nazionali al 2030 e 2050.

¹⁷ AA.VV., Teleriscaldamento a biomassa: un investimento per il territorio, Fiper, 2018.

¹⁸ AA.VV., Biomasse legnose: Petrolio verde per il teleriscaldamento italiano, Fiper, 2015.

¹⁹ <https://dossierse.it/17-2020-gli-schemi-di-autoconsumo-collettivo-e-le-comunita-dellenergia/>

²⁰ I benefici derivanti da tali sinergie non sono stati considerati perché non sono stati valutati i risparmi di energia primaria fossile e di CO₂ derivanti dalla produzione fotovoltaica e idroelettrica che fanno capo alle stesse aziende/cooperative responsabili del servizio di teleriscaldamento.

²¹ Comunità Rinnovabili 2020, Legambiente 2020, www.comunirinnovabili.it

Tali esperienze mettono anche in evidenza come i comuni di montagna, spesso giudicati “ai margini”, possano invece assumere un ruolo di primo piano nel promuovere nuovi modelli di “autonomia energetica”, creando reddito, occupazione e benefici ambientali sul territorio.

Inoltre, recenti ricerche e progetti evidenziano come il nord Europa si stia progressivamente spostando verso sistemi di teleriscaldamento a bassa temperatura basati su “reti intelligenti” anche di tipo cogenerativo (low-temperature district heating - teleriscaldamento a bassa temperatura, teleriscaldamento di IV e V generazione - 4DHG e 5DHG), ottenendo vantaggi interessanti in termini di riduzione dei costi, delle perdite di calore ecc. Le reti di teleriscaldamento intelligenti permettono infatti una fornitura flessibile del calore agli edifici grazie a un sistema di gestione basato su differenti flussi di calore a bassa temperatura disponibili. In questi casi è possibile abbinare diverse fonti termiche; integrare più facilmente le energie rinnovabili locali anche grazie all’eventuale impiego di pompe di calore; gestire meglio la domanda del calore; rendere più efficienti le reti di distribuzione; integrare sistemi di accumulo; promuovere l’uso del calore di scarto diffuso sul territorio e l’uso di calore in cascata; e optare per sistemi in grado di riscaldare e raffrescare, esigenza sempre più sentita a causa del cambiamento climatico in atto e dell’evoluzione delle esigenze di comfort termico da parte degli utenti finali. L’Europa mediterranea è però ancora piuttosto lontana da tali schemi operativi; per questo la ricerca sta proponendo, anche recentemente, utili approfondimenti e proposte.

I numerosi progetti finanziati dall’Unione, che coinvolgono anche istituzioni, enti di ricerca e aziende italiane, confermano che il teleriscaldamento non va considerato come una tecnologia obsoleta e vincolata all’eccessiva domanda di calore degli edifici, ma come un importante elemento per i sistemi energetici del futuro.



Rupert Rosanelli

Dr. Rupert Rosanelli, 1964, laureato in Chimica, ha fondato nel 1995 la SYNECO, società austriaco-italiana di consulenza in ambito energia, ambiente, innovazione tecnologica con sedi a Bolzano, Trento ed Innsbruck.

Dal 2010-2019 presidente della *multiutility* del Comune di Bolzano SEAB SPA e promotore nello sviluppo del SEV (Unione Energia Alto Adige), membro importante della FIPER. Dal 2019 *managing director* di INEWA CONSULTING, società del gruppo ELEVION ITALIA - INEWA, emerso dalla fusione di SYNECO con KOFLER ENERGIES di ELEVION GROUP.



A cura di Paola Caputo, Professore Associato, Dipartimento di Architettura, ingegneria delle costruzioni e ambiente costruito - Politecnico di Milano

IL FUTURO DEL TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA IN ITALIA

> Qual è la sua visione del teleriscaldamento a biomassa in Italia?

Il teleriscaldamento alimentato da biomassa costituisce un intervento strutturale di primario interesse generale per il territorio e come tale viene assolutamente sottovalutato nella sua rappresentanza nella pianificazione nazionale. L'impatto socioeconomico è polivalente: oltre ad essere un'ottima misura all'abbattimento delle emissioni di CO₂, alla decarbonizzazione della filiera energetica ed al contributo di efficientamento nell'uso finale di calore, crea un effetto positivo nel sistema economico e sul fronte occupazionale nelle zone rurali. Specialmente nei comuni non metanizzati e nelle aree montane il teleriscaldamento è un'infrastruttura trainante per un'economia circolare, dalla gestione dei boschi fino allo sviluppo degli edifici.

> Quali sono le principali criticità gestionali e come possono essere superate?

Un impianto di teleriscaldamento a biomassa va gestito con altissima professionalità. Serve un accurato programma di gestione e manutenzione, che va dal controllo della qualità della biomassa, all'analisi continua della funzionalità delle parti impiantistiche della centrale, fino all'ottimizzazione continua della rete di distribuzione del calore. In tutte queste funzioni, per non parlare del necessario monitoraggio e coinvolgimento delle utenze finali, bisogna individuare il potenziale di efficientamento. Su questo in quasi tutti gli impianti ci sono ancora parecchi margini di ottimizzazione.

> Entrando più nel dettaglio, come può essere ottimizzata la gestione delle reti, sulla base delle tecnologie di accumulo termico a oggi disponibili?

L'installazione di impianti di accumulo termico è un elemento fondamentale per ottimizzare il bilancio energetico di un sistema di teleriscaldamento. Spesso al momento della realizzazione della centrale e dei primi lotti di rete questa componente viene trascurata, anche perché mancano informazioni dettagliate sull'intero quadro delle utenze ed il loro comportamento. L'integrazione di un accumulo termico in fase di consolidamento del sistema di teleriscaldamento garantisce maggior efficienza, aumenta la capacità della centrale senza ulteriore investimento e riduce il consumo di biomassa in entrata. Ormai esistono sistemi avanzati di *buffer-management*, che aiutano sfruttare in modo ottimale l'accumulatore e contribuiscono in modo sostanziale alla gestione ottimizzata della rete.

> A livello europeo, le reti termiche stanno evolvendo verso sistemi a bassa temperatura. Tale opzione è possibile ed efficace anche per le reti alimentate con biomassa legnosa?

Con la trasformazione del parco edile verso edifici di minor consumo energetico, cambiano anche i sistemi di riscaldamento. Il gestore di teleriscaldamento non può influire direttamente sulla parte secondaria, ma deve e può reagire ad una richiesta di temperature più basse da parte dell'utenza. In questa tendenza si aprono nuove prospettive, che porterà all'integrazione di altre tecnologie complementari e sistemi intelligenti di gestione: pompe di calore, sistemi cogenerativi, automazione della rete e servizi di gestione diretta delle utenze.





A cura di Stefania Pisanti, Segretario Nazionale Assoverde

IL LIBRO BIANCO DEL VERDE 2021

PER UN NEORINASCIMENTO DELLA CURA E DELLA GESTIONE DEL VERDE

Nella parabola del fico sterile (Lc 13, 6-9): *“Un tale aveva piantato un albero da fichi nella sua vigna e venne a cercarvi i frutti, ma non ne trovò. Allora disse al vignaiolo: Ecco, sono tre anni che vengo a cercare frutti su questo albero, ma non ne trovo. Taglialo dunque! Perché deve sfruttare il terreno? Ma quello gli rispose: Padrone lascialo ancora quest’anno, finché gli avrò zappato attorno e avrò messo il concime. Vedremo se porterà frutti per l’avvenire; se no, lo taglierai”*. Come insegna questa parabola, dobbiamo avere il coraggio di accudire gli alberi e la natura rispettando i suoi tempi e la sua fisiologia. Il fico diventa produttivo dopo almeno quattro anni e per questo, già nelle antiche leggi ebraiche, era proibito mangiarne i frutti nei primi tre anni di vita. Nelle nostre città vive un gran numero di persone convinte che alberi, cespugli, prati e il verde in generale siano un semplice e banale complemento d’arredo e non, come invece sono, esseri viventi, dotati di fondamentali funzioni vitali senza le quali la vita sulla terra, compresa quella dell’uomo, non sarebbe possibile. Oggi tutto questo è messo ulteriore gravissima difficoltà sia dalla crisi climatica che dall’inquinamento.

Oggi, troppo spesso, si abusa di termini come *eco* o *green*, quando invece si investono risorse molto limitate, per non dire irrisorie, a favore del patrimonio arboreo e del verde in generale, e quasi nulla per l’educazione ambientale, sia dei cittadini che dei tecnici che se ne prendono cura.

Spesso gli operatori del verde si aggiudicano gare e commesse non tanto sulla base di una professionalità o di una vera competitività, ma solo grazie a offerte al ribasso che si traducono poi in opere eseguite con tecniche vecchie o obsolete, di scarsa professionalità e con materiali scadenti. Il risultato finale, sotto gli occhi di tutti, è un impoverimento del verde pubblico e non. I cittadini stessi sono privati di un patrimonio su cui sono state investite risorse, denari, lavoro e, non ultime, le aspettative legate al verde inteso come bene comune che riguardano sia il benessere che la salute. *“Non si può essere sani in un pianeta malato”*, ha detto Papa Francesco nella Giornata mondiale dell’Ambiente 2020.

Il Libro bianco del Verde, promosso in collaborazione da Confagricoltura e Assoverde, è dunque una sfida al cambiamento rivolto al mondo delle associazioni di impresa, ai tecnici e ai politici, anch’essi chiamati a redigere o incentivare leggi capaci di permettere questo. E’ un invito al cambiamento, in special modo adesso con la Pandemia Globale, come occasione per riportare il verde e la natura in città ad uno stato di equilibrio con l’uomo. Un punto di partenza che mira a diventare tavolo permanente di confronto per i prossimi anni. Una sfida che ambisce a migliorare le conoscenze, eliminare le pratiche obsolete e rinnovare la cura del verde nelle città e nelle campagne, grazie a proposte

tecniche concrete, supportate da decisioni politiche.

La proposta di un “Neorinascimento della cura e gestione del verde” – sottotitolo ambizioso del Libro Bianco del Verde, nella sua prima edizione 2021 – vuole stimolare ciascuno di noi, a livello individuale e collettivo, a diventare partner consapevole e maturo del proprio futuro, del futuro dei nostri figli, del futuro del pianeta. L’obiettivo è di fare il punto su condizioni e dinamiche in atto; mettere in rete le diverse competenze ed esperienze; far convergere soluzioni e proposte su cui focalizzare l’attenzione delle Istituzioni, perché possano fornire il necessario supporto tecnico-scientifico; avviare gli opportuni iter normativi e regolamentari; prevedere una congrua programmazione, anche sul piano economico e finanziario.

Con tali finalità, supportato dai lavori di un autorevole Comitato Tecnico Scientifico, è stato avviato il percorso del Libro Bianco del Verde. L’elaborazione del prodotto editoriale che verrà presentato dopo l’estate alle Istituzioni competenti (Ministero della Transizione Ecologia, Ministero delle Politiche Agricole, Ministero dei beni culturali, Anci) che già hanno scelto di patrocinare l’iniziativa, è stata occasione per raccordare i diversi operatori del settore - Istituzioni, Tecnici delle Amministrazioni, Docenti universitari, Ordini professionali, Enti di ricerca, Associazioni e rappresentanze di categoria, Aziende e Professionisti - su obiettivi e finalità condivise, ciascuno con specifici contributi, livelli ed ambiti di competenza.

Le Parole chiave del Libro Bianco del Verde: SALUTE, AMBIENTE, LAVORO, CULTURA. L’azione che le tiene insieme: la CURA. I Principi di base: VALORE, rispetto ai benefici sanitari, ambientali, socio-economici, didattici e culturali che il verde determina, nelle sue diverse declinazioni; QUALITÀ, dei modelli di pianificazione e programmazione degli interventi; dei progetti e delle soluzioni tecniche; delle imprese e delle realizzazioni; dei modelli di cura, gestione e manutenzione del verde. I contenuti: PROPOSTE E SOLUZIONI CONCRETE, misurabili in termini di valore, efficacia, condizioni di fattibilità; esplicitate in forma di “richieste” di natura tecnico-scientifica, normativa e regolamentare, programmazione economica e finanziaria, da presentare alle istituzioni.

Alla sua prima edizione, il Libro Bianco del Verde 2021 vuole costituire l’avvio di un percorso permanente, come appuntamento fisso a cadenza annuale per gli operatori del settore. Un percorso scandito formalmente dalla pubblicazione e diffusione del prodotto editoriale, e dalle varie e diverse iniziative collegate al Libro Bianco (tavoli tecnici e gruppi di lavoro, percorsi di studio e di approfondimento, momenti di formazione, convegni, occasioni di comunicazione e sensibilizzazione), con il fine di sviluppare livelli di consapevolezza e responsabilità via via più elevati ed incidere concretamente sulla programmazione istituzionale, rispetto alle priorità e alle opportunità che si determineranno ogni anno.

Il target di riferimento è il più ampio: le Istituzioni e gli interlocutori politici, deputati a definire modelli e regole che valorizzino il settore, oltre l’uso ottimale delle “risorse”; Tecnici delle Amministrazioni che sui territori devono gestire al meglio gli strumenti e le disponibilità, a partire dai vincoli e dalle opportunità in campo; Università ed Enti di ricerca, per definire nuovi modelli di sviluppo, favorire l’innovazione e il trasferimento di “best practices” nazionali ed internazionali; Ordini professionali, Federazioni, Associazioni, Rappresentanze di categoria, per rafforzare le sinergie e la capacità di incidere concretamente nelle politiche istituzionali; Imprese e Professionisti, come volano della ripresa economica e sociale del nostro Paese; i Cittadini e la Collettività tutta, per consolidare e diffondere una vera e propria “cultura” del valore e della cura dell’ambiente in cui viviamo.

L'interesse e la rilevanza dell'iniziativa possono misurarsi nei numeri che già oggi rappresentano il Libro Bianco del Verde: oltre 700 le iscrizioni al webinar del 29 aprile 2021, di presentazione dei primi risultati del Libro Bianco del Verde; tra 350 e 380 i partecipanti nella sessione del mattino su "Cura e Gestione del Verde"; tra i 250 e 280 i partecipanti nella sessione del pomeriggio su "Emergenza Pini"; 34 i relatori del mattino, autori dei testi del Libro Bianco; 18 i relatori del pomeriggio, anch'essi autori dei testi del Libro Bianco; complessivamente 60 i contributi tecnico-scientifici nel documento finale; un totale di circa 250 pagine che comporranno il Libro Bianco, articolato nelle 2 sezioni: "cura e gestione del verde" ed "emergenza pini", focus specialistico di questa prima annualità.

Allegato Libro Bianco, come parte integrante dello stesso, è il "Quaderno tecnico" che, seguendo le medesime logiche di diffusione e comunicazione, rafforza e ne valorizza gli obiettivi e le finalità del primo volume, attraverso la rappresentazione delle esperienze, soluzioni tecniche e proposte provenienti dalle Aziende; le caratteristiche, i processi e i modelli di produzione; i prodotti e le tecnologie innovative; le tipologie e modalità di intervento offerte sul mercato.

The graphic is a promotional poster for the 'Libro Bianco del Verde' and 'Quaderno Tecnico'. At the top, it features the logos of 'Confagricoltura' and 'ASSOVERDE'. The main title 'LIBRO BIANCO DEL VERDE' is in large green letters, followed by the subtitle 'PER UN NEORINASCIMENTO DELLA CURA E DELLA GESTIONE DEL VERDE'. Below this, a line of text reads: 'Una raccolta di contributi, proposte e soluzioni autorevoli, complete e innovative per il cambiamento e la valorizzazione del settore.' The second main title, 'QUADERNO TECNICO', is also in green, with the subtitle 'Un'opportunità per le aziende per essere al centro del cambiamento.' Below the titles, there is a circular logo on the left with a plant growing from a book, surrounded by the words 'SALUTE AMBIENTE LAVORO CULTURA'. To the right of this logo are two columns of logos. The first column is labeled 'MEDIA PARTNER' and includes logos for 'MYPLANT', 'TOPSCAPE', and 'LAVORO AMBIENTALE'. The second column is labeled 'CON IL PATROCINIO DI' and includes logos for 'MIPAF', 'MINISTERO DELLA CULTURA', and several other institutional logos.



A cura di Paola Caputo, Professore Associato, Dipartimento di Architettura, ingegneria delle costruzioni e ambiente costruito - Politecnico di Milano

LA NUOVA SPERIMENTAZIONE DI DOBBIACO-SAN CANDIDO



INTRODUZIONE

Presso l'impianto cogenerativo a biomassa di Dobbiaco, uno dei più maturi ed estesi in Italia, è in corso una sperimentazione definita dagli operatori "impianto ibrido". Si tratta di un sistema innovativo, cosa che rende l'impianto di Dobbiaco pioniere

nell'applicazione di questa tecnologia nei sistemi di teleriscaldamento a biomassa a livello europeo. La modifica prevede la sostituzione di due caldaie obsolete, da 4 MW ciascuna e in esercizio dal 1995, con una nuova caldaia "ibrida", collegabile all'esistente modulo cogenerativo ORC (Organic Rankine Cycle).

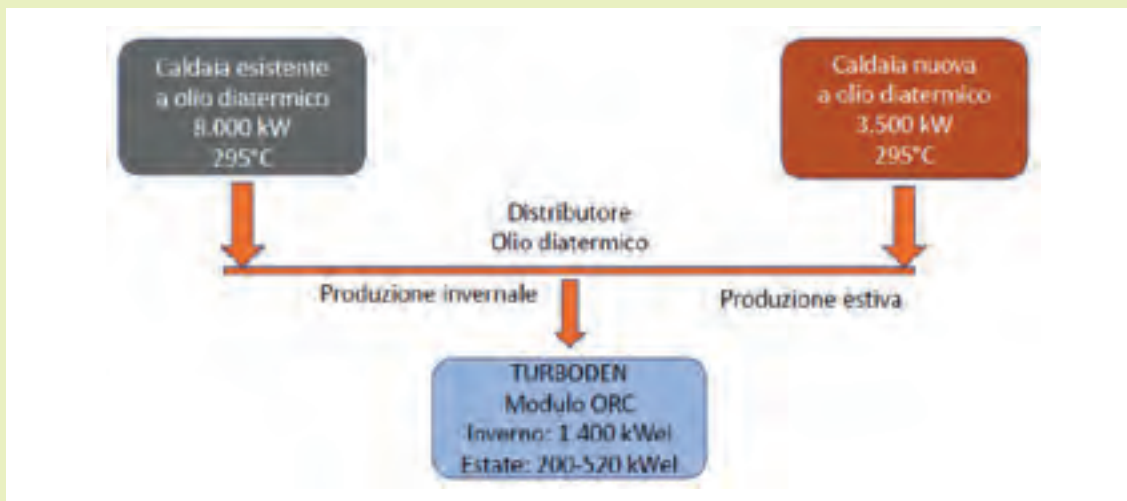


Vista dell'impianto: in giallo la caldaia da sostituire e in azzurro la caldaia a biomassa attualmente collegata al modulo ORC

A partire dalla combustione del cippato, grazie a una caldaia ad acqua (5300 kW) accoppiata ad una a olio diatermico (3500 kW), il sistema ibrido garantirà la produzione di energia termica ed elettrica tramite due diversi circuiti e fluidi di lavoro (olio diatermico ed acqua).

Il circuito dell'olio diatermico permette di ottimizzare la gestione dell'ORC esistente durante l'anno: infatti, nella stagione invernale l'ORC funzionerà con la caldaia esistente (realizzata nel 2003 e ristrutturata nel 2012), mentre nel resto dell'anno potrà funzionare con la nuova caldaia.

Il principale obiettivo di questa ottimizzazione è garantire la produzione di energia elettrica per gli autoconsumi dell'impianto al fine di ridurre l'acquisto della stessa dalla rete nazionale.



Schema dell'intervento e funzionamento invernale/estivo (8000 kW e 3500 kW sono le potenze termiche in ingresso all'ORC)

DETTAGLI OPERATIVI

Nei periodi in cui la domanda termica non è ai massimi livelli, ovvero nei mesi compresi cioè tra marzo e novembre, la potenza elettrica del modulo ORC viene ridotta da 1.400 kW a una potenza sufficiente a coprire gli autoconsumi (200^(*)-520 kW) della centrale di teleriscaldamento. L'energia elettrica eventualmente prodotta in eccesso viene venduta alla rete nazionale.

Nei mesi più freddi (dicembre-febbraio), l'ORC lavora alla potenza elettrica necessaria a seconda del momento, fino al valore di potenza massima (1400 kW elettrici). Il calore residuo scambiato al condensatore dell'ORC viene immesso nella rete di teleriscaldamento. Nella figura successiva si riporta lo schema di funzionamento della nuova caldaia ibrida collegata all'ORC; tale funzionamento permette di ottimizzare il rendimento complessivo della cogenerazione.

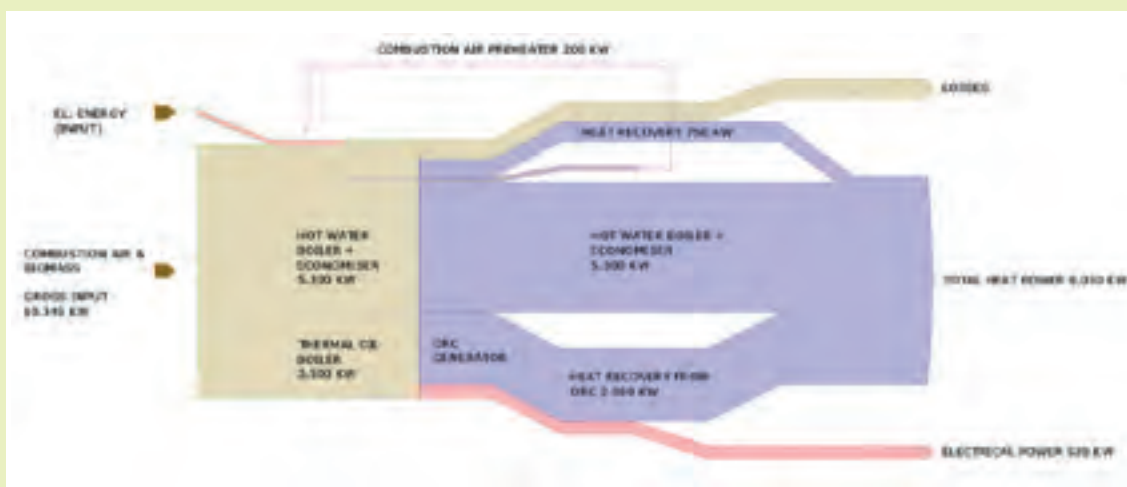


Diagramma dei flussi energetici del modulo cogenerativo collegato alla nuova caldaia ibrida

(*) Professore Associato, Dipartimento di Architettura, ingegneria delle costruzioni e ambiente costruito - Politecnico di Milano

(**) La possibilità di funzionamento a carico così ridotto è stata confermata dal produttore del modulo ORC.



Maurizio Notaro

Laureato in Chimica Industriale presso l'Università degli studi di Napoli. Sin dagli studi si è dedicato allo sviluppo di catalizzatori e processi catalitici per l'abbattimento di inquinanti atmosferici dagli effluenti gassosi di impianti industriali. In tale ambito ha svolto attività di ricerca dal 1989 al 2010 presso CISE, ENEL, CESI, CESI RICERCA ed ERSE. Attualmente lavora in

RSE dove ricopre il ruolo di responsabile del gruppo di ricerca "Materiali per l'energia" afferente al Dipartimento Tecnologie di Generazione e Materiali.



A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo, Segretario nazionale FIPER

LE BIOMASSE PER IL MIGLIORAMENTO DELLA QUALITÀ DELL'ARIA

> **Può brevemente spiegarci il metodo innovativo messo a punto da RSE per l'abbattimento combinato di particolato e ossidi d'azoto da installare in centrali di teleriscaldamento a biomassa legnosa?**

Al fine di evitare le emissioni di polveri, gli impianti di taglia significativa (superiori alle centinaia di kW termici) che utilizzano biomassa legnosa a fini di teleriscaldamento/cogenerazione sono ormai tutti dotati di filtri a maniche, strutture in cui sono alloggiati numerosi tubi, le cosiddette "maniche".

Le maniche, realizzate in tessuto adatto a sopportare temperature anche oltre i 200 °C, lasciano permeare i fumi, ma trattengono sulla loro superficie le particelle di polvere, anche quelle molto fini al di sotto dei 10 µm di diametro. Periodicamente le maniche sono ripulite con impulsi di aria compressa in controcorrente che inducono il distacco delle ceneri dal tessuto le quali sono così raccolte nel fondo dei filtri e poi scaricate e smaltite nel rispetto delle norme ambientali. Questa tecnica, da tempo nota e ampiamente applicata, ha radicalmente risolto il problema delle emissioni di polveri.

L'altro inquinante critico che si forma nei processi di combustione, inclusi quelli che utilizzano biomasse, è costituito dagli ossidi di azoto, una famiglia di composti dell'azoto chiamati comunemente NO_x , di cui sono noti gli effetti dannosi per l'uomo e l'ambiente. L'eliminazione degli NO_x dai fumi è possibile con un processo chimico chiamato "Riduzione Catalitica Selettiva" (*Selective Catalytic Reduction*, SCR), per mezzo del quale gli ossidi di azoto, reagendo con ammoniaca (NH_3) aggiunta come agente riducente in presenza di un catalizzatore mantenuto a temperatura di 320÷380 °C, sono trasformati in vapore acqueo e azoto, sostanze innocue per l'ambiente.

Per poter operare senza penalità energetiche nella finestra di temperatura a cui normalmente ha luogo la reazione di abbattimento catalitico degli NO_x , il reattore SCR-De NO_x è collocato subito dopo la caldaia e prima della depolverazione fumi. Dovendo operare in presenza di particolato nei fumi, si impiega un catalizzatore con struttura a nido d'ape ad ampi canali in modo da contrastare il deposito di cenere ed il conseguente intasamento del letto catalitico.

L'applicazione separata delle due tecniche (filtrazione delle polveri e riduzione degli ossidi di azoto) è prassi comune, ad esempio nelle grandi centrali termoelettriche e nei termovalorizzati-

ri, ma risulta problematica nel caso di piccoli-medi impianti a biomasse, sia per gli elevati costi di investimento e di gestione, sia per l'ingombro delle apparecchiature.

In RSE è stata sviluppata una tecnologia innovativa basata su filtri a manica catalitici in cui l'abbattimento del particolato e quello degli NO_x sono integrati in un unico apparato: il catalizzatore, necessario per la riduzione degli NO_x , viene impiegato in forma di "pellets" (granuli di pochi mm di diametro), collocati in un apposito cestello che costituisce la parte terminale della struttura cilindrica su cui viene calzata ciascuna manica filtrante. Il flusso di fumi, preventivamente miscelato con ammoniaca in un rapporto molare 1:1 con gli NO_x , si suddivide fra le centinaia o migliaia di maniche filtranti, attraversa il tessuto dall'esterno verso l'interno della manica, perde il suo carico di particelle di polvere e infine attraversa il cestello contenente il catalizzatore, dove avviene la reazione con NH_3 che converte gli NO_x in azoto e acqua.

Questa soluzione presenta diversi vantaggi:

- Viene sfruttata la struttura del filtro già esistente, quasi senza ingombri aggiuntivi, visto che il cestello contenente il catalizzatore occupa solo circa 1/10 della lunghezza della manica esistente e può quindi essere alloggiato nello stesso spazio;
- Come conseguenza, il costo ed il tempo necessario per la nuova installazione sono molto più limitati rispetto a quelli di un reattore completamente nuovo;
- La collocazione del catalizzatore su un flusso di fumi già depolverati evita i ben noti fenomeni di intasamento e degrado dei catalizzatori che operano in ambiente polveroso, riducendo drasticamente tempi e costi di manutenzione;
- La scelta di un catalizzatore in forma di pellets, resa possibile dal funzionamento con fumi depolverati, determina un'elevata superficie di contatto con i fumi, molto più ampia di quella di un equivalente catalizzatore tradizionale con struttura a nido d'ape, riducendo in modo netto la quantità ed il costo del catalizzatore necessario.

> Quali sono le performance e i risultati ottenuti dalla sperimentazione di campo?

La tecnologia sviluppata da RSE è stata sperimentata su scala d'impianto pilota che ha funzionato per un'intera stagione invernale in parallelo al filtro a maniche di una delle caldaie a biomassa della centrale di teleriscaldamento di Tirano della società "Teleriscaldamento Coogenerazione Valtellina Valchiavenna Valcamonica (TCVWV)" alimentata a biomassa legnosa vergine. La sperimentazione ha avuto pieno successo dimostrando che alla temperatura tipica di funzionamento del filtro a maniche dell'impianto di Tirano (circa 140 °C), la tecnica RSE consente di conseguire, oltre al 99% di abbattimento del particolato di combustione garantito dalle maniche filtranti, una rimozione degli NO_x tra il 75 ed il 90% circa, dipendentemente dal rapporto tra la portata fumi trattata ed il quantitativo di catalizzatore impiegato che è stato variato tra 10 e 2 $\text{Nm}^3/\text{h} \cdot \text{kg}$.

> Si tratta di una tecnologia adattabile rispetto alla taglia degli impianti e facilmente ammortizzabile in termini di costo?

Come detto in precedenza, il principale vantaggio della tecnologia sviluppata da RSE è l'elevata efficienza di abbattimento degli NO_x alla medesima temperatura a cui normalmente operano i filtri a manica impiegati a valle delle caldaie alimentate a biomassa legnosa. L'industrializzazione della tecnologia risulta quindi abbastanza immediata sia perché agevolmente integrabile

all'interno dei preesistenti filtri a manica già installati e che necessitano solo di un adeguamento realizzabile con modifiche di rapida esecuzione e di costo contenuto, sia perché già nella sperimentazione per la sua validazione si è operato con materiali e componenti già in commercio e quindi funzionali, affidabili ed agevolmente reperibili. Ne è prova che, alla luce delle positive indicazioni fornite dalla campagna di misura condotta su scala pilota presso la centrale di Tirano, TCVVV ha applicato in piena scala la tecnologia di abbattimento combinato sviluppata da RSE modificando opportunamente il filtro a manica operativo nella propria centrale a biomassa legnosa di Sondalo (SO). Le opere di adeguamento del filtro a manica sono state eseguite durante il periodo di fermo della centrale nella stagione estiva 2020 ed hanno richiesto un costo complessivo per la realizzazione inferiore ai 100.000 €.

> Esistono già altre applicazioni di questo genere a livello europeo?

A parte la recentissima installazione che sarà avviata nel corso della stagione invernale 2021 presso la centrale di Sondalo, a nostra conoscenza non esistono esempi industriali di abbattimento combinato di particolato ed NO_x basati sul principio di funzionamento messo a punto da RSE. Applicazioni di abbattimento combinato particolato ed NO_x sono già state sviluppate, ma adottando approcci differenti da quello utilizzato da RSE. Nello specifico è stata indagata la possibilità di impiegare sistemi filtranti in cui il catalizzatore SCR-DeNO_x è depositato sulla superficie di candele ceramiche porose o di maniche in tessuto. Tuttavia, in entrambi i casi il catalizzatore opera in condizioni gravose per la presenza di particolato di combustione che ne causa l'avvelenamento ed il degrado. In aggiunta, a causa della loro fragilità e bassa resistenza alle sollecitazioni meccaniche e termiche, i filtri ceramici catalitici sono anche soggetti a frequenti rotture. Tutti questi svantaggi, che vengono invece eliminati interamente dalla soluzione ideata da RSE, hanno ostacolato notevolmente la diffusione di tali sistemi.





Paolo Garbellini

Laureato a pieni voti in Discipline Economiche e Sociali presso l'Università Commerciale L. Bocconi.

Dal 2011 ha lavorato come consulente presso *Pöyry Management Consulting* (ora AFRY). Dal 2016 ha proseguito la sua carriera come *free lance*, continuando la collaborazione con AFRY e assumendo direttamente incarichi specifici in *utilities*, fondi di investimento, associazioni di categoria del settore energetico.

A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo, Segretario nazionale FIPER

IMPATTO ECONOMICO DEL TELERISCALDAMENTO A BIOMASSA E BIOGAS

> Dall'analisi da Lei condotta sulla filiera del teleriscaldamento a biomassa e del biogas agricolo, ritiene significativo l'impatto generato sul territorio in termini economici e occupazionali?

Dagli studi condotti sul campo nel 2019 a partire dall'analisi di ogni singolo anello di filiera, siamo riusciti a dimostrare, dati alla mano, il reale impatto economico ed occupazionale sia del teleriscaldamento a biomassa che del biogas agricolo sul territorio. L'effetto moltiplicativo sull'economia locale è considerevole, per il teleriscaldamento l'analisi ha stimato un impatto complessivo per il territorio pari a 2,65 a livello economico e 15,5 a livello occupazionale. Questo significa che ogni euro addizionale di fatturato dell'impianto di teleriscaldamento ne mette in moto 2,65 sul sistema economico complessivo e per ogni ULA (Unità Lavorativa Annuale) impiegata nell'impianto se ne attivano 15,5 sull'intera filiera. Valori rilevanti anche per il biogas rispettivamente pari a 2,1 e 7,4. Da una ricerca finalizzata allo studio dei progetti sulle bioenergie in Europa condotto dalla IEA (*International Energy Agency*) è emerso come gli investimenti in queste tecnologie siano rilevanti in termini occupazionali generando dalle 3 alle 5 volte l'occupazione delle alternative fossili.

> Può spiegarci brevemente, qual è il tessuto produttivo che caratterizza queste filiere? Labour o Capital intensive?

L'avvio di impianti di teleriscaldamento a biomassa ha permesso nel tempo di costituire un tessuto imprenditoriale locale costituito da micro-piccole imprese boschive e consorzi forestali che hanno puntato sull'innovazione per aumentare la competitività nella silvicoltura. Un laboratorio di talenti e competenze che possono ridare slancio all'economia del bosco e allo sviluppo delle aree montane garantendone nel contempo per lunghi periodi (30-50 anni) la gestione e la manutenzione. Anche per il biogas il ruolo dell'impianto è stato cruciale per il tessuto produttivo della filiera che si caratterizza tipicamente da aziende agricole e allevamenti zootecnici nonché

fornitori di tecnologie, componentistica e servizi specializzati. Gli investimenti hanno avuto significative ricadute positive per le economie locali, ridando, da un lato, slancio alle imprese agricole e zootecniche, dall'altro, ponendosi come vero e proprio incubatore ed attivatore di nuove realtà economiche locali funzionali agli impianti di biogas (assistenza ingegneristica, manutenzione, fornitura di componentistica impianti, etc.)

Sia il biogas che il teleriscaldamento sono caratterizzati per essere tecnologie *capital intensive*, soprattutto il teleriscaldamento dati i grossi investimenti iniziali necessari per l'impianto e soprattutto per la rete e gli allacciamenti delle utenze. Le due filiere differiscono invece per gli impatti occupazionali. Da un lato si può dire che il teleriscaldamento "nasce" proprio dall'impianto, che rappresenta una condizione necessaria per lo sviluppo della filiera bosco-legno-energia, mentre nella filiera del biogas agricolo l'impianto si inserisce in una filiera agro-zootecnica già presente, come completamento e fattore di diversificazione delle attività preesistenti, sia in termini di mercati che di prodotti. Da queste caratteristiche di filiera differenti discendono dunque impatti occupazionali differenti, che seppur per entrambi sono rilevanti, lo sono in misura più marcata per il teleriscaldamento.

> Si può affermare che l'avvio di impianti di teleriscaldamento a biomassa e biogas rappresenta a tutti gli effetti un driver di sviluppo locale? Se sì, quali sono i principali indicatori economici?

Assolutamente, i nostri studi hanno permesso di quantificare e certificare tale peculiarità di queste tecnologie. Basti pensare, ad esempio, a quanto sia rilevante il ruolo del teleriscaldamento a biomassa nella filiera bosco-legno-energia. Con la sua presenza l'impianto garantisce un approvvigionamento costante e duraturo nel tempo permettendo alla filiera di espandersi ed investire in nuove tecnologie. Le ditte boschive e i Consorzi forestali a monte investono nell'acquisto di macchinari per l'estrazione e il processamento della biomassa, le ditte di trasporto si strutturano per soddisfare le esigenze logistiche proprie dei residui legnosi, creando nuovi posti di lavoro e così via. Ciò permette di presidiare il territorio, redistribuire il reddito prodotto a livello locale e favorire nuovi insediamenti produttivi. Inoltre, la filiera valorizza a livello energetico anche i sottoprodotti legnosi derivanti dalla gestione del verde urbano, dalle potature agricole, dalla manutenzione del territorio (pulizia argini e alvei fluviali), rappresentando anche un'entrata economica (o un costo evitato) per i Comuni.

Per quanto riguarda il biogas agricolo, invece, esso ricopre un ruolo importantissimo nella filiera agro-energetica in cui si inserisce in quanto garantisce una diversificazione del reddito in una filiera caratterizzata da un'elevata intensità di lavoro locale, che utilizza prevalentemente biomasse e reflui provenienti da aziende agricole italiane e che vede anche una forte presenza dell'industria italiana nelle tecnologie d'impianto. Inoltre, il biogas viene prodotto in ambito decentrato, vicino alle aziende agricole che conferiscono gli effluenti zootecnici e le biomasse all'impianto, riducendo in tal modo (e spesso azzerando) i costi di trasporto delle stesse. Ciò permette un riciclo in loco quasi totale dei nutrienti e un sensibile incremento della restituzione di sostanza organica ai terreni agricoli utilizzati per le colture energetiche, realizzando una vera e propria forma di economia circolare.

A livello di indicatori economici basta ricordare come la quota maggioritaria degli impatti economici, occupazionali e anche fiscali è comunale/locale o regionale con percentuali che sia per il teleriscaldamento che per il biogas superano il 70% a testimonianza di quanto esse siano un vero investimento e un *driver* di sviluppo per il territorio.



Maria Adele Prosperoni

Avvocato, esperta in diritto ambientale. Dal 2019 riveste l'incarico di Capo Servizio Ambiente ed Energia di Confcooperative. Già consulente per il Ministero dell'Ambiente, della Tutela del territorio e del mare, nonché membro della piattaforma italiana di economia circolare promossa da ENEA. Membro dell'Advisor Board del progetto Becoop.

A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo, Segretario nazionale FIPER

PROSPETTIVE DI SVILUPPO DELLE COMUNITÀ DELL'ENERGIA RINNOVABILE

> Può spiegarci brevemente l'evoluzione normativa a livello europeo avvenuta con l'introduzione delle comunità dell'energia rinnovabile?

Il termine *prosumer* è stato coniato intorno agli anni '70 come sintesi delle parole *producer* e *consumer*, per descrivere un consumatore che è anche produttore. Nell'ambito del *Clean Energy for All Europeans Package*, la direttiva 2019/944 relativa al mercato interno dell'energia elettrica (IEM) e la direttiva 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II), riconoscono un ruolo strategico ai *prosumers* ai fini della transizione energetica, definendo i criteri di riferimento per la disciplina delle "comunità energetiche dei cittadini" (*Citizens Energy Community* – CEC) e delle "comunità di energia rinnovabile" (*Renewable Energy Community* - REC).

L'obiettivo è quello di definire nuovi modelli di produzione e consumo nel settore energetico che trovino fondamento nella partecipazione diretta dei consumatori ai mercati dell'energia, consentendogli di produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia.

Le direttive chiariscono che tali iniziative possono favorire la diffusione di nuove tecnologie e di nuovi modi di consumo, aumentare l'efficienza energetica e contribuire a combattere la povertà energetica, riducendo i consumi e le tariffe di fornitura. Come rilevato nei considerando delle direttive, grazie alle tecnologie dell'energia distribuita ed alla responsabilizzazione dei consumatori, le comunità energetiche rappresentano un modo efficace ed economicamente efficiente per rispondere ai bisogni ed alle aspettative dei cittadini riguardo alle fonti energetiche, ai servizi ed alla partecipazione locale.

Si tratta, quindi, di iniziative finalizzate ad apportare alla comunità benefici economici, sociali e ambientali che vanno oltre i meri benefici derivanti dall'erogazione dei servizi energetici.

Il sistema si presenta anche come una opportunità particolarmente significativa per il movimento cooperativo, in quanto introduce in sede europea un istituto che apre la concreta possibilità per le cooperative di utenti elettrici di avere uno spazio nel mercato elettrico, rispondendo, al contempo, ad una esigenza di trasformazione dello stesso in forma distribuita e sostenibile.

> L'Italia ha già recepito in parte l'art.22 della RED 2 attraverso la nuova disciplina sull'autoconsumo collettivo e sulle comunità dell'energia rinnovabile. Per completare il quadro normativo di recepimento, in qualità di giurista, quali sono gli aspetti salienti su cui il Governo è chiamato a legiferare entro il 30 giugno 2021?

Il recepimento delle due direttive sul mercato elettrico e sulle fonti rinnovabili è in corso. La direttiva fonti rinnovabili (RED II), in particolare, che dovrebbe essere recepita entro giugno 2021, definisce le caratteristiche della «comunità di energia rinnovabile» prevedendo che debba basarsi sulla partecipazione aperta e volontaria, secondo criteri di prossimità.

In estrema sintesi, è richiesto che gli azionisti o membri siano persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, che perseguano l'obiettivo di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali, piuttosto che profitti finanziari.

In Italia, si è scelto di avviare il processo di recepimento anticipatamente, con il cd. Decreto Milleproroghe dello scorso anno. Il sistema è definito in via sperimentale e, seppure rappresenti una positiva prima introduzione al nuovo strumento, fissa, però, una serie di limiti, dimensionali, di vicinanza e di sistema, che non trovano rispondenza nelle previsioni europee.

Entrambe le direttive citate, al contrario, sono finalizzate a garantire che siano eliminati tutti gli ostacoli normativi e amministrativi che possano impedire o limitare lo sviluppo di tali aggregazioni, specificando che le comunità di energia siano soggette a procedure eque, proporzionate e trasparenti e che anche che i gestori dei sistemi di distribuzione debbano cooperare per facilitare i trasferimenti di energia all'interno delle comunità stesse.

In sede di recepimento, quindi, è necessario, innanzitutto, garantire un raccordo tra la disciplina della comunità energetica dei cittadini e la comunità di energia rinnovabile prevedendo, in entrambi i casi, che, pur in un contesto di libertà delle forme, la comunità debba avere forma di impresa e non perseguire scopo di lucro. In secondo luogo, con specifico riferimento alle comunità di energia rinnovabile, occorre definire un modello che possa essere applicato a diverse tipologie di impianto ed a diverse fonti rinnovabili, senza particolari limitazioni, se non quelle definite a livello comunitario, con lo spirito di favorire la diffusione di queste esperienze.

In tale contesto, deve essere chiarito che la comunità energetica deve poter essere una soluzione alla portata di tutti i consumatori che vogliono partecipare direttamente alla produzione, al consumo alla condivisione dell'energia. La disciplina comunitaria, in particolare, sottolinea l'importanza della corretta definizione delle caratteristiche specifiche delle comunità locali che producono energia rinnovabile, in termini di dimensioni, assetto proprietario e numero di progetti, in quanto elementi che, se non adeguatamente disciplinati, potrebbero ostacolarne la competitività paritaria con gli operatori di grande taglia.

Sarebbe, ancora, importante sottolineare la necessità di un legame strutturale con il territorio e la comunità, evitando che la nozione di vicinanza espressa in direttiva si traduca, normativamente, in un elemento meramente tecnologico e burocratico. La previsione, invece, della portabilità dell'energia e di diversi requisiti di collegamento dei soci con il territorio consentirebbe alle comunità energetiche di assurgere anche ad imprese di comunità elettive o per antonomasia.

> L'avvio di una comunità dell'energia rinnovabile richiede senza dubbio, un maggior sforzo nell'analisi di sistema energetico di un dato territorio, che diventerebbe a tutti gli effetti autonomo dalla rete nazionale. Perché vale la pena per il sistema Paese investire in questo modello di generazione e distribuzione dell'energia? Potrebbe rappresentare un driver di sviluppo locale per le aree interne e rurali?

Il sistema delle comunità energetiche rappresenta certamente un elemento strategico, oltre che ai fini del raggiungimento degli ambiziosi obiettivi per il clima e l'energia, anche per le importanti ricadute che è destinato ad avere in termini economici e di sviluppo e presidio dei territori. Recenti studi stimano che nel prossimo quinquennio (2021-2025) circa 150-300.000 utenze non residenziali e oltre 1 milione di utenze residenziali potrebbero organizzarsi in circa 5-10.000 configurazioni di autoconsumo collettivo e circa 20.000 Comunità Energetiche Rinnovabili, per un volume d'affari intorno ai 4 miliardi di euro.

A margine delle previsioni e degli scenari, in Italia non possiamo non considerare la virtuosa esperienza delle c.d. "cooperative elettriche storiche" - costituite tra la fine del 1800 e gli inizi del 1900 nell'ambito di comunità montane dell'arco alpino - che attualmente servono 60 Comuni e circa 300.000 soci consumatori, producendo circa 500.000.000 kWh/anno. In queste aree i cittadini si sono organizzati creando cooperative di utenza in una logica di generazione diffusa che ha permesso di avere una riduzione delle perdite di rete del 7% ed ha consentito di abbattere i costi delle bollette anche del 30-50% rispetto alla media. Il valore aggiunto di questi modelli risiede nel fatto che le cooperative elettriche, oltre a rappresentare una importante leva per lo sviluppo locale, sono sempre state e continuano ad essere l'espressione stessa dei territori che presidiano, in stretta connessione con la comunità locale.

Questo è certamente l'obiettivo da perseguire.

4. Esistono a livello europeo altre esperienze normative da considerare *best practices*?

Moltissimi Stati europei, tra cui Austria, Francia, Germania, Grecia, Olanda, Portogallo e Spagna, hanno avviato alcune sperimentazioni in vista del recepimento della direttiva. Uno studio comparato sarebbe sicuramente utile per valutare le migliori e più efficaci soluzioni.

Interessante il caso della Francia, che già dal 2016 ha avviato il processo di revisione normativa. Nella disciplina francese dovrebbe essere consentito abilitare schemi di autoconsumo collettivo con impianti con potenza fino a 3 MW elettrici. I vincoli di potenza e di prossimità sono stati rivisti rispetto all'impostazione iniziale che prevedeva il riferimento all'unica cabina secondaria e una potenza massima di 100 kW considerando che tale configurazione risultava limitante per la diffusione di questi modelli.



Edo Ronchi

Presidente della Fondazione per lo sviluppo sostenibile, è stato Ministro dell'Ambiente (1996-2000), Sub Commissario ILVA (2013/14), docente universitario e ricercatore.

www.fondazionevilupposostenibile.org



A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo, Segretario nazionale FIPER

LE BIOENERGIE SECONDO GLI STATI GENERALI DELLA GREEN ECONOMY

> **Presidente Ronchi, dal suo osservatorio degli Stati Generali della Green Economy, che prospettiva immagina in futuro per le bioenergie?**

Per raggiungere il nuovo target europeo di riduzione delle emissioni di gas serra del 55% rispetto a quelle del 1990 entro il 2030, l'Italia dovrà circa raddoppiare il totale dell'energia fornita da fonti rinnovabili, dai 21,6 Mtep del 2018 a circa 42 Mtep al 2030. Ciò richiederà un aumento di tutte le rinnovabili: elettriche, termiche e per i trasporti. Le rinnovabili per produrre elettricità dovranno crescere da 9,7 Mtep del 2018 a 20,6 Mtep nel 2030, dal 34% a circa il 62% del consumo di elettricità, quelle termiche dovranno crescere da 10,7 a 17,6 Mtep, dal 19% al 50% e quelle per i trasporti da 1,25 a 3,5 Mtep di biocarburanti. In questo scenario le bioenergie hanno un ruolo indispensabile e quantitativamente rilevante, come pare evidente.

> **Ritiene che le misure recentemente presentate dal Governo all'interno del Piano Ripresa e Resilienza siano in linea con gli obiettivi che si è posta la EU al 2050?**

Per "la rivoluzione verde e la transizione ecologica", il Piano Ripresa e Resilienza presentato dal Governo stanziava circa 67 miliardi, dei quali però solo 37 sono per nuovi progetti. Circa 30 miliardi di *Next Generation EU* sono, infatti, destinati a sostituire finanziamenti già stanziati per progetti già in essere. In sostanza per nuovi progetti, per tutte le numerose e impegnative tematiche della transizione ecologica, dei fondi nuovi di *Next Generation* sarebbero disponibili circa 6,16 miliardi l'anno, in media, fino al 2026.

Gli obiettivi generali individuati dal Piano per la missione "Rivoluzione verde e transizione ecologica" sono numerosi. Definendo meglio la mobilità sostenibile e non dimenticando la tutela e il ripristino del capitale naturale, la lista degli obiettivi della transizione ecologica sarebbe completa e condivisibile. La carenza maggiore per l'effettiva priorità del *Green Deal* in questo Piano a mio parere sta nella ripartizione delle risorse per finanziare nuovi interventi. Correttamente nel Piano è scritto che il *Green Deal* europeo fissa l'obiettivo di riduzione del 55% delle emissioni

"I decisori devono assumersi le loro responsabilità: gli impianti FER vanno realizzati, con buona pace e rispetto delle opinioni di tutti, anche di chi si oppone, ma senza subire arresti immotivati. Non ce lo possiamo permettere: la crisi climatica è una minaccia reale"

di gas serra al 2030 e della neutralità climatica al 2050 e che ciò richiede “ingenti investimenti”. In questa proposta di Piano gli investimenti per le nuove misure climatiche non sono però sufficienti: si vede la mancanza di un aggiornamento del Piano energia e clima e quindi della individuazione delle misure necessarie per arrivare in Italia alla riduzione del 55% delle emissioni al 2030. Oltre al buon livello di finanziamenti previsti per l’efficientamento energetico degli edifici, in questo Piano ci sono solo 1,3 miliardi l’anno per 6 anni, in più per tutte le rinnovabili - elettriche, termiche e per i trasporti - per le filiere e le reti: troppo pochi per il salto richiesto al 2030.

**> Su quali assi di intervento, a suo avviso,
l’Italia ha un vantaggio competitivo rispetto
agli altri Paesi EU nel Piano Next generation EU?**

Il Piano europeo *Next Generation EU* ha una priorità molto chiara: basare la ripresa dalla crisi economica generata dalla pandemia con una transizione *green* e digitale, destinando almeno il 37% delle risorse disponibili alle misure necessarie per affrontare la crisi climatica. Nel digitale l’Italia deve più che altro recuperare ritardi, nella *green economy* stiamo un po’ meglio. In generale perché il *made in Italy* è associato ad un’idea di elevata qualità oggi non più separabile dalla qualità ecologica e dalla decarbonizzazione per la neutralità climatica e, in particolare, perché siamo leader in alcuni settori *green* - la bioeconomia e le bioenergie sono fra questi - che potrebbero maggiormente beneficiare della spinta degli investimenti di *Next Generation EU*.

**> Dal punto di vista sociologico, come si spiega
l’accanimento e il pregiudizio che spesso viene
manifestato dalla popolazione per l’avvio di nuovi
impianti a fonti rinnovabili? E nessuna remora
per l’impiego dei combustibili fossili?**

Le Statistiche del GSE ci dicono che ogni anno in Italia si realizzano migliaia di nuovi impianti a fonti rinnovabili. Per esempio nel 2018 sono stati realizzati 63 nuovi impianti di piccolo idroelettrico, 63 nuovi impianti eolici, ben 48.000 impianti solari, 11 impianti per bioenergie, 19 per biogas ecc. Senza l’aumento degli impianti non si spiegherebbe il significativo aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia. In diverse situazioni - non ovunque e statisticamente nemmeno nella maggior parte dei casi - si manifestano opposizioni alla localizzazione di nuovi impianti, anche se per fonti rinnovabili. A volte per carenza di una corretta e affidabile informazione, a volte per strumentalizzazioni a fini politici e/o di visibilità, a volte anche perché la localizzazione è effettivamente sbagliata e/o il progetto è realmente carente e va migliorato. In generale, penso che si debba chiarire molto bene che la transizione alla neutralità climatica, il passaggio dall’energia fossile alle fonti rinnovabili, è indispensabile per noi tutti e per il nostro futuro.

Questa transizione è irrinunciabile e richiede la costruzione di molti impianti perché si realizzi. Utilizzare ogni fonte rinnovabile disponibile sul territorio è una priorità, perché è indispensabile sostituire le fonti fossili, con un modello di produzione e di uso dell’energia che è distribuito; infatti, le fonti primarie utilizzate non sono concentrate come quelle fossili, sono molto più decentralizzate. Spiegate bene le finalità e fatti buoni progetti, non c’è bisogno di avere sempre l’unanimità.

I decisori devono assumersi le loro responsabilità: gli impianti vanno realizzati, con buona pace e rispetto delle opinioni di tutti, anche di chi si oppone, ma senza subire arresti immotivati. Non ce lo possiamo permettere: la crisi climatica è una minaccia reale.



Giulia Cancian

Giulia Cancian dal 2020 ricopre la carica di direttrice della DG Policy della associazione *Bioenergy Europe*, che raggruppa 90 aziende, 40 Associazioni di settore, rappresentando 31 Paesi a livello internazionale. Cancian si è specializzata in legislazione europea. Laurea in relazioni internazionali e master all'università Vrije di Bruxelles in

Scienze dell'integrazione economica EU.



A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo, Segretario nazionale FIPER

PROSPETTIVE E SFIDE PER LE BIOENERGIE NEL GREEN DEAL

> L'esperienza COVID 19 ci ha insegnato che cambiamento climatico, lotta all'inquinamento, sviluppo economico e salute pubblica necessitano di un'unica visione di medio lungo periodo. Dal suo osservatorio, a partire dal *Green Deal* è cambiata la prospettiva di sviluppo per le bioenergie? Se sì, in che modo?

Il *Green Deal* costituisce l'architettura della strategia europea per una nuova crescita sostenibile. L'obiettivo è complesso: si propone di rispettare l'ambiente e mitigare il cambiamento climatico, creando allo stesso tempo opportunità economiche, stimolando gli investimenti e offrendo posti di lavoro di qualità. Il *Green Deal* è teso a dissociare la crescita economica dalle emissioni globali, ovvero a favorire un utilizzo circolare delle risorse, limitando l'impatto ambientale. La crisi prodotta dal COVID19 ha evidenziato la necessità di considerare la ripresa economica e la transizione energetica all'interno di un'unica politica economica, che attiri gli investimenti verso attività economiche che rimettano la sostenibilità ambientale al centro.

Attraverso il *Green Deal*, si aprono interessanti opportunità per le rinnovabili, in generale, e per le bioenergie in particolare.

La revisione della direttiva rinnovabili, che prevede l'adozione di una nuova proposta legislativa da parte della Commissione Europea durante l'estate 2021, dovrà fornire strumenti adeguati agli operatori di mercato per una transizione dell'attività produttiva verso l'impiego di soluzioni rinnovabili.

Per raggiungere un'economia a zero emissioni nel 2050, obiettivo previsto dal *Green Deal*, sarà necessario aspirare a una transizione più rapida dalle energie fossili alle rinnovabili. La crescente integrazione di rinnovabili variabili pone la sfida della stabilizzazione della rete.

Le bioenergie, in quanto fonti programmabili, offrono la flessibilità necessaria al sistema elettrico. Il *Green Deal* richiede anche un crescente impegno per la sostenibilità ambientale, con un quadro che favorisca la biodiversità. È in corso il dibattito su un possibile rafforzamento dei

criteri di sostenibilità per le biomasse legnose, ancor prima del recepimento della Direttiva RED 2 all'interno degli Stati Membri.

Se da una parte le bioenergie vengono riconosciute come un tassello importante della transizione, un elemento di sviluppo rurale, dall'altra il sistema di tracciabilità delle biomasse deve favorire fattivamente lo sviluppo della filiera corta sul territorio europeo.

> È atto a livello EU la revisione della RED 2, la regolazione sulla tassonomia. che margini intravede per favorire la generazione distribuita termica/elettrica derivante dalle bioenergie?

La revisione della RED2 è in atto; la Commissione Europea sta consultando i diversi portatori d'interesse e la società civile. L'intenzione è quella di rivedere il target rinnovabili al 2030 per un possibile rialzo. La bozza di proposta nel Piano obiettivi Climatici 2030 considera il 40% di consumo energetico da rinnovabili rispetto all'attuale 32% previsto dalla REDII. Il settore del riscaldamento rinnovabile verrà prioritizzato, con la promozione di soluzioni di generazione distribuita al centro delle Strategie UE per l'integrazione energetica. La consultazione pubblica della Commissione Europea si sofferma sugli obiettivi indicativi per il riscaldamento rinnovabile e il teleriscaldamento efficiente, valutando proposte per poter accelerare la transizione in questi settori.

Per quanto riguarda la tassonomia invece, la Commissione non ha ancora adottato in via definitiva i requisiti da rispettare perché un'attività economica possa entrar a far parte di un investimento sostenibile.

La bozza più recente presentava un maggiore allineamento con i criteri di sostenibilità della Direttiva RED2. Si registrano, tuttavia, ancora delle importanti discrepanze a cui porre rimedio. Le bioenergie sono definite, per esempio, attività transitorie. Dettagli non formali che potrebbero rappresentare un serio svantaggio per il settore rispetto alle altre fonti rinnovabili.

> A suo avviso, come si spiega l'accanimento di alcune ong ambientaliste verso l'impiego delle bioenergie? Pregiudizio culturale? Come poter porre rimedio?

La percezione pubblica del delicato e intrinseco rapporto tra economia e gestione forestale è spesso distante dalla realtà. La produttività e la salute delle foreste sono legate a doppio filo. I boschi vanno "coltivati"; ciò significa provvedere a piani di taglio programmati e ai prelievi legnosi degli accrescimenti nel rispetto delle indicazioni previste per la sostenibilità della biodiversità.

Nonostante i toni di critica nei confronti del nostro settore siano spesso aspri e facciano appello all'emotività, più che ai dati statistici e alle realtà territoriali, è importante mantenere un dialogo con tutti i rappresentanti della società civile e comunicare apertamente i benefici ambientali e socioeconomici prodotti dalla filiera delle bioenergie. Associazioni di settore e aziende possono fare la differenza nell'educare e informare efficacemente cittadini e organizzazioni ambientaliste, al ruolo di primo piano che riveste questa filiera nella manutenzione del patrimonio boschivo esistente a livello EU.



A cura di Dott.ssa Vanessa Gallo, Segretario nazionale FIPER

IL PROGETTO BECOOP

La promozione del settore della bioenergia è di cruciale importanza per raggiungere gli obiettivi stabiliti nel *Green Deal* europeo al 2050.

Il progetto BECoop finanziato dall'Unione europea è finalizzato a promuovere un'ampia diffusione di sistemi di riscaldamento alimentati a biomassa legnosa sul territorio europeo. Il progetto intende fornire un quadro di riferimento, condizioni e strumenti tecnici di sostegno alle imprese, agli operatori, agli Amministratori pubblici che intendano avviare nuovi progetti di generazione distribuita, ad esempio reti-mini reti di teleriscaldamento a biomassa sul proprio territorio, per favorire la transizione dai sistemi tradizionali fossili a fonti rinnovabili e per disincentivare la metanizzazione delle aree interne.

I pilastri principali su cui si basa l'attività di BECoop:

- Sfruttare un nuovo canale di marketing per l'industria della bioenergia: sviluppare le comunità di energia rinnovabile basate sull'impiego delle bioenergie (biomasse, biogas, etc.);
- supportare il settore della bioenergia per migliorare il suo posizionamento: ridurre la resistenza, aumentare la domanda e favorire politiche di riorientamento degli investimenti nell'impiego delle bioenergie nel settore del riscaldamento.
- Facilitare l'avvio e lo sviluppo di nuove progettualità a seconda delle specificità territoriali: ridurre ulteriormente gli sforzi in termini di tempi e costi
- Favorire la diffusione dei risultati ed estendere la diffusione di questo modello energetico di generazione distribuita a livello europeo
- Sensibilizzare la politica all'importanza delle comunità dell'energia per incrementare l'impiego delle biomasse nel settore del riscaldamento

Il progetto ha identificato quattro aree pilota: Italia, in Lombardia-Piemonte (FIPER) Alto Adige (SEV), Spagna (Navarra, Paesi Baschi), Grecia (Regione di Salonicco), Polonia in Voivodato (OBS).

Il progetto della durata triennale prevede una serie di incontri e workshop finalizzati a sensibilizzare le istituzioni pubbliche sull'importanza della filiera biomassa-energia e di avviare nuove reti di teleriscaldamento a biomassa e comunità dell'energia rinnovabile, quali modello di sviluppo locale delle aree interne.

Per maggiori informazioni:

Website: www.becoop-project.eu

Facebook: [/becoop-h2020](https://www.facebook.com/becoop-h2020) - LinkedIn: [/BECoop-H2020](https://www.linkedin.com/company/becoop-h2020)

Twitter: [@BECoopH2020](https://twitter.com/BECoopH2020) - Mail: contact@becoop-project.eu

