



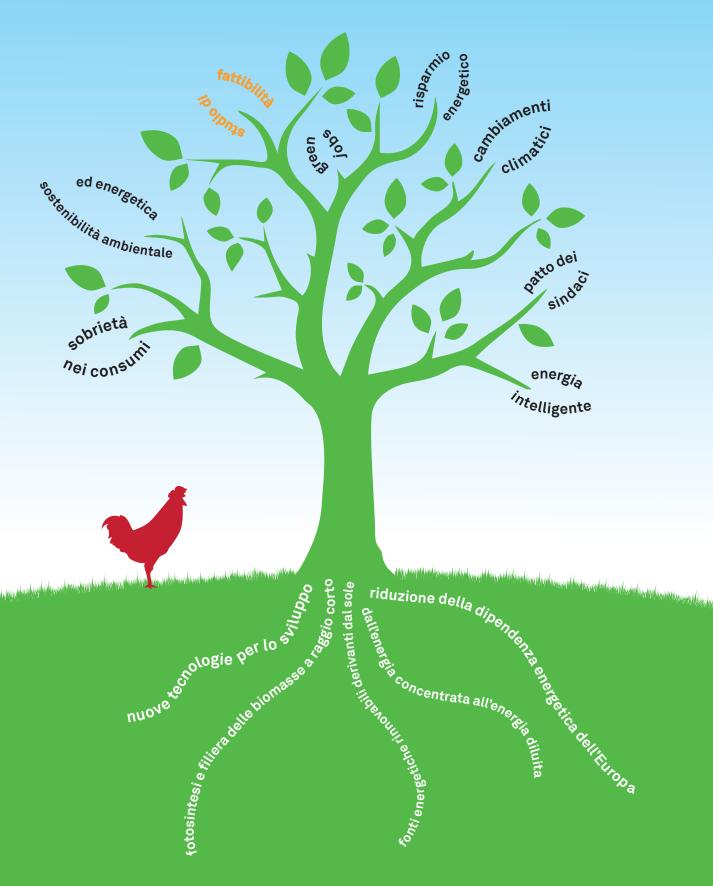




STUDIO DI FATTIBILITÀ



COMUNE DI POLVERARA









L'ENERGIA INTELLIGENTE

Biomasse: Solo teleriscaldamento, cogenerazione o trigenerazione?

Soluzioni a confronto

Studio di fattibilità per l'efficientamento, la scalabilità e la trasferibilità di un impianto di teleriscaldamento a biomasse legnose mediante l'implementazione tecnologica e gestionale di sistemi impiantistici finalizzati alla cogenerazione di energia termica, elettrica e frigorifera

SINTESI

Date: 31 luglio 2014

Authors: VA17 and Davide Fraccaro

GRUPPO DI LAVORO

COORDINAMENTO ALTERENERGY: Leonardo Gallico

COORDINAMENTO VENETO AGRICOLTURA: Loris Agostinetto e Luigi Barella

COMUNE DI POLVERARA: Alice Bulgarello e Enrico Sturaro

Davide Fraccaro,

Ezio Da Villa, Stefano Foramiti, Roberto Chinellato, Davide Silvestri e Michele Carmi







COORDINAMENTO PROGETTO

LORIS AGOSTINETTO Veneto Agricoltura

LEONARDO GALLICO collaboratore esterno



COLLABORATORE TECNICO

LUIGI BARELLA collaboratore tecnico per la parte Bioenergie



COMUNE DI POLVERARA - PRECEDENTE AMMINISTRAZIONE

SABRINA RAMPIN Sindaco del Comune di Polverara

COMUNE DI POLVERARA - ATTUALE AMMINISTRAZIONE

ALICE BULGARELLO Sindaco del Comune di Polverara

ENRICO STURARO Assessore all'ambiente e al territorio



DIVISIONE ENERGIA

DAVIDE FRACCARO progettista incaricato per la stesura del Piano

EZIO DA VILLA coordinatore progetto

STEFANO FORAMITI collaboratore

ROBERTO CHINELLATO collaboratore

MICHELE CARMI collaboratore

DAVIDE SILVESTRI collaboratore





RESPONSABILE PROGETTO

FEDERICO CORREALE SANTACROCE Dirigente Settore Bioenergie e Cambiamento Climatico

COORDINAMENTO PROGETTO

LORIS AGOSTINETTO Settore Bioenergie e Cambiamento Climatico

LEONARDO GALLICO collaboratore esterno

COLLABORATORE TECNICO

LUIGI BARELLA collaboratore tecnico per la parte Bioenergie



FIRMATARIO PATTO DEI SINDACI

SABRINA RAMPIN Sindaco del Comune di Polverara

COMUNE DI POLVERARA

ALICE BULGARELLO Sindaco del Comune di Polverara

ENRICO STURARO Assessore all'ambiente e al territorio

FUNZIONARI TECNICI

GIULIA TREVISAN Ufficio Affari Generali



STUDIO INCARICATO DEL PIANO

DAVIDE FRACCARO progettista incaricato per la stesura del PAES

EZIO DA VILLA coordinatore progetto

STEFANO FORAMITI collaboratore

ANNA MANZATO collaboratore

MICHELE CARMI collaboratore





ALTERENERGY - STUDIO DI FATTIBILITÀ

Versione 26 settembre 2014

Sommario

| 1 | Pr | Progetto strategico Alterenergy | | | | | | | | |
|----|-----|---------------------------------|--|-----|--|--|--|--|--|--|
| 1. | 1 | Stra | Strategie e obiettivi7 | | | | | | | |
| 1. | 2 | Partners | | | | | | | | |
| 1. | 3 | Le c | omunità target | . 8 | | | | | | |
| 1. | 4 | La c | omunità locale di Polverara | . 8 | | | | | | |
| 1. | 5 | WP | 4 - Piani d'azione integrati per la sostenibilità energetica | . 9 | | | | | | |
| 1. | 6 | Lo s | tudio di fattibilità | . 9 | | | | | | |
| 2 | De | efiniz | cione dell'ambito di studio | 10 | | | | | | |
| 2. | 1 | Inqu | uadramento generale | 10 | | | | | | |
| | 2.1 | .1 | Inquadramento geografico di Polverara | 10 | | | | | | |
| | 2.1 | .2 | Il territorio | 11 | | | | | | |
| | 2.1 | .3 | Uso del suolo | 11 | | | | | | |
| | 2.1 | .4 | Demografia | 11 | | | | | | |
| | 2.1 | .5 | Famiglie e sviluppo edilizio | 12 | | | | | | |
| | 2.1 | .6 | Reddito disponibile delle famiglie | 14 | | | | | | |
| | 2.1 | .7 | Attività economiche | 15 | | | | | | |
| | 2.1 | .8 | Turismo | 15 | | | | | | |
| | 2.1 | .9 | Industria e terziario | 15 | | | | | | |
| | 2.1 | .10 | Settore primario | 15 | | | | | | |
| 2. | 2 | La r | ete di distribuzione del gas metano | 16 | | | | | | |
| 2. | 3 | Inqu | uadramento climatico | 17 | | | | | | |
| | 2.3 | .1 | Dati meteorologici | 17 | | | | | | |
| | 2.3 | .2 | Temperature medie annuali dell'aria | 18 | | | | | | |
| | 2.3 | .3 | Precipitazioni | 18 | | | | | | |
| | 2.3 | .4 | Umidità relativa dell'aria | 19 | | | | | | |



| 2.3.5 | Radiazione solare globale | |
|-----------------|---|----|
| 2.3.6 | Gradi giorno | |
| 2.4 La | domanda di energia termica ed elettrica a Polverara23 | |
| 2.4.1 | I consumi | |
| 2.4.2 | Contributi degli impianti fotovoltaici | |
| 2.4.3 | Il patrimonio pubblico | |
| 2.5 Po | litiche energetiche locali29 | |
| 2.5.1 | Il Distretto delle energie rinnovabili e le politiche locali29 | |
| 2.5.2 | ESCO Verdenergia | |
| 2.5.3 | Servizio pubblico di teleriscaldamento | |
| 2.5.4 soster | Il Patto dei Sindaci, il Piano d'azione per l'energia sostenibile e il Piano integrato di nibilità30 | li |
| 2.6 Inf | rastruttura di distribuzione del calore31 | |
| 2.6.1 | La rete di teleriscaldamento31 | |
| 2.6.2 | La centrale a gas ausiliaria32 | |
| 2.6.3 | Gestione dell'impianto e delle infrastrutture | |
| 2.6.4 | Bacino delle utenze servite nel tempo | |
| 2.6.5 | Servizio erogato35 | |
| 2.6.6 | Estensione, miglioramento delle infrastrutture di distribuzione dell'energia36 | |
| 3 Obiet | tivi dello studio di fattibilità37 | |
| 3.1 Ob | iettivi di ottimizzazione dell'impianto di TLR37 | |
| 3.1.1 | Vantaggi del teleriscaldamento | |
| 3.2 De | finizione delle priorità e degli ambiti di intervento39 | |
| 4 Lo sta | eto di fatto40 | |
| 4.1 L'i | mpianto termico a biomasse esistente40 | |
| 4.1.1 | Specifiche tecniche dell'impianto di produzione e degli impianti accessori40 | |
| 4.1.2 | Silo di stoccaggio del cippato45 | |
| 4.2 Da | ti di esercizio (degli ultimi anni): potenza effettiva45 | |
| 4.2.1 | Consumi45 | |
| 4.3 Pro | oblematiche e interventi di prima necessità46 | |
| 5 Incen | tivi50 | |





| 5. | 1 | Crediti d'imposta | | | | | | | |
|----|-----|---|---|----|--|--|--|--|--|
| 5. | 2 | Gli incentivi per la produzione di energia elettrica da FER | | | | | | | |
| | 5.2 | .1 | Le tariffe incentivanti | 52 | | | | | |
| | 5.2 | .2 | Modalità di accesso | 52 | | | | | |
| | 5.2 | .3 | Titoli di efficienza energetica | 53 | | | | | |
| 6 | La | cog | enerazione: efficienza, economia e ambiente | 54 | | | | | |
| 6. | 1 | Inq | uadramento generale | 54 | | | | | |
| 6. | 2 | Line | ee guida della progettazione nella comunità target di Polverara | 55 | | | | | |
| 6. | 3 | II p | unto di partenza | 59 | | | | | |
| 6. | 4 | Ute | nze servite, quadro energetico ed economico | 60 | | | | | |
| 7 | An | alis | i delle possibili soluzioni | 64 | | | | | |
| 7. | 1 | IPO | TESI 0: Riqualificazione della centrale termica | 64 | | | | | |
| 7. | 2 | IPO | TESI 1: Caldaia a Biomasse esistente + ciclo ORC 50 kW | 65 | | | | | |
| | 7.2 | .1 | Sostenibilità economica | 66 | | | | | |
| | 7.2 | .2 | Autorizzazioni e ingombri | 70 | | | | | |
| 7. | 3 | IPO | TESI 2: Caldaia a biomasse < 999 kW in ciclo combinato turbina a vapore + ORC | 71 | | | | | |
| | 7.3 | .1 | Descrizione della tecnologia | 71 | | | | | |
| | 7.3 | .2 | Sostenibilità economica | 73 | | | | | |
| | 7.3 | .3 | Autorizzazioni e ingombri | 76 | | | | | |
| 7. | 4 | IPO | TESI 3: Caldaia a biomasse < 999 kW in ciclo combinato + teleraffrescamento | 77 | | | | | |
| | 7.4 | .1 | La trigenerazione | 77 | | | | | |
| | 7.4 | .2 | Cicli ad assorbimento | 78 | | | | | |
| | 7.4 | .3 | Descrizione della tecnologia | 80 | | | | | |
| | 7.4 | .4 | Sostenibilità economica | 84 | | | | | |
| | 7.4 | .5 | Autorizzazioni e ingombri | 88 | | | | | |
| 7. | 5 | lpo | tesi 4: Solar cooling | 89 | | | | | |
| | 7.5 | .1 | Descrizione della tecnologia | 89 | | | | | |
| | 7.5 | .2 | Sostenibilità economica | 90 | | | | | |
| 8 | Ар | pro | vvigionamento della biomasse per la produzione di energia: il cippato | 92 | | | | | |
| 8. | 1 | Car | atteristiche, quantità, qualità, rese energetiche | 93 | | | | | |
| | 8.1 | .1 | Determinazione del contenuto idrico | 94 | | | | | |



| | - |
|--|---|
| | - |
| | - |

| 8.2 | Le c | condizioni contrattuali e le modalità di compravendita e fatturazione del cippato | 95 |
|-------|---------|--|-------|
| 8.2 | 2.1 | Definizione di attribuzione del prezzo | 96 |
| 9 La | a filie | ra di produzione delle biomasse | 98 |
| 9.1 | Ana | alisi della filiera di approvvigionamento | 98 |
| 9.: | 1.1 | Fasi di produzione di cippato | 98 |
| 9.: | 1.2 | La sostenibilità ambientale della filiera | 99 |
| 9.: | 1.3 | L'individuazione del soggetto fornitore | .100 |
| 10 S | vilup | po della produzione di energia da biomassa da fonti rinnovabili sostenibili | .101 |
| | | oni in aria. Migliori tecnologie di abbattimento dei fumi. Gestione delle ceneri pr $_{ m e}$ lla CO $_{ m 2}$ | |
| 11.1 | Con | nbustione del legno | .102 |
| 11.2 | Le e | emissioni | .104 |
| 11 | .2.1 | Polveri totali e sottili | . 105 |
| 11 | .2.2 | Limiti di emissione | . 107 |
| 11 | .2.3 | Inquinamento da cattiva combustione | .107 |
| 11 | .2.4 | Riduzione delle polveri | .108 |
| 11 | .2.5 | Abbattimento di CO e NO _x | .110 |
| 11.3 | Le c | eneri | .110 |
| 11 | 3.1 | Gestione delle ceneri | .111 |
| 11 | .3.2 | Possibilità di recupero | .111 |
| 11 | 3.3 | Calcolo produzione ceneri | .112 |
| 11.4 | Bila | ncio della CO ₂ | .112 |
| 11 | .4.1 | CO ₂ e fonti energetiche rinnovabili | .112 |
| 11 | .4.2 | CO ₂ da produzione di biocombustibile | .114 |
| 11 | 4.3 | Valutazione di "sostenibilità ambientale" secondo la Commissione europea | .115 |
| 11 | .4.4 | Emissioni di CO ₂ dovute al trasporto della biomassa | .121 |
| 12 In | npiar | nti produttivi di biomassa legnosa | .124 |
| 12.1 | Gli i | impianti produttivi a pieno campo di pianura | .124 |
| 12.2 | Pati | rimonio arboreo locale | .125 |
| 12.3 | Arb | oricoltura da legno | .126 |
| 12 | 2.3.1 | Le siepi | .129 |





| 12.3.2 Definizione di un modello di produzione locale semplificato | 130 |
|---|-----|
| 12.3.3 Filiera tipo e calcolo della superficie coltivata richiesta | 131 |
| 12.3.4 Estensione della filiera | 132 |
| 12.3.5 Alternative considerate | 133 |
| 12.4 Possibili sviluppo delle filiere locali delle biomasse a scala provinciale | 136 |
| 13 Conclusioni | 138 |
| APPENDICE – Normativa di settore (europea, nazionale, regionale) | 142 |
| ALLEGATI | 144 |







1 Progetto strategico Alterenergy

Alterenergy (Energy Sustainability for Adriatic Small Communities) è un Progetto Strategico quadriennale finanziato nell'ambito del Programma di Cooperazione Transfrontaliera CBC IPA Adriatico 2007-2013, con un budget complessivo pari a 12,5 Mln di Euro, avviato a settembre 2011 e per il quale è prevista una durata di 4 anni (fine lavori Agosto 2015). L'iniziativa, guidata dal Servizio Mediterraneo della Regione Puglia con il supporto scientifico dell'Agenzia Regionale per la Tecnologia e Innovazione (ARTI), conta su un partenariato di 18 organizzazioni, composto da Regioni, Ministeri ed agenzie governative per l'energia appartenenti a tutti i Paesi dello spazio Adriatico: Italia (le 7 regioni costiere), Albania, Bosnia Herzegovina, Croazia, Grecia, Montenegro, Serbia e Slovenia. Al progetto Alterenergy partecipa in qualità di partner Veneto Agricoltura.

Il programma di lavoro del progetto Alterenergy è composto da sei Work Packages (WP):

- WP 1-Project Management
- WP 2- Communication and information
- WP 3-Integrated Energy management models
- WP 4-Sustainable Energy Action Plans
- WP 5-Business and investments support
- WP 6- Pilot project and demonstrative Actions implementation.

1.1 Strategie e obiettivi

Alterenergy punta a promuovere lo sviluppo di una "Comunità Adriatica sostenibile" dal punto di vista energetico attraverso una gestione integrata e sostenibile delle risorse e l'incremento della produzione da fonti rinnovabili. Per comunità si intendono le aree urbane, incluse le zone residenziali, le zone industriali vicino alle città e le aree rurali che le circondano. Ciascuna di queste tre aree rappresenta di fatto un sistema energivoro e allo stesso tempo una potenziale risorsa di energia. Il focus principale del progetto consiste nell'integrare in modo ottimale questi tre sistemi, perseguendo un livello di sostenibilità energetica delle comunità coinvolte che sia in grado di migliorarsi nel tempo.

L'obiettivo specifico di Alterenery è quindi quello di realizzare attività volte all'applicazione e alla sperimentazione di modelli sostenibili di gestione e utilizzo di risorse energetiche *replicabili*, condotti in modo da innovare le capacità locali nel complesso delle azioni integrate di risparmio energetico e per aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili. Il tutto dovrà avvenire attraverso un approccio partecipato che punti a coinvolgere tanto le Amministrazioni pubbliche responsabili delle policy, quanto i cittadini e gli operatori economici locali. L'auspicio, è quello di contribuire a far nascere delle vere e proprie "filiere dell'energia adriatica", stimolando in questo modo diverse opportunità di ritorno economico su scala locale.

1.2 Partners

Il Progetto "ALTERENERGY" si caratterizza per un ampio partenariato di soggetti pubblici e privati che copre tutte le aree territoriali ammissibili nel quadro del Programma di Cooperazione Transfrontaliero IPA Adriatico. Come precedentemente riportato, al progetto partecipano complessivamente 18 partner che fanno capo a 8 Paesi dell'area adriatica, ma ad essi vanno inoltre aggiunti altri due partner associati.

Veneto Agricoltura partecipa al progetto Alterenergy in qualità di partner.

1.3 Le comunità target

Il Progetto Strategico è rivolto a piccole comunità dell'area adriatica (con numero di abitanti inferiore alle 10.000 unità), e, come accennato in precedenza, mira a promuovere una gestione integrata e sostenibile locale delle risorse energetiche associata al potenziamento della produzione da fonti rinnovabili. Il programma di cooperazione transfrontaliera IPA Adriatico prevede che per il Veneto la comunità target, rientri all'interno delle provincie affacciate sul mare adriatico, e quindi Padova, Venezia e Rovigo.

L'idea di focalizzarsi su comunità di piccole dimensioni deriva da diverse ragioni:

- le piccole comunità rappresentano una delle più diffuse modalità di insediamento antropico nell'area adriatica;
- i modelli di produzione e utilizzo sostenibile di energia sono più semplici da implementare nelle piccole città, considerato lo stretto legame con le risorse naturali circostanti (es. boschi e fiumi) e l'alta incidenza delle attività agricole che comportano una buona disponibilità di biomasse;
- il limitato livello di popolazione di alcune comunità dell'area adriatica (inferiori ai 10.000 abitanti) crea migliori condizioni per il coinvolgimento della popolazione locale in un processo partecipato di pianificazione energetica, produzione ed utilizzo di energia rinnovabile.

1.4 La comunità locale di Polverara

Il Work Package n. 4 ("Piani d'azione integrati per la sostenibilità energetica") di seguito illustrato, prevede l'individuazione, da parte di ciascun partner, di comunità locali di riferimento presso cui realizzare una serie di programmi e di azioni operativi il cui risultato finale è la definizione dei "Piani d'azione integrati per la sostenibilità energetica". Iniziativa peraltro già anticipata proprio nel contesto di Alterenergy con il "Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile (SEAP)", per far fronte agli impegni temporali precedentemente assunti dal Comune di Polverare nei riguardi della Commissione Europea con la firma del "Patto dei Sindaci".

Tramite bando e selezione pubblica, il **Comune di Polverara** è stato individuato da Veneto Agricoltura quale comunità target del Progetto Alterenergy per il Veneto.

Veneto Agricoltura ha provveduto ad individuare la propria comunità target tramite avviso pubblico, con iniziale procedura valutativa e successiva procedura negoziale; la fase di valutazione delle candidature si è conclusa con l'aggiudicazione al Comune di Polverara. Dopo



una successiva fase negoziale e un accordo di collaborazione tra l'Azienda Regionale Veneto Agricoltura e il Comune di Polverara, è stato sottoscritto il "Protocollo d'Intesa" tra le parti.

1.5 WP4 - Piani d'azione integrati per la sostenibilità energetica

Nell'ambito dell'azione WP 4 è richiesto lo svolgimento di 4 attività. Le prime tre hanno lo scopo di realizzare il Piano Integrato di Sostenibilità Energetica della comunità target (*Sustainable Energy Action plans*), la quarta attività riguarda specificatamente lo Studio di fattibilità oggetto del presente lavoro. I task del WP4 sono così articolati:

- Redazione di un *bilancio energetico totale* della comunità target (Polverara), comprendendo tutti i settori: domestico, produttivo, edilizia, turismo e agricoltura. Lo studio comprende: una valutazione energetica della comunità target; un'analisi della domanda e della produzione di energia; un bilancio energetico e della emissione di CO₂. L'analisi dovrà riguardare sia i bisogni energetici che i modelli di consumo; la disponibilità locale di risorse energetiche e le potenzialità di miglioramento dell'efficienza energetica (Task 4.3).
- Individuazione delle strategie possibili per la realizzazione, nel medio-lungo termine, dei requisiti per le attività di risparmio energetico e l'uso di energia rinnovabile; tali strategie devono essere dettagliatamente descritte in un report dedicato.
- Redazione di un *Piano Integrato di Sostenibilità Energetica* per la comunità target considerata. Tale piano dovrà tener conto delle risorse disponibili, del consenso sociale e dei risultati attesi dalla comunità e dovrà quindi essere concordato anche con la comunità target (Task 4.4)¹.
- Esecuzione di uno **Studio di Fattibilità** (Task 4.5) per l'attuazione del risparmio energetico e delle azioni di produzione di energia rinnovabile nella comunità target con specifico programma di conversione.

1.6 Lo studio di fattibilità

Lo studio di fattibilità (Task 4.5) si inquadra nel WP4 del progetto Alterenergy ed è successivo alla redazione del Piano Integrato di Sostenibilità Energetica da parte della comunità target. Come richiesto, lo studio descrive le azioni specifiche da effettuare per l'attuazione del risparmio energetico e della produzione di energie da fonti rinnovabili nella comunità target di Polverara, con una dettagliata analisi costi/benefici ed una accurata pianificazione del tempo. Il Comune di Polverara è stato individuato soprattutto in virtù di un dato di fatto che costituisce una caratteristica particolare: è servito da un proprio impianto di teleriscaldamento cittadino, attivo dal 2010 nella fornitura di calore per il riscaldamento e acqua calda sanitaria. L'impianto presenta notevoli margini di miglioramento e, pur se collocato in una zona di pianura, è

¹ Questi primi 4 punti sono stati realizzati dal Comune di Polverara in qualità di comunità target e presentati in un documento integrato nel proprio Piano di Azione per l'energia sostenibile (SEAP – *Sustainable Energy Action Plan*).



alimentato da una caldaia a biomasse legnose di origine agro-forestale, con potenza nominale di 700 kWt, che utilizza come combustibile il legno cippato. L'impianto funziona, attualmente, per sei mesi all'anno: da settembre a maggio. Le caratteristiche urbanistiche, morfologiche e l'uso dei suoli dell'area in cui è collocato il Comune sono ottimali per gli obiettivi di Alterenergy se si fa riferimento all'esigenza di integrare dal punto di vista energetico tre sistemi di territorio comunale: le aree urbane, incluse le zone residenziali, le zone industriali vicino alle città e le aree rurali che le circondano. Nel 2013, l'impianto ha servito 6 utenze pubbliche e 72 utenze private fornendo un totale di 873 MWh effettivi, può fornire energia termica ad un maggior numero di utenze, può essere potenziato con la cogenerazione di energia elettrica e il presente studio analizzerà le opportunità di integrare anche il teleraffrescamento tra i servizi forniti.

2 Definizione dell'ambito di studio

Il presente Studio di fattibilità intende, partendo da un'analisi accurata dell'esistente impianto di teleriscaldamento a biocombustibile del Comune di Polverara e delle sue condizioni di esercizio, individuare le migliori soluzioni tecnologiche e funzionali disponibili per ottenere dallo stesso la massima resa energetica ed economica, e, al tempo stesso, attuare il rispetto rigoroso dei criteri di tutela e sostenibilità ambientale indicati nel Piano d'Azione per l'Energia sostenibile predisposto dal Comune in adesione al "Convenant of Mayors", iniziativa promossa dalla Commissione Europea.

Lo studio fornisce alcune soluzioni innovative applicando un metodo di analisi e di valutazione che parte da precise scelte tecniche ritenute congrue per l'ottimizzazione dell'impianto di TLR e ne approfondisce le possibili ricadute in relazione ai diversi scenari individuati. Il metodo è stato inoltre strutturato per favorire la riproducibilità e il miglioramento dell'esperienza di Polverara anche in altri contesti analoghi facenti parte dell'area di intervento di Alterenergy, dato che l'elemento essenziale ai fini della classificazione di un sistema di teleriscaldamento è costituito non tanto dalle fonti di energia primaria utilizzate, quanto piuttosto dalla rete di distribuzione e dalle modalità di conversione dell'energia nelle diverse fasi del ciclo.

2.1 Inquadramento generale

2.1.1 Inquadramento geografico di Polverara

Il Comune di Polverara è situato in provincia di Padova. Appartiene alla seconda fascia di comuni che circondano la città di Padova, il capoluogo di Provincia e terza città del Veneto, dalla quale Polverara dista soltanto 12 km. Esso fa parte dell'area della Saccisica ed ha un'unica frazione: Isola dell'Abba. La superficie del territorio comunale è di 9,87 kmq (98° posto per estensione tra i 104 comuni della provincia) con una popolazione di 3.162 abitanti (al 31.12.2012) (77° posto trai comuni della provincia); la densità media della popolazione è di circa 320,36 ab/kmq (52° posto in provincia).





Il territorio comunale di Polverara è situato nella pianura Veneta. E' pianeggiante, con altimetria degradante da quota 4 m s.l.m. a 0 m s.l.m. Dista 27 chilometri dal Mare Adriatico e a circa 14 chilometri dalla Laguna di Venezia.

Il Comune rientra nella categoria delle cosiddette zone "rurali-urbanizzate", quindi, sotto il profilo del rapporto tra territorio e popolazione, si colloca in una situazione intermedia tra l'area rurale e quella urbanizzata. Il territorio comunale risulta ancora caratterizzato da vaste aree agricole omogenee, da zone più o meno estese a diverso grado di antropizzazione e da una diffusione pressoché omogenea di fabbricati lungo le principali strade di collegamento, con accentramenti nelle frazioni storiche. A fabbricati rurali si alternano lottizzazioni urbane con zone residenziali e centri industriali. Anche nelle campagne l'edificazione si evidenzia soprattutto lungo le strade di collegamento principali e secondarie.

La gran parte del territorio risente della forte pressione urbanistica i cui effetti si riscontrano soprattutto lungo le principali arterie stradali. Il territorio è particolarmente segnato dalle infrastrutture stradali della rete provinciale. Il sistema infrastrutturale è caratterizzato anche da una serie di strade comunali, quasi tutte diramate dalla rete primaria, che percorrono il territorio comunale e collegano i nuclei abitati ed il territorio limitrofo. Dal punto di vista insediativo, l'intero territorio comunale si presenta diviso in due parti: un'area limitrofa alle principali vie di collegamento ad alta densità insediativa, nella parte sud-sud-est del territorio; un'area a carattere prevalentemente agricolo con edificazione diffusa nella zone nord e ovest.

2.1.3 Uso del suolo

Altri importanti elementi caratterizzano il paesaggio di Polverara: i corsi d'acqua. Si tratta dei canali della rete di drenaggio consortile e del fiume Bacchiglione, ambienti acquatici che presentano specifiche caratteristiche di notevole interesse ambientale per il territorio. La copertura del suolo del territorio comunale mostra la prevalenza di superfici ad uso agricolo (83,6% della superficie totale), nelle quali prevalgono i seminativi (77,4%), le superfici artificiali (15,7%), caratterizzate prevalentemente da insediamenti residenziali (10,9%). La campagna appare semplificata dalla monocoltura, anche se la presenza di vivai a pieno campo, soprattutto di coltivazioni frutticole, conferisce al paesaggio agrario una variabilità maggiore rispetto ad altre campagne della provincia di Padova. Nel complesso il tessuto fondiario appare piuttosto frammentato in un mosaico di piccoli poderi.

2.1.4 Demografia

Dal punto di vista demografico Polverara mostra alcune caratteristiche peculiari rispetto ad altre realtà locali. La crescita della popolazione a Polverara nel periodo 2005-2014² è stata del 19% con un incremento annuale in moderata diminuzione durante gli ultimi anni; un andamento

² Al 1° gennaio.



sostanzialmente lineare, tanto da far stimare all'amministrazione uscente una popolazione di circa 3.730 unità al 2020. Il saldo demografico naturale (differenza tra il numero di iscritti per nascita e il numero di cancellati per decesso) è positivo e in costante crescita, come pure il saldo totale (differenza tra il numero degli iscritti ed il numero dei cancellati dai registri anagrafici per trasferimento di residenza); in diminuzione, invece, il saldo migratorio. La mobilità demografica mostra un bilancio positivo tra iscritti e cancellati da altri comuni, valori che dimostrano una certa attrattività del territorio dal punto di vista demografico, come pure è positivo il bilancio degli iscritti dall'estero. Nel complesso, il tasso di crescita totale a Polverara è stato negli ultimi dieci anni superiore a quello provinciale. La distribuzione per classi di età dal 2002 al 2005 mostra che circa il 15% della popolazione ha un'età inferiore ai 14 anni, mentre circa il 70% è compresa in una fascia di età tra i 15 e i 64 anni. I residenti dai 65 anni e oltre rappresentano un altro 15% della popolazione. L'età media a Polverara nel 2013 è di 40,9 anni.

Tabella 1 Popolazione residente al 1° gennaio, dal 2005 al 2013. (Fonte: Demolstat3).

| | Popolazione al 1° gennaio | |
|------|---------------------------|--------------------|
| Anno | Totale | incremento annuo % |
| 2005 | 2.555 | |
| 2006 | 2.636 | 3,07% |
| 2007 | 2.754 | 4,28% |
| 2008 | 2.866 | 3,91% |
| 2009 | 2.945 | 2,68% |
| 2010 | 3.002 | 1,90% |
| 2011 | 3.048 | 1,51% |
| 2012 | 3.100 | 1,68% |
| 2013 | 3.162 | 1,96% |
| 2014 | 3.225 | 1.95% |

2.1.5 Famiglie e sviluppo edilizio

In questi ultimi dieci anni a Polverara si è riscontrato un progressivo aumento del numero di famiglie (1.081 nel 2007, 1.180 nel 2010, 1.266 nel 2013), con una crescita delle unità del 21% dal 2005 al 2013. L'aumento del numero di famiglie, associato all'aumento della popolazione, ha comportato però anche la diminuzione del numero di componenti per famiglia che dal valore di 2,79 del 2005 è passato a quello di 2,55 nel 2013 (la media provinciale 2013 è 2,42 componenti per famiglia). Strettamente legato a queste dinamiche è il settore dell'edilizia residenziale.

³ http://demo.istat.it/pop2013/index.html.



Tabella 2. Numero di famiglie e numero medio di componenti (dati ISTAT al 31° dicembre).

| Anno | Numero di Famiglie | Numero medio di componenti per famiglia | Incremento annuo % | | |
|------|--------------------|--|--------------------|--|--|
| 2005 | 945 | 2,79 | | | |
| 2006 | 1.008 | 2,73 | 6,25% | | |
| 2007 | 1.081 | 2,65 | 6,75% | | |
| 2008 | 1.118 | 2,63 | 3,31% | | |
| 2009 | 1.143 | 2,63 | 2,19% | | |
| 2010 | 1.180 | 2,58 | 3,14% | | |
| 2011 | 1.208 | 2,57 | 2,32% | | |
| 2012 | 1.259 | 2,51 | 4,05% | | |
| 2013 | 1.266 | 2,55 | 0,55% | | |

A Polverara, lo sviluppo urbanistico ed edilizio è avvenuto a partire dal secondo dopoguerra, per addizione di nuclei principali e di borghi rurali ed ha avuto un sensibile sviluppo negli anni '60 e '70, per divenire decisamente meno marcato dagli anni '80 in poi. Ad oggi a Polverara sono presenti 1.235 abitazioni per una superficie complessiva di 180.391 mq (la media è di 146 mq per abitazione). Dalla "fotografia" fatta al patrimonio edilizio nel 2001 dal censimento ISTAT (in attesa dei dati dell'ultimo censimento 2011), relativamente ad abitazioni ed alloggi, si evidenzia: un forte incremento degli edifici nelle epoche dal 1962 al 1981; un numero medio di abitazioni per edificio pressoché costante, con valori tra 1,4 e 1,5; un numero medio di stanze per abitazione che varia intorno al valore 4,7. Questi numeri indicano uno sviluppo edilizio che nel tempo ha conservato le stesse tipologie di edificio e di alloggio.



| Tabella 3. Abita | azioni in edi | fici ad uso | abitativo | e stanze | delle | abitazioni | in edific | i ad ı | uso al | bitativo | per |
|------------------|---------------|-------------|-----------|----------|-------|------------|-----------|--------|--------|----------|-----|
| epoca di costru | zione (Fonte | e: ISTAT). | | | | | | | | | |

| COMUNE | Polverara | Edifici per epoca | Abitazioni per epoca | Stanze per epoca | Stanze/ abitazione |
|-------------|---------------------|-------------------|-------------------------|---------------------|-----------------------|
| | Prima del 1919 | 62 | 84 | 421 | 5,0 |
| | Dal 1919 al 1945 | 42 | 52 | 238 | 4,6 |
| | Dal 1946 al 1961 | 42 | 57 | 262 | 4,6 |
| Epoca di | Dal 1962 al 1971 | 147 | 203 | 953 | 4,7 |
| costruzione | Dal 1972 al 1981 | 144 | 219 | 1058 | 4,8 |
| | Dal 1982 al 1991 | 77 | 113 | 496 | 4,4 |
| | Dal 1992 al 2001 | 66 | 94 | 441 | 4,7 |
| | Totale | 580 | 822 | 3869 | 4,7 |

2.1.6 Reddito disponibile delle famiglie

Per valutare il benessere economico della popolazione, è stato preso come indicatore il reddito delle persone fisiche dei residenti a Polverara⁴. Nel 2010, i redditi totali soggetti IRPEF nel comune di Polverara ammontavano a circa 36,7 milioni di euro, con una media di 21.169 euro/anno per dichiarante (al 45° posto tra i comuni della provincia), i quali rappresentano il 56,9% della popolazione residente (55,4% in provincia e 56,4 in Veneto, 50,7% in Italia). Questo valore di reddito medio è però inferiore sia alla media nazionale (23.241 euro), che a quella regionale (22.293 euro) e provinciale (23.992 euro). Superiore alla media nazionale è però l'importo medio dei redditi IRPEF per popolazione che a Polverara è pari a 12.036 euro/ab (al 32° posto tra i comuni della provincia) contro gli 11.787 euro/ab calcolato a scala nazionale. Il valore di variazione del reddito annuo a Polverara è diminuito dal 2005 al 2010, rimanendo però in assoluto sempre crescente, fino ad allinearsi nel 2010 al valore di crescita provinciale (in pieno periodo di recessione economica). La distribuzione del reddito del 2010 mostra che la maggioranza dei dichiaranti (circa il 25%) ricade nella fascia di reddito dai 15.000 ai 20.000 euro/anno, mentre metà della ricchezza prodotta da "reddito IRPEF" nel comune è dovuta al 75% dei dichiaranti con un reddito inferiore ai 26.000 euro.

⁴ Reddito soggetto a imposta IRPEF - Imposta sul reddito delle persone fisiche.





Attività economiche

La presenza della viabilità provinciale a Polverara ha favorito l'insediamento di importanti attività, sia artigianali-industriali, che commerciali e di servizio. Un inquadramento delle attività economiche che caratterizzano il territorio comunale è dato dalle attività insediate ed esercitate dalla popolazione. In passato l'attività tradizionale della popolazione era l'agricoltura. Negli ultimi decenni sono sorte numerose imprese artigianali, commerciali, piccolo-industriali che hanno modificato oltre all'economia anche l'aspetto geografico del territorio.

2.1.8 Turismo

2.1.7

A Polverara non è presente il settore turistico. Le capacità ricettive sono attualmente scarse (nel 2007 risultano presenti 1 bad & breakfast con 10 posti letto, 2 alloggi in affitto per 16 posti letto, 3 strutture complementari con 26 posti letto), e fino al 2011 le attività turistiche erano esercitate da meno di tre strutture. I poli turistici più vicini sono la zona termale di Abano e Montegrotto e la Città di Padova.

2.1.9 Industria e terziario

Escludendo il settore primario, dai dati della Camera di Commercio di Padova del 2011, le attività industriali, artigianali e del terziario più diffuse ricadono nelle categorie delle costruzioni (61), del commercio all'ingrosso e al dettaglio (57), manifatturiere (36 nel 2011 e 44 nel 2001) e delle attività classificate come "professionali, scientifiche e tecniche" (21). Per numero di addetti, invece, il maggiore numero di unità è impiegato nelle attività manifatturiere (184 nel 2011 e 155 nel 2001), del commercio all'ingrosso e al dettaglio (150), delle costruzioni (104).

Nel 2011 il settore manifatturiero è rappresentato soprattutto da attività per la fabbricazione di prodotti in metallo (7 attività), da industrie alimentari (4), industrie del legno e dei prodotti in legno (4). In questo stesso settore, il maggiore numero di addetti è impiegato nell'attività di fabbricazione di apparecchiature elettriche ed apparecchiature per uso domestico non elettriche (38), seguono la fabbricazione di macchinari ed apparecchiature, con 33 addetti, e la fabbricazione di prodotti in metallo, con 28 addetti.

Nel 2011, nel settore del terziario sono attive 136 unità d'impresa che impiegano 264 addetti. Per numero di attività prevale il commercio all'ingrosso e al dettaglio (30 ingrosso e 19 al dettaglio con complessivi 150 addetti), le attività "professionali, scientifiche e tecniche" (21 attività e 22 addetti), il "noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese" (14 attività e 19 addetti). Per numero di addetti si ha al primo posto il commercio all'ingrosso (94) e il commercio al dettaglio (38).

2.1.10 Settore primario

Il settore primario appare per il territorio di Polverara una delle principali potenziali risorse. Tuttavia, salvo qualche attività specializzata di colture o allevamenti, il settore agricolo a



Polverara ha per la popolazione residente solo un ruolo di integrazione del reddito. Dai dati Istat del Censimento Agricoltura del 2000, la SAU (superficie agricola utilizzata) a Polverara è di 575, 19 ha, con 189 aziende agricole. La SAT (Superficie agricola totale) è invece di 632,95 ha. Tra le caratteristiche strutturali del territorio agricolo la più rilevante riguarda la polverizzazione delle aziende agricole e il fatto che circa il 56% delle unità agricole (126) ha una superficie inferiore ai 2 ettari di SAU con una superficie totale di 140,51 ha, corrispondente al 22% della SAU totale del Comune. Le unità con superficie superiore a 2 ettari sono 100 con una SAU di circa 504 ha. Il territorio agricolo non è caratterizzato da una specializzazione colturale preponderante; le colture florovivaistiche di pieno campo o in serra sono presenti in modo evidente nel territorio e l'allevamento, pur essendo presente in diverse aziende, non evidenzia una elevata specializzazione, essendo caratterizzata per la maggior parte delle aziende da un numero medio basso di capi sia per l'allevamento di vacche da latte che di bovini da carne. Infine, il territorio comunale, rientra tra quelli eleggibili come zona di produzione del disciplinare della produzione DOC "Corti Benedettine del Padovano".

Tabella 4. Utilizzazione del terreno - Numero di aziende e SAU del Veneto per ambito territoriale a Polverara⁵.

| | UTILIZZAZIONE DEL TERRENO | | | | | | | | | |
|-----------|---------------------------|------------------------------------|----------------|----------------------------------|---------------------------|-------------------------|--------|-----------------------|-----------------------------|--------------------|
| | | Aziende | con SAU | | a a | | | | e SAT | |
| | Seminativi | Coltivazioni legnose agrarie | Orti familiari | Prati permanenti e pascoli | Totale aziende con SAU | Arboricolt. da legno | Boschi | SAU non utilizzata | Altra superficie non SAU | Tot. aziende e SAT |
| Aziende | 185 | 24 | 77 | 4 | 189 | 4 | 7 | 24 | 159 | 189 |
| Superfice | 554,15 | 10,15 | 3,52 | 7,37 | 575,19 | 4,38 | 2,49 | 7,6 | 43,29 | 632,95 |

2.2 La rete di distribuzione del gas metano

Dati del 2008 del Ministero dello Sviluppo Economico indicano a Polverara una rete di distribuzione del gas naturale di 19 km e un numero di punti di riconsegna pari a 866 per una volume di gas distribuito pari a 1.496.000 mc.

⁵ Censimento Agricoltura 2000. Elaborazioni della Regione Veneto - Sezione Sistema Statistico Regionale su dati Istat.





Tabella 5. Dati Del Ministero dello sviluppo economico per l'Ambito Venezia 2 - Entroterra e Veneto Orientale - Area Comune di Polverara (anno 2008).

| Tipo gas | Gas naturale |
|---|------------------------|
| Popolazione (2008) | 2.945 abitanti |
| Lunghezza rete di distribuzione (anno 2008) | 19 (Km) |
| Numero di punti di riconsegna (anno 2008) | 866 |
| Gas distribuito (anno 2008) | 1.496 (migliaia di mc) |

2.3 Inquadramento climatico

Polverara è caratterizzata da un clima temperato umido dovuto, oltre alla sua latitudine geografica (45° 18'), alla relativa vicinanza del mare e agli specchi d'acqua lagunari (a circa 14 km), alla giacitura pianeggiante e alla particolare esposizione dei venti. Il territorio del comune ricade nell'area climatica classificata "Temperato sub-continentale" che si qualifica per temperature medie annue comprese fra 10 e 14,4 °C, temperatura media del mese più freddo fra -1,0 e 3,9°C, temperatura media superiore a 20°C per 1 - 3 mesi l'anno ed escursione termica annua di oltre 19°C. Il Comune si inserisce nella zona climatica E⁶, avendo come gradi giorno standard 2.383 (si veda il capitolo specifico).

2.3.1 Dati meteorologici

I valori delle principali variabili meteorologiche sono stati ricavati dai dati rilevati dalla rete delle centraline ARPAV delle stazioni meteorologiche e agrometeorologiche nel periodo 1994 – 2012'. In particolare, per una analisi del clima a scala comunale sono stati utilizzati i dati pervenuti dalla stazione meteorologica più vicina al capoluogo (3,7 km), sita nel comune di Legnaro (Padova).

Tabella 6. Valori riepilogativi dei dati ARPAV del Bollettino dei valori medi mensili pluriennali, Stazione di Legnaro (111).

| ARPAV Centro Meteorologico di Teolo | Valori | dal 1 g | gennaio 1 | 994 al 31 d | icembre 2 | 2012 | | | | | | | | | | |
|---|--------|---------|-----------|-------------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------|---------|---------|---------|----------|
| Stazione Legnaro | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Mese | | | | | | | | | | | | | | | |
| Parametro \ Valore: media mensile | GEN | FE | B 1 | MAR / | APR | MAG | GIU | LUG | AGO | SET | OTT | NOV I | DIC | MINIMA | MASSIMA | Δ |
| Precipitazione (mm) somma | | 40 | 43,7 | 45 | 76,3 | 80,7 | 75,3 | 72 | 61,9 | 89,2 | 86,5 | 88,1 | 69,1 | 40 | 89,2 | 49,2 |
| Precipitazione (giorni piovosi) | | 5 | 5 | 5 | 9 | 8 | 7 | 6 | 6 | 6 | 7 | 8 | 8 | 5 | 9 | 4 |
| Temperatura aria a 2 m (°C) media delle minime | | 0,1 | 0,2 | 3,8 | 7,6 | 12,6 | 16 | 17,3 | 17,2 | 13,3 | 9,5 | 5,2 | 0,9 | -0,1 | 17,3 | 17,4 |
| Temperatura aria a 2 m (°C) media delle medie | | 3 | 4,4 | 8,8 | 12,9 | 18,2 | 21,7 | 23,6 | 23,2 | 18,6 | 13,8 | 8,6 | 4 | 3 | 23,6 | 20,6 |
| Temperatura aria a 2 m (°C) media delle massime | | 7 | 9,4 | 14,3 | 18,1 | 23,5 | 27,1 | 29,5 | 29,4 | 24,8 | 19,1 | 12,6 | 7,7 | 7 | 29,5 | 22,5 |
| Umidità relativa a 2 m (%) media delle minime | | 70 | 58 | 50 | 50 | 46 | 47 | 44 | 45 | 48 | 59 | 69 | 71 | 44 | 71 | 27 |
| Umidità relativa a 2 m (%) media delle medie | | 87 | 81 | 77 | 77 | 74 | 74 | 72 | 75 | 78 | 84 | 88 | 88 | 72 | 88 | 16 |
| Umidità relativa a 2 m (%) media delle massime | | 96 | 95 | 95 | 97 | 97 | 97 | 97 | 98 | 97 | 97 | 98 | 97 | 95 | 98 | 3 |
| Radiazione solare globale (MJ/m2) | 142, | 045 | 222,577 | 399,446 | 496,666 | 651,773 | 696,883 | 750,708 | 638,652 | 449,302 | 281,878 | 151,7 | 121,394 | 121,394 | 750,708 | 629,314 |
| | | | | | | | | | | | | | | MINIMA | MASSIMA | ∆T media |
| Differenza T (MAX-MIN) | | 7,1 | 9,2 | 10,5 | 10,5 | 10,9 | 11,1 | 12,2 | 12,2 | 11,5 | 9,6 | 7,4 | 6,8 | 6,8 | 12,2 | 9,916667 |
| Differenza U (MAX-MIN) | | 26 | 37 | 45 | 47 | 51 | 50 | 53 | 53 | 49 | 38 | 29 | 26 | 26 | 53 | |

⁶ Comuni che presentano un numero di gradi - giorno maggiore di 2.100 e non superiore a 3.000.

⁷ Dati pubblicati come "Bollettino ARPAV del Centro Meteorologico di Teolo" e diffusi dall'agenzia come "open data": http://www.arpa.veneto.it/dati-ambientali/open-data/clima/principali-parametri-meteorologici.



2.3.2 Temperature medie annuali dell'aria

Dall'andamento della curva delle temperature medie delle medie giornaliere durante l'arco temporale di un anno solare nel periodo 1994-2012, si osserva che la temperatura media più bassa si registra nel mese di gennaio (3,0°C) per poi crescere nei mesi successivi fino a raggiungere il massimo durante i mesi di luglio e agosto, con valori intorno ai 23°C. La temperatura media decresce poi dal mese di settembre fino a raggiungere circa +4°C nel mese di dicembre. L'escursione annuale è quindi di 20,6 °C, mentre la medie annuale delle escursioni mensili è di 10°C, in un intervallo tra 6,8°C (dicembre) e 12,2°C (luglio-agosto). Nel periodo 1994-2012 le temperature medie annuali dei valori medi mensili dei valori giornalieri massimi (mesi caldi), medi e minimi (mesi freddi), mostrano una sostanziale stabilità del trend delle temperature, con coefficiente di variazione relativo (CV) superiore per le medie delle minime. Per quanto riguarda i valori estremi, le temperature più basse si registrano nei mesi di dicembre, gennaio e febbraio, mesi in cui il valore medio del periodo 1994-2012 dei valori medi mensili delle minime giornaliere varia tra - 0.1 °C e 0,9 °C; il valore minimo degli stessi valori (valori medi mensili delle minime giornaliere) è stato registrato nel mese di gennaio (-3,4 °C). Nel periodo estivo il valore medio dei valori medi mensili delle temperature massime giornaliere si registra nel mese di luglio con 29,5 °C; il valore massimo degli stessi valori (valori medi mensili delle massime giornaliere) è stato registrato nel mese di agosto con 32,8 °C.

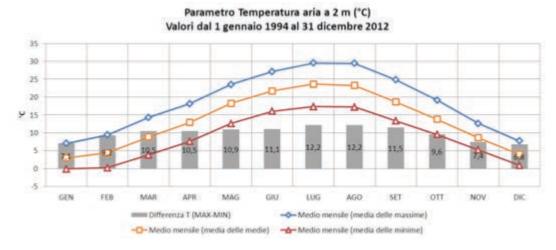


Figura 1. Stazione di Legnaro, Parametro Temperatura aria a 2m (°C) media delle massime, delle medie e delle minime, differenza. Valori dal 1 gennaio 1994 al 31 dicembre 2012.

2.3.3 Precipitazioni

L'andamento della serie storica delle precipitazioni medie mensili degli anni 1994-2011⁸, presenta due periodi di massima precipitazione in corrispondenza della stagione primaverile

4.5 FEASIBILITY STUDIES 18

.

⁸ I valori di precipitazioni mensili rappresentano la somma delle precipitazioni giornaliere di un mese, rilevate durante l'intervallo temporale: 1994 -2012. Il valore "somma annuale" è la somma dei valori mensili di un singolo anno; il valore medio mensile è il valore medio dei valori mensili di tutti gli anni della serie storica.



(media tra 76,3 mm e 80,7 mm in aprile e maggio) e del periodo estivo-autunnale (tra 89,2 mm di settembre e 88,1 mm di novembre). La mediana indica quali sono i mesi con maggiori precipitazioni, che sono: maggio, luglio e novembre.

2.3.4 Umidità relativa dell'aria

Il parametro dell'umidità relativa considerato è espresso come media mensile a partire dai dati giornalieri dei valori minimi, massimi e medi⁹. Osservando l'andamento dei dati di umidità relativa **media** si vede che i valori medi più bassi si registrano nei periodi estivi (luglio 72%) mentre quelli più alti si riscontrano nel periodo invernale con valori superiori all'80%. Stesso andamento si riscontra nei valori medi dei minimi, con un minimo nel mese di luglio (44%) e un massimo a novembre-dicembre (88%). Diversamente i valori medi dei **massimi** di umidità relativa giornaliera, che risultano superiori al 95% e con contenuta variabilità stagionale. I valori medi mensili durante l'intero arco dell'anno sono tutti superiori al 70%. Infine, i valori medi annuali dal 1994 ad oggi mostrano un trend decrescente dei valori dei parametri.

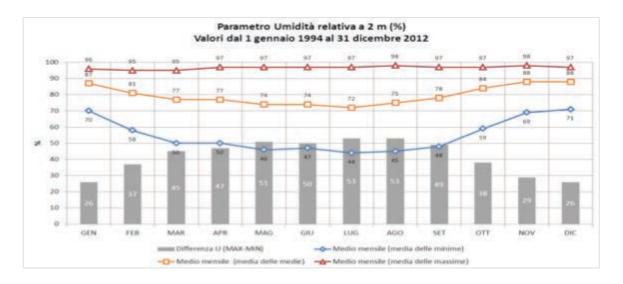


Figura 2. Stazione di Legnaro, Parametro Umidità relativa a 2 m (%) media delle massime, delle medie e delle minime, differenza. Valori dal 1 gennaio 1994 al 31 dicembre 2012.

19 4.5 FEASIBILITY STUDIES

_

⁹ L'umidità relativa è data dal rapporto tra umidità assoluta (grammi di vapore acqueo presenti in 1 m³ d'aria umida a una data temperatura e una data pressione reali) e l'umidità di saturazione (la densità del vapore saturo alle stesse condizioni).



2.3.5 Radiazione solare globale

Dai valori registrati dalla stazione di Legnaro si evince che il mese più assolato dell'anno è luglio, con una radiazione solare globale media¹⁰ di circa **750 MJ/m²**; quello con il minore irradiamento è invece dicembre, con circa **121 MJ/m²** (variazione di 629 MJ/m²). Nella media dell'intero arco dell'anno, l'irraggiamento è di circa 417 MJ/m².

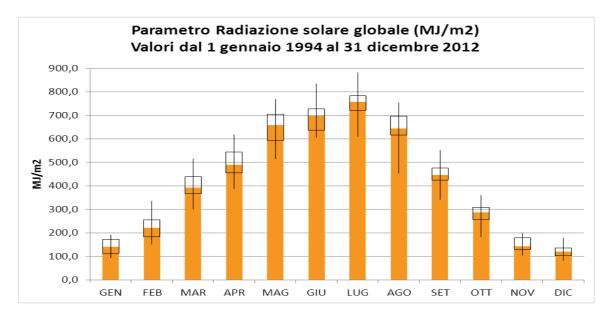


Figura 3. Stazione di Legnaro. Bollettino dei valori mensili pluriennali del parametro Radiazione solare globale (MJ/m2) Valori dal 1 gennaio 1994 al 31 dicembre 2012¹¹.

2.3.6 Gradi giorno

I gradi giorno (GG) sono un parametro empirico che funge da indicatore climatico. Viene utilizzato per il calcolo del fabbisogno termico di un edificio. Per una determinata località il parametro gradi giorno rappresenta la somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura degli ambienti interni (convenzionalmente fissata a 20°C) e la temperatura media esterna giornaliera. In pratica, si tratta di definire, zona per zona, quanti sono i "gradi necessari ogni giorno" per riscaldare una casa.

Il Comune di Polverara si inserisce nella **zona climatica E** (comuni che presentano un numero di gradi - giorno maggiore di 2.100 e non superiore a 3.000.) avendo come gradi giorno individuati

¹⁰ La radiazione globale viene definita come la somma della radiazione proveniente direttamente dal Sole e quella diffusa dal cielo (atmosfera) misurata a terra, su un piano orizzontale, in J/m2. I rapporti tra le due componenti, dipendono dalle condizioni atmosferiche.

¹¹ Nel grafico boxplot sono indicati, dal basso verso l'alto, i valori: minimo, primo quartile, mediana, terzo quartile e massimo; dei dati della serie storica.



dal D.P.R. n. 412 del 26 agosto 1993 e successive modifiche il valore **2.383**, valore standard che

La zona climatica di appartenenza indica in sostanza in quale periodo e per quante ore è possibile accendere il riscaldamento negli edifici. I sindaci dei comuni possono ampliare, a fronte di comprovate esigenze, i periodi annuali di esercizio e la durata giornaliera di accensione dei riscaldamenti, dandone immediata notizia alla popolazione. Al di fuori di tali periodi, gli impianti termici possono essere attivati solo in presenza di situazioni climatiche che ne giustifichino l'esercizio e, comunque, con durata giornaliera non superiore alla metà di quella prevista a pieno regime. Per la zona climatica E di Polverara il periodo di accensione degli impianti è 15 ottobre - 15 aprile (salvo deroghe), pari a 183 gg¹³, con un orario consentito giornaliero di massimo 14 ore.

Il "grado giorno" (GG) è un parametro empirico, che funge da indicatore climatico, utilizzato per il calcolo del fabbisogno termico di un edificio in uno specifico anno ¹⁴. Il fattore climatico inoltre introduce una componente di variabilità che deve essere considerata nelle previsioni del trend dei consumi termici.

Tabella 7. Gradi giorno da D.P.R. 412/1993 per Polverara (estratto)¹⁵.

varia annualmente a seconda delle condizioni climatiche¹².

| COMUNE | ALTITUDINE (m s.l.m.) | ZONA CLIMATICA | GRADI-GIORNO |
|-----------|-----------------------|----------------|--------------|
| Polverara | 6 | E | 2.383 |

Il confronto diretto tra i consumi di energia termica per riscaldamento di edifici in anni differenti deve tenere conto delle differenti condizioni climatiche esistenti in quegli anni. Per confrontare i due valori di consumo al netto del fattore climatico si usano i gradi-giorno in modo da standardizzare (correzione di temperatura) i consumi rispetto a una condizione climatica di riferimento che può essere l'anno di riferimento medio da cui i gradi giorno per Polverara del D.P.R. 412/1993 pari a 2.383.

La formula correttiva applicata è la seguente:

$$CL_{cal,ct} = \frac{2383 * CL_{eff}}{GG}$$

¹² Il D.P.R. n. 412 del 26 agosto 1993 e successive modifiche ed integrazioni introduce la classificazione climatica dei comuni italiani e un regolamento per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della L. 9 gennaio 1991, n. 10 e ss.mm.ii. Questa normativa in particolare suddivide il territorio nazionale in sei zone climatiche e inserisce i comuni in ciascuna zona climatica in funzione dei gradi giorno, indipendentemente dalla loro ubicazione geografica.

¹³ I giorni sono 184 se l'anno della data di aprile è bisestile.

¹⁴ Per una determinata località il parametro "gradi-giorno" (GG) rappresenta la somma delle differenze tra la temperatura dell'ambiente riscaldato, convenzionalmente fissata a 20 °C, e la temperatura media giornaliera esterna. La differenza tra le due temperature viene conteggiata solo se è positiva e questo calcolo viene effettuato per tutti i giorni del periodo annuale convenzionale di riscaldamento.

¹⁵ Estratto del D.P.R. 412/1993 — pubblicato nel supplemento ordinario n. 96 alla G.U. n. 242 del 14 ottobre 1993, e successive modificazioni.



dove: $CL_{cal,ct}$ è il consumo corretto dalla temperatura; C_{Leff} il consumo effettivo; GG i gradi giorno reali calcolati in un anno solare; 2.383 i gradi giorno di riferimento per Polverara secondo il D.P.R. 412/1993.

La seguente tabella mostra i gradi giorno dal 2002 al 2013 calcolati da dati di gradi-giorno giornalieri forniti da ARPAV (Agenzia Regionale per la Prevenzione e Protezione Ambientale del Veneto) — Centro Meteorologico di Teolo¹⁶, dalle temperature registrate dalla stazione agrometeorologica ARPAV di Legnaro (PD) — per il periodo legale di accensione degli impianti termici (15 ottobre-15 aprile).

4.5 FEASIBILITY STUDIES 22

_

¹⁶ Dati forniti al comune il 14 aprile 2014 dal Servizio Meteorologico dell'Arpav.



Stazione di Legnaro - Gradi giorno Calcolo sul periodo convenzionale di accensione - dati ARPAV

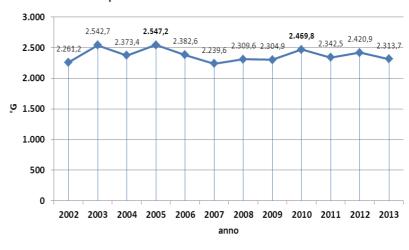


Figura 4. Gradi Giorno sul periodo di accensione della caldaia

Tabella 8. Gradi giorno dal 2002 al 2013, calcolati dai dati APRAV della stazione agrometeorologica di Legnaro (PD), sul periodo legale di accensione degli impianti termici.

2.4 La domanda di energia termica ed elettrica a Polverara

2.4.1 I consumi

Si riportano di seguito per i settori pubblico, privato residenziale, terziario e industria di Polverara, i dati di consumo finale di energia termica per il riscaldamento degli ambienti e di energia elettrica (illuminazione e fem¹⁷) riportati nell'Inventario base delle emissioni (IBE) del PAES di Polverara relativi agli anni 2007, 2010, 2012.

Tabella 9. Consumi di energia termica ed elettrica a Polverara nel 2007, 2010, 2012 (Fonte IBE PAES).

| Anno | 2007 | 2010 | 2012 |
|---|--------|--------|--------|
| Gradi giorno (GG) | 2239,6 | 2469,8 | 2420,9 |
| Consumi | | | |
| TERMICI RISCALDAMENTO (MWh _t) | 27.097 | 29.699 | 29.080 |
| TERMICI RISCALDAMENTO CORRETTO GRADI GIORNO (MWh _{t(GG)}) | 28.832 | 28.655 | 28.625 |
| ELETTRICITA' (ILLUMINAZIONE E FEM) (MWh _e) | 5.554 | 5.969 | 6.028 |

Con "forza elettromotrice", si intende indicare quei consumi dovuti ad usi finali di energia elettrica diversi dall'illuminazione (uso di i dispositivi quali ad esempio: motori, celle, resistenze, ecc.).

Tabella 10. Indicatori calcolati sui consumi di energia termica ed elettrica a Polverara nel 2007, 2010, 2012 (Elaborazione dati IBE PAES).

| Anno | 2007 | 2010 | 2012 |
|--|--------|--------|--------|
| Popolazione (pp) | 2.754 | 3.002 | 3.100 |
| Famiglie (fam) | 1.081 | 1.180 | 1.259 |
| Consumi | | | |
| TERMICI RISCALDAMENTO pro-capite (MWh _t /pp) | 9,839 | 9,893 | 9,381 |
| TERMICI RISCALDAMENTO per famiglia (MWh _t /fam) | 25,067 | 25,169 | 23,098 |
| TERMICI RISCALDAMENTO CORRETTO GRADI GIORNO pro-capite (MWh _{t(GG)} /pp) | 10,469 | 9,545 | 9,234 |
| TERMICI RISCALDAMENTO CORRETTO GRADI GIORNO per famiglia (MWh _{t(GG)/} fam) | 26,672 | 24,284 | 22,736 |
| ELETTRICITA' (ILLUMINAZIONE E FEM) pro-capite (MWh _e /pp) | 2,017 | 1,988 | 1,945 |
| ELETTRICITA' (ILLUMINAZIONE E FEM) per famiglia (MWh _e /fam) | 5,1378 | 5,0585 | 4,7879 |



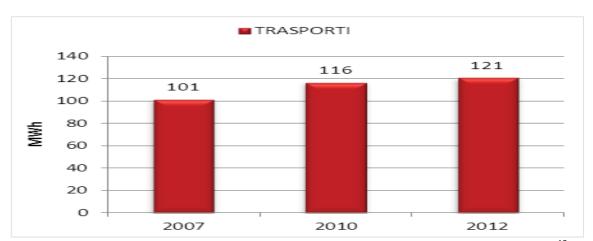


Figura 5. Consumi termici da riscaldamento a Polverara negli anni 2007, 2010, 2012 (Fonte INEMAR¹⁸)



Figura 6. Consumi da riscaldamento, corretti gradi giorno, Polverara 2007, 2010, 2012 (Fonte INEMAR).



Figura 7. Consumi di elettricità a Polverara negli anni 2007, 2010, 2012 (Fonte Enel Energia).

¹⁸ INEMAR è l'acronimo di *Inventario Emissioni Aria*. L'inventario non costituisce un calcolo esatto dell'emissione ma una stima dei contributi emissivi provenienti dall'insieme delle attività antropiche e naturali collocate in un determinato territorio in un certo periodo temporale (Fonte http://www.arpa.veneto.it).



2.4.2 Contributi degli impianti fotovoltaici

L'unico contributo significativo di produzione di energia locale, oltre la caldaia a cippato, è dato dagli impianti fotovoltaici pubblici e privati.

Sulla base dei dati acquisiti dal database del sistema informativo geografico del Gestore servizi energetici (GSE)¹⁹, "Atlasole", nel 2012 sono stati prodotti a Polverara complessivamente 491 MWh di energia elettrica da FV (su un consumo totale di elettricità di 4.968 MWh)²⁰. Calcolando, invece, solo la quota prodotta dagli impianti fino a 20 kW_p (impianti fotovoltaici considerati di tipo "residenziale"), l'energia prodotta stimata, sempre nel 2012, passa a 377 MWh.

Tabella 11. Energia elettrica prodotta ed emissioni evitate grazie alla produzione FV nel territorio comunale, nel 2007,2010,2012.

| Anno | Energia totale stimata prodotta dagli impianti (MWh) | Energia prodotta (MWh) da impianti <=20 kWh |
|------|---|---|
| 2007 | 0,6 | 0,6 |
| 2010 | 79 | 79 |
| 2012 | 491 | 377 |

Si ipotizza che il 55% dell'energia prodotta da FV sia destinata all'autoconsumo, e la restante quota del 45% venga immessa in rete.

2.4.3 Il patrimonio pubblico

La dotazione del Patrimonio pubblico presente nel territorio (scuole, palestre, biblioteche, ecc.) permette di valutare la dimensione dei servizi presenti nel territorio e quindi le richieste di energia della comunità di Polverara. Le strutture più significative sono: le 4 scuole (asilo nido, scuola materna, scuola elementare, scuola media), i 3 centri civici/ricreativi, i 2 impianti sportivi e i 2 cimiteri, la sede degli uffici comunali, il museo. Tra queste strutture, quelle nuove sono: il palazzetto dello sport, il museo e un centro ricreativo/servizi.

Tabella 12. Edifici più significativi del patrimonio pubblico e le loro destinazioni d'uso.

| Destinazione d'uso degli edifici pubblici | numero |
|---|--------|
| Scuola | 4 |
| Centro civico/ricreativo | 3 |
| Centro sportivo | 2 |
| Cimitero | 2 |
| Museo | 1 |
| Uffici municipali | 1 |

¹⁹ Il sistema Atlasole contiene dati e informazioni sugli impianti fotovoltaici che ricevono l'incentivo in Conto Energia (CE) o ne hanno fatto richiesta.

²⁰ Per la stima dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici si deve considerare che alle latitudini geografiche di Polverara il valore di produzione d'energia elettrica per un impianto "medio" risulta da parametri di letteratura di circa 1.100 kWh/anno per ogni 1 kWp installato.





Nelle seguenti tabelle si riportano i consumi energetici degli edifici pubblici distinti per vettore (elettricità, gas metano, biomassa), negli anni 2007, 2010, 2012.

Tabella 13. Consumi elettrici degli edifici pubblici (Dati IBE del PAES).

| Edifici | | Ener | gia elettrica (kV | /h) |
|---------|-------------------------------|---------|-------------------|---------|
| Codice | Edificio | 2007 | 2010 | 2012 |
| 1 | Scuole Elementari e palestra | 19.767 | 35.723 | 34.149 |
| 2 | Scuola Media | 24.788 | 31.836 | 29.529 |
| 3 | Scuola Materna | 14.431 | 15.143 | 15.208 |
| 4 | Centro Civico Capoluogo | 11.755 | 11.755 | 11.755 |
| 5 | Sede Municipale | 19.569 | 24.735 | 27.879 |
| 6 | Campo Sportivo- calcio | 10.029 | 9.151 | 8.895 |
| 7 | Cimitero Capoluogo | 4.438 | 4.456 | 3.177 |
| 8 | Micronido | \ | \ | (4) |
| 9 | Magazzino (garage) | \ | \ | \ |
| 10 | Centro Ricreativo | \ | \ | (2) |
| 11 | Palazzetto dello sport | \ | \ | \ |
| 12 | Mulino | \ | \ | (2) |
| 13 | Torre Colombara | \ | \ | \ |
| 14 | Cimitero Isola dell'Abbà | 61 | 453 | 514 |
| 15 | Centro Civico Isola dell'Abbà | 781 | 598 | 1.762 |
| | TOTALE | 105.619 | 133.850 | 132.868 |

Note: (2) nessuna spesa per 11 mesi; (4) utenza a carico della cooperativa che gestisce il nido.



| Edifici | | | Biomasse (kWl | n) |
|---------|-------------------------------|------|---------------|-------------|
| Codice | Edificio | 2007 | 2010 | 2012 |
| 1 | Scuole Elementari e palestra | | 169.864 | 140.970 |
| 2 | Scuola Media | | 97.643 | 85.803 |
| 3 | Scuola Materna | | 98.125 | 97.555 |
| 4 | Centro Civico Capoluogo | | | |
| 5 | Sede Municipale | | 51.623 | 45.261 |
| 6 | Campo Sportivo- calcio | | | |
| 7 | Cimitero Capoluogo | | | |
| 8 | Micronido | | | (35.344)(1) |
| 9 | Magazzino (garage) | | | |
| 10 | Centro Ricreativo | | | |
| 11 | Palazzetto dello sport | | | |
| 12 | Mulino | | | |
| 13 | Torre Colombara | | | |
| 14 | Cimitero Isola dell'Abbà | | | |
| 15 | Centro Civico Isola dell'Abbà | | | |
| | TOTALE | 0 | 417.255 | 369.589 |

Note: (1) utenza a carico della cooperativa che gestisce il nido.

Tabella 15. Consumi di gas metano degli edifici pubblici (Dati IBE del PAES).

| Edifici | | Metano (si | mc) | | Metano (kWh) (9,542722 kWh/smc) | | | |
|---------|-------------------------------|------------|--------|--------|------------------------------------|---------|---------|--|
| Codice | Edificio | 2007 | 2010 | 2012 | 2007 | 2010 | 2012 | |
| 1 | Scuole Elementari e palestra | 11.909 | 0 | \ | 113.644 | 0 | | |
| 2 | Scuola Media | 16.739 | 0 | \ | 159.736 | 0 | | |
| 3 | Scuola Materna | 9.430 | 993 | \ | 89.988 | 9.476 | | |
| 4 | Centro Civico Capoluogo | 2.482 | 7.167 | 12.154 | 23.685 | 68.393 | 115.982 | |
| 5 | Sede Municipale | 3.989 | 0 | \ | 38.066 | 0 | | |
| 6 | Campo Sportivo- calcio | 6.431 | 6.001 | 12.548 | 61.369 | 57.266 | 119.742 | |
| 7 | Cimitero Capoluogo | / | \ | \ | | | | |
| 8 | Micronido | \ | \ | \ | | | | |
| 9 | Magazzino (garage) | \ | \ | \ | | | | |
| 10 | Centro Ricreativo | \ | \ | \ | | | | |
| 11 | Palazzetto dello sport | / | \ | \ | | | | |
| 12 | Mulino | \ | \ | \ | | | | |
| 13 | Torre Colombara | / | \ | \ | | | | |
| 14 | Cimitero Isola dell'Abbà | / | \ | \ | | | | |
| 15 | Centro Civico Isola dell'Abbà | \ | \ | \ | | | | |
| | TOTALE | 50.980 | 14.161 | 24.702 | 486.488 | 135.134 | 235.724 | |



I valori riassuntivi dei consumi totali di energia termica a carico della pubblica amministrazione

per il comparto pubblico, calcolati per l'IBE di Polverara sono riportati nelle seguenti tabelle.

Tabella 16. Consumi totali di energia termica a carico della pubblica amministrazione.

| kWh (IBE) | 2010 | 2012 |
|-----------|---------|---------|
| PUBBLICO | 417.255 | 369.589 |

Consumi termici che per l'anno 2010, prima dell'entrata in funzione della caldaia a biomasse, comprendono i seguenti consumi di gas metano (inclusa la centrale ausiliaria della Scuola elementare).

Tabella 17. Consumi termici che per l'anno 2010, prima dell'entrata in funzione della caldaia a biomasse.

| | 2010 |
|------------------------------|---------|
| CONSUMO GAS METANO (smc) | 42.701 |
| ENERGIA PRODOTTA (IBE) - kWh | 410.640 |

2.5 Politiche energetiche locali

2.5.1 Il Distretto delle energie rinnovabili e le politiche locali

Sul fronte delle politiche energetiche il Comune di Polverara con deliberazione del Consiglio Comunale n. 16 del 26 aprile 2004, ha costituito il "Distretto per le energie naturali rinnovabili" al fine di migliorare i processi di trasformazione dell'energia, ridurne i consumi e migliorare le condizioni ambientali del territorio, impegnandosi ad adottare le seguenti iniziative: promuovere l'uso razionale dell'energia ricavata dal sole e dal legno; favorire l'utilizzazione delle fonti di energia naturale rinnovabile; orientare lo sviluppo del Distretto verso obiettivi di risparmio energetico e maggior compatibilità ambientale.

2.5.2 ESCO Verdenergia

Nel 2007, insieme ai Comuni di Arzergrande, Bovolenta, Brugine, Legnaro, Sant'Angelo di Piove di Sacco, Saonara e con la società PadovAttiva srl della Provincia di Padova, il Comune di Polverara costituisce la società VerdEnergia ES.Co, nella quale è entrata a far parte anche Padova3 nel 2010. VerdEnergia ES.Co Srl è una società a maggioranza di capitale sociale pubblico, che ha tra le sue finalità quelle di fornire servizi per il conseguimento del risparmio energetico e l'energia rinnovabile. Ha sede legale a Polverara in Via Volparo 2 e ufficio amministrativo ad Este (PD) in Via Rovigo, 69.



2.5.3 Servizio pubblico di teleriscaldamento

Con Deliberazione del Consiglio Comunale n. 26 del 16 luglio 2008, è istituito il servizio pubblico di teleriscaldamento urbano, con produzione di calore centralizzata da biomasse ed erogazione di energia termica alle utenze allacciate alla rete.

Nel territorio comunale è installato anche un impianto funzionante a biogas collocato in un'area rurale periferica del paese le cui potenze sono pari a 999 kWe + 570 kWt. Il proprietario e gestore è Polverara Biogas Srl.

Attualmente, dunque, nel territorio di Polverara sono presenti due grandi impianti energetici collocabili in due filiere diverse: quella del settore legno-energia, l'impianto di teleriscaldamento pubblico di circa 700 kWt) e quella del biogas. Gli impianti sono finalizzati alla produzione di 2 tipi diversi di energia: in un caso energia termica e nell'altro energia elettrica. Entrambi utilizzano come combustibili biomasse seppure di natura e provenienza differenti. Questi impianti, nella loro peculiarità e con modalità tra loro diverse, contribuiscono ad aumentare la sostenibilità del bilancio energetico e ambientale comunale.

Nel seguito il tema approfondito sarà quello relativo all'utilizzo della biomassa legnosa. Non sarà viceversa trattato l'argomento del biogas, in quanto di proprietà privata e comunque non allacciato ad alcuna utenza termica.

2.5.4 Il Patto dei Sindaci, il Piano d'azione per l'energia sostenibile e il Piano integrato di sostenibilità

Il Comune di Polverara ha aderito al **Patto dei Sindaci** (*Covenant of Mayors*) e ha appena concluso la redazione del proprio **Piano d'azione per l'energia sostenibile (PAES)**, come richiesto dagli impegni sottoscritti aderendo al Patto.

Al fine di tradurre l'impegno politico sottoscritto in misure e progetti concreti, i firmatari del Patto si impegnano a preparare un **Inventario di Base delle Emissioni – IBE** (per quantificare la CO_2 rilasciata per effetto del consumo energetico nel territorio) e un Piano d'azione per l'energia sostenibile (PAES), il documento chiave in cui si delinea in che modo si intende raggiungere l'obiettivo minimo di riduzione delle emissioni di CO_2 entro il 2020 (per Polverara il 35% in meno rispetto al 2007 come anno base). Il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile individua misure di natura strutturale e non, da concretizzare nell'ambito di settori definiti che spaziano dall'ambiente edificato alle infrastrutture comunali, dai trasporti urbani alla pianificazione territoriale, fino alla produzione decentralizzata di energie da fonti rinnovabili.

Il PAES è parte integrante del **Piano integrato di sostenibilità**, che appresenta il cuore del Progetto Alterenergy (*WP 4 - Sustainable Energy Action Plans*). Il Piano integrato, infatti, indica le scelte strategiche operate a livello locale per realizzare un consumo ed una produzione di energia più sostenibili in sintonia con la nuova cultura europea promossa dal Progetto Alterenergy.





2.6 Infrastruttura di distribuzione del calore

2.6.1 La rete di teleriscaldamento

La rete di teleriscaldamento permette di distribuire il calore per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria, tramite una rete di tubazioni interrate che connettono l'impianto termico centralizzato alle utenze finali ad esso collegate, eliminando tutte le strutture individuali di produzione del calore (ovvero le tipiche caldaie domestiche).

La contabilizzazione del calore ceduto ai singoli utenti avviene attraverso contatori individuali. La soluzione proposta, relativa alla creazione di mini-reti di teleriscaldamento, con potenza adeguatamente dimensionata alle reali disponibilità del territorio in termini di biomassa da utilizzare per l'approvvigionamento, ben si adatta ad essere sviluppata in altre comunità locali che mirino ad aumentare la loro autonomia energetica impiegando materie prime messe a disposizione dalle imprese agricole e forestali del locale comprensorio. Il tutto a patto che vengano garantiti i requisiti minimi di efficienza energetica ed impiantistica del sistema adottato (sistema di generazione di calore mediante caldaia a biomassa legnosa e rete di teleriscaldamento), ovvero:

- lunghezza relativamente contenuta;
- elevata densità di utenze collegate;
- numero ridotto di utenze allacciate con basso fabbisogno termico;
- contenimento delle perdite di rete.

Nel contesto del comune di Polverara, allo scopo di infrastrutturare una linea il più possibile efficiente, in tempi antecedenti il presente studio sono già stati valutati il dimensionamento della rete, la densità degli allacciamenti e l'ubicazione della centrale a biomassa.

Alla base della pianificazione iniziale che ha portata sino alla realizzazione del progetto della centrale a biomassa e della rete di teleriscaldamento vi è l'idea di uno sviluppo progressivo che tenga conto della crescita del numero di abitanti del Comune di Polverara nel corso del tempo, abbinato ad un percorso, spaziale, della rete stessa che tenga conto dello sviluppo edificativo del paese apportando i maggiori benefici possibili in termini ambientali e di produzione di energia da fonti rinnovabili.

I risultati maggiori possono essere infatti raggiunti in zone o siti ad alta densità di edifici e popolazione, accompagnati, inevitabilmente da una concentrazione dei consumi energetici (quartieri di nuova edificazione, impianti sportivi o scolastici).

Complessivamente, allo stato attuale la rete di teleriscaldamento di Polverara si estende per un percorso di 7 chilometri (3,5 chilometri in andata e 3,5 chilometri in ritorno). La linea si compone di un circuito di tubazioni primarie e di tubazioni secondarie che costituiscono l'allacciamento alle singole utenze collegate. I tubi sono posti a una profondità di 60-80 cm rispetto alla linea del piano di campagna protetti da un letto di sabbia che consente di ammortizzare le pressioni statiche (pesi e costruzioni) e dinamiche (mezzi in transito ad esempio).



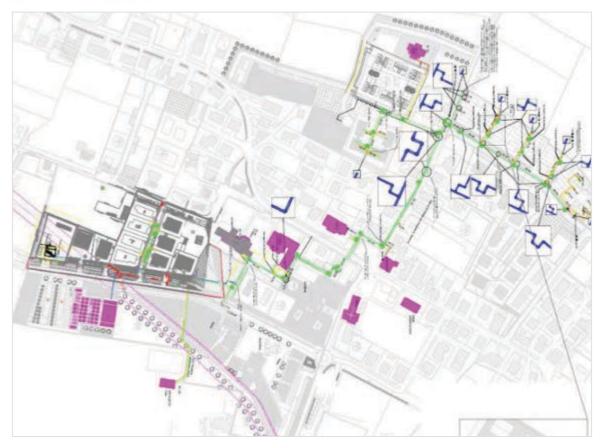


Figura 8. Planimetria semplificata della rete di teleriscaldamento di Polverara.

Tra le nuove utenze vanno menzionate:

- il completamento del centro ricreativo comunale giovani e anziani (ubicato a neanche 50 m dalla centrale), il cui allacciamento alla rete di teleriscaldamento è avvenuto nel 2013;
- la costruzione della nuova palestra comunale (ubicata a 100 m dalla centrale), anch'essa allacciata e servita dalla rete di teleriscaldamento a partire dal 2013;
- la costruzione di n. 3 nuovi condomini (edilizia privata, alcuni già ultimati, altri in fase di costruzione), ubicati a circa 100-200 m dalla centrale, per oltre n. 30 nuovi appartamenti.

La linea è composta da tubazioni isolate: i tubi sono di plastica e sono isolati verso l'esterno con schiuma di polietilene o poliuretano. La linea primaria è composta da tubi di dimensioni DN 150, mentre nella linea secondaria le tubazioni sono di diametro inferiore (DN 40).

2.6.2 La centrale a gas ausiliaria

La rete di teleriscaldamento è dotata anche di una centrale a gas ausiliaria. Si tratta di una caldaia a gas a condensazione Riello modello ALU PRO Power, di potenza pari a 600 kW ubicata



in corrispondenza della scuola elementare comunale per la quale fungeva da sistema di generazione di calore.

Dopo l'attivazione della centrale a biomassa e relativa rete di teleriscaldamento la caldaia a metano, precedentemente dedicata alla sola scuola elementare è stata collegata e riadattata per servire la rete di teleriscaldamento nei casi di spegnimento della centrale a biomassa, sia nel caso di fermate programmate (per i periodi di fine primavera, estate e inizio autunno) che nel caso di emergenze (guasti, malfunzionamenti, blocchi, rotture, manutenzioni).

Nonostante il fatto che possano lavorare solamente l'una in alternativa all'altra, le due caldaie (biomassa e Riello ALU PRO Power a gas) non risultano installate nella medesima centrale termica, distando, viceversa, qualche centinaio di metri. Come verrà nel seguito approfondito, questa soluzione determina alcune importanti criticità nel funzionamento complessivo della rete di teleriscaldamento proprio a causa del fatto che la medesima rete non può essere alimentata contemporaneamente da ambo le caldaie in quanto l'accensione di un impianto esclude automaticamente l'entrata in funzione dell'altro.

2.6.3 Gestione dell'impianto e delle infrastrutture

2.6.3.1 Il servizio pubblico di teleriscaldamento

Il servizio pubblico di teleriscaldamento viene istituito a Polverara con lo scopo di migliorare i processi di trasformazione dell'energia, ridurre i consumi e, di conseguenza, le emissioni in atmosfera. La produzione di calore è del tipo centralizzato con uso di combistibile a biomasse (cippato) con erogazione di energia termica alle utenze pubbliche e private.

Nell'ambito della scelta strategica di sviluppo, il Comune di Polverara ha incaricato Verdenergia E.S.Co. Srl, società della quale detiene il 36% del capitale (rispetto al 51% di quote pubbliche complessive), di realizzare e gestire la costruzione della centrale a biomassa legnosa e della rete di teleriscaldamento (TLR) che comprende una parte del territorio comunale.

Per la costruzione dell'impianto è stato possibile accedere a fondi regionali.

Grazie alla presenza della rete di teleriscaldamento a biomassa è possibile inoltre accedere ai Titoli di Efficienza Energetica, meglio descritti nei paragrafi che seguono, oltre a specifiche agevolazioni fiscali a vantaggio dell'utente finale.

2.6.3.2 La gestione della centrale termica a biomassa

L'accensione della centrale a biomassa avviene generalmente da fine ottobre a metà maggio: mediamente, pertanto, nell'arco di un anno si riscontra un funzionamento per un periodo di circa 6-7 mesi. Negli altri mesi dell'anno (da maggio a ottobre), si prevede l'ordinaria accensione della caldaia ausiliaria a gas metano per ogni uso necessario (in particolare per la produzione di acqua calda sanitaria).

Nel periodo estivo il costo di mantenimento della centrale risulterebbe infatti superiore al ricavo derivante dalle fatturazioni legate alla vendita del calore alle utenze allacciate (in quanto le scuole comunali sono chiuse e non è necessario il servizio di fornitura di calore per il



riscaldamento, permanendo solamente quello per le richieste di acqua calda sanitaria). Per tale motivo in questa stagione dell'anno la caldaia a biomassa viene spenta e la rete di teleriscaldamento è alimentata solamente dalla caldaia ausiliaria a metano con relativi costi di esercizio.

2.6.4 Bacino delle utenze servite nel tempo

L'impianto è attualmente destinato alla produzione esclusiva di energia termica, con conseguente distribuzione e fornitura di servizi di riscaldamento e acqua calda sanitaria a utenze sia pubbliche (scuole comunali, sede municipale, micronido, centro ricreativo giovani-anziani, palestra comunale) che private (condomini, bifamigliari, trifamigliari, quadrifamiliari, area Peep). Il numero di utenze nel corso degli anni sta progressivamente aumentando, in seguito a una campagna di informazione tesa a sottolineare i vantaggi economici e ambientali derivanti dal collegamento alla rete di teleriscaldamento cittadino.

Ora la centrale serve circa 80 utenze ma si prevede di estendere la rete di teleriscaldamento a potenziali 120 utenze pubbliche e domestiche entro il 2020.

Nel 2013, l'impianto, attraverso la rete di TLR, serviva 7 utenze pubbliche e 72 utenze private, mentre nel 2012 serviva 5 utenze pubbliche e 67 utenze private (57 nel 2010).

Tabella 18. Edifici pubblici serviti dalla rete di teleriscaldamento a Polverara.

| Codice | Edificio | Impianto a TLR | Superficie utile riscaldata (mq) |
|--------|-------------------------------|----------------|-------------------------------------|
| 1 | Scuole Elementari e palestra | Х | 1419 |
| 2 | Scuola Media | Х | 1101 |
| 3 | Scuola Materna | X | 725 |
| 4 | Centro Civico Capoluogo | \ | 436 |
| 5 | Sede Municipale | X | 648 |
| 6 | Campo Sportivo- calcio | X (dal 2014) | |
| 7 | Cimitero Capoluogo | \ | |
| 8 | Micronido | X | 450 |
| 9 | Magazzino (garage) | 1 | 128 |
| 10 | Centro Ricreativo | X (dal 2013) | 625 |
| 11 | Palazzetto dello sport | X (dal 2013) | 1770 |
| 12 | Ex-mulino | 1 | 600 |
| 13 | Torre Colombara | \ | 272 |
| 14 | Cimitero Isola dell'Abbà | \ | |
| 15 | Centro Civico Isola dell'Abbà | \ | 272 |
| | Totale | 8 | 1419 |





2.6.5 Servizio erogato

La fornitura del calore è strutturata sulla base di un contratto pluriennale stipulato dall'E.S.Co. Verdenergia con le singole utenze collegate alla centrale termica e alla rete di teleriscaldamento. Ciascuna utenza è dotata di un conta calorie che rileva il consumo reale di energia termica, così da far pagare esattamente in funzione di quello che effettivamente consuma.

La seguente tabella è un prospetto dei costi unitari, IVA esclusa del 10%, riportati in bolletta nel 2012.

Tabella 19. Costi all'utenza finale del servizio di teleriscaldamento (bolletta 2012).

| Descrizione servizio | Unità di misura | Costo unitario (Euro) |
|-----------------------------|-----------------|-----------------------|
| Quota consumo riscaldamento | Euro/kWh | 0,1056621 |
| Quota fissa | Euro/servizio | 5,440000 |

Verdenergia Srl ha uno sportello utenti, un numero verde (800-238389) e un servizio tecnico di segnalazione guasti (392.9542855). Attualmente non ha un portale Internet aperto all'utenza.

2.6.5.1 Problemi di funzionamento

Nei suoi primi anni di impiego si è osservato come la caldaia risultasse sovradimensionata rispetto all'effettivo numero di utenze allacciate al teleriscaldamento (secondo i dati forniti dalla ditta che ha curato la fornitura e l'installazione dell'impianto si è stimato che si riuscissero a sfruttare solo i 2/3 della sua potenza effettiva), rendendo fortemente limitato il funzionamento a pieno regime della caldaia, tanto da indurre alcuni noti problemi di non corretto funzionamento dell'impianto stesso.

Ricordando che la centrale è entrata in funzione nel 2010, è possibile far riferimento alle prime stagioni di riscaldamento per valutare l'efficienza della centrale e dell'impianto.

Il risultato che si può ricavare è quello di un sistema complessivo ancora non perfezionato e che necessita di alcuni importanti interventi per essere ottimizzato. I consumi registrati e le sostanziali differenze tra una stagione di funzionamento e la successiva (si prendano come esempio le stagioni di riscaldamento 2011-12 e 2012-2013) sono l'esatta testimonianza dei numerosi problemi di funzionamento che hanno caratterizzato la centrale a biomassa collegata alla rete di teleriscaldamento: più volte si sono riscontrati guasti, spegnimenti, episodi di malfunzionamento che minano la prosecuzione dell'iniziativa e lo sviluppo dell'interessante modello proposto dal Comune di Polverara.

La fonte dei problemi è molteplice e può essere individuata nell'ambito delle tecnologie utilizzate per la costruzione e la gestione dell'impianto termico, nelle diverse componenti accessorie (dal punto di vista meccanico, idraulico ed elettrico), ma anche nella cattiva qualità del combustibile utilizzato, ovvero cippato conferito da un fornitore locale (più volte si sono riscontrati carichi non propriamente conformi alle specifiche riportate nel contratto di fornitura).

E' proprio l'individuazione dei problemi e la proposta di possibili soluzioni tecniche e gestionali rappresenta la prima parte del presente studio di fattibilità.



2.6.5.2 Scarsa qualità del cippato

Nei primi anni di funzionamento della centrale il rapporto col fornitore della biomassa combustibile ha evidenziato alcune criticità legate alle modalità di definizione del contratto di compravendita del cippato. Infatti era stato inizialmente stabilito un prezzo unico di acquisto del cippato, prefissato, invariabile, non legato alla qualità e alle caratteristiche della biomassa fornita. La principale conseguenza di questa scelta è stata quella di ottenere molto spesso, e senza programmazione, materiali non conformi e di scarsa qualità, poco adatti alla combustione e che hanno generato problemi e malfunzionamenti alla centrale termica.

Nel corso dell'anno termico 2012-2013 si è proceduto a migliorare e razionalizzare le condizioni contrattuali, quantificando di volta in volta le caratteristiche di ogni carico consegnato e fissando un prezzo variabile legato alla qualità del cippato fornito, cercando di migliorare la situazione precedente.

Contrattualmente si è definito pertanto di adottare la modalità di acquisto del cippato a peso con misurazione del contenuto idrico di **ogni singolo carico consegnato**. In quest'ottica la modalità di fatturazione da parte del fornitore è quella che prevede il pagamento di ciscun carico sulla base al suo contenuto energetico (euro/MWh), calcolato sulla base del relativo peso (t) e contenuto idrico (M).

La modalità contrattuale adottata garantisce così il miglior rapporto qualità prezzo ai fini della combustione e della gestione del combustibile.

2.6.6 Estensione, miglioramento delle infrastrutture di distribuzione dell'energia

L'elemento essenziale ai fini della classificazione di un sistema di teleriscaldamento è costituito non già dalle fonti di energia termica utilizzate quanto invece dalla rete di distribuzione mediante la quale l'energia è vettorializzata all'utente finale.

Finora la rete di teleriscaldamento realizzata all'interno del territorio del Comune di Polverara è stata caratterizzata da continui sviluppi e adattamenti che possono contribuire progressivamente all'ottimizzazione del servizio di fornitura energetica alle utenze allacciate. Scopo del presente studio è capire quante e quali utenze possono ancora essere allacciate al medesimo impianto di teleriscaldamento senza comportare incrementi obbligati di potenza in centrale termica, valutando, in particolare, soluzioni alternative rispetto a quella di un aumento eccessivo di nuova volumetria edificata e considerando, piuttosto, la possibilità di allacciare utenze esistenti attualmente alimentate a gasolio o metano.

Aumentare il numero di utenti allacciati consentirebbe infatti di ottenere un miglior rendimento di centrale, grazie alla maggiore durata del funzionamento a pieno regime della caldaia, soprattutto se l'allacciamento dovesse riguardare complessi fortemente energivori.

Se l'aumento delle utenze allacciate alla rete da un lato produce un inevitabile accrescimento della quantità di combustibile, quindi di biomassa annua utilizzata, allo stesso tempo non può che comportare il conseguente aumento dell'energia termica prodotta e venduta, amplificando i margini di ricavo derivanti dalla sua cessione alle utenze. D'altra parte, aumentare i rendimenti significherebbe aumentare le vendite a parità di combustibile in ingresso.



3 Obiettivi dello studio di fattibilità

Obiettivi di ottimizzazione dell'impianto di TLR 3.1

L'impianto di teleriscaldamento di Polverara è alimentato mediante la caldaia a biomassa nel periodo compreso che va da settembre a maggio. Nello stesso periodo, in caso di situazioni di emergenza o manutenzione della caldaia a biomassa, è previsto l'intervento di una caldaia di ripristino/soccorso a metano collocata nella Scuola Elementare "Giovanni XXIII".

Attualmente, entrambi gli impianti termici, gestiti dalla società concessionaria del teleriscaldamento Verdenergia ESCO, possono lavorare solamente l'uno in sostituzione dell'altro.

Nel periodo estivo il gestore di calore preferisce mantenere attiva la sola caldaia a metano, utilizzata per l'alimentazione di acqua calda sanitaria alle utenze allacciate al TLR.

Il principale obiettivo che è naturale porsi da parte del Comune di Polverara, è quello di ottimizzare il sistema di TLR al fine di ottenere sia la massima resa dall'impianto a biomasse (rendimenti e contenimento dei costi di gestione), sia il massimo dei benefici possibili in termini di contenimento delle emissioni di anidride carbonica. Appare ovvio che il risultato sarà conseguibile solo se l'impianto lavora a pieno regime tutto l'anno, in modo da sfruttare in modo efficiente l'intera potenza erogabile dalla caldaia (696 kW).

Il Comune intende raggiungere questo obiettivo mediante l'incremento del numero di utenze servite, estendendo l'attuale rete di teleriscaldamento, che allo stato attuale serve circa 80 utenze pubbliche e private, a ulteriori potenziali utenze, per un totale di circa 120 utenze equivalenti, al 2020. (Azione esplicitamente prevista nel PAES recentemente predisposto²¹).

Rimane comunque un periodo dell'anno (da maggio a settembre) nel quale la caldaia a biomassa rimane spenta, poiché nelle condizioni attuali il suo funzionamento non è economicamente vantaggioso a causa della diminuzione della potenza, quindi dell'energia, richiesta dalle utenze allacciate (in estate le sole esigenze termiche presenti sono quelle relative alla produzione di acqua calda sanitaria).

Il presente studio di fattibilità intende risolvere questo problema e ideare una soluzione impiantistica che sappia ottimizzare il funzionamento complessivo dell'impianto e spingere il funzionamento della caldaia a regime costante per l'intero anno solare. Per arrivare a questo risultato risulterà necessario individuare i sistemi per sfruttare l'energia prodotta in esubero durante il funzionamento a regime dell'impianto medesimo (picchi giornalieri o stagionali).

²¹ Azione del PAES FER.001.



3.1.1 Vantaggi del teleriscaldamento

La costruzione della centrale a biomasse e della rete di teleriscaldamento ha permesso di raggiungere, a livello comunale, una serie di importanti obiettivi nel quadro della sostenibilità economica, energetica e ambientale. I vantaggi possono essere così sintetizzati:

- la presenza di un unico impianto centralizzato permette di sostituire un elevato numero di impianti a servizio di singole utenze;
- l'impiego di biomassa legnosa agro-forestale consente il risparmio di una significativa quantità di fonti energetiche fossili (gasolio, metano, GPL), e crea una domanda di cippato che può sviluppare sul territorio una crescente offerta di produzione locale del combustibile necessario con vantaggi per le imprese e gli operatori dell'agricoltura;
- l'utilizzo della biomassa combustibile in un solo impianto tecnicamente più avanzato, di grande taglia, moderno, efficiente e a elevato rendimento, va a sostituire decine di caldaie più piccole, spesso obsolete e generalmente meno efficienti;
- il miglioramento delle emissioni in atmosfera e controllo più agevole delle stesse, considerato che una sola centrale corrisponde ad un unico camino. E un unico impianto può peraltro essere sottoposto più facilmente a manutenzione, ispezione e verifica rispetto ad una situazione che prevede il funzionamento di più impianti (spesso obsoleti) distribuiti in maniera diffusa nel territorio comunale;
- il significativo risparmio in termini energetici ed economici legato al mancato acquisto di fonti energetiche convenzionali sostituite da biomasse legnose, per quanto possibile prodotte e trasformate nel territorio locale. Una soluzione che può garantire rilevanti economie di scala;
- l'opportunità di sviluppare un'adeguata informazione nei confronti della comunità locale sui temi ambientali globali e sulle esigenze di una maggior autonomia energetica grazie all' affermazione di un modello positivo di produzione e consumo energetico basato su fonti locali e rinnovabili;
- il coinvolgimento di produttori locali di legno cippato (imprenditori agricoltori, imprese boschive, operatori del settore) che può contribuire alla condivisione di una cultura basata sulla cura e la salvaguardia del territorio, atteggiamenti che aprono opportunità di incremento del reddito e del valore aggiunto ottenibile con creazione di occupazione a livello locale:
- l'impiego come combustibile di biomassa legnosa agro-forestale, proveniente da impianti legnosi ubicati nell'ambito di una filiera corta, cioè in un comprensorio generalmente circoscritto entro i 50-70 km di distanza dal sito finale di impiego della stessa, incrementa la domanda di materia prima locale, prodotta, trasformata e commercializzata da imprese del territorio, con la conseguenza che il valore aggiunto e i margini di guadagno delle varie fasi produttive della filiera restano tutti a vantaggio dell'economia locale;
- il conseguimento di molteplici vantaggi, che riguardano sia il gestore della rete che distribuisce l'energia, sia gli utenti finali che, oltre alla semplicità, alla comodità e alla sicurezza di tale soluzione, possono beneficiare anche di tariffe più convenienti rispetto le



soluzioni tradizionali. Vantaggi che per il cliente finale si possono facilmente comprendere se si considera che allo stesso vengono addebitati solo i kilowattora effettivamente consumati più IVA, pur mantenendo autonoma la gestione della temperatura, del periodo di funzionamento e dell'intensità del riscaldamento;

- l'aliquota Iva è del 10% per il privato, il 20% per le imprese;
- le tariffe sono competitive perché le centrali usufruiscono del credito di imposta.

3.2 Definizione delle priorità e degli ambiti di intervento

Dato che l'erogazione del servizio di teleriscaldamento è lo scopo primario dell'impianto di TLR, si ritiene che i principali obiettivi su cui puntare siano:

- fidelizzare e aumentare il numero delle utenze servite per i benefici che tale servizio comporta alla collettività;
- aumentare gli standard di qualità del servizio erogato ed erogabile.

Fondamentale sarà la scelta dei criteri di efficientamento energetico dell'impianto che dovranno tener conto di alcuni presupposti:

- per ottenere la massima resa energetica dall'impianto esistente di Polverara, occorre aumentare la potenza erogata dalla caldaia a biomasse fino a raggiungere la sua massima efficienza e mantenere tale regime costante nell'arco di un anno. Il requisito è raggiungibile con un incremento del numero di utenze servite, estendendo quindi a ulteriori potenziali utenze l'attuale rete di teleriscaldamento che al momento serve solo 80 utenze pubbliche e private;
- usare tutta l'energia che è possibile produrre, trasformando l'energia prodotta in eccesso durante alcuni periodi dell'anno o nelle prime fasi di vita dell'impianto (sovradimensionamento), in energia utile per altri usi tramite nuove soluzioni tecnologiche.

Ulteriori condizioni su cui porre la massima attenzione sono il rispetto di rigorosi parametri ambientali, requisito non compensabile che richiede eventuali interventi di mitigazione su scala locale, e la comprovata sostenibilità economica, energetica e ambientale del progetto.



4 Lo stato di fatto

4.1 L'impianto termico a biomasse esistente

La costruzione della centrale è iniziata nel 2009, presso un terreno messo a disposizione dal Comune di Polverara ubicata in una posizione centrale rispetto allo sviluppo del paese, rimane comunque relativamente isolata. La logistica e la viabilità dedicate al suo asservimento risultano piuttosto funzionali.

La prima accensione è avvenuta nel mese di luglio 2010. La prima stagione invernale di funzionamento dell'impianto pertanto è stata quella 2010-11.

Questo impianto è attualmente destinato alla produzione esclusiva di energia termica, con conseguente distribuzione e fornitura dei servizi di riscaldamento e acqua calda sanitaria a utenze sia pubbliche (le scuole comunali, la sede municipale, il micronido, il centro ricreativo giovani-anziani, la palestra comunale) sia soprattutto private (condomini, bifamigliari,

Figura 9 Vista esterna del fabbricato dell'impianto caldaia.



La centrale a biomasse legnose, alimentata esclusivamente con legno cippato prodotto localmente, è formata da una caldaia Uniconfort GLOBAL G-60 che può erogare una potenza nominale di 696 kWt, il cui calore prodotto nella combustione viene trasmesso all'utente finale mediante rete di teleriscaldamento lunga 3,5 km in andata e 3,5 km in ritorno che attualmente serve una ottantina di utenze.

trifamigliari, quadrifamiliari, area PEEP).

4.1.1 Specifiche tecniche dell'impianto di produzione e degli impianti accessori.

4.1.1.1 La caldaia

La caldaia è stata prodotta e commercializzata dalla ditta Uniconfort Srl di S. Martino di Lupari (PD). Si tratta di un impianto di media potenza (696 kWt) della serie GLOBAL G-60, dotato di un sistema di alimentazione a coclea del cippato, in grado di impiegare come combustibile biomassa agro-forestale, sia legno vergine, sia scarti e residui delle lavorazioni agro-forestali.

L'impianto è destinato alla fornitura esclusiva di energia termica e, non essendo provvisto di dispositivi di tipo cogenerativo, non prevede la contemporanea produzione di energia elettrica. La caldaia è del **tipo a griglia mobile** inclinata. Il cippato è caricato nel focolare tramite un sistema di tre coclee sequenziali di estrazione e trasporto dal silo di stoccaggio alla camera di combustione.



La griglia è divisa in più sezioni separate, caratterizzate da aria primaria e velocità di avanzamento modulanti, in cui gli scalini si muovono in senso orizzontale avanti-indietro spostando gradualmente il cippato lungo il piano inclinato. La caldaia è dotata di più dispositivi per garantire l'omogenea distribuzione del cippato e del letto di braci sopra l'intera superficie



Figura 10. La caldaia GLOBAL-G prodotta e installata dalla Uniconfort Srl.

della griglia e, allo stesso tempo, un corretto apporto di aria primaria equamente distribuito.

La camera di combustione, molto ampia e rivestita in materiali refrattari, è soggetta a iniezioni di aria secondaria e terziaria per indurre una completa ossidazione dei gas. A valle del sistema di scambiatori di calore, è posizionato un sistema di filtri per il filtraggio a gravità dei fumi esausti prima dell'ingresso degli stessi nella canna fumaria e della conseguente emissione in atmosfera, attraverso il camino. L'impianto è comandato da una centralina che regola e coordina la potenza e la combustione attraverso la corretta immissione del combustibile e dell'aria nelle varie zone della camera di combustione. Le ceneri sono evacuate attraverso un sistema automatico di estrazione meccanica e collocate in un cassone per lo smaltimento in discarica.





Foto. Griglia mobile.



Foto. Cenere.



Foto. Cassone per la raccolta della cenere.

Figura 11



Foto. Raccolta ceneri.



Foto. Filtro fumi e raccolta polveri.



4.1.1.2 Componenti ausiliarie

La centrale termica è dotata, oltre del corpo caldaia, anche di una serie di altre componenti ausiliarie che contribuiscono a garantire il suo corretto funzionamento dal punto di vista idraulico, meccanico ed elettronico:

- un accumulatore inerziale (puffer) abbinato alla caldaia del volume di 5.000 litri;
- un flussostato/pressostato per il controllo del livello della pressione dell'acqua lungo le tubazioni;
- un complesso di filtri per il corretto abbattimento delle emissioni in atmosfera (particelle più grosse e polveri più fini, sottili);
- n. 3 coclee di estrazione e trasporto del cippato dal silo di stoccaggio alla camera di combustione nel corpo caldaia;
- una serie di termometri e manometri per il controllo del livello di temperatura e pressione dell'acqua lungo le tubazioni;
- un'elettropompa di circolazione adeguatamente dimensionata;
- un sistema automatico di estrazione e stoccaggio della cenere, che dalla camera di combustione viene prelevata e trasportata mediante un'apposita coclea in un bidone specifico che necessita di un periodico svuotamento manuale;
- un sistema di n. 3 pompe che contribuiscono a dare pressione all'acqua per il suo trasporto e la sua distribuzione lungo i tubi della rete del teleriscaldamento fino alle utenze ad essa allacciate;
- un sistema di ventilatori dell'aria primaria, secondaria e terziaria, atto a garantire piena efficienza e funzionalità al processo della combustione nel corpo caldaia;
- un apposito sistema di specifici dispositivi di sicurezza (valvole, serrande, ecc.) onde evitare pericolosi incidenti (ad esempio in particolare contro il verificarsi del fenomeno del ritorno di fiamma);
- un quadro elettrico in cui sono installati i dispositivi di comando della centrale (corpo caldaia e componenti ausiliarie), in cui è allocata la centralina di comando con microprocessore centrale tramite cui è possibile regolare e modulare i parametri del processo della combustione.



Foto – Accumulatore



Foto-Accumulatore



Foto – Termometro

Figure 1





Foto – Sistema di estrazione e bidone di stoccaggio della cenere



Foto – Sistema di pompe che danno pressione all'acqua per il suo trasporto lungo i tubi della rete del teleriscaldamento

Figure 2.



Foto – Coclea per l'estrazione del cippato dal silo



Foto – Sistema di coclee di Foto dal silo



Coclea estrazione e trasporto del cippato caricamento del cippato in caldaia

Figure 3.





Figura 12. Centralina di comando con microprocessore centrale.

4.1.2 Silo di stoccaggio del cippato

Il silo del cippato è posizionato esternamente alla centrale ed è servito da un'adeguata accessibilità per lo scarico della biomassa. Il fondo del silo è collocato allo stesso livello del piano campagna, mentre lo scarico avviene dall'alto, per mezzo di trattori a rimorchio dotati di ribaltamento posteriore dello stesso.

La bocca di carico del silo di stoccaggio è dotata di chiusura meccanica tramite due tende motorizzate.

Il volume del silo è tale da contenere indicativamente oltre 40 t di cippato.

Il sistema di estrazione è del tipo a rastrelli, montati sul fondo e azionati da pistoni oleodinamici; i rastrelli di estrazione agevolano l'avanzamento del combustibile verso la coclea di caricamento e consentono di sfruttare l'intero volume del deposito.







Figure 4. Vedute del silo di stoccaggio del cippato adiacente alla struttura dell'impianto

4.2 Dati di esercizio (degli ultimi anni): potenza effettiva.

4.2.1 Consumi

Dai dati relativi ai primi anni di funzionamento dell'impianto, il consumo medio di biomassa nel periodo che va da ottobre a maggio è pari a circa 450-550 tonnellate di legno cippato.

Il valore è variabile in base a più parametri e fattori, tra cui:

l'andamento meteorologico stagionale;





- il numero e la tipologia di utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento;
- le caratteristiche in termini di qualità e tipologia di biomassa conferita.

Nell'annata 2011-12 complessivamente si è registrato un consumo pari a 567 t di cippato. In quell'annata si è proceduto alla prima accensione nel mese di ottobre, mentre poi la caldaia è stata spenta nel mese di maggio (i carichi sono stati effettuati rispettivamente dal 21 ottobre al 30 maggio).

Nell'annata 2012-13 complessivamente si è registrato un consumo pari a 436 t di cippato. Nell'ultima annata si è proceduto alla prima accensione a fine novembre, e la caldaia è stata spenta nel mese di maggio (i carichi sono stati effettuati rispettivamente dal 29 novembre al 2 maggio).

I mesi in cui si riscontrano i picchi di consegna sono dicembre, gennaio e febbraio: in questi mesi, che sono i più freddi dell'anno, si registrano i maggiori consumi per la fornitura di calore sia per il riscaldamento sia per l'acqua calda sanitaria, con consumi medi pari a circa 100-120 t/mese di combustibile.

Mediamente, nel periodo invernale più freddo la centrale termica richiede fino a 3 carichi a settimana (in genere uno ogni 2-3 giorni); nella media stagione autunnale e invernale sono invece necessari 1-2 carichi/settimana. All'inizio e alla fine dell'annata di funzionamento della caldaia invece generalmente si procede all'effettuazione di carichi ogni 20-30 giorni. Il tutto in linea con le stagioni termiche invernali, esemplificate attraverso il parametro dei gradi giorno GG, descritto nei paragrafi precedenti.

Tali dati si riferiscono ovviamente al contesto specifico della centrale termica di Polverara, caratterizzata da un silo avente una cubatura di circa 40 mc, e mezzi di trasporto impiegati dal terzista che si è aggiudicato negli ultimi anni l'appalto della fornitura del cippato (**trattori agricoli** con rimorchi in grado di conferire per carico mediamente 8-13 t di cippato, a seconda del suo contenuto idrico).

4.3 Problematiche e interventi di prima necessità

I risultati riportati al paragrafo precedente descrivono una situazione certamente non esemplare in merito alla progettazione ed alla gestione dell'impianto nel suo insieme.

Si ritiene infatti che il sistema complessivo, composto da centrale termica e rete di teleriscaldamento, stia lavorando con rendimenti eccessivamente bassi rispetto a quanto ipotizzato e comunque auspicabile.

I motivi per i quali si verifica questa condizione sono da ricercare principalmente nel fatto che il funzionamento avviene a carico troppo ridotto e soprattutto con forti discontinuità dovute alle molteplici accensioni e corrispondenti spegnimenti della caldaia. Il verificarsi di questo andamento intermittente della caldaia e della rete di teleriscaldamento determinano ripetute variazioni di temperatura all'interno della camera di combustione che non permettono una perfetta combustione del cippato immesso.

Il risultato è quello di avere viceversa una drastica caduta di rendimento.



Com'è facile intuire, gli effetti di tali malfunzionamenti si ripercuotono anche nella rete di teleriscaldamento, che avrebbe viceversa la necessità di funzionare a temperature pressochè costanti per il maggior tempo possibile. Quando ciò non avviene, vista la grande inerzia termica del circuito di distribuzione, al variare della richiesta di energia termica, il sistema non è in grado di fornire il calore richiesto in tempi brevi: la grande quantità d'acqua presente nel circuito deve essere riscaldata completamente riscaldata prima di arrivare alla temperatura voluta all'utenza attiva.

Questo meccanismo determina spesso la presenza di basse temperature nei punti di alimentazione delle utenze più distanti della rete con conseguente rischio di non fornire il calore sufficiente a rispondere alle esigenze richieste.

Tale fenomeno si amplifica ulteriormente nella stagione estiva, quando il carico termico che la rete deve trasportare è unicamente legato alla produzione di acqua sanitaria. Un carico termico notevolmente ridotto e generalmente concentrato in un determinato periodo del giorno.

Notevoli margini di miglioramento si possono ottenere mediante alcuni semplici accorgimenti, primo tra tutti l'aumento della capacità di accumulo in centrale termica. Considerando che in condizioni di funzionamento standard sono mediamente richiesti dai 20 ai 35 lt di accumulo termico per ogni kW termico installato, la capacità del serbatoio di accumulo dovrebbe essere pari ad almeno 20-25 m³. Se si considera viceversa il reale funzionamento della caldaia a biomasse attualmente installata nonché la curva di carico dell'impianto, caratterizzata da un forte grado di parzializzazione durante la maggior parte della giornata e da elevati picchi concentrati in brevi periodi della giornata, è necessario rivedere la capacità dei serbatoi di accumulo arrivando a considerare almeno 50 lt per kW installato, in funzione del numero e della tipologia di utenze servite e del tempo in cui è richiesta la massima potenza. Ciò significa prevedere l'installazione di un serbatoio di accumulo con capacità pari ad almeno 30 m³. Il costo di una miglioria simile risulterebbe pari a circa 1.000-1.500 €/m³ ma porterebbe indubbi vantaggi al sistema complessivo. L'accumulo consentirebbe alla caldaia di funzionare in maniera continua alla massima potenza, immagazzinando il calore in eccesso rispetto a quello richiesto dalle utenze finali. Il rendimento di centrale ne risulterebbe immediatamente migliorato, finalmente avvicinato ai valori nominali previsti per la specifica tipologia di caldaia utilizzata. Parallelamente la rete di teleriscaldamento si troverebbe dotato di un polmone d'accumulo presso il quale riportare a valori di temperatura pressoché costanti il fluido vettore, con conseguente miglioramento dei problemi di temperatura alle utenze più distanti.

Oltre a quanto descritto un altro elemento da migliorare riguarda le modalità d'interazione tra la caldaia a cippato e la caldaia a metano. Talvolta infatti si verifica che a seguito dello spegnimento della caldaia principale a biomassa, il sistema di gestione automatica non è in grado di intervenire tempestivamente per attivare la caldaia integrativa a metano. Ulteriori miglioramenti nelle rese dell'impianto deriverebbero pertanto dall' **implementazione di un adeguato sistema di gestione e controllo dei due generatori** che ottimizzasse il dialogo tra le apparecchiature. La soluzione potrebbe essere fornita anche da un semplice sistema di controllo e da una rete dati di comunicazione, sia essa wireless o cablata.



Infine, per far fronte all'incapacità di produrre l'acqua calda sanitaria necessaria nei periodi estivi, potrebbe risultare interessante prevedere l'**installazione di un bollitore** di capacità adeguata in base ai fabbisogni di ogni singola abitazione. Così facendo ogni utenza avrebbe a disposizione una riserva d'acqua calda da poter utilizzare in ogni momento della giornata, riscaldabile tramite rete di teleriscaldamento di notte o comunque in momenti anche sfasati da quelli in cui avviene la richiesta termica. Il vantaggio maggiore legato alla possibile installazione di un bollitore dedicato di utenza si avrebbe in estate, quando la rete di teleriscaldamento viene alimentata per i soli scopi legati all'uso dell'acqua calda sanitaria.

Ulteriori accorgimenti potrebbero essere dedicati al sistema di stoccaggio del cippato e di alimentazione della caldaia. Il silos di raccolta è infatti interrato, con bocca di carico al livello del piano campagna chiusa mediante un telo in materiale plastico impermeabile. Si è constatato che la mancanza di un'adeguata canalina di scolo per il deflusso delle acque piovane produce ingenti infiltrazioni in corrispondenza in presenza di eventi piovosi. L'acqua piovana che permea nella vasca di accumulo e stoccaggio del cippato lo bagna progressivamente incrementando il grado di umidità che determina, successivamente, una combustione efficiente ed efficace. Questo, oltre a diminuire le prestazioni termiche del combustibile, in quanto va ad aumentare notevolmente la percentuale di umidità, fa si che si creino degli addensamenti/blocchi/ammassi di materiale che, quando vengono raccolti dalla coclea, s'incastrano tra le pale, ostruendo il passaggio ed impedendo l'apporto di ulteriore combustibile alla caldaia, con conseguente blocco della medesima.

L'umidità del cippato acquistato dal produttore locale dovrà inoltre essere continuamente controllata, al fine di garantire che la fornitura avvenga secondo ottimi rapporti tra potere calorifico del combustibile e relativo prezzo d'acquisto. Per raggiungere questo obiettivo, meglio specificato nel seguito dello studio, risulta indispensabile studiare opportune clausole contrattuali che prevedano ad esempio la determinazione del costo di acquisto sulla base di una prova di campionamento eseguita in situ.

Per chiudere, si ritiene indispensabile richiamare l'importanza dell'aspetto formativo e informativo che l'iniziativa in essere dovrebbe costantemente mantenere. Come si può comprendere dalla presente relazione, il sistema impiantistico adottato nel Comune di Polverara rappresenta una soluzione sperimentale di assoluto rilievo che dovrebbe garantire, come esempio e modello, la massima affidabilità ed i migliori rendimenti possibili. Per fare questo è necessario raggiungere quanto prima il numero di allacciamenti minimi per i quali l'impianto era stato dimensionato, spiegando a tutti gli interessati quali siano i vantaggi derivanti dall'allacciamento alla rete di teleriscaldamento comunale. Dopo i numerosi incontri pubblici avvenuti presso le sedi del Comune è infatti emersa la necessità di coinvolgere maggiormente i cittadini nell'iniziativa pubblica mediante ulteriori momenti di confronto e la realizzazione di un percorso partecipato che evidenzi i problemi e consenta di risolverli attraverso il comune accordo tra le parti. Solo in questo modo si ritiene possibile parlare ancora di ulteriore sviluppo e ampliamento del teleriscaldamento, così da sfruttare tutte le possibilità di fare rete all'interno del territorio.

Nella tabella che segue, si riporta la stima dei costi stimati per realizzare gli interventi descritti.



| OGGETTO | COSTI STIMATI |
|---|---------------|
| ACCUMULO TERMICO Fornitura e posa in opera di serbatoio di accumulo da posizionare in centrale esistente. Il lavoro comprende, oltre alla fornitura e posa in opera, gli allacciamenti e gli adeguamenti necessari a rendere | |
| operativo e funzionale il sistema impiantistico esistente. CENTRALINA ELETTRONICA E SISTEMA DI COMUNICAZIONE Fornitura e posa in opera di sistema automatico di controllo la gestione, anche da remoto, delle due caldaie di alimentazione della rete di teleriscaldamento (Biomasse e Metano). Il lavoro comprende, oltre alla fornitura e posa in opera, la programmazione ed il settaggio dei parametri di configurazione, controllo e | 50.000€ |
| avviamento. MIGLIORAMENTO SILOS DI STOCCAGGIO, Intervento di adeguamento e ristrutturazione della fossa di accumulo cippato, comprensivo di impermeabilizzazione del fondo e delle pareti e realizzazione di copertura fissa o mobile per la protezione del punto di stoccaggio in caso di pioggia o precipitazioni in generale. La valutazione prevede una soluzione statica priva di automazioni. | 5.000 € |
| FILTRO A MANICHE Fornitura e posa in opera di nuovo sistema di filtrazione per abbattimento delle emissioni al di sotto dei 30 mg/mc. Il lavoro prevede, oltre alla fornitura e posa in opera di un apposito filtro a maniche, anche l'allacciamento all'attuale sistema di ricambio ed espulsione dell'aria proveniente dalla centrale termica. | 30.000 € |
| TOTALE | 95.000 € |

| OGGETTO | COSTI STIMATI |
|--|---------------|
| COSTI ANNUI AGGIUNTIVI DI GESTIONE, Valore da aggiungere agli attuali costi di gestione impiantistici per garantire il miglior funzionamento delle installazioni poco sempre | |
| previste e descritte. | 2.000 €/anno |
| BOLLITORE SINGOLA UTENZA Fornitura e posa in opera di serbatoio di accumulo per utenza. Il lavoro prevede, oltre alla fornitura e posa in opera, anche l'allacciamento alle tubazioni esistenti e la verifica del | |
| funzionamento complessivo del sistema impiantistico di utente. | 1.000 €/cad |

Tabella 20. Stima dei costi di installazione e gestione dei componenti impiantistici aggiuntivi



5 Incentivi

Due sono le tipologie di intervento pubblico normalmente applicate per incentivare il settore del TLR:

- L'incentivazione delle reti di TLR a livello sovracomunale (Regionale, nazionale, Europeo) con lo scopo di favorire il raggiungimento degli obiettivi comuni di efficienza energetica, coerenti con l'evoluzione delle politiche comunitarie in materia. Nel caso di reti di teleriscaldamento alimentate da una centrale termica a metano è stato istituito il "Fondo di Garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento" presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico secondo quanto previsto dall'articolo 22, comma 4, del Dlgs 28/2011²². In quest'ottica l'AEEG, Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, ha ricevuto il compito di prevedere l'applicazione di un corrispettivo sul consumo di gas metano (pari a 0,05 c€/Sm³)²³ per alimentare il Fondo che dovrebbe agevolare lo sviluppo delle reti di TLR e la loro diffusione nel territorio nazionale.
- L'assoggettamento a regolamentazione da parte del Comune, con l'imposizione di una serie di obblighi e agevolazioni (anche in merito ai prezzi praticati) a favore degli utenti del servizio. Ad esempio: le normative sull'efficienza energetica in edilizia che favoriscono la connessione alla rete di TLR.

Oltre alle due linee di incentivazione descritte, esistono anche incentivi in "conto capitale" riguardanti sia gli impianti di generazione del calore sia le reti di distribuzione (soprattutto contributi regionali, in misura variabile dal 30% al 50% delle spese ammissibili). A questo tipo di contributo si aggiungono poi varie forme di incentivo "in conto esercizio", che vanno da vere e proprie sovvenzioni al prezzo del combustibile (i provvedimenti del Comitato Interministeriale Prezzi a favore di alcuni impianti di cogenerazione, benefici fiscali sull' acquisto di metano) a titoli aggiuntivi premianti l'efficienza energetica del TLR e degli impianti di generazione del calore collegati (certificati bianchi e verdi).

5.1 Crediti d'imposta

L'agevolazione consiste in un credito d'imposta per ogni kWh di calore fornito. Introdotta dalla Legge n. 448/1998 (Finanziaria 1999) per le sole *reti di teleriscaldamento con impianti alimentati a biomassa* e ubicati nei comuni ricadenti nelle zone climatiche E ed F, con Legge 203/2008 (Finanziaria 2009), l'agevolazione è stata resa stabile e ne è stata prevista un'altra per le reti di teleriscaldamento con impianti alimentati a biomassa e da energia geotermica **senza vincolo di zona climatica**.

4.5 FEASIBILITY STUDIES 50

²² Attuazione della direttiva 2009/28/CE su lla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

²³ D.lgs 28/2011,Art. 22, c. 4, "E' istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico un fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano, pari a 0,05 c€/Sm3, posto a carico dei clienti finali.[...]". Attuato con Delibera 30 settembre 2011 ARG/com 130/11 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.



La società che eroga l'energia attraverso una rete di teleriscaldamento deve farsi carico di finanziare l'agevolazione riconoscendola immediatamente in fattura al cliente, agendo in qualità di sostituto di imposta nei confronti dello Stato. La società potrà recuperare successivamente il credito riconosciuto ai clienti attraverso compensazione generale del reddito imponibile realizzata in fase di definizione del bilancio e della tassazione cui è soggetta.

Il valore di tale agevolazione è cambiato nel tempo come di seguito spiegato. Fino al 31 dicembre 2013 gli utenti finali di reti di teleriscaldamento ubicati in zona climatica E con impianti alimentati a biomassa godevano di una agevolazione fiscale pari a 0,02582 € per kWh di calore erogato. A seguito della pubblicazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 21 marzo 2014, in attuazione della Legge 147/2013 (Legge di stabilità 2014), i crediti d'imposta riconosciuti a favore dei clienti connessi alle reti di teleriscaldamento con impianti alimentati a biomassa (e da energia geotermica) sono stati ridotti del 15%, con conseguente abbattimento del prezzo ad un importo pari a 0,02195 €/kWh.

5.2 Gli incentivi per la produzione di energia elettrica da FER

Le modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili non relative all'ambito solare sono stabilite dal **DM 6 luglio 2012**. Possono accedere agli incentivi gli impianti di potenza non inferiore a 1 kW che non siano alimentati da combustibile fossile (ad esempio gli impianti cogenerativi alimentati a biomassa). Gli incentivi si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, **oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento** che entrano in esercizio a partire dal 1°gennaio 2013. (Fonte GSE)

Gli incentivi sono riconosciuti sulla produzione di **energia elettrica netta** immessa in rete dall'impianto. L'energia elettrica autoconsumata non ha accesso agli incentivi. In base alla potenza dell'impianto sono previsti due distinti meccanismi incentivanti:

- una tariffa incentivante omnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 1 MW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base il cui valore è individuato per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza nell'Allegato 1 del Decreto e l'ammontare di eventuali premi (es. riduzione emissioni). L'energia immessa in rete dagli impianti che accedono alla tariffa onnicomprensiva risulta nella disponibilità del GSE e non del produttore.
- un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa omnicomprensiva, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base a cui vanno sommati eventuali premi a cui ha diritto l'impianto e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto). L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo (I) resta nella disponibilità del produttore.

Il Decreto stabilisce che Il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti a fonte rinnovabile, diversi dai fotovoltaici, non può superare complessivamente il valore di 5,8 miliardi di euro annui.



Il nuovo sistema di incentivazione introduce anche dei contingenti annuali di potenza incentivabile, relativi a ciascun anno dal 2013 al 2015, divisi per tipologia di fonte e di impianto e ripartiti secondo la modalità di accesso agli incentivi prevista dal DM 6 luglio 2012 (Aste; Registri per interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento e ibridi; Registri per rifacimenti). (Fonte GSE)

5.2.1 Le tariffe incentivanti

Le tariffe incentivanti previste dal DM 6 Luglio 2012 sono alternative rispetto ai meccanismi dello scambio sul posto e del ritiro dedicato.

La seguente tabella è un estratto dell'allegato 1, Tabella 1.1 del decreto DM 6 Luglio 2012.

Tabella 21. Le tariffe incentivanti base per gli impianti a bioenergie secondo il DM 6 Luglio 2012 (Estratto. All.1, Tab. 1.1.)

| Fonte rinnovabile Tipologia | | Potenza | VITA UTILE degli IMPIANTI | tariffa incentivante base |
|--------------------------------|---|---|---------------------------------|---------------------------------|
| | | kW | anni | €/MWh |
| | a) prodotti di origine biologica | 1 <p≤300< th=""><th>20</th><th>229</th></p≤300<> | 20 | 229 |
| | | 300 <p≤1000< td=""><td>20</td><td>180</td></p≤1000<> | 20 | 180 |
| | | 1000 <p≤5000< td=""><td>20</td><td>133</td></p≤5000<> | 20 | 133 |
| | | P>5000 | 20 | 122 |
| Biomassa | b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c) | 1 <p≤300< td=""><td>20</td><td>257</td></p≤300<> | 20 | 257 |
| | | 300 <p≤1000< td=""><td>20</td><td>209</td></p≤1000<> | 20 | 209 |
| | | 1000 <p≤5000< td=""><td>20</td><td>161</td></p≤5000<> | 20 | 161 |
| | | P>5000 | 20 | 145 |

5.2.2 Modalità di accesso

Sono previste **quattro** diverse modalità di accesso agli incentivi, a seconda della fonte, della potenza dell'impianto e della categoria di intervento:

- Accesso diretto, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o *potenziamento* con potenza non superiore ad un determinato limite (art.4 comma 3), per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;
- Iscrizione a Registri, in posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili (art.9 comma 4), nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto agli incentivi e non superiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di Aste competitive al ribasso;
- Iscrizione a Registri per gli interventi di rifacimento, in posizione tale da rientrare nei relativi contingenti annui di potenza incentivabile (art.17 comma 1), nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto;



• Aggiudicazione degli incentivi partecipando a procedure competitive di Aste al ribasso, gestite dal GSE esclusivamente per via telematica, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili);

In caso di interventi di potenziamento, per determinare la modalità di accesso agli incentivi, la potenza da considerare corrisponde **all'incremento di potenza** a seguito dell'intervento²⁴.

5.2.3 Titoli di efficienza energetica

I titoli di efficienza energetica o certificati bianchi, rappresentano una alternativa alle consuete forme di incentivazione o contributo. Essi si delineano come titoli negoziabili assegnati per soluzioni impiantistiche ed architettoniche che consentano di ottenere un miglioramento dell'efficienza energetica, sia in ambito termico che elettrico.

L'emissione di un certificato avviene in concomitanza alla riduzione di almeno una tep di combustibile fossile evitata.

Il valore attuale dei TEE è prossimo ai 100 €/cad pur essendo variabile in funzione della domanda e dell'offerta del mercato.

La negoziazione e l'assegnazione sono controllate rispettivamente dal GME, Gestore del Mercato Elettrico, e dal GSE, Gestore del Sistema Energetico.

I Certificati bianchi possono essere presi, nel caso in esame, per la produzione di calore da biomassa legnosa, secondo valutazioni standardizzate, meglio descritte nelle apposite guide di settore.

²⁴Fonte GSE - http://www.gse.it/it/EnergiaFacile/guide/Energiaelettrica/Biomasse/Pages/default.aspx)



6 La cogenerazione: efficienza, economia e ambiente

6.1 Inquadramento generale

L'analisi dell'esistente impianto di teleriscaldamento a biocombustibile del Comune di Polverara ed alcuni approfondimenti svolti tanto in relazione alle sue condizioni di esercizio attuali, quanto sulle potenzialità di estensione della rete ad ulteriori utenze, suggeriscono alcuni interventi che grazie all'applicazione di nuove tecnologie e all'adozione di alcuni accorgimenti funzionali, permetterebbero di ottenere una resa energetica di gran lunga migliore, dei notevoli vantaggi economici per i diversi portatori di interesse, e, al tempo stesso, un determinante contributo ambientale in termini di contenimento delle emissioni di CO₂ ai fini del raggiungimento degli obiettivi indicati nel Piano d'Azione per l'Energia sostenibile predisposto dal Comune in adesione al "Patto dei Sindaci".

Le scelte tecniche individuate per l'ottimizzazione dell'impianto di TLR sono state approfondite per permettere la valutazione oggettiva delle nuove condizioni di esercizio in relazione ai diversi scenari ipotizzati. Inoltre, le soluzioni sono state rappresentate in modo tale da favorire la comprensione e i vantaggi del miglioramento dell'esperienza di Polverara anche nell'ipotesi di una riproducibilità della stessa in altri contesti analoghi facenti parte dell'area di intervento di Alterenergy. A tale scopo vale la pena segnalare che l'elemento essenziale ai fini della classificazione di un sistema di teleriscaldamento non dipende tanto dalle fonti di energia primaria utilizzate, quanto piuttosto dalla rete di distribuzione e dalle modalità di conversione dell'energia nelle diverse fasi del ciclo.

Come ampiamente descritto nei capitoli precedenti, il Comune di Polverara è stato individuato da Veneto Agricoltura per una sua peculiare caratteristica nel contesto della pianura Veneta: l'essere dotato di impianto di teleriscaldamento cittadino che fornisce calore per il riscaldamento e acqua calda sanitaria ad una parte dell'area residenziale di recente urbanizzazione dove è previsto, peraltro, l'obbligo di allacciamento per gli edifici di nuova costruzione. L'impianto presenta notevoli margini di miglioramento e, pur se collocato in una zona di pianura (contesto completamente diverso da quello montano dove invece tali esperienze sono consolidate), è alimentato da una caldaia di potenza nominale di circa 700 kW/t che utilizza come combustibile biomasse lavorate sotto forma di legno cippato.

L'impianto funziona, attualmente, per sei mesi all'anno: da settembre a maggio.

Le caratteristiche urbane, morfologiche e l'uso dei suoli dell'area in cui è collocato il Comune sono stati ritenuti ottimali per gli obiettivi di Alterenergy in quanto permettono di intervenire per avviare l'integrazione della gestione energetica dei tre sottoinsiemi che compongono il territorio comunale: l'area urbana nelle diverse parti residenziali, la zona industriale vicina alla città e le aree rurali che la circondano.

L'impianto, che nel 2013 ha servito 6 utenze pubbliche e 72 utenze private fornendo un totale di 873 MWh effettivi, può fornire energia termica ad un maggior numero di utenze e può essere potenziato con la cogenerazione di energia elettrica ed eventualmente integrare la produzione di calore anche con il teleraffrescamento estivo, secondo quanto analizzato nel presente studio.



6.2 Linee guida della progettazione nella comunità target di Polverara

Vista la tipologia della caldaia installata a Polverara, che può produrre esclusivamente acqua calda a temperature inferiori a quella di ebollizione, la prima ipotesi analizzata sarà quella che prevede l'installazione aggiuntiva di un alternatore di piccola taglia (50 kW), alimentato da un impianto ORC da inserire a valle della caldaia e a monte della linea di teleriscaldamento. L'impianto così riadattato costituirebbe, a tutti gli effetti, quello che comunemente viene chiamato *sistema cogenerativo*, grazie al quale sarebbe possibile ottenere una produzione combinata di due tipi di energia: elettrica e termica. Questa prima soluzione consentirebbe l'incremento del numero di ore di funzionamento della caldaia ai massimi regimi di potenza, riducendo i problemi di continua interruzione già discussi e analizzati: in caso di parziale o completa assenza di richiesta termica da parte delle utenze allacciate al teleriscaldamento la caldaia alimenterebbe uno scambiatore ad acqua calda dedicato al ciclo ORC, secondo lo schema e il processo di seguito descritto, in modo tale da mantenere il proprio funzionamento alla massima potenza nominale modulando la fornitura alla rete TLR.

Dal punto di vista tecnico ed economico sarà inoltre valutata la sostenibilità del progetto nel caso in cui la cogenerazione venga sfruttata nella sola stagione invernale, durante l'intero anno solare oppure solamente durante il periodo estivo. Infatti, avendo la caldaia a biomassa una potenza disponibile di "soli" 700 kW potrebbe risultare impossibile garantire la contemporanea alimentazione del sistema ORC e la fornitura di calore a tutte le utenze allacciate.

Dal momento che le finalità del progetto nel quale si inserisce il presente studio di fattibilità riguardano l'individuazione di un modello sostenibile da rendere replicabile in altre comunità target, verranno altresì analizzati in modo critico i parametri che rendono vantaggioso lo sviluppo del modello in situazioni differenti da quelle presenti nel Comune di Polverara, individuando ipotesi sulle quali formulare un **nuovo modello** sostenibile e competitivo.

In quest'ottica saranno descritte le possibili soluzioni che prevedono l'installazione di un sistema cogenerativo applicato a generatori di calore di nuova concezione, anche con potenze leggermente superiori a quella finora considerate, comunque con potenza termica massima di 1.000 kW.

Nella parte conclusiva dello studio verrà inoltre valutata la possibilità di ottenere la trigenerazione, ovvero la produzione di una terza tipologia di energia che è l'energia frigorifera, necessaria per il condizionamento degli ambienti.

Visti i problemi tecnologici ed il conseguente lievitare dei costi legati alla posa di una nuova rete dedicata al teleraffrescamento, verrà presa in considerazione la possibilità di utilizzare la rete di teleriscaldamento esistente per la fornitura di calore a singoli assorbitori ubicati presso utenze finali tipicamente con necessità continue e costanti di energia frigorifera. Si tratta di specifiche utenze con esigenze frigorifere di potenza non inferiore ai 100 kW che potrebbero essere interessate all'installazione di assorbitori ad acqua alimentati direttamente dal TLR.



Cogenerazione

E' ormai noto il fatto che esistono forme di energia più pregiate di altre, come dimostra, ad esempio, l'analisi comparata del costo di 1 kWh elettrico contro quello di 1 kWh termico. L'energia elettrica rappresenta probabilmente la forma più pregiata di energia, in quanto più facilmente veicolabile, utilizzabile e in qualche caso accumulabile. La sua produzione avviene tipicamente in centrali termoelettriche a gas o carbone, secondo cicli termodinamici che raggiungono efficienze massime comunque inferiori al 50%. L'alternativa a questo tipo di produzione centralizzata è offerta dalla generazione distribuita recentemente diffusasi grazie allo sviluppo delle fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico, idroelettrico,...).

A livello locale, una soluzione intermedia è quella di produrre contemporaneamente sia energia elettrica che calore a partire dalla stessa macchina. In sostanza, utilizzando una macchina termica (ad esempio una caldaia) secondo un adeguato ciclo, si riesce ad indurre una rotazione sull'albero motore collegato ad un generatore elettrico, l'alternatore, tale da consentire la creazione di un campo magnetico rotante, prima, e di una corrente alternata, poi. Recuperando i fluidi di raffreddamento del motore è possibile riutilizzare parte dell'energia termica altrimenti smaltita, all'interno di appositi scambiatori di calore collegati ad una rete di distribuzione di acqua calda.

Il rendimento complessivo della singola macchina di cogenerazione è dato dalla somma dei rendimenti termico ed elettrico e risulta essere superiore a quello che si avrebbe utilizzando due soluzioni impiantistiche separate (ad esempio la rete elettrica e una caldaia per il riscaldamento).

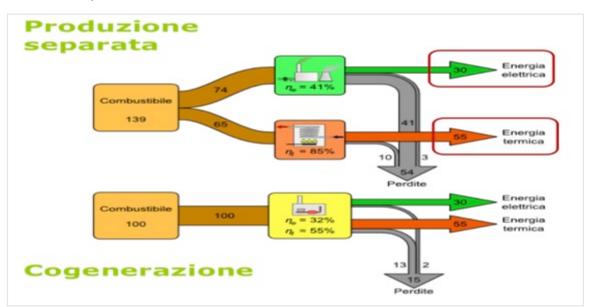


Figura 13

Per meglio comprendere la convenienza dei sistemi cogenerativi si riporta qui sopra uno schema esemplificativo nel quale appare evidente come, a parità di energia termica ed elettrica prodotta, la quantità di combustibile richiesta sia notevolmente inferiore nel caso di uso di un impianto di cogenerazione localizzato. Ulteriori dettagli saranno descritti nel paragrafo di



pertinenza al fine di esplicitare le condizioni nelle quali l'asserzione fatta risulta validata anche a livello economico secondo una stima dettagliata costi-benefici che illustra i tempi di ritorno dell'investimento rapportati ai costi di gestione antecedenti l'installazione. Come si potrà meglio apprezzare successivamente, l'elemento discriminante è spesso rappresentato dal numero di ore di funzionamento della macchina, oltreché dalle specifiche utenze in gioco (si veda in particolare le richieste relative alla temperatura dell'acqua richiesta dal sistema oggetto di studio).

Trigenerazione

Un'ulteriore sviluppo della soluzione descritta è offerto dalla trigenerazione, cioè la produzione di "energia frigorifera" (energia a temperatura inferiore alla temperatura ambiente necessaria per il condizionamento degli ambienti) in aggiunta a quella termica ed a quella elettrica, mediante l'utilizzo di sistemi ad assorbimento.

Nella normali condizioni di lavoro, il "freddo" viene ottenuto mediante particolari cicli frigoriferi i cui principali componenti impiantistici sono il compressore, il condensatore, la valvola di laminazione e l'evaporatore. Il processo standard, che avviene ad esempio nel comunissimo frigorifero domestico, prevede che vi sia una sorgente di calore ad alta temperatura (il condensatore) ed una a bassa temperatura (l'evaporatore). Lavorando su due livelli termici differenti (oltreché su due livelli di pressione), il fluido, circolante all'interno del sistema chiuso, può smaltire calore verso l'esterno quando si trova a temperatura maggiore dell'ambiente in cui è collocato, assorbire viceversa calore quando si trova ad una temperatura inferiore. Così avviene anche nel frigorifero dove il fluido che scorre nell'evaporatore interno raccoglie il calore dei cibi da raffreddare per poi rilasciarlo scorrendo dentro al condensatore rappresentato dal radiatore metallico posto nella parte posteriore del frigo.

L'elemento che consente di svolgere questo ciclo e che in sostanza fornisce l'energia necessaria per l'innesco del meccanismo è un compressore elettrico.

Nei cicli ad assorbimento, il compressore e l'energia elettrica da esso richiesta per funzionare è sostituito da un generatore di vapore che sfrutta la disponibilità di energia termica invece di quella elettrica.



Figura 14

In linea di massima i sistemi ad assorbimento se confrontati con i sistemi elettrici tradizionali per il condizionamento degli ambienti risultano molto meno efficienti in quanto, come evidenziato nello schema sottostante, per produrre la stessa quantità di energia frigorifera mediante un sistema ad assorbimento comporta, in generale, un maggior utilizzo di combustibile.





Figura 15

Tuttavia, in alcune circostanze, avendo a disposizione calore prodotto ad un costo competitivo rispetto ai costi di acquisto dell'energia elettrica, oppure, ancora meglio, avendo a disposizione calore derivante da "scarto" di processi produttivi o cogenerativi, la soluzione rigenerativa può risultare auspicabile e conveniente.

Dal punto di vista macroscopico quindi, i sistemi trigenerativi si possono schematizzare secondo la figura riportata di seguito:

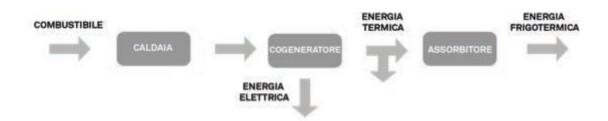


Figura 16

Vedremo nel seguito quali siano le condizioni ottimali di funzionamento di questo specifico tipo di impianti, nonché le applicazioni più adatte al loro sfruttamento.

Nel caso in questione ci interessa per ora comprendere come il sistema di teleriscaldamento possa essere riadattato ad un sistema di raffrescamento, mediante la trigenerazione diretta in centrale, con distribuzione di acqua refrigerata ad una temperatura di 6°C alle utenze collegate, oppure, in alternativa, mantenendo il passaggio di sola acqua calda all'interno delle tubazioni interrate e provvedendo all'installazione di gruppi ad assorbimento localizzati presso raggruppamenti selezionati di utenze finali.

Il teleraffrescamento vero e proprio si ha nel primo caso: l'acqua refrigerata, prodotta in centrale dai gruppi frigoriferi, è distribuita alle utenze attraverso una rete dedicata. Vi sono tuttavia diversi problemi, economici e tecnici a cui far fronte: posa di una ulteriore rete per il transito del fluido freddo o adattamento della rete che trasporta calore ad una rete per trasportare freddo. In alternativa è possibile ipotizzare di installare il gruppo frigorifero ad assorbimento presso l'utenza finale. Un utilizzo adeguato di questa tecnologia consente di ridurre notevolmente il consumo energetico estivo di energia elettrica per raffreddare gli ambienti.

Infatti, con la produzione "in loco" dell'energia frigorifera ottenuta grazie allo sfruttamento dell'energia termica ceduta dalla rete di teleriscaldamento, si individuano i seguenti vantaggi:



- la caldaia a biomassa può funzionare annualmente per un numero maggiore di ore, abbassando i costi di pay back
- non è necessario provvedere alla costosa stesura di una seconda rete di tubazioni per il solo teleraffrescamento.

viene sempre garantita la continuità del servizio di fornitura di acqua calda sanitaria, anche durante il periodo estivo.

In questo caso, non va assolutamente dimenticato che le tecnologie attualmente presenti nel mercato offrono prodotti di potenza non inferiore ai 15 kW frigoriferi e che il prezzo degli assorbitori tende viceversa a diminuire all'aumentare della potenza installata. Per questi motivi il presente studio si sofferma sull'analisi di soluzioni di taglia di potenza prossime ai 100 kW, trascurando le altre possibilità in quanto meno convenienti dal punto di vista economico (taglie inferiori ai 100 kW) oppure meno diffuse tra le comunità target considerate (si ritiene improbabile l'esistenza di realtà con esigenze di potenza frigorifera di gran lunga superiori ai 100 kW nel caso di comuni con un numero di abitanti inferiore a 10.000 unità).

6.3 Il punto di partenza

Riassumendo brevemente il quadro di riferimento prima di entrare nei dettagli tecnici, vale la pena ricordare che il Comune di Polverara occupa una superficie di 9,9 km² sulla quale si distribuiscono circa 3.000 abitanti. La densità abitativa risulta pertanto pari a 320 abitanti/km².

Trattandosi di una zona "rurale-urbanizzata", il territorio comunale appare ancora caratterizzato da vaste aree agricole omogenee e da una diffusione di fabbricati lungo le vie principali.

Dal punto di vista delle attività economiche, il settore agricolo è una delle principali risorse del paese, anche se, salvo qualche attività specializzata di colture o allevamenti, riveste solo un ruolo di integrazione del reddito. Sussistono, infine, alcune attività che riguardano l'industria ed il settore terziario ma nessuna di queste risulta di particolare interesse per lo studio.

La centrale termica a biomasse di Polverara è stata costruita nel 2009 su un terreno di proprietà Comunale, ubicata in un'apposita struttura che ospita la caldaia, le pompe di distribuzione, gli scambiatori, il sistema di raccolta delle ceneri, quello di abbattimento delle polveri sottili e lo stoccaggio del combustibile.

Dalla centrale si dirama la rete di teleriscaldamento interrata, lunga 7 km tra andata e ritorno, che attraversa le vie del centro paese. La rete di TLR è alimentata con acqua calda a temperatura di 85°C in mandata, 80°C in ritorno.

Il costruttore, nonché attuale proprietario e gestore della centrale e della rete di teleriscaldamento, è Verdenergia srl, una società di cui sono soci al 51% soggetti pubblici, fra i quali anche il Comune di Polverara, con una quota del 36%. Le restanti quote appartengono a soggetti privati.

Il combustibile utilizzato dalla caldaia è biomassa prodotta da legno vergine macinato a formare cippato, prodotto e certificato secondo il D. Lgs. 152/2006 in impianti dedicati. Più raro è il ricorso a scarti e/o residui agricoli o forestali di varia natura. Dal punto di vista energetico, il



combustibile viene fornito con caratteristiche di umidità massima del 35% - 40%, con potere calorifico avente i valori richiamati in tabella e utilizzati nei calcoli presentati nel seguito.

Tabella 22. Caratteristiche energetiche del cippato utilizzato

| CARATTARISTICHE DEL CIPPATO UTILIZZATO | |
|--|-----------|
| Umidità relativa | 35 % |
| Potere calorifero | 3,2 MWh/t |
| Costo | 69,3 €/t |

6.4 Utenze servite, quadro energetico ed economico

Allo stato attuale la rete di teleriscaldamento è a servizio di edifici sia pubblici che privati, per un totale di 78 utenze (6 pubbliche e 72 private).

Per quanto riguarda le proprietà comunali, sono riscaldate mediante la rete di teleriscaldamento:

- tre plessi scolastici (materna, elementare e media)
- il micronido
- la sede municipale
- il centro ricreativo
- il palazzetto dello sport (situato di fronte alla centrale stessa)
- il campo sportivo (calcio)

Per quanto riguarda le utenze private, invece, si tratta generalmente di abitazioni plurifamiliari di recente costruzione che, secondo un'analisi²⁵ effettuata in tutta la Regione Veneto dall'Università IUAV di Venezia, possono rientrare tra le abitazioni che con estensione di 90 m² richiedono un fabbisogno specifico pari a **123 kWh/m² anno**. Ciò significa considerare una spesa di circa 1.000 €/anno, corrispondenti a circa 11.000 kWh/anno, per unità residenziale alimentata a metano.

La rete di teleriscaldamento è alimentata anche da una caldaia a metano ausiliaria della potenza di 600 kW. Essa viene generalmente utilizzata dal gestore della rete durante i fermi per manutenzione della caldaia a biomassa, ovvero per fornire la potenza necessaria nei momenti di massima richiesta. Tale caldaia è installata in un locale dedicato, ricavato all'esterno della scuola elementare; all'interno della centrale termica stessa vi è il punto di connessione tra la caldaia e la rete di teleriscaldamento.

²⁵ VI Congresso Nazionale AIGE, Ferrara 11-12 Giugno 2012, Analisi integrata di scenari di miglioramento dell'efficienza energetica del settore civile commerciale della regione Veneto, Peron, Righi, Romagnoni, Turvani; tra gli altri aspetti, lo studio ha classificato gli edifici caratteristici presenti in Veneto fornendo il fabbisogno di energia primaria specifico, in funzione dell'anno di costruzione e della tipologia di edificio



Nella tabella che segue sono riportati i dati di energia prodotta in relazione alle quantità di combustibile acquistato e al numero di utenze collegate alla rete.

Esso rappresenta il punto di partenza per le considerazioni che saranno fatte nei capitoli seguenti e che porteranno alla definizione delle migliorie da attuare al fine di rendere più efficiente lo stato di fatto.

Tabella 23. Dati caratteristici del funzionamento della rete di teleriscaldamento

| DATI CARATTERISTICI RETE TELERISCALDAMENTO | | | |
|--|-----------------|---------|---------|
| | | 2012 | 2013 |
| Numero utenze pubbliche | | 5 | 6 |
| Numero utenze private | | 67 | 72 |
| Totale utenze | | 72 | 78 |
| Energia venduta (ut. pubbliche) | MWh | 309,7 | 377,2 |
| Energia venduta (ut. private) | MWh | 351,4 | 315,7 |
| Energia venduta | MWh | 661,2 | 692,9 |
| Energia termica prodotta centrale a biomassa | MWh | 860 | 873 |
| Consumo combustibile centrale a metano | Sm ³ | 41.603 | 33.404 |
| Energia termica prodotta centrale a metano | MWh | 399 | 321 |
| Totale energia prodotta | MWh | 1.259 | 1.194 |
| Rendimento rete di teleriscaldamento | | 53% | 58% |
| Quantità cippato acquistata | ton | 547 | 500 |
| Rendimento caldaia a cippato | | 49,1% | 54,6% |
| Costi di approvvigionamento cippato | € | 41.299 | 40.000 |
| Costi di approvvigionamento metano | € | 37.162 | 29.838 |
| Costi di gestione | € | 70.000 | 58.983 |
| Totale costi annui | € | 148.460 | 128.821 |
| Ricavi da vendita energia | € | 97.094 | 91.236 |
| Remunerazione energia termica | €/MWh | 77,1 | 76,4 |

Dall'analisi dei dati riportati in tabella risulta evidente che:

- vi è una sostanziale differenza tra la quantità di energia prodotta (circa 1.200 MWh) dai due generatori, rispetto alla totale venduta (circa 670 MWh),
- quindi il **rendimento della rete di teleriscaldamento** risulta molto basso, con valori di poco superiori al 53% nel 2012 ed al **58% nel 2013**;



- il **rendimento medio stagionale** della sola **caldaia a biomassa**, ottenuto dal rapporto tra l'energia introdotta in forma di biomassa e l'energia in uscita dalla centrale termica è del 49,1% nel 2012 e del 54,6% nel 2013,
- dalla vendita dell'energia termica si ricavano circa 77 €/MWh, valore comunque inferiore rispetto a quello dovuto per l'eventuale acquisto di metano da parte di un utente residenziale (attuale valore di riferimento del mercato nella zona considerata pari a circa 95 €/MWh),
- il contratto stipulato da ogni nuovo utente prevede in ogni caso una risuzione del 16% rispetto ai prezzi di acquisto del calore secondo forniture standard (metano in particolare)

Per la valutazione dei benefici derivanti da eventuali nuovi sistemi proposti si considereranno impianti con funzionamento ottimale, a regime costante a massimo carico dell'impianto, capaci di raggiungere le massime rese energetiche. Per questo motivo, nel seguito dello studio, saranno assunti i seguenti dati di riferimento:

- Potenza caldaia: 700 kW
- Rendimento caldaia η_{CT}: 88%
- Rendimento della rete di teleriscaldamento η_{TLR}: 90%
- Potere calorifero del combustibile: 3,2 MWh/t
- Remunerazione energia termica: 77 €/MWh
- Remunerazione energia elettrica: 229 €/MWh (tariffa omnicomprensiva)
- Costo del combustibile: 69 €/t, oppure 52 €/t se proveniente da un sito di produzione compreso nell'arco di un raggio di 20 km

Dalla rielaborazione si possono facilmente individuare i margini di guadagno derivanti dalla vendita delle varie forme di energia.

Per quanto riguarda la vendita dell'energia termica:

- Il costo di produzione risulta di circa 27 €/MWh (η_{CT}= 0,88, η_{TLR} = 0,9)
- I ricavi dalla vendita sono di 77 €/MWh

Pertanto per ogni MWh venduto, l'ente erogatore ha un guadagno di circa <u>50 €/MWh</u>, con i quali oltre a ripagare l'investimento deve sostenere i costi di gestione e il margine d'impresa.

Per quanto riguarda <u>l'energia elettrica</u>, considerando il rendimento medio tipico di una turbina ORC di piccole dimensioni, pari in questo caso al 10,8%:

- Il costo di produzione risulta di circa 225 €/MWh (η_{CT} = 0,88)
- I ricavi dalla vendita sono di circa 229 €/MWh (tariffa onnicomprensiva)

il che implica una sostanziale assenza di margine nel caso di produzione diretta di energia elettrica senza recupero termico, anche per il fatto che ai costi di produzione considerati si aggiungono quelli di gestione e di ammortamento dell'impianto.

Come si potrà meglio comprendere nel seguito, in sostanza, il reale vantaggio della contemporanea generazione di energia termica ed elettrica risiede nell'incremento dei rendimenti complessivi termici che passerebbero da:



- rendimenti attuali (riferimento anno 2013): $\eta_{CT} = 0.546$ e $\eta_{TLR} = 0.58$
- rendimenti post intervento: $\eta_{CT} = 0.88 \text{ e } \eta_{TLR} = 0.9$.

A questo punto, per compiere una valutazione complessiva è indispensabile introdurre alcuni parametri che saranno richiamati nel seguito. Si definisce pertanto:

- o E_{TLR} il fabbisogno netto di energia richiesto dalle utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento
- E'_{TLR} il fabbisogno lordo di energia richiesto dalle utenze allacciate alla rete di teleriscaldamento, ovvero l'energia che la caldaia deve generare per garantire che le utenze della rete possano ricevere l'energia E_{TLR}, al lordo dei rendimenti di teleriscaldamento e di centrale termica
- o E_{CT} l'energia totale che la caldaia a biomasse può generare durante il periodo invernale
- E'_{CT} l'energia totale che la caldaia a biomasse può generare durante il periodo invernale al lordo del rendimento di generazione
- E_{ORC} l'energia disponibile al sistema ORC, valutata come differenza tra E'_{CT} e E'_{TLR}
- Ore equivalenti, il nr di ore nelle quali il sistema ORC può generare la massima potenza elettrica concessa dalla tecnologia applicata

I calcoli che seguono tengono conto del seguente ragionamento: il sistema ORC viene installato per consentire alla caldaia a biomassa di lavorare costantemente alla massima potenza possibile. In sostanza la sua funzione è quella di assorbire tutto il calore generato dalla caldaia medesima quando vi sia eccedenza rispetto alle richieste di rete. Questo potrà avvenire ogni qualvolta non vi sia da coprire il picco massimo di potenza, richiesto nel momento in cui la temperatura esterna è la più fredda dell'anno. Nella zona di Polverara, come in tutta la zona E, questa situazione si verifica per un numero limitato di giorni nell'arco dell'anno, ovvero quando la temperatura esterna assume valori pari a -5°C. In questi momenti, la potenza di progetto per singola abitazione risulta essere pari a 4,8 kW contro una potenza media stagionale, calcolata suddividendo il fabbisogno annuo dell'edificio per i giorni di riscaldamento invernale, stimata in 2,5 kW ad abitazione.

Come detto, il calcolo di cui sopra è il risultato ottenuto tenendo conto di edifici con prestazioni termiche pari a 123 kWh/m² anno (circa 11.000 kWh/anno).

Per le abitazioni considerate, il calcolo dei consumi di acqua calda sanitaria, condotto secondo quanto indicato nella norma di riferimento UNI TS 11300/2, indica che il valore corretto da considerare è pari a 2 MWh/anno, dei quali uno consumato nel periodo estivo e l'altro in quello invernale.



7 Analisi delle possibili soluzioni

7.1 IPOTESI 0: Riqualificazione della centrale termica

Nello specifico caso in esame, si prevede di riqualificare la centrale termica esistente mediante l'inserimento un serbatoio di accumulo opportunamente dimensionato per aumentare i tempi di funzionamento della caldaia a cippato ed accrescerne il rendimento di produzione complessivo. Oltre alla riserva idrica si tiene di seguito conto di alcune ulteriori modifiche al sistema di stoccaggio del cippato, al sistema di dialogo tra caldaia a cippato e caldaia a metano ed sistema di filtrazione.

In questo caso, per effettuare i calcoli si assumono i seguenti parametri di riferimento: potenza caldaia: 700 kW; Rendimento caldaia: 85%; Rendimento della rete di teleriscaldamento: 70%; Potere calorifero del combustibile: 3,2 MWh/t; dimezzamento dei consumi di gas metano.

Tabella 24. Riqualificazione centrale termica.

| DATI CARATTERISTICI RETE TELERISCALDAMENTO | | | |
|--|-----------------|-----------|-----------|
| | | ANTE RIQ. | POST RIQ. |
| Totale utenze | | 78 | 78 |
| Energia venduta (ut. pubbliche) | MWh | 377,2 | 377,2 |
| Energia venduta (ut. private) | MWh | 315,7 | 315,7 |
| Energia venduta | MWh | 692,9 | 692,9 |
| Energia termica prodotta centrale a biomassa | MWh | 873 | 830 |
| Consumo combustibile centrale a metano | Sm ³ | 33.404 | 16.702 |
| Energia termica prodotta centrale a metano | MWh | 321 | 160 |
| Totale energia prodotta | MWh | 1.194 | 990 |
| Rendimento rete di teleriscaldamento | | 58% | 70% |
| Quantità cippato acquistata | ton | 500 | 305 |
| Rendimento caldaia a cippato | | 54,6% | 85% |
| Costi di approvvigionamento cippato | € | 40.000 | 24.400 |
| Costi di approvvigionamento metano | € | 29.838 | 14.919 |
| Costi di gestione | € | 58.983 | 50.000 |
| Totale costi annui | € | 128.821 | 89.319 |
| Ricavi da vendita energia | € | 91.236 | 91.236 |
| Remunerazione energia termica | €/MWh | 76,4 | 76,4 |



7.2 IPOTESI 1: Caldaia a Biomasse esistente + ciclo ORC 50 kW

Nello specifico caso in esame, si prevede l'uso dell'attuale caldaia a cippato collegata alla rete di teleriscaldamento del comune di Polverara, partendo quindi da un impianto già avviato e con caratteristiche di funzionamento già definite e precedentemente descritte. Le soluzioni individuate devono tener conto dei limiti operativi determinati dalle seguenti condizioni di funzionamento:

- taglia della caldaia a cippato inferiore ad 1 MW,
- temperatura massima di lavoro della caldaia: 95°C

Quanto evidenziato impone di ricercare la soluzione tecnologica per la produzione di energia elettrica in sistemi a ciclo Rankine che utilizzano fluidi organici (Sistemi ORC, da Organic Rankine Cycle) in grado di evaporare a temperature inferiori a quelle di ebollizione dell'acqua.

Questa soluzione consentirebbe di sfruttare la caldaia attualmente installata dotandola solo di un cogeneratore a bassa entalpia che riceve acqua in ingresso a 94°C e rilascia acqua in uscita a 86°C da utilizzare nella rete di TLR.

L'impianto così modificato alimenterebbe un ciclo Rankine utilizzante un fluido organico che evapora a basse temperature.

Tale fluido viene riscaldato da una sorgente di calore attraverso un circuito chiuso ad acqua calda e con scambiatore primario, che svolge la funzione di evaporatore. Il fluido organico, completamente biodegradabile ed atossico, entra in ebollizione nell'evaporatore a temperature nettamente inferiori di 100°C diventando un gas che può espandersi nella turbina dedicata.

Calettato all'albero di quest'ultima vi è un alternatore sincrono che viene messo in rotazione ad una velocità di 12.000÷18.000 giri/minuto, producendo elettricità, che può essere sia autoconsumata sia immessa in rete previa sincronizzazione in fase e tensione con la corrente di rete esistente tramite inverter.

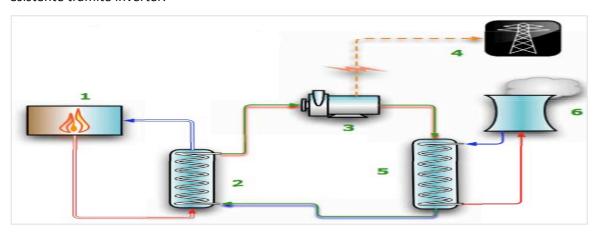


Figura 17

Una volta uscito dalla turbina, il fluido che si trova ancora in forma gassosa, deve essere raffreddato, tramite un condensatore, per poi essere pompato nello scambiatore e ripartire nuovamente con il ciclo descritto.



Se il calore ceduto nel condensatore non viene utilizzato per altri usi, quali ad esempio il preriscaldamento o l'essiccazione della biomassa, il riscaldamento ambientale, la produzione di acqua calda per processi produttivi industriali, etc.. deve essere dissipato tramite una torre evaporativa di ridotte dimensioni. Questa caratteristica rappresenta, come vedremo, il problema di fondo di questa tecnologia, in quanto i massimi vantaggi del sistema si ottengono solamente nel caso in cui si riesca a sfruttare completamente il calore di condensazione del fluido organico (470 kW di potenza). Per farlo si dovrebbe riuscire a sfruttare una portata d'acqua di 80,86 m³/h con temperature di uscita pari a 31°C per nulla adatta all'impianto di TLR. Non riuscendo a recuperare questa parte di energia a bassa entalpia (utenze idonee potrebbero ad esempio essere quelle di un riscaldamento a pavimento, un'eventuale piscina, serre o altro di similare) essa deve essere necessariamente dissipata disperdendo il suo carico termico disponibile.

Senza entrare nei dettagli impiantistici, consultabili nelle schede tecniche allegate, si riportano alcuni parametri caratteristici relativi al funzionamento del cogeneratore appena descritto. Questi dati saranno presi come riferimento per lo sviluppo del modello teorico sul quale effettuare l'analisi della fattibilità della proposta individuata.

Tabella 25. Dati caratteristici impianto ORC ad acqua calda

| COGENERATORE AD ACQUA CALDA | |
|---|-------------------------|
| TIPO ZUCCATO ENERGIA – MODELLO ZE-50-ULH | |
| Potenza termica in ingresso alla turbina | 550 kWt |
| Temperatura acqua in ingresso circuito primario | ≥ 94° C |
| Temperatura acqua in uscita circuito primario | 86 °C |
| Portata d'acqua | 16,42 kg/s – 59,11 m³/h |
| Potenza elettrica massima generata | 50kW |
| Potenza da dissipare al condensatore | 470 kWt |
| Temperatura ingresso circuito secondario condensatore | 26 °C |
| Temperatura uscita circuito secondario condensatore | 31 °C |
| Portata di raffreddamento circuito secondario | 80,86 m³/h |
| Tipologia torre evaporativa | A ventilatori assiali |
| Livelli sonori (a 1m e a 15m) | 87 dB – 76 dB |

7.2.1 Sostenibilità economica

Lo schema allegato fornisce una rappresentazione simbolica di come si configurerebbe l'impianto a seguito dell'intervento che prevede l'installazione del cogeneratore a monte della rete di teleriscaldamento.



Come si può notare, si rende necessario aumentare la temperatura di lavoro della caldaia fino a 95° C, che è temperatura minima richiesta dal cogeneratore.

All'uscita del cogeneratore l'acqua alla temperatura di 85° C circa va ad alimentare la rete di teleriscaldamento. Dal momento che la potenza massima generabile dalla caldaia è di 700 kW, valutando un salto termico di 5°C tra mandata e ritorno della rete TLR, nella stagione invernale nella caldaia dovrà circolare una portata tale da garantire all'acqua un salto termico di 15° C, ovvero quello compreso tra gli 80°C di ritorno dalla rete di TLR e i 95°C di mandata previsti all'ingresso dell'impianto ORC. Utilizzando tutta la potenza attualmente disponibile si riuscirebbe a garantire il suddetto salto termico per una portata massima di 35 m³/h (rendimento della caldaia considerato pari a 88%) contro i circa 60 m³/h richiesti dal sistema ORC per garantire una produzione elettrica di 50 kW. La conseguenza diretta della diminuzione di portata è quella di causare una proporzionale diminuzione della generazione elettrica in turbina.

Durante la stagione invernale, volendo pertanto garantire l'alimentazione di tutte le utenze allacciate alla rete, ovvero fino ad un massimo di 120 utenze allacciate, sarà necessario ridurre la quantità di calore in ingresso alla turbina ORC, limitandone il regime ad un carico ridotto tale da coprire le sole eccedenze tra fabbisogno richiesto dalle utenze termiche, E_{TLR} , e produzione termica complessiva E_{CT} . Così facendo si riuscirebbe a far lavorare la caldaia a biomassa ai massimi valori di potenza per il maggior numero di ore possibile, risolvendo, di fatto, il problema dei bassissimi rendimenti del sistema Centrale Termica e Teleriscaldamento, dovuto al fatto che il funzionamento, discontinuo e con frequenti interruzioni, è troppo spesso inferiore ai carichi nominali.

Qualora tutte le utenze allacciate chiedessero la massima potenza nominale di riscaldamento, la caldaia dovrebbe sopperire tali bisogni erogando la massima potenza direttamente in rete. In tal caso il numero massimo di utenze servibili risulta essere pari a 116 utenze, dato dal rapporto tra massima potenza erogabile in caldaia (700 kW) e massima potenza richiesta da una abitazione (4,8 kW). Durante il rimanente periodo della stagione invernale si avrebbe però una diminuzione della potenza complessiva mediamente richiesta. Usando il dato medio di potenza (2,5 kW) si può calcolare come le 116 utenze richiedano 366 kW, al lordo dei rendimenti di generazione e distribuzione. La parte eccedente, data dalla differenza tra i 700 kW della caldaia e i 366 kW richiesti dalle utenze, ovvero 334 kW, ridotti a 294 dopo aver tenuto conto del rendimento di generazione, potrà essere ceduta dalla caldaia al sistema ORC. Così ugualmente in tutti gli altri casi intermedi che possono verificarsi durante il funzionamento complessivo dei sistemi impiantistici.

Se viceversa si cercasse di dimensionare il sistema in maniera tale da garantire la massima potenza all'impianto ORC si otterrebbe una diminuzione del numero massimo di utenze servibili a parità di potenza installata, in quanto, per garantire le temperature minime richieste, sarebbe necessario aumentare il salto termico che la caldaia dovrebbe fornire (10 °C al ciclo ORC e 5 °C al TLR) con conseguente diminuzione della portata nominale complessiva. Diminuendo la portata erogabile, a causa dell'incremento del salto termico a 15°C, diminuirebbe anche la potenza disponibile alla rete TLR, quindi il numero di utenze servibili.



Si riportano di seguito i risultati ottenibili dalla configurazione sopradescritta.

Tabella 26; Tecnologia Zuccato Energia ZE 50 ULH

| IMPIANTO ORC 50 KW | | INVERNO | ESTATE | TOTALE |
|---|-----|---------|--------|------------|
| <u>Caldaia</u> | | | | |
| Potenza nominale caldaia | kW | 700 | 700 | |
| Energia producibile E _{CT} | MWh | 3.074 | 3.058 | |
| Energia disponibile E' _{CT} | MWh | 2.705 | 2.691 | |
| Energia netta rete E _{TLR} | MWh | 1.276 | 116 | 116 utenze |
| Energia lorda rete E' _{TLR} | MWh | 1.611 | 146 | 116 utenze |
| Energia al sistema ORC E _{ORC} | MWh | 1.094 | 2.402 | |
| <u>Impianto ORC</u> | | | | |
| Ore equivalenti | h | 1.989 | 4.368* | 6.357 |
| Energia elettrica prodotta | MWh | 99 | 218 | 317 |
| <u>Teleriscaldamento</u> | | | | |
| Ore di funzionamento | h | 4.392 | 4.368 | 4.392 |
| Numero utenze servite | | 116 | 116 | |
| Energia termica venduta | MWh | 1.276 | 116 | 1.392 |
| <u>Ausiliari elettrici</u> | | | | |
| Potenza media assorbita | kW | 10 | 10 | |
| Energia elettrica assorbita | MWh | 44 | 44 | 88 |
| <u>Combustibile</u> | | | | |

Nelle tabelle riportate i giorni di funzionamento invernale considerati sono 183, per un numero totale di 4.392 ore di possibile funzionamento; quelli di funzionamento estivo sono 182, per un numero totale di 4.368 ore.

L'unica componente termica considerabile è quella dovuta alla produzione di acqua calda sanitaria.

Dal punto di vista economico si ottiene quanto di seguito indicato.



Tabella 27. Funzionamento solo invernale; Costo combustibile 69 €/t

| IMPIANTO ORC: ZUCCATO ENERGIA, ZE 50 UHL | | |
|--|---------|--------|
| COSTO COMBUSTIBILE | 69 | €/ton |
| Costi | | |
| Approvvigionamento combustibile | 128.270 | €/anno |
| Costi di gestione e conduzione impianto | 50.000 | €/anno |
| Totale | 178.270 | €/anno |
| Ricavi | | |
| Energia elettrica venduta | 317 | MWh |
| Vendita energia elettrica | 72.595 | €/anno |
| Energia termica venduta | 1.392 | MWh |
| Vendita energia termica | 107.185 | €/anno |
| Ricavi da vendita energia | 179.780 | €/anno |
| Utile | 1.510 | €/anno |

Come si nota, l'investimento non risulta conveniente dal momento che non produce utili (pay back prossimo ai 180 anni). Tuttavia, ipotizzando un costo d'acquisto del cippato di 52 €/ton, caratteristico dell'attuale costo del cippato di classe B, se prodotto in un raggio di 20 km, l'andamento dei costi/benefici sarebbe quello indicato in tabella seguente. (fonte AIEL, rivista di settore).

Tabella 28 Funzionamento solo invernale; Costo combustibile 52 €/t

| IMPIANTO ORC: ZUCCATO ENERGIA, ZE 50 UHL | | |
|--|---------|--------|
| COSTO COMBUSTIBILE | 52 | €/ton |
| Costi | | |
| Approvvigionamento combustibile | 96.670 | €/anno |
| Costi di gestione e conduzione impianto | 50.000 | €/anno |
| Totale | 146.670 | €/anno |
| Ricavi | | |
| Energia elettrica venduta | 317 | MWh |
| Vendita energia elettrica | 72.595 | €/anno |
| Energia termica venduta | 1.392 | MWh |
| Vendita energia termica | 107.185 | €/anno |
| Ricavi da vendita energia | 179.780 | €/anno |
| UTILE | 33.110 | €/anno |
| Investimento | 270.000 | € |
| Tempo di pay back | 8 | anni |





Dal momento che la situazione presa in esame presenta già alcuni componenti installati (caldaia, parte dell'impianto, strutture edili, pratiche varie per allacciamenti ecc....) i costi per l'installazione dell'impianto si possono stimare in circa 270.000 €.

In questo caso l'applicazione risulta economicamente conveniente, visto che i ricavi di fine anno permettono di ripagare i costi sostenuti.

Risultati ancora migliori si potrebbero ottenere nel caso in cui sia possibile recuperare il calore di scarto proveniente da impianti dedicati ad altre applicazioni, ad esempio impianti industriali, ove non si rende necessaria la spesa per ulteriore combustibile da usare per la produzione di energia elettrica, permanendo il solo e unico costo dovuto all'investimento dell'impianto ORC.

In ogni caso si può anche dire che, nel caso in cui il combustibile fosse prodotto a costi nulli, il sistema genererebbe circa 180.000 €/anno (esclusi i costi di gestione stimati in 50.000 €/anno).

7.2.2 Autorizzazioni e ingombri

Nel caso di inserimento di un impianto ORC che consenta la produzione di energia elettrica contemporanea a quella termica, non risultano necessarie particolari autorizzazioni specifiche. La soluzione considerata non creerebbe alcuna emissione aggiuntiva in atmosfera ad eccezione del vapore (pulito) eventualmente smaltito nell'apposita torre evaporativa collegata al condensatore. La quantità di polveri sottili, che risulterebbe aumentata in proporzione all'aumento del tempo di funzionamento dell'impianto, quindi della quantità di combustibile utilizzato, potrebbe essere ridotta mediante l'installazione di un nuovo sistema di filtri a maniche, capace di abbattere il 70-80% delle attuali emissioni. Nel bilancio complessivo, la tipologia di filtrazione proposta consentirebbe di diminuire comunque il quantitativo di polveri sottili emesse in atmosfera rispetto alla situazione attuale, nonostante l'incremento di combustibile utilizzato.

In ogni caso, aumenterebbero comunque le tonnellate di combustibile utilizzato con un incremento del numero di carichi diretti alla centrale termica. Considerando un carico medio di 20 tonnellate per mezzo in arrivo ne deriverebbe un traffico di circa 2 mezzi a settimana in transito verso l'impianto centralizzato di produzione di calore. Un numero di trasporti comunque prossimo a quello che attualmente si verifica durante il periodo di funzionamento invernale dell'impianto.

Mantenendo un limite elettrico inferiore ai 50 kW, così come ipotizzato nel presente paragrafo, è sufficiente richiedere l'allacciamento elettrico in bassa tensione (V=400 Volt, trifase), eventualmente chiedendo il potenziamento dell'attuale utenza elettrica esistente.

A livello edilizio, gli ingombri delle nuove eventuali attrezzature sembrano accettabili rispetto agli spazi concessi dalla struttura esistente, senza richiedere ulteriori volumetrie per l'alloggiamento delle macchine ipotizzate. La soluzione andrebbe comunque studiata con un maggiore livello di dettaglio per progettare un layout adeguato ed efficiente.



7.3 IPOTESI 2: Caldaia a biomasse < 999 kW in ciclo combinato turbina a vapore + ORC

7.3.1 Descrizione della tecnologia

Rispetto a quanto descritto al paragrafo precedente, possono essere individuate nel mercato svariate soluzioni alternative che consentono di raggiungere rendimenti di trasformazione migliori rispetto a quelli valutati. Le soluzioni più diffuse riguardano però tecnologie, come quella proposta da Turboden, che richiedono potenze in ingresso superiori ai 3 MW termici, estranee pertanto al range di interesse specificato nelle premesse allo studio, ovvero l'applicazione termica e cogenerativa di caldaie a biomassa di potenza inferiore ad 1 MW.

Seguendo il criterio sinora adottato, la soluzione analizzata in questo paragrafo considera un nuovo sistema cogenerativo a ciclo Rankine con fluido organico funzionante su livelli di temperatura e pressione maggiori rispetto al caso precedente. Si tratta ovviamente di una soluzione che richiede necessariamente di adottare specifici accorgimenti tecnici sulla caldaia e sull'impianto di produzione di calore per riuscire ad aumentare le temperature di lavoro del fluido interno al circuito ORC.

È questa la caratteristica che contraddistingue il tipo di macchina che verrà analizzato nel seguito rispetto alla situazione precedente: far evaporare il fluido organico a temperature superiori ricorrendo all'utilizzo di vapore, ovvero acqua surriscaldata o olio diatermico, invece di acqua calda a temperature inferiori a quella di ebollizione (100°C).

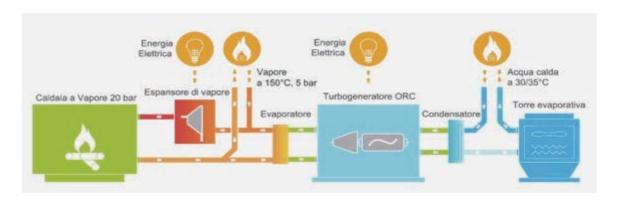


Figura 18

Nel caso specifico, per intervenire sulla centrale termica di Polverara è indispensabile sostituire la caldaia attuale o quantomeno modificarla significativamente: il corpo caldaia ed il bruciatore possono essere gli stessi, il generatore di calore dovrà essere almeno dotato di un apposito scambiatore adatto al riscaldamento del fluido vettore, sia esso ad olio diatermico o acqua surriscaldata

Il meccanismo di funzionamento è il seguente. Al fine di ottimizzare il rendimento del ciclo complessivo, il vapore generato dalla centrale termica viene portato a 20 bar e 200°C prima di essere fatto espandere fino alla pressione atmosferica in una turbina a vapore. In questo modo è possibile ottenere già in questa fase del ciclo una prima produzione di energia elettrica.





A valle della suddetta turbina, il fluido viene mandato all'impianto TLR, dopo spillamento di vapore attraverso un apposito scambiatore, oppure al turbogeneratore ORC, in maniera analoga a quanto già descritto in precedenza.

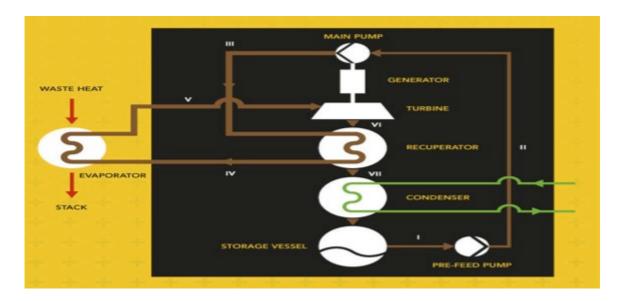
Per ammortizzare gli eventuali picchi di potenza derivanti dalle richieste della rete di TLR risulterà inoltre conveniente prevedere un accumulo al fine di sopperire alle richieste nei momenti di massima richiesta della rete di teleriscaldamento. Viste le potenze in gioco, la capienza complessiva del serbatoio, secondo un primo dimensionamento, potrebbe essere stimata in circa 110 m³.

Le proposte analizzate nel seguito riguardano le soluzioni impiantistiche proposte da Triogen e General Electric, distribuita in Italia tramite Ingeco s.r.l.

Le tecnologie sviluppate differiscono tra loro per le potenze, le pressioni e le temperature in gioco, senza cambiare radicalmente lo schema di funzionamento di base poco sopra presentato e comunque riportato qui sotto in una veste grafica differente.

Nel caso Triogen, la produzione elettrica è comunque demandata al solo ciclo ORC, evitando l'installazione di una turbina a vapore. In questo caso l'evaporatore recupera parte importante del calore contenuto nel fluido organico in uscita dalla turbina.

Anche in questo esempio è facile comprendere come lo scopo principale, che rappresenta allo stesso tempo il limite maggiore di queste tecnologie, rimanga quello di sfruttare la potenza, quindi l'energia altrimenti dissipata, disponibile al condensatore.





7.3.2 Sostenibilità economica

Nei calcoli di seguito presentati sarà analizzata la soluzione che prevede l'installazione di una caldaia a biomasse in grado di produrre vapore a 212° C e 20 bar in mandata e ritorno a 90°C alla pressione atmosferica.

La potenza nominale presunta è di 999 kW, grazie alla quale è possibile garantire una potenza utile di 879 kW con rendimenti di combustione pari all'88%. In questo caso la portata di vapore generabile risulterà di 1.330 kg/h. Le produzioni termiche stimate tengono conto anche del recupero di calore per raffreddamento della griglia mobile. I risultati ottenibili sono quelli riportati in tabella.

Tabella 29

| IMPIANTO: COMBY CYCLE 200 - CHP | | STAGIONE INVERNALE | STAGIONE ESTIVA | TOTALE |
|------------------------------------|-------|-----------------------|--------------------|--------|
| <u>Caldaia</u> | | | | |
| Potenza nominale caldaia | kW | 99 | 9 | |
| Salto termico totale caldaia | kJ/kg | 2.38 | 80 | |
| <u>Turbina a vapore</u> | | | | |
| Potenza elettrica generata | kW | 60 | 60 | |
| Ore di funzionamento | h | 4.000 | 4.000 | 8.000 |
| Energia elettrica prodotta | MWh | 240 | 240 | 480 |
| Impianto ORC | | | | |
| Potenza termica assorbita | kW | 643 | 879 | |
| Potenza elettrica generata | kW | 71 | 97 | |
| Ore di funzionamento | h | 4.000 | 4.000 | 8.000 |
| Energia elettrica prodotta | MWh | 283 | 387 | 670 |
| <u>Teleriscaldamento</u> | | | | |
| Ore di funzionamento | h | 4.000 | - | 4.000 |
| Numero utenze servite | | 120 | - | |
| Energia termica venduta | MWh | 1.200 | - | 1.200 |
| Ausiliari | | | | |
| Potenza media assorbita | kW | 20 | 20 | |
| Energia elettrica assorbita | MWh | 80 | 80 | 160 |
| <u>Combustibile</u> | | | | |
| Fabbisogno combustibile | ton | | | 2.497 |



Di seguito viene riportata la tabella riassuntiva dei costi di gestione e le dovute valutazioni dal punto di vista economico. Si consideri che i costi d'installazione sono stimati in 1.360.000 €, comprensivi di fornitura e posa di caldaia a biomassa e collegamenti impiantistici, turbina a vapore, impianto ORC, impianto a vapore, costi accessori (opere edili, serbatoi, idraulica di allacciamento al teleriscaldamento). La rete di teleriscaldamento rimane pertanto esclusa dai costi stimati.

Tabella 30

| OSTENIBILITA' ECONOMICA IMPIANTO COMBIANTO | | |
|--|-----------|--------|
| IMPIANTO: ORC CLEAN CYCLE 200 – CHP | | |
| COSTO COMBUSTIBILE | 52 | €/ton |
| Costi | | |
| Approvvigionamento combustibile | 129.840 | €/anno |
| Costi di gestione e conduzione impianto | 45.000 | €/anno |
| Totale | 174.840 | €/anno |
| Ricavi | | |
| Energia elettrica venduta | 990 | MWh |
| Vendita energia elettrica | 226.710 | €/anno |
| Energia termica venduta | 1.200 | MWh |
| Vendita energia termica | 92.400 | €/anno |
| Ricavi da vendita energia | 319.110 | €/anno |
| Utile | 144.270 | €/anno |
| Investimento | 1.360.000 | € |
| Tempo di pay back | 9,4 | anni |
| Indice di profitto in 10 anni | 0,061 | |

Considerando pertanto un costo di 1.360.000 €, l'investimento prevedrebbe un tempo di pay back di 9,4 anni, ed un indice di profittabilità in 10 anni (inteso come il rapporto tra il guadagno dopo 10 anni e il costo d'investimento sostenuto) pari a 0,061.

In questa conformazione, valutando una potenza di picco media richiesta da ogni abitazione pari a 4,8 kW, si stima sia possibile servire fino a 165 utenze circa, sebbene il limite massimo di allacciamenti previsti è pari a 120.

Dal grafico presentato in tabella si può inoltre comprendere come al diminuire del numero di utenze allacciate o del numero di ore di funzionamento l'investimento perderebbe di efficacia.

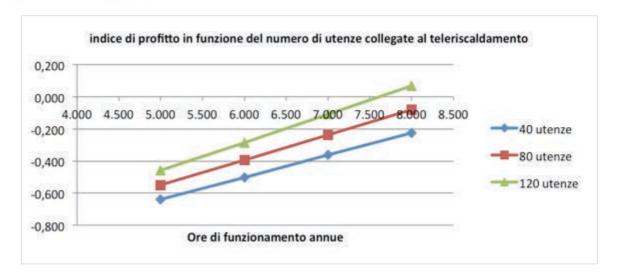


Figura 19

E' utile inoltre osservare la variazione dell'indice di profitto, al variare del costo del combustibile. Infatti, in alcune particolari situazioni, il calore necessario potrebbe derivare da altri processi di lavorazione, anche a costo zero (processi industriali, biogas,...).

Ecco, come illustrato nel grafico seguente, l'indice di profitto varia in modo considerevole.



Figura 20

Dal momento che l'intersezione del grafico con l'asse delle ascisse indica le ore di funzionamento per cui il tempo di pay back è di 10 anni, appare evidente che con un costo del combustibile di circa 20 €/ton, per avere un tempo di ritorno dell'investimento di 10 anni sarebbe sufficiente far funzionare l'impianto per circa 5.000 ore/anno, ovvero 14 ore al giorno. Così facendo sarebbe possibile ipotizzare il potenziamento della rete di teleriscaldamento fino alla saturazione e utilizzare l'impianto combinato solamente nella stagione estiva.



Mantenendo le ipotesi sinora adottate è possibile rivedere l'analisi economica nel caso in cui a variare fosse solamente il costo di investimento iniziale.

Ciò è possibile qualora vengano adottate soluzioni più economiche oppure, nel caso di Polverara, intervenendo sulla centrale termica esistente mediante un revamping impiantistico consistente nella sostituzione del solo scambiatore di calore posto nella parte finale della caldaia, senza modifiche della camera di combustione. In questo caso il costo complessivo si ridurrebbe di molto in quanto consentirebbe di non prevedere l'intera spesa di sostituzione della caldaia.

La spesa stimata per questo tipo di soluzione si aggirerebbe attorno a 100.000 €, comprensivi di scambiatore da 700kW con recupero dello scambiatore attuale, aggiunta ricircolo fumi, economizzatore fumi aria, modifica raccordi fumari, manodopera. (fonte Uniconfort, luglio 2014).

E' doveroso sottolineare che in questo caso la massima potenza erogabile dalla caldaia a biomasse si stabilizzerebbe attorno al valore di 700 kW, comunque sufficienti per garantire il riscaldamento previsto ad almeno 116 utenze termiche.

Il rendimento del sistema così costruito si attesterebbe all'85%.

La spesa complessiva eventualmente sostenuta potrebbe in questo caso diminuire fino ad 1.000.000 di euro circa, con ovvi possibili vantaggi dal punto di vista del recupero economico dell'investimento. Con questi nuovi parametri, ripetendo i calcoli poco sopra presentati, si ricava un pay back di circa 7,7 anni e un indice di profitto pari a 0,297.

7.3.3 Autorizzazioni e ingombri

Nel caso di inserimento di un impianto a ciclo combinato come quello descritto risulta necessaria l'autorizzazione per la realizzazione ex novo di un impianto di produzione di energia termica con potenza minore di 1 MW_t e 200 kW_e cogenerativi. La soluzione necessita di uno studio autorizzativo specifico.

Dal punto di vista elettrico, superando i 100 kW di utenza è necessario realizzare un nuovo allacciamento in media tensione. La richiesta va effettuata presso il distributore locale, ENEL Distribuzione S.p.A. nel caso di Polverara. Ciò comporta in ogni caso la realizzazione di una cabina MT specifica.

A livello edilizio pertanto gli ingombri delle nuove eventuali attrezzature risulterebbero comunque superiori rispetto agli spazi occupati dalla struttura esistente, con la conseguente necessità di richiedere specifiche autorizzazioni edilizie per la realizzazione dei locali tecnici dedicati e l'alloggiamento delle macchine ipotizzate. La soluzione andrebbe comunque studiata con l'adeguato livello di dettaglio così da ottenere comunque un layout adeguato ed efficiente.



7.4 IPOTESI 3: Caldaia a biomasse < 999 kW in ciclo combinato + teleraffrescamento

7.4.1 La trigenerazione

La possibilità di sfruttare ulteriormente il calore di scarto dell'impianto cogenerativo, aumentando così il rendimento di primo principio dell'intero sistema, può essere realizzata mediante l'inserimento di un gruppo frigorifero ad assorbimento a valle del cogeneratore.

La ricerca condotta nell'ambito di questo lavoro è stata focalizzata principalmente sulle macchine disponibili nel mercato con potenze relativamente ridotte, principalmente perché il target di riferimento non risulta adatto alla realizzazione di reti di teleraffrescamento vero e proprio, ovvero con produzione centralizzata dell'energia frigorifera e distribuzione alle utenze; infatti, perché questo tipo di sistema risulti economicamente sostenibile è necessario avere un elevato numero di utenze con un cospicuo fabbisogno di raffrescamento durante l'anno.

Al contrario, nel caso in cui il numero di utenze interessate sia ridotto (come avviene tipicamente in comunità di medie dimensioni quali quelle di riferimento), può risultare interessante studiare una rete in cui la produzione di energia frigorifera avvenga localmente in corrispondenza delle utenze, comportando i vantaggi che vengono nel seguito elencati:

- aumento del tempo di funzionamento della caldaia a biomassa, con benefici sui rientri economici derivanti dalla distribuzione del calore;
- mantenimento del sistema distributivo tradizionale, dato che la rete dovrà distribuire solamente acqua calda;
- continuità di servizio di fornitura di acqua calda sanitaria con rendimenti di generazione superiori rispetto al caso di semplice teleriscaldamento, poiché la caldaia lavora a carichi più elevati anche quando non c'è richiesta di energia per il riscaldamento.

Volendo studiare una rete con produzione dislocata di energia frigorifera, le macchine ad assorbimento su cui verrà focalizzata la ricerca saranno macchine di taglia più ridotta possibile (<120 kW).

La figura seguente illustra il layout dell'impianto descritto in regime di funzionamento estivo, evidenziando come si tratti semplicemente di un'evoluzione delle soluzioni descritte nei paragrafi precedenti.

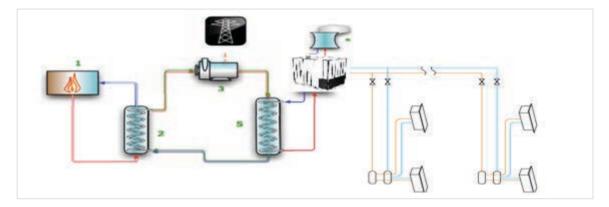


Figura 21



7.4.2 Cicli ad assorbimento

Come già descritto nei paragrafi precedenti, gli assorbitori sono macchine in grado di sfruttare un flusso di calore per raffreddare un fluido termovettore od uno spazio confinato ad una temperatura inferiore rispetto alla temperatura ambiente. In questo caso, dunque, la forza motrice del sistema risulta essere il calore in ingresso, e non più l'energia elettrica che alimenta i compressori nei tradizionali cicli frigoriferi a compressione di vapore.

Per quanto riguarda le soluzioni impiegate nelle macchine ad assorbimento, le principali sono acqua-ammoniaca e, soprattutto, acqua-bromuro di litio; quest'ultima è ad oggi la soluzione più impiegata.

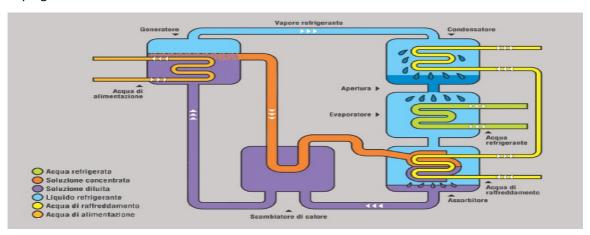


Figura 22

Tale flusso di calore viene utilizzato nel *generatore*, nel quale il soluto (acqua) viene portato ad ebollizione operandone la separazione dal solvente (per esempio, bromuro di litio). Il vapore così ottenuto viene quindi fatto *condensare* cedendo calore ad un'opportuna portata di acqua di raffreddamento e poi *laminato* per abbassarne la pressione. A questo punto l'acqua entra *nell'evaporatore*, assorbendo calore dall'acqua da refrigerare: è questo, dunque, l'effetto utile dell'intero ciclo. All'interno di un componente chiamato *assorbitore*, infine, l'acqua viene riassorbita dal solvente, ovvero la miscela ricca proveniente dal generatore, cedendo calore all'acqua di raffreddamento.

In merito all'acqua refrigerata in uscita dal sistema, risulta interessante osservare che tipicamente questa viene raffreddata a circa 6-7°C (minimo: 5,5°C) a partire da una temperatura di 10-11°C (massimo: 19,5°C), con un differenziale di temperature comunque prossimo a 4°C. Tali temperature rendono l'acqua refrigerata adatta per l'alimentazione di un comune impianto di raffrescamento a fan coil.

Come per le macchine frigorifere a compressione di vapore, anche per le macchine ad assorbimento viene definito un coefficiente di effetto utile (COP) come rapporto tra la potenza frigorifera in uscita e la potenza (in questo caso termica) assorbita:

$$COP = \frac{kWf}{kWt}$$



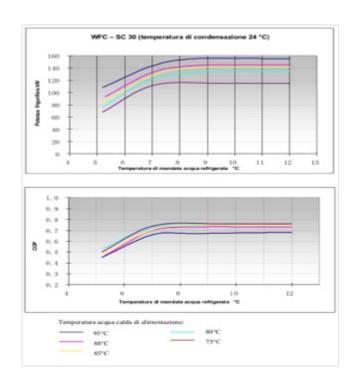
I principali parametri che influenzano la resa di una macchina ad assorbimento sono:

- la temperatura in uscita dell'acqua refrigerata;
- la temperatura di funzionamento del condensatore;
- la temperatura di funzionamento del generatore.

In particolare:

- un abbassamento della temperatura di mandata dell'acqua refrigerata comporta un calo della potenza frigorifera e del COP della macchina (questo effetto risulta trascurabile se la temperatura di mandata non scende sotto i 7-8°C;
- un abbassamento della temperatura di condensazione comporta un aumento della resa frigorifera della macchina, mentre il COP non varia in misura sostanziale;
- un aumento della temperatura di funzionamento del generatore comporta un aumento della potenza frigorifera in uscita e del COP.

A puro titolo di esempio, la figura seguente riporta le curve di lavoro di un refrigeratore ad assorbimento, con temperatura al condensatore di 24°C (Maya WFC-SC 30).



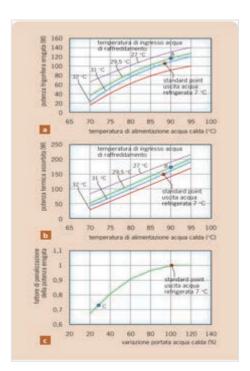


Figura 23





7.4.3 Descrizione della tecnologia

La soluzione più adottata in riferimento alla miscela che viene fatta evolvere è quella delle macchine a bromuro di litio. Considerando, invece, la modalità di funzionamento del generatore, le tecnologie che il mercato offre sono le seguenti:

- macchine con generatore a fiamma diretta;
- macchine con generatore combinato fiamma-acqua surriscaldata;
- macchine con generatore alimentato da acqua calda.

Dato l'ambito di riferimento di questo studio, le prime due soluzioni sono da scartare, dato che utilizzano come fonte di calore un combustibile fossile e/o acqua surriscaldata, non adatto al trasporto in una rete di teleriscaldamento; la terza soluzione, invece, è quella che più interessa nel caso in esame, trattandosi di una tecnologia che può sfruttare il calore disponibile in un fluido termovettore per la produzione dislocata di energia frigorifera.

Data la complessità del ciclo termodinamico applicato in questo tipo di macchine, ad oggi il mercato non offre soluzioni che possano essere applicate ad utenze domestiche, in cui la richiesta di energia frigorifera è limitata a pochi kW. Ciò comporta che le utenze che potranno collegarsi alla rete di distribuzione dell'acqua calda per inserire una macchina ad assorbimento saranno perlopiù utenze di medie dimensioni, quali, ad esempio, case di cura, utenze industriali o uffici.

Un ulteriore parametro di funzionamento che è necessario tenere in considerazione è la temperatura di ingresso dell'acqua di alimentazione del generatore. Il principale vincolo del sistema in esame è dato dalle caratteristiche della rete di distribuzione, che comporta una temperatura di arrivo alle utenze dell'acqua difficilmente superiore a 90°C. Questo, dunque, sarà considerato il limite massimo di temperatura di alimentazione degli assorbitori di riferimento.

Per i motivi sopra elencati, nel seguito ci si focalizzerà sulle tecnologie offerte dal mercato in merito a macchine frigorifere ad assorbimento di potenza frigorifera inferiore a 120 kW, con generatore di vapore alimentato da acqua calda ad una temperatura non superiore a 90°C.

La ricerca effettuata ha permesso di individuare i seguenti produttori in grado di offrire macchine che rispondano ai requisiti sopra indicati:

- IBT
- Maya
- Systema

Nella tabella seguente si riportano alcuni parametri caratteristici delle macchine disponibili, offrendo un confronto tra macchine di diversa taglia e di diversi costruttori.

Per ulteriori parametri di funzionamento e per le curve caratteristiche di ciascuna macchina si rimanda alle schede tecniche allegate.



MACCHINE FRIGORIFERE AD ASSORBIMENTO CON POTENZA FRIGORIFERA <120 kW, GENERATORE ALIMENTATO AD ACQUA CALDA

| | | IBT D30L2 | Maya WFC-SC 5 | Maya WFC-SC 10 | Maya WFC-SC 20 | Maya WFC-SC 30 | Systema SYBCTDH 70 (35)-80/90 | Systema SYBCTDH 115 (35)-80/90 | Systema SYFA SYBDH10X |
|----------------------------------|-------------|--------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|
| Potenza frigorifera resa | 98 kW | 105 kW | 17,6 kW | 35,2 kW | 70,3 kW | 105,6 kW | 35 kW | 55 kW | 116 kW |
| Potenza termica alimentazione | 136,0 kW | 144,8 kW | 25,1 kW | 50,2 kW | 100 kW | 151 kW | 47 kW | 75 kW | 258 kW |
| COP nominale | 0,7 | '2 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,73 | 0,73 | 0,45 |
| T alimentazione acqua calda | 95 | °C | 88°C (max: 95°C) | 88°C (max: 95°C) | 88°C (max: 95°C) | 88°C (max: 95°C) | 90°C | 90°C | 75°C |
| T uscita acqua calda | 80' | °C | 83°C (min: 70°C) | 83°C (min: 70°C) | 83°C (min: 70°C) | 83°C (min: 70°C) | 80°C | 80°C | 55°C |
| T mandata acqua refrigerata | 7°C | 8°C | 7°C | 7°C | 7°C | 7°C | 7°C | 7°C | 7°C |
| T ritorno acqua refrigerata | 12°C | 13°C | 12,5°C | 12,5°C | 12,5°C | 12,5°C | 12,5°C | 10,3°C | 12°C |



La macchina di taglia più ridotta riscontrata è prodotta da Maya S.p.A., con una potenzialità frigorifera di 17,6 kW.

Con l'eccezione della macchina di Systema (SYFA), tutte le macchine sopra elencate hanno prestazioni simili in termini di COP, con un valore prossimo a 0,70-0,73.

Systema SYFA SYBDH10X ha un COP nominale più basso (0,45), ma ciò è dovuto soprattutto alla minor temperatura dell'acqua di alimentazione (75°C) rispetto alle macchine concorrenti. Tuttavia, è necessario osservare che anche le altre macchine possono lavorare con alimentazione inferiore rispetto a quanto previsto in condizioni nominali, pur con prestazioni inferiori. Dai report analizzati risulta, infatti, che una diminuzione della temperatura di alimentazione da 90°C a 80°C comporta una riduzione della resa frigorifera compresa tra il 25% ed il 35%, in funzione della temperatura dell'acqua di raffreddamento.

Infine, è necessario osservare che la macchina di IBT è il modello di taglia più ridotta tra quelli proposti dalla casa, che ha un target di riferimento decisamente superiore, più vicino al MW di potenza frigorifera installata, eccessivo per l'ipotesi sinora seguita. La stessa situazione si ripresenta anche per forniture di altri produttori non inseriti nell'elenco sopra riportato per il fatto che pur presentando proposte di assorbitori di taglia elevata, non offrono modelli inferiori a 120 kW frigoriferi.

Il motivo di questa scelta è probabilmente determinato dal fatto che i costi delle macchine ad assorbimento NON crescono in maniera proporzionale all'aumento della potenza erogata, anzi. Facendo un'attenta analisi di mercato si può infatti comprendere come il costo unitario per l'acquisto di un kW frigorifero (ottenuto dal rapporto tra costo totale della macchina e potenza frigorifera resa) diminuisce all'aumentare della taglia dell'assorbitore considerato. Per dare un'idea dei valori in gioco si possono considerare le seguenti quotazioni, riferite al solo costo di acquisto della macchina frigorifera, senza costi accessori o di installazione:

- Macchina da 35 kW frigoriferi: costo unitario del kW_f= 810 €/kW
- Macchina da 70 kW frigoriferi: costo unitario del kW_f= 520 €/kW
- Macchina da 105 kW frigoriferi: costo unitario del kW_f= 400 €/kW
- Macchina da 175 kW frigoriferi: costo unitario del kW_f= 340 €/kW

A questi costi andrebbero aggiunti i costi accessori e quelli di installazione, oltre a quelli di infrastruttura nel caso di macchine eccessivamente grandi. Per questa ragione risulta pertanto evidente come macchine eccessivamente piccole non siano convenienti mentre macchine eccessivamente grandi richiedono utenze concentrate altrettanto sovradimensionate oppure opere infrastrutturali onerose ed impattanti.

L'ipotesi sinora seguita trova pertanto ulteriore giustificazione anche dai costi qui brevemente riportati.



7.4.4 Sostenibilità economica

Di seguito si illustrano i risultati ottenuti dall'analisi svolta al fine di individuare la sostenibilità economica del sistema caldaia a biomasse con potenza pari a 999 kW, teleriscaldamento, teleraffrescamento e cogenerazione, analogamente a quanto fatto nei paragrafi precedenti.

La presente analisi è svolta dal punto di vista del gestore di calore. La verifica economica di eventuali vantaggi o svantaggi per l'utente finale, allacciato alla rete di teleriscaldamento è proposta successivamente.

I costi d'investimento rimangono inalterati rispetto all'ipotesi 2, ovvero € 1.360.000.

Tabella 31. Riassunto dei parametri operativi in riferimento alla sostenibilità dell'intervento: impianto ORC CLEAN CYCLE 200

| SOSTENIBILITA' ECONOMICA IM | PIANTO COMBIN | АТО | | |
|------------------------------------|---------------|-----------------------|--------------------|--------|
| IMPIANTO: COMBY CYCLE 200 - CHP | | STAGIONE INVERNALE | STAGIONE ESTIVA | TOTALE |
| <u>Caldaia</u> | | | | |
| Potenza nominale caldaia | kW | 99 | 99 | |
| Salto entalpico totale | kJ/kg | 2.3 | 80 | |
| Turbina a vapore | | | | |
| Potenza elettrica generata | kW | 6 | 0 | |
| Ore di funzionamento | h | 4.000 | 4.000 | 8.000 |
| Energia elettrica prodotta | MWh | 240 | 240 | 480 |
| Impianto ORC | | | | |
| Potenza termica assorbita | kW | 643 | 146/879 | |
| Potenza elettrica generata | kW | 71 | 16/97 | |
| Ore di funzionamento | h | 4.000 | 4.000 | 8.000 |
| Energia elettrica prodotta | MWh | 284 | 104 | 388 |
| <u>Teleriscaldamento</u> | | | | |
| Ore di funzionamento | h | 4.000 | 3.500 | 7.500 |
| Numero utenze servite | | 120 | 5 | |
| Energia termica venduta | MWh | 1.200 | 2.625 | 3.825 |
| <u>Ausiliari</u> | | | | |
| Potenza media assorbita | kW | 20 | 20 | |
| Energia elettrica assorbita | MWh | 80 | 80 | 160 |
| <u>Combustibile</u> | | | | |
| Fabbisogno combustibile | ton | | + | 2.497 |



L'ipotesi di lavoro valuta che gli allacciamenti alla rete collettiva siano i seguenti:

- 120 utenze nella stagione invernale
- 5 utenze nella stagione estiva, con assorbitori di taglia 105 kW_f

| OSTENIBILITA' ECONOMICA IMPIANTO COMBINATO | | | |
|--|-----------|-----------|--------|
| IPIANTO: ORC CLEAN CYCLE 200 – CHP | | | |
| OSTO COMBUSTIBILE | 52 | 69 | €/ton |
| osti | | | |
| pprovvigionamento combustibile | 129.840 | 172.290 | €/anno |
| osti di gestione e conduzione impianto | 45.000 | 45.000 | €/anno |
| otale | 174.840 | 217.290 | €/anno |
| licavi | | | |
| nergia elettrica venduta | 787 | 787 | MWh |
| 'endita energia elettrica | 180.300 | 180.300 | €/anno |
| nergia termica venduta | 3.865 | 3.865 | MWh |
| rendita energia termica | 294.500 | 294.500 | €/anno |
| licavi da vendita energia | 474.800 | 474.800 | €/anno |
| Itile | 299.960 | 257.510 | €/anno |
| nvestimento | 1.360.000 | 1.360.000 | € |
| empo di pay back | 4,5 | 5,3 | anni |
| ndice di profitto in 10 anni | 1,206 | 0,811 | |

A questo punto è doverosa una puntualizzazione.

Se è vero che il gestore di calore riesce ad ottenere ottimi vantaggi economici dall'operazione proposta, qual è il reale vantaggio per l'utente finale?

Dal punto di vista dell'utilizzatore della rete di teleriscaldamento, nel caso decidesse di sfruttare la rete di teleriscaldamento per alimentare un proprio sistema ad assorbimento per il condizionamento dell'edificio di proprietà, ogni 1.000 kWh frigoriferi richiesti, l'utente finale pagherebbe:

 circa 110 €/MWh, considerando che il prezzo di acquisto dell'energia termica sia quello precedentemente indicato, ovvero 77 €/MWh termico (1.000 kWh prodotti con macchina frigorifera ad assorbimento con ESEER pari a 0,7 costano infatti 1.000*77/0,7 = 110 €/MWh)

se invece decidesse di produrla con un sistema di raffrescamento tradizionale, costituito ad esempio da un chiller elettrico e ventilconvettori interni, i costi da sostenere sarebbero pari a:



circa 60 €/MWh (1.000 kWh, prodotti con macchina frigorifera elettrica con ESEER assunto pari a 3,3 e costo dell'energia elettrica pari a 0,20 €/kWh costano infatti 1.000*0,20/3,3 = 60 €/MWh)

Sulla base di questo ragionamento, l'utente finale subirebbe una perdita netta di 50 €/MWh, che, ribaltati sui circa 1.850 MWh frigoriferi ipotizzati nella stagione estiva, porterebbe ad una perdita complessiva pari a 92.500 €/anno.

Oltre a questo costo di gestione aggiuntivo, l'utente dovrebbe in ogni caso sostenere il costo d'acquisto dell'attrezzatura, corrispondenti a circa 55.000 € per un gruppo frigorifero ad assorbimento da circa 100 kW, ovvero il doppio rispetto al costo di un classico chiller elettrico della stessa taglia.

Visti gli importanti utili generati dal sistema ipotizzato, un'ipotesi interessante potrebbe pertanto essere quella di pensare che, al fine di incentivare l'applicazione di tali tecnologie, durante la stagione estiva il gestore del servizio di teleriscaldamento possa effettuare degli sconti arrivando a vendere l'energia termica a 40 €/MWh. Così facendo il prezzo per il condizionamento pagato dall'utente finale sarebbe competitivo con quello di un sistema tradizionale, in quanto, secondo il ragionamento già fatto in precedenza, all'utente finale l'energia frigorifera costerebbe circa 57 €/MWh.

In alternativa, sempre nell'idea di rendere appetibile l'utilizzo estivo della rete di teleriscaldamento, si può ipotizzare che la spesa da sostenere per l'acquisto degli assorbitori possa gravare in tutto o in parte sul medesimo gestore di calore, venditore dell'energia termica. Ripercorrendo i calcoli visti in precedenza, i risultati ottenibili sarebbero i seguenti. L'investimento per l'acquisto degli assorbitori è computato nel costo di investimento totale.

| SOSTENIBILITA' ECONOMICA IMPIANTO COMBINATO, Vendita En. Termica al MWh: 40 € estate; 77 € inverno | | | | | | |
|--|-------------|-------------|--------|--|--|--|
| IMPIANTO: ORC CLEAN CYCLE 200 – CHP | | | | | | |
| COSTO COMBUSTIBILE | 52 | 69 | €/ton | | | |
| Costi | 174.840 | 217.290 | €/anno | | | |
| Ricavi | | | | | | |
| Energia elettrica venduta | 787 | 787 | MWh | | | |
| Vendita energia elettrica | 180.300 | 180.300 | €/anno | | | |
| Energia termica venduta | 1.200+2.625 | 1.200+2.625 | MWh | | | |
| Vendita energia termica | 197.400 | 197.400 | €/anno | | | |
| Ricavi da vendita energia | 377.700 | 377.700 | €/anno | | | |
| Utile | 202.860 | 160.410 | €/anno | | | |
| Investimento | 1.635.000 | 1.635.000 | € | | | |
| Tempo di pay back | 8,1 | 10,2 | anni | | | |
| Indice di profitto in 10 anni | 0,241 | -0,019 | | | | |



Al variare del numero di utenze estive allacciate alla rete di teleriscaldamento, l'andamento dell'indice di profitto è quello riportato nei due grafici che seguono, relativi al caso di costo del combustibile pari a 52 o 69 €/ton.

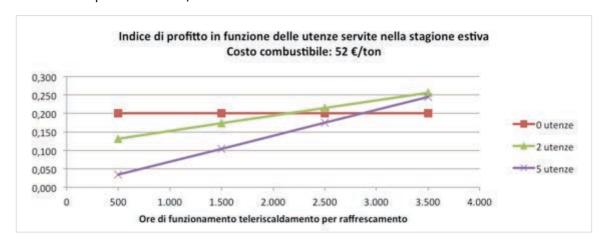


Figura 24

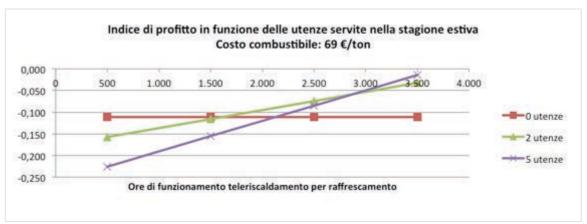


Figura 25

Rispetto all'ipotesi di non servire le utenze di teleraffrescamento durante la stagione estiva, si nota che, in base a quanto detto, l'investimento risulta conveniente all'aumentare del costo del combustibile (ciò è dovuto all'abbattimento dei ricavi per la generazione di energia elettrica) e delle ore di funzionamento dell'eventuale teleraffrescamento.

Gli indici di profitto rimangono comunque molto bassi, caratteristici di investimenti che si ripagano in un numero di anni superiori ad 8 o 10.

Gli andamenti riportati si verificano in quanto all'aumentare dell'energia richiesta dagli assorbitori, cala la resa della turbina ORC in quanto diminuisce la potenza termica di alimentazione, fino a quando il numero di assorbitori è tale per cui i mancati ricavi dovuti alla vendita dell'energia elettrica sono compensati dai ricavi ottenuti vendendo l'energia termica nella stagione estiva.



7.4.5 Autorizzazioni e ingombri

Nel caso di inserimento di un sistema di teleraffrescamento realizzato mediante l'installazione localizzata di assorbitori con potenza frigorifera pari a 100 kW/cad circa, a livello autorizzativo risulta necessario:

- seguire le procedure già descritte ai paragrafi di pertinenza in merito alla realizzazione del sistema centralizzato composto da caldaia a biomassa con potenza inferiore ad 1 MW_t e 200 kW_e cogenerativi dotata di relativa rete di teleriscaldamento
- individuare le utenze specifiche che richiedano energia frigorifera presso le quali installare gli assorbitori.

Tralasciando quanto già specificato in merito al sistema centralizzato, l'utenza che richieda l'installazione di un assorbitore non necessita di alcuna pratica autorizzativa specifica che non sia compresa nel semplice iter burocratico relativo all'installazione di nuovi impianti termici, con specifico riferimento alla Relazione Tecnica di cui all'art. 28, L.10/91.

Oltre allo scambiatore posto nel locale utente, le richieste energetiche si limitano a meno di 3 kW elettrici necessari per l'alimentazione della pompa di circolazione e del ventilatore al condensatore. Nulla più.

A livello di spazi occupati si può tenere come riferimento un locale tecnico con altezze inferiori ai 3 mt e dimensioni in pianta pari a 5×3 mt: le macchine da installare hanno dimensioni pari a circa $1.500 \times 1.500 \times 2.200$ [mm] e $1.200 \times 1.200 \times 2.200$ [mm].

Il locale deve essere facilmente accessibile, mantenere i necessari spazi di movimentazione e manutenzione, posizionarsi in posizione prossima al sistema di distribuzione degli impianti termici e frigoriferi.



7.5 Ipotesi 4: Solar cooling

7.5.1 Descrizione della tecnologia

A valle di quanto esposto finora, la tecnologia ad assorbimento offre interessanti spunti sulla possibilità di operare il raffrescamento di edifici per mezzo dell'energia termica contenuta in un fluido termovettore.

Come già detto, le temperature necessarie per il funzionamento di questo tipo di macchine possono essere inferiori ai 90°C, temperature che possono essere raggiunte in un sistema solare termico con collettori a tubi sottovuoto, comunemente utilizzati al servizio di edifici civili (al pari dei collettori piani vetrati). È quindi possibile pensare di utilizzare l'energia solare come fonte di calore per l'alimentazione di un impianto frigorifero ad assorbimento, così da non rendere necessario lo smaltimento del calore accumulato nella stagione estiva come avviene negli impianti di tipo tradizionale, dato che le sovratemperature che si possono creare risultano dannose per il mantenimento della funzionalità dell'impianto stesso.

Questa soluzione, pur essendo applicabile anche in maniera indipendente dai singoli utenti, può risultare interessante anche qualora venisse applicata la soluzione descritta nel capitolo precedente, con un cogeneratore centralizzato che distribuisce il calore anche nel periodo estivo per la produzione di energia frigorifera per mezzo di macchine ad assorbimento dislocate nel territorio. Infatti, nei tratti non ancora collegabili al teleriscaldamento potrebbe essere adottata una soluzione solare per la produzione dell'energia termica di alimentazione dell'assorbitore.

Tuttavia, si vuole osservare che la produzione centralizzata del calore per mezzo di un impianto solare termico abbinato alla caldaia a biomasse risulta di difficile realizzazione, dato che il calore in uscita dall'impianto di cogenerazione, nel periodo estivo, rappresenta uno scarto della produzione di energia elettrica e risulta già sovrabbondante rispetto alla richiesta di energia termica estiva.

La scelta della tecnologia a tubi sottovuoto è dovuta alle maggiori temperature raggiungibili e dai migliori rendimenti alle alte temperature rispetto alla tecnologia a pannelli piani vetrati, come rilevabile dalla figura seguente.

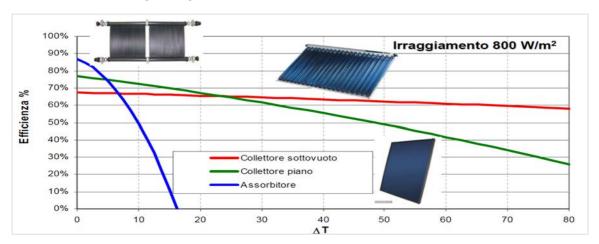


Figura 26



Come già evidenziato nel paragrafo precedente, non sono attualmente disponibili nel mercato macchine di condizionamento di taglia indicativamente inferiore ai 17kW frigoriferi; ciò significa che la soluzione proposta non può essere applicata in abitazioni unifamiliari, quanto piuttosto ad edifici la cui destinazione d'uso rende prevedibile un fabbisogno prolungato di energia per il raffrescamento. Questa condizione può risultare verificata, per esempio, per sistemi di raffrescamento di alberghi, case di cura o sistemi centralizzati di edifici condominiali.

Inoltre, c'è da notare che i picchi di richiesta per il raffrescamento coincidono con i periodi di maggior irraggiamento solare. Ciò significa che il solar cooling può portare ad ottenere un duplice beneficio. Da un lato, infatti, la diffusione su larga scala di questa tecnologia può contribuire ad allentare la pressione sulla rete elettrica nazionale, con evidenti benefici per il sistema elettrico (minori perdite di trasmissione, riduzione dei rischi di black-out ...); dall'altro, per utenti domestici la riduzione dei consumi elettrici per il condizionamento può risultare in un consistente risparmio in termini economici per l'utente, dato che l'elevato consumo di energia elettrica nei mesi di maggior richiesta può comportare il suo inserimento da parte del fornitore in fasce di consumo a prezzo maggiorato²⁶. Infine, l'energia termica prodotta dall'impianto nella stagione invernale può portare ulteriori risparmi per l'approvvigionamento del combustibile per il riscaldamento e per la produzione di acqua calda per usi sanitari.

7.5.2 Sostenibilità economica

Per la stima dei costi e dei benefici derivanti dall'installazione di un sistema di solar cooling per il raffrescamento di edifici nel seguito si farà riferimento ad un edificio tipo, con le seguenti caratteristiche:

- Superficie utile: 250 m²
- Fabbisogno di raffrescamento: 18 MWh_f/anno
- Soluzione "standard" per il raffrescamento: chiller elettrico centralizzato con distribuzione a due o quattro tubi, potenza frigorifera 70 kW, COP medio stagionale 3,3

In queste condizioni, considerando un prezzo di acquisto dell'energia elettrica per l'utente di 200 €/MWh, la spesa annua per il condizionamento estivo vale circa 1.100 €.

Si consideri, al contrario, l'installazione di una macchina ad assorbimento abbinata ad un impianto solare termico.

La superficie dei collettori, orientati a Sud e con inclinazione rispetto all'orizzontale di 30°, può essere valutata in circa 30 m², avendo considerato la possibilità di inserire un accumulo per l'acqua calda (3.000 litri). Alle latitudini di Polverara, un impianto di questo tipo può garantire la produzione di circa 8,9 MWh termici all'anno (6,2 MWh_f); ciò comporta che nel periodo di

_

²⁶ Per un confronto tra i prezzi applicati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) si veda la pagina consultabile all'indirizzo http://www.autorita.energia.it/it/dati/condec.htm. A titolo di esempio, dal 1 aprile 2014 il prezzo del kWh elettrico (relativo alla sola componente della Quota Energia) è di 13,4 c€ per utenti domestici con tariffa bioraria nella fascia F1 con un consumo annuo inferiore a 1.800 kWh, mentre è di 30,5 c€ per utenti che consumano oltre 4.440 kWh/anno. Nella fascia F23, tali prezzi variano da 12,6 c€ per consumi inferiori a 1.800 kWh/anno a 29,7 c€ per consumi oltre i 4.440 kWh/anno.



raffrescamento il condizionamento dell'aria può essere realizzato per il 35 % circa per mezzo del solar cooling, riducendo il fabbisogno frigorifero a carico del chiller a 11,8 MWh/anno, che, nelle ipotesi sopra riportate, comportano una spesa annua di 710 €. Il risparmio annuo in termini di costi di gestione dell'impianto risulta pertanto di 290 €. Questo valore si somma nel periodo invernale al risparmio per l'acquisto del metano per il riscaldamento e per la produzione di acqua calda sanitaria, valutabile in circa 1.200 €. Il complessivo risparmio annuo ottenibile con il solar cooling rispetto alla soluzione standard è dunque di circa 1.500 €.

Tale risparmio, tuttavia, è contrastato da una soluzione impiantistica certamente più costosa rispetto alla soluzione standard. Infatti, come riportato anche nei capitoli precedenti, l'acquisto di un impianto di condizionamento elettrico della taglia sopra riportata può comportare una spesa iniziale di 20.000 €, mentre una soluzione di tipo solare può portare a spendere fino a 80.000 €.

Questa cifra deriva dalla somma degli importi per l'acquisto dei diversi componenti dell'impianto, che sono stati così ipotizzati:

- 30.000 € per l'installazione dei collettori solari e del sistema di accumulo
- 45.000 € per l'installazione della macchina frigorifera ad assorbimento
- 5.000 € per ulteriori spese (permessi, progettazione, ...)

I numeri sopra riportati portano a ritenere che l'impianto di solar cooling non risulta ad oggi conveniente per quanto riguarda il ritorno economico dell'investimento, a causa di un elevato costo di investimento iniziale.



8 Approvvigionamento della biomasse per la produzione di energia: il cippato

La tipologia di combustibile impiegato in caldaia è esclusivamente biomassa legnosa di matrice agro-forestale di tipo cippato: scaglie (CHIPS) di piccole dimensioni di 2-4 cm di diametro.



Figura 27. Il cippato che alimenta la caldaia.

Il cippato può provenire da più fonti diverse, essenzialmente impianti legnosi dedicati alla produzione di biomassa da energia, mentre, più raro, è il ricorso a scarti e/o residui agricoli o forestali di varia natura. Più precisamente il cippato impiegato come combustibile proviene da utilizzazioni di fine turno di impianti lineari campestri (siepi, filari, bande boscate), colture legnose con impianti a pieno campo dedicati alla produzione esclusiva di legno-energia (arboreti di tipo SRC – Short rotation coppice e SRF – short rotation forestry), dall'espianto di frutteti o altre colture legnose giunte a fine ciclo e dalla sminuzzatura di rami e cimali ottenuti da diradamenti di boschi, arboreti di legno di pregio, boschi planiziali, boschi collinari o pedemontani.

Secondo la normativa nazionale che disciplina le centrali a biomassa quali quella realizzata a Polverara, la tipologia di biomassa utilizzabile deve essere **prodotta esclusivamente dalla lavorazione meccanica di legno vergine** come definito nel D. Lgs. 152/2006 - Testo Unico "Norme in materia ambientale"²⁷. A tale scopo il cippato impiegato deve risultare dalla sminuzzatura di:

- tronchi sramati di conifere o latifoglie;
- tronchi di latifoglie con rami e privi di foglie;
- ramaglia di latifoglie senza foglie o con foglie secche;
- refili e sciaveri e altri scarti di prima lavorazione del legno.

²⁷ Parte V, Allegato X, Sezione 4, Caratteristiche delle biomasse combustibili e relative condizioni di utilizzo.



8.1 Caratteristiche, quantità, qualità, rese energetiche

Nei primi anni di vita le modalità di funzionamento dell'impianto hanno influenzato la tipologia di combustibile impiegato per alimentare la caldaia. L'impossibilità di garantire periodi lunghi di funzionamento a pieno regime infatti ha reso necessario l'impiego esclusivo di biomassa secca e/o relativamente umida, nonostante la caldaia sia provvista di una griglia mobile che dovrebbe permettere anche l'impiego di biomassa umida, con contenuto idrico fino al 50%²⁸.

Secondo le indicazioni della ditta costruttrice, era sconsigliato l'impiego di biomassa piuttosto umida, avente un *contenuto idrico* w>45%, pena il rischio del verificarsi di vari tipi di malfunzionamenti (episodi di spegnimenti, danneggiamenti alle componenti della caldaia, situazioni di combustione non ottimale).

L' allacciamento di nuove utenze (tra l'altro piuttosto energivore, quali il centro ricreativo e la palestra e il prossimo collegamento degli appartamenti dei tre nuovi condomini), dovrebbe con molta probabilità permettere l'impiego di biomassa a elevato contenuto di umidità (fino a un w prossimo al 50%), senza che questo comporti un danneggiamento all'ottimale combustione e funzionamento dell'impianto termico.

La formula per il calcolo del potere calorifico del legno (Mj/kg) con un dato contenuto idrico (M%) è la seguente:

$$pc_m = \frac{pc_0 (100 - M) - 2,44 M}{100}$$

Dove il parametro M è espresso come tenore idrico (w%) e il valore 2,44 (Mj/kg) è il calore di evaporazione dell'acqua (formula di Hartmann).

Nella pratica si impiegano i seguenti valori medi per il potere calorifico inferiore medio:

| legno anidro: M(0%) | pc ₀ = 18,5 MJ/kg = 5,14 kWh/kg |
|---------------------|--|
| cippato: M(30%) | pc ₃₀ = 12,2 MJ/kg = 3,4 kWh/kg |

(Fonte. AIEL)

quella di saturazione raggiunge un equilibrio dinamico con l'umidità dell'ambiente esterno, attestandosi a valori inferiori al 20% (u).

Il contenuto idrico del legno (M =moisture o w = Wassergehalt), viene espresso come tenore idrico (w), che s esprime come rapporto percentuale: $w = \frac{peso\ umido-peso\ anidro}{peso\ umido} \times 100$. L'umidità, invece, è espressa come: $u = \frac{peso\ umido-peso\ anidro}{peso\ umido} \times 100$. Nel legno stagionato ad un certo punto l'acqua libera evapora completamente mentre

8.1.1 Determinazione del contenuto idrico

Il parametro per determinare la qualità del cippato in base al suo contenuto energetico è il contenuto idrico.

Tra gli strumenti impiegati per la misurazione del contenuto idrico del cippato di ogni carico consegnato, si è ricorso a due opzioni:

- Misuratore istantaneo del contenuto idrico Wood chip moisture meter EXOTEK FMG 3000: il valore risultante non ha la massima precisione ma è speditivo, immediato e comunque attendibile;
- Stufa di essiccazione a ventilazione forzata BINDER FD 53: induce un'essiccazione del
 campione a 105° C per 48 ore, ottenendo al termine legno anidro; si effettua la
 misurazione del peso del campione al momento del prelievo, prima dell'immissione in
 stufa, e al termine dell'essiccazione; la differenza tra le due misurazioni è l'acqua
 evaporata nel corso dell'essiccazione, che corrisponde al contenuto idrico del campione.

L'impiego della stufa è un metodo a elevata precisione, molto più attendibilità rispetto al ricorso all'utilizzo del misuratore istantaneo del contenuto idrico.



Foto – Misuratore istantaneo del contenuto idrico Wood chip moisture meter EXOTEK FMG 3000



Foto – Stufa di essiccazione a ventilazione forzata BINDER FD 53

Figure 5

Nella tabella seguente si riporta la variazione del contenuto energetico del cippato (espresso in MWh/t) in base al contenuto idrico w%.

Tabella 32. Variazione del contenuto energetico del cippato in base al tenore idrico (w).

| w % | 21 | 25 | 30 | 35 | 40 | | |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|
| MWh/t | 3,92 | 3,69 | 3,40 | 3,11 | 2,81 | 2,52 | 2,23 |



8.2 Le condizioni contrattuali e le modalità di compravendita e fatturazione del cippato

Il potere calorifico del legno, nelle sue varie forme, cala con l'aumentare del suo contenuto idrico.

Le modalità di compravendita e fatturazione della biomassa impiegata nella centrale sono definite nel contratto stipulato da Verdenergia ES.Co. Srl con l'operatore professionale specializzato che si aggiudica l'appalto di fornitura.

Nei vari articoli che caratterizzano il contratto si regolano vari aspetti e parametri tra cui:

la tipologia di biomassa impiegabile e la sua provenienza; i tempi e le modalità di consegna; le caratteristiche del cippato (pezzatura, purezza, contenuto idrico); le modalità di quantificazione del peso e del contenuto idrico dei singoli carichi consegnati; le modalità di fatturazione e pagamento; la definizione del prezzo unitario di consegna; la durata del contratto; la condotta da seguire in caso di consegna di forniture non conformi.

Ciascuna clausola che compone il contratto di fornitura viene definita solo dopo essere stata opportunamente discussa e concordata da ambo le parti.

Nella sottostante tabella si riassumono in sintesi le principali specifiche che caratterizzano i vari articoli del contratto di fornitura della biomassa per la centrale termica di Polverara.

Tabella 33. Clausole del contratto di fornitura del cippato.

| ol 1 1 1 1 1 1 1 | |
|---|--|
| Clausole del contratt | 0 |
| Tempi di consegna | Consegna regolare e puntuale di ciascun carico entro e non oltre n. 2 giorni lavorativi dalla richiesta dell'acquirente |
| Fabbisogno annuale | Fabbisogno dell'impianto per l'intera stagione di riscaldamento stimato pari a circa 400 tonnellate (con contenuto idrico < 40%) |
| Provenienza della biomassa combustibile | Cippato prodotto dalla lavorazione meccanica di legno vergine come definito nel D. Lgs. 152/2006 "Norme in materia ambientale" e sue successive modifiche |
| Pezzatura | Cippato appartenente alla classe P45 secondo le specifiche della norma UNI EN 14961- 4:2010 |
| Purezza | Cippato privo di elementi estranei quali plastiche, sassi, chiodi, fili, bulloni, oggetti metallici, inerti e ogni altro materiale contaminante che comprometta la qualità e il potere calorifico del cippato |
| Contenuto idrico | Contenuto idrico (M) di ciascun carico conferito quantificato di volta in volta in seguito al prelievo di un campione (rappresentativo dell'intero carico) di cippato al momento dello scarico del materiale. Il prelievo del campione, il protocollo di misurazione e i valori derivanti sono concordati e insindacabilmente accettati da ambo le parti |
| Peso del carico | Quantificato di volta in volta presso una pesa individuata di comune accordo tra le parti |
| Modalità di fatturazione | Si fa riferimento al contenuto energetico di ciascun carico, espresso in MWh/t e calcolato sulla base del peso (t) e del contenuto idrico (M) di ciascun carico |
| Prezzo di consegna | Si fissa un prezzo base unitario prefissato e concordato da ambo le parti (euro/MWh) franco centrale termica, a partire dal quale con apposite tabelle si ricava per ciascun carico consegnato un corrispondente prezzo in euro/t a seconda del suo contenuto idrico. Il contenuto idrico del carico consegnato non deve mai superare il 40% |
| Forniture non conformi | Si fissa la condotta da seguire nei casi in cui il carico consegnato non sia conforme per quanto riguarda la pezzatura, la purezza e il contenuto idrico del materiale (possibilità dell'acquirente di respingere e non pagare il carico, oneri a carico del fornitore, ecc.) |
| Durata del contratto | Durata relativa all'intero anno termico, cioè all'intera stagione di riscaldamento |





8.2.1 Definizione di attribuzione del prezzo

Di seguito si sintetizza la procedura di definizione di attribuzione del prezzo per il pagamento di ciascun carico consegnato.

Condizioni iniziali:

Si concorda a priori un prezzo in base al contenuto energetico (euro/MWh); Sulla base di tabelle specifiche concordate, si determina il prezzo del cippato (euro/t) al variare del suo contenuto idrico (w %), in base al potere calorifico medio (MWh/t).



Determinazione del prezzo del cippato:

Per ogni carico si prende un campione rappresentativo dell'intero carico e si misura con appositi strumenti e con apposite procedure concordate il contenuto idrico w %;



Al valore di contenuto idrico ottenuto dalla misurazione (w%) corrisponde un prezzo del cippato (euro/t) sulla base delle tabelle concordate;



Il carico viene pagato in base al suo peso (t) e al prezzo unitario assegnato al prodotto consegnato con lo stesso carico (euro/t).

A partire da un valore di base di prezzo del cippato in relazione al suo contenuto energetico fissato pari a **21,50 euro/MWh**, si ricava la quotazione della biomassa al variare del suo contenuto idrico, individuando diverse classi in base al valore M stesso (da M25 a M50). Sulla base di tali quotazioni, cippato di classe M30 spunta un prezzo pari a 75,50 euro/t, mentre cippato molto umido, di classe M50, vede scendere la sua quotazione a 38,00 euro/t. Successivamente invece si riporta la tabella impiegata per determinare la variazione del prezzo del cippato al variare del suo contenuto idrico ed energetico.

Tabella 34. Determinazione del prezzo unitario del cippato sulla base del suo contenuto idrico ed energetico

| Classe di contenuto idrico M | Potere calorifico (MWh/t) medio per classe | Prezzo del cippato (in euro/MWh) | Prezzo del cippato (in euro/t) |
|---------------------------------|--|-------------------------------------|-----------------------------------|
| M25 (w 21-25) | 3,80 | 21,50 | 81,80 |
| M30 (w 26-30) | 3,51 | 21,50 | 75,50 |
| M35 (w 31-35) | 3,22 | 21,50 | 69,30 |
| M40 (w 36-40) | 2,93 | 21,50 | 63,00 |
| M45 (w 41-45) | 2,64 | 21,50 | 56,80 |
| M50 (w 46-50) | 2,35 | 21,50 | 50,50 |
| M55 (w 51-55) | 2,06 | 21,50 | 44,30 |
| M60 (w 56-66) | 1,77 | 21,50 | 38,00 |



9 La filiera di produzione delle biomasse

9.1 Analisi della filiera di approvvigionamento

La strutturazione della filiera di approvvigionamento della centrale a biomassa deve prendere in esame molteplici aspetti e parametri. Tra questi vanno evidenziati in primis:

- la sostenibilità ambientale della filiera;
- l'individuazione del soggetto fornitore;
- la scelta della biomassa impiegabile;
- le condizioni contrattuali e le modalità di compravendita e fatturazione del cippato.

Mediamente, infatti, nel caso di centrali termiche di media potenza che servono piccole reti di teleriscaldamento, si richiede un cippato di qualità idonea in termini di contenuto idrico, pezzatura, purezza, allo scopo di evitare il verificarsi problemi di guasti, spegnimenti o malfunzionamenti.

Inoltre, l'impiego di biomassa legnosa vergine di origine agroforestale secondo le specifiche del D. Lgs. 152/2006 ("Norme in materia ambientale") impone una serie di requisiti qualitativi di tutela che inevitabilmente determinano il costo di acquisto del cippato combustibile.

Nel caso in cui la quantità annua di biomassa impiegata come combustibile sia considerevole, tale voce incide pesantemente sul bilancio economico della filiera di approvvigionamento della centrale. Le caratteristiche qualitativa del cippato sono definite dalla norma UNI CEN/TS 14961²⁹.

9.1.1 Fasi di produzione di cippato

Le fasi di produzione del cippato sono normalmente le seguenti:

- abbattimento, concentramento in piazzole di cippatura;
- cippatura vera e propria;
- successiva a maturazione (fermentazione, ad esempio da ottobre a luglio);

stoccaggio.

Esistono in commercio diverse qualità di cippato. Il migliore è quello ottenuto da tondame scortecciato perché contiene una percentuale in peso di ceneri minore ed un minor contenuto di umidità. L'omogeneità della pezzatura è molto importante perché la presenza di scaglie non

Tabella 35 Schema della filiera del cippato.



4.5 FEASIBILITY STUDIES

98

²⁹ UNI CEN/TS 14961 Biocombustibili solidi - Specifiche e classificazione del combustibile.



uniformi (specialmente quelle allungate) può causare l'inceppamento dei dispositivi di alimentazione della caldaia con conseguente aumento dei costi di gestione dell' impianto³⁰.

Tabella 36. Vantaggi e svantaggi nell'uso del cippato come combustibile.

| VANTAGGI | SVANTAGGI |
|--|--|
| Combustione più efficiente, grazie all'ampia superficie esposta. | Maggiore perdita di sostanza secca durante lo stoccaggio, a causa dell'ampia superficie esposta che favorisce l'azione dei microorganismi. |
| Possibilità di utilizzare legname di scarsa qualità che diversamente non trova altre destinazioni d'uso. | Necessità di avere un carico con pezzatura uniforme , per evitare blocchi del sistema di alimentazione. |
| Alimentazione della caldaia facilitata dalla "fluidità" del cippato. | Necessità di macchinari generalmente molto costosi e con elevati consumi di combustibile. |

Tabella 37. Principali caratteristiche del legno cippato. (Fonte³¹.)

| Massa sterica (kg/msa) | 220 – 330 |
|--------------------------------------|-----------------|
| PCI (kJ/kg) | 10.800 – 12.240 |
| Densità energetica sterica (kWh/msr) | 800 – 1200 |
| Contenuto di ceneri in peso (%) | 0,2 – 0,5 |

(msa = metro stero accatastato; msr= metro stero riversato; PCI = potere calorifico inferiore)

Affinché una filiera del cippato sia sostenibile, il produttore deve, a priori, trovare la giusta combinazione di prodotti e stimare attentamente a tavolino i calcoli relativi al computo complessivo dei costi e dei ricavi della filiera. Nel bilancio economico finale è necessario infatti prendere nella dovuta considerazione il **fenomeno delle perdite di peso** che avvengono durante il processo di maturazione, dovute all'evaporazione dell'acqua presente nel legno (contenuto idrico che può arrivare al 25% della massa iniziale) e al calo della sostanza secca trasformata dai microrganismi (l'azione di questi agenti di fermentazione comporta una perdita di sostanza secca non trascurabile, con riduzione di massa a volte anche pari al 20%). Il rischio di non prendere in giusta considerazione questi fenomeni è quello di provocare una perdita economica inaspettata nel bilancio globale del processo produttivo³².

9.1.2 La sostenibilità ambientale della filiera

Il legno cippato che alimenta la centrale di TLR è prodotto nel territorio locale, massimizzando per quanto possibile la sostenibilità ambientale della filiera, privilegiando la fornitura della materia prima da parte di operatori professionali specializzati locali.

99 4.5 FEASIBILITY STUDIES

³⁰ Castellani, V., Martire S., Sala, S., Storni, A., 2010. "Bilancio di sostenibilità ambientale della filiera legno-energia in provincia di Como". Report del Progetto GPM – 3° lotto, finanziato dalla Provincia di Como. GRISS, Gruppo di Ricerca sullo Sviluppo Sostenibile dell'Università degli Studi di Milano-Bicocca.

³¹ Ibidem.

³² AA.VV., La produzione di biomasse legnose a scopo energetico, Veneto Agricoltura, 2007.



Nella predisposizione dei contratti di fornitura della biomassa combustibile si è sempre adottata la strategia di conseguire i seguenti requisiti:

- sviluppare una filiera il più possibile corta;
- instaurare rapporti di lavoro esclusivi, con un unico fornitore;
- stipulare di volta in volta accordi di fornitura validi per un'unica stagione di funzionamento della centrale, coprendo l'intero periodo temporale di funzionamento della centrale a biomassa (tendenzialmente da fine ottobre a fine maggio).

9.1.3 L'individuazione del soggetto fornitore

L'individuazione del soggetto fornitore è stata eseguita in seguito alla realizzazione di un'apposita indagine di mercato, contattando gli operatori professionali specializzati che commercializzano cippato derivante dalla lavorazione di materiale legnoso vergine di origine agro-forestale su scala regionale e provinciale, puntando a privilegiare i soggetti che operano in un quadro territoriale di filiera il più possibile corta.

La trattativa di mercato, basata sul meccanismo della domanda e dell'offerta, si è condotta puntando a conseguire il massimo risparmio nella spesa per l'approvvigionamento della biomassa.

Negli anni di funzionamento della centrale il contratto di fornitura è sempre stato aggiudicato allo stesso fornitore. Si tratta di un operatore specializzato nella produzione e distribuzione di biomassa agro-forestale su scala regionale, avente la sede della piattaforma produttiva a Piove di Sacco, a soli 7 chilometri dal sito in cui è ubicata la centrale stessa. La vicinanza della piazzola attrezzata è stata un fattore importante per l'aggiudicazione dell'appalto di fornitura, in quanto permette di ridurre i costi di trasporto e consente tempistiche di intervento dell'operatore piuttosto rapide in caso di emergenze legate a eventuali forniture non conformi.



10 Sviluppo della produzione di energia da biomassa da fonti rinnovabili sostenibili

La diffusione delle tecnologie che impiegano **fonti energetiche rinnovabili (FER)** per riscaldamento e raffreddamento dipende da una serie di fattori: il fabbisogno di riscaldamento e raffreddamento, determinato in gran parte dalla variabile climatica; la disponibilità a livello locale di risorse naturali; i possibili benefici e impatti ambientali diretti e indiretti; la dotazione infrastrutturale; la struttura edilizia e urbanistica. La seguente tabella evidenzia alcuni dei principali fattori da considerare in fase di studio di fattibilità.

Tabella 38. Principali fattori territoriali che determinano l'applicabilità e la competitività delle tecnologie FER in Italia (Fonte : elaborazione REF)³³.

| Zone climatiche | Zona C/E |
|---|--|
| Dotazione Infrastrutturale | Aree metanizzate / non metanizzate |
| | Aree adiacenti a reti TLR |
| Tipologia edifici | Singoli/monofamiliari |
| | Condominiali/terziario esistenti |
| | Edifici nuovi (standard di efficienza e integrazione FER) |
| | Edifici con vincoli architettonici paesaggistici |
| | Edifici senza vincoli architettonici e paesaggistici |
| Tipologia di insediamento edilizio | Sparso / Rurale |
| | Denso / Urbano |
| Vincoli Ambientali | Aree con limitazioni all'uso delle biomasse per criticità nella qualità dell'aria 34 |
| Dotazione risorse naturali per le tecnologie FER | Disponibilità di Risorse Geotermiche (alta, media e bassa temperatura) |
| | Aree di produzione di biomasse legnose |
| | Fasce di insolazione |

³³ AA.VV. L'incentivazione delle fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento – raffreddamento, REF, 2011.

³⁴ ARPAV ha condotto a Polverara una campagna di monitoraggio dell'aria nei periodi giugno-luglio e ottobrenovembre 2005 (precedenti alla costruzione dell'impianto TLR). I risultati sono pubblicati nel documento: "La qualità dell'aria nel Comune di Polverara", ARPAV, Dipartimento Provinciale di Padova, 2005.



11 Emissioni in aria. Migliori tecnologie di abbattimento dei fumi. Gestione delle ceneri prodotte. Bilancio della CO₂

Questo paragafo vuole rispondere alla seguente domanda: qual è il grado di sostenibilità ambientale dell'impianto di TLR proposto dal punto di vista delle emissioni in aria e della produzione di fumi e ceneri?

Lo schema concettuale del sistema rappresenta in modo essenziale l'impianto nelle sue componenti e flussi. La caldaia è il sistema che trasforma con il massimo rendimento l'energia chimica del legno cippato in energia termica utile, oltre a produtrre altri **prodotti secondari** che generano flussi quali l'emissione di fumi e gas (tra cui la CO₂) e cenri.

Questa parte del lavoro analizza la natura, le problematiche e le *best practice*, applicate nella gestione, di questi flussi secondari generati dall'impianto.

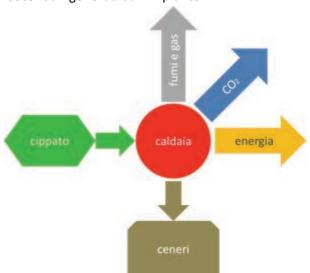


Figura 28. Schema concettuale del sistema

La centrale termica è soggetta a norme di tutela ambientale che richiedono il monitoraggio sia "a monte", verificando la qualità del combustibile utilizzato, sia in fase di produzione, con il controllo della resa dei processi di combustione (attulmente normati solo a livello europeo), che "a valle", nel controllo delle emissioni in aria di fumi e gas e nella produzione di ceneri.

11.1 Combustione del legno

Per capire il problema delle emissioni in aria e delle ceneri prodotte dall'uso del cippato come fonte di energia è necessario un breve cenno al processo di combustione del legno. Questo processo può essere descritto attraverso i seguenti stadi chimico-fisici³⁵:

Iniziale riscaldamento del combustibile (legno) attraverso l'irradiamento della

• Iniziale riscaldamento del combustibile (legno) attraverso l'irradiamento della fiamma, del letto di braci e delle pareti della camera di combustione;

³⁵ V. Francescato, E. Antonini, La Combustione del legno, Veneto Agricoltura, 2010.



- essiccazione del combustibile attraverso l'evaporazione e il rilascio dell'acqua (di imbibizione e saturazione) che avviene a partire da 100 °C. Essendo l'evaporazione un processo endotermico, abbassa la temperatura in camera di combustione, rallentando il processo. Questo richiede un apporto di energia termica che di pende dal grado di contenuto idrico del legno³⁶.
- decomposizione pirolitica/gassificazione: In questa fase avviene così la rottura dei composti a catena lunga (nel legno per lo più la cellulosa) trasformati in composti a catena corta, da cui si formano gas combustibili quali CO, idrocarburi carboniosi in forma gassosa e oli pirolitici (catrami).
- decomposizione pirolitica della sostanza secca (s.s.) del legno per effetto della temperatura a partire da 150 °C a 270°C. E' una fase che avviene in condizioni anaerobiche (assenza di ossigeno)³⁷. Il materiale subisce la scissione dei legami chimici originari con formazione di molecole più semplici, da cui si formano gas combustibili. In questa fase del processo il calore fornito viene utilizzato per scindere i legami chimici.
- gassificazione della sostanza secca del legno con l'ossigeno dell'aria (bassa percentuale) e formazione di gas combustibili (monossido di carbonio CO e idrocarburi C_nH_m), componente volatile che rappresenta circa l'85% in peso del legno e carbone solido (da circa 250 °C). Per mantenere attivo il processo di gassificazione del legno e ottenere la potenza termica voluta, è fornita nella zona della decomposizione pirolitica (letto di braci) aria chiamata "aria primaria". In questa fase di gassificazione è fornito il calore necessario alla reazione dei prodotti pirolitici gassosi, in presenza di ossigeno.

Gli ulteriori processi di combustione dei prodotti pirolitici solidi e gassosi avvengono a temperatura superiori a 500°C. Il **carbone solido** viene quindi dapprima *gassificato* sul letto di braci e alla fine ossidato nella successiva fase gassosa:

- gassificazione del carbone solido con CO₂, vapore d'acqua e O₂ e formazione di CO (da circa 500 °C). Per permettere che i prodotti pirolitici solidi e gassosi (carbone, catrami) possano reagire è necessario arrivare ad una temperatura superiore ai 500 °C
- ossidazione dei gas combustibili con ossigeno (combustione) e produzione di CO₂ e H₂O nell'ambito di un intervallo di temperature comprese tra 700 e 1400 °C fino a circa 2000 °C (teorici). Sotto l'effetto dell'aria qui iniettata ("aria secondaria"), avviene

103 4.5 FEASIBILITY STUDIES

-

³⁶ Il contenuto idrico del legno è uno dei parametri qualitativi più importanti dei combustibili legnosi: influenza la temperatura adiabatica della combustione e il volume dei gas prodotti per unità di energia. Il legno più è umido e più ha bisogno di una maggiore permanenza durante il processo di essicazione. Il rendimento termico del processo decresce con l'aumentare del contenuto idrico del legno (Fonte. V. Francescato, Tecnologie per la conversione energetica del legno, AIEL).

 $^{^{37}}$ Questo processo non richiede O_2 perché utilizza quello messo a disposizione dalla rottura dei legami chimici causata dalla reazione di ossidazione, nel corso del rilascio del calore disponibile. Si tratta quindi dell' O_2 immagazzinato in forma chimica che nel legno è ca. il 44% della s.s., oltre a quello messo a disposizione dall'immissione di aria comburente (aria primaria).



una più o meno *completa ossidazione dei prodotti gassosi* liberati quali $CO e C_n H_m$, da cui, attraverso la formazione di prodotti intermedi (es idrogeno), si formano CO_2 e H_2O . Infine, quale residuo solido della combustione rimangono le ceneri.

Nella realtà queste fasi si sovrappongono in modo complesso durante la combustione. Nelle caldaie a griglia mobile ad alimentazione automatica questi processi di combustione avvengono in diverse sezioni della griglia.

Il calore prodotto dalla combustione è quindi trasferito dalla fiamma allo scambiatore e al nuovo combustibile in ingresso alla camera.

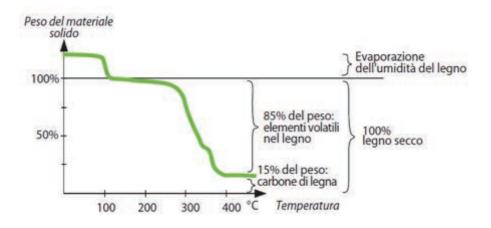


Figura 29. Suddivisione percentuale delle componenti del legno e loro comportamento durante la combustione ³⁸.

11.2 Le emissioni

Le emissioni nocive degli apparecchi a biomasse legnose sono composte principalmente da quattro agenti inquinanti: monossido di carbonio (CO); composti organici volatili (COV, C_nH_m); ossidi di azoto (NO_x); polveri (totali e sottili).

Il *monossido di carbonio* (CO) è un gas inodore che in atmosfera è rapidamente ossidato in biossido CO₂. Poiché il CO è facilmente misurabile, è utilizzato per rilevare la bontà della combustione e rappresenta quindi il parametro di emissione più misurato a valle dei processi di combustione. Nelle moderne caldaie a legna le emissioni di CO a potenza nominale sono mediamente inferiori a 250 mg/Nm³ (13% O₂).

I *Composti organici volatili* (COV) sono spesso indicati come idrocarburi carboniosi (C_nH_m). Formano un gruppo di sostanze che hanno un notevole impatto sulla salute umana e sull'ambiente. Alcune di queste sono classificate come sostanze cancerogene. Sono il risultato di una combustione incompleta.

³⁸ V. Francescato, E. Antonini, La Combustione del legno, Veneto Agricoltura, 2010.



Nei biocombustibili legnosi il contenuto di azoto è relativamente basso $(0,2\%\div0,5\%~s.s.)^{39}$. Il biossido d'azoto, NO_2 è un gas tossico. A partire da 25 ppm crea bruciori agli occhi e da 150 ppm può provocare danni all'apparato respiratorio. Gli ossidi di azoto partecipano anche alla formazione dell'ozono, O_3 (sostanza che provoca bruciore agli occhi, mal di testa, disturbi respiratori ed è gas-serra). Durante la combustione gli ossidi di azoto sono emessi inizialmente in forma di NO e poi, in presenza di ossigeno, sono rapidamente ossidati in NO_2 ; entrambe i composti sono indicati come NO_x . Essi derivano sostanzialmente dall'azoto contenuto nel combustibile che **nel legno assume valori relativamente bassi** (0,15%~s.s.). La reazione dell'azoto con l'ossigeno avviene a temperature superiori a $1.300~^{\circ}C$, che nel corso della combustione del legno si manifestano per lo più solo localmente e temporaneamente⁴⁰.

I combustibili legnosi sono caratterizzati da un contenuto di cloro (CI) piuttosto basso (0,004%÷0,006% s.s.), mentre, ad esempio, nelle paglie di cereali e nel miscanto è nettamente più elevato (rispettivamente: 0,190% s.s. e 0,220% s.s.). Il cloro partecipa alla formazione di composti quali l'acido cloridrico (HCI) e le diossine/furani. Nonostante la parte prevalente di cloro vada nelle ceneri (40-95%), la formazione di HCI può dar luogo ad effetti corrosivi⁴¹.

Infine, secondo la normativa vigente, non necessita di autorizzazione alle emissioni l'impianto di combustione alimentati a biomasse, con potenza nominale inferiore 1 MW.

11.2.1 Polveri totali e sottili

Dopo la combustione, parte della **cenere** prodotta rimane sulla griglia mentre una parte quantitativamente non trascurabile viene **trascinata dai gas di combustione**. Le ceneri volanti grossolane sono caratterizzate da diametro 200-500 μ m, con composizione chimica simile a quella delle ceneri del letto.

Le *polveri*⁴² più fini si formano, per la maggior parte, successivamente per **effetto di reazioni chimiche**. L'aerosol fine è infatti generato dalla *condensazione* delle specie inorganiche, essenzialmente metalli alcalini ed alcuni composti di metalli pesanti, che possono anche condensare sulla superficie delle particelle grossolane⁴³.

Le **polveri totali** consistono della frazione dei gas di scarico della combustione dei combustibili solidi separata con apposito filtro⁴⁴. Contengono principalmente elementi minerali del combustibile (particelle di cenere). **A seconda della bontà della combustione possono essere**

105 4.5 FEASIBILITY STUDIES

.

³⁹ Nei cereali, specie quando si includono anche gli organi riproduttivi (granella), e soprattutto nelle oleaginose (panello di colza), il livello di azoto è molto più elevato.

 $^{^{40}}$ V. Francescato, E. Antonini, La Combustione del legno, Veneto Agricoltura, 2010.

⁴¹ AA.VV., Legna e cippato, AIEL, 2009.

⁴² Termine generico che identifica il *particolato* in sospensione in aria (aerosol).

⁴³ AA.VV., Impianti di combustione a scarti di legno: controllo tecnico-analitico delle emissioni prodotte e raffronto con il quadro normativo di settore, ARPAV- Dipartimento di Treviso, 2012.

⁴⁴ L'insieme di tutte le particelle solide o liquide che restano in sospensione nell'aria viene identificato come particolato sospeso totale (PTS), un insieme eterogeneo di sostanze la cui origine può essere primaria (emesse come tali fin dalla loro origine) o derivata (da una serie di reazioni fisiche e chimiche).



originati anche da incombusti carboniosi organici e catrami (oli pirolitici)⁴⁵. Sulla superficie delle polveri possono essere adsorbiti gli idrocarburi policiclici aromatici (IPA) e le diossine (tossiche e alcune cancerogene e teratogene). Questo effetto si rileva in particolare nella componente più fine delle polveri dei gas di scarico (particolato), a causa della loro elevata superficie. Queste sostanze sono in parte raccolte nelle ceneri di risulta dalla pulizia dello scambiatore e del camino. Nelle moderne caldaie a legna le emissioni di polveri a potenza nominale sono mediamente inferiori a 50 mg/Nm³ (tenore di ossigeno 13%).

Le **Polveri sottili** sono tutte le particelle con un diametro aerodinamico equivalente (dae*) *inferiore* ai 10 µm. Le polveri sottili si differenziano a seconda della composizione chimica dei loro costituenti (solfati, metalli pesanti, composti organici e inorganici) e in base alle sorgenti che originano tali costituenti. Dimensione e composizione del PM ($Particular\ Matter$) dipendono non solo dai processi emissivi ma anche dai processi di trasformazione ai quali le particelle vanno incontro dopo la loro emissione in atmosfera, in particolare per le frazioni più fini. Sotto 1 µm inizia il così detto campo dimensionale submicron. Per la salute umana sono significative soprattutto le particelle che riescono a penetrare nel sistema respiratorio (polmoni). Mentre le particelle con dae>10 µm sono trattenute quasi completamente nel naso e nella gola. Nel campo inferiore ai 2,5 µm una gran parte delle particelle entra nei polmoni e sotto 1 µm entrano negli alveoli e si depositano nei tessuti polmonari.

Le polveri sottili sono considerate particolarmente tossiche quando originate da **processi di combustione** poiché, come già accennato, sulle loro superfici adsorbono incombusti carboniosi o possono condurre metalli pesanti e così fungono da vettori di trasporto di sostanze nocive. ⁴⁶. In riferimento alle moderne caldaie, **la maggior parte delle polveri prodotte dalla combustione**

rientra nel campo dimensionale inferiore a 1 μ m, perciò le misure complessive di riduzione delle polveri devono essere rivolte contestualmente anche alla riduzione del particolato⁴⁷.

Il particolato consiste principalmente di sostanze inorganiche, ovvero sali minerali (KCl, K_2SO_4 , $CaCO_3$, e CaCO). La tossicità di questo particolato inorganico è risultata 5 volte inferiore alla fuliggine prodotta delle auto Diesel, che è composta invece di materiale carbonioso incombusto con una bassa frazione inorganica di ceneri⁴⁸.

Oltre alle sostanze sopra annoverate nei gas di scarico dei processi di combustione sono da considerare ulteriori sostanze molto tossiche, quali quelle appartenenti ai gruppi degli idrocarburi policiclici aromatici (IPA), delle sostanze organiche clorurare (composti organici eterociclici: diossine e furani) e dei metalli pesanti.⁴⁹.

⁴⁵ Provengono dalle frazioni volatili che condensano allo stato liquido dopo il processo di combustione. Sono composti organici ad alto peso molecolare e basso livello di ossidazione.

⁴⁶ V. Francescato, E. Antonini, La Combustione del legno, Veneto Agricoltura, 2010.

⁴⁷ Ibidem.

⁴⁸ Ibidem.

⁴⁹ Ibidem.



11.2.2 Limiti di emissione

I limiti di emissione dell'impianto e le caratteristiche delle biomasse combustibili sono definiti dal **decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 Norme in materia ambientale** - Testo Unico Ambientale (TUA) modificato dal D.lgs. 29 giugno 2010, n. 128. La Parte V, Allegato IX, parte III, sezione 2 del decreto, stabilisce i valori d'emissione limite per gli impianti che utilizzano biomasse⁵⁰, con potenza termica nominale superiore 0,15 MW e inferiore a 1 MW⁵¹. I valori sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 39. Limiti di emissione per gli impianti che utilizzano biomasse secondo il Dlgs 152/06 smi.

| Polveri totali | 100 mg/Nm ³ |
|--|------------------------|
| Carbonio organico totale (COT) | - |
| Monossido di carbonio(CO) | 350 mg/Nm ³ |
| Ossidi di azoto (espressi come NO ₂) | 500 mg/Nm ³ |
| Ossidi di zolfo (espressi come SO ₂) | 200 mg/Nm ³ |

11.2.3 Inquinamento da cattiva combustione

La combustione incompleta dà luogo ad un aumento di incombusti sia organici che inorganici, questo si traduce in un aumento del contenuto di CO e polveri nei fumi esausti. La mancanza di adeguate condizioni durante il processo causa la combustione incompleta del legno e quindi aumentano le emissioni nocive. La combustione incompleta è causata principalmente dalle seguenti condizioni negative⁵²:

inadeguata mescolanza tra aria e combustibile nella camera di combustione una carenza complessiva di ossigeno disponibile temperatura di combustione troppo bassa

tempi di permanenza troppo corti.

Nelle moderne caldaie la principale causa di rischio di inquinamento è imputabile soprattutto ad errate condizioni di esercizio dell'impianto, non conformi alle specifiche tecniche del costruttore (tra cui malfunzionamenti ed errata manutenzione).

Il fattore di emissione nelle moderne caldaie automatiche a cippato dipende quindi soprattutto dalle modalità di gestione dell'impianto (qualità cippato, manutenzione, dimensionamento caldaia, configurazione idraulica dell'impianto).

In una moderna caldaia automatica si raggiunge un'elevata qualità della combustione e di conseguenza un basso livello d'incombusti carboniosi e di fuliggine. Ma per raggiungere quanto

⁵⁰ Di cui all'allegato X.

⁵¹ I valori limite riportati sono riferiti ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, esclusi i periodi di avviamento, arresto e guasti. Il tenore di ossigeno di riferimento è pari a 11% in volume nell'affluente gassoso anidro. Sono riferiti al volume di effluente gassoso secco rapportato alle condizioni normali. (Temperatura di 20°C e una pressione di 101,3 kPa).

⁵² V. Francescato, Tecnologie per la conversione energetica del legno, AIEL, 2008.



più possibile una completa combustione devono essere soddisfatte una serie di **condizioni tecniche**.

La non completa ossidazione delle sostanze prodotte durante la combustione *raramente* è riconducibile ad una non idonea fornitura di ossigeno. Essa è più spesso causata da una temperatura inadeguata che rallenta lo svolgimento del processo di ossidazione. **Questo capita** in particolare quando è impiegato combustibile troppo umido.

L'incompleta combustione avviene anche se i tempi di permanenza delle sostanze in una certa zona di combustione ad alta temperatura sono troppo brevi per il completamento delle reazioni (ad es. focolare troppo piccolo). Questo si verifica, ancora una volta, **nel caso di combustibili molto umidi**: più alto è il contenuto idrico nel combustibile maggiore è il volume dei gas di scarico e quindi più basso diventa il loro tempo di permanenza nella camera di combustione e minore la temperatura di combustione. Si può verificare anche una non idonea mescolanza dei gas combustibili prodotti con l'aria comburente (secondaria), per insufficiente turbolenza nel focolare, cosicché i gas combustibili non miscelano sufficientemente con l'ossigeno⁵³.

I risultati pubblicati dall'istituto federale austriaco BLT Wieselburg, che certifica a scala europea le emissioni e i rendimenti degli apparecchi di combustione a legno, mostrano un miglioramento diffuso delle tecniche costruttive delle caldaie, con rendimenti medi che si attestano, nel 2004, sopra l'85% e livelli di CO spesso sotto i 50 mg/Nm 3 . Oltre al CO, altri parametri caratterizzano i fumi esausti e possono essere usati come parametri-controllo della qualità del processo di combustione. Ad esempio, la percentuale di O_2 , dovrebbe essere nel range 5-8%; il CO_2 dovrebbe essere quanto più prossima al valore teorico che per il legno è 20,4%. Esiste inoltre una forte correlazione tra O_2 e CO_2 : a valori di O_2 del 5-8% corrispondono valori di CO_2 del 13-16%. La quantità di NOx, invece, è legata principalmente alla temperatura che forma i così detti NOx termici: la temperatura dovrebbe essere quindi mantenuta nel range 850-1200 °C. Infine, la temperatura dei fumi dovrebbe mantenersi sotto i 150-170 °C 54 .

11.2.4 Riduzione delle polveri

Le misure di riduzione delle polveri e dei fumi si dividono in: primarie, che dipendono dal grado di sviluppo tecnologico della caldaia (geometria della camera, immissione di aria, regolazioni); secondarie, che invece si riferiscono ai sistemi di separazione dei fumi (filtri).

E' da considerare che una bassa concentrazione di polveri in uscita dal camino significa riduzione di altri inquinanti quali diossine⁵⁵ (PCDD policloro-dibenzo-p-diossine, PCDF dibenzofurano policlorurato), IPA e metalli; questi si trovano, infatti, per la maggior parte

⁵³ V. Francescato, E. Antonini, La Combustione del legno, Veneto Agricoltura, 2010.

⁵⁴ Fonte. V. Francescato, Tecnologie per la conversione energetica del legno, AIEL, 2008.

⁵⁵ Le diossine sono sostanze semivolatili, termostabili, scarsamente polari, insolubili in acqua, altamente liposolubili, estremamente resistenti alla degradazione chimica e biologica.



associati al materiale particolato per cui un'efficace abbattimento delle polveri è il primo passo per una riduzione significativa dei microinquinanti. ⁵⁶.

11.2.4.1 Sistemi di abbattimento dei fumi e delle polveri

I principali sistemi dedicati all'abbattimento delle polveri sono: 1) cicloni; 2) elettrofiltri (o precipitatori elettrostatici); 3) filtri a maniche.

Nei **depolveratori** a **ciclone** le particelle vengono dirette per effetto inerziale verso le pareti dove si agglomerano e vengono a cadere nella tramoggia posta alla base del ciclone. Si tende a realizzare delle batterie formate da più cicloni posti in parallelo o gruppi di cicloni posti in serie.

Questa tecnologia non consente di captare particelle di diametro inferiore ai 5-10 μ m, lasciando così passare la maggior parte dei metalli pesanti condensati sulle particelle di diametro inferiore.

Gli elettrofiltri (detti anche precipitatori elettrostatici - ESP) sono sistemi di depurazione che permettono la separazione di particolato, sia solido che liquido, dal flusso di gas. Il sistema realizza la separazione delle particelle contaminanti sfruttando la differenza di potenziale indotta tra due elettrodi, attraverso i quali viene fatto fluire il gas contaminato. Il flusso di gas viene ionizzato e gli ioni tendendo a spostarsi verso gli elettrodi di raccolta, entrano in collisione con le particelle in sospensione cedendo loro una carica elettrica. Le polveri cariche vengono quindi attirate verso gli elettrodi dove sono trattenute e successivamente rimosse. I filtri elettrostatici sono caratterizzati da una elevata efficienza di depolverazione (anche superiore al 90%) che risulta tuttavia influenzata dalla granulometria e resistività delle particelle e dalla possibilità di recuperare i contaminanti in fase solida. Limiti all'impiego di questa tecnologia sono rappresentati dal costo rilevante, sia da un punto di vista dell'installazione che della gestione, e dagli ingombri non trascurabili determinati dalla necessità di impiegare più sezioni di trattamento per realizzare flussi d'aria con velocità contenute (non superiori a 1,5 m/s) ⁵⁷.

I filtri a maniche (filtri a tessuto – fabric filter FF) sono costituiti da un tessuto tubolare sostenuto da un cestello portante interno metallico. Il grado di separazione è influenzato dallo spessore dello strato filtrante, dal diametro delle fibre, dalle dimensioni e dalla velocità delle particelle. I vantaggi di questo tipo di impianto sono un'alta efficienza di captazione associata a bassi costi di installazione, mentre gli svantaggi sono una manutenzione con scadenze precise e la non idoneità per fumi caldi e/o umidi. La resa maggiore di questo sistema si ha per basse concentrazioni di polveri, pertanto è pratica comune installare un ciclone a monte del filtro a maniche⁵⁸. Per poter mantenere la concentrazione delle polveri a valori inferiori a 30 mg/Nm³ tale sistema di abbattimento risulta quello più diffusamente utilizzato avendo l'accortezza che i fumi che attraversano il materia le filtrante siano secchi o, comunque, a una temperatura tale che l'acqua presente sia allo stato gassoso.

⁵⁶ AA.VV., Impianti di combustione a scarti di legno: controllo tecnico-analitico delle emissioni prodotte e raffronto con il quadro normativo di settore, ARPAV- Dipartimento di Treviso, 212.

⁵⁷ Ibidem.

⁵⁸ Ibidem.



Con riferimento allo specifico caso di Polverara, per installare e rendere funzionale un nuovo sistema di filtri a maniche all'interno dell'attuale centrale termica, i costi che graverebbero sull'attuale gestore sono stimati in € 30.000 per l'acquisto, la fornitura e l'installazione, oltre a circa 2.000 €/anno di costi aggiuntivi per la gestione del nuovo sistema di abbattimento polveri. L'esigenza di ottenere alte efficienze di filtrazione anche sulle granulometrie più fini, contenendo lo spreco di energia dovuto alle perdite di carico attraverso il mezzo filtrante, ha portato allo sviluppo dei moderni feltri, adatti a trattenere polveri di granulometrie inferiori a 2,5 µm. In questo sistema la scelta del mezzo filtrante più adatto viene effettuata in funzione delle caratteristiche del gas da trattare e dei limiti di emissione da rispettare, oltre che dalla perdita di carico prevista e del sistema di pulizia disponibile.

Per esigenze particolari, si possono inoltre adottare altri sistemi di filtrazione: da quelli elettrostatici a quelli ad umido, alla condensazione. Il limite di tali applicazioni risiede principalmente nel loro **costo che le rende convenienti solo per grandi impianti**, dove la spesa viene ammortizzata in un tempo minore⁵⁹.

11.2.5 Abbattimento di CO e NO_x

Per l'abbattimento delle concentrazioni di monossido di carbonio (CO) si opera esclusivamente mediante la regolazione delle condizioni in camera di combustione e quindi, principalmente, sui flussi di aria primaria e/o secondaria rispetto al combustibile alimentato. Anche l'abbattimento degli ossidi di azoto (NO_X) avviene normalmente mediante opportuni interventi di introduzione differenziata dell'aria di combustione⁶⁰.

11.3 Le ceneri

La progressiva diffusione di impianti per la produzione di energia termica (distribuita con reti di teleriscaldamento) ed elettrica a biomassa ha reso piuttosto significativo l'ammontare di ceneri residue dai processi di combustione che devono essere smaltite. Si stima una produzione media di ceneri , per impianto, compresa tra l'1 ed il 3% del combustibile utilizzato (sostanza secca), in relazione alla tipologia di biomassa, principalmente cippato di legna⁶¹.

Tabella 40. Produzione di cenere e loro punto di fusione per alcuni biocombustibili solidi (Fonte AIEL).

| Biocombustibile solido | Ceneri (% ss) | pc ₀ (MJ/kg) | Punto di fusione delle ceneri (°C) |
|-------------------------|---------------|-------------------------|------------------------------------|
| Faggio (con corteccia) | 0,5 | 18,4 | 1340 |
| Pioppo (SRC) | 1,8 | 18,5 | 1335 |
| Salice (SRC) | 2,0 | 18,4 | 1283 |
| Legno di vite (cippato) | 3,4 | 19,8 | 1450 |

⁵⁹ AA.VV., Impianti di combustione a scarti di legno: controllo tecnico-analitico delle emissioni prodotte e raffronto con il quadro normativo di settore, ARPAV- Dipartimento di Treviso, 212.

⁶⁰ Ihidem

⁶¹ AA.VV, Progetto Biocen: gestione delle ceneri di combustione nella filiera agro-energia, Relazione tecnica conclusiva, Regione Lombardia e CTI, 2004.



Le ceneri si distinguono in ceneri pesanti e in ceneri fini. Le ceneri pesanti hanno massa volumetrica di 1,3 t/m³, e rappresentano la frazione più consistente delle ceneri che si accumulano al di sotto della griglia della caldaia e sono convogliate in un serbatoio di accumulo. Le ceneri fini derivano invece dall'abbattimento dei fumi e si distinguono da ceneri leggere da multiciclone e ceneri fini da elettrofiltro, filtro a manica o a condensazione. Hanno massa volumetrica di 0,8-0,9 t/m³.

La composizione chimica delle ceneri varia dal tipo di biocombustibile. Piombo (Pb), cadmio (Cd) e zinco (Zn) sono gli elementi in esse presenti con maggiore impatto ambientale. Sono quelli relativamente più volatili e si accumulano quindi nelle ceneri fini⁶².

Nelle ceneri possono essere presenti incombusti solidi derivanti da una non perfetta combustione del legno e questo dipende dalla tecnologia di conversione energetica (es. caldaie a griglia fissa o mobile ecc.), dalla modalità di gestione della caldaia e dalle caratteristiche del combustibile (in primo luogo il contenuto di umidità).

11.3.1 Gestione delle ceneri

La gestione delle ceneri da biomassa è disciplinata dal D.Lgs n. 152/2006, Parte IV, che le classifica come "rifiuti speciali non pericolosi", nella categoria rifiuti inorganici provenienti da processi termici. Questo le rende assoggettabili a procedure semplificate. Le ceneri delle caldaie a cippato sono classificate come da Elenco europeo dei rifiuti - CER con codice 10 01 01: "ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia (tranne le polveri di caldaia di cui alla voce 10 01 04)". Mentre, le ceneri leggere hanno CER 10.01.03. Le ceneri prodotte dalla depurazione dei fumi sono classificabili con codice CER 10 01 19: "Rifiuti prodotti dalla depurazione dei fumi, diversi da quelli di cui alle voci 10 01 05, 10 01 07 e 10 01 18" sono classificati come rifiuti speciali non pericolosi e sono conferiti allo smaltimento.

11.3.2 Possibilità di recupero

La possibilità di recupero delle ceneri sono indicate nell'allegato 1 del DM 186/2006 s.m.i.⁶³
Si pone il problema di come poter eventualmente riutilizzare queste ceneri senza doverle destinare, come rifiuti, allo smaltimento in discarica. Attualmente, nella realtà dei diversi impianti che dispongono di ceneri da smaltire, alcune esperienze di utilizzo sono state realizzate per riempimenti stradali e un modesto utilizzo nella produzione di fertilizzanti. La gran parte delle ceneri però è **inviata a discarica**, con costi di smaltimento anche molto variabili (circa 5-7 cent€/kg nel nord Italia) ⁶⁴.

⁶² Francescato, V., Paniz, A., Negrin, M., Baù, L., Berno, F., Biocombustibili agroforestali, AIEL, 2014.

⁶³ Si rimanda al d.lgs. 152/2006 e al D.M. 186/2006 per maggiori dettagli sulle procedure semplificate. Un ulteriore riferimento normativo nel caso delle ceneri di legno vergine è il d.lgs. 220/95, che ha recepito il reg. CEE 2092/91, e che prevede il riutilizzo delle stesse come concime o ammendante in agricoltura biologica. (Fonte Progetto Biocolt – D.Picco, Veneto Agricoltura, 2010).

⁶⁴ AA.VV, Progetto Biocen: gestione delle ceneri di combustione nella filiera agro-energia, Relazione tecnica conclusiva, Regione Lombardia e CTI, 2004.



Quindi, accanto al ciclo della CO₂, dovrebbe essere attivato anche un ciclo che preveda il rinnovo delle sostanze chimiche che la pianta ha assorbito dal terreno durante la crescita attraverso lo spandimento delle ceneri da biomassa **sul terreno**. Attualmente, la chiusura totale del ciclo non è consentita essenzialmente per motivi normativi⁶⁵.

11.3.3 Calcolo produzione ceneri

Supponendo una produzione di cenere paria al 2% s.s. del combustibile di legno cippato con tenore idrico pari a w 35, possiamo stimare la produzione annua di ceneri della caldaia.

Tabella 41. Calcolo della stima della produzione di ceneri della caldaia a cippato.

| PARAMETRO | VALORE | U.M. | NOTE |
|----------------------------|-------------|------------|-----------------------------|
| ENERGIA TERMICA | 1555 | MWh/a | Energia termica al focolare |
| | 431944,4444 | MJ/a | |
| Potere calorifico cippato | 3,11 | MWh/t | tenore idrico 35 w |
| cippato in caldaia | 500 | t/a | tenore idrico 35 w |
| equivalente sostanza secca | 325 | t/a (s.s.) | tenore idrico 0 w |
| ceneri prodotte (t) | 6,5 | t/a | (2% s.s.) |

Con una generazione di energia di 1555 MWh/a da parte della caldaia di TLR, dovuta alla combustione di 500 t di cippato con tenore idrico w 35, la produzione stimata di ceneri è pari a 6,5 tonnellate/anno.

11.4 Bilancio della CO₂

In questo paragrafo si vuole valutare se l'impianto di TLR, ai fini della mitigazione degli impatti causati dai cambiamenti climatici, è sostenibile dal punto di vista delle emissioni di CO₂, il principale gas-serra per quantità emesse dalle attività umane dipendenti dall'uso di combustibili fossili. Lo scopo è quello di indicare le migliori tecniche, tecnologie e buone pratiche applicabili all'impianto e alla sua gestione per ottenere la massima riduzione delle emissioni di CO₂.

11.4.1 CO₂ e fonti energetiche rinnovabili

L'utilizzo di fonti *energetiche* rinnovabili non implica necessariamente "sostenibilità" ma, viceversa, la sostenibilità presuppone necessariamente l'utilizzo di fonti rinnovabili (energetiche e materiali).

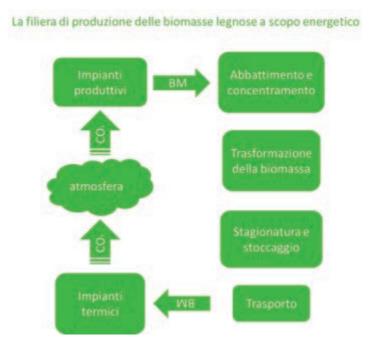
E' importante valutare quindi quali miglioramenti nel bilancio complessivo dei gas serra derivino dall'impiego delle biomasse.

⁶⁵ Ibidem.



L'aumento della concentrazione di CO_2 in atmosfera è causa dell'effetto serra, con il conseguente riscaldamento del pianeta che a sua volta provoca quei mutamenti climatici che stanno già sconvolgendo il pianeta e che di questo passo subiranno ulteriori drammatici incrementi in futuro.

Figura 30. La filiera di produzione delle biomasse legnose a scopo energetico e ciclo della CO2 (elaborazione66).



La differenza fondamentale tra bruciare combustibili fossili (carbone, petrolio, metano, ecc.) e bruciare legno è che quando si bruciano combustibili fossili si immette in atmosfera della CO_2 il cui carbonio era precedentemente immagazzinato nel sottosuolo: si libera quindi nuova CO_2 che va a incrementarne la quantità totale presente in atmosfera; quando invece si brucia legno, si immette ugualmente della CO_2 in atmosfera, ma si tratta di quella stessa CO_2 che precedentemente le piante avevano sottratto all'atmosfera con i processi fotosintetici e immagazzinato nelle proprie parti legnose: pertanto il bilancio così presentato è neutro, cioè complessivamente non si immette nessuna nuova CO_2 e non si va quindi a incrementarne la quantità già presente⁶⁷.

Uno dei principali risultati ambientali attesi dall'impianto TLR a biomassa legnosa è il **contributo** alla riduzione dell'emissioni di CO₂ prodotte nel territorio locale dovuto alla *sostituzione* dell'energia prodotta da fonti fossili con energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

⁶⁶ AA.VV., La produzione di biomasse legnose a scopo energetico, Veneto Agricoltura, 2007.

⁶⁷ AA.VV., La produzione di biomasse legnose a scopo energetico, Veneto Agricoltura, 2007.



11.4.2 CO₂ da produzione di biocombustibile

Ai fini del presente studio di fattibilità, il grado di sostenibilità della produzione della biomassa legnosa a cippato acquistata come combustibile per l'impianto di TLR dipende principalmente dall'offerta dei diversi tipi di cippato disponibile sul mercato. Analizzando però le diverse filiere legno-energia del cippato è possibile determinare i criteri utili alla scelta per l'acquisto di biocombustibile con il migliore grado di sostenibilità.

11.4.2.1 Input energetici del modello di filiera legno-energia

L'analisi energetica include tutti i consumi di energia non rinnovabile che avvengono lungo la filiera ed è necessaria per il calcolo delle **emissioni di gas serra calcolate in termini di CO₂ equivalenti⁶⁸:** estrazione; lavorazione; stoccaggio e conversione energetica del combustibile, compreso il costo energetico dei macchinari e delle attrezzature impiegate nelle singole fasi.

Gli input energetici che bisognerebbe considerare nel modello di riferimento della filiera "biomasse combustibili–energia" sono elencati nelle seguenti voci⁶⁹:

- i costi energetici di **coltivazione e di raccolta** della coltura, nonché quelli relativi al ripristino del terreno a fine ciclo (fase agronomica);
- i costi energetici di movimentazione della biomassa trinciata o cippata dal sito di coltivazione a quello di stoccaggio (fase di trasporto);
- i costi energetici relativi allo **stoccaggio** della biomassa (fase di stoccaggio, comprensivi dei costi energetici di formazione del cumulo e relativa copertura con tessuto traspirante);
- i costi energetici per la movimentazione del biocombustibile dal sito di stoccaggio al silos della centrale termica (fase di movimentazione).

11.4.2.2 Valori di letteratura per le emissioni

Ai fini del presente lavoro si possono solo stabilire a grandi linee i valori di **emissione di gas serra** che entrano in gioco nella produzione della biomassa. Valori di letteratura possono aiutare a stimare i diversi fattori di emissione di CO₂ di vari tipi di legno cippato di diverse filiere⁷⁰.

E' da considerare però che ogni studio, oltre ad adottare diversi modelli di filiera agroenergetica, fa uso nei propri bilanci anche di propri modelli di emissione che considerano differenti attività e componenti emissive della filiera (es. fertilizzanti, talee, erbicidi, lubrificanti, ecc.), oltre a dare per ognuna di queste diversi fattori di emissione. Per tale motivo i valori riportati in letteratura sono solo indicativi.

4.5 FEASIBILITY STUDIES 114

⁶⁸ Le emissioni di ciascun gas serra sono ricondotte a quelle dell'anidride carbonica (CO₂), secondo alcuni coefficienti di conversione calcolati tenendo conto dell'effetto che tali composti hanno sul fenomeno rispetto a quello prodotto dalla CO₂ (con coefficiente pari pari a 1).

⁶⁹ Picco,D., Progetto Biocolt, Veneto Agricoltura, 2010.

⁷⁰ Francescato, V., Paniz, A., Negrin, M., Baù, L., Berno, F., Biocombustibili agroforestali, AIEL, 2014.



Il rapporto energetico è il rapporto tra l'energia contenuta in un prodotto e l'energia spesa nella sua produzione. Uno dei valori spesso citato in letteratura è il valore CER (*Cumulated energy requirement*), che misura l'ammontare di risorse energetiche **primarie non rinnovabili** necessarie per erogare un'unità energetica termica utile del combustibile considerato.

L'analisi energetica qui riportata è stata condotta con il database del software LCA⁷¹ GEMIS (*Global emission Model for Integrated System*, su modello elaborato dall'Istituto Oko-Institut e.V. di Darmstadt, Germania) e include tutti i consumi di energia non rinnovabile che avvengono lungo la filiera: l'estrazione, la lavorazione, lo stoccaggio e la conversione energetica del combustibile, compreso il costo energetico dei macchinari e delle attrezzature impiegate per le singole fasi. Per il cippato si riporta la seguente tabella⁷².

Tabella 42 *Cumulated energy requirement* (CER) e fattori di emissione di CO₂ di vari tipi di legno cippato nella produzione di energia termica e confronto con il metano.

| COMBUSTIBILE (potenza caldaia) | CER (%) | Fattore di conversione standard kg CO ₂ /MWh | Fattore di conversione equivalente kg CO2 eq/MWh |
|----------------------------------|---------|--|---|
| Cippato forestale (50 kW) | 7,81 | 21,12 | 26,04 |
| Cippato forestale (1MW) | 8,61 | 21,13 | 23,95 |
| Cippato da SRC di pioppo (50 kW) | 10,44 | 27,39 | 40,16 |
| Metano (1MW) | 17,72 | 233,96 | 257,72 |

Per il cippato forestale il CER è pari a 8,61% dell'unità energetica utile contenuta.

Moltiplicando il fattore di emissione della CO_2 , espresso in kg/MWh, per la quantità totale di energia erogata, espressa in MWh/anno, si ottiene il quantitativo di CO_2 , espresso in kg/anno, emesso utilizzando il combustibile considerato. Analogamente è possibile calcolare il quantitativo di CO_{2eq} emesso.⁷³.

11.4.3 Valutazione di "sostenibilità ambientale" secondo la Commissione europea

La coltivazione di biomasse e la preparazione dei combustibili da esse derivati richiedono quantità di energia da fonti fossili e comportano di conseguenza emissioni non trascurabili di gas serra. Pertanto, è necessario valutare le emissioni di gas serra durante tutto il ciclo di vita delle biomasse, prendendo in considerazione le fasi di coltivazione, trasporto e trasformazione.

La normativa europea impone una valutazione quantitativa di "sostenibilità ambientale" intesa come determinazione delle differenze tra le **emissioni evitate** $\mathbf{E}_{\mathbf{F}}$ grazie all'impiego delle

⁷¹ Life Cycle Assessment.

⁷² Rif. cit. nota 70.

⁷³ Castellani, V., Martire S., Sala, S., Storni, A, "Bilancio di sostenibilità ambientale della filiera legno-energia in provincia di Como". Report del Progetto GPM – 3° lotto, finanziato dalla Provincia di Como. GRISS, Gruppo di Ricerca sullo Sviluppo Sostenibile dell'Università degli Studi di Milano-Bicocca, 2010.



biomasse in sostituzione degli omologhi combustibili fossili e le emissioni E_B prodotte durante il ciclo di vita delle biomasse stesse⁷⁴: (E_F - E_B).

La biomassa utilizzata come combustibile nella caldaia deve quindi soddisfare i **criteri di sostenibilità** stabiliti nella **Direttiva 2009/28/CE** sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili⁷⁵, e dal **Rapporto della Commissione Europea SEC 2010/65-66**⁷⁶, che si occupa dei biocombustibili *solidi* e gassosi.

Stante i tempi relativamente stretti tra il momento di rilascio della CO₂ rispetto a quello di organicazione della stessa (2-3 anni per impianti SRF e 5-7 per i MRF, vedi oltre), si ritiene che la coltivazione di una coltura da biomassa ed il suo utilizzo energetico abbiano un bilancio teorico tra emissioni ed assorbimenti in sostanziale **pareggio.** A rigore però, bisogna effettuare calcoli più precisi delle emissioni in atmosfera valutando e correlando ad esse tutti i consumi di energia, diretti ed indiretti, delle diverse attività previste per la coltivazione ed il trasporto della biomassa.

4.5 FEASIBILITY STUDIES 116

.

⁷⁴ Fonte: Sostenibilità ambientale delle biomasse, DEA - Dipartimento di Energia e Ambiente - CISM, *International Centre for Mechanical Sciences*.

⁷⁵ Per biocarburanti e bioliquidi. Direttiva 2009/28/CE, art. 17 "Criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi", paragrafi da 1 a 6 e art. 18 "Verifica del rispetto dei criteri di sostenibilità per i biocarburanti e per i bioliquidi".

⁷⁶ Report from the Commission to the Council and the European Parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling.



11.4.3.1 Metodologia di calcolo delle emissioni equivalenti da combustibili fossili

Sia la Direttiva che il Rapporto della Commissione europea (SEC) definiscono il calcolo della riduzione percentuale delle emissioni di gas serra come:

$$\Delta e = 1 - \frac{E_B}{E_F}$$

dove E_b e E_f sono espresse in grammi equivalenti di CO₂ per MJ prodotto da biocombustibile⁷⁷. Il primo passo è la valutazione delle emissioni evitate E_F, ovvero delle emissioni che sarebbero derivate dai combustibili fossili sostituiti. La SEC 2010/65-66 riporta per i biocombustibili solidi e gassosi, i valori di emissione che dipendono dall'uso finale: (E_F)_{elt} = 198 gco₂/MJ per la produzione di energia elettrica; e (E_F)_{ter} = 87 g co₂/MJ per la produzione di energia termica. Questi valori sono basati sui mix di combustibili fossili dei settori elettrico e calore dei paesi EU27 e dipendono dal combustibile fossile di riferimento⁷⁸ e dall'efficienza dei sistemi di conversione dell'energia. Per il raffrescamento il valore è 57 g co₂/MJ, derivato dal valore del settore elettrico aggiustato con un coefficiente di prestazione pari a 3,5 (valore che dipende dalle differenze di temperatura).

Per quanto riguarda le **emissioni prodotte E**_B durante il *ciclo di vita delle biomasse*, la normativa europea consente di evitare la stima diretta attraverso il ricorso a valori medi standard prudenziali, purché le biomasse siano coltivate senza emissioni nette di carbonio conseguenti a modifiche nella destinazione d'uso dei terreni. La materia organica presente nel terreno costituisce, infatti, un'enorme riserva di carbonio e variazioni nell'utilizzo agricolo dei terreni (passando, ad esempio, da coltivazioni estensive a coltivazioni intensive), possono liberare nell'atmosfera grandi quantità di carbonio⁷⁹.

Per i biocombustibili solidi e gassosi, la SEC fornisce i valori standard delle emissioni E_B prodotte durante il ciclo di vita della biomassa, vedi Tabella 44, ed indica, in aggiunta, i valori medi dei rendimenti di conversione energetica, includendo in tal modo l'energia occorsa per la conversione in energia elettrica e termica⁸⁰:

ηelt = 0,25 per la produzione di energia elettrica

 η_{ter} = 0,85 per la produzione di energia termica;

 $^{^{77}}$ I valori sono espressi in massa equivalente di CO_2 per unità di energia prodotta dal biocarburante. Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO_2 , ai predetti gas sono associati i seguenti valori: CO_2 : 1; N_2O : 296; CH_4 : 23. Le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, ecc , comprendono le emissioni derivanti dal processo stesso di estrazione o di coltivazione, dalla raccolta delle materie prime, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche o di prodotti utilizzati per l'estrazione e la coltivazione. Non si tiene conto della cattura di CO_2 nella coltivazione delle materie prime (vedi anche nota 68).

⁷⁸ Fossil fuel comparators (FFC).

⁷⁹ Fonte: Sostenibilità ambientale delle biomasse, DEA - Dipartimento di Energia e Ambiente - CISM, *International Centre for Mechanical Sciences*, Trieste.

⁸⁰ La metodologia è illustrata nella sezione V.4 "Equations describing the methodology" della SEC 2010/65-66.



Si ottengono in tal modo i valori di emissione di gas serra totali da quelle di **produzione finale di energia** (E_B/η) . Di conseguenza, nella stima delle *riduzioni percentuali* si devono utilizzare, in alternativa alla precedente fornula, le espressioni:

$$(\Delta e)_{elt} = 1 - \frac{1}{\eta_{elt}} \frac{E_B}{E_F}$$
 [1]

$$(\Delta e)_{ter} = 1 - \frac{1}{\eta_{ter}} \frac{E_B}{E_F}$$
 [2]

Per quanto riguarda i biocombustibili solidi (e gassosi), la SEC non ha fissato criteri di sostenibilità obbligatori, demandando ai singoli Stati membri di fissare criteri compatibili con gli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni, con percentuali di riduzione non inferiori a quelli imposti dalla Direttiva 2009/28/CE per i biocarburanti ed i biocombustibili liquidi.

Il Rapporto SEC riporta i valori di emissione dovuti alla produzione del biocombustibile prima della conversione in energia finale (elettricità, calore ,freddo)⁸¹. In Tabella 43 sono riportati i parametri dell'ANNEX VII, calcolati usando i dati del JRC – *Joint Research Centre* del 2009. Le emissioni calcolate dal JRC per i vari *pathways* sono stati fatti adottando la seguente assunzione sui i residui forestali in ambito comunitario (UE): il trasporto si assume effettuato da camion per 50 km e per 100 km in caso di processi intermedi (compreso il *chipping*).

Tabella 43. Fattori di emissione di CO₂ equivalente delle filiere della produzione del legno secondo l'ANNEX IV del SEC 2010/65-66, prodotte durante il ciclo di vita delle biomasse (estratto dall'originale).

| Biofuel production pathway | GHG emitted - E _B (gCO₂eq/MJ) | | | |
|---|---|------------|--------------------------|-------|
| | Cultivation | Processing | Transport & distribution | Total |
| Wood chips from forestry residues (EU forest) | 0.0 | 0.4 | 0.3 | 1 |
| Wood chips from short rotation forestry (EU forest) | 2.0 | 0.4 | 0.3 | 3 |

Se si considerano le emissioni di gas serra dovute all'uso del biocombustibile per la produzione di elettricità o calore o per il raffrescamento, includendo in tal modo l'energia occorsa per la conversione, si ottengo le riduzioni percentuali di Tabella 44.

-

⁸¹ La metodologia è descritta nella sezione V.4 del Rapporto.



Tabella 44. Riduzioni percentuali nelle emissioni di gas serra (GHG) relative alla filiera del CIPPATO (secondo i dati della SEC 2010/65-66 ANNEX VII).

| Filiera di produzione | EB [gco _{2ep} /MJ] | (∆e) [%] | (Δe)elt [%] da eq.1 | (∆e)ter [%] da eq.2 |
|--------------------------|--------------------------------|-------------|------------------------|------------------------|
| Cippato da residui | 1,0 | | 98 | 99 |
| Cippato da colture (SRF) | 3,0 | | 94 | 96 |

Per cui, secondo i parametri del Rapporto SEC 2010/65-66, la riduzione percentuale nelle emissioni di gas serra dovuta all'uso di cippato da colture (per MJ prodotto oppure MJ sostituito) è 94% per la produzione di energia elettrica e 96% per la produzione di energia termica. Questo significa che il rapporto percentuale tra le emissioni prodotte durante il ciclo di vita delle biomasse E_B e le emissioni evitate E_F grazie all'impiego delle biomasse in sostituzione degli omologhi combustibili fossili (E_B/E_F), per l'la produzione elettrica è 6% e per quella termica 4%.

E possibile quindi il calcolo delle emissioni stimate prodotte durante il ciclo di vita delle biomasse dalla: $E_B=(1-\Delta e)E_F$.

11.4.3.2 Calcolo Emissioni prodotte durante il ciclo di vita delle biomasse

Calcolo delle emissioni di gas serra CO₂ equivalenti **prodotte durante il ciclo di vita delle biomasse, per le diverse fasi della filiera di produzione del legno cippato**, come da fattori di emissione riportati nell'allegato VII della SEC 2010/65-66.

Tabella 45. Emissioni prodotte nelle diverse fasi della filiera del cippato secondo i parametri della SEC 2010/65-66 ANNEX VII.

| | | ps from forestry es (EU forest) | • | s from short rotation try (EU forest) |
|----------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|---|--|
| Biofuel production pathway | Fattore di emissioni gCO₂eq/MJ | Emissione gCO₂eq | Fattore di emissioni gCO ₂ eq/MJ | Emissione (E _B) gCO₂eq |
| Cultivation | 0.00 | 0,0000 | 2.00 | 35995 |
| Processing | 0.04 | 1200 | 0.04 | 1200 |
| Transport & distribution | 0.03 | 900 | 0.03 | 900 |
| Total (da tabella) | 1 | 431944 | 3 | 1295833 |

La filiera legno-energia del cippato forestale a ciclo breve produce quindi complessivamente 1295 kgCO₂eq all'anno, contro i 432 kgCO₂eq emessi nella produzione da cippato proveniente da residui forestali.



11.4.3.3 CO₂ evitata per l'uso finale di energia da fonte rinnovabile

Il calcolo di riduzione delle emissioni di CO₂ dipende dall'uso finale che si fa dell'energia generata dalla caldaia e dal vettore energetico non rinnovabile da essa sostituito (es. metano). La maggior parte dell'energia generata dalla caldaia è utilizzata ora per i servizi termici. Stabilite quindi le seguenti quote di energie destinate all'utente finale:

- Quota calore
- Quota energia elettrica
- Quota "freddo"

è possibile il calcolo delle emissioni CO₂ evitate, equivalenti al vettore energetico sostituito dall'uso finale di energia da fonte rinnovabile **Errore**. **L'origine riferimento non è stata trovata**..

B) Emissioni evitate dall'impiego delle biomasse in sostituzione degli omologhi combustibili fossili

Calcolo delle emissioni evitate di gas serra CO₂ equivalenti dalla **produzione finale di energia**, sulla base dei parametri della SEC 2010/65-66 ANNEX VII.

Tabella 46. Emissioni evitate E_F secondo i parametri della SEC 2010/65-66.

| | MWh/a | MJ/a | Parametri SEC 2010/65-66 ANNEX VII | | | |
|------------------------------|-------|--------|---------------------------------------|---------------------------------|---|--|
| ENERGIA TERMICA al focolare | 1555 | 431944 | Frazione% | rendimento (η) produzione | emissioni evitate (E _F) g CO ₂ /MJ | Emissioni evitate E _F g CO ₂ |
| produzione e. termica | 1555 | 431944 | 100 | 0,85 | 87 | 37579167 |
| produzione e. elettrica | | | 0 | 0,25 | 198 | |
| produzione raffrescamento | | | 0 | 0,25 | 57 | |
| TOTALE | | | | | | |



C) Calcolo delle emissioni con i parametri dell'analisi energetica del modello GEMIS Calcolo delle emissioni di CO₂ nella produzione di energia termica secondo i parametri dell'analisi energetica del **modello GEMIS** per il calcolo del *Cumulated energy requirement* (CER).

Tabella 47 Emissioni nella produzione di energia termica secondo i parametri dell'analisi energetica GEMIS.

| Cippato forestale (1MW) | | |
|--|-------|---------------------------|
| CER (%) Cumulated energy requirement | 8,61 | % |
| risorse energetiche primarie non rinnovabili | 134 | MWh |
| Fattore di conversione standard | 21,13 | kg CO ₂ /MWh |
| Fattore di conversione equivalente | 23,95 | kg CO ₂ eq/MWh |
| Emissione standard | 32857 | kg CO ₂ |
| Emissione equivalente | 37242 | kg CO₂ eq |

I gas serra evitati, espressi in CO₂ equivalente in un anno, grazie all'uso del cippato come biomassa per la *generazione di calore* in un impianto di potenza di circa 1 MW, considerando il metano quale biocombustibile sostituito, sono quindi pari a 363512 kg CO₂-eq.

11.4.4 Emissioni di CO₂ dovute al trasporto della biomassa

Le fasi di trasporto del biocombustibile della filiera del legno-energia possono avere un peso rilevante in emissioni di CO₂. Queste emissioni dipendono dai consumi di carburante per autotrazione (da fonti fossili) e dipendono in modo diretto dalla **distanza totale** tra il sito di produzione e il punto di stoccaggio e da questo alla centrale termica.

Il trasporto della biomassa legnosa è la fase che influenza in modo rilevante la convenienza e la sostenibilità della filiera del legno-energia. Le modalità e le distanze che caratterizzano il trasporto della biomassa raccolta sono un fattore decisivo in termini sia economici sia logistici. Ciò è dovuto in particolare alla dispersione geografica dei siti di produzione della materia prima, al successivo concentramento della stessa nei siti dove viene immagazzinata (piazzale di stoccaggio e commercializzazione) o utilizzata come combustibile ⁸².

Per trasporto si intende la movimentazione della materia prima dal luogo di produzione a quello di stoccaggio e da questo al sito di impiego finale.

I costi energetici di movimentazione associati la consumo di combustibili fossili per autotrazione individuati nella filiera legno energia sono:

 i costi energetici di movimentazione della biomassa trinciata o cippata dal sito di coltivazione a quello di stoccaggio (fase di trasporto, considerando una distanza media pari a 2 km).

⁸² AA.VV., La produzione di biomasse legnose a scopo energetico, Veneto Agricoltura, 2007.



 i costi energetici per la movimentazione del biocombustibile dal sito di stoccaggio al silos della centrale termica (fase di movimentazione, considerando una distanza da 2 km a 70 km⁸³).

Il cippato viene normalmente trasportato su camion, autoarticolati o rimorchi agricoli. Ha basso peso specifico: **2,5 q.li/mc se secco; 3,5 q.li/mc, se fresco** (prima della stagionatura). Ad esempio, quello di faggio, con tenore idrico 30%, ha una massa sterica di 328 kg/ms (chilogrammo su metro sterico).

Diversi sono i tipi di automezzi utilizzati per il trasporto della biomassa legnosa nelle fasi di movimentazione della filiera. In base alle distanze, si va dal piccolo autocarro con carico utile di 8 mc (1,5 t), all'autocarro, con carico utile di 45 mc (10 t); al trattore con rimorchio e carico di 35 mc (8 t) per i tragitti più brevi (normalmente entro gli 6-8 km), fino all'autotreno con 90 mc e carico di 20 t, per quelli più lunghi.

11.4.4.1 Calcoli delle emissione massime da trasporto

In questo paragrafo si vogliono stimare le emissioni di gas serra massime prodotte dalla fase di movimentazione del cippato ipotizzando che questo venga prodotto con filiera corta, quindi entro un raggio convenzionale di 70 km dalla centrale di TLR. Nel calcolo si impone tale distanza come la massima ammissibile nei percorsi totali di movimentazione della filiera corta di produzione del cippato.

Se si considera che attualmente si consumano circa **500 tonnellate all'anno di cippato** nella centrale di TLR di Polverara e che un carico di cippato pesa circa **100 quintali**, ogni anno si effettuano almeno 50 carichi di combustibile. Inoltre, se si ipotizza che il combustibile provenga da una "filiera corta", allora la **distanza massima totale** percorsa dagli automezzi nelle fasi di movimentazione tra il sito di produzione e la centrale **deve essere compresa entro un raggio di 70 km.** Posta quindi uguale a 70 km la distanza dal sito di coltivazione a quello della centrale, si distinguono quindi i 70 km totali *a pieno carico* "in andata" e i 70 km totali *a vuoto* "in ritorno". Infine, per il calcolo si è stimato pari a **3 km/l** il consumo medio di un camion a pieno carico, posto a **10 kWh/litro** il valore dell'energia prodotta da un motore Diesel per litro di carburante e preso come fattore di emissione di gas serra del gasolio il valore **0,305 tCO**_{2-eq}/**MWh**. Con tali premesse è possibile calcolare le emissioni massime delle fasi di movimentazione per una filiera corta che serve la centrale di TLR. Tutti i parametri sono riassunti in Tabella 48.

⁸³ Il Decreto 2 marzo 2010, "Attuazione della legge 27 dicembre 2006, n. 296, sulla tracciabilità delle biomasse per la produzione di energia elettrica", definisce all'art.2 c.1 lett. c), "biomassa da filiera corta»: "la biomassa e il biogas di cui al punto a) prodotti entro il raggio di 70 km dall'impianto di produzione dell'energia elettrica. La lunghezza del predetto raggio e' misurata come la distanza in linea d'aria che intercorre tra l'impianto di produzione dell'energia elettrica e i confini amministrativi del comune in cui ricade il luogo di produzione della biomassa, individuato sulla base della tabella B allegata al presente decreto."



Tabella 48. Parametri per il calcolo delle emissioni massime da trasporto di una filiera corta.

| PARAMETRI | VALORI | U.M. |
|--|--------|--------------------------|
| consumo annuo cippato centrale TLR | 500 | t/a |
| massa di 1 carico | 10 | t |
| percorso andata | 70 | km |
| percorso ritorno | 70 | km |
| km per litro di gasolio (camion) | 3 | km/l |
| kWh per litro di gasolio (motore diesel) | 10 | kWh/l |
| fattore di emissione gasolio (LCA-IPCC) | 0,305 | tCO _{2-eq} /MWh |

Trascurando nel calcolo i tragitti di ritorno nelle fasi di movimentazione, per il trasporto di 500 t di cippato a filiera corta, si stima un'emissione massima di gas serra pari a 3,55 t di CO₂ equivalenti/anno. Questo valore è certamente una prima approssimazione di una soluzione del problema ed è da considerarsi puramente indicativo. I valori calcolati sono riassunti in Tabella 49.

Tabella 49. Valori calcolati di emissione di CO₂ equivalenti in un anno.

| NUMERO CARICHI ALL'ANNO | 50 |
|-------------------------------|-------|
| km percorsi (andata) | 3500 |
| litri di carburante (diesel) | 1167 |
| kWh generati | 11667 |
| t CO2 equivalenti emesse/anno | 3,56 |



12 Impianti produttivi di biomassa legnosa

Questo paragrafo vuole valutare il **grado di sostenibilità dell'approvvigionamento di biomassa legnosa** per l'alimentazione della caldaia di TLR. Si raccolgono quindi gli elementi documentali che permettono di stimare il grado di potenzialità dello sviluppo di possibili filiere legno-energia locali corte.

Il territorio tipo preso in esame per la definizione di impianti produttivi per la biomassa legnosa è quello agricolo della pianura veneta e in particolare quello padovano.

Gli impianti produttivi costituiscono il punto di partenza per la definizione e la strutturazione di una filiera della biomassa legnosa destinata a fini energetici. Gli aspetti da valutare in relazione a queste fonti primarie sono: la loro natura tipologica; la loro localizzazione, estensione e diffusione nel territorio; le caratteristiche compositivo-strutturali; le modalità di meccanizzazione applicabili nella loro gestione e utilizzazione; le loro potenzialità produttive; le diverse tipologie di prodotto finale estraibile.

Si possono individuare fondamentalmente due grandi categorie di impianti produttivi da cui estrarre la biomassa legnosa:

impianti localizzati presso le aziende agricole di pianura: sistemi arborei lineari e/o impianti a pieno campo;

impianti localizzati in zona collinare, pedemontana o montana: boschi cedui.

Al loro interno queste due categorie principali si possono ulteriormente suddividere distinguendo vari tipi di sistemi produttivi, che si differenziano tra loro per quanto riguarda molteplici aspetti che caratterizzano tutte le varie fasi dell'ambito gestionale e produttivo: cure colturali, utilizzazione del soprassuolo, raccolta e trasformazione della produzione ricavabile.

Si prende ora in considerazione la potenzialità di sviluppo nel comprensorio locale di un'ipotetica piattaforma produttiva del legno-energia.

12.1 Gli impianti produttivi a pieno campo di pianura

Le aziende agricole di pianura nei loro terreni possono essere caratterizzate da varie tipologie di impianti a pieno campo in grado di produrre biomassa legnosa:

- arboreti specializzati per la produzione di biomassa legnosa a scopo energetico a turno breve o medio;
- arboreti specializzati per la produzione di legno da opera e caratterizzati da file intercalari costituite da specie legnose atte a produrre biomassa da energia;
- boschetti interpoderali campestri; boschi planiziali naturaliformi.



12.2 Patrimonio arboreo locale

Scopo del presente paragrafo è capire qual è il grado di autosufficienza che la comunità locale di Polverara potrebbe avere dal punto di vista energetico grazie alle risorse economiche e ambientali del proprio territorio adottando una politica di produzione di energia da biomasse legnose.

Il territorio di Polverara si trova inserito nella pianura padana dove l'effetto dell'azione uomo sull'ambiente naturale è stato particolarmente evidente. La gran parte del territorio risente della forte pressione urbanistica. Il paesaggio a querceto misto (*quercocarpineto planiziale*) è stato gradualmente sostituito dall'attività agricola alla quale è associata una vegetazione finalizzata ad alcune precise necessità dell'agricoltore (delimitazione degli appezzamenti, fonte energetica, consociazione con la vite, ecc)⁸⁴.

Vi è stata, quindi, una **notevole rarefazione del patrimonio arboreo ed arbustivo**, soprattutto in seguito alle nuove *sistemazioni idrauliche* del terreno imposte dalla necessità di limitare al massimo le perdite di tempo durante le operazioni colturali e la manutenzione delle scoline. Importanti elementi caratterizzanti il paesaggio agrario sono i corsi d'acqua che attraversano il comune, che rivestono particolare importanza per il regime idrografico del territorio e anche per la sua potenzialità idraulica.

La razionalizzazione delle sistemazioni idraulico agrarie, in funzione della meccanizzazione, ha contribuito al processo di semplificazione. Nel complesso il tessuto fondiario appare piuttosto frammentato in un mosaico di piccoli poderi. La campagna è semplificata dalla monocoltura, anche se la presenza dei vivai a pieno campo, soprattutto di frutticole, conferisce al paesaggio agrario una variabilità maggiore rispetto ad altre campagne della provincia di Padova. Le colture florovivaistiche di pieno campo o in serra sono presenti nel territorio in modo evidente.

Nelle seguenti tabelle è evidenziata la suddivisione delle varie superfici colturali rilevate dallo studio Agronomico del PAT con le relative estensioni in ettari⁸⁵.

⁸⁴ Estratto da Gazzin, G, Studio agronomico – Quadro conoscitivo del PAT –Analisi ed elaborazione della "Carta dell'uso del suolo agricolo" (Tav. B.4.2).

⁸⁵ Ibidem.



Tabella 50. Ripartizione della superficie colturale (Fonte: Studio agronomico PAT)

| Superficie colturale | На | % SAU |
|---------------------------------|-------|---------|
| Seminativo in area irrigua | 699,8 | 90,31% |
| Filare | 21,66 | 2,79% |
| Serre e vivai | 21,21 | 2,73% |
| Colture orticole in pieno campo | 7,47 | 0,96% |
| Vigneti | 5,03 | 0,65% |
| Fasce tampone | 4,24 | 0,54% |
| Pioppeti in coltura | 4,12 | 0,53% |
| Prati stabili | 3,58 | 0,46% |
| Gruppo arboreo | 3,34 | 0,34% |
| Arboricoltura da legno | 2,83 | 0,36% |
| Terreno abbandonato | 1,06 | 0,14% |
| Frutteti o frutti minori | 0,47 | 0,06% |
| Altro | 0,05 | 0,01% |
| SAU | 774,9 | 100,00% |

12.3 Arboricoltura da legno

Il dati del Censimento Agricoltura 2010 evidenziano che nel Veneto sono dedicati all'arboricoltura da legno 4416,6 ha e ai boschi 87.868,36 ha, per una SAT (superficie agricola totale) di 1.008.178,91 ha. La provincia di Padova è al primo posto nel Veneto per estensione per coltivazioni di arboricoltura da legno con 1.214,48 ha, mentre è al secondo posto dopo Venezia per numero di aziende (634 aziende). Polverara è al 51° posto tra i comuni in provincia di Padova (104 comuni), per estensione di coltivazioni di arboricoltura da legno. Al primo posto troviamo però il limitrofo comune di Legnaro con 324,49 ha e 7 aziende. Legnaro è al primo posto in provincia anche per estensione di boschi, con una superficie di 1787,96 ha.

L'arboricoltura da legno a Polverara, sempre secondo i dati del Censimento Agricoltura del 2010, è esercitata da 4 aziende per una superficie di 4,38 ettari (0,7% della SAT). Le coltivazioni legnose coprono una SAU (superficie agricola utilizzata) di 10,15 ettari su 24 aziende, 20 delle quali con estensioni sotto l'ettaro. Per i terreni a boschi si rilevano invece 7 aziende per una superficie totale di 2,49 ettari.



Tabella 51. Utilizzazione del terreno - Numero di aziende e SAU del Veneto per ambito territoriale ⁸⁶.

| Territorio | | UTILIZZAZIO | Totale aziende e SAT | | | | |
|------------|-----------|--------------------------|-------------------------|--------|-----------------------|-----------------------------|--------|
| | | Totale aziende SAU | Arboricolt. da legno | Boschi | SAU non utilizzata | Altra superficie non SAU | e SAT |
| Polverara | Aziende | 189 | 4 | 7 | 24 | 159 | 189 |
| | Superfice | 575,19 | 4,38 | 2,49 | 7,6 | 43,29 | 632,95 |

Tabella 52. UTILIZZAZIONE DEL TERRENO A COLTIVAZIONI LEGNOSE AGRARIE - Numero di aziende e SAU del Veneto per ambito territoriale87.

| | . COLTIVAZIONI LEGNOSE AGRARIE | | | | | | | | Totale Coltivazioni | |
|------------|--------------------------------|------|-------|--------|------------|-------|----------------------------------|-------|------------------------|--|
| Territorio | | Vite | Olivo | Agrumi | Fruttiferi | Vivai | Altre coltivazioni legnose | Serre | Legnose | |
| ia | Aziende | 20 | 1 | 0 | 3 | 3 | 0 | 0 | 24 | |
| Polverara | SAU (Ha) | 2,89 | 0,11 | 0 | 1,75 | 5,4 | 0 | 0 | 10,15 | |

Tabella 53. UTILIZZAZIONE DEL TERRENO - Numero di aziende e SAU per classe di SAU a Coltivazioni legnose e ambito territoriale88.

| | | | COLTIVAZIONI LEGNOSE AGRARIE - Classe di SAU (in ettari) | | | | | | | ТОТ. | | |
|---------------|---------|-------------|--|--------|--------|--------|----------|----------|----------|----------|-------------|-------|
| Territorio | | fino a 0.99 | 1-1.99 | 2-2.99 | 3-4.99 | 5-9.99 | 10-19.99 | 20-29.99 | 30-49.99 | 50-99.99 | 100 e oltre | |
| ^{[G} | Aziende | 20 | 3 | 1 | 0 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 24 |
| Polverara | SAU | 3,07 | 4,18 | 2,9 | 0 | C | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10,15 |

 $^{^{86}}$ Censimento Agricoltura 2000. Elaborazioni della Regione Veneto - Sezione Sistema Statistico Regionale su dati Istat.

⁸⁷ Censimento Agricoltura 2000. Elaborazioni della Regione Veneto - Sezione Sistema Statistico Regionale su dati Istat.

⁸⁸ Ibidem.



Tabella 54. Valori di superfici coltivate ad arboricoltura e a boschi (assoluti, cumulati, incremento percentuale) in funzione della distanza media (entro i 10 km) dei comuni da Polverara (Nostra elaborazione da dati Censimento Agricoltura 2010).

| Comune | PROV. | Distanza media (km) | Arboricoltura (ha) | Boschi (ha) | Arboricoltura valori cumulativi (ha) | Boschi valori cumulativi(ha) | Incremento (sul cumulato) Arboricoltura % | Incremento (sul cumulato) Boschi % |
|---------------------------------|-------|---------------------|--------------------|-------------|---|---------------------------------|---|---------------------------------------|
| Polverara | PD | 0 | 4,38 | 2,49 | 4,38 | 2,49 | | |
| Casalserugo | PD | 2,8 | 2,76 | 7,73 | 7,14 | 10,22 | 38,66% | 75,64% |
| Legnaro | PD | 3,6 | 324,49 | 1787, 96 | 331,63 | 1798,18 | 97,85% | 99,43% |
| Brugine | PD | 4,0 | 0,42 | 6,3 | 332,05 | 1804,48 | 0,13% | 0,35% |
| Bovolenta | PD | 4,9 | 0,1 | 2,77 | 332,15 | 1807,25 | 0,03% | 0,15% |
| Ponte San Nicolo' | PD | 5,2 | 0,5 | 0,6 | 332,65 | 1807,85 | 0,15% | 0,03% |
| Santangelo di Piove di Sacco | PD | 5,4 | 2,5 | 0,12 | 335,15 | 1807,97 | 0,75% | 0,01% |
| Masera' di Padova | PD | 6,2 | 1,05 | 3,35 | 336,2 | 1811,32 | 0,31% | 0,18% |
| Terrassa Padovana | PD | 7,5 | 3,21 | 5,37 | 339,41 | 1816,69 | 0,95% | 0,30% |
| Saonara | PD | 7,5 | 0,13 | 14,05 | 339,54 | 1830,74 | 0,04% | 0,77% |
| Albignasego | PD | 7,5 | 6,45 | 21,7 | 345,99 | 1852,44 | 1,86% | 1,17% |
| Cartura | PD | 7,7 | 4,58 | 11,38 | 350,57 | 1863,82 | 1,31% | 0,61% |
| Piove di Sacco | PD | 8,2 | 9,92 | 0,32 | 360,49 | 1864,14 | 2,75% | 0,02% |
| Campolongo Maggiore | VE | 8,9 | 2,61 | 1,08 | 363,1 | 1865,22 | 0,72% | 0,06% |
| Due Carrare | PD | 9,7 | 9,23 | 45,8 | 372,33 | 1911,02 | 2,48% | 2,40% |
| Vigonovo | VE | 9,9 | 0 | 2,52 | 372,33 | 1913,54 | 0,00% | 0,13% |
| Pontelongo | PD | 10,0 | 0,31 | 0 | 372,64 | 1913,54 | 0,08% | 0,00% |

L'arboricoltura da legno è presente con impianti anche di recente attuazione, dislocati perlopiù nella porzione centro-occidentale del territorio. Tale tipologia di coltura è andata aumentando negli ultimi anni anche perché le colture tradizionali (mais, frumento, ecc.) sono caratterizzate da una progressiva minore redditività. Gli impianti sono costituiti principalmente da pioppeti in coltura e da impianti arborei polispecifici, normalmente di 8-12 anni di età e con sesti d'impianto (la disposizione geometrica delle piante) definitivi⁸⁹.

⁸⁹ Ibidem.



12.3.1 Le siepi

Le siepi sono l'organizzazione vegetale più frequente. Tali formazioni, spesso monofilari, sono localizzate normalmente lungo corsi d'acqua, ma più frequentemente lungo le sponde dei fossati e come delimitazione degli appezzamenti. Alla siepe è riconosciuto un importante ruolo multifunzionale per l'agro-ambiente sia per la qualità del paesaggio, sia per l'apporto derivato dall'aumento di biodiversità (vegetazionale e faunistica). Infine si ricordano le peculiarità fonoassorbenti, schermanti e la capacità delle specie arboree arbustive di ridurre gli inquinanti atmosferici⁹⁰.

Le siepi campestri riscontrate nella campagna di Polverara sono relativamente recenti; si stima che l'età media delle piante che le compongono si attesti sui 15-25 anni. Al loro interno, o isolate, si sono riscontrati esemplari di pioppo (bianco e nero) a cui è possibile attribuire età superiori (50-60 anni di età). Tra le piante maggiormente diffuse in queste formazioni lineari troviamo il salice bianco, in quanto soddisfa le esigenze ancora presenti in alcune aziende agricole della zona. Le siepi sono state considerate nel loro sviluppo areale, ovvero come se ognuna fosse un'area chiusa la cui larghezza è stata considerata unitariamente pari a 5-6 m.

Lo sviluppo lineare delle siepi ed alberature censite nel territorio agricolo e non, è di circa 36,01 km di vegetazione. La necessità di legacci e di pali per le viti comporta un governo a ceduo principalmente a capitozza, anche se tale funzione sta progressivamente diminuendo nel corso del tempo. I filari di salice ancora esistenti sono spesso monospecifici ed hanno poca partecipazione di specie arbustive spontanee ed infestanti, in quanto sono regolarmente utilizzati. I tagli sono eseguiti periodicamente e si alternano con turni di un anno o variabili da 3 a 6 anni. Altra specie molto diffusa nelle siepi campestri è il platano che viene invece governato a ceduo, a ceppaia e ad altofusto. Viene impiegato principalmente come legna da ardere ed anche come paleria. Le siepi con presenza di platano si associano a molte altre specie arboree ed arbustive quali i salici, la robinia, l'ontano, l'acero campestre e i pioppi. In queste siepi gli interventi sono saltuari e il loro governo è diversificato. Un'altra specie molto diffusa è il pioppo nero, presente lungo le siepi sul piano dominante e in formazioni di pioppeti in coltura, specialmente nei pressi dei corsi d'acqua e nella parte centroccidentale del territorio comunale.

Il territorio facente parte del comune di Polverara presenta una significativa estensione di zone che potrebbero potenzialmente determinare una buona disponibilità di biomassa per uso riscaldamento e fare parte della **filiera corta** del legno cippato.

L'utilizzo in loco della biomassa, secondo il cosiddetto sistema della "filiera corta", ha un duplice vantaggio: oltre ad utilizzare una fonte rinnovabile, non si crea inquinamento dovuto al trasporto del materiale in lunghe distanze.

⁹⁰ Ibidem.



12.3.2 Definizione di un modello di produzione locale semplificato

Partendo dal consumo stimato di cippato da parte della centrale di TLR in un anno si vuole stimare la superficie di colture arboree per la produzione della biomassa legnosa necessaria per sostenere l'alimentazione della caldaia. Definendo un modello di coltura semplificato è possibile calcolare per ogni tonnellata di cippato la superficie equivalente coltivata.

12.3.2.1 Gli arboreti specializzati per la produzione di biomassa legnosa a scopo energetico

Sono caratterizzati da un modulo compositivo-strutturale geometrico e regolare e da un elevato grado di meccanizzazione nelle operazioni di messa a dimora delle piante, realizzazione delle cure colturali e periodica utilizzazione una volta raggiunta la fine del turno. Si tratta di impianti di concezione e introduzione piuttosto recenti, per cui la superficie coltivata in tal modo attualmente è ancora relativamente ridotta. A seconda della lunghezza del turno di ceduazione, tali impianti si possono suddividere in due categorie principali: arboreti a turno breve (detti anche *Short Rotation Forestry*); arboreti a turno medio (definiti anche *Medium Rotation Forestry*). ⁹¹

Negli arboreti da biomassa a ciclo medio, il turno di utilizzazione previsto a regime, cioè il periodo dopo il quale le piante vengono ceduate, è di circa 5-7 anni. Se gli impianti sono opportunamente progettati, i primi tagli sono possibili già dal quinto anno e l'area destinata a taglio è indicativamente 1/5 della superficie coltivata. Questo garantisce ogni anno una quantità di biomassa legnosa dopo il secondo ciclo.

Negli arboreti da legno a ciclo breve (Short Rotation Forestry - SRF) i turni di utilizzazione sono ridotti a 2-3 anni. Questa tecnica comporta l'asportazione di piante giovani con elevati rapporti di massa di rami e corteccia rispetto alla massa lignificata.

Le coltivazioni di legname utilizzate per i sistemi di riscaldamento sono colture con cicli di vita delle piante fino a 5 anni, con produzioni che arrivano a dare per ettaro 15 tonnellate di sostanza secca all'anno. Per quanto riguarda l'energia producibile, questa dipende dalla percentuale d'acqua contenuta nel legno, tuttavia si può stimare un potere calorifico medio di circa 4,6 kWh/kg (s.s.).

Generalmente una pianta ha uno sviluppo molto vistoso nei primi 5-10 anni di vita poi ha una proporzionale diminuzione con il progredire dell'età. Stesso discorso vale per la quantità di anidride carbonica che sono in grado di assorbire mediante la fotosintesi.

Sulla base di dati di letteratura⁹² è stato definito un modello tipo di arboreto di pianura specializzato per la produzione di biomassa legnosa a scopo energetico. Il modello è specificato dai parametri di Tabella 55 e servirà per i calcoli del prossimo paragrafo.

4.5 FEASIBILITY STUDIES 130

-

⁹¹ AA.VV., La produzione di biomasse legnose a scopo energetico, Veneto Agricoltura, 2007.

⁹² In modo particolare sono stati presi a riferimento gli studi di Veneto Agricoltura: "La strada Europea del Legno Energia: il sito di Po di tramontana – La filiera del legno cippato nel Centro sperimentale ortofloricolo Po di Tramontana di Veneto Agricoltura, nel Comune di Rosolina (RO)"; "La produzione di biomasse legnose a scopo energetico".



Tabella 55. Caratteristiche dell'impianto tipo per la produzione di biomassa legnosa.

| IMPIANTO MODELLO | | |
|---|--------|-----------------|
| CARATTERISTICA | VALORE | U.M. |
| Impianti a pieno campo (olmo, frassino, platano) | 1500 | piante/ettaro |
| Tipo ciclo medio | 5 anni | |
| produttività (anni) | 70 | anni |
| Produzione di biomassa media annuale: 1o turno (5° anno) | 250 | qli/ettaro/anno |
| Produzione di biomassa media annuale: 3o turno (15° anno) | 450 | qli/ettaro/anno |

12.3.3 Filiera tipo e calcolo della superficie coltivata richiesta

I calcoli hanno come obiettivo quello di stimare la **superficie agricola richiesta** alla coltivazione di **arboreti di tipo definito**, specializzati per la produzione di biomassa legnosa a scopo energetico, per produrre la **quantità** di cippato richiesto in un anno dalla centrale di TLR. Viene quindi definita una **filiera tipo** caratterizzata dai parametri della seguente :

Tabella 56. Parametri della filiera tipo del cippato.

| FILIERA DEL CIPPATO | | | |
|--|--------|-------------------------------------|--|
| PARAMETRO | VALORE | UM | Note |
| impianti a pieno campo | 1500 | piante/ettaro | es. olmo, frassino, platano |
| ciclo | 5 | anni | ciclo medio (tipo MRF) |
| produttività | 70 | anni | |
| produzione media di biomassa a regime | 450 | qli/ettaro/anno | 15° anno, 3° turno |
| frazione peso scarti tagli | 0,3 | frazione peso iniziale | cimali e ramaglie dopo la ceduazione |
| tenore idrico cippato fresco | 55 | W | tenore idrico |
| frazione peso iniziale dopo maturazione | 0,6 | frazione del peso iniziale | perdita d'acqua e perdita di sostanza secca |
| frazione peso acqua evaporata | 0,26 | frazione del peso mancante (40%) | |
| frazione peso mancante per attacco microbico | 0,14 | frazione del peso mancante (40%) | |
| potere calorifico cippato maturo | 3,11 | MWh/t | M35 – da formula di Hartmann |



Tabella 57. Parametri fisici.

| LEGNO | Valore | U.M. | Note |
|--|------------|-------|---------------|
| Calore di evaporazione dell'acqua pw | 2,44 | Mj/kg | acqua |
| Potere calorifico del legno M(0%) p0 | 18,5 | Mj/kg | anidro |
| Contenuto idrico M (w%) | 35 | | tenore idrico |
| Potere calorifico del legno M(X%) pcm | 11,171 | Mj/kg | da formula di |
| rotere calorineo del legilo M(x/s) pelli | 3,10305556 | MWh/t | Hartmann |

Tabella 58. Calcolo della superficie coltivata richiesta

| FILIERA DEL CIPPATO | VALORE | PARAMETRO | NOTE |
|---------------------------|--------|-----------|-----------------------------|
| ENERGIA TERMICA | 1555 | MWh/a | Energia termica al focolare |
| Potere calorifico cippato | 3,11 | MWh/t | |
| CIPPATO IN CALDAIA | 500 | t/a | tenore idrico 35 w |
| cippato maturo | 500 | t/a | tenore idrico 35 w |
| cippato fresco | 700 | t/a | tenore idrico 55 w |
| scarti tagli | 210 | t/a | frazione peso |
| PRODUZIONE BIOMASSA | 910 | t/a | |
| SUPERFICIE | 20 | Ha/a | ettari coltivati per anno |
| PIANTE | 30.333 | Numero | numero piante |

Quindi, per fornire ogni anno 1555 MWh di energia termica, sono richieste 500 t/a di legno cippato con tenore idrico w 35 proveniente da una filiera tipo. Filiera che che richiede una produzione di legno di 910 t/a equivalenti ad una superficie di circa 20 ettari di arboreto tipo per anno specializzato per la produzione di biomassa legnosa a scopo energetico.

12.3.4 Estensione della filiera

Nella definizione di proposte operative di nuove filiere da biomassa legnosa, le principali variabili da prendere in considerazione sono le seguenti⁹³:

 La disponibilità di biomasse (quindi produzione agricola o forestale - influenzata dalla orografia, dal clima, dai tipi di suolo, dalla disponibilità di acqua, dalla dimensione media degli appezzamenti, ecc.).

4.5 FEASIBILITY STUDIES 132

_

⁹³ Elaborato da: Studio per il Piano Energetico Ambientale della Provincia di Padova, Settore Ambiente - Agenzia per l'Energia della Provincia di Padova, 2010.



- I costi di raccolta, trasporto e stoccaggio (che dipendono dalla dimensione delle aziende, dal grado di meccanizzazione, dal grado di ricorso a contoterzismo, dalle infrastrutture esistenti, ecc.).
- Esistenza di utenze termiche e/o elettriche e loro fabbisogno annuale (domanda e dalle curve di carico annuale).

Oltre agli altri fattori correlati: quelli tecnologici che incidono sulla conversione energetica (rendimenti, taglie e tipologie degli impianti termico, ecc.) e quelli sul controllo e sulla gestione delle emissioni (clima, tipo di biomasse, tipo di processi di conversione, tecnologie applicate nei sistemi di trattamento dei fumi e delle ceneri, ecc.).

12.3.5 Alternative considerate

Per i motivi sopra elencati, negli anni passati si è effettuata un'indagine tesa a individuare eventuali materie prime alternative, allo scopo di identificare altre tipologie di biomassa impiegabili come combustibili nella centrale e caratterizzate da costi di acquisto più bassi così da conseguire interessanti margini di risparmio nelle spese per l'approvvigionamento della biomassa.

Le alternative prese in esame sono state:

- cippato da scarti di segherie o scarti di lavorazioni boschive;
- biomassa derivante non da cippatura ma da biotriturazione di materiale legnoso (sottoprodotto dei processi di produzione del terriccio e del compost);
- biomassa derivante da potature e manutenzioni di verde urbano, parchi e giardini.

Nel primo caso l'opzione è stata scartata per l'elevata umidità della biomassa, che ne riduce fortemente la qualità, e per l'elevato costo di trasporto (le segherie contattate sono tutte ubicate fuori regione) che incrementa pesantemente il costo unitario del materiale, che di per sé sarebbe ridotto e interessante.

Nel secondo caso, pur trattandosi di biomassa acquistabile e a prezzi molto bassi e fortemente convenienti, l'opzione è stata **scartata per l'elevata umidità e la qualità** non eccelsa della biomassa (si tratta di materiale sfibrato, di pezzatura molto grossolana, irregolare, disomogenea, e ricco di elementi estranei quali terra, inerti, materiale plastico e ferroso).

Nel terzo e ultimo caso, quello del materiale derivante da interventi di potature e manutenzioni di verde urbano, parchi e giardini, l'opzione è stata scartata in quanto si tratta di biomassa considerata come un rifiuto alla luce degli attuali provvedimenti normativi nazionali. In questo contesto l'evoluzione normativa negli ultimi anni è stata complessa e molto controversa.



12.3.5.1 Verde urbano dalla raccolta differenziata

Sfalci e potature derivanti dalla manutenzione del verde pubblico e privato

Con la conversione in legge del decreto legge 25 gennaio 2012, n.2, la Camera dei Deputati ha approvato su proposta della Commissione Ambiente la modifica all'art. 185 del Testo Unico Ambientale relativa all'impiego delle *potature di verde pubblico e privato a fini energetici*. Il fine, è quello di escludere dall'applicazione della disciplina sui rifiuti, di cui alla parte quarta del Codice, gli sfalci e le potature derivanti dalla manutenzione del verde pubblico e privato, che saranno utilizzati per la produzione di energia da tale biomassa mediante processi o metodi che non danneggiano l'ambiente né mettono in pericolo la salute umana. Gli scarti derivanti dalla manutenzione del verde pubblico e privato possono essere utilizzati come prodotti, e non come rifiuti, a condizione che siano configurabili come sottoprodotti ai sensi dell'art. 184-bis del medesimo decreto⁹⁴. Quest'ultima specificazione della normativa ha aperto, in tale ambito, questioni di carattere giurisprudenziale non ancora risolte.

Permane, pertanto, una forte incertezza legislativa sullo status giuridico di tale prodotto, ma attualmente esso deve essere considerato non come sottoprodotto ma come rifiuto urbano e va gestito e trattato come tale, non potendo essere impiegato per la produzione di energia.

L'opzione è comunque molto interessante: dopo un'apposita indagine di mercato si sono individuati e già contattati più **fornitori locali (raggio di 10-15 km)** che dispongono di quantità non trascurabili di verde urbano e sono potenzialmente interessati a stipulare un accordo di filiera.

Nelle immediate vicinanze di Polverara, inoltre, sorge il comprensorio vivaistico di Saonara, caratterizzato da decine di operatori del verde che trattano e potrebbero potenzialmente mettere a disposizione quantitativi elevatissimi di questo tipo di materiale. Il basso prezzo di

4.5 FEASIBILITY STUDIES 134

.

⁹⁴ L'emendamento: Modifica all'articolo 185 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, in materia di sfalci e potature) definisce: – 1. All'articolo 185, comma 1, lettera f), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, le parole da 'per la produzione' fino a 'biomassa' sono sostituite dalle seguenti: "ivi inclusi in tal caso quelli derivanti dalla manutenzione del verde pubblico e privato sempreché soddisfino i requisiti di cui all'articolo 184-bis, per la produzione di energia da tale biomassa, in ogni caso.

Ai sensi dell'art. 184-bis citato è un sottoprodotto e non un rifiuto "qualsiasi sostanza od oggetto che soddisfa tutte le seguenti condizioni:

a) la sostanza o l'oggetto è originato da un processo di produzione, di cui costituisce parte integrante, e il cui scopo primario non è la produzione di tale sostanza od oggetto;

b) è certo che la sostanza o l'oggetto sarà utilizzato, nel corso dello stesso o di un successivo processo di produzione o di utilizzazione, da parte del produttore o di terzi;

c) la sostanza o l'oggetto può essere utilizzato direttamente senza alcun ulteriore trattamento diverso dalla normale pratica industriale;

d) l'ulteriore utilizzo è legale, ossia la sostanza o l'oggetto soddisfa, per l'utilizzo specifico, tutti i requisiti pertinenti riguardanti i prodotti e la protezione della salute e dell'ambiente e non porterà a impatti complessivi negativi sull'ambiente o la salute umana.



questo materiale di risulta, l'elevata disponibilità e la logistica favorevole fanno sì che questa opzione debba essere tenuta seriamente in considerazione qualora l'evoluzione normativa nazionale ne permetta l'impiego a scopo energetico.

Frazione merceologica "verde" da raccolta dei rifiuti urbani

Per quantificare la frazione merceologica "verde" proveniente dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani (sfalci e ramaglie) nell'area locale considerata, si riportano i dati pubblicati da ARPAV per il Comune di Polverara e il territorio del Consorzio Obbligatorio per lo smaltimento dei rifiuti solidi urbani (Bacino Padova 4 – PD4) a cui appartiene. Il Bacino Padova 4 (PD4) raggruppa 21 comuni della provincia di Padova e circa 125.350 abitanti (nel 2012), con una estensione di circa 476 km². Nel 2012 a Polverara si sono registrate 1.224 utenze domestiche e 161 non domestiche e la raccolta differenziata è al 70,2% (70,7% è quella del bacino).

La frazione merceologica "Verde" del rifiuto urbano è indicata con il codice identificativo **CER 20 02 01**. A Polverara il metodo di raccolta di questa frazione è di tipo domiciliare; mediamente, dal 2004 al 2011, sono state raccolte circa 300 t/anno di "verde", con un massimo di 444 t nel 2009 e un minimo (eccezionale) di 131 t nel 2012. Nel 2012, invece, il Bacino PD4 ha prodotto da raccolta differenziata 7.662 tonnellate di "frazione verde", paria 61,12 kg/ab.

Tabella 59. Quantità annua e pro-capite della frazione merceologica "verde" da raccolta dei rifiuti urbani a Polverara dal 2004 al 2012 (Fonte ARPAV).

| | Metodo | Qta annua | Procapite |
|------|-----------------------|-----------|--------------|
| Anno | raccolta | (Kg) | (Kg/ab.anno) |
| 2012 | Domiciliare | 130.890 | 41,29 |
| 2011 | Domiciliare Ecocentro | 368.340 | 118,51 |
| 2010 | Domiciliare Ecocentro | 475.290 | 155,94 |
| 2009 | Domiciliare | 444.420 | 148,04 |
| 2008 | Domiciliare Ecocentro | 304.400 | 106,21 |
| 2007 | Domiciliare | 235.090 | 82,03 |
| 2006 | Domiciliare | 308.630 | 112,07 |
| 2005 | Domiciliare | 223.410 | 84,75 |
| 2004 | Domiciliare | 216.320 | 88,19 |
| | Valore medio | 300.754 | 104,11 |

Il potenziale di legna ricavabile dalla gestione del verde urbano deve tenere conto della frazione utile per le filiere legno-energia e del ritiro volumetrico e della perdita di peso del legno dovute alla fase di essiccamento. Valori di letteratura ipotizzano che la componente utile per le filiere legno-energia sia pari al 25% del totale in peso della frazione verde.



Tabella 60. Valori di produzione di frazione VERDE dei rifiuti urbani nel Bacino Padova 4 nel 2012, ordinati secondo la distanza media dei comuni da Polverara (Elaborazione da dati fonte ARPAV).

| Comune | Popolazione (n° ab) | VERDE (kg) | VERDE pro-capite (kg/ab) | Distanza (km) |
|-------------------------------|------------------------|---------------|--------------------------|------------------|
| Polverara | 3.170 | 130.890 | 41 | 0,0 |
| Legnaro | 8.818 | 700.340 | 79 | 3,6 |
| Brugine | 7.016 | 300.210 | 43 | 4,0 |
| Bovolenta | 3.394 | 167.890 | 49 | 4,9 |
| Sant'Angelo di Piove di Sacco | 7.264 | 595.070 | 82 | 5,4 |
| Maserà di Padova | 9.119 | 499.250 | 55 | 6,2 |
| Terrassa Padovana | 2.703 | 216.780 | 80 | 7,5 |
| Cartura | 4.677 | 316.640 | 68 | 7,7 |
| Piove di Sacco | 19.466 | 1.353.960 | 70 | 8,2 |
| Due Carrare | 9.048 | 746.240 | 82 | 9,7 |
| Pontelongo | 3.946 | 184.030 | 47 | 10,0 |
| Arzergrande | 4.769 | 215.920 | 45 | 10,2 |
| Candiana | 2.500 | 143.530 | 57 | 10,3 |
| Conselve | 10.449 | 678.670 | 65 | 10,8 |
| Arre | 2.237 | 134.070 | 60 | 11,1 |
| San Pietro Viminario | 3.050 | 198.000 | 65 | 12,4 |
| Correzzola | 5.495 | 250.910 | 46 | 14,7 |
| Bagnoli di Sopra | 3.747 | 226.640 | 60 | 15,1 |
| Agna | 3.374 | 172.620 | 51 | 15,3 |
| Codevigo | 6.540 | 236.710 | 36 | 15,9 |
| Anguillara Veneta | 4.551 | 193.310 | 42 | 19,1 |
| Totale PD4 | 125.333 | 7.661.680 | | |

12.4 Possibili sviluppo delle filiere locali delle biomasse a scala provinciale

I possibili sviluppi della filiera delle biomasse legnose nell'area corrispondente al territorio della provincia di Padova è descritto nello "Studio per il Piano Energetico Ambientale della Provincia di Padova – 2010" nel quale mergono le seguenti evidenze:

Il primo sistema produttivo di biomasse legnose in provincia è quello del bosco dove l'85% della superficie boscata (6.285 ha) e localizzata nei Colli Euganei (5.290 ha), comprensorio che dista circa 19 km da Polverara. La morfologia del territorio, l'adeguatezza delle rete stradale, la non concorrenzialità con altri utilizzi, la disponibilità di personale tecnicamente competente e la presenza di un'istituzione di



riferimento, quale l'Ente Parco Colli, rendono la zona dei Colli Euganei ideale per la realizzazione di una piattaforma produttiva per la filiera. Ma se da un lato la frammentarietà delle proprietà (quasi tutte piccole e private) rendono le superfici oggetto di taglio modeste, dall'altro le difficili condizioni orografiche, in termini di pendenza ed accessibilità, di alcune pendici dei Colli.

- Il secondo sistema produttivo riguarda gli impianti localizzati presso le aziende agricole di pianura, in particolare i sistemi arborei lineari. Il potenziale legato all'utilizzo della legna derivante dalle siepi campestri aziendali destinata ad autoconsumo e/o vendita nel territorio.
- La filiera citta-legno-energia della frazione verde, che comprende sia la frazione legnosa che quella erbacea. Oltre a problemi organizzativi e normativi tutti ancora da risolvere è necessario approfondire l'aspetto dell'eventuale concorrenza con la filiera del compost.
- Aree oggetto di riconversione produttiva, e aree marginali, cioè superfici che per motivi di ordine economico, ambientale e sociale sono state oggetto di abbandono produttivo. Si ritiene che le coltivazioni idonee per queste aree siano gli arboreti specializzati per la produzione di biomassa legnosa a scopo energetico. Vengono presi in considerazione gli arboreti a turno breve (detti anche Short Rotation Forestry 1-5 anni) e le specie arboree quali il pioppo, il salice e in alcuni casi l'eucalipto e la robinia. Si tratta di popolamenti puri, mono-specifici.
- I residui agricoli. Sono presi in considerazione i sottoprodotti colturali cosiddetti
 "secchi", cioè con umidita compresa fra il 10% (cereali) ed il 60% (potature di alberi da
 frutta), provenienti da coltivazioni erbacee come mais, frumento, orzo o da
 coltivazioni arboree quali olivo, vite, nocciolo, e, particolarmente sviluppato, dal
 settore florovivaistico⁹⁵.

137 4.5 FEASIBILITY STUDIES

.

⁹⁵ AA.VV., Studio per il Piano Energetico Ambientale della Provincia di Padova, Settore Ambiente - Agenzia per l'Energia della Provincia di Padova, 2010.



13 Conclusioni

Gli approfondimenti svolti nello studio di fattibilità per l'efficientamento, la scalabilità e la trasferibilità mediante idonee implementazioni tecnologiche e gestionali dell'impianto di teleriscaldamento a biomasse legnose di Polverara, hanno messo in evidenza che l'iniziativa del Comune risente innanzitutto del mancato completamento della rete originariamente calibrata su 120 utenze termiche.

La soluzione attuata si caratterizza tuttavia come una soluzione originale nel contesto delle politiche energetiche locali finalizzate a pianificare, progettare e gestire la produzione di energia da fonti rinnovabili legate al territorio, mettendo in risalto la concreta possibilità di connettere le potenzialità produttive dell'ambito rurale, i fabbisogni energetici di quello urbano - con particolare riguardo alle esigenze delle strutture pubbliche – e, in prospettiva, anche i consumi di particolari utenze industriali o terziarie.

Naturalmente, la potenza della caldaia e il numero di utenze allacciabili erano state originariamente individuate sulla base di una potenzialità edificatoria individuata dal Comune che prevedeva la realizzazione di nuova volumetria e l'incremento della popolazione residente. Invece, anche a Polverara, la crisi economica mondiale ha rallentato gli investimenti nelle nuove costruzioni e di conseguenza gli allacciamenti alla rete di teleriscaldamento, che risultano tuttora limitati a 72 utenze private e 6 utenze pubbliche, con la diretta conseguenza di avere un sistema impiantistico sovradimensionato i cui rendimenti di generazione (58%) e distribuzione (54%) risultano troppo bassi per garantire un'adeguata sostenibilità economica.

Per risolvere e migliorare le condizioni descritte, lo studio ha individuato alcune tra le possibili tecnologie adottabili per incrementare il rendimento complessivo a valori consoni a quelli originariamente previsti, così da non vanificare le intenzioni dell'esperienza avviata. Si tratta di soluzioni tecnologicamente adatte, auspicabilmente condivise mediante un processo partecipativo che coinvolga gli utenti attuali, quelli futuri e più in generale tutti i cittadini, potrebbe delineare nuovi scenari di sviluppo e favorire l'estensione della rete di teleriscaldamento fino al raggiungimento del numero di utenti previsto inizialmente o di superarlo grazie all'allacciamento di ulteriori utenze, ad esempio edifici da ristrutturare, ulteriori utenze pubbliche e così via.

La strada individuata non può comunque prescindere dal perseguimento di un elevato livello di sostenibilità ambientale e dovrà pertanto da un lato inventare percorsi di produzione di biomassa legnosa a scala locale, sotto la spinta di politiche agricole regionali opportunamente mirate, e dall'altro indirizzare la gestione verso un miglioramento continuo dei sistemi di abbattimento fumi.

L'accumulo termico

Entrando nel merito delle soluzioni individuate dallo studio di fattibilità va in primis considerato l'inserimento di un serbatoio di accumulo termico che funga da volano inerziale rispetto alle richieste provenienti dalla rete. L'accumulo consentirebbe alla caldaia di funzionare in modo continuativo alla massima potenza, immagazzinando il calore in eccesso rispetto a quanto



richiesto dalle utenze finali. Il rendimento di centrale ne risulterebbe immediatamente migliorato, finalmente avvicinato ai valori nominali previsti per la specifica tipologia di caldaia utilizzata. Parallelamente, la rete di teleriscaldamento si troverebbe dotata di un polmone d'accumulo presso il quale riportare a valori di temperatura pressoché costanti il fluido vettore, con conseguente miglioramento dei problemi di temperatura alle utenze più distanti.

La smart grid termica

Oltre a quanto descritto un altro elemento da migliorare riguarda le modalità d'interazione tra la caldaia a cippato e la caldaia a metano. Talvolta, infatti, si verifica che a seguito dello spegnimento della caldaia principale a biomassa, il sistema di gestione automatica non sia in grado di intervenire tempestivamente per attivare la caldaia integrativa a metano. Ulteriori miglioramenti nelle rese dell'impianto si potrebbero ottenere dall' implementazione di un adeguato sistema di gestione e controllo dei due generatori in grado di ottimizzare il dialogo tra le apparecchiature. La soluzione potrebbe essere fornita anche da un semplice sistema di controllo e da una rete dati di comunicazione, sia essa wireless o cablata.

Il risultato finale non sarebbe altro che una SMART GRID termica.

La cogenerazione con caldaia ad acqua calda

Una soluzione alternativa, o comunque complementare a quella dell'accumulo termico, è offerta dalla possibilità di installare un impianto di cogenerazione abbinato alla caldaia esistente. Tipicamente, gli impianti di cogenerazione lavorano su potenze ben più alte di quella prevista a Polverara, in quanto l'aumento di taglia dell'impianto comporta incrementi anche notevoli del rendimento di produzione di energia elettrica.

L'intervento individuato proposta di produrre lavoro secondo cicli termodinamici compiuti da fluidi organici in grado di evaporare a temperature inferiori a quella di ebollizione dell'acqua. In questo modo le dimensioni dell'impianto cogenerativo risultano ridotte e funzionanti anche con potenze in gioco analoghe a quelle presenti nella centrale termica del comune di Polverara.

I risultati dell'analisi mettono in evidenza che qualora fosse aggiunto all'attuale sistema impiantistico un sistema ORC con turbina, l'investimento risulterebbe conveniente in quanto pur considerando costi di gestione pari a 50.000 €/anno (che appaiono piuttosto elevati), l'utile risulterebbe pari a 33.000 €/anno e il pay back semplice, senza tener conto di eventuali oneri finanziari, risulterebbe pari a 8 anni.

Il ciclo ORC diviene interessante per una sua eventuale applicazione nel momento in cui si ritenga di poter garantire un adeguato inseguimento termico delle richieste provenienti dalla rete. In tal caso il sistema ORC fungerebbe da polmone inerziale riuscendo a garantire al sistema complessivo un funzionamento costante al massimo carico. I rendimenti di generazione e distribuzione potrebbero aumentare fino a valori prossimi a 88% per il primo e 90% per il secondo. Il sistema ORC rappresenta, in questo senso, un'alternativa flessibile e moderna all'installazione di semplici serbatoi di accumulo inerziale.

La cogenerazione con caldaia a vapore



Nel caso in cui si decidesse di far funzionare l'impianto con una caldaia a vapore, sia essa derivata da quella esistente dopo opportune modifiche e adeguamenti, oppure installata ex novo, pur restando nel campo di caldaie con potenza inferiore ad 1 MW, sarebbe possibile aumentare la quantità di energia elettrica prodotta sfruttando un ciclo combinato con turbina a vapore e turbina ORC, oppure, secondo l'alternativa proposta da Triogen, sfruttando il vapore per aumentare la temperatura del fluido organico posto all'interno del circuito ORC.

In questa ipotesi, considerando costi complessivi, che si ridurrebbero nel caso di modifica senza sostituzione della caldaia esistente, si potrebbe recuperare la spesa sostenuta in 9 anni circa con un utile prossimo a 145.000 €/anno. Anche in questo caso l'eventuale vendita dell'energia elettrica prodotta risulterebbe secondaria rispetto alla possibilità di aumentare i rendimenti complessivi del sistema rete-centrale termica.

La trigenerazione con cicli ad assorbimento

Con lo scopo di far lavorare per il maggior numero di ore possibili l'impianto termico, e proprio per il fatto che la remunerazione dell'energia elettrica risulta secondaria rispetto a quella ottenuta per la vendita dell'energia termica, è stata analizzata anche la possibilità di installare dei cicli ad assorbimento che generino energia frigorifera a partire da quella termica in ingresso (in sostituzione dell'energia elettrica che normalmente alimenta un tradizionale impianto di condizionamento o climatizzazione). La trigenerazione così ottenuta porterebbe sicuri vantaggi al gestore di rete, diminuendo fino a 5 anni i tempi di ritorno economico dell'investimento. Dal punto di vista dell'utilizzatore, invece, il vantaggio economico risulterebbe ridotto per il fatto che le macchine frigorifere elettriche hanno ormai raggiunto costi ed efficienze tali da rendere poco competitivo lo sfruttamento di un ciclo ad assorbimento. Ciò vale fino al momento in cui il gestore di rete non intenda diminuire il prezzo di vendita del calore prodotto oppure investisse per installare a proprie spese gli assorbitori di progetto. In questo caso, pur pesando il costo dell'investimento sul gestore, l'investimento diventerebbe plausibile, seppure con tempi di ritorno economico prossimi ai 10 anni. Il tutto con riferimento all'installazione di sole 5 utenze frigorifere, con potenzialità pari a circa 100 kW/cad, caratteristiche di attività direzionali, industriali o legate a destinazioni specifiche quali case di cura, alberghi o piscine.

Non si tratta dunque di un vero e proprio teleraffrescamento ma di una soluzione che consente di mantenere una sola rete di distribuzione termica da utilizzare sia durante l'inverno che l'estate.

Il solar cooling

Con lo stesso obiettivo di performance energetica e generazione distribuita è stato infine studiato il solar cooling, ovvero la produzione di energia frigorifera grazie all'apporto termico del sole. La valutazione prospettata non appare attualmente degna di diffusione, visto che permangono ancora limiti evidenti di prezzo e di tecnologia che difficilmente ne consentirebbero lo sviluppo.



Considerazioni finali

In ultima analisi, il sistema analizzato porta alla conclusione che è necessario intervenire rapidamente sull'impianto di teleriscaldamento esistente per aumentare i rendimenti di generazione e distribuzione del sistema complessivo, così da rendere sostenibile, anche economicamente, un'iniziativa amministrativa locale molto interessante dal punto di vista energetico ed ambientale condotta in perfetta sintonia con le più avanzate politiche di settore europee tanto in materia di "energia intelligente", quanto in materia di azioni di mitigazione per il contenimento delle emissioni climalteranti, otre che, naturalmente, per la riduzione della dipendenza da fonti energetiche fossili.

Le soluzioni trovate, sia che si tratti dell'installazione di un serbatoio di accumulo, sia che si punti alla realizzazione di impianti cogenerativi e/o trigenerativi abbinati all'impianto esistente, denotano la fattibilità dell'operazione proprio perché favoriscono l'incremento degli obiettivi termici prefissati.

La produzione e corrispettiva vendita di energia elettrica, viceversa, rappresentano solamente un modo per migliorare i rendimenti termici, risultando, a livello economico, poco remunerante se fini a se stesse.

In ogni caso, risulta necessario incrementare al massimo il numero di ore di funzionamento a pieno carico della caldaia aumentando il numero di utenze allacciate e lavorando sul territorio, mediante politiche di formazione, informazione e partecipazione che possano portare cittadini e utenti ad una piena comprensione della soluzione proposta e degli eventuali ulteriori sviluppi che dovranno comunque essere improntati su principi etici e sostenibili.

In tal senso, l'abbattimento del prezzo di produzione del cippato, ottenibile mediante lo sviluppo di coltivazioni locali orientate alla produzione di biomassa legnosa, unito ad una migliore raccolta delle analoghe risorse già presenti nel territorio, aiuterebbe ancor più la diffusione dell'iniziativa a completo vantaggio degli utenti finali e del gestore di rete.



APPENDICE - Normativa di settore (europea, nazionale, regionale).

La normativa nazionale (**Decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28**), recependo quella europea (Direttiva 2009/28/CE), definisce la **biomassa** come: "la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, compresa la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde urbano nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani".

La direttiva 2012/27/Ue in materia di efficienza energetica ha contemplato il TLR quale strumento rilevante ai fini della configurazione di sistemi efficienti di riscaldamento e raffrescamento, fondamentali per raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico fissati per il 2020. L'attenzione sul settore del TLR risulta crescente in attesa del recepimento della direttiva 2012/27/Ue che il Governo opererà in forza della delega di cui alla legge 6 agosto 2013, n. 96⁹⁶. L'Art. 2 c. 41, definisce «teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti», un sistema dii teleriscaldamento o teleraffreddamento che usa per almeno il 50 % energia rinnovabile, il 50 % calore di scarto, il 75 % calore cogenerato o il 50 % una combina zione di tale energia e calore. Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (Dlgs 28/2011)⁹⁷, articolo 2, comma 1 lettera g), definisce "teleriscaldamento" o "teleraffrescamento" la "distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigeranti, da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o raffrescamento di spazi, per processi di lavorazione e per la fornitura di acqua calda sanitaria".

Se si intende qualificare il TLR come Servizio pubblico locale l'erogazione del servizio sarà soggetta alla disciplina sui servizi pubblici locali, che prevede l'affidamento da parte della Pubblica Amministrazione in favore di un determinato operatore economico del potere di espletare il servizio in regime di esclusiva. Se invece si intende qualificare il Teleriscaldamento come libera attività economica, l'esercente potrà erogare il servizio senza alcun titolo legittimante da parte della Pubblica Amministrazione e l'esecuzione del servizio stesso sarà soggetta al solo regime autorizzatorio vigente per costruzione della rete. La giurisprudenza ha riconosciuto la qualifica di Servizio Pubblico Locale a quelle attività munite di talune caratteristiche, quali: a) il perseguimento di scopi sociali e di sviluppo della società civile, selezionati in base a scelte di carattere eminentemente politico; b) l'ascrivibilità diretta o indiretta – in virtù di rapporti concessori o di partecipazione all'assetto organizzativo dell'ente – ad una figura soggettiva di rilievo pubblico.

⁹⁶ Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2013.

⁹⁷ Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.



Il Dlgs 28/2011 contiene diverse disposizioni rilevanti, quali (art.22, c.1, c.2, c.3):

- l'assimilazione, ai sensi dell'articolo 22, comma 1, "Le infrastrutture destinate all'installazione di reti di distribuzione di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento sono assimilate ad ogni effetto, esclusa la disciplina dell'imposta sul valore aggiunto, alle opere di urbanizzazione primaria [...];
- in sede di pianificazione e progettazione, anche finalizzate a ristrutturazioni di aree residenziali, industriali o commerciali, nonché di strade, fognature, reti idriche, reti di distribuzione dell'energia elettrica e del gas e reti per le telecomunicazioni, i Comuni verificano la disponibilità di soggetti terzi a integrare apparecchiature e sistemi di produzione e utilizzo di energia da fonti rinnovabili e di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, anche alimentate da fonti non rinnovabili;
- Il fine di valorizzare le ricadute dell'azione di pianificazione e verifica di cui al comma 2, i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti definiscono, in coordinamento con le Province e in coerenza con i Piani energetici regionali, specifici Piani di sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento volti a incrementare l'utilizzo dell'energia prodotta anche da fonti rinnovabili. I Comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti possono definire i Piani di cui al periodo precedente, anche in forma associata, avvalendosi dell'azione di coordinamento esercitata dalle Province:
- l'esenzione, ai sensi dell'articolo 11 comma 5, dall'obbligo la cui inosservanza comporta il diniego del rilascio del relativo titolo edilizio di integrazione delle fonti rinnovabili nella produzione di calore e di freddo negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni "qualora l'edificio sia allacciato ad una rete di teleriscaldamento che ne copra l'intero fabbisogno di calore per il riscaldamento degli ambienti e la fornitura di acqua calda sanitaria".



ALLEGATI

Teleriscaldamento e raffrescamento nel Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili

Secondo quanto previsto all'art. 4 della direttiva 2009/28/CE, ogni Stato membro adotta un **piano di azione nazionale per le energie rinnovabili**, nei quali fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento nel 2020.

Le linee d'azione del Piano sono delineate sulla base del peso di ciascuna area d'intervento sul lordo complessivo. Per i Consumi consumo energetico finali derivanti riscaldamento/raffrescamento, questi, pur rappresentando una porzione molto rilevante dei consumi finali nazionali, sono caratterizzati da un basso utilizzo di rinnovabili per la loro copertura. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili a copertura di questi consumi rappresenta dunque una linea d'azione di primaria importanza, da perseguir e con azioni di sviluppo sia delle infrastrutture che dell'utilizzo diffuso delle rinnovabili. Tra le prime rientrano lo sviluppo di reti di teleriscaldamento, la diffusione di cogenerazione con maggiore controllo dell'uso del calore, l'immissione di biogas nella rete di distribuzione di rete gas naturale. Riguardo alle seconde, sono necessari e misure addizionali per promuovere l'utilizzo diffuso delle fonti rinnovabili a copertura dei fabbisogni di calore, in particolare nel settore degli edifici, che peraltro possono essere funzionali anche al miglioramento dell'efficienza energetica". [...]

Tale misure programmate per le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, il piano specifica che: "Lo sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento, soprattutto se abbinato alla cogenerazione, può ricoprire un ruolo significativo ai fini del raggiungimento degli obiettivi. Attualmente il teleriscaldamento gode di alcune forme di incentivazione quali i titoli di efficienza energetica e un regime di credito d'imposta a favore degli utenti finali. Nuovo impulso allo sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento può discendere da:

- valorizzazione energetica dei rifiuti a valle della riduzione, del riuso e della raccolta differenziata, nel rispetto della gerarchia sancita dalla direttiva comunitaria 2008/98/CE;
- valorizzazione delle biomasse di scarto in distretti agricoli e industriali;
- previsione di reti di trasporto di calore geotermico, già in fase di progettazione e realizzazione delle infrastrutture asservite ad are e a destinazione produttiva e residenziale.

Per rendere concrete queste prospettive si chiarirà, per un verso, il regime giuridico del teleriscaldamento (ad esempio, se ricada o meno tra i servizi pubblici locali). Per altro verso si conta di aggiungere agli strumenti esistenti nuove forme di sostegno diretto o indiretto. Tra questi, sono in avvio strumenti che usano il meccanismo dei certificati bianchi per promuovere la cogenerazione, anche abbinata al tele riscaldamento. Il teleriscaldamento/teleraffrescamento da fonti rinnovabili si avvantaggerà di questo meccanismo, potendosi, sulla base delle attuali normative, sommare agli incentivi all'elettricità da rinnovabili quelli assicurati al l'uso del calore cogenerato. Misure aggiuntive potranno riguardare, per un verso , l'introduzione dell'uso di una quota minima di fonti rinnovabili già in fase di progettazione e realizzazione delle infrastrutture asservite a nuove aree a destinazione produttiva e residenziale, ad esempio mediante la costruzione di reti di trasporto di calore o l'uso di calore geotermico. Per altro verso, si



coinvolgeranno le regioni e gli enti locali, anche allo scopo di esaminare le condizioni di inquinamento locale che suggeriscono un maggior ricorso al teleriscaldamento e al teleraffrescamento. Conseguentemente si individueranno programmi di intervento, integrando le esistenti misure di sostegno nazionali (tipicamente sull'energia prodotta e sul calore utile) con quelle delle autonomie locali. Tali programmi sosterranno la realizzazione delle reti, ad esempio con finanziamenti a lunga scadenza e fondi di garanzia". ⁹⁸

Reti di teleriscaldamento e Piano Territoriale di Coordinamento Regionale

Il **PTRC** della Regione Veneto - piano territoriale regionale di coordinamento, rappresenta il documento di riferimento per la *tematica paesaggistica* con valenza di "piano urbanistico-territoriale con specifica considerazione dei valori paesaggistici" ⁹⁹. Il PTRC ¹⁰⁰, "in coerenza con il programma regionale di sviluppo (PRS) ¹⁰¹, indica gli obiettivi e le linee principali di organizzazione e di assetto del territorio regionale, nonché le strategie e le azioni volte alla loro realizzazione".

In tema di energia, le norme tecniche del PTRC prescrivono, in tema di riqualificazione energetica dei sistemi urbani" (Art. 27), che "I Comuni predispongono *programmi* e *progetti* per la *riqualificazione energetica del sistema urbano*, o parti di esso, sviluppando impianti di produzione e distribuzione dell'energia, **comprese le reti di teleriscaldamento** e l'illuminazione pubblica, nonché progetti per la messa in efficienza energetica degli edifici pubblici esistenti, con particolare riguardo agli edifici scolastici"¹⁰².

Per la localizzazione degli impianti di produzione di energia termoelettrica (Art. 28), il PTRC stabilisce che: "1. Le centrali fino a 1 MW termico in cogenerazione e rigenerazione, possibilmente connesse a reti di teleriscaldamento, possono essere collocate anche all'interno dei perimetri dei centri abitati. 2. Gli impianti termoelettrici da 1 MW a 10 MW termici, quando l'energia termica è fornita a grandi utilizzatori o distribuita in ambito urbano attraverso reti di teleriscaldamento, possono essere localizzati all'interno dei perimetri dei centri urbani, purché in aree funzionalmente idonee. 3. Gli impianti termoelettrici oltre i 10 MW termici sono localizzati in aree industriali e per servizi.

145 4.5 FEASIBILITY STUDIES

⁹⁸ Sintesi Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE), Ministero dello Sviluppo Economico, 2010.

⁹⁹ Legge Regionale 10 agosto 2006 n. 18; Legge Regionale 11 marzo 1986 n. 9; Legge Regionale 23 aprile 2004 n. 11.

¹⁰⁰ Ai sensi dell'art. 24, c.1 della L.R. 11/04.

¹⁰¹Legge regionale 29 novembre 2001, n.35 "Nuove norme sulla programmazione".

¹⁰² Titolo IV Energia e Ambiente, Capo I Energia, Articolo 27 - Riqualificazione energetica dei sistemi urbani.



Variazione dei prezzi del gas e dell'elettricità

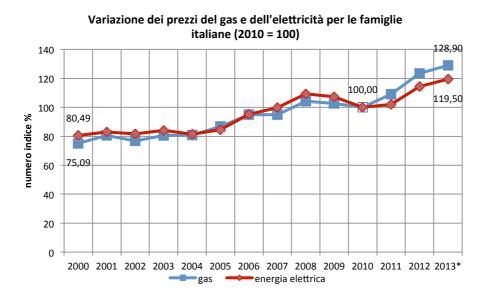


Figura 31. Variazioni dei prezzi (numero indice=100 nel 2010) del gas e dell'elettricità per le famiglie italiane dal 2000 a marzo 2013 (Fonte: Elaborazione AEEG su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - indici nazionali).