

SUPSI

Istituto sostenibilità applicata all'ambiente costruito

Campus Trevano, CH-6952 Canobbio
T +41 (0)58 666 63 51, F +41 (0)58 666 63 49

isaac@supsi.ch, www.supsi.ch/isaac
N. IVA CHE-108.955.570

OGGETTO

Progetto di ricerca Cantonale

TITOLO

Teleriscaldamento in Ticino

COMMITTENTE

Ufficio dell'aria, del clima e delle energie rinnovabili
Via F. Zorzi 13
CH - 6501 Bellinzona

ESTENSORE DEL RAPPORTO

Ing. Marco Belliardi, SUPSI – DACD – ISAAC
Ing. Nerio Cereghetti, SUPSI – DACD – ISAAC
Dr. Vinicio Curti, SUPSI – DTI – ICIMSI
Dr.ssa Barbara Antonioli Mantegazzini, USI

DOCUMENTI

Rapporto

LUOGO E DATA

Trevano, 19.06.2015
Rapporto Teleriscaldamento in Ticino.docx

Sommario

1. Obiettivo dello studio.....	4
2. Attività 1 – Caratteristiche, valutazioni e criticità delle reti di teleriscaldamento in Canton Ticino (proposte e realizzate)	5
2.1. Introduzione.....	5
2.2. Contatto con i comuni.....	5
2.3. Analisi dei dati raccolti.....	7
2.3.1. Analisi dei costi di investimento.....	10
2.3.2. Analisi della densità termica.....	13
2.4. Analisi economica	15
2.4.1. Analisi del costo del calore per gli studi di fattibilità analizzati.....	15
2.4.2. Considerazioni generali.....	17
2.4.3. Il modello energetico ed economico di riferimento	19
2.4.4. Proposte e consigli.....	23
2.5. Schema riassuntivo per uno studio di fattibilità sul teleriscaldamento	24
3. Attività 2 – Analisi energetica ed economica di alcuni impianti di teleriscaldamento esistenti.....	25
3.1. Il caso delle FART a Locarno	25
3.1.1. Descrizione dell'impianto	26
3.1.2. Analisi energetica.....	27
3.1.3. Analisi economica	30
3.1.4. Analisi finanziaria	32
3.1.5. Considerazioni	33
3.2. Il teleriscaldamento di Trevano	34
3.2.1. Analisi energetica dell'impianto.....	35
3.2.2. Considerazioni	37
4. Attività 3 – Esempi pratici di realizzazioni in realtà paragonabili a quella ticinese	38
4.1. Strategia EBL	38
4.1.1. Consigli e discussione.....	38
4.1.1. Questioni tecniche.....	41
4.2. Il caso di THERMORÉSEAU-PORRENTROY SA – Porrentruy (JU)	41
4.2.1. Consigli e discussione.....	42
4.2.2. Indici di fattibilità dell'impianto	44
4.3. EBM – impianto di teleriscaldamento di Gempen (SO).....	45
4.3.1. Descrizione impianto e commenti	46
4.4. Impianto Planair	47
4.5. Principali aspetti emersi dagli impianti esaminati	48
5. Attività 4 - Stato attuale delle tecnologie a disposizione ed in via di sviluppo nell'ambito del teleriscaldamento.....	50
5.1. Teleriscaldamento con pompe di calore.....	50
5.1.1. L'importanza del pompaggio di calore.....	50
5.1.2. Tipologie di pompe di calore	52

5.1.3.	Caratteristiche di efficienza delle pompe di calore	53
5.1.4.	Vantaggi, svantaggi, opportunità e limiti delle pompe di calore.....	53
5.1.5.	La temperatura di rete: un aspetto chiave	54
5.1.6.	Sorgenti di calore per il teleriscaldamento	56
5.1.7.	Configurazioni di sistema - reti	56
5.1.8.	Configurazioni di sistema - centrale	60
5.1.9.	Reti esistenti.....	60
5.1.10.	Possibilità in Ticino.....	61
5.2.	Solar district heating.....	62
5.2.1.	Solare termico in cicli combinati in Danimarca	62
5.2.2.	Una ESCO in Austria investe sul solare termico	63
5.2.3.	Stoccaggio stagionale in Germania.....	64
5.2.4.	Monitoraggio dell'energia solare in Svezia	65
5.2.5.	Aspetti economici e di costi	65
5.2.6.	Applicazioni	66
5.2.7.	Tipologie di sistemi ed esempi realizzati	68
6.	Conclusioni.....	72
7.	Allegati	74

1. Obiettivo dello studio

L'utilizzo di reti di teleriscaldamento per riscaldare edifici residenziali e commerciali è in fase di continuo sviluppo. Anche in Ticino il teleriscaldamento sta iniziando ad essere considerato, fino ad oggi principalmente attraverso l'uso di centrali alimentate a biomassa (legno, pellet, cippato, scarti legnosi, ecc.). La biomassa è una soluzione in grado di sfruttare un combustibile di provenienza indigena, riducendo da un lato la dipendenza da combustibili di origine fossile e dall'altro la produzione di CO₂ in atmosfera. Tuttavia al momento dell'inizio di questo studio, il potenziale di utilizzo del teleriscaldamento era ancora sconosciuto e non esisteva uno sguardo complessivo sugli studi di fattibilità effettuati sul territorio, sui casi effettivamente realizzati e quindi un riscontro sulla loro effettiva convenienza (sia energetica sia economica).

Questo lavoro ha lo scopo di porre le basi per avere uno sguardo globale sulla situazione attuale e per l'individuazione di soluzioni ottimali per impianti di teleriscaldamento nella nostra regione; allo stesso tempo vuole essere un ausilio per gli enti pubblici che prevedono di incoraggiare la promozione e la diffusione di questa tecnologia.

La redazione di un vademecum finale ha quindi lo scopo di indirizzare al meglio enti pubblici, progettisti ed utilizzatori finali del calore sulla soluzione ottimale, sia economica che energetica, secondo lo stato della tecnica attuale.

2. Attività 1 – Caratteristiche, valutazioni e criticità delle reti di teleriscaldamento in Canton Ticino (proposte e realizzate)

2.1. Introduzione

La prima attività svolta all'interno di questo progetto di ricerca cantonale è stata una analisi che permettesse di avere un quadro generale della situazione nell'ambito del teleriscaldamento in Ticino. Per fare questo sono stati contattati i comuni ticinesi e analizzati i vari studi effettuati e a disposizione. In Ticino sono stati infatti eseguiti diversi studi di fattibilità per l'installazione di reti di teleriscaldamento di quartiere, tuttavia solo una piccola parte ha portato alla realizzazione effettiva di un progetto.

Gli studi di fattibilità sono un punto importante per la valutazione di una rete di teleriscaldamento poiché comprendono una serie di aspetti che vanno dalla redditività, alla stima dei costi, dalle fonti di calore considerate, al coinvolgimento della popolazione etc. Risulta quindi molto importante che venga effettuato in modo dettagliato, chiaro e che mostri alla committenza nel modo più esplicito possibile tutti i vantaggi e gli svantaggi legati al caso, nonché i limiti dello studio stesso.

In questo lavoro si è quindi partiti proprio dalle analisi di fattibilità e dalle reti esistenti in Ticino prendendo in esame l'approccio e i metodi utilizzati e considerando anche i commenti forniti da parte di alcuni tecnici comunali coinvolti.

La prima fase è stata quindi analizzare gli studi di fattibilità per reti di teleriscaldamento, in modo da avere uno sguardo onnicomprensivo di quanto già realizzato, e in seguito valutare i motivi che hanno portato a scartare alcune proposte, confrontandole da un lato ai casi effettivamente realizzati e dall'altro alle alternative adottate (quale è stata scelta come alternativa al teleriscaldamento).

2.2. Contatto con i comuni

A febbraio 2013 è stata inviata, da parte della Sezione per la protezione dell'acqua dell'aria e del suolo (SPAAS) del Canton Ticino, una lettera a 107 comuni ticinesi per informarli sul lavoro che si sta svolgendo e invitarli a prendere contatto con la SUPSI nel caso avessero avuto informazioni riguardanti reti di teleriscaldamento realizzate, in fase di costruzione o studi effettuati in passato. Questa lettera è stata inoltre inviata alle aziende energetiche ticinesi quali AIL, AMB e Calore SA. Il criterio di selezione prevedeva di inviare la lettera ai comuni con più di 500 abitanti, sono inoltre stati esclusi i grandi comuni di Lugano, Locarno, Bellinzona e Mendrisio, i quali si rivolgono normalmente alle aziende elettriche precedentemente menzionate per questo tipo di analisi e progetti, ed altri comuni dei quali si era già a conoscenza stessero lavorando per la realizzazione di alcuni impianti di teleriscaldamento.

Nei mesi seguenti l'ISAAC della SUPSI è stato contattato da circa 40 comuni, i quali hanno fornito le informazioni in merito che possedevano.

A questi comuni sono stati richiesti gli studi di fattibilità e tutta l'informazione posseduta al fine di poter analizzare nel modo più accurato possibile ogni caso.

Invio informazioni e rapporti

Ai circa 40 comuni che hanno preso contatto con la SUPSI e che hanno avuto esperienza con il teleriscaldamento per via di qualche realizzazione passata o studi di fattibilità, è stato richiesto esplicitamente di inviare una copia dei rapporti e fornire tutte le informazioni in loro possesso, garantendo la massima riservatezza nell'uso dei dati e l'anonimato nella presentazione dei risultati,

con elementi non riconducibili ai singoli comuni. In particolare è stata ricevuta della documentazione utile ed interessante per lo studio da parte di 18 comuni ticinesi.

La seguente immagine mostra la risposta dei comuni alla lettera inviata, con distinzione tra i comuni che hanno ricevuto la lettera, ma non hanno risposto (in **rosa**), quelli che hanno risposto alla prima richiesta, ma non avevano progetti nel proprio comune oppure non hanno in seguito fornito informazioni dettagliate e rapporti (in **giallo**), ed infine i comuni che hanno fornito rapporti e che sono stati presi in considerazione e studiati all'interno di questo lavoro (in **verde**).

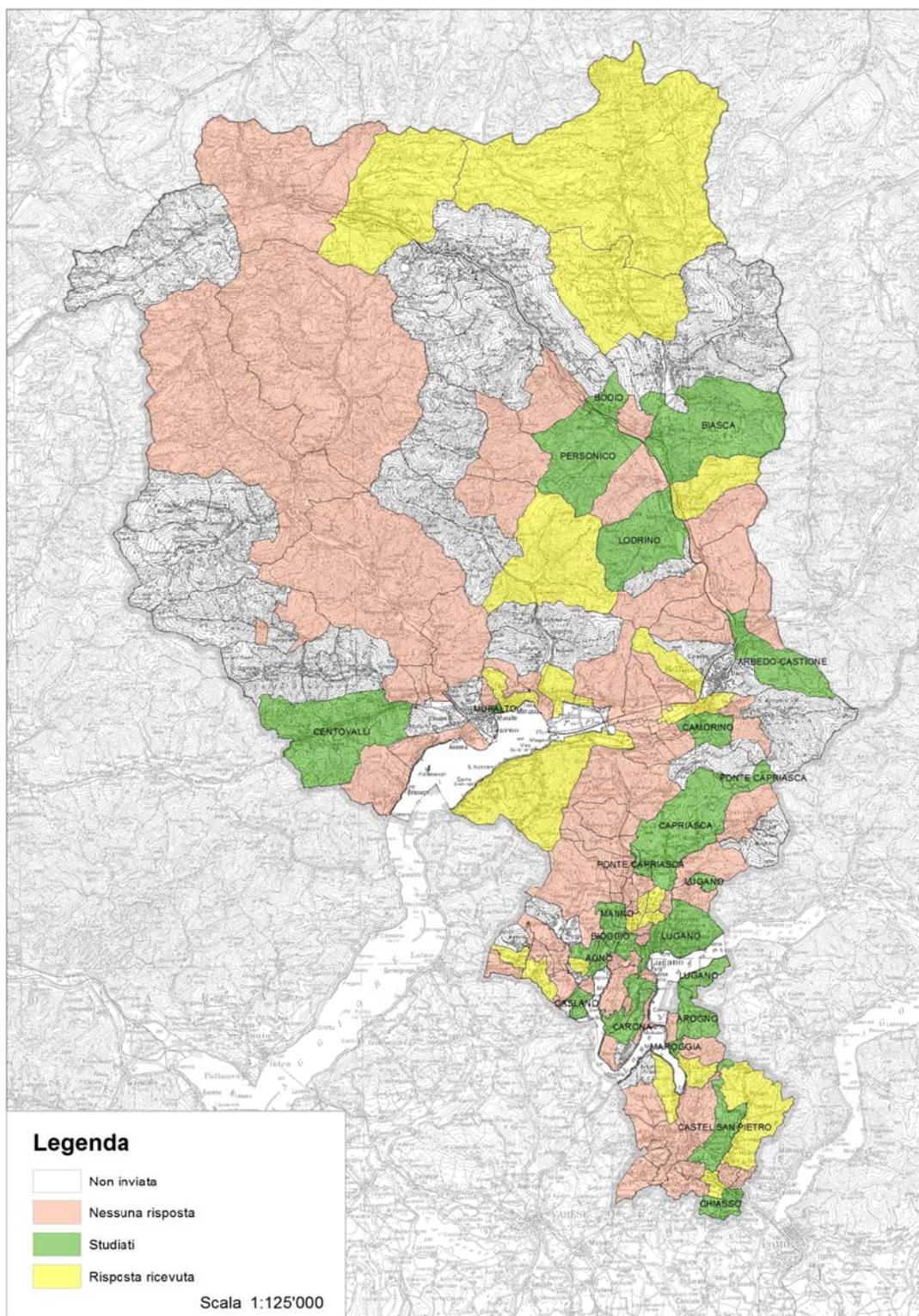


Figura 2-1: Immagine che mostra la risposta dei comuni alle lettere inviate.

2.3. Analisi dei dati raccolti

A fronte dei dati completi ricevuti dai 18 comuni ticinesi, si è proceduto all'analisi dettagliata dei dati raccolti.

Innanzitutto ci si è concentrati su una **prima lettura e analisi dei dati**, tenendo conto dell'**eterogeneità** delle varie casistiche. L'analisi svolta ha previsto una lettura dettagliata dei rapporti, studi ed informazioni ricevute identificando tutti gli elementi utili allo studio. Sono stati presi in considerazione sia gli studi che hanno portato a realizzazioni effettive di impianti, sia quelli che hanno portato a scartare i progetti di realizzazione, sia quelli ancora in fase di valutazione. Siccome gli studi sono stati svolti da differenti consulenti e progettisti, quindi con metodologie e criteri differenti di analisi, non è sempre stato scontato identificare le informazioni utili; inoltre in alcuni studi non erano presenti ed esplicite tutte le condizioni di valutazione.

Sulla base delle informazioni raccolte, per ogni rapporto, è stato fatto un **riassunto delle informazioni principali e ricorrenti** (es: tecnologia adottata, fabbisogni termici, tipologia di impianto, costi, ecc.).

In seguito, per poter avere una panoramica complessiva di tutti gli studi analizzati, è stata eseguita un'**analisi qualitativa e complessiva** dei lavori analizzati, questo allo scopo di valutare globalmente la qualità degli studi ed allo stesso tempo fornire delle indicazioni su dove focalizzare ulteriormente l'attenzione in fase di pre-progetto. Per eseguire quest'analisi è stato stilato un elenco dei principali punti chiave necessari e spesso indispensabili per compiere e condurre una completa analisi di fattibilità di una rete di teleriscaldamento. Questi punti riguardano principalmente lo studio delle utenze, le fonti energetiche utilizzabili, l'economia e l'analisi dell'investimento. È stato poi anche posto un accenno generale al tipo di coinvolgimento della popolazione, l'implicazione e le problematiche dell'allacciamento dell'utenza alla rete, e la semplicità e chiarezza nel presentare i risultati alla committenza (per la valutazione di questi ultimi aspetti ci si è basati esclusivamente sul materiale ricevuto, che potrebbe non essere esaustivo e chiarire la situazione).

Qui di seguito (tabella 2-1) è presentato l'elenco dei punti chiave che devono essere considerati all'interno di un'analisi di fattibilità nell'ambito del teleriscaldamento e dei quali ci siamo serviti per **classificare e comparare** i differenti studi presi in esame.

Energia	1	tipologia di utenze allacciate
	2	studio e stima dei fabbisogni energetici
	3	curva di carico - andamento dei consumi, contemporaneità
	4	densità energetica – analisi delle potenziali utenze
	5	lunghezza rete e densità di rete
	6	sviluppi futuri in funzione della realtà considerata
Fonte energetica	7	studio della fonte energetica adatta (ed eventuali alternative)
	8	disponibilità combustibile e tipo di rifornimento
	9	localizzazione centrale
	10	accessibilità al combustibile e rifornimenti annuali
	11	possibilità di recupero impianti esistenti (back-up, punte di carico, ACS estiva, ecc.)
	12	possibilità di recupero locali tecnici, scavi, ammodernamenti
	13	funzionamento impianto (carico stagionale, soccorsi, ausiliari e loro consumi, ecc.)
Economia	14	indicazione di massima dei costi (chiarezza e semplicità di lettura)
	15	ipotesi effettuate (chiarezza e semplicità di lettura) - interessi, ammortamento, ecc.
	16	costo del calore risultante (con e senza influenza dei sussidi)
	17	commenti critici sul costo calcolato (limiti e attendibilità)

Altro	18 coinvolgimento popolazione (questionari, serate informative, consigli)
	19 allacciamento utenza - costi, problematiche, vantaggi
	20 semplicità e chiarezza del rapporto

Tabella 2-2: Elenco dei punti chiave da considerare all'interno di un'analisi di fattibilità nell'ambito del teleriscaldamento.

Per ogni studio di fattibilità analizzato è stato assegnato un "punteggio qualitativo" da 0 a 3 ad ogni aspetto della lista di punti chiave sopraelencati, con il seguente significato:

- 0 : punto chiave non considerato
- 1 : punto chiave considerato in modo superficiale
- 2 : punto chiave considerato in modo abbastanza esaustivo
- 3 : punto chiave considerato in modo esaustivo

I valori ottenuti per ogni singolo punto chiave sono poi stati sommati e ne è stata fatta una media. Il seguente grafico (figura 2.3) indica i risultati ottenuti, mostrando, per ogni aspetto della tabella 2-2, quando mediamente sia stato preso in considerazione nei 18 studi ticinesi analizzati (18 studi per un totale di 41 varianti). Il grafico permette di avere un colpo d'occhio sul grado di approfondimento e attenzione che è stato posto su certi aspetti chiave, mettendo in evidenza d'altra parte elementi che potrebbero non essere stati sufficientemente considerati e che potrebbero essere delle criticità degli studi analizzati.

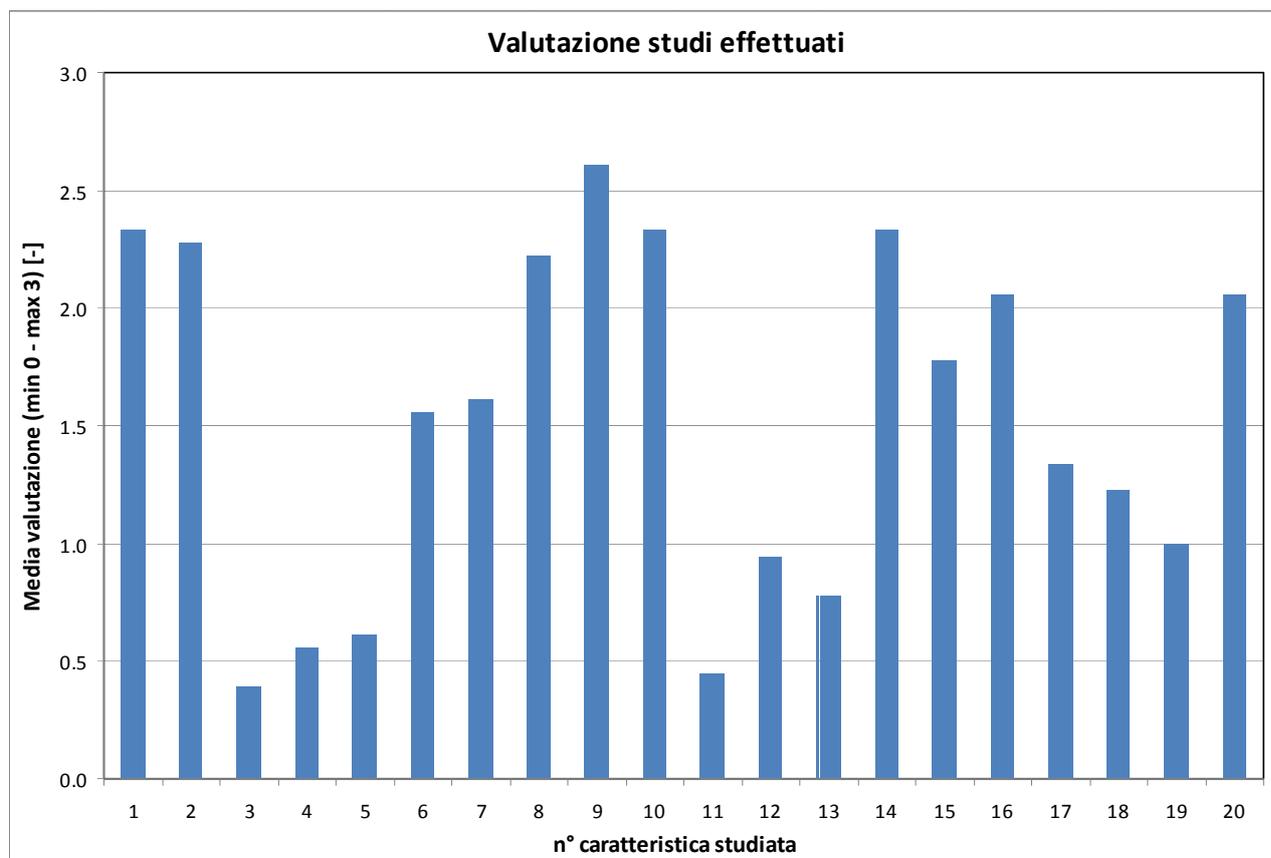


Figura 2-3: Grafico che mostra quanto gli aspetti importanti in uno studio di fattibilità (elencati alla tabella 2-1 e riportati sulle ascisse del grafico) sono stati mediamente considerati nei differenti studi di fattibilità presi in esame.

Dal grafico si nota come vi siano alcuni aspetti che sono mediamente ben analizzati, mentre altri, di comunque notevole importanza, sono stati spesso trascurati.

In particolare, i punti chiave di un'analisi di fattibilità che mediamente possiedono una votazione bassa (inferiore ad 1), e che sono quindi stati mediamente presi poco in esame negli studi di fattibilità analizzati sono:

- Analisi della curva di carico termica (numero 3 nella figura 2-3): questa analisi permette di mostrare l'andamento dei consumi per il riscaldamento durante tutto l'anno, quindi fare delle stime sulla possibile contemporaneità e rispettiva riduzione della potenza installata. Utile altresì per valutare e ipotizzare il funzionamento dell'impianto a basse regimi (ad es: acqua calda sanitaria estiva).
- Analisi della densità energetica (numero 4 nella figura 2-3): questo punto permette già di fornire alcune indicazioni se l'area studiata può essere o meno interessante per un impianto di teleriscaldamento. Gli indici interessanti da valutare sono dapprima la densità di energia ($\text{kWh/m}^2\text{a}$) e più dettagliatamente la densità di rete (kW/m oppure MWh/m_a).
- Lunghezza rete e densità di rete (numero 5 nella figura 2-3): la lunghezza stimata della rete è un parametro molto importante per la fattibilità di un impianto di teleriscaldamento, se rapportata alla potenza da distribuire permette di valutare se la rete di teleriscaldamento può essere interessante oppure no. In molti degli studi presi in esame questo valore non è stato indicato, e raramente sono state segnalate alternative o varianti al tipo di tracciato.
- Possibilità di recupero di impianti esistenti (back-up, punte di carico, ACS estiva, ecc.), (numero 11 nella figura 2-3): è importante valutare la possibilità di recuperare impianti già esistenti, questi impianti possono essere infatti eventualmente utilizzati per dei back-up della rete, oppure per coprire fabbisogni di ACS durante l'estate.
- Possibilità di recupero locali tecnici, scavi, ammodernamenti (numero 12 nella figura 2-3): per cercare di ridurre gli investimenti iniziali è utile valutare la possibilità di utilizzare eventuali locali tecnici già esistenti o approfittare di lavori di rifacimento delle strade, oppure dell'ammodernamento di locali tecnici. La possibilità di recuperare locali tecnici per caldaie potrebbe favorire l'investimento sia economicamente, sia socialmente (non si crea ex novo una centrale, evitando problemi di ricorsi e controversie).
- Funzionamento impianto (carico stagionale, soccorsi, ausiliari e loro consumi, ecc.) (numero 13 nella figura 2-3): una stima del funzionamento dell'impianto è utile per capire il funzionamento dello stesso quando non si trova a regime nominale. Una stima di tutti i consumi dell'impianto può essere utile per capire i fabbisogni energetici complessivi (termici ed elettrici) e di conseguenza le spese necessarie (acquisto combustibile, pompe di circolazione, elettrofiltri, movimentazione combustibile).
- Allacciamento utenza - costi, problematiche, vantaggi (numero 19 nella figura 2-3): è importante in un rapporto di fattibilità spiegare alla committenza le implicazioni legate all'allacciamento ad una rete di teleriscaldamento, mettendo in mostra gli aspetti economici e tecnici, sia a corto sia a lungo termine. L'allacciamento dell'utenza è uno degli aspetti che spesso rende critica la fattibilità del teleriscaldamento: una completa e chiara presentazione delle implicazioni e dei vantaggi per l'utenza privata è un fattore di scacco molto importante.

2.3.1. *Analisi dei costi di investimento*

All'interno dei vari rapporti si è cercato di scomporre e quantificare i differenti **costi principali** che compongono l'investimento complessivo, in particolare:

- costo della rete
- costo della centrale di generazione del calore
- costo dell'allacciamento e delle sottocentrali termiche

Per ognuna di queste categorie si è ritenuto utile calcolare un **costo unitario** con riferimento ad uno specifico **output**, in particolare:

- costo totale dell'investimento in rapporto della potenza installata (CHF/kW)
- costo totale dell'investimento in rapporto al fabbisogno di energia per il riscaldamento (CHF/MWh)
- costo della centrale termica in rapporto alla potenza installata (CHF/kW)
- costo della rete in funzione della lunghezza del tracciato (CHF/km)

In base ai dati disponibili, si sono potuti calcolare solamente i primi due costi specifici, ovvero quelli che rapportano la potenza e l'energia dell'impianto all'investimento totale complessivo (CHF_{totali}/kW e CHF_{totali}/MWh). Non è stato invece possibile definire in modo sufficientemente significativo le altre due potenze specifiche a causa di **due principali fattori limitanti**:

1. Difficile separazione dei tre costi principali: costo della rete, costo della centrale di generazione del calore, costo dell'allacciamento e delle sottocentrali termiche. Viene infatti spesso indicata solamente una stima complessiva dell'investimento totale, senza distinguere i vari elementi.
2. Mancanza di uniformità e di chiarezza nella definizione degli elementi da considerare in riferimento ai costi principali (costo della rete, costo della centrale di generazione del calore, costo dell'allacciamento e delle sottocentrali termiche). La gran parte degli studi di fattibilità presi in esame non definisce chiaramente e non distingue quali voci di costo siano considerate o meno (ad esempio: costo manodopera, progettazione e direzione lavori, impiantistica sul lato dell'utenza, costruzione edificio centrale termica, difficoltà o meno nel rifacimento del manto stradale, ecc.), rendendo impossibile il paragone e il confronto tra i vari casi.

Il seguente grafico (figura 2-4) mostra, per i **18 studi analizzati e le loro relative varianti** (41 in totale), il costo totale degli impianti in rapporto all'energia termica che deve fornire la rete.

È stata fatta una distinzione tra gli impianti a biomassa convenzionali e quelli che prevedono l'utilizzo di altre fonti e tecnologie (cogenerazione a legna, ciclo combinato, sfruttamento di acqua da IDA, acqua di falda, acqua di lago, acqua da tunnel); dai costi degli investimenti non sono stati dedotti i sussidi cantonali o altri tipi di agevolazioni.

Per uno specifico impianto a biomassa analizzato (pallino verde), è stato stimato il costo relativo ad uno studio di fattibilità che è stato modificato nel tempo, diventando sempre più dettagliato e realistico nella stima dei valori.

Interessante sottolineare, anche se qui non rappresentato graficamente, come il preventivo dei costi si sia ridotto da una stima iniziale di 1'274 CHF/MWh, ad una finale di 850 CHF/MWh, in linea con una tendenza generale che porta spesso a sovrastimare i costi in fase di studio di fattibilità, soprattutto se lo studio non è particolarmente dettagliato.

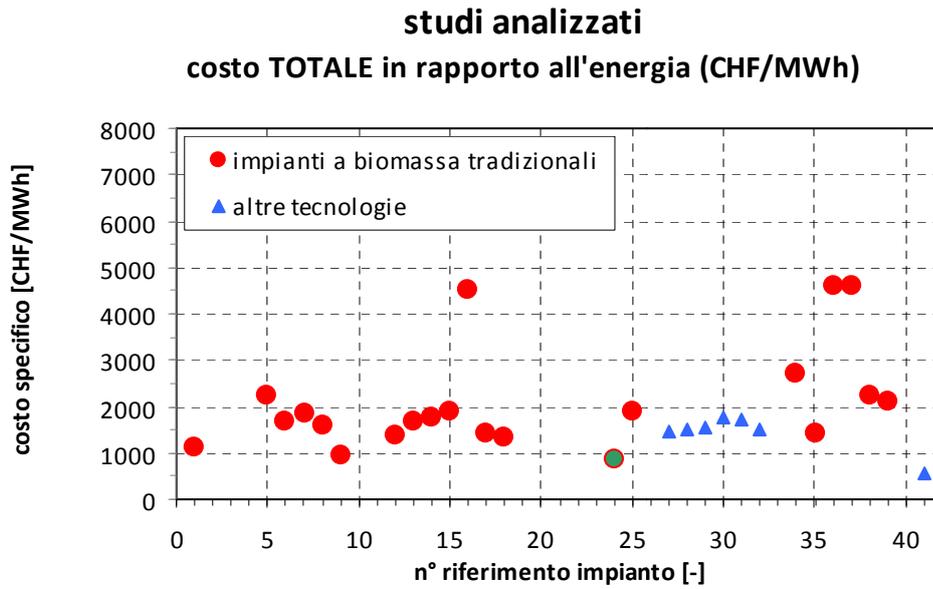


Figura 2-4: Grafico che mostra il “costo totale in rapporto al fabbisogno complessivo di energia termica” estrapolati dagli studi di fattibilità considerati.

Il grafico seguente (figura 2-5) mostra il rapporto tra il costo totale e l'energia termica necessaria alle utenze per dei casi di teleriscaldamento a biomassa **effettivamente realizzati in Ticino** (anche in questo caso i costi dell'investimento sono al lordo dei sussidi cantonali o altri tipi di sussidi). I valori e le informazioni sono state reperite tramite dati pubblicati da SvizzeraEnergia.

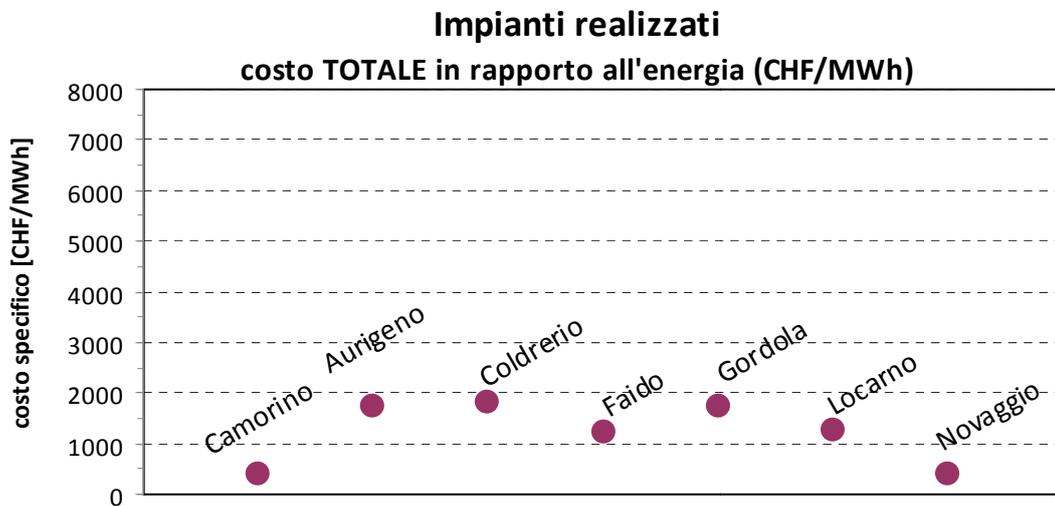


Figura 2-5: Grafico che mostra il “costo totale in rapporto al fabbisogno complessivo di energia termica” per differenti impianti di teleriscaldamento a biomassa realizzati in Ticino.

Il grafico seguente (figura 2-6) rappresenta il rapporto tra il costo totale previsto ed il fabbisogno di potenza complessivo dell'impianto secondo i diversi studi di fattibilità considerati. Come in precedenza, si sono distinti gli impianti a biomassa convenzionali da quelli che prevedono l'utilizzo di altre fonti e tecnologie; è stato inoltre stimato il costo relativo ad uno studio di fattibilità che è stato modificato nel tempo (pallino verde) passando da 2'200 CHF/kW a 1'390 CHF/kW.

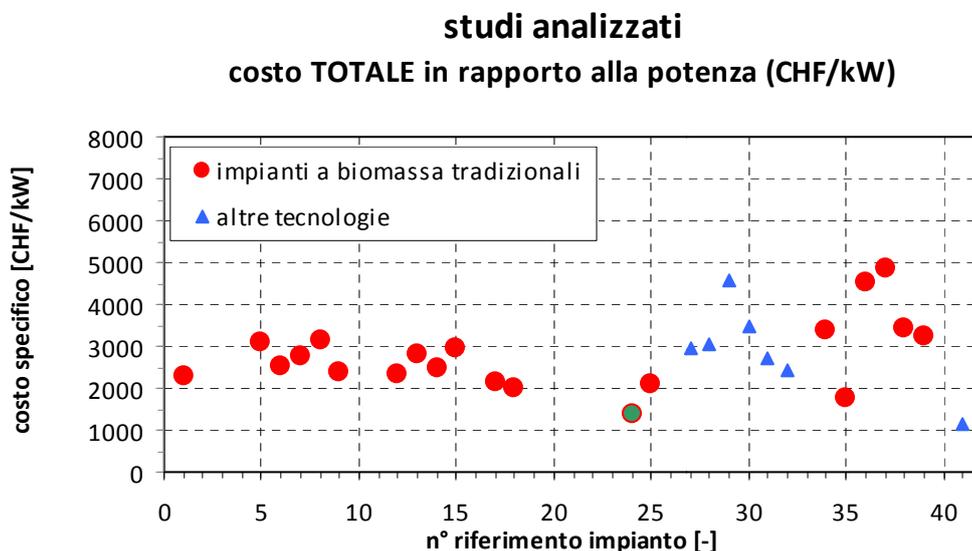


Figura 2-6: Grafico che mostra il “costo totale in rapporto al fabbisogno complessivo di potenza” estrapolati dagli studi di fattibilità considerati.

Il grafico seguente (figura 2-7), permette di vedere, invece, lo stesso rapporto (costo totale / fabbisogno complessivo di potenza) relativo agli impianti di teleriscaldamento a biomassa effettivamente realizzati in Ticino. I valori sono stati reperiti tramite dati pubblicati da Svizzera Energia.

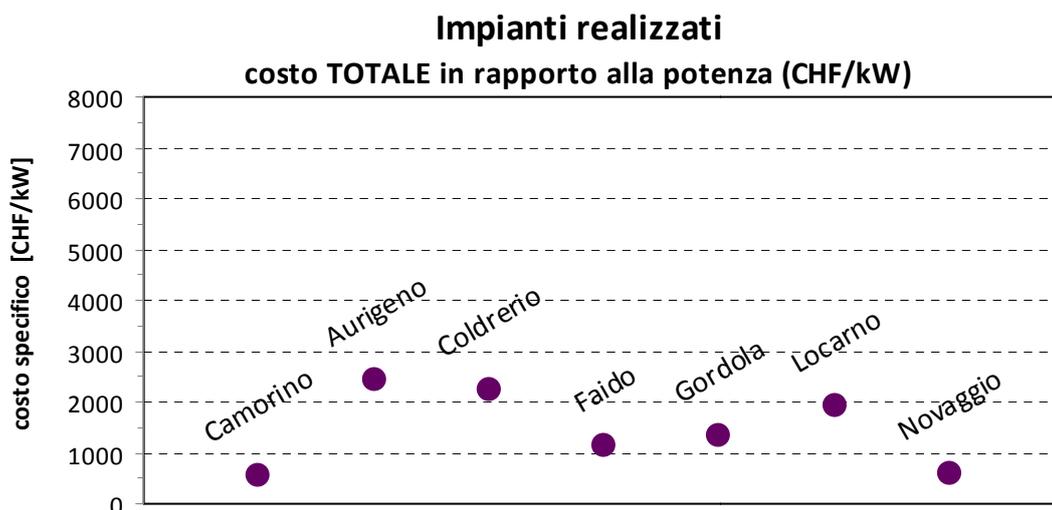


Figura 2-7: Grafico che mostra il “costo totale in rapporto al fabbisogno complessivo di potenza” per differenti impianti di teleriscaldamento a biomassa realizzati in Ticino.

Da queste analisi è possibile trarre alcune considerazioni, in particolare paragonando i dati relativi agli studi di fattibilità con quelli degli impianti effettivamente realizzati in Ticino:

- **costo totale in rapporto all'energia termica prodotta o producibile:** si nota che negli studi di fattibilità ci si trova solitamente tra i 1'000 ed i 2'000 CHF/MWh, salvo alcuni casi che superano anche notevolmente questi valori (fino a 5'000 CHF/MWh). Paragonando questo intervallo con i casi reali, si nota che nei casi realizzati i valori si situano in un *range* che si trova tra i 500 e i 2'000 CHF/MWh. Il range tra i 1'000 e 2'000 CHF/MWh sembra quindi abbastanza in linea con la realtà. Da evidenziare, tra l'altro, una abitudine generale a sovrastimare prudenzialmente i costi in fase di studio di fattibilità, soprattutto se lo studio non presenta un elevato livello di dettaglio (come nel caso dello studio di fattibilità di una centrale a biomassa sopra citato).
- **costo totale in rapporto alla potenza:** la maggior parte dei valori varia da 1'500 a 3'000 CHF/kW, con punte che arrivano anche a 5'000-7'000 CHF/kW. Gli impianti realizzati hanno invece valori che variano da un minimo di 500 ad un massimo di 2'500 CHF/kW. Questa notevole divergenza tra i valori relativi agli studi di fattibilità e quelli dei casi realizzati potrebbe essere spiegata in parte dal fatto che il rapporto costo / potenza complessiva non è un indicatore particolarmente affidabile in quanto spesso c'è confusione o una mancanza di distinzione tra potenza installata e fabbisogno di potenza effettiva. Spesso inoltre la potenza installata è particolarmente sovradimensionata rispetto agli effettivi fabbisogni di potenza.

2.3.2. *Analisi della densità termica*

Punto importante all'interno di uno studio di fattibilità è l'analisi della **densità termica**, ovvero la quantità di energia termica presente sul territorio (densità termica del territorio, ad esempio in kWh/km²) oppure la quantità di energia fornita per metro lineare di tracciato (densità termica della rete, tipicamente MWh/m).

In base alla letteratura e all'esperienza, sono al momento presenti alcuni valori tipici che indicano approssimativamente oltre quale soglia la realizzazione di un impianto di teleriscaldamento potrebbe essere interessante. Questi indicatori possono riguardare sia la potenza che l'energia trasportata e possono essere in funzione della superficie di territorio interessata dal teleriscaldamento, oppure della lunghezza della rete.

In particolare, per quanto riguarda la densità termica del territorio:

- 50 MW/km²: oltre questo valore l'impianto diventa interessante (fonte: esperienza di Joachim Koedel – Gruneko SA)
- 350-400 MWh/ha: oltre questo valore l'impianto diventa interessante (fonte: Pianificazione energetica del territorio – Modulo 6: Teleriscaldamento)
- <50 kWh/m²a: non idoneo; 50-70 kWh/m²a: limitatamente idoneo; >70 kWh/m²a: idoneo (fonte: manuale "QS-Holzeizung – Automatische Holzheizungen – Planung und Ausführung").

Per quanto riguarda la densità termica della rete:

- Almeno 1.2 – 1.5 MWh/m in terreni semplici e almeno 2.0 MWh/m in terreni difficili: oltre questi valori l'impianto diventa interessante (fonte: esperienza di Joachim Koedel – Gruneko SA). Può essere in alternativa adottato un valore di densità di potenza termica di rete, solitamente superiore a 1 kW/m.

Si è cercato di applicare gli indicatori di cui sopra agli studi di fattibilità e agli impianti realizzati in Ticino presi in esame, tuttavia la mancanza di alcuni dati ha reso impossibile l'applicazione di alcuni dei valori di riferimento.

In particolare:

- in nessun caso è stato possibile applicare gli indicatori relativi alla densità di energia per mancanza di dati sulla superficie di territorio;
- è stato possibile applicare l'indicatore relativo alla densità di rete agli studi di fattibilità che indicavano la lunghezza complessiva della rete (la maggior parte degli studi forniva questo valore, mentre purtroppo solo uno degli impianti di teleriscaldamento realizzati in Ticino forniva i dati relativi alla lunghezza della rete).

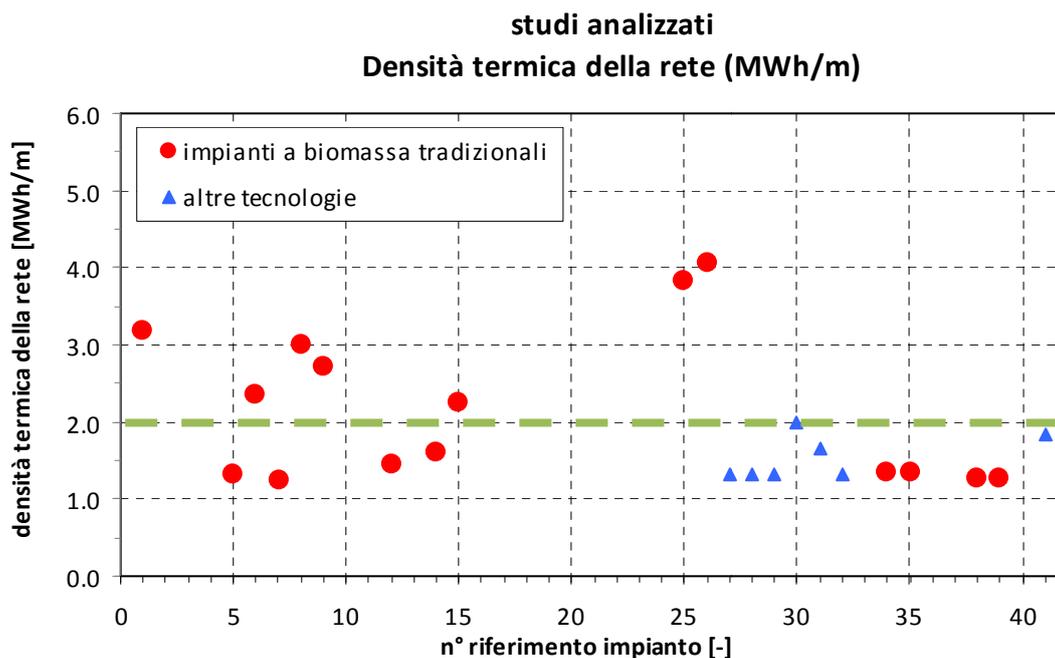


Figura 2-8: Grafico mostrante l'indicatore "fabbisogno complessivo di energia / lunghezza del tracciato" ovvero MWh/m per i differenti studi analizzati e che fornivano i dati della lunghezza del tracciato.

Interessante notare come tra tutte le varianti degli impianti a biomassa analizzati, **circa la metà presenta delle densità termiche di rete superiori a 2 MWh/m.**

Purtroppo, per mancanza di sufficienti informazioni, è stato possibile confrontare questi valori con uno solo degli impianti di teleriscaldamento realizzati in Ticino, cioè quello delle FART di Locarno; per questo impianto la densità termica della rete è di 4.7 MWh/m.

2.4. Analisi economica

Solitamente negli studi di fattibilità visionati è stato calcolato il costo unitario di produzione del calore (tipicamente in cts/kWh) come risultato di un'analisi attualizzata sulla durata di vita dei vari componenti dell'impianto e dei costi annuali di funzionamento; questo metodo prevede un'annualizzazione del costo degli investimenti (oneri finanziari, ammortamento del prestito), una quota annua di tutti i costi variabili (quantità e prezzo del combustibile, costi di gestione, manutenzione, ecc.), il tutto rapportato alla quantità annua di calore vendibile al parco di utenze.

Il suddetto costo così calcolato di norma non coincide con il prezzo finale di vendita del calore da praticare all'utente finale a seguito dell'avvio dell'impianto. Sarebbe quindi opportuno che il promotore del progetto lo distinguesse chiaramente dal prezzo di vendita. In tal senso, nelle sezioni seguenti verrà presentato un tool di calcolo (un file Excel) che può supportare nella definizione delle voci e dei costi di produzione, distribuzione e vendita del calore, nonché nelle ipotesi ad esse legate.

E' opportuno sottolineare inoltre come il prezzo finale del calore potrebbe variare anche considerevolmente a dipendenza di numerose condizioni e scelte economiche fatte dal promotore del progetto che riguardano principalmente il tempo di rientro dell'investimento (payback time, deciso dall'investitore) e dal rischio che ci si vuole assumere nell'investimento (capitale investito). La definizione del prezzo potrebbe dipendere quindi da decisioni prese durante fasi più avanzate del progetto, avendo più chiaro e ben definito un business plan dedicato all'intero investimento.

Il prezzo finale che viene inoltre richiesto all'utente è solitamente suddiviso in alcune componenti di costo che dipendono tipicamente dalla potenza allacciata (CHF/kW), da una tassa di allacciamento (CHF una tantum, a volte può essere fissa per tutte le utenze, altre volte è dipendente dalla potenza installata) e dalla quantità di calore effettivamente consumato (CHF/MWh, più spesso indicato con cts/kWh). Di norma si tratta quindi di tariffe a due parti (una componente fissa più una variabile).

2.4.1. *Analisi del costo del calore per gli studi di fattibilità analizzati*

Per ognuno degli studi di fattibilità considerati (e per tutte le varianti di ogni studio), sono state considerate le modalità di calcolo del costo dell'energia termica.

Alcuni studi hanno calcolato il predetto costo dividendo semplicemente l'investimento per il numero di anni nel quale si crede opportuno far rientrare l'investimento, ed in seguito sommando a tale costo annuale le spese fisse per il funzionamento dell'impianto (costo annuo del combustibile, costi fissi di manutenzione e di gestione, ecc). Tali costi, sommati tra loro, sono stati poi divisi per l'energia complessiva fornita all'utenza per arrivare ad una cifra rappresentata in centesimi di franco su energia venduta (cts/kWh).

La maggior parte degli studi ha tuttavia utilizzato il "metodo del flusso di cassa attualizzato", che consiste nella compensazione di tutte le sfasature temporali dei flussi monetari associati ad una attività tecnico-economica, riportandole tutte al "momento zero" dell'operazione.

In alcuni casi il metodo utilizzato non è stato chiaramente deducibile leggendo i documenti ricevuti.

Nel grafico seguente (figura 2-9) sono stati presentati i costi del calore per tutte le varianti degli studi di fattibilità analizzati, con distinzione tra impianti a biomassa convenzionali e impianti con altre fonti o tecnologie.

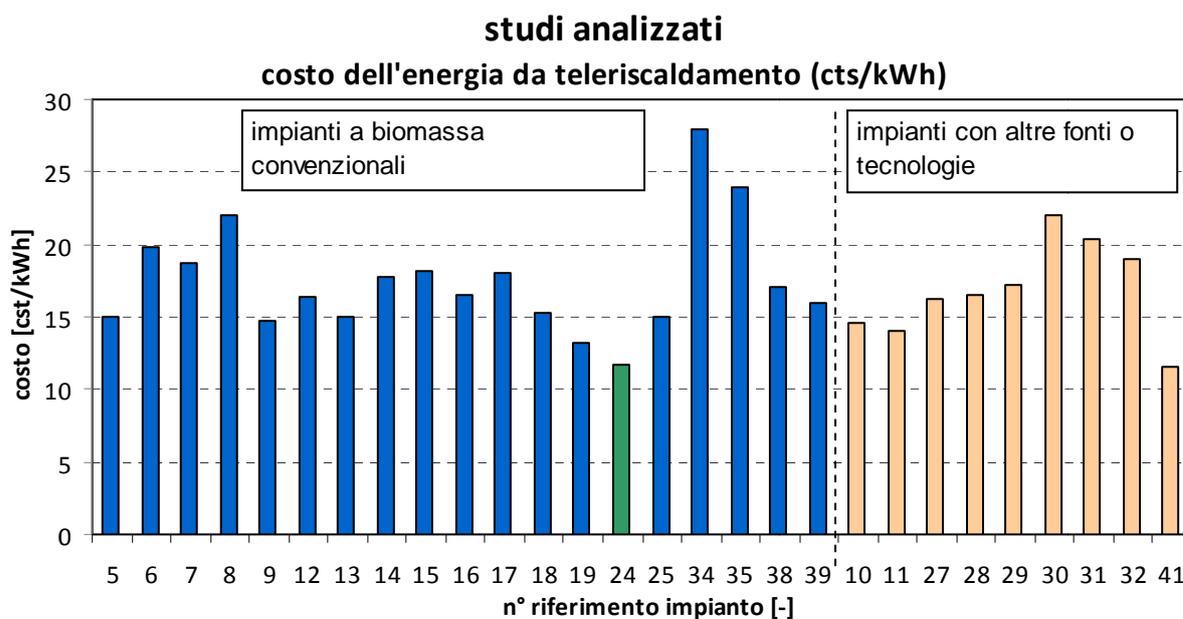


Figura 2-9: Grafico che mostra il costo calcolato dell'energia termica nei differenti studi analizzati

Si nota come, per gli impianti a biomassa tradizionali, il costo del calore raramente scende sotto i 15 cts/kWh, per raggiungere al massimo (salvo alcuni casi) i 20 cts/kWh.

Da evidenziare, come già detto anche nella sezione relativa all'analisi dei costi di investimento, che la colonna verde relativa ad un impianto a biomassa riguarda uno studio di fattibilità che è stato modificato nel tempo, diventando sempre più dettagliato e realistico nella stima dei costi. Interessante sottolineare, anche se qui non rappresentato graficamente, come il preventivo dei costi dell'energia termica si sia ridotto da una stima iniziale di 17 cts/kWh ad una finale di circa 12 cts/kWh. Nel grafico è stato considerato lo studio di fattibilità relativo all'impianto nella sua versione finale e più dettagliata.

Sebbene il metodo del flusso di cassa attualizzato sia più realistico e si inserisca meglio nel contesto economico della società rispetto al semplice costo calcolato dividendo l'investimento sugli anni, va tuttavia sottolineato che vi sono degli elementi usati nel metodo che possono influire sensibilmente sul costo del calore e che quindi vanno trattati in modo attento. In alcuni degli studi di fattibilità presi in considerazione questi elementi sono stati esplicitamente dichiarati, in altri no.

Uno di questi elementi, ad esempio, è la remunerazione applicata al capitale (tipicamente di terzi). Negli studi considerati, si ricorre ampiamente ad una metodologia finanziaria che intende ripartire il costo del capitale e il rimborso del medesimo secondo rate annuali costanti¹.

La seguente formula mostra il calcolo della quota annua di costo del capitale e ammortamento del medesimo:

$$a = C \cdot \frac{q^n \cdot i}{q^n - 1}$$

¹ Occorre infatti rammentare come il costo del capitale varia in funzione della quota residua del debito. In teoria, la somma di quota capitale aumenta nel tempo, mentre la quota interesse cala progressivamente al calare delle rate. Il metodo delle annualità (noto anche come "mutuo alla francese") permette di combinare parte capitale e parte interessi determinando una rata annua costante nel tempo (in presenza di tasso fisso di remunerazione del capitale).

Dove:

C = capitale da remunerare e restituire

a = annualità

q = fattore = 1+i

i = interesse annuo

n = durata dell'investimento (anni)

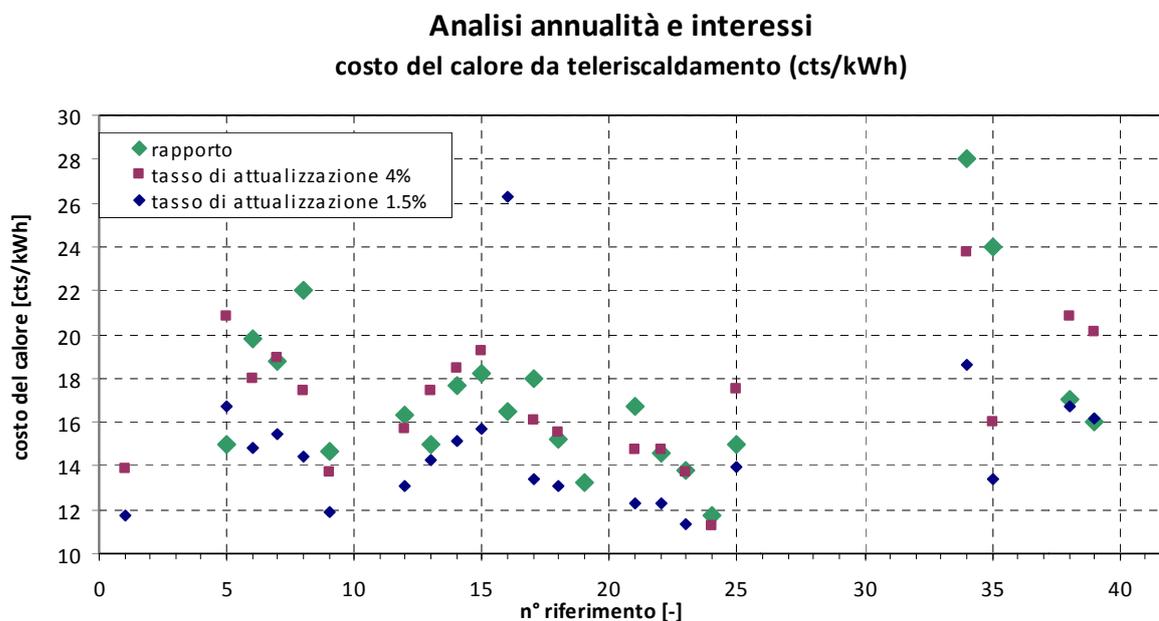


Figura 2-10: Costo dell'energia termica calcolato nei differenti studi analizzati, variando l'interesse annuo sul capitale di terzi dal 4% all'1.5%

La figura 2-10 mostra come il costo dell'energia termica vari a seconda dell'interesse annuo sul capitale di terzi considerato. In particolare, per ogni studio di fattibilità viene rappresentato il costo dell'energia termica presentato nello studio e il costo attualizzato secondo un interesse annuo sul capitale di terzi del 4% o dell'1.5%. L'annualizzazione è stata calcolata sulla base delle informazioni fornite nei rapporti, dove non presenti sono state effettuate delle ipotesi plausibili al caso. Si nota come i valori variano notevolmente a seconda del tasso di interesse impostato, in alcuni casi con risultati molto maggiori o molto inferiori rispetto a quelli ipotizzati negli studi di fattibilità. Da precisare che negli studi si presume che il capitale, proprio e di terzi, sia remunerato per tutta la durata dell'investimento.

2.4.2. Considerazioni generali

Una disamina completa dello stato dell'arte e delle potenzialità del teleriscaldamento in Ticino non poteva prescindere dalla formulazione di una serie di considerazioni relative alla economicità, convenienza e redditività – presente e futura – dei progetti in essere e futuri. In tal senso, si è partiti dall'analisi critica comparata degli studi di fattibilità a nostra disposizione allo scopo di verificare lo stato dell'arte delle proposte formulate, l'eventuale grado di realizzazione e le modalità di redazione della documentazione inviata al Cantone al fine di ottenere i possibili finanziamenti. Si sono quindi colti i tratti comuni caratterizzanti, gli obiettivi, gli eventuali argomenti/punti chiave tralasciati o non sufficientemente approfonditi nonché i possibili margini di miglioramento complessivo.

Nel complesso e in prima battuta il risultato del suddetto lavoro ha evidenziato, come mostrato anche nella sezione precedente, una marcata eterogeneità degli studi, accanto ad una serie di criticità specifiche:

In termini di struttura:

- Documenti a volte poco scorrevoli, a tratti di difficile comprensione;
- Spesso non si distingue chiaramente tra impianto di produzione calore e distribuzione/rete;
- Peso dell'analisi economica in alcuni casi marginale (prevalentemente per studi/aziende di piccola dimensione, con personale di formazione quasi esclusivamente tecnica), con effetti anche sulla qualità dello studio.

In termini di contenuti economici:

- Omissione di alcune variabili/centri di costi rilevanti;
- Scelta dei parametri economici alternativamente eccessivamente prodiga o prudente;
- Carenze dal punto di vista della stima della domanda;
- Orizzonte temporale estremamente limitato (sostanziale assenza di business plan a medio-lungo termine, neanche abbozzato e generico);
- Confusione tra la prospettiva di analisi economica e quella finanziaria;
- Affidamento eccessivo agli strumenti di finanziamento pubblico (occorrerebbe ipotizzare modalità/strategie di autosostentamento del progetto che, almeno nel medio periodo, permettano alle aziende di prescindere da sussidi pubblici).

I limiti sopra evidenziati contribuiscono a rendere difficile o quantomeno maggiormente laboriosa una corretta valutazione dell'opportunità o meno del progetto. Al tempo stesso, potrebbero fuorviare parzialmente anche i calcoli di convenienza formulati degli stessi soggetti proponenti, soprattutto con riferimento alla scelta dei valori delle principali variabili economiche (in particolare: tasso di sconto, remunerazione del capitale di terzi, durata ammortamenti, ecc..) nel momento in cui i costi ed i ricavi fossero stati determinati con eccessiva o, al contrario, scarsa prudenza.

Si è quindi deciso di adottare un **approccio “normativo” provvedendo a delineare un modello energetico ed economico di riferimento** dell'impianto da realizzare che possa fungere da traccia per chiunque voglia inoltrare un proprio progetto al Cantone. Si ritiene infatti importante avere un modello economico e finanziario chiaro e comune, a disposizione di tutti coloro che intendono presentare un progetto. Tale modello risulta funzionale in quanto permette di disporre di un quadro di analisi dei dati estremamente dettagliato ed al contempo articolato in funzione delle diverse componenti alla base della redditività della gestione (costi e ricavi). Esso potrebbe inoltre essere d'aiuto anche agli stessi studi/aziende proponenti, rendendo più agevole la determinazione del costo finale del calore (prodotto e distribuito) e la stessa valutazione complessiva dell'operazione.

Nella medesima prospettiva, come osserveremo tra poco, alla mera analisi economico-finanziaria è stata affiancata un'analisi per indicatori (economici, tecnici ed ambientali), che dovrebbe permettere di verificare la plausibilità dei principali dati del progetto, o quanto meno fornire delle informazioni preliminari qualitative sull'attendibilità dei valori inseriti. Ogni valore che si discosta dall'indicatore in esame non deve essere considerato come sbagliato, ma probabilmente necessita di una più approfondita giustificazione.

2.4.3. Il modello energetico ed economico di riferimento

Come già anticipato, obiettivo del modello predisposto è quello di permettere una valutazione accurata delle potenzialità energetiche ed economiche – anche sulla base delle specifiche tecniche ed energetiche – dei progetti inoltrati al Cantone. In tal senso, si è creato un file Excel comprendente le seguenti schede di calcolo:

- a. Dati tecnici e stima della domanda
- b. Vettori energetici
- c. Investimenti
- d. Incentivi
- e. Personale
- f. Costi
- g. Prezzi e ricavi
- h. Indicatori tecnici
- i. Indicatori economici
- j. Indicatori ambientali
- k. Business plan
- l. Riassunto

Le informazioni economiche, così come quelle tecniche, hanno considerato distintamente la produzione di calore (comprensiva dell'eventuale cogenerazione) e la distribuzione di calore.

I dati da inserire manualmente sono quelli individuati dalle celle in giallo, i rimanenti vengono generati in automatico dal programma. Qui di seguito un estratto dal foglio di calcolo:

Fabbisogni termici			
Fabbisogno totale calore utenti (domanda)	kWh/a	2'511'000	
Fabbisogno complessivo di potenza termica	kW	1'674	
fattore di contemporaneità	%	90%	
potenza termica necessaria dalla rete	kW	1'507	
perdite per metro lineare	W/m	25	
perdite di potenza nelle condotte	kW	60.95	
ore funzionamento (considerando regime nominale)	h/a	4'000.00	
perdite di energia nelle condotte	kWh/a	243'800	9.7%
Potenza termica uscente dall'impianto	kW	1'567.55	
Energia termica che la centrale fornisce alla rete	kWh/a	2'754'800	
Centrale termica			
Perdite dell'impiantistica in centrale termica	%	5%	
Energia termica prodotta annualmente dall'impianto	kWh/a	2'899'789	
Energia termica prodotta dal generatore di calore 1	kWh/a	2'174'842.11	75%
Energia termica prodotta dal generatore di calore 2	kWh/a	724'947.37	25%
Energia termica prodotta dal generatore di calore 3	kWh/a	-	0%
Pompa di calore acqua lago			
generatore di calore 1			
Potenza termica fornita dal generatore di calore 1	kW	675	43%
CLA (se presente una PdC)	-	4.50	
Caldaia a cippato			
generatore di calore 2			
Potenza termica fornita dal generatore di calore 2	kW	875	56%
CLA (se presente una PdC)	-	-	
generatore di calore 3			
Potenza termica fornita dal generatore di calore 3	kW	-	0%
CLA (se presente una PdC)	-	-	
TOTALE POTENZA INSTALLATA	kW	1'550	0.99

Tabella 2-11: Estratto dal foglio di calcolo Excel (scheda "Dati tecnici e stima della domanda")

L'idea di fondo di questo programma è di avere un foglio di calcolo che serva sostanzialmente a coloro che fanno gli studi di avere un metodo comune per la valutazione economica ed energetica dei progetti; dall'altro lato può anche essere utilizzato dal Cantone per poter paragonare facilmente tra loro diversi impianti. L'utilizzo infatti di una procedura comune permette di ordinare i principali dati economici ed energetici, di analizzare il progetto ed eventualmente di fare degli studi di sensibilità mirati e più approfonditi. Il cantone potrebbe valutare l'idea di richiedere la compilazione di questo documento qualora si faccia in futuro una richiesta per l'ottenimento degli incentivi (eventualmente una compilazione parziale o completa a seconda che sia uno studio di fattibilità o uno definitivo).

a. Dati tecnici e stima della domanda

Comprende le informazioni relative alla dimensione dell'utenza di riferimento prevista, al fabbisogno termico, all'energia (calore ed eventualmente energia elettrica) prodotta e ai consumi elettrici. Già in questo primo passaggio vengono definiti una serie di indicatori cd. energetici che permettono una prima riflessione sul progetto. Da porre in risalto come la presenza di una significativa quota di domanda reputata "vincolata", normalmente coincidente con quella delle utenze pubbliche come scuole, ospedali, edifici pubblici, ecc., rappresenti un punto di forza del progetto.

b. Vettori energetici

Sulla base dei dati relativi alla produzione di calore e di energia elettrica vengono calcolati i costi relativi al funzionamento dell'impianto, differenziati in funzione del tipo di vettore energetico che si intende utilizzare. I valori relativi al costo unitario del vettore devono essere inseriti da chi compila il foglio.

c. Investimenti

Raccoglie e calcola una serie di informazioni economiche di grande rilievo, stante il peso del volume complessivo degli investimenti e del costo del capitale in progetti di questo tipo. Come precisato, gli investimenti sono classificati in costi d'impianto (centrale: produzione calore, cogenerazione; distribuzione: rete e utente) e altri costi (onorari, assicurazioni, costi diversi).

Per esigenze di chiarezza e correttezza si è distinto l'ammortamento tecnico – inteso come ripartizione annua del costo degli investimenti in funzione di una data durata utile (tecnica o contabile) – dal costo del capitale vero e proprio – inteso invece come quota di oneri finanziari legati alla remunerazione del capitale proprio (in tal caso si ha un onere figurativo) e/o a quello di terzi (coincidente con gli interessi praticati dagli istituti di credito eroganti il mutuo²). Sono inoltre stati computati anche gli oneri professionali, ripartiti anche questi per anno secondo una logica di ammortamento.

Relativamente alla remunerazione del capitale di terzi, si evidenzia come allo stato attuale la norma SIA 480 proponga di usare un valore del 3-3.5% per l'interesse annuo sul capitale di terzi, da ridursi dello 0.5% per investimenti fatti dal comune e dell'1% per investimenti fatti dalla confederazione. Tali riduzioni parrebbero plausibili ed opportune in relazione a quelle che dovrebbero essere le finalità proprie di progetti condotti da enti ed istituzioni pubbliche, per le quali la remunerazione del capitale non dovrebbe assumere un peso prevalente. La fissazione di valori alternativi rappresenta una delle variabili sensibili da considerare ai fini della valutazione del

² Per esigenze di praticità si è ipotizzato di ripartire il volume complessivo degli investimenti in funzione di un finanziamento con capitale proprio e di terzi. Di conseguenza, si è provveduto ad imputare la quota dei rispettivi oneri alle singole categorie di sottocosto secondo un criterio di ponderazione, prendendo come indicatore il peso della parte di investimento in questione sul totale.

progetto. Analogamente, la presenza di una remunerazione del capitale proprio dovrebbe rappresentare un punto di attenta valutazione.

È chiaro che il peso degli investimenti, spesso responsabili della maggior parte dei costi operativi annuali, può variare di molto in funzione del tasso di interesse annuo previsto e della durata dell'ammortamento. Nel medesimo foglio di calcolo sono presenti dei grafici che permettono di cogliere a colpo d'occhio il peso delle diverse componenti degli investimenti (complessivi e distinti tra produzione e distribuzione). Anche la componente relativa alla remunerazione dei professionisti (onorari) riveste un peso rilevante sul totale complessivo dei costi.

d. Incentivi

Devono essere inseriti da chi compila il foglio, che restituisce un grafico che evidenzia la ripartizione degli stessi in funzione dell'attività (produzione calore, elettrofiltro, rete, allacciamenti).

e. Personale

Viene richiesto di ipotizzare le risorse umane necessarie alla gestione dell'impianto, inserendo al contempo la retribuzione media annua, al fine di determinare il costo annuale del personale.

f. Costi

Riassume tutte le informazioni di costo calcolate nei fogli precedenti fornendo una sorta di elenco dei costi operativi di gestione. Sulla base del costo complessivo così ottenuto viene quindi determinato il costo unitario di produzione del calore e dell'energia elettrica (se presente) al netto e al lordo degli incentivi federali e cantonali. Sempre nello stesso foglio sono presenti una serie di grafici dedicati alla ripartizione dei costi annuali di produzione e distribuzione.

g. Prezzi e ricavi

Viene chiesto di formulare ipotesi precise in merito al prezzo di vendita del calore e dell'energia elettrica prodotta, così come un tariffario relativo alla tassa di allacciamento degli utenti e agli abbonamenti. Questo permetterà di determinare i ricavi medi annui, ripartiti per fonte. È interessante osservare come il prezzo di vendita possa essere aderente al costo di produzione³ o discostarsene, in funzione della marginalità che il proponente intende ottenere. Il valore in questione può essere paragonato all'attuale prezzo di vendita del vettore energetico attualmente utilizzato dall'utenza di riferimento al fine di comprendere le reali possibilità di diffusione del teleriscaldamento. I proponenti dovranno comunque considerare – e dovrebbero riuscire a comunicare ai potenziali utenti – come l'attuale prezzo di acquisto da vettori energetici alternativi al teleriscaldamento dovrebbe includere anche tutta una serie di costi relativi alla sostituzione della caldaia al termine del ciclo di vita della stessa.

h, i, j. Indicatori tecnici, economici ed ambientali

I tre fogli in questione restituiscono in automatico tutta una serie di indicatori ritenuti utili ai fini della valutazione complessiva del progetto sotto i tre aspetti: tecnico, economico ed ambientale. Laddove possibile, in funzione della disponibilità dei dati, è stato fornito un intervallo di variazione "tipico" o quantomeno plausibile del singolo indicatore. Il confronto tra gli indicatori così come calcolati e quelli tipici dovrebbe permettere al Cantone di effettuare una valutazione della convenienza e fattibilità concreta del progetto. È comunque opportuno rammentare come la

³ Il prezzo di vendita potrebbe essere determinato allo stesso livello del costo di produzione qualora nello stesso fosse inclusa anche la remunerazione del capitale proprio investito, da considerarsi come una proxy della remunerazione del lavoro e del rischio imprenditoriale.

presenza di precise specificità di alcuni impianti potrebbe giustificare anche indicatori posizionati all'esterno dell'intervallo considerato.

k. Business plan

Si tratta di un foglio espressamente inserito al fine di offrire una valutazione di medio-lungo periodo del progetto. Come già evidenziato, infatti, solo pochissimi studi formulano ipotesi relative alla redditività articolate su un periodo di tempo superiore al singolo anno d'inizio; tale limitazione impedisce di fatto di valutare il progetto nel suo complesso e in relazione alle sue caratteristiche di opera pluriennale (la sua utilità – analogamente all'ammortamento dei costi – è estesa nel tempo). Il foglio carica automaticamente tutti i dati necessari presenti nei fogli precedenti, chiedendo al contempo di inserire anche una ridotta serie di informazioni ulteriori, la più importante delle quali è rappresentata dal tasso di attualizzazione⁴; seguono la dinamica della percentuale di utenze allacciate nonché la variazione annuale del costo del combustibile acquistato. È altresì prevista la possibilità di inserire il valore residuo dell'opera realizzata al termine del periodo di ammortamento.

È necessario formulare una precisazione: l'effettivo calcolo del cosiddetto "valore attuale netto" e del relativo "tasso interno di rendimento" dovrebbero basarsi su una serie di dati puntuali e spesso di difficile calcolo/valutazione in una fase così anticipata del progetto. Si è quindi optato per un conteggio sicuramente meno preciso, basato su voci di costo e ricavo non esattamente coincidenti con quelle necessarie, prese dai fogli già compilati e in grado di restituire un valore utile, seppure approssimato. Per facilità di comprensione si utilizzano comunque i termini "valore attuale" e "tasso interno di rendimento – TIR"; dovrebbero inoltre valere le stesse regole alla base del calcolo del VAN e del TIR, cioè prediligere progetti con un VAN maggiore di zero e con un TIR positivo e quantomeno in linea – preferibilmente superiore - al tasso di attualizzazione. Si precisa inoltre come i "flussi di cassa" siano stati determinati al lordo della struttura finanziaria⁵.

In caso di confronto tra business plan relativi ad una medesima proposta di impianto occorrerebbe privilegiare quello con VAN e TIR superiori. Sono presenti anche alcuni grafici in grado di illustrare la dinamica del cosiddetto VAN cumulativo – al lordo e al netto degli incentivi – per tutta la durata del progetto. È inoltre possibile verificare a far data da quando le entrate complessive cominciano a superare le uscite globali.

⁴ Il tasso di attualizzazione è quel tasso d'interesse da impiegare per riportare all'attualità o "ad oggi", un capitale finanziario esigibile ad una certa data futura (o comunque un certo flusso di cassa futuro), in modo che quel capitale esigibile oggi sia finanziariamente equivalente al capitale esigibile in data futura. La misura di questo tasso è di norma pari al rendimento offerto da attività finanziarie prive di rischio a scadenza non breve. Generalmente vengono impiegati i rendimenti offerti dai Titoli di Stato con scadenze superiori ai tre anni.

⁵ In tal caso i flussi di cassa non considerano né le variazioni nella struttura dei finanziamenti aziendali né le remunerazioni finanziarie (dividendi ed oneri) corrisposte a qualunque titolo né gli ammortamenti. Di conseguenza, i flussi generati dalla gestione caratteristica sono definiti "unlevered" e costituiscono la remunerazione disponibile per tutti i finanziatori dell'azienda, azionisti e creditori. In tal modo si valuta l'investimento globale dell'impresa.

2.4.4. *Proposte e consigli*

Il modello economico realizzato rappresenta una prima schematizzazione, sulla base delle informazioni tipicamente disponibili o a limitata difficoltà di reperimento. Un maggior grado di completezza dell'analisi auspicherebbe l'inclusione di previsioni in merito ai possibili sviluppi che progetti simili potrebbero determinare, la cui rilevanza emerge in relazione ai possibili effetti sulla redditività complessiva (per i committenti e per gli utilizzatori finali). Nel dettaglio, gli sviluppi di maggiore interesse potrebbero essere i seguenti:

- a. Regolazione contrattuale della dinamica tariffaria
 - b. Tecniche di *profit sharing*
 - c. Ruolo e portata dell'effetto emulativo
- a. Il prezzo del calore e dell'elettricità venduta potrebbero variare nel tempo per diverse ragioni:
- È stato già stato evidenziato come l'andamento della domanda potrebbe incidere in maniera significativa sulla ripartizione dei costi (data la prevalenza di costi fissi maggiori sono l'utenza di riferimento/i volumi distribuiti minore sarà l'incidenza sul totale degli stessi); tale variazione dei costi potrebbe tradursi in una parallela variazione della dinamica tariffaria. In altri termini, all'aumentare della popolazione di riferimento servita il prezzo del calore e dell'elettricità prodotti potrebbe corrispondere una riduzione del prezzo di vendita. Tale fenomeno potrebbe essere contrattualizzato nell'accordo di fornitura, prevedendo progressive revisioni tariffarie – realisticamente al ribasso – all'aumentare del grado di diffusione del servizio, fino alla previsione di una sorta di tariffa minima in caso di allacciamento della totalità dell'utenza di riferimento.
 - Il costo del vettore energetico potrebbe variare sensibilmente. Il fornitore per sollecitare le adesioni al progetto e raggiungere una sorta di massa critica "base" che giustifichi la realizzazione del medesimo potrebbe definire un prezzo fisso per un determinato lasso di tempo (es: 5 anni) assumendosi il rischio di eventuali variazioni al rialzo dei costi.
- b. Il *profit sharing* – o condivisione dei profitti – rappresenta una interessante strategia di tariffa incentivante. In concreto, essa si basa su una sorta di revisione periodica delle tariffe al fine di verificare il grado di redditività delle stesse; qualora il profitto realizzato dall'impresa che gestisce l'impianto sia particolarmente rilevante (occorrerà definire un valore/percentuale di riferimento) è prevista una "restituzione" di una quota alla clientela di riferimento. Si tratta di una tecnica che potrebbe presentarsi di particolare interesse in caso di committenza pubblica, al fine di enfatizzare ulteriormente l'orientamento al territorio piuttosto che al profitto puro e semplice.
- c. Con sempre maggiore frequenza i progetti di diffusione delle energie rinnovabili sembrano innescare degli effetti cosiddetti emulativi sia in termini di adesione al progetto sia in termini di duplicazione/riproduzione di progetti simili. In altri termini, man mano che aumenta il numero dei sottoscrittori di un contratto di fornitura sembrerebbero ridursi le retrosie/diffidenze dei rimanenti utenti dislocati sul territorio, al punto che potrebbe rivelarsi economicamente sconveniente non aderire. Allo stesso tempo, la progressiva diffusione di impianti di energia rinnovabile sembrerebbe erodere progressivamente i dubbi dei possibili proponenti, contribuendo a diffondere tali impianti (si tratta di un effetto decisamente marcato nell'ambito degli impianti fotovoltaici, anche in funzione della possibilità di realizzare impianti domestici". Nel caso di specie, l'effetto emulativo – proprio per le caratteristiche di ampia scala/costo dei progetti – parrebbe limitato alla dinamica della domanda.

2.5. Schema riassuntivo per uno studio di fattibilità sul teleriscaldamento

L'esperienza acquisita durante questo lavoro e presentata in questo capitolo, oltre che l'analisi di documenti inerenti la tematica, è stata fondamentale per capire le problematiche e le potenzialità legate ad un corretto studio di fattibilità per un impianto di teleriscaldamento. È stato quindi creato un diagramma che descrive le tappe necessarie e da seguire al fine da valutare al meglio un possibile impianto di un teleriscaldamento, e di giungere alla soluzione ottimale in modo logico e ordinato.

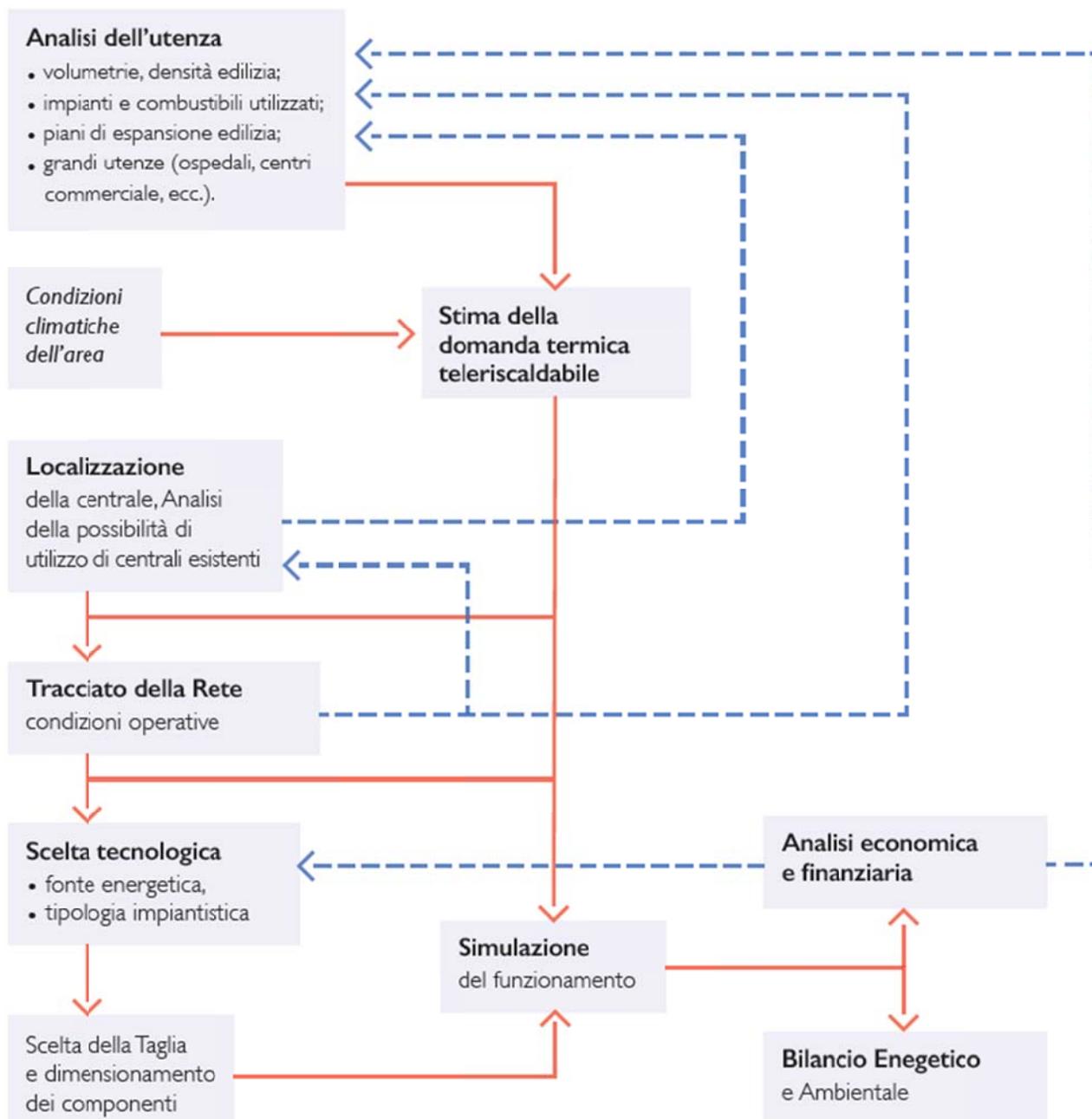


Figura 2-12: Schema che rappresenta le tappe da seguire ed eventualmente reiterare in fase di studio di fattibilità per un impianto di teleriscaldamento.

Il presente diagramma sarà inviato inoltre ai comuni sotto forma di flyer, oltre che scaricabile dal sito internet del Canton Ticino, in modo da far riflettere tutti (promotori, enti pubblici, privati, ecc.), sull'importanza di una ordinata e consequenziale analisi.

3. Attività 2 – Analisi energetica ed economica di alcuni impianti di teleriscaldamento esistenti

Nonostante l'interesse per l'installazione di impianti di teleriscaldamento stia prendendo sempre più piede in Ticino anche grazie agli incentivi cantonali messi a disposizione per questa tecnologia, i benefici energetici ed economici non sono ancora ad oggi completamente dimostrati a posteriori. Spesso la dimostrazione dei vantaggi legati al teleriscaldamento non è un messaggio facile da far passare, ma soprattutto da dimostrare. È anche questo uno dei motivi per cui molti studi ed analisi rimangono al livello di studio preliminare o di progetto, senza venire purtroppo concretizzati.

L'intento di quest'attività è di prendere in considerazione alcuni esempi interessanti realizzati nella regione e di concentrarsi su questi casi concreti al fine di effettuare un'analisi energetica ed economica dell'intero impianto facendo un bilancio complessivo il più dettagliato possibile e andando ad analizzare i consumi (combustibile, energia elettrica,...) e l'energia finale fornita all'utenza. Si tratta quindi di verificare se effettivamente questi impianti realizzati hanno una buona resa economica ed energetica, in linea con le valutazioni di fattibilità effettuate inizialmente. Un particolare approfondimento viene inoltre posto ai costi sostenuti per la realizzazione di tali impianti, alle eventuali pratiche legali ed autorizzative e quindi alle differenze fra le previsioni progettuali e la realizzazione. Questi risultati possono essere utilizzati per futuri studi.

Questa attività ha inoltre lo scopo di individuare aspetti e fattori chiave che possono o meno essere determinanti per la realizzazione di reti di teleriscaldamento e fornire agli enti pubblici dati per valutare la possibilità di attivare eventuali nuovi incentivi a supporto delle stesse.

Nel presente capitolo vengono presentati due casi di studio ticinesi che hanno dato la loro disponibilità a collaborare su questo progetto: il teleriscaldamento delle FART a Locarno e quello del Campus di Trevano.

3.1. Il caso delle FART a Locarno

Nel 2009 le FART (Ferrovie Autolinee Regionali Ticinesi) hanno realizzato un piccolo impianto di teleriscaldamento di quartiere alimentato a cippato. L'idea era già nata tra il 2006 ed il 2007 quando si era deciso di costruire la nuova sede amministrativa dell'azienda. Inizialmente si pensava di utilizzare il calore dal tunnel della galleria dei treni passante sotto il nuovo edificio, con lo scopo di riscaldare solamente la sede amministrativa. Tuttavia l'allora consiglio di amministrazione, di cui faceva parte anche l'ing. Marco Delucchi, allora capo della Sezione Forestale del Canton Ticino, aveva proposto la possibilità di installare una caldaia a cippato, in grado di distribuire il calore a distanza eventualmente anche ad altre utenze private.

La concomitanza con alcuni lavori di sostituzione degli impianti di riscaldamento di alcuni edifici circostanti e l'interesse dimostrato dai relativi proprietari, ha quindi portato alla realizzazione di una centrale termica allacciata alla rete di teleriscaldamento di quartiere, il tutto installato in centro città. Grazie alla densità edilizia piuttosto elevata, ma anche alla necessità di costruire ex-novo il nuovo edificio delle FART, è stato possibile realizzare questo interessante progetto permettendo di integrare la centrale a legna nel nuovo edificio.

3.1.1. Descrizione dell'impianto

L'impianto, entrato in funzione nel 2009, vede la presenza di una **caldaia a cippato da 1'200 kW accoppiata da una caldaia ad olio combustibile da 1'000 kW**; in generale è previsto che la caldaia a cippato copra i fabbisogni per il riscaldamento dei locali durante il periodo invernale, mentre quella a olio funga da potenza aggiuntiva di punta durante i periodi rigidi invernali e copra i fabbisogni di acqua calda sanitaria durante l'estate. Tuttavia, come comunicato dall'ing. Fregni, persona di contatto presso le FART per questo studio, il fabbisogno di calore invernale è sempre stato fino ad oggi completamente coperto dalla caldaia a cippato, senza quindi dover utilizzare in ausilio quella a olio combustibile. Durante le mezze stagioni caratterizzate da bassi fabbisogni termici, la caldaia a biomassa viene usata solo in modo parziale e non ottimale, comportando a volte l'insorgere di lamentele da parte dei vicini che vedono fuoriuscire dal camino più fumo e, secondo quanto riferito, anche odore sgradevole nell'aria circostante. Durante tutto il periodo estivo, che va da circa inizio maggio a metà ottobre, viene invece utilizzata la sola caldaia a olio con il compito di soddisfare i fabbisogni di acqua calda sanitaria e, se necessario, anche quelli di riscaldamento se ancora richiesto all'interno di questo periodo.

Estensione della rete ed edifici allacciati

Le FART hanno fornito alla SUPSI un piano (allegato 3.1) che localizza tutti gli edifici allacciati alla rete di teleriscaldamento e identifica le relative potenze allacciate, la dimensione degli stabili e la lunghezza della rete. La seguente tabella riassume il parco edilizio e i relativi dati tra cui una stima della superficie di riferimento energetica (SRE) per tutti gli edifici (stima basata sulla superficie di piano REA moltiplicata per il numero di piani).

ID	Mappale	Tipo edificio	Superficie REA [m ²]	Piani REA [-]	AE_REA [m ²]	Potenza allacciata [kW]	Potenza specif. [W/m ²]
A	2333	Commercio e Servizi	200	4	800	25	31.25
B	3682	----	337	4	1'348	58	43.03
K	2328	Case plurifamiliari	128	4	512	20	39.06
D	2323	Case plurifamiliari	401	7	2'807	150	53.44
E	2318b	E.a.u.a.	369	6	2'214	100	45.17
F	2317n	E.a.u.a.	393	5	1'965	168	85.50
G	2318a	E.a.u.a.	325	6	1'950	125	64.10
H	2317q	E.a.u.a.	415	7	2'905	95	32.70
I	654	Case plurifamiliari	382	4	1'528	50	32.72
L	2335a	E.a.u.a.	1227	5	6'135	240	39.12
M	2339a	Case unifamiliari	126	2	252	25	99.21
N	2340a	Case unifamiliari	922	5	4'610	150	32.54
O	2347	Case plurifamiliari	243	7	1'701	180	105.8
P	2346	Case plurifamiliari	243	7	1'701		
Q	2348	Case plurifamiliari	243	7	1'701		
R	2349	Case plurifamiliari	472	6	2'832	55	19.42
S	2350a	Case plurifamiliari	139	4	556	45	80.94
T	2448d	Case plurifamiliari	255	5	1'275	68	53.33
U	2449a	Case plurifamiliari	323	7	2'261	80	35.38
V	2416a	Case unifamiliari	325	2	650	75	115.38
Z	2417a	Case plurifamiliari	152	3	456	20	43.86
TOTALE					40'159 m²	1'729 kW	

Tabella 3-1: Tabella che mostra gli edifici allacciati (2013), con potenza allacciata e stima della superficie energetica (Ae). Nota: E.a.u.a. = Edifici abitativi con utilizzazione accessoria.

La rete di teleriscaldamento ha un'estensione di circa 770 m, di cui circa 60 m fanno parte di una precedente rete di teleriscaldamento che collegava la vecchia sede FART, adesso officina FART (edificio L), con il vicino ostello della gioventù (edificio N).

3.1.2. Analisi energetica

Grazie ai dati raccolti dalle FART e in particolare alle informazioni sullo storico del funzionamento dell'impianto di teleriscaldamento, è stato possibile effettuare alcune interessanti valutazioni riguardo il funzionamento dello stesso.

I valori raccolti hanno interessato principalmente la quantità di legna consumata in inverno e di olio in estate, l'energia termica prodotta dall'impianto, l'energia termica fornita alle utenze, e l'energia elettrica consumata dall'impianto. Questi valori, suddivisi tra estate ed inverno, hanno fornito dei risultati utili a suddividere e confrontare il differente comportamento tra stagione calda e stagione fredda.

Il seguente schema, oltre che semplificare l'impianto di teleriscaldamento, permette anche di capire in quali punti sono stati raccolti i dati:

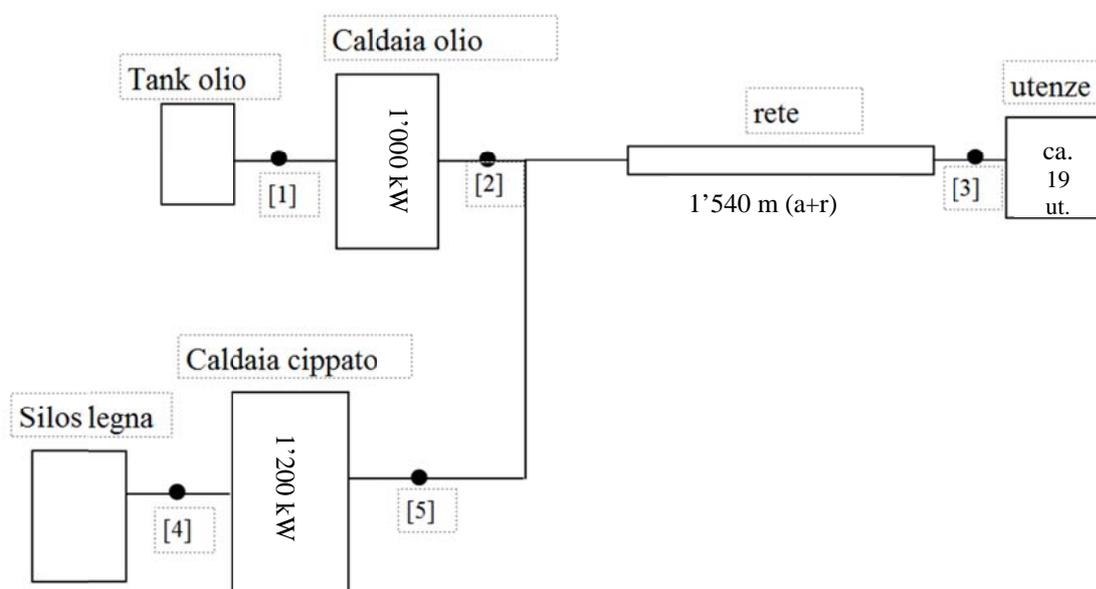


Figura 3-2: Schema semplificato che mostra l'impianto di teleriscaldamento e i punti di rilevamento.

	Stagione invernale		Stagione estativa	
	stagione 2011-2012	stagione 2012-2013	stagione 2011-2012	stagione 2012-2013
	dal 14.10.2011	dal 17.10.2012	dal 03.05.2012	dal 05.05.2013
	al 03.05.2012	al 05.05.2013	al 17.10.2012	al 14.10.2013
Consumo combustibile [inv. m ³ legna – est. l olio]	3'250 m ³	3'810 m ³	53'754 l	48'671 l
Energia prodotta [MWh]	2'247.8	2'591.0	495.4	467.8
Energia venduta [MWh]	2'066.7	2'412.8	394.9	390.5
Perdite nella rete [MWh]	181.1	178.2	100.5	77.3
Percentuale perdite energetiche nella rete (perdite / en. prodotta)	8.1%	6.9%	20.3%	16.5%

Tabella 3-3: Dati raccolti dal funzionamento stagionale dell'impianto.

Durante la visita alla centrale delle FART sono stati raccolti i dati di funzionamento elettrico della centrale e i relativi consumi termici ed elettrici. I consumi per il funzionamento estivo ed invernale sono stati confrontati con l'energia prodotta.

Percentuale di calore disperso in rete durante il periodo invernale (calore disperso in rapporto al calore venduto alle utenze)	8 – 10 %
Percentuale di calore disperso in rete durante il periodo estivo (calore disperso in rapporto al calore venduto alle utenze)	18 – 23 %

Tabella 3-4: Calore disperso in rete in rapporto al calore venduto alle utenze

Grazie a questi valori è stato possibile quantificare le perdite termiche dell'impianto di teleriscaldamento e i fabbisogni elettrici legati al funzionamento dell'impianto che, come calcolato in tabella, sono dell'ordine del 8 - 10% durante il periodo invernale e del 18 - 23% in estate, con una media annuale che si attesta attorno al 9-11%.

I valori medi assoluti di elettricità consumata giornalmente in inverno e in estate sono i seguenti:

Periodo estivo		
Elettricità utilizzata dall'impianto durante il periodo estivo	→	81.8 kWh/g
- funzionamento impianto (pompe, illuminazione, pannelli el., ecc)		77.6 kWh/g
- funzionamento caldaia (ventilatore, moviment. comb., ecc.)		4.2 kWh/g
- funzionamento elettrofiltro		0 kWh/g
Quantità di calore venduto alle utenze durante il periodo estivo	→	2'389 kWh/g
Quantità di calore prodotto in centrale durante il periodo estivo	→	2'928 kWh/g
Periodo invernale		
Elettricità utilizzata dall'impianto durante il periodo invernale	→	262.1 kWh/g
- funzionamento impianto (pompe, illuminazione, pannelli el., ecc)		46.8 kWh/g
- funzionamento caldaia (ventilatore, moviment. comb., ecc.)		146.3 kWh/g
- funzionamento elettrofiltro		69.1 kWh/g
Quantità di calore venduto alle utenze durante il periodo invernale	→	12'368 kWh/g
Quantità di calore prodotto in centrale durante il periodo invernale	→	13'881 kWh/g

Tabella 3-5: Valori medi assoluti di elettricità consumata nel periodo invernale ed estivo.

Mentre i valori medi in percentuale sono:

Percentuale di elettricità utilizzata dall'impianto durante il periodo estivo (elettricità consumata in rapporto al <u>calore venduto</u> alle utenze)	3.5 %
- funzionamento impianto (pompe, illuminazione, pannelli el., ecc)	3.2 %
- funzionamento caldaia (ventilatore, moviment. comb., ecc.)	0.2 %
- funzionamento elettrofiltro	0 %
Percentuale di elettricità utilizzata dall'impianto durante il periodo invernale (elettricità consumata in rapporto al <u>calore venduto</u> alle utenze)	2 %
- funzionamento impianto (pompe, illuminazione, pannelli el., ecc)	0.3 %
- funzionamento caldaia (ventilatore, moviment. comb., ecc.)	1.1 %
- funzionamento elettrofiltro	0.5 %

Tabella 3-6: Valori medi in percentuale di elettricità consumata nel periodo invernale ed estivo..

La percentuale di **elettricità consumata dall'impianto in rapporto al calore venduto alle utenze** è del 3.5% circa in estate e del 2% circa in inverno. Il consumo di elettricità per il funzionamento della caldaia ad olio combustibile durante l'estate può considerarsi trascurabile, mentre per quanto riguarda l'inverno i consumi elettrici per il funzionamento della caldaia a legna sono di circa 1.1% in rapporto al calore venduto alle utenze.

È possibile valutare la **percentuale di elettricità consumata in rapporto al calore prodotto** moltiplicando le percentuali sopra descritte per 92.5% per il periodo invernale e 81.6% per il periodo estivo (questi due valori corrispondono al rapporto tra energia venduta all'utenza su energia prodotta dall'impianto).

Interessante il confronto con il lavoro "Analyse und Optimierung von Fernwärmenetzen", analisi commissionata dalla Confederazione che va ad analizzare le perdite termiche di vari impianti di teleriscaldamento realizzati in Svizzera e paragonati con il QM Holzheizwerke⁶.

Si nota come la densità di energia per l'impianto FART è particolarmente elevata, tuttavia le perdite termiche sono particolarmente importanti, nonostante simili a quelle di altri impianti realizzati in Svizzera.

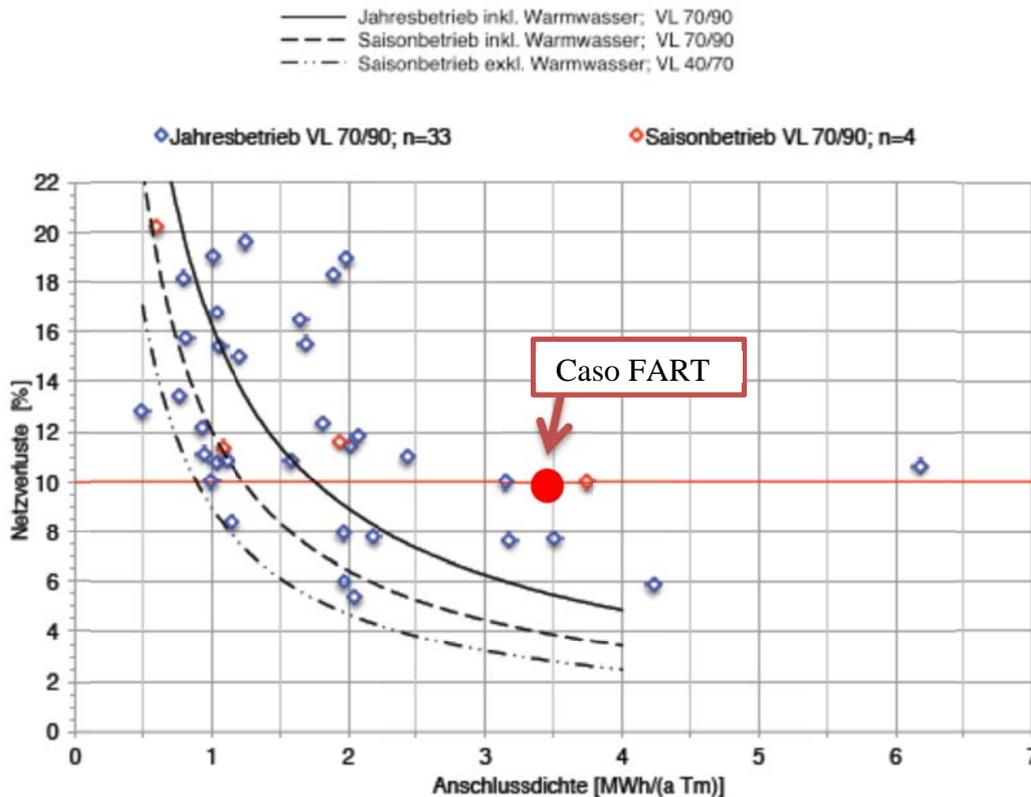


Figura 3-7: Grafico estratto da "Analyse und Optimierung von fernwärmenetzen - 2013" con inserito il valore puntuale dell'impianto FART.

⁶ QM Holzheizwerke ist ein Qualitäts-Management-System für Holzheizwerke zur Produktion und Verteilung von Raumwärme, Wärme zur Warmwasserbereitung und Prozesswärme.

3.1.3. *Analisi economica*

Grazie ai rapporti ed alle fatture fornite dalla Sezione forestale del Canton Ticino è stato possibile distinguere le varie spese che si sono avute per l'impianto di teleriscaldamento delle FART.

Il costo complessivo stimato nel 2007 era di 3'050'000 CHF (SRE pari a 17'000 m², con allacciate 18 utenze), mentre il costo finale è stato di 3'979'000 CHF (SRE pari a 26'300 m², con allacciate 21 utenze).

Gli incentivi, secondo quanto riferito dai vari comunicati del Consiglio di Stato, sono ammontati ad un valore finale di circa 730'000 CHF.

Il **modello economico** sviluppato e descritto nel capitolo precedente (paragrafo 2.4) è stato applicato al caso dell'impianto FART.

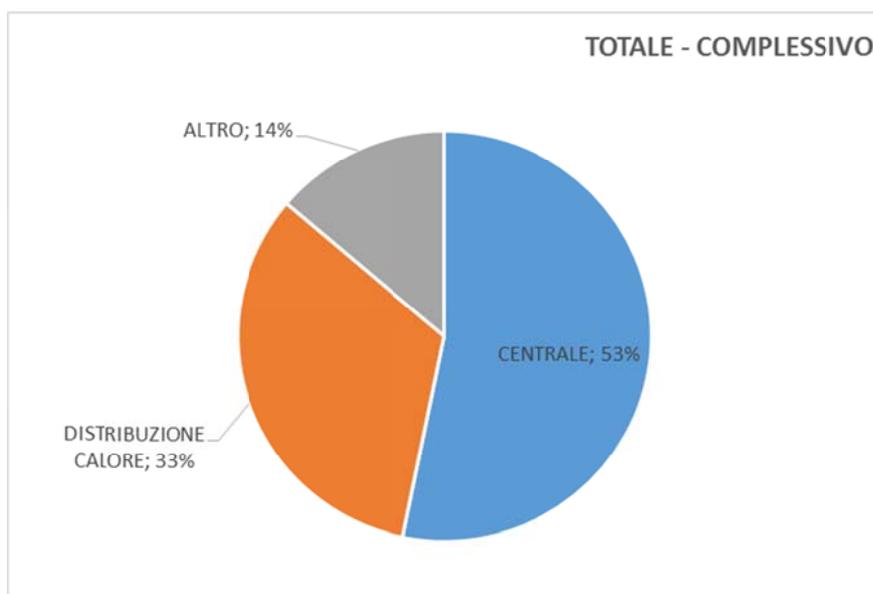


Figura 3-8: Grafico mostrante la ripartizione dei costi complessivi.

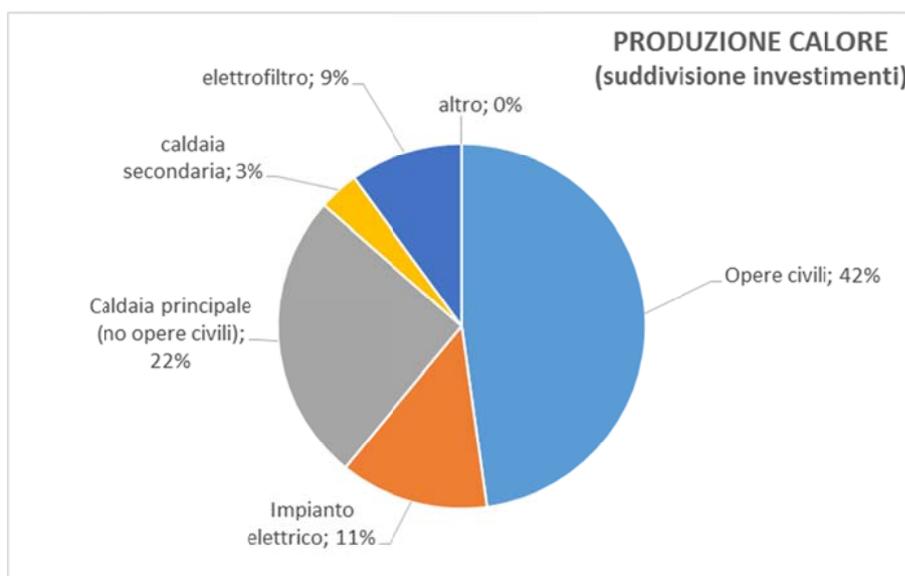


Figura 3-9: Grafico mostrante gli investimenti legati alla produzione del calore.

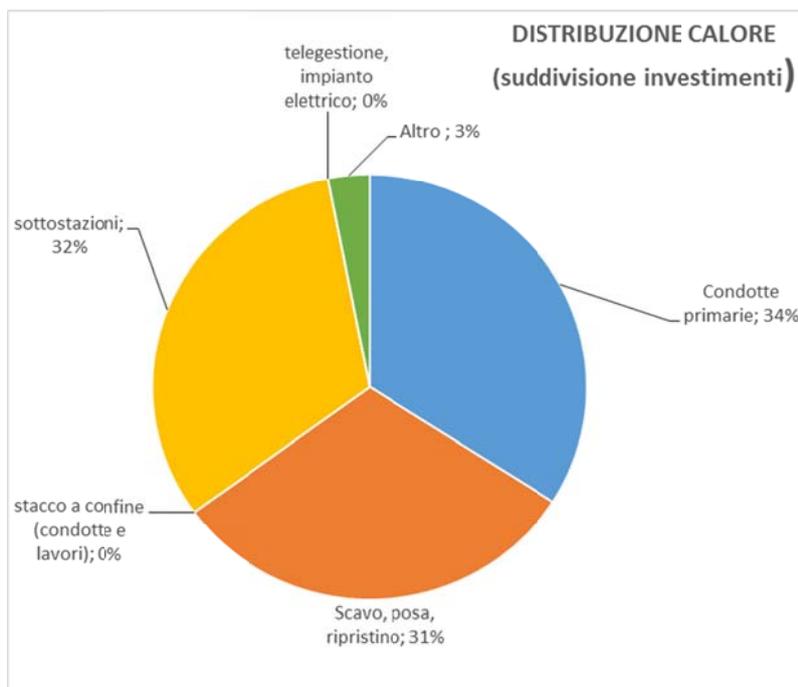


Figura 3-10: Tabella mostrante gli investimenti legati alla distribuzione del calore.

I seguenti indici energetici sono stati calcolati per l'impianto delle FART:

indici globali di fattibilità				Tipico e consigliati ⁷
	Densità di energia per superficie di territorio teleriscaldato	$kWh/m^2 a$	46	> 40 – 70
	Densità di potenza per superficie di territorio teleriscaldato	$MW/km^2 a$	30	> 50
	Densità di energia al metro di rete	MWh/m	3	> 2
	Densità di potenza al metro di rete	kW/m	2.25	> 1

Tabella 3-11: Indici energetici calcolati per l'impianto delle FART.

I seguenti indici economici sono stati calcolati per l'impianto delle FART:

Costi totali				Valori tipici
	Costo totale/potenza installata (senza incentivi)	CHF/kW	1779	2000 -- 4000
	Costo totale/fabbisogno di calore (senza incentivi)	CHF/MWh	1487	800 -- 1700
	Costo totale/metri di scavo (senza incentivi)	CHF/km	5083	2000 -- 5000
Costi parziali				
sottostazioni	Costo per le sottostazioni (complessivo)/potenza installata	CHF/kW	205	200 -- 350
	Costo per le sottostazioni (scambiatore)/potenza installata	CHF/kW	96	100 -- 150
rete	Costo totale rete (complessivo)/metri di scavi	CHF/m	1091	900 -- 2000
	Costo totale rete (tubazioni)/metri di scavi	CHF/m	571	200 -- 1000
Centrale termica	Costo centrale termica (complessivo)/potenza installata	CHF/kW	946	700 -- 1300
	Costo centrale termica (caldaia)/potenza installata	CHF/kW	211	200 -- 300
	Costo elettrofiltro/potenza installata	CHF/kW	82	100 -- 200
	Centrale termica (opere civili)/potenza installata	CHF/kW	394	400 -- 500
	Opere civili / (stima volume della centrale)	CHF/m^3		600

Tabella 3-12: Indici economici calcolati per l'impianto delle FART.

⁷ Per una migliore comprensione di questi indici fare riferimento alla pagina 13 del presente rapporto.

3.1.4. Analisi finanziaria

Attualmente viene applicata una tariffa pari a circa 9.7 cts/kWh, più un costo mensile a dipendenza dal tipo di diametro della condotta che varia da circa 13 CHF/mese (DN 20) fino a circa 53 CHF/mese (DN 100). Ad ogni utenza si aggiunge poi un contributo di allacciamento “una tantum” che varia da 1'000 CHF/kW (piccole potenze minori di 10 kW) fino a 200 CHF/kW (grandi potenze da 700 kW a 1'000 kW).

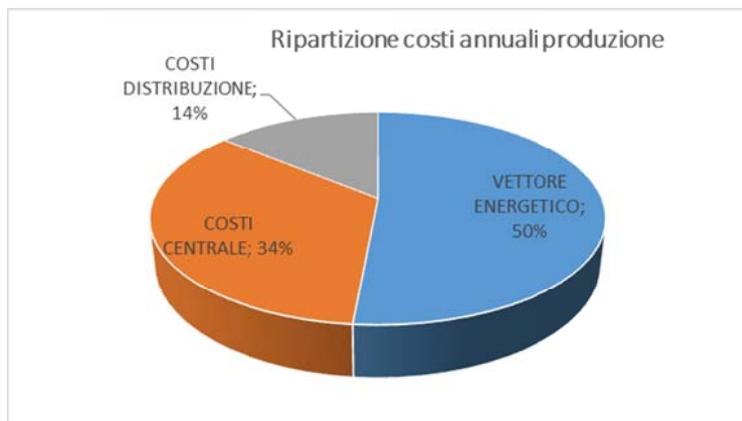


Figura 3-13: Grafico mostrante la ripartizione stimata dei costi: costi centrale (investimento – annualità), costi distribuzione (investimento – annualità) e costo del combustibile (cippato annuale).

La seguente tabella rappresenta gli indicatori specifici calcolati per l'impianto di teleriscaldamento delle FART:

indicatori di efficienza economica			
Costo di produzione			
Calore	Costo unitario produzione calore (al netto di incentivi)	cts/kWh	16.59
	Costo unitario produzione calore (compresi incentivi)	cts/kWh	14.99
	Costo produzione calore/potenza installata	CHF/kW	64.06
	Costo elettrofiltro/potenza installata	CHF/kW	4.70
	Opere civili/potenza installata	CHF/kW	15.30
Distribuzione	Costo unitario distribuzione	CHF/ml	74.03
	Costo condotte per ml	cts/ml	3.34
	Costo sottostazioni per ml	cts/ml	27.30
	Costo sottostazioni per kWh distribuito	cts/kWh	0.64
Investimenti			
	Annualità e interessi/calore prodotto	cts/kWh	4.85
	Annualità e interessi distribuzione/ml	CHF/kWh	72.35
	Annualità e interessi/costi totali	%	36%
	Opere civili/annualità e interessi totali	%	21%
Costi energia			
	Costo energia/calore prodotto	cts/kWh	6.68
	Costo energia/costi totali	%	50%
Altri costi d'esercizio			
	Costo personale/costo totale	%	5%
	Costo manutenzione/costo totale	%	4%
Grado copertura costi			
	Totale ricavi/Totale costi	%	97%
Incentivi			
	incentivi rete/Nr utenze	CHF/cliente	20'000
	incentivi rete/kWh	cts/kWh	0.9
	contributi allacciamento/Nr utenze	CHF/n°	11'343

Tabella 3-14: Indicatori di efficienza economica.

3.1.5. Considerazioni

Il teleriscaldamento, in generale, diventa redditizio quando l'impianto riesce a funzionare al pieno della sua potenza, riuscendo quindi a produrre (e di conseguenza a vendere), la maggior quantità di energia possibile. Partendo da questo presupposto, possiamo trarre le seguenti considerazioni riguardanti l'impianto in esame.

In seguito all'analisi effettuata ed i dati a nostra disposizione, è stato infatti possibile effettuare le seguenti considerazioni, che possono essere utili e generalizzabili anche ad altri impianti di teleriscaldamento.

- L'impianto potrebbe **mettere a disposizione più potenza alla rete**. Attualmente l'utenza che usufruisce dell'energia termica prodotta è abbastanza limitata. Tuttavia, le caldaie (a olio e a cippato) potrebbero essere utilizzate in modo maggiore ed ottimizzato, rispondendo ad un'utenza maggiore. La caldaia a olio potrebbe essere utilizzata non solo nel periodo estivo, come viene fatto attualmente, ma anche per coprire eventuali picchi invernali. Questo permetterebbe di far lavorare in condizioni migliori e in modo costante la caldaia a cippato.
- La potenza complessiva dell'impianto è di 2'200 kW (1'200 kW cippato + 1'000 kW olio), con una **potenza totale delle sottostazioni pari a circa 1'730 kW**. Nonostante questo, siccome in inverno la caldaia a olio non entra mai in funzione, si dimostra da un lato che le sottostazioni sono sovradimensionate, e dall'altro che esiste ancora molto margine per ulteriore vendita di energia ad altre utenze. Per una corretta valutazione della potenza ancora a disposizione è comunque necessario calcolare le perdite in potenza nella rete di distribuzione e il fattore di contemporaneità delle utenze.
- L'**officina delle FART** è al momento riscaldata con dei ventilconvettori alimentati dalla rete di teleriscaldamento. I grandi volumi dovuti ai garage richiedono una elevata potenza termica (240 kW), che potrebbe essere ridotta sia limitando, nei limiti del possibile, il riscaldamento di garage/officine, sia risanando energeticamente questo capannone. Riducendo in questo modo la potenza termica da fornire all'edificio, si potrebbe pensare di disporre di questa per altre eventuali nuove utenze.
- La **tariffazione del calore**, nel caso di eventuali ampliamenti futuri della rete, potrebbe essere rivista. Secondo il modello di calcolo energetico ed economico sviluppato (presentato nel capitolo precedente) ed applicato alle FART si è notato che l'attuale tariffa non è particolarmente redditizia. Questa revisione delle tariffe potrebbe aiutare a spalmare tutti i costi di investimento (centrale termica e distribuzione del calore) in modo equo su tutti gli utenti allacciati.

3.2. Il teleriscaldamento di Trevano

Il Centro Studi di Trevano può essere definito come un campus che, al suo interno, ospita più ordini di scuola, dal secondario al terziario superiore, per un movimento giornaliero che sfiora le quattromila persone, tra allievi, docenti, ricercatori e personale amministrativo.

Il teleriscaldamento copre i fabbisogni di calore di tutto il Centro del quale fanno parte le Scuole Medie, il Centro Professionale Trevano (CPT) e gli edifici della SUPSI.

L'impianto termico è stato realizzato da Alpiq InTec Ticino SA, con caldaie Riello e monitoraggio Honeywell. Il sistema di supervisione acquisisce su bus BacNet tutti i valori rilevati dalle centraline di controllo e comando della Honeywell le quali, a loro volta, via LonWorks agiscono sugli impianti termici. Questa soluzione prevede un'interfaccia web che consente di visualizzare lo stato dell'impianto in tempo reale e inoltre analizzare i dati storicizzati ed elaborati. L'accesso mediante password alle funzioni operative permette di eseguire un primo intervento di assistenza e gestione anche da remoto. Tutti gli allarmi gestiti vengono inviati via e-mail alle società interessate alla manutenzione del sistema. Ogni operazione eseguita ed ogni evento e allarme acquisito viene registrato e storicizzato. Sono disponibili report dedicati per la pubblicazione di tali dati. E' stato inoltre realizzato un servizio specifico che analizza giornalmente più di 500.000 dati, li sintetizza e li rappresenta sempre mediante pagine web, sia in forma tabellare che grafica. I dati sono relativi ai consumi, ai rendimenti delle centrali termiche, alle perdite sulle tubature. L'analisi dei dati permette di prevenire eventuali problemi e mantenere sempre la massima efficienza energetica del complesso.



Figura 3-15: I tre generatori di calore (caldaie a gas) presso la centrale di Trevano

Nel locale tecnico sono presenti 3 caldaie a gas modulanti della Riello (figura 3-16), aventi ognuna potenza di 1'450 kW.

La seguente tabella mostra i principali dati relativi all'impianto di teleriscaldamento.

Potenza Caldaie	1'450	kW
N° Caldaie	3	-
Energia fornita	ca. 6'000'000	kWh
SRE	44'000	m ²
Lunghezza tracciato	ca. 500	M
Densità termica di rete	12	kWh/km

Tabella 3-16: Principali dati relativi all'impianto di teleriscaldamento di Trevano

Paragonando il valore di densità termica di rete con i grafici presenti nel precedente capitolo (paragrafo 2.3.2, pag. 13), si nota quanto questa chiave sia estremamente favorevole e dimostra quanto sia interessante un impianto di distribuzione del calore con una densità energetica così elevata.

Prima del 2007 era presente un impianto di teleriscaldamento con trasporto di vapore. La centrale termica era composta da caldaie a vapore alimentate a olio combustibile, aventi due serbatoi per il combustibile da 600'000 litri ognuno. Le eccessive perdite termiche legate ad una rete di distribuzione a vapore ed il prezzo sempre più elevato del olio, hanno portato ad optare per l'installazione di nuove caldaie a gas più efficienti, allacciate alla nuova rete del gas gestita da AIL. Una parte della rete è quindi stata rifatta per sostituire ed aggiungere nuove condotte di teleriscaldamento meglio isolate; per alcuni tratti tuttavia, legati principalmente alla distribuzione a bassa temperatura, si è optato per il mantenimento delle vecchie condotte. Tutti i lavori legati al nuovo impianto di teleriscaldamento di Trevano sono stati compiuti dall' Alpiq InTec Ticino SA, la quale adesso è attualmente il venditore dell'energia termica per tutti questi stabili cantonali, nonché gestore e responsabile degli impianti.

3.2.1. *Analisi energetica dell'impianto*

L'analisi energetica effettuata sull'impianto di Trevano ha cercato di valutare i rendimenti energetici dell'impianto di teleriscaldamento, al fine di stabilirne l'efficienza, compreso il rendimento delle caldaie e della rete di distribuzione durante il periodo invernale ed estivo.

Durante il periodo invernale l'impianto deve soddisfare il riscaldamento di tutti i locali degli stabili, compreso il riscaldamento dell'acqua calda sanitaria (ACS) per la mensa e i fabbisogni per la piscina presente al CPT. Durante il periodo estivo i fabbisogni sono limitati al riscaldamento dell'acqua calda sanitaria per la mensa. La piscina viene chiusa in estate, come d'altronde la maggior parte degli stabili scolastici. Gli unici edifici utilizzati durante l'estate sono quelli della SUPSI che presentano tuttavia limitati utilizzi di ACS. Tuttavia, secondo quanto riferito da Alpiq InTec Ticino SA, le pompe di circolazione devono essere continuamente in funzione, mantenendo l'acqua calda in circolazione nelle condotte per soddisfare gli eventuali fabbisogni termici (legati principalmente alla mensa scolastica ed alcune docce presenti negli stabili).

Secondo i dati forniti da Alpiq InTec Ticino SA i fabbisogni di energia annuali del campus di Trevano sono di circa 6'000'000 kWh/anno.

La seguente tabella mostra i dati secondo una verifica fatta analizzando le fatture del calore relative al periodo 2011 e 2012:

	Energia fatturata [kWh]	
	anno 2011	anno 2012
1° Trimestre	2'942'915	1'748'418
2° Trimestre	396'842	1'745'064
3° Trimestre	317'905	441'132
4° Trimestre	2'214'640	1'879'319
TOTALE	5'872'302	5'813'933

Tabella 3-17: Dati relativi alle fatture analizzate per il periodo 2011 e 2012

Sfruttando il sistema di monitoraggio dell'energia elettrica e termica dell'impianto di teleriscaldamento di Trevano è stato possibile scaricare e analizzare i dati su più anni, relativi ai consumi elettrici e termici. Purtroppo i dati raccolti presentano alcune interruzioni nel monitoraggio e non sempre sono di facile comprensione (concetto del monitoraggio, lettura e comprensione del valore). Nonostante questo si è riusciti a valutare le perdite annuali di calore della rete di distribuzione.

Il seguente grafico indica l'andamento in percentuale delle perdite di calore (calore disperso in rapporto al calore venduto) a partire dall'inverno 2007 fino all'estate 2014:

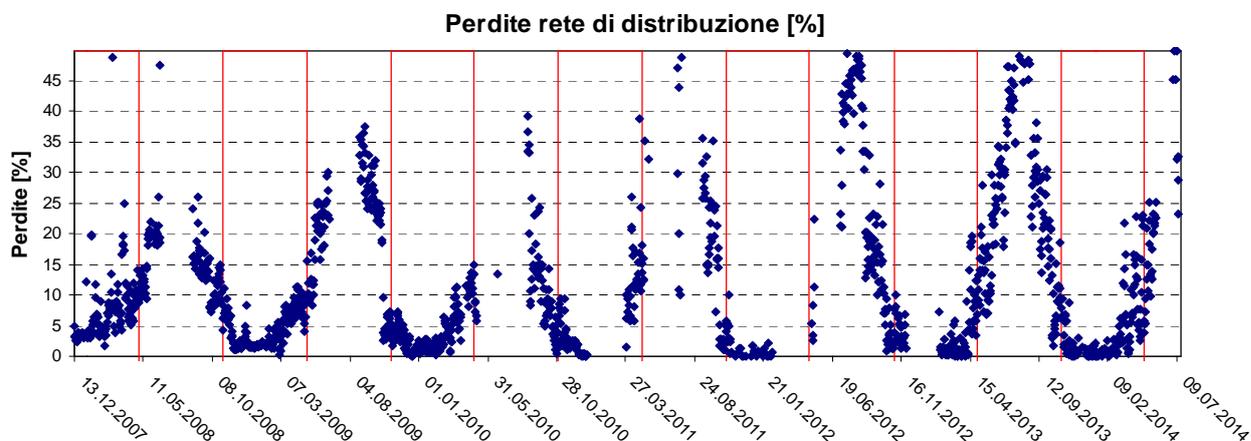


Grafico 3-18: Grafico mostrante la percentuale di perdite nella rete (calore disperso in rapporto al calore venduto) dal 2007 al 2014

Si nota come in inverno i valori si aggirano attorno al 3-4%, mentre in estate possono salire fino a circa il 40% dovuto probabilmente al fatto che, nonostante in estate non vi sia un elevato fabbisogno termico (poiché la maggior parte degli edifici non vengono utilizzati in tale periodo), l'acqua calda continua comunque a circolare in modo continuo nella rete.

3.2.2. Considerazioni

- Il sistema di monitoraggio ed acquisizione dati attualmente in uso è molto interessante e utile per permettere di monitorare costantemente il funzionamento l'impianto. Grazie al sistema di rilancio degli allarmi in remoto tramite messaggio di posta elettronica è possibile intervenire prontamente sulle eventuali anomalie. Il sistema di supervisione creato in collaborazione tra una software-house e una nota azienda di termoregolazioni, recentemente aggiornato, risulta essere di facile lettura e completo in informazioni e relative allo stato di funzionamento dell'impianto, mediante la visualizzazione di parametri significativi quali temperature di esercizio, portate istantanee e consumi attuali. Consente inoltre di effettuare e valutare miglioramenti impiantistici.

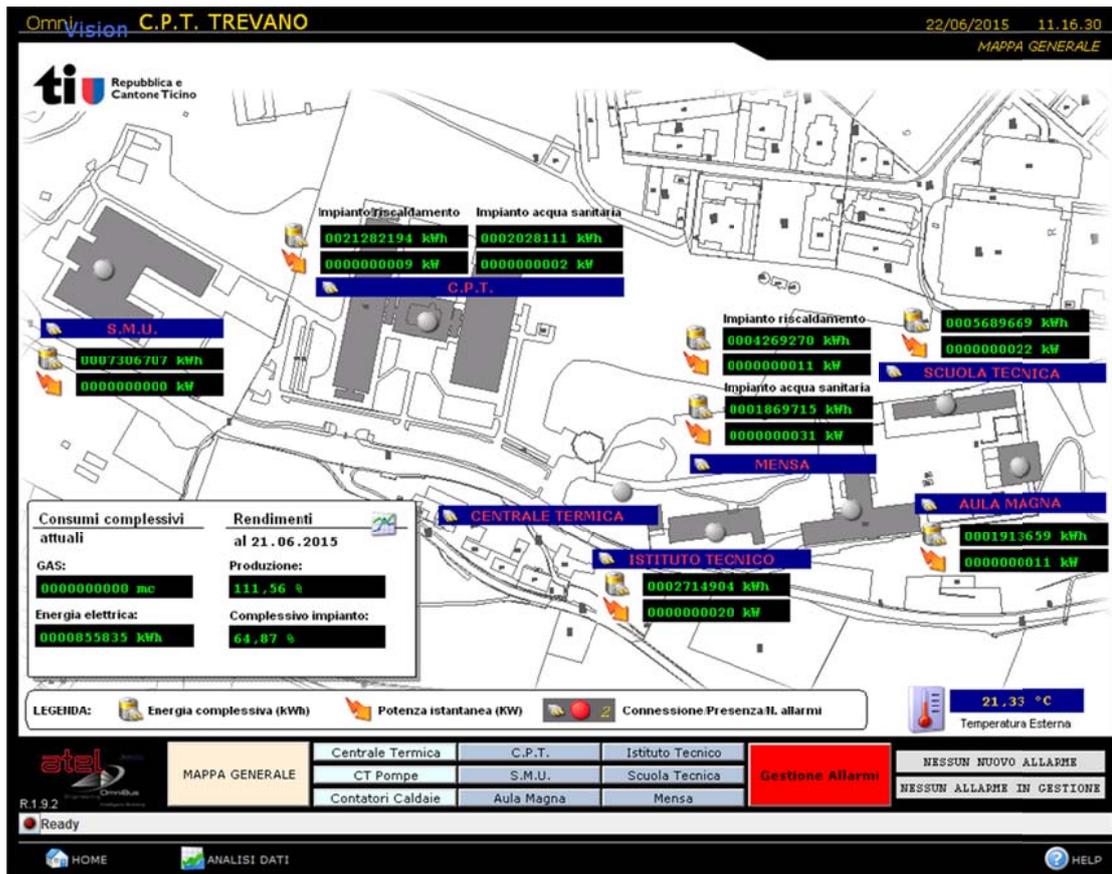


Grafico 3-19: Home page del sistema di supervisione dell'impianto di teleriscaldamento di Trevano

- L'impianto di teleriscaldamento di Trevano serve edifici principalmente scolastici, con dei fabbisogni elevati in inverno e decisamente molto bassi in estate. Per la tipologia di impianto installato non è tuttavia previsto un arresto della circolazione di acqua calda nella rete durante i mesi estivi, poiché la produzione di ACS risulta essere dislocata negli edifici scolastici. Un differente concetto di distribuzione del calore durante i mesi estivi (abbassamento del livello di temperatura, spegnimento dell'impianto durante alcuni momenti o periodi di non consumo delle utenze, carica di accumuli termici, ecc.) potrebbe far risparmiare una non indifferente quantità di energia termica. Allo stesso modo sarebbe utile prendere in considerazione una eventuale produzione locale di calore durante i mesi estivi quando necessario per coprire il limitato fabbisogno di ACS, evitando dispersioni inutili, ad esempio con sistemi a sfruttamento dell'energia termica solare mediante l'installazione di collettori solari per la produzione di ACS. Un possibile contatto Energo potrebbe permettere di ottimizzare l'impianto riducendo i costi di funzionamento e di energia primaria consumata.

4. Attività 3 – Esempi pratici di realizzazioni in realtà paragonabili a quella ticinese

Per questa attività ci si è appoggiati all'esperienza, nella progettazione e conoscenza di impianti realizzati nella Svizzera tedesca e francese, da parte della Gruneko SA, in particolare nella figura di Joachim Koedel. La Gruneko SA è infatti un'azienda attiva nella progettazione di reti di teleriscaldamento, e nell'affiancamento a enti locali per la parte di consulenza tecnica, Joachim Koedel è inoltre docente presso la Fachhochschule di Lucerna ed è attivo all'interno dell'associazione Fernwärme Schweiz.

La SUPSI ha fornito alla Gruneko un formulario con alcune domande da sottoporre ai responsabili di impianti di teleriscaldamento, per poter permettere di raccogliere e riassumere i principali dati utili a questo lavoro. Il formulario, tradotto in lingua francese e tedesca, è presente in allegato (4.0).

La Gruneko, dopo aver individuato alcuni casi interessanti per il presente studio, ha loro inviato il questionario, il quale è stato ritornato debitamente compilato alla SUPSI. Sono state successivamente organizzate alcune visite in-loco, per poter discutere direttamente con i responsabili degli impianti.

Queste visite, oltre che chiarire meglio alcune delle domande che sono state loro poste, hanno permesso di acquisire molte competenze ed esperienze che portano alla realizzazione di un impianto. In particolare è stato chiarito e discusso tutto l'iter che va dallo studio iniziale, alla realizzazione finale, alla messa in servizio e alla gestione.

Nei successivi tre paragrafi sono presentati i tre diversi casi visitati e discussi (EBL, Porrentruy SA, EBM). È inoltre presente un ulteriore impianto (Planair), che non è stato tuttavia possibile visitare a causa dei numerosi impegni del responsabile dell'impianto; per questo impianto è stato tuttavia consegnato il formulario dettagliatamente compilato.

4.1. Strategia EBL

EBL è un'azienda con sede a Liestal nel Canton Basilea-campagna, che fornisce quotidianamente corrente elettrica, calore e telecomunicazione a più di 200'000 persone da ormai circa 110 anni.

L'azienda ha realizzato nel complesso circa una trentina di impianti di teleriscaldamento a biomassa, alcuni di taglia medio piccola, partendo da tre utenti allacciati, fino a reti più estese con più di un centinaio di utenze.

L'allegato 4.1.a presenta la lista delle reti di teleriscaldamento a biomassa realizzate e gestite da EBL, ed il formulario da loro compilato (4.1.b) sull'impianto di nostro interesse (Wärmeverbund Dorfzentrum Reigoldswil).

Oltre ad impianti di teleriscaldamento a biomassa, l'EBL possiede anche altre realizzazioni con differenti vettori energetici. Le schede tecniche che illustrano questi progetti sono state inserite negli allegati (allegato 4.1.c).

4.1.1. Consigli e discussione

L'EBL, essendo una cooperativa privata, realizza impianti di teleriscaldamento solamente nel caso in cui sia certa la sua redditività economica.

Un impianto è economicamente conveniente quando vi è una densità energetica sufficientemente elevata; tuttavia una grande difficoltà sta nella mancanza di certezza nell'allacciamento da parte

delle utenze, sia in fase preliminare e progettuale, che poi in fase di realizzazione e messa in funzione.

Punto importante su cui l'EBL pone massima attenzione in fase di analisi preliminare, riguarda lo studio dell'area teleriscaldabile.

Nel grafico di figura 4.1 è mostrato un esempio che indica come l'azienda procede nella valutazione delle utenze interessanti per il teleriscaldamento.

Come prima cosa è necessario identificare un'area complessiva potenzialmente interessante (perimetro 1). Successivamente si riduce quest'area fin quando non si raggiunge una superficie più limitata e più densamente interessante (perimetro 2).

All'interno del perimetro 2 devono esserci un certo numero di utilizzatori medio/grandi disposti ad accettare di allacciarsi ad una rete di teleriscaldamento (utenti verdi). Per far partire il progetto, l'EBL richiede che almeno il 60-70% della potenza all'interno del perimetro 2 accetti fin da subito di allacciarsi. Una volta che la rete è stata posata per rifornire le utenze principali, sia nel corso del progetto che nei primi anni di funzionamento dell'impianto, si dovrà successivamente cercare di allacciare ulteriori utenti più piccoli (utenti gialli).

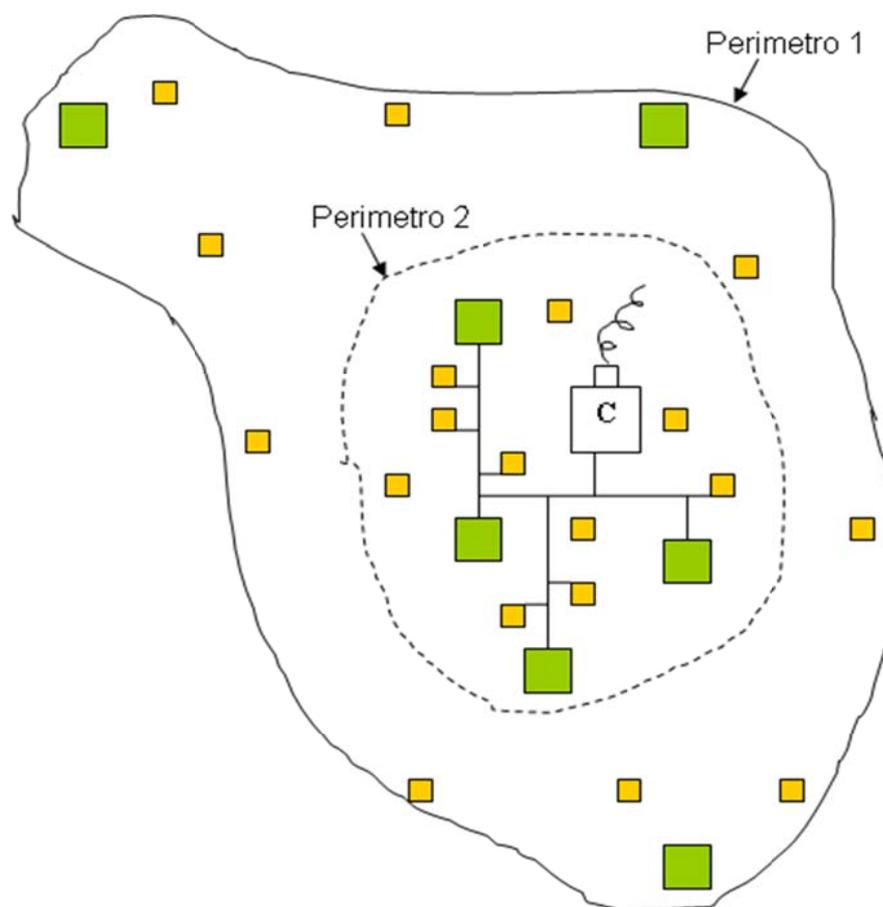


Figura 4-1: Immagine che illustra il concetto illustrato dal EBL.

Sulla base delle numerose esperienze dell'EBL, un grande ostacolo per la realizzazione di un impianto è quello di verificare e assicurare l'allacciamento delle utenze alla rete.

L'EBL, in una prima fase, fa firmare ai principali clienti chiave un precontratto, dove il cliente, fornisce importanti informazioni sul consumo annuale di energia e sul fabbisogno di potenza (solitamente vistato e firmato da un termotecnico). Con questo precontratto il cliente si impegna inoltre ad allacciarsi alla rete di teleriscaldamento futura (esempio in allegato 4.1.d).

Secondo l'esperienza di EBL sono richiesti da 6 mesi fino a 3 anni per effettuare uno studio complessivo, con un costo che può variare dai 60'000 – 80'000 CHF per dei piccoli impianti, fino ai 300'000 CHF per dei grandi impianti.

Si tratta quindi di valutare e mettere insieme una serie di variabili ed ipotesi iniziali, per poi andare a restringere sempre più il progetto fino ad ottenere una soluzione realistica ed applicabile.

La figura seguente, mostrata dall'EBL, cerca di rappresentare questo concetto:

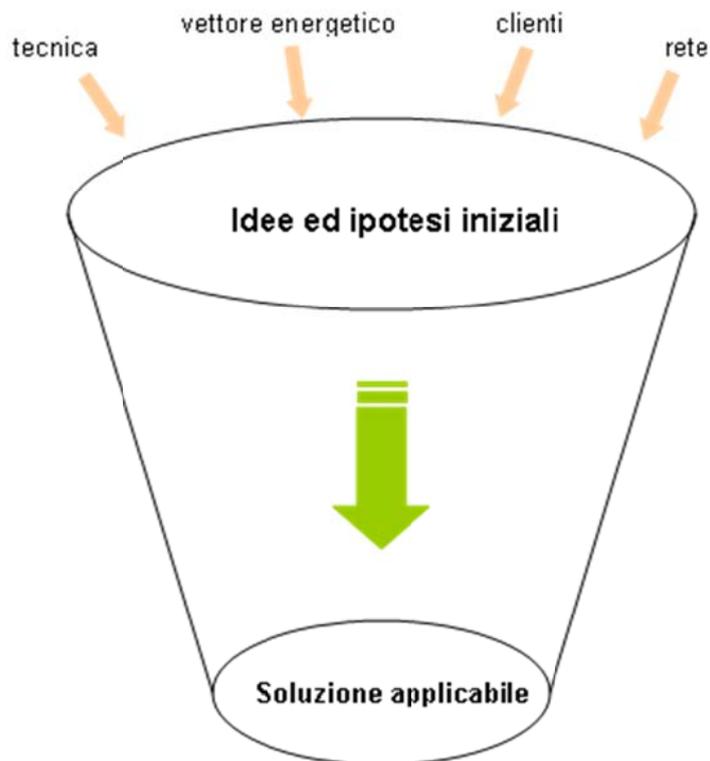


Figura 4-2: Immagine che illustra il concetto spiegato dall'EBL per la realizzazione di un impianto di teleriscaldamento.

Secondo l'esperienza di EBL è meglio rimanere critici con il dimensionamento, è importante che durante l'arco di max. 5 – 6 anni tutte le utenze previste inizialmente per coprire e sfruttare pienamente la produzione termica, siano allacciate alla rete; in questo senso è meglio rimanere ben dimensionati piuttosto che sovradimensionati.

Per riuscire a convincere le varie utenze affinché si allaccino alla rete di teleriscaldamento, l'EBL mette in pratica una serie di campagne di informazione e di propaganda verso la popolazione, al fine di dimostrare la reale convenienza, sia ambientale ma anche e soprattutto economica.

Tra le varie azioni di convincimento, una delle più importanti è la comparazione del costo dell'energia da teleriscaldamento con quelli effettivi per una caldaia individuale. Vengono quindi calcolati e presentati tutti i costi ai quali l'utente deve prevedere, sia quelli fissi che quelli variabili.

Esempio: l'EBL ha calcolato che per un impianto tradizionale a olio combustibile, considerando i costi di gestione, prezzo del vettore energetico, ammortamento della caldaia e degli impianti, si ottiene un costo finale attorno ai 18 – 19 cts/kWh. Con questo valore è possibile confrontare le differenti proposte di teleriscaldamento, facendo anche delle considerazioni di risparmio economico negli anni (ipotizzando eventuali stime sull'aumento di prezzo dei combustibili fossili).

L'EBL sottolinea l'importanza di avere un'istituzione o un soggetto che si prenda l'onere e la responsabilità di seguire in tutti le sue fasi il progetto di un impianto di teleriscaldamento. Le fasi

preliminari sono molto critiche, è quindi importante che esista qualcuno che conosca bene tutte le tematiche e le problematiche dall'inizio alla fine del progetto in esame.

La motivazione e l'impegno di questo soggetto è un aspetto che può essere fondamentale per la realizzazione o meno dell'impianto di teleriscaldamento.

4.1.1. Questioni tecniche

L'EBL non progetta in prima persona l'impianto di teleriscaldamento, ma si affida a ditte esterne specializzate nel settore; ha tuttavia al suo interno delle persone competenti in materia che possono seguire la progettazione, proporre soluzioni o dare indicazioni che variano di caso in caso.

Per il buon funzionamento dell'impianto è importante capire e studiare i fabbisogni termici delle utenze, e avere quindi un impianto che cerchi di seguire al meglio la domanda di energia. Questo aspetto è molto importante per ottenere un'elevata efficienza termica dell'impianto; infatti gli impianti a biomassa (in particolare cippato, il più utilizzato per impianti di grande potenza) non funzionano bene per bassi carichi termici. L'impianto complessivo deve quindi reagire bene a queste variazioni di carico legate al soddisfacimento dei fabbisogni termici delle utenze (caldaia ausiliaria adeguata, serbatoio di stoccaggio ben dimensionato).

Secondo la loro esperienza, per impianti sotto i 500 kW, il cippato non è conveniente sia per questioni tecniche ma soprattutto economiche. Al di sotto di questo valore di potenza l'EBL consiglia di utilizzare una caldaia a pellet.

4.2. Il caso di THERMORÉSEAU-PORRENTROY SA – Porrentruy (JU)

Thermoréseau-Porrentruy SA è una società anonima, costituita nel 1999, dove il capitale è di proprietà da alcune collettività pubbliche e da numerosi azionisti privati. Il cantone (1 mln), Thermobois (0.95 mln), l'ECA-Jura (0.7 mln), il comune di Porrentruy (0.5 mln), il comune di Fontenais (0.4 mln) e l'Associazione jurassiana di economia forestale - AJEF (0.15 mln).

Il suo scopo è la produzione e la distribuzione di calore per la città di Porrentruy e di Fontenais, utilizzando l'energia fornita dalla legna.

Il teleriscaldamento de Porrentruy è una rete di calore che alimenta circa 2'500 appartamenti. La pianificazione è iniziata durante gli anni novanta ed il progetto è iniziato nel 1999. Ancora oggi è il teleriscaldamento a legna tra i più grandi ed importanti della Svizzera. Più del 96% dell'energia prodotta proviene da derivati della legna, principalmente trucioli di legno, ma anche da corteccia, segatura e legno vecchio.

Il Thermoréseau di Porrentruy è composto da una centrale termica situata lungo la strada per Belfort, e da una rete di condotte che permettono di trasportare il calore necessario al riscaldamento dei locali e l'acqua calda sanitaria di tutti gli immobili allacciati nelle vicinanze.

Ultimamente, visto il successo riscosso e la sempre più crescente volontà delle utenze nell'allacciarsi alla rete di teleriscaldamento, è in corso il progetto di ampliamento che prevede la costruzione di una nuova centrale termica a biomassa utilizzando la tecnologia ORC (Organic Rankine Cycle). La costruzione della nuova centrale ha avuto inizio nell'inverno 2013 – 2014.

Una scheda tecnica di presentazione dell'impianto è inserita in allegato (allegato 4.2).

L'attuale caldaia a biomassa della centrale di Bellevue è sostanzialmente il cuore dell'impianto al momento esistente.



Figura 4-3: Vista della centrale di teleriscaldamento di Porrentruy

La centrale è composta da un silos di 2'000 m³ di cippato (più un silos da 20'000 m³ a 3 km dalla centrale) e da tre caldaie aventi una potenza complessiva di circa 11'000 kW (caldaia 1 a biomassa 2'500 kW, caldaia 2 a biomassa 5'500 kW, caldaia 3 a olio combustibile 2'700 kW); si aggiunge poi una caldaia di soccorso ausiliaria da 3'600 kW.

Il calore viene trasportato fino agli immobili allacciati mediante dell'acqua calda la cui temperatura di mandata varia tra i 70 e i 105°C a seconda della stagione.

Secondo quanto riferito, la sottostazione presso l'utenza è fornita dalla società stessa, la quale si preoccupa anche della sua manutenzione.

Tutta la legna che arriva alla centrale è recuperata nel raggio di al massimo 12 km. È possibile bruciare nella caldaia a biomassa del cippato anche non troppo pregiato (ramaglie, scarti di legna da cantieri, porte, ecc.). Il prezzo della legna acquistata risulta così interessante e si aggira attorno ai 3 cts/kWh. Il filtro a ciclone e quello elettrostatico sono in grado di eliminare le emissioni di sostanze nocive in atmosfera. Secondo quanto riferito, vi è tuttavia un problema con il filtro elettrostatico per la caldaia da 5.5 MW che probabilmente, non essendo ben dimensionato, non è in grado di lavorare in modo ottimale.

4.2.1. Consigli e discussione

Secondo Manuel Godinat (Direttore del Thermoréseau-Porrentruy SA), bisogna prevedere che si perdano soldi nei primi 5 anni di messa in servizio di un impianto. Durante questi anni la priorità sarà di convincere e allacciare nuovi clienti, in modo da poter vendere sempre più energia.

Non è quasi mai possibile riuscire ad allacciare già dal primo anno il 100% dell'utenza prevista, e quindi incominciare già fin da subito a guadagnare (flussi di cassa positivi) Questo non deve comunque assolutamente spaventare e ostacolare la realizzazione del progetto. Se l'impianto è ben pensato e ben gestito si innesca infatti un "effetto a catena" che porta a far allacciare i clienti solamente dopo aver visto e parlato con altri utenti già allacciati in precedenza.

Se si vuole guadagnare già fin dal primo anno di realizzazione dell'impianto, deve essere ben chiaro ed esplicito quale sia lo scopo del progetto: se dare un servizio alla collettività oppure guadagnare dei soldi fin da subito.

Il Jura è un cantone con basse densità energetiche, ci sono principalmente piccole abitazioni e pochissime industrie; bisognerà quindi contare sulla fornitura di energia per i soli fabbisogni di riscaldamento di utenti privati. Dovendo quindi avviare delle trattative con molteplici piccoli clienti privati, non è quindi scontato riuscire ad allacciare fin da subito la totalità delle utenze. Se si vuole quindi guadagnare non avendo ancora allacciato tutti i clienti, l'unico modo è aumentare il prezzo dell'energia venduta, ottenendo però l'effetto controproducente che i potenziali consumatori saranno sempre meno disposti ad allacciarsi.

Flussi di cassa cumulativi

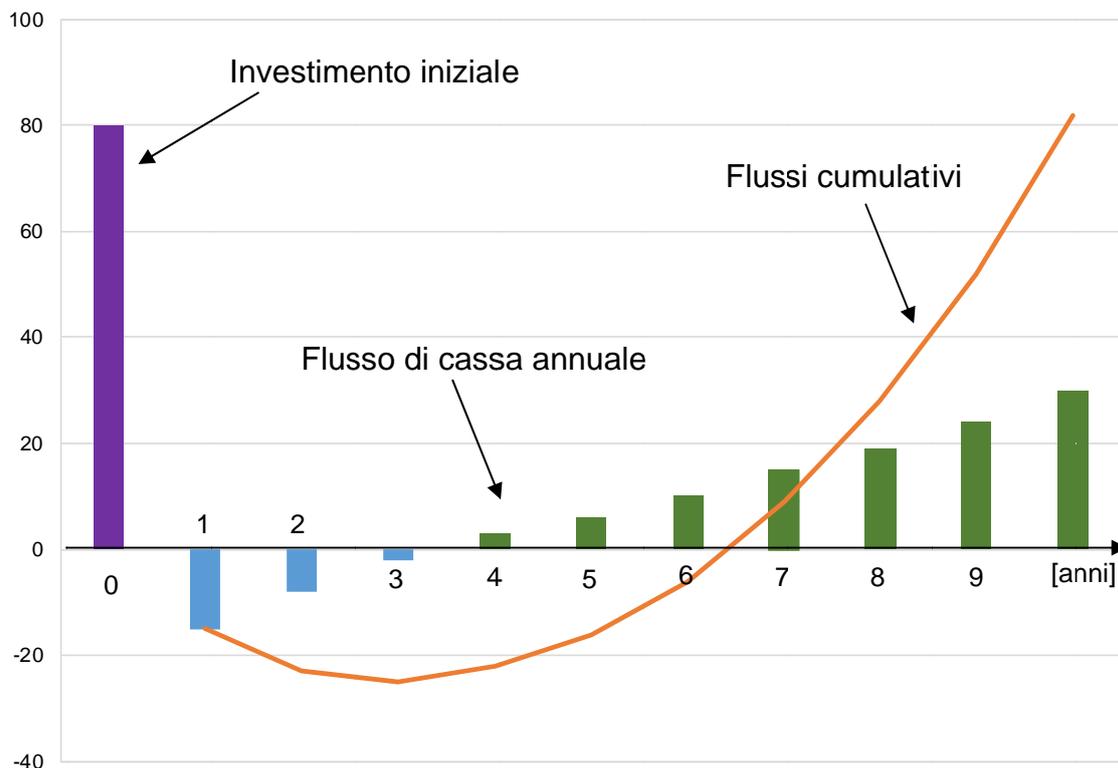


Figura 4-4: Grafico che illustra il concetto spiegato da Thermoréseau-Porrentruy SA con l'andamento dei flussi di cassa annuali e cumulativi in relazione all'investimento iniziale per un tipico impianto di teleriscaldamento.

Secondo la loro strategia bisogna prevedere di poter guadagnare a lungo termine, tant'è che per Porrentruy i calcoli economici sono stati fatti su 20 anni.

I prezzi imposti per la vendita dell'energia devono inoltre essere possibilmente uguali fra tutte le utenze, in modo da dare la stessa impressione a tutti. L'unica eccezione può essere fatta per la tariffa sulla potenza oppure per la vendita di energia ad utenti industriali.

Solitamente ai potenziali clienti viene proposto un prezzo dell'energia, si discute quindi apertamente insieme riguardo ai vantaggi e gli svantaggi (presentando e paragonando i costi legati alle installazioni tradizionali rispetto al teleriscaldamento). Solo quando l'utente è convinto e soddisfatto della proposta viene fatto loro firmare un contratto nel quale si impegnano a rispettare tutte le condizioni richieste (tempistiche, allacciamenti, costi, ecc.).

Riguardo l'investimento iniziale per la creazione dell'impianto e della centrale termica, cominciati nel 1999, il Thermoréseau-Porrentruy SA ha potuto beneficiare di alcuni fondi senza interessi che la confederazione dava alle regioni di montagna, più alcuni incentivi cantonali. Il direttore è convinto che senza questi aiuti finanziari non si sarebbe potuto realizzare questo progetto.

4.2.2. Indici di fattibilità dell'impianto

Analizzando la scheda tecnica presente in allegato (allegato 4.2), è possibile calcolare le principali chiavi energetiche già presentate nei precedenti capitoli.

- Totale investimento: 32'410'000 CHF
- Potenza installata: 5'500 kW (legna) + 2'500 kW (legna) + 3'600 kW (soccorso, olio)
- Potenza sottoscritta (a -7°C) : 13'000 kW
- Calore venduto annualmente alle utenze : 26'800 MWh/a (anno 2009)
- Calore venduto annualmente alle utenze : 30'300 MWh/a (previsione 2010) – più del 90% del calore è fornito dalle caldaie a legna
- Chilometri di rete : 14 km

→ Da questi valori possiamo calcolare i seguenti indici, in linea con quanto descritto e valutato nei precedenti capitoli:

- Totale investimento in rapporto alla potenza sottoscritta: **2'500 CHF/kW**
- Totale investimento in rapporto all'energia venduta: **1'210 CHF/MWh (anno 2009)**, oppure **1'070 CHF/MWh (anno 2010)**
- Potenza sottoscritta in rapporto alla lunghezza della rete: **1.04 kW/m**
- Energia venduta in rapporto alla lunghezza della rete: **1.9 MWh/m (anno 2009)**, oppure **2.16MWh/m (anno 2010)**

4.3. EBM – impianto di teleriscaldamento di Gempen (SO)

Nata nel 1897, l'EBM è una cooperativa internazionale organizzata privatamente nel settore dell'energia. Essa si concentra principalmente sull'efficienza energetica, distribuzione del calore e di energia elettrica.

Oggi l'EBM rifornisce di elettricità il nord-ovest della Svizzera e l'Alsazia, ad una popolazione complessiva di più di 226'000 persone. Nel campo della produzione di energia per il riscaldamento, l'EBM opera in tutta la Svizzera, nella Germania meridionale e nella zona dell'Alsazia, con attualmente più di 160 impianti installati.

Fin dall'inizio degli anni '80, l'EBM ha adottato una lungimirante idea in materia di politica energetica. Dopo infatti l'installazione delle prime centrali a cogenerazione, e delle prime turbine a gas, attualmente gestisce un gran numero di centrali elettriche in grado di coprire sia fabbisogni di punta che di banda. Inoltre l'EBM utilizza e gestisce centrali a legna per la produzione del calore.

La rete di teleriscaldamento di **Gempen** visitata e presentata in questo paragrafo, è un tipico esempio di rete di teleriscaldamento per una piccola cittadina. In questo progetto sono emersi numerosi problemi e criticità che facilmente si possono riscontrare anche in Ticino, e sui quali vanno quindi poste particolari attenzioni.

L'impianto di teleriscaldamento è alimentato da una centrale a cippato, la quale è stata inserita ed adattata all'interno del locale tecnico di una scuola.



Figura 4-5: Vista della scuola di Gempen, dove è presente la centrale termica per l'impianto di teleriscaldamento

La scheda tecnica, compilata da EBM, è inserita nell'allegato (allegato 4.3).

4.3.1. *Descrizione impianto e commenti*

Il progetto di teleriscaldamento di Gempen è nato per soddisfare principalmente i fabbisogni termici della scuola e del vicino dormitorio per disabili. La volontà politica e comunale ha poi voluto che si estendesse la distribuzione del calore anche alle vicine abitazioni ed al centro abitato cittadino.

La possibilità di sfruttare il locale tecnico della scuola ha permesso di non dover costruire una centrale termica ex-novo; è stato tuttavia necessario creare il silos esterno ed interrato per lo stoccaggio del combustibile.

Secondo quanto riferito da EBM, i costi per l'adattamento dei locali e la creazione comunque di un nuovo silos per lo stoccaggio del cippato, sono paragonabili alla creazione di un nuovo edificio, con il vantaggio tuttavia che si limitano alcune pratiche burocratiche di costruzione e soprattutto le eventuali opposizioni dei cittadini che possono anche portare ad arrestare il progetto.

Secondo EBM non c'è stato un vero e proprio interesse da parte della popolazione ad allacciarsi alla rete, e le previsioni iniziali di vendita del calore non sono quindi in linea con l'energia termica effettivamente venduta. Questo ha inoltre portato ad avere una centrale termica sovradimensionata, tra cui anche il volume per lo stoccaggio del combustibile (non viene mai caricato oltre la metà).

L'idea iniziale era buona perché permetteva di allacciare due utenze relativamente grandi con il resto della cittadina, ma purtroppo l'allacciamento delle differenti utenze private non è avvenuto secondo le previsioni iniziali. Sempre più utenti privati non erano infatti più disposti ad allacciarsi alla rete, questo ha fatto sì che il prezzo del calore diventasse sempre meno concorrenziale con il riscaldamento convenzionale (attualmente è di circa 18 cts/kWh).

Molto probabilmente l'impianto sarebbe stato interessante con il solo allacciamento termico della scuola e del dormitorio.

Secondo quanto riferito, in fase di progetto non si erano fatti firmare dei precontratti e non erano stati curati in modo dettagliato e sensibile i rapporti con la popolazione. Questo ha quindi portato a sovrastimare l'area teleriscaldabile. Dei contatti con la popolazione sono stati presi a posteriori, quando ormai la popolazione si era già fatta un'idea sbagliata dell'impianto.

L'azienda ha inoltre riferito la problematica di inquinamento acustico; siccome è stato infatti adattato un edificio esistente, non è stato possibile curare nel dettaglio l'isolamento al rumore della caldaia (in particolare il sistema di movimentazione del combustibile), che provoca attualmente parecchi disagi alla scuola soprastante. Per il rifornimento è stato limitato il transito ai camion nel solo pomeriggio, in modo da non aumentare i disagi per la scuola.

Al momento la lunghezza delle condotte è di circa 1.9 km, mentre il fabbisogno complessivo di potenza delle utenze è di circa 650 kW, ne consegue una **potenza specifica di 0.3 kW/m** (contro gli 1 kW/m solitamente consigliati).

Inoltre di questi 650 kW, circa 100 kW servono la scuola e circa 400 kW per il dormitorio disabili a circa un centinaio di metri dall'impianto; ne consegue che solamente con questi due stabili si raggiunge già il 77% circa della potenza della rete, il restante 23% della potenza serve quindi dei clienti relativamente piccoli e lontani dalla centrale.

Secondo quanto riferito da EBM è probabile che finanziariamente questo impianto non sia redditizio per l'azienda, anche se è solamente una supposizione e questo aspetto non è mai stato calcolato e valutato esattamente. Secondo l'azienda sarebbe stato probabilmente più interessante allacciando solamente e due edifici vicini (scuole e dormitorio), riducendo quindi la lunghezza della rete ed anche il dimensionamento della caldaia.

4.4. Impianto Planair

Lo studio d'ingegneria Planair lavora nel campo dell'economia energetica, delle energie rinnovabili, e della protezione dell'ambiente. I suoi principali clienti sono: collettività pubblica, industrie, privati, architetti, agenzie immobiliari, banche, assicurazioni, ecc.

Il formulario consegnato e compilato dalla Planair è stato qui inserito in allegato (allegato 4.4).

Si tratta di un piccolo quartiere, situato sull'arco giurassiano, composto da scuole, appartamenti, e qualche industria. Le industrie sono allacciate e fungono solamente da compratori di calore.

La centrale è nuova ed è stata inserita all'interno di un gruppo di nuovi edifici anch'essi annessi alla rete di teleriscaldamento; la costruzione della centrale è quindi avvenuta in simultanea con un'altra edificazione.

Vista la particolare localizzazione della nuova centrale, alcuni aspetti particolarmente critici da curare nel dettaglio in fase di progetto e costruzione sono:

- **rumore**: il ventilatore della caldaia ed il sistema di carica della caldaia sono particolarmente rumorosi. Un buon sistema di isolamento acustico è stato necessario, come anche la progettazione e la disposizione dei locali tecnici.
- **polveri di scarica**: il sistema di abbattimento delle polveri deve essere progettato in modo dettagliato, per permettere al filtro di lavorare in modo ottimale.
- **rifornimento combustibile**: oltre che dare problematiche di rumore in fase di carica, deve anche essere posizionato e progettato in modo da permettere il transito degli automezzi, possibilmente in un posto poco visibile agli inquilini, per evitare il più possibile lamentele di qualsiasi tipo.

In fase iniziale di studio l'area teleriscaldabile era più elevata, ma questo comportava una densità di energia minore. Si è quindi proceduto con il ridurre il progetto e definire delle zone maggiormente favorevoli.

Con una quantità di calore venduto annualmente di circa 2'000 MWh/a ed una rete di 700m, si ottiene un valore di **densità termica di rete pari a 2.9 MWh/m** (valore consigliato > 1.5-2MWh/m, vedi paragrafo 2.3.2).

È stato inoltre necessario un notevole lavoro di vendita e convincimento delle persone, fin dalle prime fasi iniziali di studio. I proprietari inizialmente non avevano infatti intenzione di accettare il contratto di allacciamento senza conoscere il prezzo con cui avrebbero pagato il calore. È stato fatto firmare un precontratto che aveva il ruolo di lettera d'intenti da parte della popolazione. Il progetto è potuto solamente partire grazie alla promessa di allacciamento da parte di edifici pubblici ed alcuni immobili in costruzione.

Nella fase iniziale il promotore si deve sempre prendere un certo rischio, questo può essere più o meno grande a seconda di differenti condizioni economiche ed energetiche (disponibilità di denaro, possibilità e chiavi energetiche interessanti, buona negoziazione, alternative future per il riscaldamento, ecc.).

Il costo complessivo dell'investimento è stato di 3 milioni di franchi, ai quali vanno dedotti circa 600'000 franchi (circa il 20%). Dividendo il costo complessivo per i 2000 MWh/a di energia venduta si ottiene una chiave economica di 1500 CHF/MWh circa, in linea con gli impianti valutati e studiati in Ticino (vedi paragrafo 2.3.1).

Agli investimenti è stato applicato un tasso di interesse del 3.5%.

Senza gli incentivi e gli aiuti economici l'impianto non sarebbe probabilmente stato realizzato.

Oltre a tutti i precedenti consigli, la Planair consiglia di ridurre al minimo i tempi di realizzazione, ovvero quelli che intercorrono tra l'annuncio e la messa in servizio dell'impianto di teleriscaldamento.

4.5. Principali aspetti emersi dagli impianti esaminati

Le visite e le discussioni riguardanti gli impianti visitati e descritti in questo capitolo hanno permesso di evidenziare e chiarire molti punti riguardanti la realizzazione e la redditività di impianti di teleriscaldamento, in questo caso a legna.

Gli esempi presentati toccano realtà simili a quelle ticinesi, che vanno da complessi residenziali e abitativi di piccola taglia, fino a centri urbani più densamente popolati, con anche la possibilità di allacciare alcune industrie.

I colloqui e le discussioni con i responsabili degli impianti hanno permesso di approfondire e chiarire molti aspetti e criticità tipiche degli impianti di teleriscaldamento.

Il principale punto da tutti sottolineato, e sul quale tutti hanno raccomandato massima importanza, è lo studio e la valutazione delle effettive utenze allacciabili alla rete di teleriscaldamento. Sia con località di densità di energia termica medio-grandi, ma anche e soprattutto in piccole realtà di paese con medio-basse densità, è importantissimo valutare l'interesse delle utenze ad un futuro allacciamento alla rete. La certezza delle utenze allacciabili può portare, oltre che alla realizzazione o meno di un impianto, anche al suo buon funzionamento.

Si devono infatti evitare situazioni di sovradimensionamento dell'impianto ma in egual modo studi di massima con un dettaglio tecnico particolarmente spinto senza prestare attenzione alle utenze che possono effettivamente allacciarsi. Un lavoro di presentazione, divulgazione e convincimento è fondamentale per la riuscita di ogni progetto, soprattutto se sono presenti molteplici possibili proprietari.

Per impianti medio-piccoli, paragonabili a realtà ticinesi, le maggiori e più frequenti raccomandazioni sono:

- Un'opera di convincimento della popolazione è indispensabile. Se la densità energetica non è particolarmente interessante (ovvero di poco attorno ai valori consigliati di 2 MWh/m), è indispensabile avere la certezza di allacciamento delle utenze.
- È importante porre dei limiti all'estensione del tracciato, a questa va legata una centrale termica ben dimensionata. Non si consiglia di sovradimensionare la centrale, ma eventualmente solo di predisporre un potenziamento.
- Se possibile sfruttare locali tecnici per la centrale già esistenti, o approfittare di nuove costruzioni previste.
- Se si tratta di fare una centrale ex-novo, possono nascere facilmente contestazioni e ricorsi sul suo posizionamento.
- Porre massima attenzione alle problematiche di rifornimento combustibile, rumorosità e fumi di scarico. Questi punti sono quelli più critici e che spesso, se sottovalutati o comunque difficili da gestire, portano alla non realizzazione dell'impianto.
- La fumosità è un aspetto molto importante nel caso di centrali a legna, in particolare nella mezza stagione che, nonostante la presenza di un filtro, generano fumo e odori che possono essere fonte di lamentele.

- L'acquisizione delle utenze deve essere vista come un'attività dinamica ed in continua evoluzione, anche dopo l'entrata in servizio della centrale. Questo dopo 4-5 anni devono però arrivare a coprire il 100% dei fabbisogni di calore valutati inizialmente.
- Un'estensione della rete deve poi essere prevista e pianificata, senza tuttavia compromettere il dimensionamento attuale della generazione del calore.
- Un sistema di monitoraggio, gestione e controllo dell'impianto dovrebbe essere previsto in modo continuo; l'idea di accensione e funzionamento senza alcun controllo non è consigliata. Un'ottimizzazione continua dell'impianto può portare a benefici economici ed energetici molto importanti.

Con i pochi dati economici ed energetici forniti dalle aziende, è stato possibile confrontare le realizzazioni ticinesi con quelle presentate, grazie all'utilizzo di indici di comparazione; i valori calcolati hanno confermato essere in linea con i nostri impianti studiati al sud delle Alpi. Essendo quella della legna una tecnologia ben conosciuta e comprovata a livello svizzero, è presumibile che questi indicatori siano tra loro simili.

Si consiglia quindi di valutare e di confrontare i differenti indicatori economici ed in particolare energetici (CHF/MWh, MWh/m, ecc.). È così possibile capire ed avere già fin da subito una sensibilità su un determinato progetto, e se ne vale la pena approfondirne lo studio.

5. Attività 4 - Stato attuale delle tecnologie a disposizione ed in via di sviluppo nell'ambito del teleriscaldamento

5.1. Teleriscaldamento con pompe di calore⁸

Alle nostre latitudini le pompe di calore vengono generalmente intese come apparecchi per il riscaldamento di un edificio. In questa accezione esse godono di un ottimo successo nel panorama svizzero. Esse rappresentano infatti la scelta standard per le abitazioni mono e bifamigliari, e spesso pure nel caso di stabili di taglia superiore, e sempre più esse vengono pure usate per sostituire caldaie ad olio o gas.

Si tratta di macchine che trasferiscono all'utente più calore rispetto all'energia primaria necessaria al loro funzionamento, senza dimenticare che nella più comune versione elettrica esse non sono sede di processi di combustione e quindi neppure di emissioni di gas in atmosfera. E' quindi particolarmente deludente il fatto che esse non vengano generalmente considerate nel caso di sistemi di teleriscaldamento.

Vi sono diverse ragioni che stanno a capo di questa tendenza. Dapprima esse presentano dei limiti nella temperatura dei fluidi che riscaldano molto inferiori a quelli dei sistemi a combustione, addirittura inferiori a quelle di molti circuiti di distribuzione del calore negli ambienti. Questo è visto come un grosso limite nella misura in cui il teleriscaldamento serve una moltitudine di utenti.

Inoltre le prestazioni di questi apparecchi sono molto dipendenti dalle condizioni di lavoro in cui esse si trovano ad operare. La loro efficienza (in termini di rapporto tra l'energia offerta all'utente e quella di alto valore necessaria al loro funzionamento, come l'energia elettrica) e la potenza termica massima fornita all'utente diminuiscono con l'incremento della differenza tra la temperatura della sorgente termica e quella del circuito lato utente. Quest'ultimo punto rende pure particolarmente delicata la selezione della taglia corretta di una pompa di calore e di conseguenza ha un'influenza sensibile sui costi d'investimento.

La disponibilità di una sorgente termica in grado di fornire la necessaria potenza alla pompa di calore costituisce pure un ostacolo nel caso di impianti di grossa taglia.

Vi sono quindi diversi fattori importanti che ostacolano attualmente la diffusione delle pompe di calore nei sistemi di teleriscaldamento. Tuttavia, operando scelte adeguate e adottando soluzioni non propriamente convenzionali è possibile sfruttare l'elevato potenziale di efficienza energetica ed ecologica offerto dalle pompe di calore anche per il teleriscaldamento.

5.1.1. L'importanza del pompaggio di calore

Come noto l'energia termica, o calore, fluisce spontaneamente nel senso della diminuzione di temperatura. Lo scambio termico spontaneo tra due fluidi o corpi è probabilmente il processo tecnico più diffuso in assoluto. Per realizzarlo è sufficiente metterli in contatto diretto o per il tramite per esempio di una parete. La movimentazione di calore nel senso opposto, cioè da un corpo o fluido freddo (chiamato sorgente fredda) verso un corpo o fluido più caldo (chiamato sorgente calda) è possibile, ma richiede un apporto supplementare di energia e si svolge secondo dei processi chiamati "cicli termodinamici inversi". Questa operazione, chiamata "pompaggio di calore", è realizzata da sistemi tecnici specifici. Ad esempio i condizionatori, i refrigeratori e i congelatori svolgono esattamente questo processo, poiché per raffreddare l'aria di locali abitati,

⁸ Il presenta sottocapitolo 5.1 "Teleriscaldamento con pompe di calore", è stato sviluppato dal Dr. Vinicio Curti, ricercatore senior SUPSI presso il DTI.

derrate alimentari, fluidi di lavoro di processi industriali, eccetera, ne estraggono calore per "scaricarlo" generalmente nell'aria atmosferica, dove si perde. Questo processo non è spontaneo, occorre alimentare il sistema con energia (generalmente elettrica o termica) per permetterne lo svolgimento. Questi apparecchi includono tipicamente un circuito chiuso che, percorso da un fluido di lavoro (refrigerante), è appunto sede del cosiddetto "ciclo termodinamico inverso".

Già da decenni si è capito che le macchine frigorifere possono essere sfruttate dal loro lato "caldo", cioè possono offrire una prestazione di riscaldamento trasportando calore da un fluido "freddo" ampiamente disponibile nell'ambiente naturale (aria, suolo, acque sotterranee o di superficie) verso un fluido "caldo", che può essere messo a disposizione di quegli utenti che necessitano di un apporto di calore per il riscaldamento di ambienti e la preparazione di acqua calda sanitaria. In questo caso queste macchine vengono denominate "pompe di calore". Le pompe di calore sono quindi un caso particolare di macchine frigorifere, e funzionano esattamente allo stesso modo.

Il pompaggio di calore permette quindi di valorizzare l'energia termica presente in fluidi troppo freddi per essere utili direttamente a fini di riscaldamento di ambienti o di acqua sanitaria.

Vogliamo qui citare, per completezza, anche la possibilità di impiegare pompe di calore per la fornitura simultanea sia di prestazioni di caldo che di freddo. Esempi tipici sono la produzione di acqua calda sanitaria ottenuta con il calore scaricato nel processo di raffreddamento (per esempio nelle celle frigorifere di macellerie o supermercati) oppure quello di edifici di cui una parte necessita raffreddamento e un'altra di riscaldamento (p. es. ospedali, uffici con centri di elaborazione dati). In tali casi, viene spesso richiesto anche un trattamento di deumidificazione dell'aria, che si carica di vapore acqueo a causa, ad esempio, della presenza, nell'ambiente da refrigerare, di molte persone o di oggetti umidi. Questa deumidificazione può essere fatta tramite un raffreddamento dell'aria ambiente al di sotto del punto di rugiada, al fine di far condensare il vapore acqueo, seguito da un successivo riscaldamento. Entrambe queste operazioni possono essere fatte da una pompa di calore come avviene, tipicamente, nel caso di essiccazione di alimenti, asciugatura di biancheria, o di condizionamento di sale concerti, teatri, cinema, palestre, scuole, ecc.

Il pompaggio di calore trova quindi innumerevoli applicazioni, a prova dell'importanza che riveste nei processi termici.

L'energia necessaria al funzionamento di una pompa di calore rappresenta una frazione del calore che essa riesce a trasferire. L'eccellente livello di rendimento delle pompe di calore fa sì che esse rappresentino l'unico tipo di sistemi che permettano di fornire all'utente una quantità di energia termica superiore rispetto all'energia primaria che richiedono, anche considerando la produzione e il trasporto di energia elettrica.

Il livello delle loro prestazioni fa sì che le pompe di calore possano avere un ruolo centrale nella transizione energetica del nostro Paese (Energie Wende).

Con oltre 200'000 pompe di calore a fine 2012, la Svizzera figura tra i paesi pionieri nell'uso di questa tecnologia dagli anni '60, assieme a Svezia e Germania. Sebbene il loro numero sembri elevato, esse utilizzano solamente il 2% dell'elettricità impiegata in Svizzera. E se si pensa che il 10% dell'elettricità totale utilizzata nel paese alimenta riscaldamenti elettrici diretti e scaldacqua a resistenza elettrica diretta, se il numero di pompe di calore raddoppiasse il loro impatto conterebbe solo per il 3-4% del totale, con un notevole risparmio energetico e una forte riduzione delle emissioni di CO₂. L'espansione dell'uso delle pompe di calore non provocherebbe quindi un fabbisogno accresciuto di elettricità.

5.1.2. *Tipologie di pompe di calore*

Una tipica classificazione delle pompe di calore si rifà ai tipi di fluido dal quale esse prelevano rispettivamente cedono il calore. Nel caso in cui esse alimentino in calore un circuito percorso da acqua si parla allora di pompe di calore aria-acqua, se esse estraggono calore da aria atmosferica o ambiente, di pompe di calore acqua-acqua se prelevano invece calore da acqua di sottosuolo o acqua di superficie o ancora di pompe di calore salamoia-acqua (il termine "salamoia" è usato impropriamente poiché in questi circuiti viene fatta circolare una miscela di acqua e antigelo, tipicamente glicole etilenico o glicole propilenico) se il calore è prelevato grazie ad un circuito chiuso percorso da una miscela di acqua e antigelo inserito nel sottosuolo, in configurazione verticale (sonde geotermiche) oppure orizzontale.

Nel caso di distribuzione del calore mediante condotte idrauliche si parla invece di pompe di calore aria-aria. Questo è in genere limitato ad ambienti di grande volume e che necessitano trattamento dell'aria ambiente (p. es. ristoranti, sale concerti, teatri, cinema) o ad ambienti dei quali è necessario controllare la qualità dell'aria (laboratori, edifici a bassissima dispersione termica), incluso il tasso di rinnovo di aria esterna.

Un'ultima tipologia che vogliamo citare è quella delle pompe di calore ad aria estratta. Queste sono quelle macchine che recuperano calore da un flusso d'aria in via d'espulsione per riscaldare ad esempio acqua sanitaria.

Naturalmente vi possono essere altri tipi di pompe di calore legati alla tipologia della sorgente, ma quelli citati rappresentano la stragrande maggioranza delle pompe di calore il cui scopo finale è riscaldare un ambiente occupato o l'acqua sanitaria. Spesso, anche nel caso di applicazioni diverse, ad esempio nell'industria, la pompa di calore lavora comunque tra due flussi d'acqua, i quali a loro volta sono preposti ad esempio al recupero di calore da fluidi di processo.

Ogni tipologia di captazione rispettivamente di cessione di calore richiede degli scambiatori (scambiatori a tubi alettati per aria o altri gas o a piastre per acqua, acqua-glicole o altri fluidi) e delle modalità di circolazione dei fluidi specifici (pompe o ventilatori) e in alcuni casi anche di fluidi refrigeranti differenti da quelli usati in campo domestico, al fine di raggiungere le temperature richieste ed ottimizzare le prestazioni.

Un'altra differenziazione viene fatta risalire al tipo di ciclo frigorifero. Generalmente nel campo del riscaldamento e della produzione di acqua calda sanitaria vengono usate le pompe di calore elettriche con ciclo di compressione di vapore. Altri cicli possono però presentare dei vantaggi a seconda delle circostanze. Tra questi citiamo i cicli ad assorbimento, che invece della compressione meccanica sfruttano i meccanismi di assorbimento e distillazione tra due fluidi, un solvente e un soluto. I cicli ad assorbimento quindi, per funzionare impiegano energia termica invece di energia meccanica. I frigoriferi dei veicoli da diporto o i frigoriferi che troviamo nelle camere d'albergo funzionano tipicamente con ciclo ad assorbimento in ragione dell'utilizzo più semplice di gas e della loro silenziosità. Sistemi frigoriferi ad assorbimento vengono sempre più alimentati da collettori solari termici o da reti di teleriscaldamento a temperatura sufficientemente elevata, di norma superiore a 90°C.

Ad ogni modo, a parità di temperatura delle sorgenti, i cicli a compressione di vapore presentano un'efficienza di sistema ben superiore rispetto ai cicli ad assorbimento. Nel presente testo, a meno di menzione specifica, viene fatto riferimento ai cicli a compressione meccanica di vapore alimentati da energia elettrica.

5.1.3. Caratteristiche di efficienza delle pompe di calore

Per trasferire calore dalla sorgente fredda a quella calda, nel rispetto del secondo principio della Termodinamica, occorre fornire energia al compressore della pompa di calore.

Il rapporto tra il calore fornito all'utente (risultato utile) e l'energia di funzionamento (costo energetico) è definito COP, o Coefficiente di Prestazione (in inglese Coefficient of Performance). I valori del COP di una pompa di calore, alle condizioni medie di utilizzo per riscaldamento, possono andare tipicamente da 3 a oltre 5. Per norma questo dato risulta includendo, nell'energia da fornire alla pompa di calore, anche quella necessaria a far scorrere i fluidi attraverso gli scambiatori della pompa di calore come anche il calore ripreso dall'utente durante le fasi di sbrinamento nel caso di pompe di calore aria-acqua.

Più il COP è elevato e migliore è la prestazione della pompa di calore, perché significa che, a parità di costo energetico, la parte di energia trasferita dalla sorgente fredda è più elevata (e nel caso di energia proveniente dall'ambiente è tutta energia rinnovabile). Per esempio, un COP di 3 significa che la pompa di calore fornisce 3 kW di calore e richiede 1 kW di elettricità per funzionare.

Si osservi che più la differenza di temperatura tra le sorgenti è contenuta, migliore è il COP. Per questa ragione, perché una pompa di calore offra le migliori prestazioni, il progettista del sistema deve prevedere un circuito idronico che riesca a fornire all'ambiente il calore necessario utilizzando acqua a temperatura più bassa possibile. Questo viene realizzato prevedendo corpi riscaldanti adeguati, come le serpentine a pavimento, e facendo attenzione a gestire adeguatamente i parametri di regolazione.

5.1.4. Vantaggi, svantaggi, opportunità e limiti delle pompe di calore

Il vantaggio maggiore delle pompe di calore è sicuramente di natura energetica, nel senso che esse prelevano del calore disponibile ma non utilizzabile, valorizzandolo per determinati usi. Questo compito è assolto a spese di energia ancora più pregiata, come l'energia elettrica, meccanica o termica a temperatura elevata. Come abbiamo visto in precedenza quello che è interessante è che il COP, cioè il rapporto tra l'energia che riceve l'utente e quella di alto valore, è maggiore di 1. In genere, allo stato attuale della tecnica e alle condizioni usuali questo rapporto va da 3 a 5 e può andare anche oltre in certi casi. La sorgente fredda è generalmente costituita da aria atmosferica o acqua naturalmente presente in natura, sia in superficie che nel sottosuolo. Un'altra fonte di calore molto interessante è l'energia geotermica a bassa temperatura (captabile ovunque nella crosta terrestre). Inoltre, una pompa di calore può pure valorizzare flussi di calore altrimenti persi, utilizzando come sorgente degli scarti termici di processi, l'aria viziata, il calore delle acque reflue, l'energia solare, ecc.

Per aumentare l'efficienza energetica complessiva, le pompe di calore possono essere combinate con altri dispositivi energetici, come le unità di cogenerazione oppure pannelli fotovoltaici.

Nel caso del riscaldamento di ambienti, le limitazioni generali per l'applicazione delle pompe di calore sono prevalentemente di natura economica nel caso in cui la temperatura del circuito di distribuzione è elevata. Infatti, come detto poco sopra, con l'innalzarsi di quest'ultima il COP scende, per cui trasferire una determinata quantità di calore richiede più energia di alto valore termodinamico e quindi un costo maggiore. Sempre in relazione alla temperatura di riscaldamento del fluido utente, citiamo pure un limite tecnico nel caso di compressori ermetici o semiermetici (cioè di potenza medio bassa), legato alle temperature dell'olio di lubrificazione del compressore, che hanno un limite massimo attorno ai 140°C. Questo livello di temperatura dell'olio viene

raggiunto per temperature dell'acqua utente attorno ai 65°C circa, sebbene questo dipenda anche dal tipo di ciclo termodinamico cui è sottoposto il fluido refrigerante.

Altri limiti sono legati al tipo di pompa di calore e riguardano ad esempio gli ingombri e le emissioni sonore del ventilatore per le pompe di calore che usano l'aria come sorgente e le restrizioni ambientali per le pompe di calore che utilizzano il calore del suolo o l'acqua del sottosuolo o di lago. Nel caso di pompe di calore con scambiatori orizzontali interrati e di sonde geotermiche occorre prestare attenzione al sottodimensionamento per evitare conseguenze legate al gelo. Soprattutto gli scambiatori orizzontali, inoltre, pongono limiti nell'utilizzo del terreno. Le sonde geotermiche dovrebbero essere posate ad una certa distanza tra esse per permettere una sufficiente rigenerazione naturale della zona di raffreddamento. Anche il congelamento locale della falda e la perforazione di strati altrimenti non comunicanti può costituire un limite alla diffusione della captazione di calore dal sottosuolo.

Per le pompe di calore industriali, le restrizioni sono di natura tecnica ed economica. Queste dovrebbero essere installate attraverso un livello di temperatura, chiamato "pinch", che dipende dai processi industriali considerati.

Vi sono poi restrizioni in quanto al tipo di fluidi refrigeranti utilizzati. L'allegato 2.10 numeri 2.1, 2.2 e 2.3 dell'ordinanza sulla riduzione dei rischi inerenti ai prodotti chimici (ORPChim RS 814.81: regolamentazione dal 1° dicembre 2013) pone dei limiti alla potenza installata secondo il refrigerante impiegato e il settore servito (climatizzazione, refrigerazione commerciale o industriale).

5.1.5. La temperatura di rete: un aspetto chiave

Rispetto alla produzione individuale, in generale il teleriscaldamento permette, essendo applicato su scala maggiore, di raggiungere dei rendimenti energetici globali più elevati grazie all'accesso a tecnologie più sofisticate. Inoltre, è possibile un miglior controllo delle emissioni nel caso di accoppiamento con componenti sede di combustione (ad esempio nelle applicazioni di cogenerazione).

Un altro vantaggio del teleriscaldamento è la possibilità di rinnovare e migliorare, negli anni, il sistema di produzione di calore per una parte importante del fabbisogno totale, avendo un parco produttivo sempre all'avanguardia. Questo non è possibile con i sistemi individuali dove le macchine sono decentrate e in possesso dei singoli utenti.

I sistemi di teleriscaldamento sono formati in generale da una centrale termica e una rete di distribuzione. Presso ogni utenza è inoltre installata una cosiddetta sottostazione. La centrale termica comporta componenti di produzione del calore ad alta potenza, la rete trasporta il calore presso ogni utenza; la sottostazione include uno scambiatore di calore e alcuni elementi per il conteggio del calore erogato e la regolazione del sistema.

Il fluido termovettore che circola nella rete (cioè nel cosiddetto "circuito primario") generalmente utilizzato in tutti i sistemi è l'acqua (sebbene alcuni gruppi di ricerca stiano valutando l'uso di altri fluidi, come il CO₂, su cui ritorneremo in seguito). L'acqua può veicolare energia distribuita sotto forma di vapore o di acqua liquida riscaldata. I sistemi a vapore sono soprattutto oggi usati nei siti industriali che necessitano di calore ad elevata temperatura o di vapore come fluido di lavoro di processi. In questo testo, salvo diversa indicazione, ci concentreremo unicamente su reti percorse da acqua liquida.

Nel campo del teleriscaldamento tradizionale alimentato da combustione di fonti di derivazione fossile si distinguono le reti ad alta temperatura (acqua in andata superiore a 180°C), a media temperatura (tra 120°C e 180°C) e bassa temperatura (inferiore a 120°C). In generale, nel tratto di ritorno del circuito di distribuzione si cerca di avere la temperatura più bassa possibile in modo da ottenere portate più basse possibili e di conseguenza anche perdite di carico contenute. Se le temperature di rete sono elevate, gli scambiatori di calore possono essere dimensionati con superfici di scambio contenute e quindi le sottostazioni risultano relativamente interessanti all'acquisto. Tuttavia, temperature elevate implicano dispersioni termiche importanti (soprattutto nei momenti di bassa richiesta di potenza) e quindi obbligano a prevedere una rete di distribuzione con maggiori spessori d'isolamento, complicazione che si aggiunge al fatto che la progettazione e l'esecuzione di reti di acqua pressurizzata richiedono particolare attenzione a causa delle sollecitazioni meccaniche. Inoltre, le pressioni elevate necessarie nel caso di acqua surriscaldata richiedono anche valutazioni più restrittive in materia di sicurezza.

Attualmente, quindi, vi è una tendenza a scegliere temperature di rete non superiori a quelle che servono per soddisfare gli utenti. In altre parole, la temperatura dell'acqua di rete deve permettere di trasferire ad ogni utenza, a livello della sua sottostazione, la quantità di calore necessaria al riscaldamento e alla produzione di acqua sanitaria. Ma quali sono questi livelli di temperatura?

Dato che le superfici di scambio a livello dei corpi riscaldanti negli ambienti abitati sono fisse, la regolazione della potenza fornita all'utente mediante i sistemi idronici avviene regolando la temperatura dell'acqua. Essa deve avere valori più elevati nel caso di richieste di potenza maggiori. Per il riscaldamento, la temperatura massima è richiesta in pieno inverno, la minima ad inizio e fine stagione di riscaldamento. Le temperature massime nei sistemi di distribuzione moderna si aggirano sui 35°C (in alcuni casi anche meno), mentre i sistemi di una certa età devono poter arrivare a 65°C. Si noti che in realtà molti sistemi di riscaldamento risalenti a qualche decina di anni fa, sebbene siano stati progettati a temperature anche maggiori, possono oggi essere gestiti a 65°C tenendo conto che negli anni gli edifici hanno beneficiato di migliorie di isolamento termico (serramenti, sotto tetto, ev. cappotto termico), del fatto che nel passato vi era la tendenza a sovradimensionare i sistemi di distribuzione e della modifica delle norme per il dimensionamento, un tempo facenti riferimento a temperature esterne di dimensionamento inferiori rispetto ad oggi. Questi valori costituiscono dei massimi necessari in pieno inverno. Durante il corso della stagione le temperature di distribuzione possono essere abbassate in base alla temperatura esterna.

L'acqua calda sanitaria, al rubinetto, generalmente viene utilizzata a ca. 40°C. La potenza per produrre acqua sanitaria istantaneamente a questa temperatura è relativamente elevata. Un rubinetto eroga circa 10 l/min. Per riscaldare questa portata da 10°C a 40°C la potenza da fornire al flusso d'acqua è superiore a 20 kW, una potenza pari a circa 4 volte la potenza massima di riscaldamento di una casa monofamiliare di ultima generazione. Ciò implicherebbe di conseguenza l'utilizzo di componenti di taglia relativamente elevata. Per contenere i costi d'investimento, l'acqua sanitaria, che viene usata durante tempi relativamente brevi, viene accumulata e può quindi essere prodotta con sistemi di taglia inferiore durante periodi relativamente lunghi. Un accumulo di 300 litri d'acqua a 60°C è comune per l'utilizzo di un nucleo di 4 persone. Se questo accumulo viene riscaldato in 6 ore, la potenza media da fornire all'acqua scende a ca. 3 kW, una potenza molto più contenuta.

Quanto sopra implica che l'acqua veicolata in una rete di teleriscaldamento che deve poter fornire calore ad ogni tipo di utenze tramite scambiatori di calore, sia per il riscaldamento che per la

produzione di acqua sanitaria, dovrebbe avere una temperatura massima di almeno 70°C. Attualmente, nel caso di centrali a legna, le temperature di rete (andata) si aggirano sui 90°C.

Che cosa possiamo quindi dire nel caso di alimentazione tramite pompe di calore? Abbiamo visto come le prestazioni di queste macchine dipendano molto fortemente dalle temperature delle sorgenti. Questo significa che le pompe di calore devono poter lavorare, lato utente, a temperature più basse possibile.

Per la verità, pur se in misura minore rispetto alle pompe di calore, anche i rendimenti dei sistemi a combustione mediante caldaie a condensazione e quelli dei sistemi di cogenerazione aumentano abbassando le temperature dell'acqua che riscaldano. Questo non è però il caso della combustione di legna.

5.1.6. Sorgenti di calore per il teleriscaldamento

Nel caso del teleriscaldamento le potenze termiche in gioco sono solitamente elevate. L'impiego di pompe di calore aria-acqua implicherebbe dei flussi d'aria elevati, che produrrebbero emissioni sonore troppo importanti, oltre che volumi e quindi ingombri degli impianti troppo elevati. Nei casi di grande potenza (al di sopra di ca. 1 MW di potenza termica massima fornita) devono venire usate generalmente pompe di calore acqua-acqua o salamoia-acqua. Le sorgenti per questi tipi di pompe di calore possono essere diverse e la loro scelta dipende anche dalle potenze in gioco.

Generalmente la sorgente preferita è l'acqua di lago. Con questa sorgente si possono alimentare di principio pompe di calore di qualsiasi potenza. La differenza di temperatura accettabile per l'estrazione del calore è limitata, sia a causa del gelo che delle restrizioni ambientali. Di conseguenza le portate d'acqua di lago sono relativamente elevate, perciò le tubazioni sono importanti e tali anche i costi di pompaggio. Per questo motivo la centrale termica dovrebbe essere ubicata il più vicino possibile al punto di prelievo.

Nel caso di potenze medio-alte, è possibile anche l'uso di acqua di falda, sebbene questa non sia disponibile ovunque. Anche in questo caso il consumo delle pompe di presa dell'acqua contribuiscono in modo importante ai costi di gestione. Qui non è tanto la perdita di carico nelle tubazioni a causare uno sforzo elevato di pompaggio quanto la necessità di vincere dislivelli importanti, anche di diverse decine di metri. Vi è inoltre la necessità di posare un pozzo perdente di resa a valle del senso di scorrimento della falda che non interagisca termicamente con il pozzo di presa, il che implica comunque spostamenti orizzontali di una certa entità.

Le sonde geotermiche possono porre problemi d'investimento elevato, per cui la fattibilità è da valutare attentamente.

Nel caso di potenze da basse a medio-alte possono essere sfruttate, come sorgenti termiche, le reti di acque reflue. Queste possono andare dalla rete di quartiere fino all'impianto di depurazione delle acque. Anche le acque depurate e le stazioni stesse di depurazione possono alimentare pompe di calore di potenza importante.

5.1.7. Configurazioni di sistema - reti

Vi sono diverse possibilità per inserire pompe di calore in un sistema di teleriscaldamento, ma tutti i concetti di allacciamento e di gestione devono favorire rendimenti massimi di queste macchine, facendo in modo che esse lavorino a temperature lato utente più basse possibili.

Vogliamo distinguere tra diverse categorie di sistemi sulla base delle temperature di rete nel caso di distribuzione idronica. In questo senso distinguiamo tra reti di sorgente fredda, reti a media temperatura e reti a bassa temperatura.

Reti a sorgente fredda

Nel caso delle reti di sorgente fredda, talvolta denominate "Anergie Netze", prendendo in prestito un termine dal tedesco, è il fluido che permette di captare il calore ambientale ad essere distribuito, senza un preliminare riscaldamento attivo. Fanno parte di questa categoria le reti di sonde geotermiche, un esempio interessante di sfruttamento del calore del sottosuolo. Citiamo anche un progetto che sta vedendo al luce alla Tour-de-Peilz (VD) promosso dal Groupe E (azienda elettrica con sede a Friburgo) che implica la distribuzione di calore attraverso una rete scaldata da acqua di lago. Questa rete viene veicolata presso ogni utente, il cui sistema di riscaldamento è connesso tramite una pompa di calore. In questi casi la temperatura di rete si aggira su valori non molto superiori a 0°C, tipica per le sonde geotermiche singole. Anche il progetto per la distribuzione del calore dall'acqua di galleria al portale sud del tunnel Alptransit verso l'abitato di Bodio è di questo tipo, anche se l'acqua è a temperatura maggiore. Esso prevede, al momento, una stazione di pompaggio dell'acqua in fuoriuscita dalla galleria che viene veicolata attraverso una rete presso ogni utente. Una volta prelevato il calore da parte delle pompe di calore locali l'acqua raffreddata viene scaricata nel sistema di smaltimento delle acque chiare. Di per sé si tratta quindi di una rete monotubo.

Reti a media temperatura

Sono denominate "a media temperatura" quelle reti che veicolano acqua a temperatura più bassa possibile, ma elevata a sufficienza per permettere di allacciare ogni utente tramite scambiatore di calore. Queste reti sono spesso proposte nei paesi scandinavi. In questo caso la temperatura di mandata della rete in genere si situa attorno ai 50°C. L'interesse primario risiede nel minore impatto delle perdite termiche di rete rispetto a reti classiche a 70°C e più. Ovviamente questo tipo di rete permette di servire utenti che hanno circuiti di distribuzione a bassa temperatura, quindi impianti relativamente recenti con serpentine a pavimento o corpi riscaldanti funzionanti a bassa temperatura. Nel caso di queste reti la produzione dell'acqua calda sanitaria rappresenta un aspetto delicato in quanto la rete è troppo fredda per riscaldare un accumulo di acqua sanitaria. Le soluzioni adottate implicano un accumulo sulla rete primaria con il riscaldamento istantaneo dell'acqua sanitaria oppure l'utilizzo di piccole pompe di calore specifiche. In quest'ultimo caso la rete può anche presentare temperature leggermente più basse, fino a ca. 40°C, ma sicuramente non inferiori. Questo tipo di reti può essere alimentato efficacemente da pompe di calore. In questo caso quindi si tratta di unità di potenza elevata che lavorano a temperature molto interessanti. Le reti a loro volta possono essere realizzate in materiali polimerici, i quali offrono migliori caratteristiche di flessibilità in posa. Il limite di queste reti è proprio dovuto al fatto che, necessariamente, possono alimentare solamente utenti a bassa temperatura.

Reti a bassa temperatura

Il caso di parco utenti tutti a bassa temperatura è di per sé raro alle nostre latitudini, in quanto generalmente la domanda è data da un insieme di utenti diversificato, che presenta tutto uno spettro di temperature a livello dei circuiti di distribuzione del calore nell'edificio. In questo caso

una rete a 40-50°C in cui tutti gli utenti sono connessi da scambiatore di calore non è proponibile. Lo è invece se una parte di utenti, quelli con circuiti di distribuzione a temperature elevate, sono connessi con una pompa di calore, il cui evaporatore prende calore dalla rete. In questo senso, un sistema che presenta connessioni agli utenti con scambiatore o con pompa di calore permetterebbe virtualmente di avere una rete a qualsiasi temperatura. In genere ci si aspetta che il livello di temperatura sia inferiore rispetto a quello dei sistemi a media temperatura, per cui si parla in questo caso di "reti a bassa temperatura". Dato un parco utenti con un intervallo di temperature diversificato, quindi, l'ottimizzazione del livello di temperatura della rete deve essere fatta tramite un bilanciamento tra i costi di gestione e quelli d'investimento. Infatti, ad esempio abbassando la temperatura di rete migliora l'efficienza della pompa di calore centrale e diminuiscono le perdite termiche di distribuzione, mentre sono necessarie più pompe di calore locali (implicando costi maggiori d'investimento presso gli utenti). Con queste particolari reti si avrebbero tutti i vantaggi delle reti a bassa temperatura (condotte in materiale plastico, meno isolate e più flessibili rispetto a condotte in acciaio) con però maggiori possibilità di estensione delle temperature di rete e di alimentazione di parchi utenti più diversificati. Un aspetto interessante è dato dal fatto che col passare del tempo gli utenti ad alta temperatura procederanno a migliorie dei loro edifici e dei loro impianti, per cui basterà un domani togliere la pompa di calore locale e connetterli con lo scambiatore. E' interessante notare che le pompe di calore locali possono essere connesse sia all'andata della rete che al ritorno. Questo permetterebbe di ulteriormente aumentare la differenza di temperatura tra andata e ritorno e quindi di veicolare più potenza a parità di portata massica, rispettivamente di diminuire la portata massica per una data potenza. Inoltre, a parità di temperatura di uscita dell'acqua scaldata da una pompa di calore, abbassando la temperatura di ritorno le prestazioni migliorano ulteriormente, un aspetto pure interessante per le reti alimentate da pompe di calore centrali.

L'utilizzo di pompe di calore locali può essere interessante nel caso di intervento su impianti esistenti, come avremo modo di riportare di seguito. Un ulteriore aspetto di grande interesse risiede nel fatto che la rete può essere vista come sorgente di calore per alcuni utenti, ma come pozzo per quelli che necessitano di raffreddamento. Una macchina frigorifera che offre prestazioni di freddo (p. es. in centri commerciali, macellerie, centri elaborazione dati o condizionamento dell'aria) può scaricare calore in eccesso nella rete. Nel caso ideale in inverno e ancor più durante le mezze stagioni (che per inciso rappresentano durate importanti dell'anno, soprattutto in Ticino) utenti "caldi" contribuiscono a riscaldare utenti "freddi", con un'integrazione energetica molto interessante, poiché il calore richiesto dalla centrale diminuirebbe. Reti a bassa temperatura infine permetterebbero di integrare calore proveniente da sorgenti a bassa temperatura, come scarti termici industriali o di raffreddare il fluido di lavoro di centrali termoelettriche massimizzandone l'efficienza elettrica o ancora di raffreddare sistemi ORC (Organic Rankine Cycles) per la produzione di elettricità da sorgenti a media temperatura. E' possibile anche pensare di connettere ad una tale rete impianti solari termici.

Reti bifase

Più recentemente è stato mostrato pure l'interesse di reti di distribuzione percorse non da un liquido, ma da un fluido bifase. In questi lavori si era evidenziato il CO₂ come fluido interessante. In queste reti la condotta di mandata è percorsa da vapore (saturo o vicino alla saturazione) mentre quella di ritorno è percorsa da liquido (pure vicino alla saturazione). Le due condotte si trovano ad una pressione e una temperatura molto vicine. La differenza di livello termodinamico da sfruttare si gioca quindi sullo stato d'aggregazione del fluido. Per il riscaldamento un utente può essere

connesso da una pompa di calore aperta, che preleva vapore, lo comprime localmente e lo condensa rilasciando calore. Il liquido risultante è poi iniettato nella condotta di liquido. Per il raffreddamento è il liquido ad essere prelevato, evaporato (offrendo la prestazione di raffreddamento) e re-iniettato nella condotta vapore della rete. Ovviamente possono essere pensate molte altre applicazioni, con il vantaggio, rispetto alle reti monofase, che grazie al cambiamento di fase è possibile trasferire molta più energia termica per unità di massa di fluido e questo senza variazione di temperatura. Questo implica processi più efficienti grazie all'isotermia (ad esempio un impianto solare lavorerebbe con un fluido a temperatura costante invece di un fluido che si riscalda, quindi con miglior rendimento di captazione). Un ulteriore vantaggio delle condotte percorse da fluido refrigerante è che non vi è rischio di gelo, per cui la posa esterna di tratti esposti o accumuli esterni non presenta problemi. Inoltre, la temperatura della rete può essere mantenuta molto vicina a quella dell'ambiente di posa delle condotte, minimizzando le perdite termiche anche senza isolamento. Un problema da risolvere invece è quello delle perdite di carico che, come nel caso delle note reti a vapore d'acqua, sono causa della formazione di condensato, che ha come conseguenze la riduzione della potenzialità lungo il percorso della rete e un intralcio allo scorrimento del vapore. Inoltre, lo sfruttamento del fluido di rete come fluido di lavoro implica lo sviluppo di componenti nuove adatte allo scopo, oggi non disponibili sul mercato. Infine, i costi del fluido di lavoro possono incidere in modo importante sui costi d'investimento. Magari non nel caso del CO₂, ma sicuramente in quello di altri fluidi sintetici, viceversa molto interessanti dal lato dell'efficienza energetica globale.

Reti a temperatura elevata

E le reti a temperature più elevate? Abbiamo già fatto notare che le pompe di calore presentano dei limiti nella temperatura massima dell'acqua che devono riscaldare. Premettiamo che comunque la loro efficienza migliora con l'abbassare la temperatura utente. Le pompe di calore più diffuse, date le temperature di sorgente generalmente utilizzabili nel caso di grandi potenze, possono riscaldare l'acqua lato condensatore non oltre 60°C. Bisogna anche dire, per completezza, che esistono fabbricanti che propongono pompe di calore ad alta temperatura (ad esempio con cicli multistadio è possibile raggiungere 90°C), ma sono rari. Inoltre, anche con cicli multistadio, l'esercizio di una pompa di calore ad alta temperatura è meno efficiente. Comunque, anche con pompe di calore limitate a ca. 60°C o meno, è possibile alimentare sistemi di teleriscaldamento a temperature più elevate. Questo per vari motivi: innanzitutto la temperatura di rete non è sempre ai livelli massimi. Ci possono quindi essere momenti dell'anno in cui essa viene abbassata fino a livelli accessibili alle pompe di calore. Per il resto del tempo devono venir usati altri mezzi. Inoltre, è possibile utilizzare pompe di calore per la prima parte del riscaldamento dell'acqua di rete, completandolo con componenti d'appoggio. Per questo è necessario che l'acqua in ritorno dalla rete sia sufficientemente fredda, e che la potenza della pompa di calore rispetto al totale da fornire all'acqua, tenuto conto della portata, sia in accordo con le temperature massime di lavoro ammissibili per la pompa di calore.

Come ultimo punto riguardante la rete citiamo l'eventualità di allacciare utenti (generalmente preesistenti e generalmente importanti) presso i quali viene mantenuto il generatore originale. Quest'ultimo, se acceso, potrebbe contribuire al riscaldamento della rete oppure potrebbe fungere da alternativa per questi utenti, che non dovrebbero più prelevare dalla rete stessa (in questo caso essi vengono anche definiti utenti interruttibili). La politica e le modalità tecniche di commutazione vanno analizzate di caso in caso, ma isolare utenti importanti (in termini di potenza termica) potrebbe essere una tecnica per affrontare meglio, oltre alle emergenze, anche determinate

situazioni di potenza termica richiesta, ad esempio per evitare certi regimi di potenza a bassa efficienza dei componenti in centrale.

5.1.8. Configurazioni di sistema - centrale

La centrale di un sistema di teleriscaldamento comporta generalmente più elementi.

Nel caso della presenza di pompe di calore, altri produttori possono essere necessari per raggiungere temperature inaccessibili alle pompe di calore (o accessibili a rendimenti troppo bassi) oppure possono essere utilizzati nei momenti in cui è richiesta la potenza di picco o se il regime al quale dovrebbero funzionare le pompe di calore (p. es. a potenza troppo esigua) non sarebbe adeguato (per violazione dei limiti tecnici o per scarsa efficienza). Inoltre essi possono costituire elementi di backup, pronti ad entrare in funzione per assicurare il servizio anche nel caso in cui la potenza disponibile dalle pompe di calore non fosse disponibile.

I cogeneratori possono contemporaneamente offrire calore ed elettricità. In questo caso l'elettricità può essere destinata all'autoconsumo oppure venduta alla rete. Il cogeneratore può essere pilotato dal fabbisogno elettrico o da quello termico. Essendo questo un elemento ad elevato costo in rapporto all'energia prodotta, l'economia spinge verso l'uso di banda.

La politica di regolazione delle potenze dei vari elementi a disposizione non è banale e deve essere affrontata con la necessaria perizia in base all'analisi tecnico-economica.

Citiamo anche la possibilità di includere pompe di calore non solo in centrale, ma di prevederne l'uso per alimentare un tratto secondario a temperatura maggiore. Si avrebbe quindi in questo caso una sottocentrale termica, dopo la quale la rete avrà una temperatura maggiore.

5.1.9. Reti esistenti

Anche le reti esistenti, pur se funzionanti a temperature elevate, possono beneficiare dell'introduzione di pompe di calore. Ad esempio, pompe di calore decentralizzate posate in sottocentrali possono alimentare tratti di rete più distanti dalla centrale preesistente, sfruttando la rete esistente come sorgente di calore.

Una rete esistente ad alta temperatura può essere convertita in rete a bassa temperatura alimentata da una pompa di calore centrale, dove alcuni utenti verranno allacciati da una pompa di calore locale. Questa azione implica la sostituzione di tutti gli scambiatori di calore esistenti, ma essendo la rete l'elemento più intensivo in termini di costo, vi possono essere circostanze in cui questa conversione importante può avere un senso economico.

Vale pure la pena considerare la possibilità di regolare la temperatura di rete a fasce orarie, in alcune delle quali essa viene mantenuta ad un livello elevato per la produzione di acqua sanitaria (da accumulare), mentre in altre essa viene abbassata per favorire una pompa di calore centrale.

Esempi e casi pratici

Vi sono numerosi esempi di reti di teleriscaldamento alimentate da pompe di calore, ma generalmente si tratta di reti a temperatura elevata. I paesi scandinavi sono i campioni della specialità, avendo adottato questo tipo di sistemi dall'inizio degli anni '90. Tuttavia, occorre segnalare che la prima pompa di calore al mondo fu installata da Sulzer (Friotherm) nel 1936 per riscaldare il municipio di Zurigo grazie al calore del lago, un'installazione ancora in funzione.

In Svizzera citiamo esempi più recenti come quello del Politecnico di Losanna, la cui prima tappa sul sedime di Ecublens è riscaldata dall'inizio degli Anni '70 da due pompe di calore funzionanti con acqua di lago. Interessante il fatto che l'acqua di lago, una volta captata l'energia termica, viene restituita attraverso un riale naturale. L'acqua di rete, ad una temperatura massima di 55°C, fluisce fin dentro i corpi riscaldanti, in modo da evitare la perdita termodinamica dello scambio termico in sottostazioni. Due turbine a gas con cogenerazione assicurano le punte.

In Ticino, un esempio di pompa di calore che alimenta una rete di teleriscaldamento è quello della rete della Morettina a Locarno. Qui una pompa di calore ad ammoniaca bistadio della potenza nominale di 760 kW scalda l'acqua di rete a ca. 70°C a partire da acqua di falda. La pompa di calore è coadiuvata da un motore a gas con cogenerazione e due caldaie a gas. Questo impianto riscalda diversi stabili pubblici e privati a Locarno.

5.1.10. Possibilità in Ticino

In Ticino, come altrove, molti insediamenti si affacciano sui laghi. Questa situazione è di per sé ideale per sistemi di teleriscaldamento con pompe di calore.

Date le dimensioni ridotte di questi insediamenti, occorre però prestare attenzione alla scala ottimale da considerare per evitare che i costi di rete possano incidere in modo eccessivo sui costi.

Zone industriali o comunque aziende con processi industriali possono essere considerate come sorgenti termiche, unitamente al sottosuolo e alla rete di acque reflue prima della depurazione. A questo proposito potrebbe essere interessante eseguire una mappatura delle zone che si presterebbero al teleriscaldamento (zone ad elevata densità di richiesta energetica, in cui non è prevista o presente una rete di gas, eccetera) potrebbe essere incrociata con una mappatura della rete di acque reflue.

5.2. Solar district heating

Negli ultimi anni il teleriscaldamento e l'energia solare hanno acquisito sempre più interesse in tutta Europa. Più di 100 impianti solari con più di 500m² di collettori solari sono stati messi in esercizio fin dalla metà degli anni '90.

In modo da diffondere e trasferire conoscenze, in letteratura e nel mondo scientifico sono stati descritti ed analizzati un elevato numero di interessanti installazioni; ad es. impianti in combinazione con CHP (*Combined heat and power*), concetti innovativi per il riscaldamento ed il riscaldamento mediante stoccaggio solare stagionale, ecc. Il notevole successo è anche legato all'interesse sempre maggiore di attori chiave, come municipi, aziende, utility locali, interessati allo sviluppo e alla dimostrazione di nuove tecnologie.

Una combinazione di condizioni favorevoli, tra qui anche la volontà di enti locali, hanno creato un boom nella realizzazione di impianti di solar district heating in Danimarca.

5.2.1. Solare termico in cicli combinati in Danimarca

Sia in Danimarca come nella maggior parte dei paesi europei, i combustibili fossili accoppiati a cicli combinati dominano la produzione di energia in aree urbane. Il recente forte sviluppo dell'energia eolica in Danimarca ha creato una situazione in cui nei periodi con buone condizioni ventose è poco conveniente far funzionare i CHP, mentre risulterebbe particolarmente attrattivo utilizzare boiler per i fabbisogni di calore del quartiere. Questa combinazione ha reso il solar district heating particolarmente conveniente.

Queste condizioni hanno fatto riflettere sulla possibilità di introdurre stoccaggi a breve termine per impianti di teleriscaldamento, in quanto permetterebbe di adattare il funzionamento della centrale con il prezzo dell'elettricità. Prezzi relativamente alti del calore venduto e aziende di collettori solari nelle vicinanze, hanno creato le opportunità per creare grandi impianti di solare termico connessi ad accumuli nuovi o esistenti per centrali a ciclo combinato. Un altro importante aspetto è la volontà del governo di ridurre drasticamente i fabbisogni da fonti fossili e accrescere l'utilizzo di energie rinnovabili per impianti di teleriscaldamento.



Figura 5-1: Impianto di Solar district heating a Braedstrup, Danimarca



Figura 5-2: Impianto di Solar district heating a Strandby, Danimarca

5.2.2. Una ESCO in Austria investe sul solare termico

L'implementazione del solare termico per il teleriscaldamento richiede un maggior investimento iniziale, mentre dall'altro lato i costi operativi sono molto bassi.

Un prerequisito per portare avanti il progetto è che il proprietario dell'impianto sia disposto ad aggiudicarsi un rischio nell'investimento. Come spesso accade per proprietari di utilities ed edifici senza particolare esperienza nel campo del solare termico, il rischio è giudicato troppo grande nonostante la fattibilità a lungo termine sembri interessante. Un modo per superare questo problema è stato proposto in Austria dove una Energy Service Company (ESCO) ha provveduto in parte all'investimento, gestendo l'impianto e vendendo il calore al proprietario dell'impianto o direttamente agli utenti. In generale infatti una ESCO assume su di sé il rischio dell'iniziativa liberando il cliente da ogni onere organizzativo e di investimento. I risparmi economici ottenuti vengono condivisi fra la ESCO ed il Cliente con diverse tipologie di accordo commerciale. Questo metodo ha permesso di realizzare diversi impianti di teleriscaldamento solare in Austria, riducendo il rischio dell'investitore.



Figura 5-3: Impianto di solar district heating a Berliner Ring a Graz, Austria

Le principali conclusioni dello studio di mercato sono:

- oggi il teleriscaldamento è, per il solare termico, una applicazione marginale, mentre i fatti suggerirebbero esattamente il contrario. Impianti solari di grande taglia presentano infatti numerosi vantaggi in termini di fattibilità economica;
- il recupero di calore e l'utilizzo diretto di fonti rinnovabili sono spesso in conflitto, specialmente in grandi reti di teleriscaldamento; la soluzione potrebbe essere l'utilizzo di "business models" differenti, come quelli proposti e descritti in questo rapporto (paragrafo 2.4);
- l'esistenza di pochi operatori specializzati sull'argomento costituisce una barriera fondamentale allo sviluppo del teleriscaldamento solare in Europa;
- il caso della Danimarca è esemplare: la presenza infatti di numerosi impianti solari operativi in reti di teleriscaldamento ha ormai convinto molte utility sull'affidabilità ed interesse della soluzione;
- L'investimento da parte delle ESCO dimostra il potenziale interesse economico nell'investimento, oltre che l'importanza nel successo che ha la gestione nell'organizzare il progetto e nel gestire correttamente il funzionamento dell'impianto.

5.2.3. Stoccaggio stagionale in Germania

Una maggiore sfida per utilizzare il potenziale di energia solare termica è lo stoccaggio stagionale, questo permette di sfruttare una più grande parte dei carichi tipici dovuti al teleriscaldamento residenziale (bassi carichi estivi e grandi carichi invernali). Sono stati sviluppati e messi in pratica in Germania, già da qualche decina di anni, diversi tipi di stoccaggi stagionali.

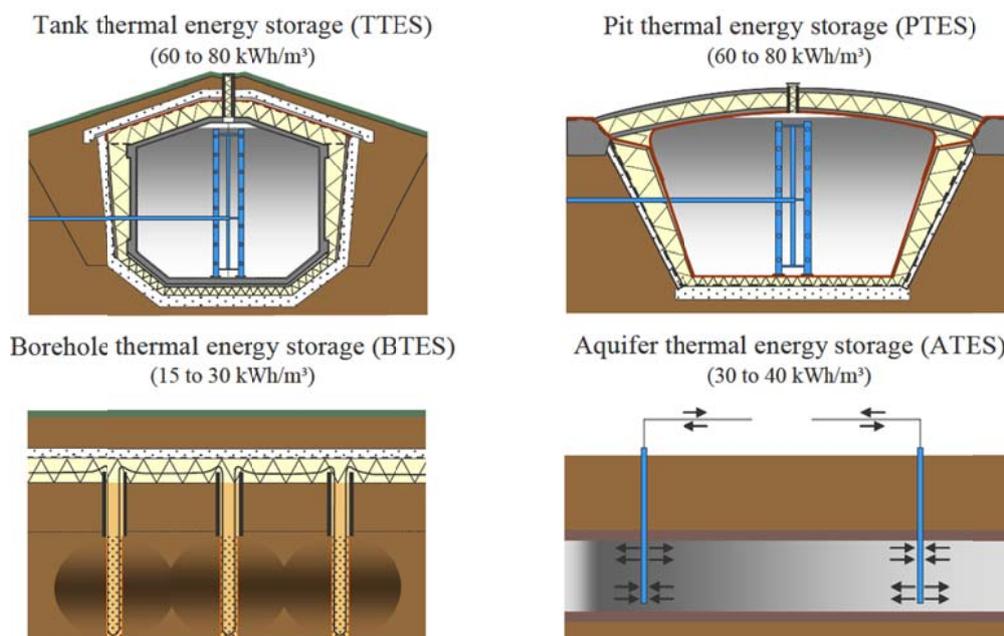


Figura 5-4: Quattro concetti principali di stoccaggio stagionale dell'energia termica (Fonte: Solites)

A differenza delle sonde geotermiche o lo sfruttamento dell'acqua di falda, che sono diventate nel tempo una tecnologia assodata, in particolare per il suo utilizzo accoppiato alle pompe di calore, per le altre due tipologie di accumulo stagionale non sono presenti numerosi impieghi commerciali, anche legato agli elevati costi di costruzione e la stretta dipendenza degli stessi dal fabbisogno termico necessario.

5.2.4. *Monitoraggio dell'energia solare in Svezia*

Un sempre maggior numero di utenti allacciati alla rete di teleriscaldamento ha espresso il suo interesse nell'avere un proprio impianto di collettori solari termici sulla loro abitazione.

Un'alternativa comune è di progettare un sistema solare termico con uno stoccaggio diurno locale, in grado di preriscaldare l'acqua calda nell'edificio ed integrare il deficit con l'esistente teleriscaldamento. Un'altra alternativa sempre più spesso utilizzata è di collegare il sistema solare termico al circuito principale di teleriscaldamento, usando quindi il sistema di teleriscaldamento come uno stoccaggio termico e sviluppando un contratto di monitoraggio dell'energia netta utilizzata con il gestore del teleriscaldamento.

La realizzazione di questo concetto è stata messa in pratica per la prima volta tra l'edificio municipale ed il gestore del teleriscaldamento di Malmö; adesso risulta applicato in un consistente numero di altre città. È stato a questo scopo realizzata una apposita sottostazione termica in grado di conteggiare i differenti flussi di calore entranti ed uscenti dall'utente.



Figura 5-5: Sottostazione dedicata e predisposta al solar district heating (conteggio separato dei flussi entranti ed uscenti dall'utenza).

5.2.5. *Aspetti economici e di costi*

Non ci sono al momento numerosi impianti di teleriscaldamento solare in grado di fornire un interessante ritorno di esperienza economico. I costi di investimento per impianti **danesi** sono già ora ad un livello molto interessante, con un costo del calore solare che scende fino ai 4 Eurocent / kWh (esclusi gli eventuali sussidi). Gli impianti danesi sono piuttosto semplici, con grandi campi di collettori montati a terra costruiti dai programmi di utilità in relazione agli impianti di riscaldamento esistenti, sulla base di esperienze precedenti impianti simili.

Gli impianti **austriaci** comprendono collettori montati a terra, come anche sui tetti, connessi a sistemi di teleriscaldamento esistenti e gestiti da una ESCO. Il costo del calore per gli impianti austriaci non è lontano da quelli danesi e si pensa che diminuirà ulteriormente con l'aumento della domanda per questo tipo di applicazioni.

Il costo complessivo del calore per gli impianti **tedeschi** sono piuttosto elevati a causa della più avanzata integrazione di collettori solari su edifici, di nuove infrastrutture e la dimostrazione che si è voluto dare all'accumulo stagionale. Tuttavia l'impianto copre una parte molto più grande del

carico termico (vale a dire che introduce una maggior riduzione nella fornitura del calore a base fossile).

I costi di investimento per i grandi campi di collettori solari sono abbastanza simili, ma gli esempi di successo vedono diverse applicazioni in diversi contesti, con differenti costi complessivi di investimento, nonché l'importo delle sovvenzioni richieste. Tuttavia, le attuali politiche si stanno muovendo verso sempre più forti restrizioni nell'ambito del riscaldamento e dell'utilizzo di combustibili fossili. Le principali alternative sono infatti la biomassa, la geotermia ed il calore solare; il calore solare è l'unico che può presentare circa lo stesso potenziale in tutta l'Europa, con un grado di sfruttamento pressoché uguale. Un aumento di interesse e di domanda verso questa tecnologia, con sempre maggiore riguardo verso i grandi impianti, introdurrà differenti attori e una maggiore concorrenza, riducendo così i costi di investimento a livelli più accettabili.

5.2.6. Applicazioni

Le temperature tipiche di funzionamento vanno dai 30°C ai 100°C. Una grande parte di impianti in Svezia ed in Austria sono concepiti con la connessione ad impianti a legna, permettendo alla maggior parte delle utenze di potersi connettere alla rete (temperature sufficientemente elevate).

La seguente tabella mostra i maggiori impianti di solare termico montati a terra ed allacciati a sistemi di teleriscaldamento.

Plant location, Year in operation, Country	Coll.area [m ²]	Nom.power [MW _{th} ,]	Heat [GWh/a]	Plant type	Load [GWh/a]
Marstal, 1996, DK	18'300	12.8	8.5	B / Bio-oil	28
Broager, 2009, DK	10'700	7.5	4.5	CHP/NG	24
Gram, 2009, DK	10'073	7.0	4.5	CHP/NG	28
Kungälv, 2000, SE	10'000	7.0	3.9	B / Wood chips	100
Brødstrup, 2007, DK	8'012	5.6	3.4	CHP/NG	42
Strandby, 2008, DK	8'012	5.6	3.5	CHP/NG	21
Torring, 2009, DK	7'284	5.1	3.4*	CHP/NG	28
Sonderborg, 2008, DK	5'866	4.1	2.6*	B / Bio-oil	n.a.
Ulsted, 2006, DK	5'000	3.5	2.2	B / P	1 1
Æroskoping, 1998, DK	4'900	3.4	2.0	B / Paglia	14
Graz, Ww Andritz, 2009, AT	3'855	2.7	1.6	(DH)	(0.8)

Tabella 5-6: Legenda: B=Boiler; CHP ciclo combinato; DH=teleriscaldamento; P=pellet; NG=gas naturale
* calcolato

La seguente tabella mostra i più grandi impianti di riscaldamento solare con montaggio dei collettori a tetto su costruzioni nuove o esistenti.

Plant location, Year in operation, Country	Coll.area [m ²]	Nom.power [MW _{th}]	Heat [GWh/a]	Plant type	Load [GWh/a]
Crailsheim, 2005, DE	7'300	5.1	2.1	BTES/ HP	4.1
Neckarsulm, 1997, DE	5'670	4.0	1.5	BTES / HP	3.0
Graz, AEVG, 2006, AT	5'600	4.0	2.2	(DH)	(n.a.)
Friedrichshafen, 1996, DE	4'050	2.8	1.4	Buried CWT	3.0
Hamburg; 1996, DE	3'000	2.1	0.8	Buried CWT	1.6
Schalkwijk, 2002, NL	2'900	2.0	n.a.	Aquifer/HP	n.a
München, 2007, DE	2'900	2.0	1.1	Buried CWT/HP	2.3
Graz, BerlinerRing, 2004, AT	2'417	1.7	1.0	(HP/DH)	(7.8)
Anneberg, 2002, SE	2'400	1.7	0.5	BTES	1.0
Augsburg, 1998, DE	2'000	1.4	0.7	BTES	1.0

Tabella 5-7: Legenda: Heat=calore solare netto; BTES=sonde geotermiche; HP=pompa di calore; CWT=accumulo di acqua; DH=teleriscaldamento

La maggior parte degli impianti sono progettati per coprire i carichi estivi, comprensivi di acqua calda sanitaria e perdite termiche nella rete; solamente una ventina di impianti sono pensati per effettuare uno stoccaggio stagionale dell'energia termica, soddisfacendo così una maggiore copertura del carico termico.

In Austria è stato costruito nel 1995 il primo impianto solare termico integrato sul tetto di una centrale termica a biomassa (nel Deutsch-Tschantschendorf). Mentre a Graz è stato installato nel 2002 un impianto solare con una superficie maggiore di 5'000 m².

5.2.7. Tipologie di sistemi ed esempi realizzati

I primi teleriscaldamenti solari erano concepiti con dei collettori solari installati sulla centrale oppure decentralizzati, ma comunque sempre strettamente connessi alla centrale termica e al suo stoccaggio termico. Gli esempi presentati nella tabella 5-6 e 5-7, ad eccezione di quelli austriaci, sono tutti di questo tipo.

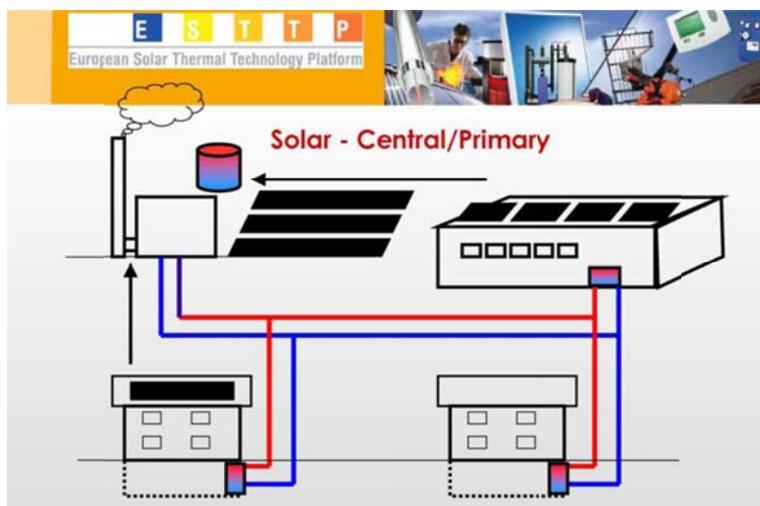


Figura 5-8: Schema di un impianto di teleriscaldamento solare con collettori connessi alla centrale termica.

Numerosi impianti sono poi stati installati in modo che la produzione termica non venisse connessa direttamente alla centrale termica, bensì immesso direttamente nella rete, sfruttandola quindi come accumulo termico; tutti gli esempi austriaci più alcuni svedese sono di questo tipo.

Questi impianti di teleriscaldamento sono dimensionati per soddisfare tutti i fabbisogni con la centrale termica, inoltre i collettori solari installati sugli edifici non dispongono di accumuli termici, in quanto è la rete stessa a fare da stoccaggio.

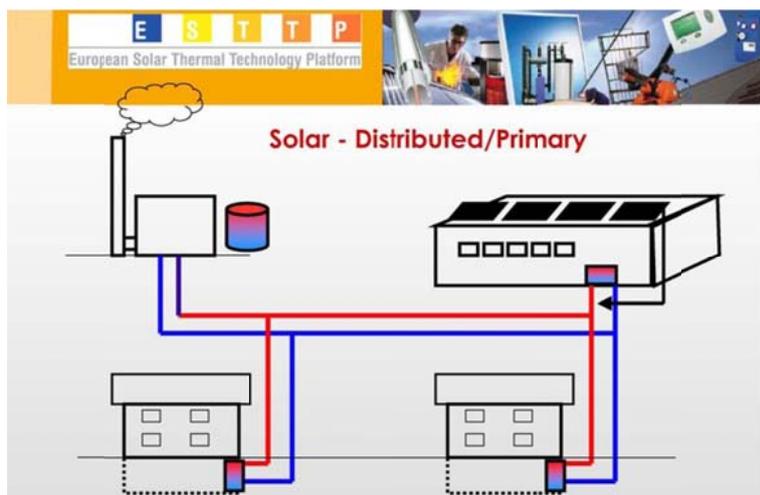


Figura 5-9: Schema di impianto di teleriscaldamento solare con collettori connessi alla rete di distribuzione.

Attualmente ci sono più di 130 m² impianti documentati con più di 500 m² di collettori solari connessi ad un impianto di teleriscaldamento, di cui 40 impianto hanno una potenza nominale maggiore di 1 MW.

La seguente tabella riassume il numero di impianti di teleriscaldamento solare installati nei paesi europei:

Country	First	Oper.	Down	Ground	Roof	Storage
Sweden	1979	20	10	13	17	xS, DS, SS
Austria	1980	16	2	2	16	xS, DS
The Netherlands	1985	7	1		8	DS, SS
Others		6	1		7	
Greece	1986	14		1	13	DS
Denmark	1988	16		16		xS, DS, SS
Germany	1993	18	1	(2)	19	DS, SS
Switzerland	1995	7		1	6	DS, SS
Spain	1999	13		1	12	DS
France	1999	3			3	DS
Italy	2002	3			3	DS
Poland	2004	3			3	DS
Total		126	15	34	107	

Figura 5-10: Legenda SS= Stoccaggio stagionale; DS=Stoccaggio diurno; xS=rete di teleriscaldamento come stoccaggio termico

Alcuni esempi descritti:

Berlinerring (Austria)

IMPIANTO	
Nome: Berliner Ring Graz Indirizzo: Berliner Ring 22 - 56, A-8047 Graz	
Persona di contatto	Moritz Schubert, m.schubert@solid.at +43 316 29 2840-81
Tipo di impianto	Impianto su tetto per produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento ambienti dei condomini (350÷500 m ² di collettori su ogni condominio). Totale di 2480m ² di collettori.
Informazioni tecniche	<ul style="list-style-type: none"> • Carico: 7,84 GWh/anno • Output solare: 1 GWh/anno • Frazione solare: 13% (100% in estate) • 2 tank per lo stoccaggio (60 m³ in totale); il calore solare in eccesso viene mandato nella rete e quindi anche nei tank della centrale • L'impianto quindi alimenta la rete degli edifici e il surplus di calore va nella rete locale e all'accumulo di "buffer"; la rete locale a bassa pressione è connessa alla rete cittadina tramite scambiatore di calore • Controllo remote degli impianti mediante trasmissione dati • Lavori effettuali in concomitanza con i lavori di ristrutturazione del tetto e dell'isolamento
Informazioni economiche	<ul style="list-style-type: none"> • Costo di investimento totale: 1'250'000 € (40% di questi coperto da sussidi) • Costo di investimento specifico: 521 €/m² di collettori • finanziamento: 500'000 € • Costo del calore solare: 48 €/MWh (80 €/MWh senza sussidi) • Gli appartamenti in quest'area sono di proprietà dei vari residenti e non era fattibile effettuare un investimento dei collettori in modo congiunto con tutti i proprietari, così è stato applicato un finanziamento con modello ESCO, il calore è venduto allo stesso prezzo del calore della rete • La rete è gestita da Energie Graz, azienda locale

Tabella 5-11: Descrizione dell'impianto di Berlinerring (Graz) in Austria.

Vislanda (Svezia)

- collettori integrati nel tetto su un condominio
- fabbisogno termico annuale: 150 MWh
- utilizzo di acqua annuale: 1'500 m³
- impianto connesso alla rete di teleriscaldamento con stazione pre-assemblata (scambiatore di calore, vaso di espansione, pompe, controlli, ecc.)
- l'associazione dei proprietari degli appartamenti ha siglato un contratto di "netmetering" con la utility

Braedstrup (Danimarca)

- in periodi ventosi non conviene far funzionare l'unità cogenerativa; meglio utilizzare caldaie con accumuli di breve periodo per adattare il funzionamento al prezzo dell'elettricità
- combinazione con cogeneratore
- inizio funzionamento: 2007
- superficie di apertura: 8'012 m²
- carico: 42 GWh/anno
- output solare: 3.4 GWh/anno
- frazione solare: 8%
- costo di investimento totale: 1'640'000 €
- costo di investimento specifico: 205 €/m² di collettori
- finanziamento: 320'000 €
- costo di funzionamento: 0,66 €/MWh del calore solare
- costo del calore solare: 25 €/MWh (31 €/MWh senza sussidi)

6. Conclusioni

Lo studio riportato nel presente documento si è svolto sull'arco di 2 anni nell'ambito di varie attività che hanno portato a riflessioni specifiche, ma che possono anche ricondurre a considerazioni più generali nell'ambito del teleriscaldamento in Ticino.

In particolare la **prima attività** ha previsto l'analisi di una serie di studi di fattibilità raccolti presso 18 comuni ticinesi. L'analisi dei casi di teleriscaldamento presi in esame ha permesso di ottenere una fotografia sul tipo di analisi che viene tipicamente svolta durante le prime fasi per lo studio di un eventuale impianto di teleriscaldamento. L'analisi ha mostrato l'eterogeneità degli studi e in alcuni casi la mancanza di una metodologia comune per la valutazione complessiva, nonché l'assenza in molti casi dell'analisi della densità termica dei territori/quartieri/aree analizzate, fondamentale invece in studi di questo genere. Anche per far fronte a queste carenze, un risultato dell'attività è stata la creazione di un modello di calcolo economico, energetico e ambientale facilmente applicabile e utilizzabile da chi deve effettuare uno studio di fattibilità. Il modello permette una valutazione accurata delle potenzialità energetiche ed economiche globali, ma consentendo anche una distinzione chiara tra il sistema di produzione del calore (tipicamente la centrale termica), la rete di distribuzione del calore e l'utenza finale. Questo fa sì che si abbia sia una visione complessiva, sia una visione parziale sui singoli elementi, dando la possibilità di identificare eventuali criticità specifiche. Il modello, a disposizione di tutti coloro che intendono valutare un progetto sul teleriscaldamento, può essere utilizzato inoltre per paragonare facilmente tra loro diversi studi. L'utilizzo di una procedura comune permette infatti di ordinare i principali dati economici ed energetici, di meglio analizzare il progetto ed eventualmente di fare degli studi di sensibilità mirati e approfonditi.

La **seconda attività** ha preso in considerazione alcuni impianti di teleriscaldamento funzionanti in Ticino sui quali ci si è concentrati al fine di effettuare un'analisi energetica ed economica per ottenere risultati generalizzabili e applicabili ad altri casi. Innanzitutto l'impianto delle FART, grazie ai suoi dati piuttosto esaustivi in termini di energia, di investimento e di consumi termici dell'utenza, ha permesso di testare su un caso reale il modello sviluppato all'interno dell'attività 1 ottenendo una validazione positiva. Grazie ai dati forniti dall'impianto delle FART, è stato inoltre possibile quantificare e valutare l'importanza dell'impatto della perdite termiche nella rete di distribuzione in funzione del calore effettivamente fatturato all'utenza per momenti differenti dell'anno (stagione estiva e stagione invernale). Questo aspetto è stato ulteriormente confermato e verificato per il caso dell'impianto di teleriscaldamento di Trevano, dove si è visto che per dei fabbisogni di riscaldamento durante la stagione calda estremamente bassi, le perdite di calore nella rete di distribuzione raggiungono valori molto elevati. Queste valutazioni hanno permesso di identificare criticità e proposte per migliorare l'efficienza di entrambi gli impianti analizzati. Importante risultato di questa attività, è, tra l'altro, il fatto che i valori di perdite termiche specifiche identificati possono essere generalizzati e applicati ad altri studi di teleriscaldamento.

La **terza attività** ha analizzato reti di teleriscaldamento presenti in altre realtà simili a quella ticinese. In particolare, grazie alla preziosa collaborazione con Joachim Koedel, progettista presso la Gruneko SA, si è potuto visitare 4 impianti di teleriscaldamento nella Svizzera tedesca e francese. Gli impianti sono stati scelti appositamente di modo che presentassero diverse caratteristiche di densità termica (grandi, medie e piccole) e di redditività. Parte molto importante è stata la discussione con i responsabili/gestori degli impianti, dai quali si è potuto ottenere una presentazione dettagliata degli impianti e discutere delle problematiche e i passi da loro affrontati durante le fasi di sviluppo del progetto e quelle più attuali di gestione dell'impianto e della rete di distribuzione del calore, oltre che delle utenze asservite. Questo confronto ha permesso di

giungere a molte riflessioni e attivare parallelismi che possono essere utili per i possibili impianti ticinesi.

La **quarta attività** ha previsto di analizzare alcune tecnologie a disposizione e in via di sviluppo nell'ambito del teleriscaldamento, potenzialmente interessanti in Ticino. In particolare, le due tecnologie su cui si è concentrati sono l'utilizzo di pompe di calore e la possibilità di sfruttare l'energia solare per il teleriscaldamento mediante collettori solari termici. La tecnologia delle pompe di calore è stata descritta dal Dr. Vinicio Curti, andando a toccare punti spesso sconosciuti o non ancora del tutto messi in pratica, come le reti a bassa e bassissima temperatura, le grandi pompe di calore centralizzate, lo sfruttamento di calore ambientale come l'acqua di lago, la geotermia, il calore dal sottosuolo, ecc. Per la tecnologia del solar district heating (teleriscaldamento con energia solare), si è fatta una panoramica generale sulle applicazioni e sui casi realizzati al momento in Europa, dove in realtà con condizioni climatiche anche peggiori rispetto a quelle ticinesi si sono registrati parecchi casi di successo. Obiettivo dell'attività non è stato quello di essere esaustivi per un progettista, bensì di far riflettere su possibili soluzioni differenti con alcuni riferimenti a impianti realizzati e sui quali è possibile meglio informarsi nel dettaglio se ritenuto interessante.

La **quinta attività** di questo progetto, non descritta nel presente rapporto perché risultato di questo stesso documento, è quella di redigere due documenti da mettere a disposizione del pubblico. In particolare si è elaborato un "flyer" informativo di poche pagine da inviare ai comuni ticinesi con informazioni sulle caratteristiche del teleriscaldamento e sulle tappe che sarebbe opportuno seguire per effettuare un'analisi di fattibilità per impianti di teleriscaldamento. Il volantino potrà essere usato sia per informare la popolazione sui vantaggi di un eventuale impianto di teleriscaldamento, sia per mettere i comuni in condizione di dialogare meglio con i progettisti esperti nel settore, in modo da ottenere dialoghi costruttivi. Un secondo documento, detto "dossier", più esaustivo rispetto al flyer, sarà messo online e a disposizione di tutti.

La percezione che si può trarre dalla globalità dello studio è l'esistenza di un potenziale per una maggiore applicazione del teleriscaldamento in Ticino. Questo potenziale non deve essere per forza vincolato a singoli studi economici, bensì sarebbe auspicabile un'analisi più generale delle densità termiche del territorio ticinese per identificare su quali zone concentrarsi per ulteriori valutazioni e stime. Questa mappatura della densità termica del territorio ticinese, potrebbe essere un trampolino di lancio per nuovi progetti o addirittura la rivalutazione di vecchi studi.

Un'ulteriore considerazione che emerge dal presente lavoro è che in alcuni casi si è avvertita una parziale carenza di competenze specifiche o di risorse economiche adeguate di alcuni piccoli comuni che, sebbene volenterosi di valutare alternative termiche, non hanno probabilmente avuto il supporto necessario per prendere decisioni riguardanti impianti molto complessi. In tal senso potrebbe essere utile creare un punto di riferimento cantonale dove i comuni possano chiedere supporto sia per decidere se procedere con studi di fattibilità, che nell'interpretazione dei risultati e sui passi successivi da intraprendere. La decisione di richiedere, per la concessione dei sussidi cantonali, la compilazione del modello di calcolo economico creato all'interno di questo progetto, sarebbe un primo passo per aiutare e incrementare le realizzazioni di reti di teleriscaldamento in Ticino.

7. Allegati

Lista degli allegati:

- 2.0 Considerazioni da parte dei comuni
- 3.1 Rete FART
- 4.0 Domande per i responsabili degli impianti
- 4.1.a Impianti telerisc EBL – biomassa
- 4.1.b SUPSI-Antwortenkatalog_EBL
- 4.1.c Impianti EBL - altre tecnologie
- 4.1.d Precontratti EBL
- 4.2 Formulario: Impianto Porrentruy
- 4.3 Formulario: EBM Fragebogen_an Betreiber
- 4.4 Formulario: Impianto Planair

SUPSI

Considerazioni da parte dei comuni

Discutendo in prima persona con i committenti, principalmente uffici tecnici dei comuni, sono emerse una serie di considerazioni e commenti inerenti questo tipo di impianti, molto interessanti e degni di nota, sicuramente da tenere presente anche a livello politico.

I commenti sono qui elencati brevemente:

- Per dei comuni medio piccoli, tipici in Ticino, una centrale a cippato allacciata al teleriscaldamento, per avere un ragionevole riscontro anche economico, richiede una certa massa critica (volume da riscaldare) che con i soli stabili pubblici non si riesce a raggiungere.
- In seguito agli studi di fattibilità, sono stati proposti ed effettuati dei colloqui con i proprietari privati. Purtroppo questi ultimi hanno dei tempi di concretizzazione e delle premesse che mal si conciliano con quelli del progetto.
- I vecchi stabili sono solitamente già dotati di riscaldamento e raramente i proprietari sono disposti ad assumersi ingenti spese per cambiare il solo sistema di produzione del calore. Gli stabili nuovi hanno un fabbisogno di riscaldamento molto ridotto che può essere coperto con sistemi più efficaci ed economici (fra i primi le termopompe e i collettori solari) che neanche con una centrale a biomassa si raggiunge.
- La gestione del progetto richiede un consistente dispendio di personale che di solito i comuni non possono permettersi. Inoltre la necessità di competenze spinte in questo settore, spinge i comuni a rivolgersi a degli esterni, avendo poi poca sensibilità di analisi e critica verso gli studi proposti.
- In generale, per gli stabili pubblici, il comune si sta orientando secondo legge verso il risanamento energetico; come sistemi di produzione del calore vengono scelte più volentieri le pompe di calore acqua-acqua e le acqua-aria (spesso più economiche di una rete di teleriscaldamento, soprattutto in seguito a riqualificazioni energetiche degli stabili).
- Viene spesso tenuta in considerazione che nei prossimi anni è prevista la distribuzione del gas naturale e che quindi sicuramente qualche utente si rivolgerà a questo vettore energetico.
- Le amministrazioni immobiliari sono reticenti a questi impianti, anche perché si vanno a diminuire le quote di nafta.
- Non sono appetibili ed interessanti i prezzi del calore proposti in fase di fattibilità, tra i 15 e 20 cts/kWh (è quasi lo stesso prezzo dell'elettricità).
- Spesso si ha l'impressione che il prezzo della legna venga fatto "lievitare", sia in fase di studio di fattibilità sia successivamente in fase di contratto; da un lato le aziende forestali reclamano che devono pagare per smaltire la legna oltralpe, e dall'altro vengono proposti dei prezzi poco inferiori a quelli del gasolio (fino a 7 cts/kWh, mentre il gasolio può considerarsi sui 10 cts/kWh).

Molti di questi commenti non sono da sottovalutare ma da tenere ben presenti, sia a livello di pianificazione energetica cantonale, che in generale sulle difficoltà che un comune deve affrontare nel compiere un progetto così complesso, e se sia davvero lui l'ente preposto ad occuparsene in prima persona.

SUPSI

Progetto di ricerca “Teleriscaldamento in Ticino”

Consulenza esterna GRUNeko AG

Esempi pratici di realizzazioni di successo in realtà paragonabili a quella ticinese

Domande da presentare ai responsabili degli impianti di teleriscaldamento

1. Che caratteristiche ha l'area teleriscaldata?
 - a. L'area teleriscaldata comprende centri abitati medio piccoli con scala di quartiere? (con fabbisogni di energia da circa 500 MWh/y a circa 10'000 MWh/y)
 - b. Sono allacciate principalmente residenze abitative private e edifici pubblici? (abitazioni mono e plurifamiliari, scuole, municipio, palestre, uffici comunali)
 - c. Quindi poche o nessuna industria, e anche nessuna fonte di calore a basso costo? (es: calore residuo, processi industriali, geotermia, ecc.)
 - d. La centrale termica è stata costruita ex-novo? Oppure è stato possibile di recuperare locali esistenti (non sono interessanti ampliamenti di un impianto già esistente!)?

2. Quali sono le tecnologie e le soluzioni impiantistiche adottate? Che cosa ha fatto scegliere queste soluzioni anziché altre?
 - a. Che tipo di centrale è? In particolare: combustibile, caricamento combustibile, back-up e emergenze, ausiliari.
 - b. Dove è posizionata la centrale? Informazioni su: rifornimento e accessibilità combustibile, impatto sociale sulla popolazione (camino, edificio, silos, vicini, ecc.). Ci sono state contestazioni?
 - c. Che tubazioni sono state installate e che tipo di percorso è stato scelto? Commenti su: tipo di posa (nucleo storico?), tipo di tubazioni, temperature della rete, lunghezza della rete principale e secondaria.

3. Qual è il processo che è stato seguito? Quindi l'iter complessivo? In particolare dall'idea di progetto fino alla realizzazione dell'impianto. In che problemi ci si è imbattuti ad ogni passo?
 - a. progetto preliminare e di fattibilità
 - b. serate informative per la popolazione
 - c. raccolta precontratti e contratti con le utenze
 - d. cosa è cambiato dall'idea iniziale a quella finale?
 - e. chi ha seguito e si è occupato di tutta la procedura: comune, azienda elettrica, società di costruzione, studio d'ingegneria, privato, ecc.

4. Sono disponibili i dati economici dell'impianto? Sia i valori di investimento che quelli di esercizio e manutenzione? In particolare:
 - a. Come si fa il contracting? Quindi: costo del calore, tassa di allacciamento, tassa sulla potenza, ecc.
 - b. A quanto ammonta il costo totale dell'impianto? Come è stato finanziato? Ci sono interessi sul capitale da parte di prestiti bancari o altro?

- c. C'è stata un'agevolazione federale o cantonale che ha sussidiato l'impianto? Che tipo di sussidi erano? Hanno avuto un peso fondamentale sulla realizzazione dell'impianto?
- d. È possibile distinguere i vari costi per:

Costo centrale:	- caldaia/caldaie	(CHF: materiale + installazione + progetto)
	- accessori	“
	- locale/edificio centrale	“
Costo rete:	- scavo	(CHF: materiale + installazione + progetto)
	- condotte	“
Costo utenza:	- allacciamento	(CHF: materiale + installazione + progetto)
	- sottostazione	“
	- accessori	“

5. Che consigli si potrebbero dare sulla base delle esperienze realizzate? Quali possibili miglioramenti o precauzioni per la realizzazione di un altro impianto?

EBL Wärmecontracting Referenzobjekte Holzschnitzelfeuerung

Wärmeverbund Allmend Meilen

• Kunden	3
• Anschlussleistung kW	590
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	1'860
• Anzahl und Leistung Holzessel kW	1 x 320
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.17
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	1'700



Wärmeverbund Autobus AG Liestal

• Kunden	3
• Anschlussleistung kW	300
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	570
• Anzahl und Leistung Holzessel kW	1 x 300
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.10
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	1'200
• Wärmeverteilnetz km	0.50

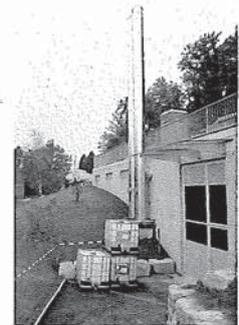
0.6 kW/m
1.24 MWh/m



Wärmeverbund Bärlet-Brügg

• Kunden	38
• Anschlussleistung kW	1'400
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	3'100
• Anzahl und Leistung Holzessel kW	1 x 1'200
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.30
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	3'400
• Wärmeverteilnetz km	2.40

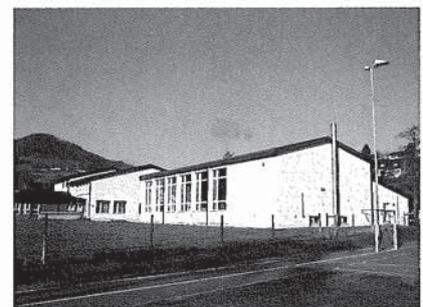
0.6 kW/m
1.3 MWh/m



Wärmeverbund Bennwil

• Kunden	71
• Anschlussleistung kW	1'029
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	1'850
• Anzahl und Leistung Holzessel kW	1 x 900
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.20
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	2'470
• Wärmeverteilnetz km	2.40

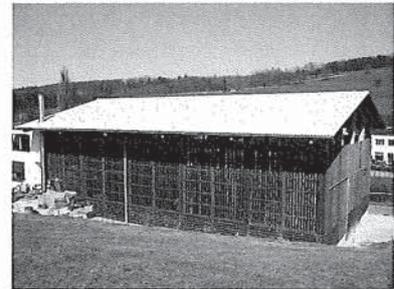
0.4 kW/m
0.8 MWh/m



Wärmeverbund Bodmatt Arisdorf

• Kunden	28
• Anschlussleistung kW	250
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	460
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 250
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.04
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	480
• Wärmeverteilnetz km	1.20

0.2 kW/m²
0.4 MWh/m²



Wärmeverbund Boll Vechigen

• Kunden	30
• Anschlussleistung kW	1'400
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	2'800
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 750
	1 x 1'000
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.23
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	2'730
• Wärmeverteilnetz km	2.80

0.5 kW/m²
1 MWh/m²



Wärmeverbund Burg/Engel Liestal

• Kunden	16
• Anschlussleistung kW	1'370
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	2'380
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 500
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.24
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	3'040
• Wärmeverteilnetz km	1.20

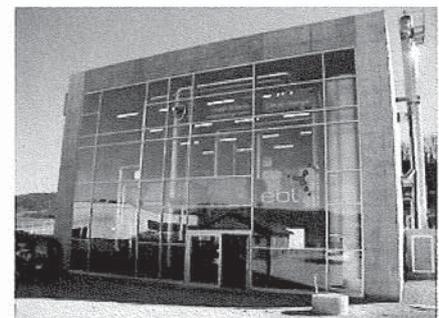
1.1 kW/m²
2 MWh/m²



Wärmeverbund Châtel St.-Denis

• Kunden	80
• Anschlussleistung kW	4'000
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	7'000
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 800
	1 x 1'600
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.95
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	12'000
• Wärmeverteilnetz km	4.00

1 kW/m²
1.75 MWh/m²



Wärmeverbund Dorfzentrum Lampenberg *0.26 kW/m*
0.5 MWh/m

• Kunden	14
• Anschlussleistung kW	190
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	400
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 150
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.04
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	533
• Wärmeverteilnetz km	0.80



Wärmeverbund Dorfzentrum Ost Sissach *1.4 kW/m*
2 MWh/m

• Kunden	21
• Anschlussleistung kW	1'650
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	2'440
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 450
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.26
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	3'250
• Wärmeverteilnetz km	1.20



Wärmeverbund Dorfzentrum Reigoldswil *0.65 kW/m*
1.2 MWh/m

• Kunden	23
• Anschlussleistung kW	1'430
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	2'500
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 550
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.18
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	2'240
• Wärmeverteilnetz km	2.20



Wärmeverbund Dorfzentrum Schönried *0.7 kW/m*
1.4 MWh/m

• Kunden	39
• Anschlussleistung kW	2'780
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	6'000
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 900
	1 x 1'200
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.64
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	8'000
• Wärmeverteilnetz km	4.20



Wärmeverbund Dorfzentrum Titterten *0.4 kW/m*
0.6 MWh/m

• Kunden	31
• Anschlussleistung kW	390
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	560
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 250
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.07
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	900
• Wärmeverteilnetz km	1.00



Wärmeverbund Gevo Ormalingen *0.9 kW/m*
1.5 MWh/m

• Kunden	98
• Anschlussleistung kW	3'170
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	5'200
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 1'200
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.34
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	4'000
• Wärmeverteilnetz km	3.50



Wärmeverbund Hallenbad Gitterli Liestal *1 kW/m*
2.1 MWh/m

• Kunden	99
• Anschlussleistung kW	2'840
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	5'780
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 700
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.62
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	7'700
• Wärmeverteilnetz km	2.80



Wärmeverbund Hanro Liestal *1.1 kW/m*
2.2 MWh/m

• Kunden	25
• Anschlussleistung kW	3'160
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	6'200
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 1'400
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.41
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	5'070
• Wärmeverteilnetz km	2.80



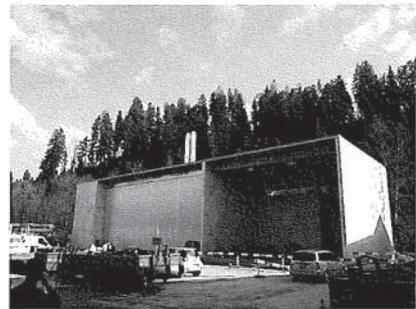
Wärmeverbund Krummeneich Pratteln *1.1 kW/m*
2.4 MWh/m

• Kunden	18
• Anschlussleistung kW	3'500
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	7'900
• Anzahl und Leistung Holzessel kW	1 x 1'000 1 x 1'200
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.72
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	8'440
• Wärmeverteilnetz km	3.30



Wärmeverbund Langnau im Emmental *0.93 kW/m*
1.2 MWh/m

• Kunden	72
• Anschlussleistung kW	5'200
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	9'700
• Anzahl und Leistung Holzessel kW	1 x 1'200 1 x 3'200
• Substitution Heizöl Mio. Liter	1.29
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	11'000
• Wärmeverteilnetz km	5.60



Wärmeverbund Lausen *1.1 kW/m*
2 MWh/m

• Kunden	110
• Anschlussleistung kW	2'600
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	4'860
• Anzahl und Leistung Holzessel kW	1 x 1'200
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.43
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	5'000
• Wärmeverteilnetz km	2.40



Wärmeverbund Lucens *1 kW/m*
2.1 MWh/m

• Kunden	24
• Anschlussleistung kW	1'670
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	3'300
• Anzahl und Leistung Holzessel kW	1 x 1'150
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.30
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	3'200
• Wärmeverteilnetz km	1.60



Wärmeverbund Mehrzweckhalle Waldenburg

• Kunden	2
• Anschlussleistung kW	220
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	400
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 220
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.05
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	630



Wärmeverbund Oberdorf

*0.9 kW/m²
1.5 MWh/m²*

• Kunden	27
• Anschlussleistung kW	1'430
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	2'400
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 900
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.23
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	2'870
• Wärmeverteilnetz km	1.60



Fernwärme Saanen-Gstaad

*1.1 kW/m²
2.1 MWh/m²*

• Kunden	123
• Anschlussleistung kW	15'000
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	28'000
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 3'200
	1 x 4'200
• Substitution Heizöl Mio. Liter	3.00
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	45'000
• Wärmeverteilnetz km	13.50



Wärmeverbund Schöffland

*0.4 kW/m²
0.6 MWh/m²*

• Kunden	5
• Anschlussleistung kW	370
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	610
• Anzahl und Leistung Holzkessel kW	1 x 230
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.04
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	430
• Wärmeverteilnetz km	1.00



Wärmeverbund Schulanlage Laufen

• Kunden	1
• Anschlussleistung kW	420
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	800
• Anzahl und Leistung Holzessel kW	1 x 220
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.08
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	760



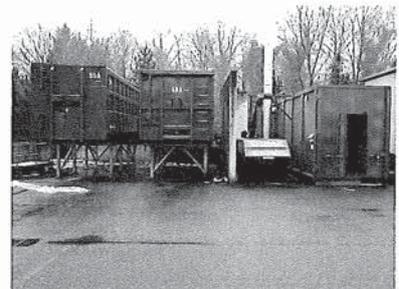
Wärmeverbund Tenum Liestal

• Kunden	1
• Anschlussleistung kW	100
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	150
• Anzahl und Leistung Holzessel kW	1 x 100
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.02
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	190



Wärmeverbund Werkhof Rheinfelden

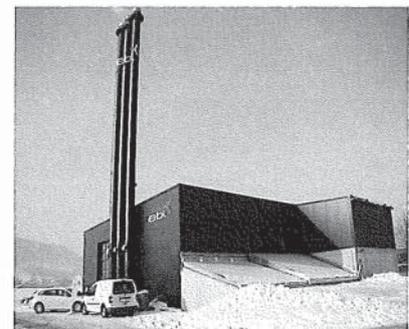
• Kunden	1
• Anschlussleistung kW	320
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	400
• Anzahl und Leistung Holzessel kW	1 x 320
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.04
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	470



Chauffage à distance Glovelier

1.7 kW/mv
3.2 MWh/an

• Kunden	5
• Anschlussleistung kW	2'500
• Wärmeabgabe MWh/ Jahr	4'800
• Anzahl und Leistung Holzessel kW	1 x 950
	1 x 450
• Substitution Heizöl Moi. Liter	0.550
• Energieholzbedarf Sm ³ / Jahr	5'600
• Wärmeverteilnetz / km	1.50



SUPSI

Projekt Fernwärme Tessin

Antwortenkatalog

Allegato 4.1.b
SUPSI-Antwortenkatalog_EBL



Kapitel 1	Charakteristik des versorgten Gebietes
a	- Versorgungsgebiet in Kanton BL - mittlerer Wohngebiet bis ca. 3'000 MWh/a
b	- 70% Wohnhäuser - 30% öffentliche Gebäude
c	- keine Industrie - keine günstige Abwärmequellen - nur Kleingewerbe
d	Als Wärmezentrale wurde die bestehende Zentrale des Schulareales erweitert

Kapitel 2	Technologische und technische Lösung
a	- bestehende Zentrale über zwei Stockwerke UG und EG - 1 Holzschnitzelsilo bestehend 150 m ³ - 1 Oeltank bestehend, erdverlegt 40'000 Liter - 1 Holzschnitzelfeuerung 600 kW - 1 Spitzenlast-Oelkessel 900 kW - 1 Wärmespeicher 30'000 Liter - 1 Expansionsanlage - 2 Netzpumpen à 100% Leistung
b	- Im Schulhausareal am Dorfrand - Brennstofftransporte direkt über Zufahrtstrasse ausserhalb Dorf - keinen Einfluss - keine Einsprachen
c	- Transportleitung aus KMR / Netzlänge 2 TKm - Verteilleitungen aus Stahl-Flex / Netzlänge 1 TKm - keine historische Zentren - Betriebstemperatur VL-Wi 85°C - Betriebstemperatur VL-So 70°C - Betriebstemperatur RL-Wi/So 55°C

Kapitel 3	Prozess, Projektentwicklung
a	- Machbarkeitsstudie inkl. Wirtschaftlichkeitsberechnung
b	- Informationsabende mit Gemeinde und Bevölkerung
c	- Nur Anschlussofferten
d	- Disposition Heizzentrale - Anpassung des Fernwärmenetzes
e	- Contractor mit Fachplaner

SUPSI

Projekt Fernwärme Tessin

Antwortenkatalog



Kapitel 4	Wirtschaftliche Daten
a	<ul style="list-style-type: none"> - Arbeitspreis 12.50 Rp. / kWh - Grundpreis 50.- CHF / kW / a - Anschlussbeitrag 0 – 13 kW CHF 6'018.- Pauschal 14 - > kW CHF 451.-
b	<ul style="list-style-type: none"> - Gesamtkosten 3'090'000.- CHF - Finanzierung durch Contractor
c	<ul style="list-style-type: none"> - Zuschüsse durch Kanton (Kantonale Beiträge) - Einmalige Subventionen - in Kanton BL erhält jeder Anschlusswillige Subventionen
d	<ul style="list-style-type: none"> - Best. Zentrale 250'000.- CHF - Feuerung / Kessel 740'000.- CHF - Ausrüstung 450'000.- CHF - Transportleitung <li style="padding-left: 20px;">Inkl. Tiefbau 810'000.- CHF - Hausanschlussleitungen <li style="padding-left: 20px;">inkl. Wärmeübergabestationen <li style="padding-left: 20px;">und Tiefbau 840'000.- CHF

Kapitel 5	Ratschläge
	<p>Bereits beim Vorprojekt die Gemeinde involvieren. Vorzeitige Anfragen für Anschlussinteressen starten. Evaluation und approximative Wirtschaftlichkeitsberechnung. Mögliche Wärmepreise festlegen.</p>
	<p>Sich an das maximale Perimeter halten. Anschlussdichte prüfen, mindestens 2 MWh / Tm (Richtlinien QM-Holz CH). Keine Wärmeleistungen über die maximale Kapazität verkaufen. Die Leistungs-Redundanz der Wärmeerzeugung sollte Minimum 70% bis 80% betragen. Ungeeignete, bestehenden Anlagenkomponenten in der Wärmeerzeugung auswechseln.</p>

EBL Wärmecontracting Referenzobjekt Abwärmenutzung

Wärmeverbund ARA Baldegg

• Kunden	6
• Anschlussleistung kW	2'688
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	5'370
• Abwärmenutzung MWh/Jahr	2'200
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.23
• Heizleistung Wärmepumpe kW	1'000
• Wärmeverteilnetz km	0.8



EBL Wärmecontracting Referenzobjekt Abwärmenutzung

Wärmeverbund ARA Sissach

• Kunden	25
• Anschlussleistung kW	1'450
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	2'900
• Abwärmenutzung MWh/Jahr	430
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.18
• Heizleistung Wärmepumpe kW	380
• Wärmeverteilnetz km	1.80



EBL Wärmecontracting Referenzobjekt Erdgas Wärmekraftkopplung (BHKW)

Wärmeverbund Bahnhofstrasse Pratteln

• Kunden	26
• Anschlussleistung kW	2'100
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	4'280
• BHKW Leistung thermisch kW	650
• BHKW Leistung elektrisch kW	310
• Heizkessel Öl kW	1 x 1'600
• Wärmeverteilnetz km	3.20



EBL Wärmecontracting Referenzobjekt Erdgas Wärmekraftkopplung (BHKW)

Wärmeverbund Brunnmatt Liestal

• Kunden	8
• Anschlussleistung kW	1'500
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	2'990
• BHKW Leistung thermisch kW	250
• BHKW Leistung elektrisch kW	190
• Heizkessel Öl kW	1 x 650
• Heizkessel Gas kW	1 x 580
• Wärmeverteilnetz km	1.60



EBL Wärmecontracting Referenzobjekt Erdgas Wärmekraftkopplung (BHKW)

Wärmeverbund Frenkenbündten Liestal

• Kunden	14
• Anschlussleistung kW	2'600
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	5'900
• BHKW Leistung thermisch kW	600
• BHKW Leistung elektrisch kW	300
• Heizkessel Öl kW	2 x 1'100
• Wärmeverteilnetz km	1.60



EBL Wärmecontracting Referenzobjekt Abwärmenutzung

Wärmeverbund Grüssen Pratteln

• Kunden	17
• Anschlussleistung kW	6'550
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	11'000
• Abwärmenutzung MWh/Jahr	7'900
• Substitution Heizöl Mio. Liter	1.10
• Wärmeverteilnetz km	4.50



EBL Wärmecontracting Referenzobjekt Abwärmenutzung

Wärmeverbund Konsortium Aquabasilea

• Kunden	3
• Anschlussleistung kW	3'920
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	13'630
• Abwärmenutzung MWh/Jahr	9'063
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.90
• Heizleistung Wärmepumpe kW	3'920
• Wärmeverteilnetz km	2.00



EBL Wärmecontracting Referenzobjekt Erdgas Wärmekraftkopplung (BHKW)

Wärmeverbund Längi Pratteln

• Kunden	8
• Anschlussleistung MW	1'100
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	2'100
• BHKW Leistung thermisch kW	370
• BHKW Leistung elektrisch kW	180
• Heizkessel Öl kW	1 x 1'150
• Wärmeverteilnetz km	2.00



EBL Wärmecontracting Referenzobjekt Erdgas Wärmekraftkopplung (BHKW)

Wärmeverbund Ochsenareal Pratteln

• Kunden	26
• Anschlussleistung kW	1'100
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	2'600
• BHKW Leistung thermisch kW	270
• BHKW Leistung elektrisch kW	130
• Heizkessel Öl kW	1 x 600
• Wärmeverteilnetz km	1.60



EBL Wärmecontracting Referenzobjekt Abwärmenutzung

Wärmeverbund Rankwog Trimbach

• Kunden	4
• Anschlussleistung kW	1'170
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	2'580
• Abwärmenutzung MWh/Jahr	339
• Substitution Heizöl Mio. Liter	0.14
• Heizleistung Wärmepumpe kW	411
• Wärmeverteilnetz km	1.00



EBL Wärmecontracting Referenzobjekt Erdgas Wärmekraftkopplung (BHKW)

Wärmeverbund Stockmatt Pratteln

• Kunden	17
• Anschlussleistung kW	2'500
• Wärmeabgabe MWh/Jahr	6'100
• BHKW Leistung thermisch kW	640
• BHKW Leistung elektrisch kW	320
• Heizkessel Öl kW	1 x 920
	1 x 1'150
• Wärmeverteilnetz km	2.30



Antragsformular für den Anschluss an den WV Zentrum Ost

Bestätigung des Kunden

Die Angaben in der Anschlussbestätigung sind durch den Kunden auszufüllen. Diese Daten werden dann für die Erstellung des Wärmelieferungsvertrags (WLV) verwendet. Die dunkel hinterlegten Felder sind zwingend auszufüllen.

Die technischen Anschlussdaten in der Richtpreisofferte können als Grundlage für die Bestätigung verwendet werden (Anschlussleistung). Diese Angaben basieren auf den Daten des eingereichten Fragebogens.

Administrative Angaben:

Objektnummer:

Liegenschaft: Nr.:

Heizungsplaner / -installateur:

Unternehmung:

Strasse:

PLZ/Ort:

Telefon:

Email:

Spezifische Angaben des Gebäudes:

Wohnungen / Stockwerk(e): Anzahl

Baujahr des Gebäudes:

Energiebezugsfläche (EBF): m²

Nutzung Fernwärme:

Raumheizung	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>	[kWh/a]
Brauchwarmwasser	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>	[kWh/a]
Lüftung, Klima	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>	[kWh/a]
Gewerbe / Industrie	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>	[kWh/a]
Hallenbad / Pool	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>	[kWh/a]

Technische Angaben:

Max. Wärmeleistungsbedarf: Q = [kW]

Max. FW-RL-Temperatur: t_{RL} = [°C]

Max. FW-Volumenstrom: V = m³/h

Adresse des Eigentümers / Vertreter:

Erhard Muster
Fantasiestrasse 007
4711 Bad Holzofen

Datum / Unterschrift:

Einsenden an:

AWV Abwasserwärmeverbund Sissach AG
p.A. EBL (Genossenschaft Elektra Baselland)
Mühlemattstrasse 6
4410 Liestal

WV Zentrum Ost



Richtpreisofferte:

14.01-WBSi146

Liestal, 12.02.14

Wärmelieferant:
Im folgenden WL genannt

AWV Abwasserwärmeversorgung Sissach AG
p.A. EBL (Genossenschaft Elektra Baselland)
Mühlemattstrasse 6
4410 Liestal

Wärmekunde:
Im folgenden WK genannt

Erhard Muster
Fantasiestrasse 007
4711 Bad Holzofen

Betreffend Versorgung der Liegenschaft:

EFH
Hauptstrasse
Gebäudenummer: 7
Parzellennummer: 526
4450 Sissach
Objektnummer: WBSi146

Anschluss und Wärmeleistung

Anschlussart	Indirekter Anschluss
Verwendung	Raumheizung & Brauchwarmwasser
Maximale Wärmeleistung	Ist durch den WK zu bestätigen
Wärmebezug jährlich (gem. Schätzung)	
Temperaturniveau VL/RL	90 / 60 °C
Maximaler Volumenstrom	0 m3/h

Einmalige Investition

Anschlussbeitrag CHF/kW =
Mindestanschlussbeitrag

Einmalige Investition netto exkl. MWSt.

MWSt. 8 % 0.00 CHF

Total einmalige Investition inkl. MwSt. 0.00 CHF

Jährlich

Grundpreis	CHF/kW =	
Minimaler Grundpreis	0 CHF	0.00 CHF
Arbeitspreis	0.0000	

(Wärmebezug wird nach effektivem Verbrauch abgerechnet)

Total exkl. MWSt. 0.00 CHF

MWSt. 8 % 0.00 CHF

Total jährlich inkl. MwSt. 0.00 CHF

Termine

Voraussichtliche Realisierung 2014 - 2015

1. Zweck der Richtpreisofferte

Die vorliegende Richtpreisofferte soll dem Kunden aufzeigen, welche Kosten beim Anschluss an den Wärmeverbund WZO Sissach durch die WL in Rechnung gestellt werden. Die Leistung des WL beinhaltet dabei die Leitungsführung bis und mit Übergabestation, (vor Wärmetauscher). Die sekundärseitigen Installationen und Umbauarbeiten inkl. Wärmetauscher ist Sache des WK, unter Einhaltung der TAB.

2. Wärmepreis

Sämtliche Preise verstehen sich zuzüglich Mehrwertsteuer oder anderweitige zukünftige gesetzliche Abgaben.

Der WK bezahlt dem WL den Wärmepreis für die bezogene Wärmeenergie. Der Wärmepreis für den Wärmebezug des WK besteht aus:

Spezifischer Grundpreis x max. Wärmeleistung + spezifischem Arbeitspreis x Wärmemenge.

Der jährliche Arbeitspreis wird berechnet auf der Basis des effektiven bezogenen Wärmemenge. Die Gültigkeit von Grund- und Arbeitspreis richtet sich nach den Bedingungen der WPO. Diese werden nach der definierten Indexierung für das Abrechnungsjahr berechnet.

3. Anwendung der Richtpreisofferte

Die Richtpreisofferte kann in der vorliegenden Form nicht zur Bestellung angewendet werden. Diese soll dem Kunden als Entscheidungsgrundlage dienen. Die aufgeführten Daten und Preise sind mittels der Angaben aus dem Fragebogen berechnet worden. Abweichungen von der angenommenen Anschlussleistung können zu abweichenden Preisen führen.

4. Weiteres Vorgehen

- a) die Angaben auf dem Antragsformular auf Vollständigkeit prüfen und Korrekturen direkt im Formular anbringen. Fehlende Informationen und Angaben ergänzen (ev. kann der Heizungsinstallateur weiterhelfen).
- b) das Formular an die EBL retournieren.

WV Zentrum Ost



Wärmelieferungsvertrag:

14.01-WBSi146

Liestal, 12.02.14

Wärmelieferant:

AWV Abwasserwärmeversorgung Sissach AG
p.A. EBL (Genossenschaft Elektra Baselland)
Mühlemattstrasse 6
4410 Liestal

Wärmekunde:

Im folgenden WK genannt

Erhard Muster
Fantasiestrasse 007
4711 Bad Holzofen

Betreffend Versorgung der Liegenschaft:

EFH
Hauptstrasse
Gebäudennummer: 7
Parzellennummer: 526
4450 Sissach
Objektnummer: WBSi146

Anschluss und Wärmeleistung

Anschlussart	Indirekter Anschluss
Verwendung	Raumheizung & Brauchwarmwasser
Maximale Wärmeleistung	
Wärmebezug jährlich (gem. Schätzung)	
Temperaturniveau VL/RL	90 / 60 °C
Maximaler Volumenstrom	0 m3/h

Einmalige Investition

Anschlussbeitrag	CHF/kW =
Mindestanschlussbeitrag	

Einmalige Investition netto exkl. MWSt.

MWSt.	8 %	0.00 CHF
-------	-----	----------

Total einmalige Investition inkl. MwSt.		0.00 CHF
--	--	-----------------

Jährlich

Grundpreis	CHF/kW =	
Minimaler Grundpreis	0 CHF	0.00 CHF
Arbeitspreis	0.0000	

(Wärmebezug wird nach effektivem Verbrauch abgerechnet)

Total exkl. MWSt.		0.00 CHF
-------------------	--	----------

MWSt.	8 %	0.00 CHF
-------	-----	----------

Total jährlich inkl. MwSt.		0.00 CHF
-----------------------------------	--	-----------------

Termine

Inbetriebnahme Ihres Hausanschlusses	2014 - 2015
--------------------------------------	-------------

kg CO₂-Einsparung pro Jahr durch Ihren Hausanschluss.

1. Gegenstand des Vertrages

Der Vertrag regelt die Bedingungen, zu denen der Wärmelieferant (WL) Wärme liefert und der Wärmekunde (WK) Wärme bezieht. Der WL erstellt und betreibt in Sissach eine Heizzentrale mit Holzschneitzelheizkessel und heizölbetriebenen Spitzenlastheizkessel, sowie ein Fernleitungsnetz bis und mit Wärmehzähler.

2. Hausinstallation und Anschlussbeitrag

Der WK bezahlt dem WL für die vereinbarte Wärmeleistung einen einmaligen Anschlussbeitrag. Der WK erstellt die hausinternen Installationen ab Wärmehzähler gemäss ALB und den technischen Spezifikationen TAB.

3. Wärmepreis

Sämtliche Preise verstehen sich zuzüglich Mehrwertsteuer oder anderweitige zukünftige gesetzliche Abgaben.

Der WK bezahlt dem WL den Wärmepreis für die bezogene Wärmeenergie. Der Wärmepreis für den Wärmebezug des WK besteht aus:

Spezifischer Grundpreis x max. Wärmeleistung + spezifischem Arbeitspreis x Wärmemenge.

Der jährliche Arbeitspreis wird berechnet auf der Basis des effektiven bezogenen Wärmemenge. Die Gültigkeit von Grund- und Arbeitspreis richtet sich nach den Bedingungen der WPO. Diese werden nach der definierten Indexierung für das Abrechnungsjahr berechnet.

4. Vertragsdauer

Der Vertrag tritt nach beidseitiger Unterzeichnung in Kraft und gilt ab Inbetriebnahme des Hausanschlusses und Beginn der Wärmelieferung für die Dauer von 25 Jahren. Wird der Vertrag nicht von einer der beiden Vertragsparteien ein Jahr vor Ablauf gekündigt, so verlängert sich die Vertragsdauer jeweils stillschweigend um weitere 3 Jahre. Wird der Vertrag durch einen Vertragspartner verletzt, so kann der andere Teil den Vertrag nach vorgängiger schriftlicher und erfolgloser Mahnung vorzeitig und unter Einhaltung einer Frist von mindestens 30 Tagen auf Ende eines Monats kündigen.

5. Allgemeine Vertragsklauseln

Änderungen dieses Vertrages und der integrierenden Vertragsbestandteile sowie von allfälligen zusätzlichen Vereinbarungen bedürfen zu ihrer Gültigkeit der schriftlichen Form. Der WK verpflichtet sich, dem WL den allfälligen Eigentumswechsel der angeschlossenen Liegenschaft im Voraus und unter Angabe des Zeitpunktes dem WL schriftlich mitzuteilen, sowie die aus dem vorliegenden Vertrag hervorgehenden Rechte und Pflichten auf den Rechtsnachfolger zu übertragen. Bei Anschluss mehrerer Liegenschaften an eine gemeinsame Wärmeverteilanlage sorgt der WK als Eigentümer der Liegenschaft dafür, dass allfällige aus seinem Eigentum ausscheidende Liegenschaften weiterhin gemäss Vertrag mit Wärme versorgt werden können, wie wenn kein Eigentumswechsel stattgefunden hätte.

Integrierende Vertragsbestandteile sind:

- Anschluss- und Lieferbedingungen (ALB)
- Technische Anschlussbedingungen (TAB) Wärmeverbund Zentrum Ost
- Wärmepreisordnung (WPO) AWV Abwasserwärmeverbund Sissach AG 1. Juli 2013

6. Gerichtsstand

Der Gerichtsstand für beide Parteien ist **Liestal**.

7. Ausfertigung

Dieser Vertrag wird in zwei Exemplaren ausgestellt und unterzeichnet. Jede Partei erhält ein Original. Der WK retourniert mit dem beiliegenden Briefcouvert ein unterschriebenes Vertragsexemplar dem WL.

Der Wärmekunde:

(Ort und Datum)

(Unterschriften)

Der Wärmelieferant:

AWV Abwasserwärmeverbund Sissach AG

(Ort und Datum)

(Unterschriften)



Thermoréseau – Porrentruy SA

Chauffage à distance à partir d'énergie-bois

Caractéristiques générales

Année de construction	1999
Investissements initiaux	CHF 15'000'000 .—
Investissements totaux (30.06.09)	CHF 32'410'000.—
Capital-actions initial	CHF 3'650'000.—
Capital-actions depuis oct. 2003	CHF 4'850'000.—
Création d'emplois durables	6 (3 à la Centrale et 3 en forêt)

Caractéristiques de la Centrale

Chaudière-bois 1	2'500 kW	
Chaudière-bois 2	5'500 kW	
Chaudière d'appoint (mazout) 1	2'700 kW	
Chaudière à mazout (secours)	3'600 kW	
Volume du stock de copeaux	2'000 m ³ c	(à la Centrale)
	20'000 m ³ c	(à 3 km de la Centrale)

Caractéristiques du réseau

Température de départ de l'eau	70 – 105 °C	
Température de retour de l'eau	55 – 60 °C	
Longueur totale du réseau	14 km	28 km de conduites
Nombre de raccordements	252	(fin 2009)
Puissance souscrite	16'928 kW	
Puissance souscrite par -7 °C	13'000 kW	(facteur de simultanéité : 76%)

Caractéristiques pour l'exercice 2008/2009

Vente de chaleur auprès des clients	26'800'700 kWh	
Production de chaleur totale	31'160'000 kWh	
Prix de vente de l'énergie	9.2 cts/kWh	
<i>Consommations :</i>		
Bois (copeaux, sciure, vieux-bois)	40'326 m ³ c	
Mazout	65'000 litres	(2% de l'énergie totale)

Caractéristiques écologiques pour l'exercice 2008/2009

Economie de mazout	3'100'000 litres
Réduction de CO ₂	8'350 tonnes

Prévisions pour l'exercice 2009/2010

Vente de chaleur auprès des clients	30'300'000 kWh
Production de chaleur totale	35'000'000 kWh
Prix de vente de l'énergie	9.2 cts/kWh

SUPSI

Projekt Untersuchung Fernwärme Tessin

Mitarbeit durch Gruneko Schweiz AG

Der Kanton Tessin hat die SUPSI (Scuola Universitaria Professionale della Svizzera Italiana) mit einer Studie beauftragt mit dem Inhalt „Fernwärme im Tessin“.

Die Ziele der Untersuchung sind:

- Untersuchung zur Realisation von Fernwärmeanlagen im Tessin anhand des Vergleichs mit Anlagen unter ähnlichen Randbedingungen (kleine Gemeinden, Anschluss öffentlicher und privater Gebäude, Ersatz bestehender Heizeinrichtungen, Nahverbunde)
- Analyse der angewandten Technologien und der genutzten Wärmequellen, Motivation für die Installation der Anlagen
- Wirtschaftliche Beurteilung der Anlagen, Investitionen, Betriebs- und Unterhaltskosten
- Sammeln von Informationen und Ratschlägen auf Basis der Erfahrungen.

Fragenkatalog an Anlagenbetreiber:

1. Charakteristik des versorgten Gebietes

- a. Das Versorgungsgebiet beinhaltet kleine oder mittlere Wohngebiete 500 MWh/a bis 10000 MWh/a
Ein Behinderten-Wohnheim mit ca. 400 kW Leistung (entspricht ungefähr 840 MWh/a) und eine Schule mit ca. 100 kW Leistung (entspricht ungefähr 180 MWh/a) sind die grössten Abnehmer. Ansonsten nur Einfamilienhäuser.
Un dormitorio per disabili con circa 400 kW (pari a circa 840 MWh / anno) e una scuola con circa 100 kW (equivalenti a circa 180 MWh/a) sono i maggiori clienti. Altrimenti gli altri sono solo case unifamiliari.
COMMENTO: quanto vale il fabbisogno complessivo? Numero di utenti privati?
- b. Sind prinzipiell Wohnhäuser und öffentliche Gebäude angeschlossen?
- c. Gibt es wenig oder keine Industrie? Gibt es folglich auch keine günstige Wärme (Geothermie, Abwärme, etc.)? **Industrie gibt es praktisch keine. Non c'è praticamente nessuna industria**
- d. Die Wärmezentrale wurde eigens für die Versorgung neu errichtet? Oder wurde eine bestehende Zentrale erweitert? **Die bestehende Zentrale der Schule wurde von EBM übernommen, stillgelegt und entsprechend wieder aufgebaut. La centrale termica esistente della scuola è stata rilevata da EBM, definita e costruita secondo le nuove norme.**
COMMENTO: che centrale termica c'era prima? Com'è stata adattata? (nuovo locale, spazi, rifornimento, ecc.).

2. Technologie und technische Lösung. Gründe für die Wahl

- a. Zentraltyp: Feuerung? Welche Brennstoffe? Mit Spitzenkessel? Einrichtungen der Zentrale?

Schnitzelfeuerung mit Ölspitzenlastkessel. Der Schnitzelsilo mit Schubbodentechnik wurde aussen, unterirdisch neu angebaut.

Schnitzel incendio bagnando con caldaia a gasolio. Il silo del cippato è esterno, con tecnologia a pavimento mobile, gli impianti sono sotterranei.

COMMENTO: cosa si intende per pavimento mobile? Migliore tecnologia rispetto alla coclea?

- b. Wo ist die Zentrale gelegen? Transportmöglichkeiten Brennstoffe? Einfluss auf Bewohner und Nachbarn und Umgebung (Bau, Emissionen)? Gab es Einsparungen? Die Zentrale liegt bei der Schule am Rand des Dorfs. Einsparungen gab es keine.

La centrale si trova presso la scuola ai margini del centro abitato. Non ci sono state obiezioni.

COMMENTO: poche obiezioni perché ci sono pochi vicini? Oppure per l'utilizzo di un locale esistente?

- c. Welcher Leitungstyp wurde gewählt und welche Verlegetechnik? Ummanteltes Stahlrohr, bei kleineren Dimensionen Duo-Rohr *Foderato tubo di acciaio, di dimensioni più piccole Duo-Tube*. Hat es historische Zentren? Nein *No* Welche Netzlänge (Hauptleitungen, Verteilleitungen)? Ca. 1'900 TRassemeter *circa 1900m di tracciato* Welche Netztemperaturen werden gefahren? 85°C

COMMENTO: DUO-Tube? Temperatura diversa tra estate e inverno? 1900m per quei fabbisogni mi sembra tanto, la densità è molto bassa!

3. Prozess, Projektentwicklung

Von der Idee bis zur Realisation der Anlage. Hürden beim Projekt

- a. Gab es eine Machbarkeitsuntersuchung oder eine Vorstudie? ja
- b. Gab es Informationsabende ja
- c. Wurden Vorverträge mit den Bezüglern vereinbart? Nein, es wurde erst nach ertragsabschluss mit der Gemeinde und dem Behinderten-Wohnheim gebaut. *No, non è stato costruito prima delle dichiarazioni di reddito (contratti?) con la comunità e il dormitorio per disabili.*

COMMENTO:

Was hat sich von der Idee bis zur Projektrealisation geändert? Geplant war der Anschluss der Liegenschaften eines Neubaugebiets. Die Fernleitung hierfür wurde in die neu erstellte Strasse eingelegt; Anschlüsse konnten nur wenige verwirklicht werden (kein Anschlusszwang). *Il piano era la connessione delle proprietà di un nuovo territorio. Trasmissione di questo è stato posto in strada appena creato; collegamenti possono essere solo alcuni realizzato (nessun collegamento obbligatorio)*

COMMENTO:

- d. Wer hat sich um die gesamte Projektentwicklung gekümmert: Gemeinde, Strom-Unternehmen, Bauunternehmen, Ingenieurbüros, private? Konzept, Planung und Verkauf EBM Wärme AG,

Detailplanung der Zentrale durch Ingenieurbüro. *Ideazione, progettazione e vendita EBM calore AG, progettazione dettagliata della centrale da società di ingegneria.*

COMMENTO: chi ha fatto il business plan? Che ipotesi ci sono (finanziarie, economiche, energetiche)?

4. Wirtschaftliche Daten

Falls wirtschaftliche Kennziffern erhältlich sind würden Investitionen und Betriebskosten, sowie Unterhalt interessieren. Diese sind:

- a. Wird Contracting angewandt? *ja* Welcher Wärme-Arbeitspreis wird verrechnet, welcher Leistungspreis, *Wärmepreis ca. 18 Rp./kWh* welche Anschlussgebühr? *Ja*
- b. Gesamtkosten der Anlage? Wie wurde finanziert? Zinskonditionen ?
- c. Gab es kantonale oder Zuschüsse des Bundes ? *nein* Welche Art der Unterstützung gab es? Trug die Unterstützung wesentlich zum Gelingen des Projektes bei?
- d. Können die Kosten unterschieden werden in:

Zentrale:	Feuerung/Kessel
	Ausrüstung
	Gebäude/Umgebung
Netz	Tiefbau
	Leitungsbau
Anschlüsse	Anschlussleitungen
	Wärmeübergabestationen
	Ausrüstung

COMMENTO: com'è riuscito a passare il progetto con 18 cts/kWh? Mi sembra un po' elevato come valore.

5. Ratschläge

Welche Empfehlungen geben Sie auf der Basis der gemachten Erfahrungen? Welche Verbesserungen oder Massnahmen für eine ähnliche Installation schlagen Sie vor? *Bei Vorinvestitionen für den Leitungsbau sollte bei neu erschlossenen Gebieten eine Anschlusspflicht im Gestaltungsplan erwirkt werden. Pre-investimento per la rete dovrebbe essere ottenuto nelle aree di recente sviluppo di un dovere porto nel piano di progettazione.*

COMMENTO: perché non nei nuclei? Non è un problema con i nuovi standard costruttivi? Si ottengono basse densità di fabbisogno.

SUPSI

Project de recherche "Chauffage à distance au Tessin"

Collaboration avec GRUNeko AG

Exemples pratiques de projets réalisés avec succès.

Projet CAD – 2000 MWh – petite ville, arc jurassien

Question à poser aux responsables de cas concrets de chauffage à distance

1. Quelles sont les caractéristiques de la zone chauffée avec le réseau de chaleur à distance?
 - a. Est-ce que la zone de chauffage à distance comprend un centre de logement de petite à moyenne taille à l'échelle du quartier? (avec un besoin d'énergie globale de 500 MWh/an à environ 10'000 MWh/an) ;
Zone mixte, quantité de chaleur > 2'000 MWh/an
Potenza installata ? Circa 1500 kW ?
 - b. Est-ce que des bâtiments résidentiels et publics sont principalement raccordés au réseau thermique? (Maisons individuelles et immeubles, écoles, municipalité, salles de gym, bureaux communaux) ;
Les clients sont mixtes (bâtiments communaux : école, salle de gym, église), locatifs, industriels.
 - c. Il n'y a donc pas d'industries, et pas de sources de chaleur à bas coût raccordé? (par exemple pas de chaleur résiduelle de l'industrie, pas de processus industriels, etc.) ;
Des industries sont raccordées uniquement comme preneur de chaleur.
Le industrie comprano il calore per i processi o solo per il riscaldamento dei locali?
 - d. Est-ce que la centrale thermique est complètement neuve? Pas de locaux existants n'ont été récupérés ? (des extensions d'une installation déjà existante ne sont pas recherchés dans ce projet)
La centrale est neuve. Elle a été installée dans un groupe de nouveaux bâtiments qui ont directement été chauffé par le CAD (construction simultanée).
2. Quelles sont les technologies et les solutions adoptées pour le projet réalisé? Quelles sont les raisons qui ont porté à la solution définitive?
 - a. Quelles sont les caractéristiques de la centrale? En particulier: combustible utilisé, chargement du combustible, back-up en situation d'urgence, auxiliaires ;
Combustible : bois (plaquettes), disponible facilement dans la région, back-up mazout (bon marché, pas de gaz disponible). Chargement des plaquettes de bois : par tracteur/remorque, silo intégré dans la construction, amenée automatique vers la chaudière

- b. Où est positionnée la centrale? Information sur: chargement et accessibilité du combustible, impact social sur le voisinage (cheminée, construction, silos, voisinage, etc.). Des contestations ont eu lieu avant ou pendant la construction?
La construction chaufferie et immeuble ont été simultanées. Les points délicats sont bruit (ventilateur) et poussière (déchargement).
Cosa si intende per punti delicati ? Cos'è successo? Ci sono state opposizioni?
- c. Quels types de tuyaux et tracés ont été choisis? Observations sur: type d'installation (centre urbain : difficulté de mise en place, de raccordement, rues étroites, etc.), type de tuyau, température du réseau, longueur du réseau principal et secondaire.
Tuyaux isolés Brügg, assemblé par soudage. Cadre urbain de faible densité, peu de problème. Longueur du réseau 700 m (linéaire, hors raccordement immeubles). Température environ 70°C.
La mandata è 70°C ? È sufficiente? (immagino che le industrie non fanno processi con questa temperatura). Lo standard energetico delle abitazioni è buono?
3. Quel processus a été suivi? Comment le projet a évolué? En particulier depuis la première idée du projet jusqu'à sa réalisation. Quelles sont les problèmes rencontrés dans chaque étape du projet?
- a. projet de faisabilité et projet préliminaire
difficulté : densité énergétique peu élevée (il a fallu définir des zones rentables et réduire l'étendue du réseau). En zone déjà construite, l'âge des chaudières de chaque maison est différent. Les preneurs potentiels ne veulent pas s'engager ferme (sans connaître le prix et sans être sûr que le projet va véritablement se réaliser). Souvent le preneur de chaleur veut comparer le prix du mazout (combustible seul) au prix de la chaleur livré par le CAD (service complet), ce qui est défavorable pour le CAD. Un travail de vente et de conviction (da chi è stato fatto ? Comune ?) est nécessaire.
- b. soirées informatives pour la population ;
oui, y compris avec le conseil communal. Ces soirées et surtout le suivi des contacts client individuels représentent un travail considérable pour le promoteur du CAD. Ceci est d'autant plus vrai lorsque le CAD n'est qu'au stade de projet.
- c. collecte des précontrats et contrats des utilisateurs ;
un contrat préliminaire a été proposé au preneur mais l'état avant décision d'investissement correspondait à une lettre d'intention et non un contrat ferme. Le projet est parti avec la promesse de raccordement des bâtiments communaux et de plusieurs immeubles en construction. La phase initiale est un risque pour le promoteur (concetto molto importante, è il comune che ha deciso di prendere questo rischio?).
- d. qu'est-ce qui a changé du concept initial au concept final?
réduction des ambitions territoriales pour se concentrer (i) sur les zones à haute densité énergétique (che densità c'era prima e quanto è adesso ?), et (ii) limiter la taille du projet aux subventions promises par les autorités (i sussidi non erano proporzionali alla taglia del progetto?).
- e. qui a suivi et qui a piloté l'ensemble des travaux: commune, compagnie électrique, société de construction, bureau d'ingénieurs, privés, etc.

société de contracting (maître d'ouvrage), qui a mandaté un bureau d'ingénieur CVSE et un bureau d'ingénieur civil. (come si è arrivati a definire questa società di contractig ? chi è e chi ne fa parte? Oppure è un ente esterno?)

- f. qu'est-ce qui a permis au projet de démarrer dans sa réalisation ?
explications sous point c. (C'era una persona chiave coinvolta, interessata e sensibile al tema?)

4. Y a-t-il à disposition des données économiques de l'installation? Aussi bien des coûts d'investissement que des coûts d'exploitation et d'entretien? En particulier:

- a. Quel est le coût total de l'installation? Comment a-t-elle été financée? Quel est l'intérêt du capital emprunté ? Comment a-t-il été défini ? Est-il fixe ou variable ?

Coût des travaux 1,8 MCHF

Subventions 0,6 MCHF

Coût pour le MO 1,2 MCHF

Coût du capital pour le MO environ 3,5% (variable, risque pendant la durée d'amortissement)

Le risque de montée des taux d'intérêt est désagréable car le rendement opérationnel est correct mais limité et la durée d'amortissement est très longue (> 20 ans).

Totale 3.0 MCHF da cui dedurre i sussidi 0.6 MCHF ?

- b. Est-ce qu'une aide ou un subside fédéral ou cantonal ont permis de subventionner le projet? Si oui, quel type de subvention y a-t-il eu? Ont-t-ils eu une influence importante dans ce projet?

Oui, pour ce projet des mesures conjoncturelles exceptionnelles avaient été promises (indiquées plus haut). Sans ces aides, le projet n'aurait pas été lancé.

Perchè? il costo del calore sarebbe stato troppo elevato? quanto è adesso il costo del calore?

- c. Est-il possible de distinguer les coûts pour les postes suivants:

Coût centrale: - chaudière (CHF: matériel + installation + designs)

- accessoires “

- local/bâtiment centrale “(en location – non è stato costruito da zero ? spiegare meglio – riutilizzo di un edificio?)

51% des investissements

Coût réseau: - excavations (CHF: matériel + installation + designs)

- tuyaux “

39% des investissements

Coût utilisateurs: - raccords (CHF: matériel + installation + designs)

- sous-stations “

- accessoires “

10% des investissements

- d. Comment le modèle de contracting a-t-il été prévu? Plus en détail: modèle économique, retour d'investissement, coût de la chaleur, frais de connexion, taxe sur la puissance, etc.

<i>Frais de raccordement (initial)</i>	<i>0 CHF</i>
<i>Durée de contrat</i>	<i>15 ans minimum</i>
<i>Frais de connexion (puissance)</i>	<i>200 CHF/kW</i>
<i>Frais de l'énergie</i>	<i>coût réels opérationnels hors amortissement (quanto vale? come è stato calcolato?)+ 2 cts/kWh pour couvrir marge/risque (2 cts/kWh sembrano molti, a meno che nel valore precedente non ci sia l'annualità)</i>

5. Sur la base de l'expérience de ce projet, quels conseils pouvez-vous donner? Quels sont les améliorations possibles ou les précautions à prendre pour la réalisation d'un autre réseau de chauffage à distance?

planifier avec la densité énergétique en premier critère (MWh/an / mètre de réseau) – (quanto vale in questo caso la densità?)

donner des indications claires (précises et limités) aux clients lors de la phase projet

limiter le temps entre annonce et réalisation (quanto è durato nel complesso il progetto?)