



DIPARTIMENTO DI
INGEGNERIA INDUSTRIALE



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

*CONVENZIONE TRA COMUNE DI MONTEGROTTO TERME
E DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
DELL'UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA*

**Studio sui diversi modi di utilizzo della specificità geotermica
nella Zona Euganea e in particolare nel Comune di Montegrotto Terme**

Relazione di inquadramento generale

Assegnista: Ing. Jacopo Vivian

Responsabile del progetto: Prof. Ing. Michele De Carli

Prima versione: 31/01/2018
Revisione finale: 15/05/2018

INDICE

1	Introduzione.....	1
1.1	Origine del termalismo	2
1.2	Composizione delle acque termali	3
1.3	Inquadramento normativo sull'uso della risorsa geotermica nel Bacino Idrotermale Euganeo.....	4
1.3.1	Il Piano di Utilizzo della Risorsa Termale	5
1.3.2	Utilizzo del calore del terreno mediante sonde geotermiche a circuito chiuso.....	7
1.4	Utilizzo attuale della risorsa geotermica.....	9
1.5	Domanda di calore nel Comune di Montegrotto Terme	11
1.6	Obiettivi dello studio.....	15
2	Utilizzo delle acque di risulta a valle degli stabilimenti termali	17
2.1	Reti di teleriscaldamento a bassa temperatura con pompe di calore distribuite.....	17
2.1.1	Integrazione di pompe di calore acqua-acqua	18
2.1.2	Analisi preliminare per il comune di Montegrotto Terme.....	21
2.1.3	Gestione del sistema.....	27
2.2	Coltivazioni di microalghe.....	29
2.2.1	Sistemi di coltivazione	30
2.2.2	Sistemi di raccolta.....	32
2.2.3	Considerazioni su Montegrotto Terme.....	33
2.3	Utilizzo in campo agricolo.....	34
3	Utilizzo del calore da acque estratte alla testa di pozzo.....	37
3.1	Integrazione in rete di teleriscaldamento	37
3.2	Produzione elettrica da acque termali	39
4	Sonde a circuito chiuso in zona termale.....	43
4.1	Analisi per edifici nuovi o di recente costruzione.....	43
4.2	Analisi per edifici esistenti con riqualificazione energetica	46
	Conclusioni.....	53
	Bibliografia	55

1 Introduzione

Il Comune di Montegrotto Terme fa parte del Bacino Termale Euganeo, un'area famosa per la presenza di acque termali. La comune definizione di acqua termale include le acque caratterizzate da uno stato termico medio annuo superiore di almeno 4°C rispetto alla temperatura media dell'aria e di 2°C rispetto a quella media del suolo [1]. Esse posseggono generalmente un grado di mineralizzazione più o meno elevato ed una composizione chimica costante con prevalenza di alcuni composti in quantità tali da renderle farmacologicamente attive. Da indagini idrogeochimiche, le acque termali del Bacino Euganeo sono clorurate alcaline, ed in particolare clorurato sodiche. Prendendo in considerazione la classica nomenclatura utilizzata in ambito medico [2] le acque in esame risultano di tipo salso-bromo-iodiche. Per quanto riguarda le temperature, le acque in esame sono ipertermali, poiché si trovano a temperature superiori a 40°C. All'interno del Bacino Termale Euganeo si possono distinguere tre aree basate sulle correlazioni tra temperatura (T) e contenuto totale in solidi disciolti (tds):

- i fluidi di Abano, dotati generalmente di temperature maggiori (tra 72°C e 85°C) e salinità maggiori (4.000 ppm<tds<6.000 ppm);
- i fluidi di Montegrotto con temperature intermedie (tra 60°C e 80°C) e salinità intermedie (3.500 ppm<tds<5.000 ppm);
- i fluidi di Battaglia-Galzignano con temperature più basse (tra 40°C e 71°C) e salinità inferiori (1.400 ppm<tds<2.500 ppm)

Un'immagine più nitida della distribuzione delle temperature nel Bacino Idrotermale Euganeo è fornita dallo studio di Fabbri del 2001, in cui un modello validato sperimentalmente ricostruisce la probabilità di trovare acque sopra 80°C, tra 70°C e 80°C e sotto 70°C a 500 metri di profondità nel terreno [3]. Come si vede in Figura 1, è possibile individuare una zona ad anomalia termica sull'asse NW-SE, con picchi sopra 80°C in corrispondenza dei centri storici di Abano e Montegrotto Terme e diminuendo via via man mano che ci si allontana da questi "epicentri".

Le acque termali vengono sfruttate dagli stabilimenti termali e da pochi altri concessionari presenti sul territorio. Nel comune di Montegrotto Terme al 2016 risultavano attive 27 concessioni su 37 (dato BIOCE). Le acque termali si trovano nel sottosuolo a diverse

profondità, come spiegato nel prossimo paragrafo. Per quanto riguarda la composizione delle acque invece, si rimanda al paragrafo 1.2.

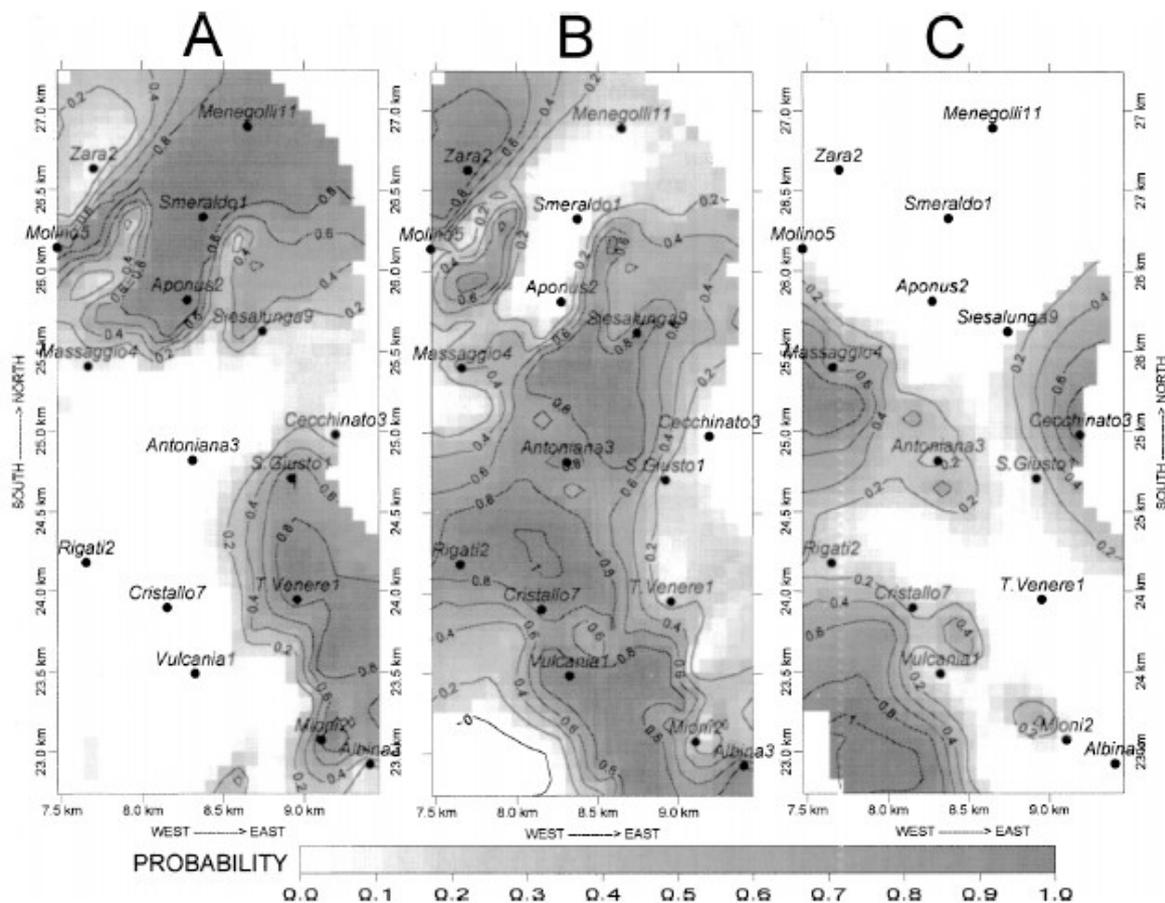


Figura 1. Mappe georeferenziate di probabilità che la temperatura sia (a) superiore a 80°C; (b) tra 70 e 80°C; (c) inferiore a 70°C (grafico preso da [3]).

1.1 Origine del termalismo

L'acqua termale trova origine nelle Prealpi, circa 100 km a nord-ovest del Bacino Idrotermale Euganeo. Qui l'acqua piovana si infiltra nel terreno e raggiunge profondità di circa 3000-4000 metri, viene scaldata grazie al gradiente geotermico normale e circola verso sud-est attraversando i monti Lessini, i colli Berici e giungendo infine ai piedi dei colli Euganei. Qui, la struttura delle rocce nel sottosuolo fa sì che le acque risalgano velocemente tramite moti convettivi che garantiscono anche una omogeneizzazione delle temperature. Questa risalita delle acque è permessa sia dalla presenza di fratture nelle rocce sia dalla bassa permeabilità dei sedimenti adiacenti. L'ipotesi dell'origine meteorica delle acque fu proposta da Piccoli [4]

nel 1973 ed è stata successivamente confermata da diversi studi scientifici [5]. Il Bacino Idrotermale Euganeo è dunque un sistema con deflusso in cui le acque meteoriche arrivano attraverso il percorso descritto sopra, si accumulano temporaneamente nelle falde e da qui vengono estratte, attraverso dei pozzi, per essere utilizzate dagli stabilimenti termali. Le falde più superficiali si trovano tra 200 m e 500 m di profondità, mentre quelle più profonde si trovano a circa 1000 m dalla superficie. Negli anni '60, i pozzi artesiani che garantivano il deflusso furono chiusi e si cominciarono ad utilizzare pompe per estrarre l'acqua. Nel 1966 il Ministro dell'Industria decise di delegare ad un ente unico la gestione del Bacino. Solo allora si cominciò a monitorare il livello piezometrico delle falde e i volumi di acqua estratti. Tra il 1978 e il 1992, venivano estratti 20 milioni di metri cubi all'anno, con un picco di 25 milioni nel 1985 [6]. L'intero bacino è distribuito su una superficie di circa 30 km², mentre l'estrazione dell'acqua termale era concentrata in un'area di circa 20 km². Questo sfruttamento intensivo portò ad una progressiva riduzione del livello piezometrico, che mostrava un andamento chiaramente influenzato dal ciclo turistico annuale [7]. Poiché il ricambio di acqua non riusciva a compensare la quantità estratta, si verificò il fenomeno della subsidenza con un tasso medio di 15 mm/anno tra il 1970 e il 1986 e riducendosi poi a 3-4 mm/anno nel periodo 1992-1996 [8]. Il fenomeno della subsidenza normalmente richiede molto tempo per svilupparsi; nel Bacino Idrotermale Euganeo invece è stato velocizzato dalla presenza di acqua calda con bassa viscosità e peso specifico, che garantiscono alta permeabilità e quindi un alto tasso di consolidamento [6]. Utilizzando modelli numerici e dati misurati si è concluso che il fenomeno si è esaurito, anche grazie all'utilizzo di pozzi di prelievo più profondi, che prelevano l'acqua dalle rocce fratturate invece che dagli acquiferi superficiali. Già da diversi anni, infatti, le acque termali vengono estratte esclusivamente in profondità, entro le formazioni rocciose mesozoiche, al di sotto della copertura alluvionale. I moderni metodi di perforazione hanno consentito la realizzazione di opere spinte ad oltre 1000 metri dal piano campagna, tali da evitare la miscelazione dell'acqua termale con acque superficiali più fredde e con diversa composizione chimica e microbiologica [1].

1.2 Composizione delle acque termali

In Tabella 1 vengono mostrati i valori medi delle proprietà chimico-fisiche dell'acqua termale del circuito euganeo, relativi ad un campione di 12 prelievi di acqua termale in altrettanti

pozzi, avvenuti tra il 1996 e il 2013. I dati sono stati forniti dal BIOCE. L'elevata presenza di ioni in soluzione aumenta la conducibilità elettrica dell'acqua termale e quindi il suo potenziale corrosivo nei confronti di materiali ferrosi. Il contenuto di ioni calcio e magnesio fa invece aumentare la durezza dell'acqua con la conseguente formazione di carbonati che precipitano e si depositano sul fondo di tubazioni e/o scambiatori eventualmente presenti. Questi depositi rendono necessaria la manutenzione della superficie di scambio termico poiché le incrostazioni che ne derivano favoriscono l'instaurarsi di fenomeni di corrosione e aumentano la resistenza termica degli scambiatori, peggiorandone l'efficienza di scambio termico. Infine, la presenza di cloruri e solfuri e le temperature elevate favoriscono la corrosione.

Tabella 1. Valori medi delle analisi chimico-fisiche alle acque del circuito termale euganeo.

Temperatura dell'acqua	78.3°C
pH	7.0
Conducibilità elettrica a 18°C	6800 µS/cm
Residuo fisso a 180°C	4889 mg/l
Ione sodio (Na ⁺)	1154 mg/l
Ione potassio (K ⁺)	75 mg/l
Ione calcio (Ca ⁺⁺)	370 mg/l
Ione magnesio (Mg ⁺⁺)	68 mg/l
Ione ammonio (NH ₄ ⁺)	2.3 mg/l
Ferro (Fe)	0.21 mg/l
Ione nitrito (NO ₂ ⁻)	<0.01 mg/l
Ione nitrato (NO ₃ ⁻)	<1 mg/l
Ione solfato (SO ₄ ⁻⁻)	818 mg/l
Ione cloruro (Cl ⁻)	1981 mg/l
Ione idrogenocarbonato (HCO ₃ ⁻)	174 mg/l
Ione bromuro (Br ⁻)	8.0 mg/l
Ione ioduro (I ⁻)	0.5 mg/l
Solfuro di idrogeno (H ₂ S)	1.8 mg/l
Silice (SiO ₂)	60 mg/l
Durezza totale	120°F
Ossidabilità (secondo Kubel)	7.40 mg/l

1.3 Inquadramento normativo sull'uso della risorsa geotermica nel Bacino Idrotermale Euganeo

Le acque termali in Italia sono pienamente riconosciute dalla Legge. Secondo il D.M. 15 XII 1994, le seguenti malattie possono trovare beneficio dalle cure termali: malattie

otorinolaringoiatriche e delle vie respiratorie, malattie cardiovascolari, malattie ginecologiche e dell'apparato urinario, malattie dell'apparato gastroenterico, reumatiche e dermatologiche. Le cure termali devono essere prescritte e somministrate sotto controllo medico e le stazioni termali possiedono requisiti, regolamenti, compiti e personale che li equiparano ad altri centri sanitari. Agli effetti della Legge 16 luglio 1916, n. 947, sono considerate acque minerali quelle che vengono adoperate per le loro proprietà terapeutiche o igieniche speciali, sia per bibita sia per altri usi curativi. Il riconoscimento delle proprietà terapeutiche delle acque minerali naturali da utilizzarsi per cure termali viene effettuato dal Ministero della Salute che raccoglie le domande corredate da analisi chimiche, microbiologiche e di radioattività delle acque. Come già accennato nel paragrafo 1.1, le acque del Bacino Euganeo sono di tipo salsobromoiodiche ipertermali. Questa tipologia di acque è particolarmente indicata per il trattamento patologie rinosinusal ricorrenti e croniche.

1.3.1 Il Piano di Utilizzo della Risorsa Termale

Per tutelare le proprietà sanitarie connesse al termalismo, la Legge regionale n. 31 del 20 marzo 1975 afferma che “i titolari delle concessioni che alimentano gli stabilimenti termali non devono edurre acqua per scopi diversi da quello terapeutico e non devono superare i quantitativi strettamente necessari per la maturazione, rigenerazione del fango e per l'effettuazione delle cure idrotermali”. Con la stessa Legge veniva prevista la redazione di un *Piano di Utilizzazione della Risorsa Termale* (di seguito nominato P.U.R.T.), che venne approvato con Provvedimento del Consiglio regionale n. 1111 il 23 aprile 1980. Il Piano è finalizzato a salvaguardare la risorsa idrotermale e più in generale a valorizzare il bacino euganeo attraverso un'ordinata pianificazione urbanistica, la migliore utilizzazione dell'acqua termale e la qualificazione sanitaria del termalismo.

Il Piano, che interessa i Comuni di Abano Terme, Arquà Petrarca, Baone, Battaglia Terme, Due Carrare, Galzignano Terme, Monselice, Montegrotto Terme, Teolo e Torreglia, fu modificato e integrato con le Leggi Regionali n. 40 del 10 ottobre 1989 e n.1044 del 21 febbraio 1990 e con Deliberazione del Consiglio Regionale n.34 del 31 Luglio 2003.

Il Piano è suddiviso in sei Titoli: norme generali, norme urbanistiche, norme di ammissibilità degli interventi, norme per la gestione mineraria e sanitaria della risorsa termale e norme transitorie e finali. Nel Titolo primo vengono solamente dichiarate le finalità e i contenuti del Piano. Le norme urbanistiche (Art. 5) prevedono di suddividere il territorio in base alle

differenti caratteristiche di temperatura dell'acqua termale e alle previsioni di destinazione d'uso dei piani regolatori. Vengono definite *aree di salvaguardia integrale* (A1) quelle aree con temperatura dell'acqua termale superiore o uguale a 80°C per le quali i piani regolatori generali (PRG) dei comuni di Abano e Montegrotto Terme indicano zone di tipo residenziale, o zone per attrezzature termali, ovvero aree pubbliche e per attività collettive; *aree di salvaguardia relativa* (A2) quelle aree con temperatura dell'acqua termale inferiore a 80°C per le quali i PRG dei comuni di Abano Terme, Baone, Battaglia Terme, Due Carrare, Galzignano Terme, Monselice, Montegrotto Terme, Teolo e Torreglia indicano zone di tipo residenziale, o zone per attrezzature termali, ovvero aree pubbliche e per attività collettive; *aree termali di riserva per futura espansione* (A3) quelle aree con temperatura dell'acqua termale superiore a 60°C, e aree con temperatura dell'acqua termale inferiore o uguale a 60°C per le quali i piani regolatori dei Comuni (tutti quelli interessati dal Piano) indicano zone destinate a usi agricoli. L'edificazione a scopo residenziale sulle zone A1 e A2 non è consentita a meno che i Comuni non escludano alcuni lotti dalle aree di salvaguardia mediante Delibera. Secondo l'Articolo 7, nella progettazione di nuovi stabilimenti termali i piani urbanistici devono prevedere la realizzazione di impianti tecnologici che consentano il risparmio della risorsa termale e il risparmio energetico, anche mediante l'uso delle acque termali di risulta.

Secondo l'Art. 17, la richiesta di concessione edilizia per la costruzione di nuovi stabilimenti termali, o per la trasformazione o ampliamento di quelli esistenti è ammissibile qualora il richiedente la concessione edilizia dimostri, con certificazione della G.U.B.I.O.C.E., il possesso del titolo minerario e la disponibilità di acqua termale nella quantità necessaria in base al numero delle camere della struttura alberghiera, secondo le norme tecniche di utilizzazione della risorsa contenute nel Titolo quarto.

La quantità massima di acqua che può essere edotta da ciascuno stabilimento è fissata dall'Articolo 22 in:

- 300 litri/minuto fino a 8 camerini e 40 litri/minuto per ogni ulteriore camerino per la durata di effettiva apertura di ogni esercizio;
- 140 litri/minuto fino a 8 camerini e 40 litri/minuto per ogni ulteriore camerino nei periodi di chiusura.

Inoltre, è assegnata la possibilità di estrarre acqua termale fino ad una portata massima di 300 litri/minuto nelle concessioni che non alimentano stabilimenti termali, al fine di utilizzare il

quantitativo estratto per la maturazione e rigenerazione del fango termale da destinare esclusivamente agli stabilimenti termo-alberghieri del bacino euganeo. Per gli stabilimenti alimentati con acqua a temperatura inferiore a 70°C il prelievo annuo massimo è aumentato del 3% per ogni grado in meno. Per gli effetti delle norme contenute nei commi sopraccitati, il periodo di apertura degli stabilimenti termali comprende 6 giorni antecedenti e 6 giorni seguenti le rispettive date di apertura e di chiusura. Il quantitativo di acqua termale utilizzabile, per concessione mineraria, in un anno solare non deve superare la somma di quanto previsto ai commi precedenti. Il misuratore automatico della portata, previsto alla lett. a), del comma 1, dell' art. 17, della L.R. 40/89, deve essere installato a bocca di pozzo, fatti salvi i casi di impossibilità tecnica, certificati dal Direttore tecnico della Gestione Unica. Inoltre, secondo l'Art. 22, i titolari di concessioni minerarie devono favorire, ove possibile, l'uso da parte di terzi dell'acqua termale di risulta già utilizzata negli stabilimenti.

Secondo l'Articolo 27, i giacimenti non concessionati, ricadenti nelle zone a temperatura uguale o superiore a 70°C, possono essere dati in concessione alle Gestione Unica che provvederà all'utilizzazione della risorsa eventualmente disponibile secondo quanto previsto dalla presente normativa o, in alternativa, ai titolari di stabilimenti che dimostrino di non disporre di acqua termale sufficiente al soddisfacimento del loro fabbisogno.

Il Titolo quinto indica le norme per la gestione sanitaria della risorsa termale, come ad esempio le caratteristiche dei camerini per fangoterapia e delle grotte caldo-umide.

Infine, l'Art. 47 (Titolo sesto) impone ai titolari delle concessioni di ostruire con calcestruzzo i pozzi abbandonati e quelli aventi colonne di rivestimento in condizioni tali da non poter essere sostituite; la stessa cosa vale per i pozzi che attingono l'acqua termale dal materasso alluvionale invece che dalle formazioni rocciose profonde. L'approvvigionamento degli stabilimenti termali già alimentati dai pozzi disattivati potrà essere garantito da nuove perforazioni ove possibile.

1.3.2 Utilizzo del calore del terreno mediante sonde geotermiche a circuito chiuso

Le autorizzazioni per la realizzazione di sonde geotermiche sono rilasciate dalle Province alle quali la Regione del Veneto ha delegato tale compito, con il Piano di Tutela delle Acque, ai fini della protezione degli acquiferi. Le Province, ai sensi dell'art. 2 del D.lgs. 22/2010, informano tempestivamente la Regione del rilascio di autorizzazioni o titoli abilitativi

comunque denominati. Il regolamento per la realizzazione di impianti con collettori orizzontali e sonde geotermiche a circuito chiuso della Provincia di Padova vieta l'installazione di tali impianti:

- entro 30 m a valle e 200 m a monte dalle sorgenti utilizzate per scopi idropotabili pubbliche o private;
- entro un raggio di 200 m dagli impianti di approvvigionamento idropotabile pubblico;
- nelle aree di tutela individuate nel P.T.A. DGRV n 94 del 24/07/2007.

L'estensione delle zone di divieto sopra definite possono variare in relazione alla situazione locale di rischio della risorsa. Inoltre è vietato:

- perforare pozzi che intercettino falde in pressione;
- installare le sonde con una distanza minore di 6 m l'una dall'altra per evitare possibili interferenze.

Gli scavi devono rispettare le distanze legali dal limite di proprietà, salvo dichiarazione di assenso da parte del proprietario dell'immobile confinante. Per poter installare le sonde geotermiche verticali è necessario presentare alla Provincia:

- un'autorizzazione con la relazione geologica annessa se le sonde hanno una profondità inferiore o uguale a 30 m;
- un'autorizzazione di tipo diverso dal caso precedente, con la relazione geologica annessa, se le sonde hanno una profondità superiore a 30 m. In questo caso nella relazione deve essere descritta anche la geometria degli acquiferi presenti fino alla profondità interessata dalle opere, indicando le caratteristiche delle singole falde individuate (falda libera, falda confinata), i loro rapporti ed il regime di alimentazione.

Le perforazioni devono essere eseguite con tecnologie e procedure adeguate per evitare la messa in comunicazione delle falde sovrapposte. Durante la perforazione deve essere evitata qualsiasi conseguenza negativa per il suolo e sottosuolo. L'acqua di perforazione deve essere possibilmente senza additivi e, qualora risultassero necessari, devono essere completamente biodegradabili. Come fluido termovettore è obbligatorio l'utilizzo di acqua pura, eventualmente addizionata con glicole, o di fluidi equivalenti dal punto di vista dell'impatto ambientale. In Tabella 2 sono riassunti i possibili utilizzi del calore geotermico nel Bacino Idrotermale Euganeo secondo la normativa vigente.

Tabella 2. Utilizzi calore geotermico nel Bacino Termale Euganeo.

Fonte di calore	Utilizzo	Iter autorizzativo
Acque termali estratte da sottosuolo	Unico utilizzo consentito è quello termale a scopo terapeutico	Titolarità della concessione mineraria (richiesta al Ministero)
Acque termali di risulta	Utilizzi a scopi diversi da quello terapeutico sono consentiti e devono essere agevolati dai titolari delle concessioni	Nessuna autorizzazione obbligatoria; consigliata la comunicazione al Comune e alla Regione della quantità acqua di risulta ceduta dai concessionari a terze parti
Terreno (sonde geotermiche a circuito chiuso)	Consentito previa autorizzazione a meno che non si trovi vicino a sorgenti di acqua potabile o in zone protette (vedi 1.2.2)	Autorizzazione con relazione geologica (richiesta alla Provincia)

1.4 Utilizzo attuale della risorsa geotermica

Le acque termali vengono raggiunte da pozzi (in numero variabile a seconda della singola concessione mineraria) e quindi emunte tramite delle pompe. Una volta estratta, l'acqua termale (ricca di microorganismi) viene utilizzata dagli stabilimenti termali per:

- riscaldamento degli stabilimenti;
- produzione di acqua calda sanitaria;
- maturazione dei fanghi termali;
- riscaldamento delle piscine non termali e alimentazione di piscine termali;
- reparto cure.

Ogni stabilimento termale ha la propria tipologia impiantistica. In Figura 2 viene mostrato un "impianto tipo". Questo è da prendersi solamente a titolo di esempio e non vuole costituire uno standard impiantistico comune a tutti gli stabilimenti termali. Infatti, gli impianti sono stati costruiti in tempi diversi e secondo esigenze diverse. È evidente che la diversa temperatura dell'acqua estratta può portare a diverse tipologie impiantistiche. L'utilizzo principale dell'acqua termale è legato alla produzione dei fanghi termali, attorno ai quali si sviluppa l'offerta "turistico-terapeutica" degli alberghi. Per la maturazione dei fanghi, l'argilla viene messa a bagno nell'acqua termale e a seguito di una permanenza prolungata (30-60 giorni) i micro-organismi naturalmente presenti nell'acqua conferiscono le proprietà terapeutiche al fango generato, che viene poi utilizzato per i trattamenti termali.

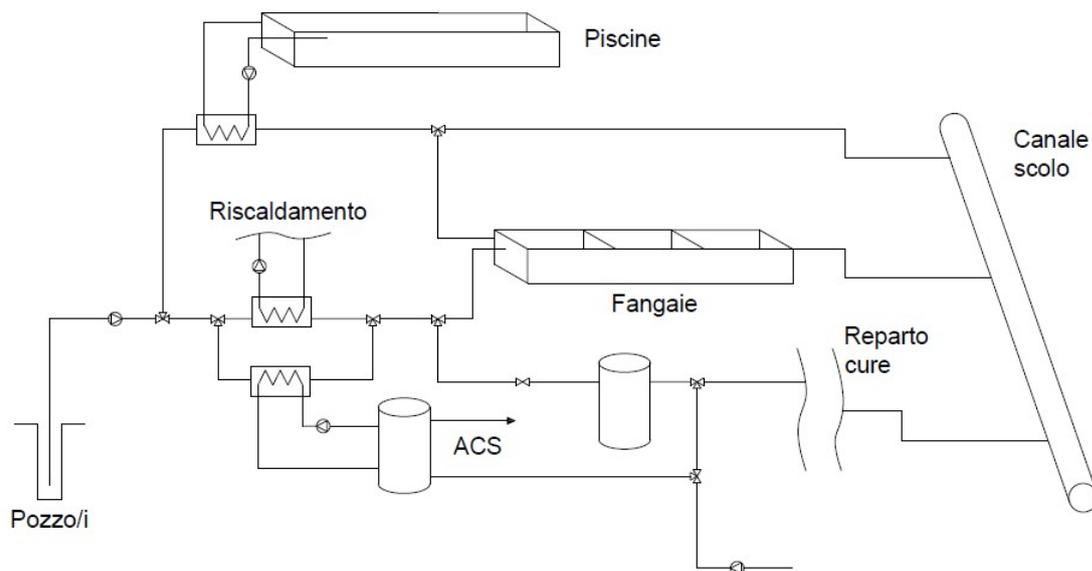


Figura 2. Esempio di impianto tipico per l'utilizzo dell'acqua termale.

Poiché la maturazione dei fanghi avviene a una temperatura generalmente compresa tra 50°C e 55°C, è necessario che l'acqua estratta dal sottosuolo (a una temperatura che può arrivare fino a 87°C) venga raffreddata. L'acqua viene quindi utilizzata per riscaldare l'albergo, per produrre Acqua Calda Sanitaria (ACS) e per riscaldare le piscine prima di essere mandata alle fangiaie. Questi utilizzi (o una loro combinazione) garantiscono un primo salto di temperatura all'acqua termale. Laddove la temperatura fosse ancora troppo alta, il calore viene dissipato in aria ambiente. Le stesse fangiaie sono vasche aperte all'aria esterna che dissipano calore. La velocità delle pompe di estrazione è comandata tramite inverter per poter regolare l'acqua estratta in base al fabbisogno effettivo di acqua termale. Nella maggior parte dei casi il sistema non è automatizzato e la regolazione (manuale) viene affidata ai manutentori. Le acque, esauriti gli utilizzi terapeutici, necessitano in molti casi di un'ulteriore dissipazione del calore per adeguare la temperatura di scarico alle prescrizioni di legge. A valle di tale dissipazione le acque di risulta vengono fatte confluire nella rete di scolo.

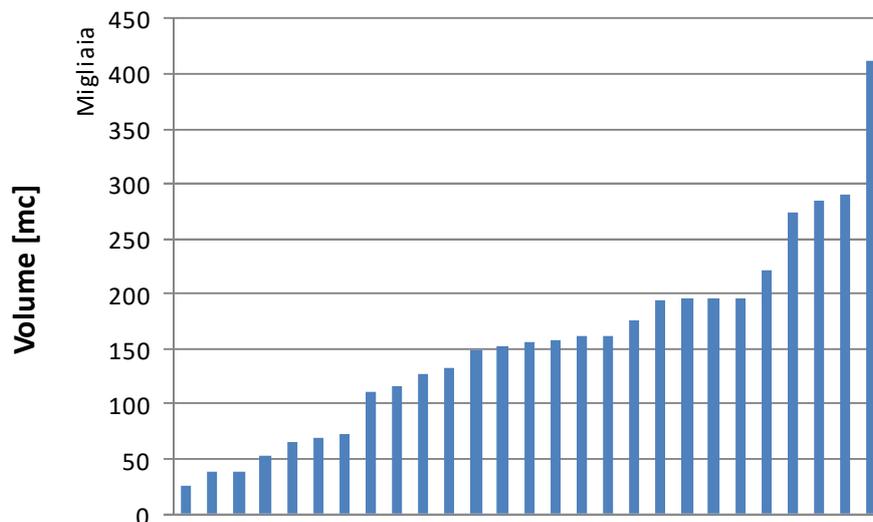


Figura 3. Distribuzione dei volumi di acqua termale utilizzata annualmente per stabilimento.

Secondo dati BIOCE aggiornati al 31/12/2016, attualmente si contano 27 concessioni attive nel Comune di Montegrotto Terme con un'estrazione di acqua termale pari a 4.3 milioni di metri cubi/anno (dato 2016). Nel 2006 si estraevano circa 4.9 milioni di metri cubi di acqua termale. C'è stata dunque negli ultimi anni una riduzione del 12% del prelievo di acqua termale, imputabile in primis alla crisi economica che ha colpito il settore turistico comportando la chiusura di alcuni hotel. Poiché nel triennio 2014-2016 il volume emunto è rimasto abbastanza costante, i numeri che seguono si riferiscono alla media di questo periodo. L'estrazione annua per concessione va da 25000 a 411000 m³, come mostrato in Figura 3, con una media di 156000 m³ a stabilimento e un totale di 4.23 milioni di m³.

1.5 Domanda di calore nel Comune di Montegrotto Terme

I fabbisogni di riscaldamento degli edifici e di produzione di acqua calda sanitaria costituiscono la principale domanda di calore nell'area. Il presente paragrafo si propone di quantificare tale domanda mediante l'utilizzo del software QGis [9] e di alcuni documenti di seguito riportati.

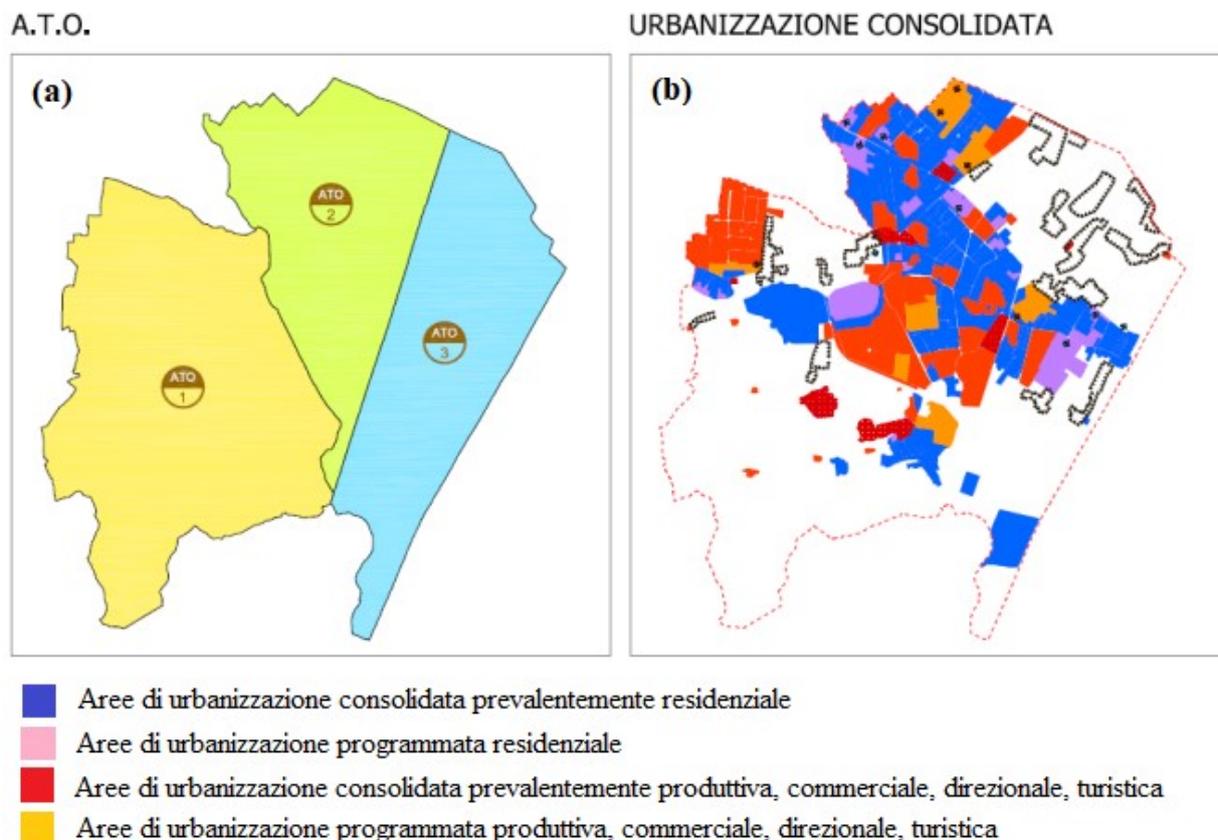


Figura 4. (a) Suddivisione del territorio in ATO; (b) Aree urbanizzate [10].

Il Piano di Assetto del Territorio redatto dal Comune di Montegrotto Terme [10], di seguito denominato PAT, divide il territorio comunale in tre Ambiti Territoriali Omogenei, di seguito denominati ATO. L'ATO 1 è classificato come "ambito di notevole valenza ambientale", essendo gran parte del territorio ad esso afferente parte del Parco Regionale dei Colli Euganei. Il secondo ambito (ATO 2) racchiude il centro storico e gran parte degli stabilimenti termali del Comune. Esso è perciò definito come "ambito storico della salute e del benessere". Infine, l'ATO 3 è classificato come "ambito del benessere e del residuo agricolo". In questa porzione di territorio, divisa dalle precedenti dalla linea ferroviaria Padova-Bologna, la maggior parte del terreno è destinata all'uso agricolo.

La Figura 5 mostra i fabbricati estratti dalla Carta Tecnica Regionale del Veneto (CTR) aggiornata al 1999 [11].

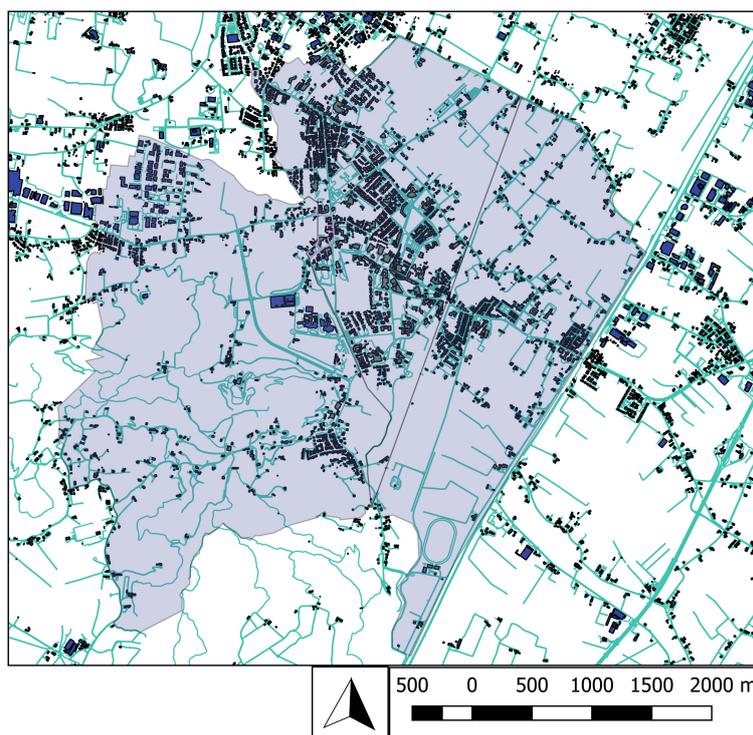


Figura 5. Fabbricati da CTR [11] e suddivisione delle ATO.

Pur non essendo aggiornata, la CTR costituisce un buon punto di partenza per valutare la distribuzione spaziale degli edifici, e quindi in prima approssimazione anche della domanda termica sul territorio comunale. È opportuno notare come siano stati considerati solamente i fabbricati appartenenti alla categoria “edificio civile” (cod. 0101) con la condizione che la superficie lorda in pianta fosse compresa tra 30 m² e 500 m² per escludere fabbricati di diversa natura (baracche, garage ecc). È chiaro che l’area di maggior interesse ai fini dell’uso della risorsa geotermica sia l’area corrispondente alla ATO 2, in cui è concentrata sia la maggior parte delle potenziali utenze termiche sia la maggior parte delle acque termali estratte. Per valutare la domanda di calore complessiva dello stock edilizio residenziale del Comune si è usato come riferimento un lavoro svolto precedentemente dall’Università degli Studi di Padova [12]. Il fabbisogno specifico e la volumetria relativa agli edifici di diverse classi d’età sono riassunti in Tabella 3. Sempre sulla base di [12], si è valutata l’altezza media lorda degli edifici residenziali in 6.1 m. Questi valori (fabbisogno specifico e altezza media) sono stati usati per generare il fabbisogno di riscaldamento del parco edilizio residenziale del Comune. Viene considerato un fattore 0.75 per convertire il volume lordo in volume netto riscaldato e un fattore pari a 0.81 per considerare immobili non occupati oppure occupati da persone non residenti e quindi non riscaldati, come indicato per il Veneto dal Censimento

ISTAT 2011 [13]. Il volume degli edifici realizzati dopo il 2001 è stato assunto pari all'80% del volume urbanizzato a partire dal PRG vigente indicato nel PAT [10]. Questo ha permesso di fornire una stima del volume edilizio nuovo (costruito dopo il 2008), per il quale si è fissato un fabbisogno specifico pari a 53 kWh/(m²anno), in accordo con i nuovi standard di efficienza energetica degli edifici. Facendo la media pesata di questi fabbisogni specifici sui volumi di ogni tipologia edilizia si ottiene un valore di 159 kWh/(m²anno). Assumendo un tasso annuo di riqualificazione edilizia pari all'1% della superficie riscaldata (solo pre-1991) dal 2009 al 2017, tale fabbisogno si abbassa a 153 kWh/(m²anno).

Tabella 3. Volume e fabbisogno specifico degli edifici per classe d'età.

Età	<1971	1971-1991	1992-2001	2002-2008	>2008
Volume lordo, %	46.8	35.1	4.7	6.0	7.4
Fabbisogno specifico, <i>kWh/(m²a)</i>	191	157	130	110	53

Il fabbisogno di calore per produzione di acqua calda sanitaria è stato valutato basandosi su un consumo medio di 50 litri/giorno per abitante la cui temperatura va innalzata da 10°C a 45°C. Il software QGis è stato usato per suddividere questi fabbisogni nelle tre ATO descritte sopra.

Tabella 4. Volume edificato e consumo di energia termica degli edifici suddiviso per ATO.

ATO	1	2	3	TOT
Somma superfici lorde in pianta, <i>migliaia m²</i>	87.4	184.3	87.2	358.9
Volume lordo da CTR, <i>milioni m³</i>	0.533	1.124	0.524	2.181
Volume netto riscaldato stimato, <i>milioni m³</i>	0.351	0.763	0.376	1.490
Superficie netta riscaldata, <i>migliaia m²</i>	117.2	254.3	125.3	496.8
Fabbisogno riscaldamento, <i>GWh</i>	17.9	38.9	19.2	76.0
Consumo energia termica per ACS, <i>GWh</i>	1.6	3.4	1.7	6.7
Consumo energia termica totale, <i>GWh</i>	19.5	42.3	20.9	82.7

Con le assunzioni di cui sopra, il consumo di energia termica per riscaldamento e acqua calda sanitaria del comparto residenziale è pari a circa 82.7 GWh, di cui 6.7 GWh per produzione di

ACS e 76.0 GWh per riscaldamento come mostrato in Tabella 4. Sulla base di studi analoghi, si ritiene opportuno assumere un intervallo di incertezza del +/-10% rispetto al valore così ottenuto. Si può quindi ipotizzare che il consumo di energia termica del comparto residenziale sia compreso tra 74 e 91 GWh.

1.6 Obiettivi dello studio

La presente relazione offre una panoramica sui possibili utilizzi della risorsa termale nel rispetto o in deroga alla normativa vigente, per sfruttarne il potenziale energetico e contribuire così a ridurre l'impatto ambientale a livello locale. In particolare, vengono qui esaminati quattro possibili utilizzi del potenziale termico compatibili con l'attuale normativa: una rete di teleriscaldamento a bassa temperatura accoppiata a pompe di calore (Par. 2.1); l'utilizzo dell'anomalia termica del sottosuolo mediante sonde geotermiche a circuito chiuso (Cap. 4); la coltivazione di micro-alghe per la produzione di biocombustibili o altri prodotti (Par. 2.2); altri usi agricoli (Par. 2.3).

Viene inoltre analizzato in linea puramente teorica il potenziale di due utilizzi non compatibili con la normativa vigente, ossia l'utilizzo dell'acqua estratta dai pozzi per fini diversi da quelli terapeutici: l'utilizzo dell'energia termica mediante una rete di teleriscaldamento (Par. 3.1) e la produzione di energia elettrica attraverso cicli Rankine a fluido organico (Par. 3.2).

Attraverso una descrizione qualitativa dei suddetti processi e una stima del loro potenziale energetico, economico ed ambientale, questo documento fornisce un inquadramento generale necessario per capire potenzialità e limiti dell'uso della risorsa geotermica nel Comune di Montegrotto Terme.

2 Utilizzo delle acque di risulta a valle degli stabilimenti termali

Alla luce dei vincoli legislativi che limitano l'uso della risorsa per fini diversi da quelli terapeutici, la presente analisi considera di primario interesse l'utilizzo del calore a valle della filiera alberghiera.

2.1 Reti di teleriscaldamento a bassa temperatura con pompe di calore distribuite

La necessità di integrare fonti di calore di scarto e rinnovabili riducendo al contempo le perdite di calore della rete ha portato allo sviluppo di reti di calore a bassa temperatura. Rispetto alle reti convenzionali dimensionate con temperatura di mandata/ritorno di 90/60°C, le reti "di quarta generazione" hanno temperature di 70/40°C d'inverno e 55/25°C d'estate. Un'altra tendenza progettuale consiste nel prediligere tubazioni di diametro ridotto per limitare i costi iniziali, a costo di maggiori spese di pompaggio in esercizio. Le basse temperature di ritorno portano a un aumento dell'efficienza degli impianti a monte nel caso ci siano caldaie a condensazione, impianti cogenerativi con recupero dai fumi di combustione o impianti solari termici. Al tempo stesso le perdite di calore vengono drasticamente ridotte e si riducono pure gli stress termici a cui le tubazioni vengono sottoposte. La temperatura di mandata necessaria per alimentare gli impianti di riscaldamento dipende dal tipo di impianto installato. Laddove siano installati radiatori, le temperature necessarie a mantenere il comfort negli ambienti interni indicativamente variano da 55°C a 75°C a seconda del livello di isolamento degli edifici e delle condizioni climatiche esterne. Nel caso di impianti radianti a pavimento, soffitto o parete, la temperatura può variare tra 25°C e 35°C. Per la produzione dell'acqua calda sanitaria la temperatura di mandata dipende dalla presenza o meno di sistemi di accumulo e dal volume degli stessi. Nelle reti di nuova generazione, per ridurre le temperature (sia di mandata che di ritorno) la tendenza è di evitare l'installazione dell'accumulo. Questa scelta ha però lo svantaggio di richiedere elevate potenze lato rete, con potenziale incremento dei costi iniziali. Nel caso di produzione istantanea di ACS è sufficiente una temperatura di mandata di circa 45°C perché non essendoci accumulo di acqua sanitaria non si corre il pericolo di formazione di legionella. Nel caso in cui invece sia presente un accumulo per limitare la potenza richiesta per la produzione di ACS, la temperatura richiesta aumenta al diminuire del volume di accumulo. Indicativamente, in

questo caso la temperatura può essere compresa tra 50°C e 60°C. È evidente che, laddove sia presente una fonte di calore a temperatura inferiore a 50°C, l'utilizzo diretto del calore non sia possibile. Tuttavia si può ricorrere a delle pompe di calore, che sono macchine in grado di trasferire calore da una temperatura più bassa (la fonte di calore) ad una temperatura più alta (quella necessaria ad alimentare gli impianti degli edifici) con una certa spesa di energia elettrica. Quest'ultima aumenta all'aumentare della differenza tra le due temperature (fonte di calore e temperatura di mandata agli impianti).

2.1.1 Integrazione di pompe di calore acqua-acqua

Il parametro comunemente usato per definire la prestazione di una pompa di calore è il COP (dall'inglese *Coefficient of Performance*), definito come il rapporto tra il calore ceduto ad alta temperatura (e pari al consumo di energia termica dell'edificio) ed il consumo di energia elettrica della pompa di calore. Integrando le due quantità di energia per la durata dell'anno, si ottiene il cosiddetto COP stagionale (SCOP). Quindi noto il fabbisogno di calore degli edifici e l'SCOP della macchina, si può calcolare la spesa di energia elettrica annuale per l'utente finale. Le acque reflue possono essere fruibili, prima della dissipazione del calore a cui si è accennato nel paragrafo 1.3, a temperature comprese tra 35°C e 55°C durante la stagione invernale. Inoltre le caratteristiche chimico-fisiche dell'acqua termale la rendono corrosiva (si legga a tal proposito il paragrafo 1.2) e dunque non idonea ad un uso diretto. Per questo motivo, ma anche per la presenza di residui solidi a valle del processo di maturazione dei fanghi, è necessario prevedere uno scambio termico intermedio per far circolare nella rete di distribuzione acqua tecnica. Questo scambio fa diminuire la temperatura disponibile di ulteriori 3-5°C circa in funzione di come viene dimensionato lo scambiatore. Alla luce di queste considerazioni, si può optare per l'installazione di una pompa di calore centralizzata con caldaia di back-up, distribuendo il calore a 70/40°C, oppure si può distribuire il calore a bassa temperatura e poi rilanciarla abitazione per abitazione mediante pompe di calore installate in loco, come mostrato in Figura 6. Questa seconda scelta è sicuramente più efficiente della prima in quanto, invece di produrre calore a 70°C per tutte le utenze (in modo tale da soddisfare anche gli utenti più critici), ogni pompa di calore adatta localmente la temperatura di produzione del calore in base alle esigenze del singolo edificio. In questo modo, gli edifici più isolati possono impostare nella propria pompa di calore una temperatura di mandata bassa ottenendo così COP più elevati, e quindi un consumo minore di energia elettrica per unità di energia termica fornita. Inoltre, l'uso di pompe di calore distribuite

permette di evitare l'utilizzo della caldaia per soddisfare i picchi del carico. In uno studio precedente è stato stimato che grazie a questi due vantaggi la rete di teleriscaldamento con pompe di calore distribuite porti ad una riduzione del consumo di energia primaria e di emissioni di CO₂ pari a circa il 30% rispetto ad una soluzione con pompa di calore centralizzata [14].

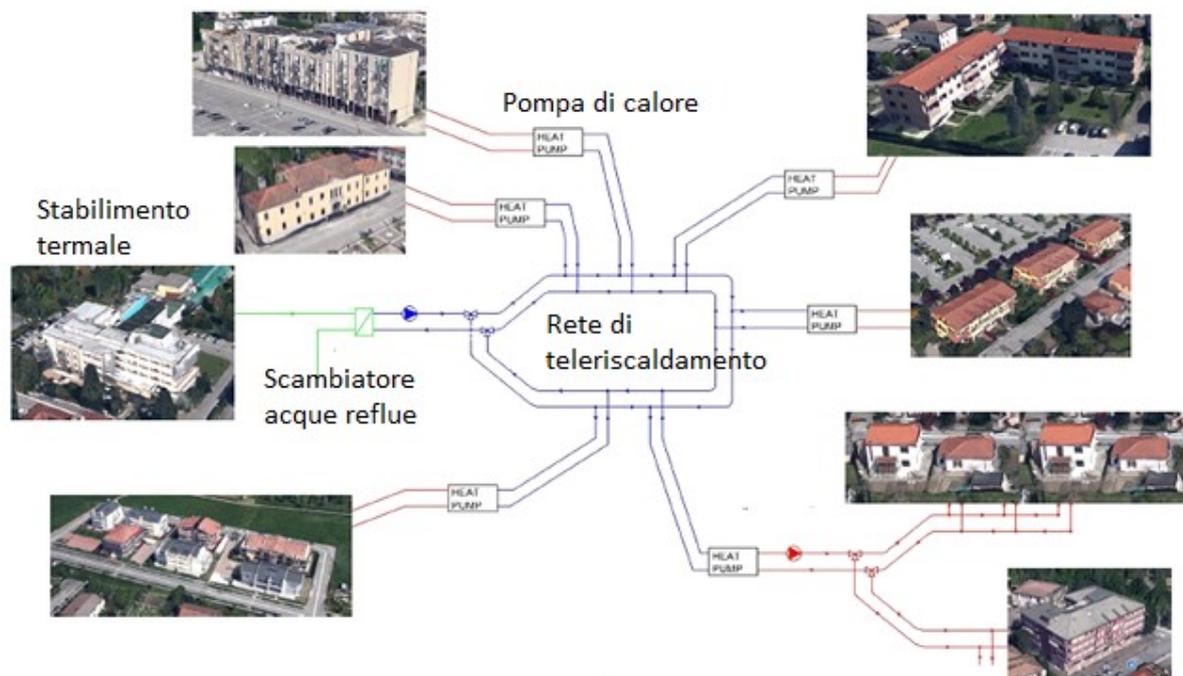


Figura 6. Rete di teleriscaldamento a bassa temperatura con pompe di calore distribuite.

In Tabella 5 vengono mostrati i COP medi stagionali che ci si può attendere da pompe di calore distribuite per riscaldamento e produzione di ACS a seconda della temperatura di mandata della rete di teleriscaldamento [15]. I valori mostrati in Tabella sono stati ottenuti mediante simulazioni con il software TRNSYS [16]; il modello della pompa di calore è stato sviluppato internamente e gli output sono stati confrontati con misure sperimentali. Per ogni coppia di temperature sono presenti due valori di COP e non un singolo valore poiché il raffreddamento dell'acqua di rete nell'evaporatore della pompa di calore influenza significativamente la prestazione della stessa. Il valore più basso si riferisce ad un raffreddamento di 15°C mentre il valore più alto è riferito a 10°C. Questo valore è frutto di una scelta progettuale iniziale. La Figura 7 mostra lo schema qualitativo della sottostazione con pompa di calore simulata. Il terzo vantaggio della soluzione con pompe di calore distribuite è che a parità di isolamento delle condotte si riducono le perdite di calore della rete,

poiché la distribuzione del calore avviene a 35-40°C invece che a 70°C. Inoltre, le perdite avvengono a monte delle pompe di calore, quindi la dissipazione del calore non implica una maggior spesa di energia elettrica come nel caso della pompa di calore centralizzata. La presenza di tanti punti di scarico (tanti quanti sono gli stabilimenti termali) rende la soluzione con pompe di calore distribuite più facilmente realizzabile nella pratica. Infatti ogni scarico di acqua termale può alimentare direttamente la rete mediante degli scambiatori con cui il calore viene ceduto dal circuito dell'acqua termale alla rete di teleriscaldamento, mentre nel caso della pompa di calore centralizzata bisognerebbe convogliare tutti gli scarichi in un'unica condotta. Infine, la rete con temperatura di mandata inferiore o uguale a 40°C rende possibile l'eventuale utilizzo di calore da altre fonti rinnovabili o di scarto presenti sul territorio.

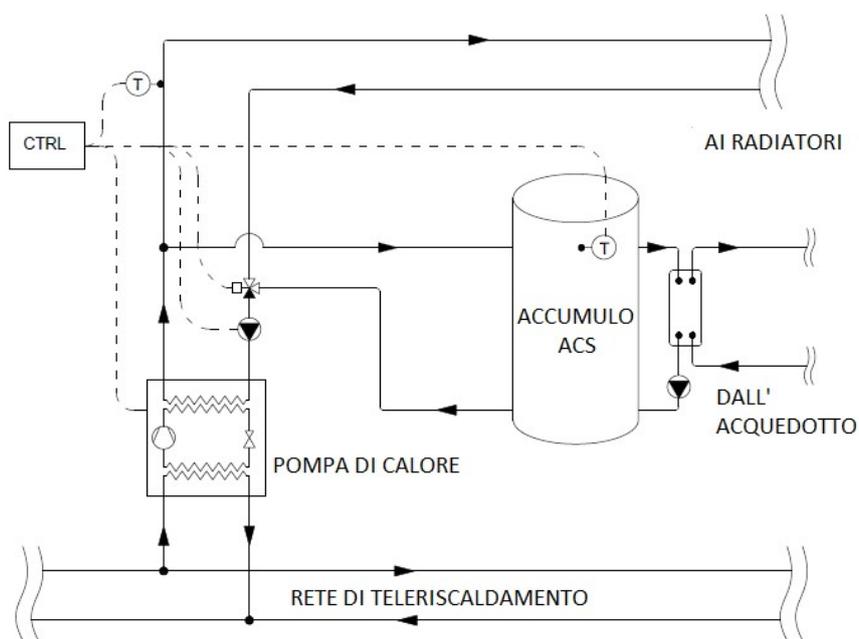


Figura 7. Schema d'impianto di massima della sottostazione con accumulo di ACS.

Tabella 5. COP medi stagionali di pompe di calore acqua/acqua a R134a al variare della temperatura di mandata ai radiatori e della temperatura di rete.

Temperatura di mandata della rete	30°C	35°C	40°C	45°C
Edificio anni '70 (65-75°C)	3.13 - 3.71	3.64 - 4.30	4.00 - 4.72	4.48 - 5.46
Edificio anni '90 (55-65°C)	3.63 - 3.91	3.82 - 4.46	4.38 - 5.12	5.03 - 5.59
Edificio nuovo (45-55°C)	4.12 - 4.78	4.69 - 5.37	5.25 - 5.80	5.64 - 6.27

La presenza di un impianto fotovoltaico può essere interessante per autoprodurre una parte dell'energia elettrica richiesta dalla pompa di calore. Attraverso delle simulazioni energetiche si è cercato di stabilire la quota di autoconsumo di un impianto fotovoltaico da 18 kW_p sul tetto di edifici residenziali di 2 o 3 piani (falda inclinata di 20° orientata verso sud) con quattro abitazioni da 100 m² per piano. A seconda del numero di piani, l'impianto permette di produrre dal 17% (edificio con tre piani) al 22% (due piani) dell'energia elettrica consumata dalla pompa di calore per edifici con scarso isolamento termico, dal 26% al 32% per edifici costruiti negli anni '90 mentre la quota sale al 40-46% nel caso di edifici nuovi con un buon isolamento termico. Questi valori si riferiscono a pompe di calore servite da una rete 40/30°C.

2.1.2 *Analisi preliminare per il comune di Montegrotto Terme: bilancio energetico e ambientale*

Per questa analisi preliminare è stata selezionata un'area del territorio comunale caratterizzata da una densità abitativa significativa. Quest'area, mostrata in Figura 8(a), ricade quasi interamente nella ATO 2, e interessa anche una piccola porzione della ATO 3. La scelta di analizzare quest'area è stata eseguita in maniera qualitativa osservando la distribuzione del volume edificato attraverso il software QGis [9], e non preclude in alcun modo la possibilità che una rete di teleriscaldamento possa nascere o espandersi anche al di fuori del perimetro considerato. Ne è emerso che circa la metà del volume edificato ricade in quest'area, che occupa circa un quinto della superficie totale (3.1 km² su 15.3 km² totali). In Figura 8(b) viene invece mostrata la dislocazione degli stabilimenti rispetto all'area teleriscaldabile discussa poco sopra. I cerchi verdi rappresentano le concessioni attive, mentre i cerchi rossi indicano quelle attualmente inattive. Il diametro dei cerchi verdi aumenta col volume estratto, coerentemente con la distribuzione mostrata in Figura 3. Si vede come la quasi totalità degli stabilimenti sia all'interno o immediatamente a ridosso dell'area teleriscaldabile.

L'analisi che segue si propone di confrontare la quantità di energia termica disponibile agli scarichi degli stabilimenti termali con il fabbisogno di energia termica degli edifici residenziali del Comune, coerentemente con quanto riportato nei Paragrafi 1.4 e 1.5. A tal fine sono stati ipotizzati degli scenari di “domanda” (E1 ed E2) e “offerta” (R1 ed R2) di energia termica per studiarne la contemporaneità nell'arco dell'anno.

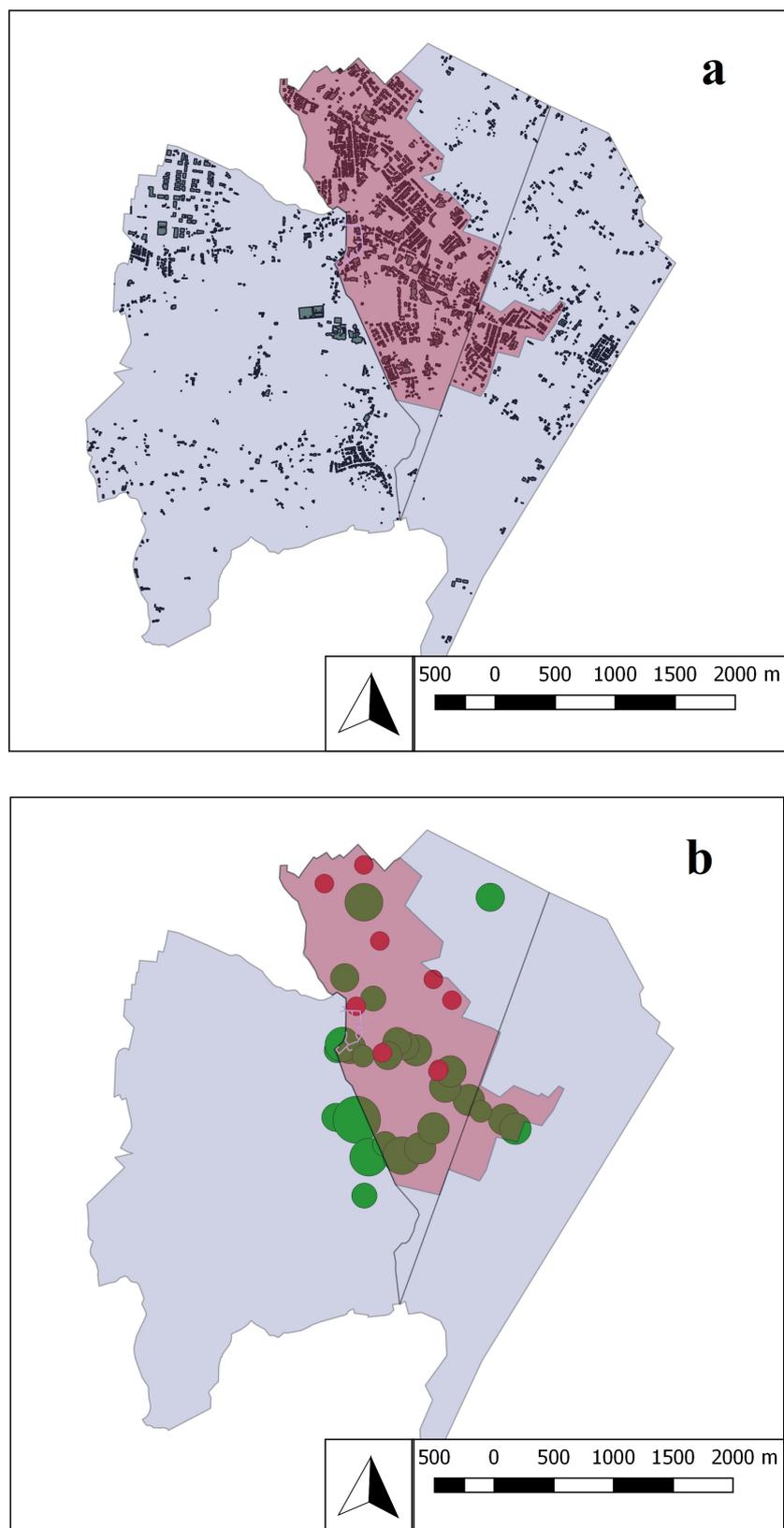


Figura 8. (a) Ipotesi di area teleriscaldabile e (b) dislocazione degli stabilimenti termali.

In base ai calcoli riportati nel Paragrafo 1.4, si stima che la domanda di calore degli edifici residenziali nell'area teleriscaldabile sia compresa tra 37 GWh (scenario E1) e 45 GWh (scenario E2). È utile a questo punto confrontare la domanda di energia termica con l'energia termica recuperabile dalle acque di risulta nella stessa area. Presi in esame gli stabilimenti dislocati entro una distanza di 200 metri dall'area teleriscaldabile, il volume di acqua termale potenziale corrisponde a 4.0 milioni di metri cubi/anno, ovvero circa il 95% dei volumi estratti. Per confrontare le quantità di energia queste sono state suddivise nei 12 mesi. Per quanto riguarda la domanda degli edifici è stato adottato il metodo dei gradi-giorno, mentre il profilo degli scarichi termali è stato ricavato da una precedente analisi condotta su quattro stabilimenti dell'area euganea. Dalle simulazioni della sottostazione sono stati calcolati dei COP medi mensili con cui si è calcolata la quota di energia termica richiesta dalla rete a partire dal fabbisogno degli edifici e considerando delle perdite di calore pari al 5% nei mesi invernali e del 10% nei mesi estivi. In questa analisi si è supposto di dimensionare la rete per 40/30°C. Maggiore è la temperatura a cui sono disponibili le acque reflue, maggiore è il raffreddamento che si può effettuare e quindi l'energia termica che può essere recuperata a parità di superficie degli scambiatori. In Figura 9 vengono mostrati a titolo di esempio due profili di scambio termico nel diagramma tipico degli scambiatori che richiedono la stessa superficie di scambio termico: il primo con raffreddamento pari a 10°C (a) e il secondo con raffreddamento pari a 15°C (b). Per ciascuno di questi profili viene mostrato il confronto tra l'energia potenzialmente recuperabile dalle acque termali di risulta e la domanda di energia dell'area teleriscaldabile calcolata con le ipotesi discusse sopra, e cioè considerando sia i COP delle pompe di calore sia le perdite di rete. Vengono considerati due scenari di acqua termale estratta: lo scenario R1 che prevede un prelievo annuale pari a quello medio del periodo 2014-16 e lo scenario R2 che invece prevede un prelievo più alto e pari a quello registrato nell'anno 2006.

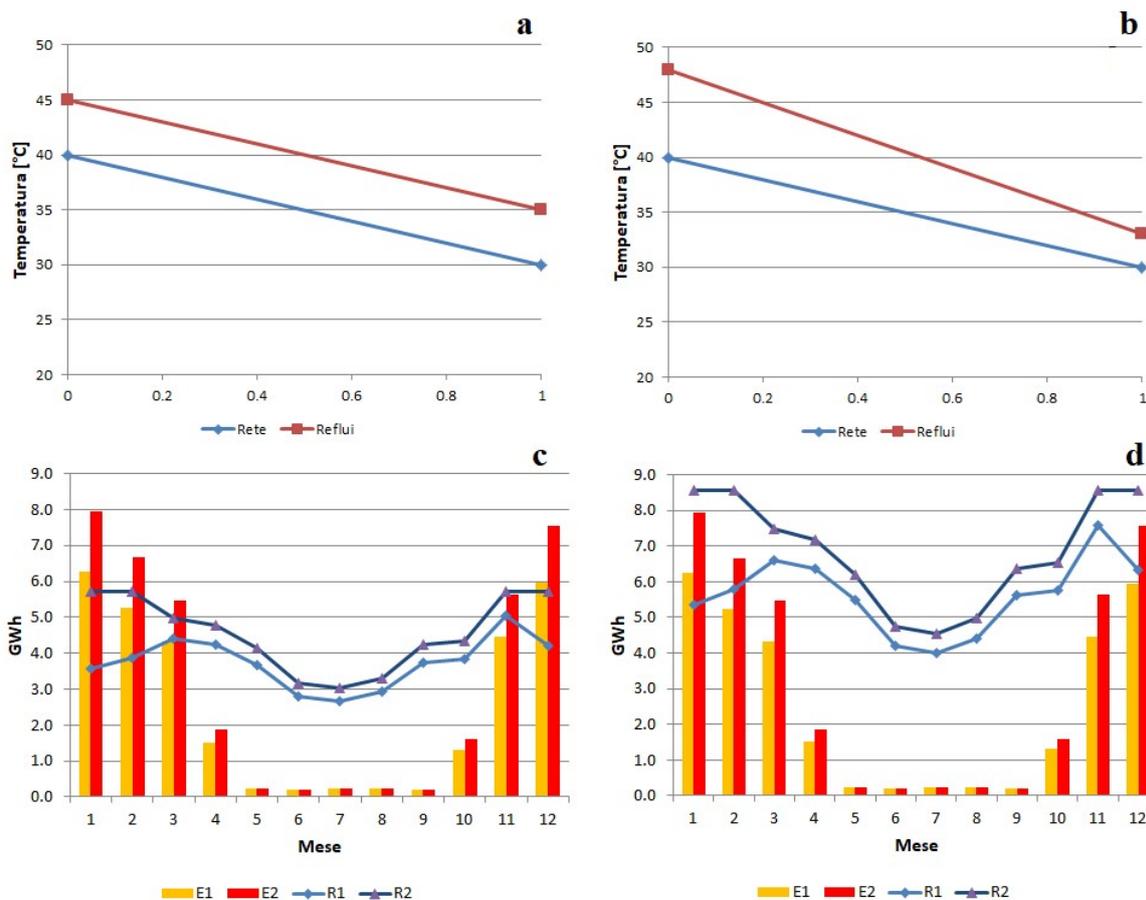


Figura 9. Profili termici allo scambiatore reflui-rette e confronto tra fabbisogno di energia dell’area teleriscaldabile e potenziale energetico dei reflui con raffreddamento pari a 10°C (a-c) e 15°C (b-d).

I grafici di Figura 9 si riferiscono al caso ottimistico in cui tutte le acque estratte vengano scaricate ad una temperatura idonea ad alimentare la rete di teleriscaldamento, la cui temperatura di mandata è stata qui supposta pari a 40°C. Tuttavia è lecito ipotizzare che una parte significativa delle acque di risulta venga scaricata ad una temperatura non idonea al recupero termico o che per altri motivi non possa essere recuperata. Qui di seguito si usano i due scenari di acqua estratta (scenari R1 e R2) e di fabbisogno di energia termica (scenari E1 ed E2) per stimare la percentuale minima e massima di domanda termica che può essere soddisfatta tramite il raffreddamento delle acque di scarico. I valori percentuali sono riassunti in Tabella 6. Nell’ipotesi in cui sia possibile recuperare calore solamente dal 60% delle acque di risulta, si stima che possa essere coperto dal 46% al 93% del fabbisogno dell’area teleriscaldabile a seconda della temperatura di rilascio degli stabilimenti termali. Nel caso “ideale” in cui il totale delle acque estratte costituisca, dopo l’utilizzo termale, una fonte di

calore per la rete di teleriscaldamento, si stima che il fabbisogno coperto vada dal 68% al 100%. Poiché l'ostacolo principale al recupero termico dalle acque di risulta è la bassa temperatura allo scarico dovuta ad alcuni utilizzi (es: reparto cure), si può supporre di recuperare solo una quota di acqua a valle degli utilizzi (es: 60%) ad una temperatura sufficiente a garantire un raffreddamento di 15°C. In questo scenario, il fabbisogno copribile è pari al 68% della domanda nello scenario più sfavorito (R1-E2) e pari al 93% nello scenario migliore (R2-E1). Analogamente, supponendo che tutta l'acqua sia recuperabile ma ad una temperatura minore, i due scenari con raffreddamento di soli 10°C portano ad una copertura del fabbisogno compresa tra 68% e 88%. Alla luce di queste considerazioni, sembra ragionevole ipotizzare che le acque di risulta possano coprire approssimativamente dal 70% al 90% della domanda di energia termica dell'area teleriscaldabile a seconda dello scenario considerato. In Tabella 6 si è usato il salto termico dei reflui invece della temperatura allo scarico poiché lo stesso ragionamento è valido anche a temperature più basse (cioè supponendo temperature di 35/25°C lato rete).

Tabella 6. Copertura del fabbisogno di energia termica nell'area teleriscaldabile da raffreddamento delle acque termali di risulta.

Copertura fabbisogno Acque recuperate \Raffreddam.	Minima (R1-E2)		Massima (R2-E1)	
	T = 45°C ($\Delta T = 10$ K)	T = 48°C ($\Delta T = 15$ K)	T = 45°C ($\Delta T = 10$ K)	T = 48°C ($\Delta T = 15$ K)
60%	46%	68%	62%	93%
70%	51%	78%	71%	99%
80%	57%	86%	78%	100%
90%	62%	93%	83%	100%
100%	68%	97%	88%	100%

Dal punto di vista ambientale, la fornitura di calore agli edifici mediante la rete di teleriscaldamento alimentata dalle acque reflue porta ad una riduzione del consumo di energia primaria e ad una riduzione delle emissioni di gas climalteranti oltre che di sostanze nocive per la salute umana. Nell'analisi che segue si è ipotizzato che tutti gli impianti "sostituiti" siano caldaie alimentate a gas naturale con un'efficienza media del 90%. Si è inoltre considerato un SCOP globale del sistema pari a 4.5. Tabella 7 riassume i potenziali benefici ambientali. Si noti che mentre per il consumo di energia primaria e per le emissioni di anidride carbonica il bilancio è stato fatto in termini "globali", poiché il beneficio principale è legato al minor effetto serra antropico, per gli altri inquinanti il bilancio è stato fatto a livello

“locale”, ovvero senza considerare le emissioni dovute al maggior fabbisogno di energia elettrica. Infatti, poiché questa viene generata altrove, le relative emissioni non hanno un impatto diretto sulla popolazione locale. Infatti il maggior beneficio della riduzione di microinquinanti è legato al minor impatto sulla salute umana (tossicità, irritazione delle vie respiratorie) vicino ai punti di emissione. Si vede come un’opera del genere possa far diminuire del 50-60% le emissioni di CO₂ degli edifici residenziali nell’area cosiddetta teleriscaldabile e del 25-30% considerando l’intero parco edilizio residenziale comunale. Questa riduzione corrisponde al 15% delle emissioni annue del Comune di Montegrotto¹ (considerando anche gli altri settori di consumo, ovvero trasporti, industria e servizi). Eventuali misure di riqualificazione edilizia andrebbero a migliorare ulteriormente questo bilancio, avendo inoltre il vantaggio di incrementare il COP delle corrispondenti pompe di calore.

Tabella 7. Potenziale riduzione del consumo di energia primaria ed emissioni evitate.

Indicatore	Riduzione	Edifici residenziali		Riduzione rispetto a totale Montegrotto (%)
		Riduzione in area teleriscaldabile (%)	Riduzione in Comune Montegrotto (%)	
Energia primaria (GWh/anno)	18.4	39-47%	19-24%	12%
CO ₂ (t/anno)	4380	48-59%	24-29%	15%
CO (kg/anno)	6620	71-88%	36-44%	3.3%
NO _x (kg/anno)	3780			6.3%
SO _x (kg/anno)	35			4.4%
COV (kg/anno)	17.6			≈0.01%
PM (kg/anno)	4.7			≈0.01%

La riduzione degli altri indicatori (CO, NO_x, SO_x, COV e PM) è notevole anche in virtù del fatto che si è considerata come “baseline” la situazione cautelativa in cui tutte le caldaie sostituite sono alimentate a gas naturale. Qualora venissero sostituiti anche impianti a combustibili liquidi (caldaie a GPL, gasolio) o solidi (stufe a pellet o legna) la riduzione di inquinanti sarebbe molto più marcata, in particolare per composti organici volatili (COV) e

¹ Le emissioni totali di inquinanti del Comune sono state prese dall’Archivio INEMAR [17]. I fattori di emissione di anidride carbonica sono invece presi dal Rapporto ISPRA 2017 [18]: 0.3306 kg/kWh(e) per l’energia elettrica e 0.201 kg/kWh(t) per il gas. I fattori di conversione in energia primaria invece fanno riferimento all’Allegato 1 del DM del 26/6/2015 (DM Requisiti Minimi): 1.05 per il gas naturale e 2.42 per l’energia elettrica.

particolato (PM) e idrocarburi aromatici (IPA). Il monossido di carbonio (CO) a basse concentrazioni provoca emicranie, debolezza diffusa, giramenti di testa; a concentrazioni maggiori può provocare esiti letali. Gli ossidi di azoto (NO_x) e zolfo (SO_x) concorrono alla formazione di particolato (PM) e in basse concentrazioni portano a patologie dell'apparato respiratorio e ad irritazioni delle mucose.

2.1.3 Costo e gestione del sistema

Dati gli evidenti vantaggi dal punto ambientale, sembra opportuno fornire un'indicazione di massima sul costo dell'opera. La cifra qui di seguito indicata non è frutto di uno studio di fattibilità ed è quindi da intendersi solamente come indicativa dell'ordine di grandezza. Considerando i valori di costo delle tubazioni (inclusi lavori di movimento terra, posa, collegamento ecc) indicati in [19] e riportati alla valuta corrente, si è stimato un costo unitario pari a 550 €/m per le tubazioni principali. Mediante il software QGis sono state tracciate le linee principali della rete per collegare gli alberghi e le varie zone abitate all'interno dell'area teleriscaldabile, come mostrato in Figura 10.

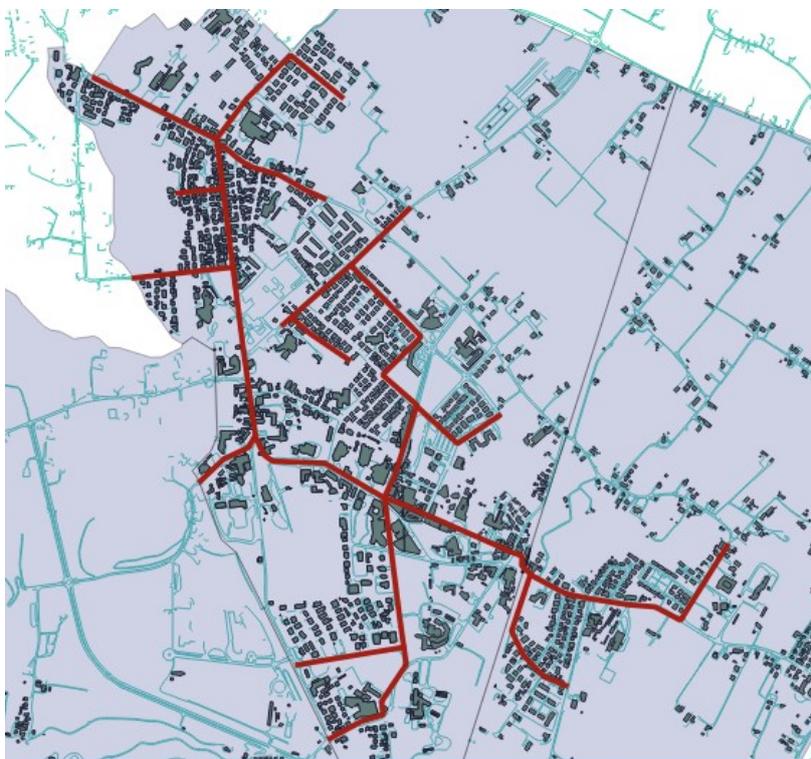


Figura 10. Traccia delle potenziali dorsali della rete.

La lunghezza totale delle dorsali principali della rete è pari a circa 10 km. Il valore ottenuto è stato aumentato del 40% per considerare i rami secondari della rete. L'investimento risultante è pari a circa 8 milioni di euro per la sola infrastruttura. Da questa somma sono escluse sia le sottostazioni (e quindi le pompe di calore) sia i lavori per l'allacciamento degli edifici.

A differenza di quanto avviene nelle reti tradizionali, nelle reti di teleriscaldamento con pompe di calore distribuite il costo operativo non è dovuto solo al recupero/produzione di calore ma anche al consumo di energia elettrica delle pompe di calore, che avviene a livello di ogni singolo edificio. Questa decentralizzazione pone due interrogativi rispetto alla gestione del sistema:

- 1) Chi investe nelle pompe di calore e chi ne è proprietario?
- 2) Chi si fa carico della bolletta elettrica relativa ai consumi delle pompe di calore?

Nelle reti tradizionali è l'utility a farsi carico delle spese di installazione e manutenzione delle sottocentrali, chiedendo agli utenti un contributo per l'allacciamento alla rete. Nel caso in cui si debba installare una pompa di calore invece di un semplice scambiatore di calore, la spesa iniziale è maggiore. Pertanto, per evitare che un elevato "switching cost" limiti il numero di utenti disposti ad allacciarsi alla rete, sembra più ragionevole pensare ad uno schema in cui l'utility si fa carico dell'investimento iniziale nelle pompe di calore. In linea di principio, anche la spesa per l'energia elettrica può essere sostenuta sia dall'utility che dall'utente. A seconda del "modello di business" adottato, si possono immaginare due situazioni [15]:

- l'utente paga la bolletta di energia elettrica (relativa anche al consumo della pompa di calore) e la bolletta termica per la quantità di calore ceduta dalla rete alla sottostazione;
- l'utente paga direttamente all'utility il calore fornito dalla pompa di calore all'edificio, e quest'ultima si fa carico della spesa di energia elettrica assorbita dalla pompa di calore.

Il secondo schema sembra essere più interessante del primo sia perché è più intuitivo per l'utente, che deve pagare solamente una bolletta per il calore consumato come nel caso della caldaia autonoma, sia perché l'intestazione all'utility di molti punti di fornitura (conosciuto con l'acronimo dell'inglese *Point of Delivery*, POD) consente di avere un certo margine contrattuale col distributore di energia elettrica. In questo tipo di reti la maggiore spesa dovuta all'installazione della pompa di calore e al suo consumo di energia elettrica sono compensate dal minor costo del calore, che invece di essere prodotto bruciando fonti fossili viene

recuperato da sorgenti termiche di scarto o da fonti rinnovabili. Grazie alle basse temperature della rete di distribuzione del calore, qualsiasi utenza può “scaricare” in rete il calore in eccesso, diventando quindi un *prosumer*. La cessione di calore da parte dei *prosumers*, quali possono essere ad esempio i supermercati o altre unità commerciali, residenziali o industriali, va regolamentata attraverso uno schema contrattuale ben definito.

In una fase successiva di questo studio,

2.2 Coltivazioni di microalghe

Le microalghe sono microorganismi unicellulari in grado di produrre numerosissimi composti bioattivi come polisaccaridi, amidi, proteine, acidi grassi ecc. Grazie all’elevato contenuto glucidico, lipidico e proteico, questi composti possono essere utilizzati per produrre biocombustibili, prodotti farmaceutici, cosmetici, alimentari e fertilizzanti per uso agricolo.

Qui di seguito si farà riferimento a microalghe con metabolismo fotoautotrofico, in cui carbonio inorganico (CO₂) e acqua vengono convertiti in composti organici mediante fotosintesi. Esistono anche microalghe con metabolismi diversi. Ad esempio quelle eterotrofiche hanno bisogno di sostanze organiche come fonte di carbonio ed energia, e dunque non hanno necessità di assorbire energia sotto forma di luce.

Il principale vantaggio delle microalghe rispetto alle colture terrestri è la loro capacità di crescere in assenza di suolo fertile e con limitato consumo di acqua [20]. Inoltre, il rendimento in litri di olio per unità di superficie è molto superiore a quello delle colture terrestri, come mostrato in Tabella 8.

Tabella 8. Produttività di olio da diverse colture (adattato da [21]).

Coltura	Resa olio (l/ha)
Mais	172
Soia	446
Canola	1190
Jatropha	1892
Cocco	2689
Palma	5950
Microalghe ¹	58700-136900

¹contenuto d’olio dal 30 al 70% in massa secca.

Il contenuto di olio su massa secca di microalghe può andare dal 20 all’80% a seconda della specie di microalga considerata [21]. Gli olii possono essere estratti dalle alghe mediante

processo meccanico, chimico o elettromagnetico. Secondo Pradana et al. [22], l'estrazione chimica è la più utilizzata. Oggi le microalghe vengono coltivate per produrre prodotti alimentari come la spirulina o prodotti cosmetici come dentifrici, creme e unguenti derivati dagli olii algali. Per poter essere utilizzati come biocombustibili nei motori Diesel, gli olii estratti dalle microalghe devono subire un processo chimico in cui le catene di trigliceridi vengono spezzate per dare luogo a molecole più piccole, abbassando la viscosità dell'olio. Questo processo, chiamato transesterificazione, consiste nella reazione di olio algale con metanolo (o etanolo) e la formazione di glicerolo, e può avvenire a temperatura ambiente (circa 20°C) oppure a temperature più alte (70°C), con tempi di reazione diversi.

2.2.1 Sistemi di coltivazione

Le microalghe con metabolismo fotoautotrofico possono essere coltivate in vasche aperte o in fotobioreattori come mostrato in Figura 11. Le microalghe eterotrofiche invece vengono coltivate in fermentatori usando zuccheri (glucosio, fruttosio o altri) come fonte di carbonio ed energia chimica in quanto non hanno bisogno assorbire energia sotto forma di radiazione solare.

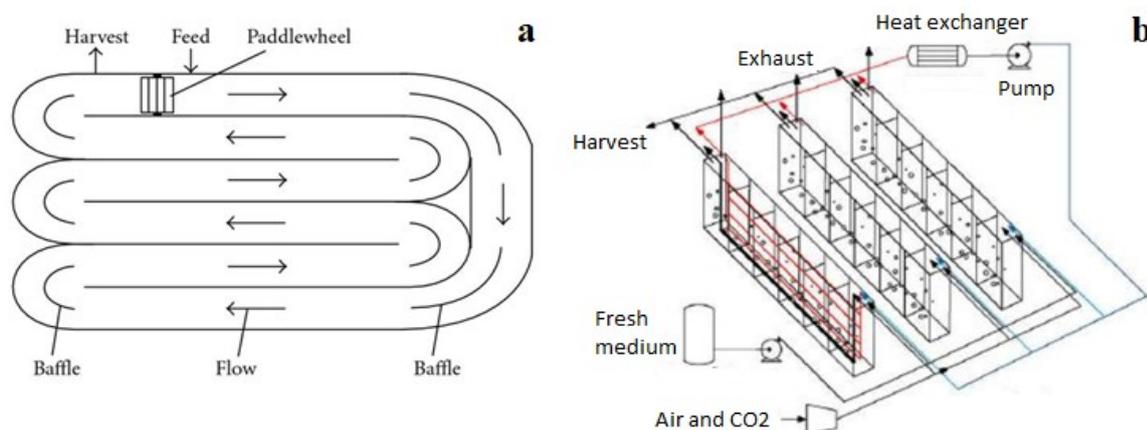


Figura 11. (a) Vasche aperte [21] e (b) fotobioreattori per la coltivazione delle microalghe [23].

Le vasche aperte (in inglese *open ponds*) sono generalmente profonde circa 30 cm e sono dotate di una ruota palettata motorizzata che mantiene un deflusso costante [21]. L'acqua già miscelata coi nutrienti necessari alla crescita delle microalghe viene integrata per mantenere un livello di acqua costante all'interno della vasca. I fotobioreattori sono sistemi chiusi in cui è più facile mantenere il controllo dei parametri che influenzano la crescita delle alghe

(concentrazione, Ph, temperatura) e non hanno problemi di evaporazione o contaminazione delle colture [24]. Tuttavia, il costo dei fotobioreattori può essere fino a 10 volte quello del sistema a vasche aperte e quindi queste ultime sono preferibili dal punto di vista economico. La combinazione di vasche e fotobioreattori in serie può anche essere una soluzione conveniente [24].

Poiché la conversione dell'energia avviene attraverso la fotosintesi, l'intensità della radiazione incidente sul sistema di coltivazione è il fattore che più influenza la crescita delle microalghe. Ogni specie di microalga ha un suo valore "ottimale" di radiazione solare, chiamato "radiazione di saturazione". Al di sotto di questo valore, che varia circa tra 30 W/m² e 45 W/m² a seconda della specie considerata, la crescita delle alghe è circa proporzionale alla radiazione. Una volta raggiunto il limite di saturazione, il tasso di crescita risulta influenzato dalle reazioni chimiche indipendenti dall'intensità della radiazione [25]. Il ciclo giorno-notte ha quindi un notevole impatto sulla produttività del sistema. Tuttavia, l'utilizzo di sistemi di illuminazione artificiale comporta un notevole consumo di energia primaria con conseguente peggioramento della sostenibilità ambientale del prodotto ed è quindi sconsigliata. Attraverso simulazioni del sistema, Marsullo et al [26] hanno stimato che nelle località di Siviglia (Spagna) e Petrolina (Brasile), il sistema a vasche aperte consumi rispettivamente il 6 e l'11% dell'energia chimica contenuta nelle microalghe. Il secondo fattore più importante per la crescita delle microalghe è la temperatura. Molte microalghe tollerano temperature fino a 15°C inferiori a quella ottimale; tuttavia, un aumento di soli 2-4°C oltre a questo valore può comportare la perdita totale della coltivazione [27]. La temperatura letale si trova solitamente tra 30°C e 40°C, a seconda della specie. Questo fa sì che nei fotobioreattori sia necessario controllare la temperatura, mentre i sistemi aperti sono naturalmente raffreddati tramite evaporazione [28]. Inoltre, nei fotobioreattori va progettato bene anche il miscelamento per garantire un assorbimento omogeneo della radiazione da parte delle microalghe. D'altra parte, velocità del fluido troppo elevate o eccesso d'aria possono causare problemi alla crescita dovuti ad attrito tra le microalghe. Per questo motivo nelle vasche la velocità viene mantenuta intorno a 0.2 m/s. Un altro fattore determinante per la crescita delle microalghe è l'acidità della soluzione, che dipende essenzialmente dalla concentrazione di CO₂ insufflata (ed eventualmente da quella degli SO_x) e dalla quantità di sali disciolti. Ogni specie ha una banda di pH accettabile. Al di fuori di questo range la crescita diminuisce sensibilmente o addirittura cessa. Il sistema comunemente utilizzato per controllare l'acidità della soluzione è un on/off

sulla valvola di immissione della CO₂. Oltre a carbonio, ossigeno e idrogeno, le microalghe hanno bisogno di azoto (N), fosforo (P) e potassio (K). L'azoto è essenziale per la crescita, lo sviluppo, la riproduzione e per altre attività fisiologiche delle microalghe. La concentrazione di azoto influenza l'accumulo di lipidi nelle microalghe. Solitamente si utilizza il rapporto tra N e P come parametro che indica un corretto apporto di nutrienti. Quando questo valore è troppo basso, significa che sta aumentando la produzione di lipidi, e cioè si sta accumulando energia nella biomassa al prezzo di un minor tasso di crescita delle microalghe. L'azoto viene solitamente fornito sotto forma di urea, sali di azoto o nitrati. Il fosforo non ha un impatto altrettanto significativo sul metabolismo delle microalghe e serve solo in quantità ridotte.

2.2.2 Sistemi di raccolta

La raccolta delle alghe dal sistema di coltivazione è dispendiosa in termini di energia e costi associati, che possono arrivare al 20-30% del costo di produzione della biomassa [27]. Nei sistemi a vasche aperte, la concentrazione delle alghe è pari a circa 0.5 kg/m³. In generale, i metodi di raccolta possono essere basati su processi fisici (meccanico o termico), chimici, o biologici. In generale, la scelta del sistema di raccolta dipende dal tipo di coltivazione e dal tipo di prodotto desiderato. Nella pratica la raccolta avviene attraverso un processo in due fasi: raccolta di massa e addensamento. Nella prima fase le microalghe vengono separate dalla massa liquida nella quale sono sospese utilizzando tecniche come la flocculazione, il galleggiamento o la sedimentazione. In questo modo, la fase solida raggiunge una percentuale in peso che va dal 2% al 7%. La flocculazione è il processo in cui le microalghe si coagulano fino a formare degli agglomerati che, per gravità, cadono sul fondo o si addensano per galleggiamento sulla superficie della soluzione. Questo processo può essere indotto in vari modi: inserendo composti inorganici, elettroliti o mediante un campo elettrico. Alcune specie di microalghe flocculano naturalmente dopo un certo tempo di quiescenza. Nella successiva fase di addensamento il "fango" così generato viene concentrato attraverso filtrazione e/o centrifugazione. Questa fase è quella che comporta il maggior consumo di energia. La centrifugazione è un metodo di separazione adottato da molti processi industriali. Il costo energetico della centrifugazione può andare da 0.3 a 8 kWh/m³ a seconda del tipo di centrifuga. A causa degli elevati costi (sia iniziali che operativi) questo sistema non è molto utilizzato. La filtrazione può essere effettuata sia in pressione che in condizioni di vuoto e ha

costi più limitati. Il consumo può andare da 0.2 a 5 kWh/m³. Tuttavia, lo sporcamento delle membrane rende la filtrazione poco appetibile per le specie di dimensioni maggiori.

2.2.3 Considerazioni su Montegrotto Terme

La maggior parte degli studi riguardanti il processo di produzione di olii microalgali ignora il fabbisogno termico invernale per mantenere in temperatura il sistema di coltivazione, poiché vengono considerati luoghi con elevata insolazione a basse latitudini. Tuttavia, nonostante le condizioni climatiche non siano ottimali, anche in Italia sono presenti diversi impianti di produzione di microalghe, ed in particolare della specie *Spirulina* che viene poi commercializzata sotto forma di prodotti alimentari ad elevato contenuto proteico.

In Italia ed in particolare nelle regioni settentrionali come il Veneto, il fabbisogno termico non è assolutamente trascurabile e quindi la presenza di fonti di calore locali a basso costo costituisce sicuramente un vantaggio competitivo. Un esempio è costituito dall'impianto pilota inaugurato a fine 2017 a Chiusdino, in provincia di Siena, che utilizza il calore geotermico e la CO₂ estratte dal sottosuolo da una centrale geotermoelettrica per produrre *Spirulina*. L'impianto nasce con l'obiettivo di "dimostrare la possibilità di sviluppare colture ad alto valore commerciale, in adiacenza alle centrali geotermoelettriche" [29].

Le acque termali di risulta possono essere sfruttate per la coltivazione di microalghe sia per la presenza di calore gratuito, sia per la presenza di nutrienti già presenti in soluzione.

Uno specifico studio verificherà la compatibilità dell'acqua termale con le specie microalgali che si intendono coltivare, per evitare il rischio di contaminazione da parte di altre specie di microalghe, micro-organismi e/o composti inorganici presenti in soluzione che renderebbero necessario un trattamento a monte dell'impianto.

Nel caso in cui non fosse possibile coltivare le specie desiderate direttamente nell'acqua termale reflua si potrà utilizzare altra acqua come substrato di coltivazione. In questo caso si utilizzeranno degli scambiatori di calore per sfruttare il calore delle acque di risulta, al fine di mantenere la coltivazione alla temperatura desiderata durante i mesi invernali, abbattendo così eventuali spese per riscaldare l'ambiente di coltivazione.

2.3 Utilizzo in campo agricolo

Un altro potenziale utilizzo delle acque di risulta consiste nell'alimentazione di coltivazioni in serra mediante sistemi a riscaldamento basale.

La serra è un ambiente artificiale costruito appositamente per coltivare fiori e piante con le stesse caratteristiche del loro habitat naturale. Il riscaldamento all'interno di tale ambiente avviene in parte grazie al cosiddetto "effetto serra"² e in parte mediante sistemi di generazione del calore, alimentati tipicamente da combustibili fossili o da caldaie a biomassa, durante i periodi più freddi e con bassa radiazione solare.

Il sistema di generazione più comune per l'approvvigionamento energetico delle serre consiste in caldaie ad aria calda alimentate da combustibili quali gasolio, GPL o gas metano. In questo tipo di sistemi, la caldaia riscalda tutto il volume di aria all'interno dell'involucro "serra".

Una alternativa è costituita dalle caldaie a condensazione e da quelle a biomassa, che prevedono una distribuzione del calore mediante circuiti idraulici. Negli ultimi anni si è avuta una significativa diffusione delle caldaie a biomassa grazie agli incentivi previsti dal DM 28 dicembre 2012 [30]. Il sistema di riscaldamento basale prevede anch'esso un circuito di distribuzione idronica. Tuttavia, invece di riscaldare l'aria ambiente questo sistema prevede di riscaldare direttamente la terra in cui sono piantate le coltivazioni. Questo permette di ottenere un duplice vantaggio:

- 1) Il fabbisogno di energia viene calcolato non in base alla volumetria della serra ma in base alla superficie coltivata; questo permette di dimensionare l'impianto con potenze di progetto inferiori rispetto ai sistemi tradizionali ad aria calda.
- 2) Il calore viene fornito a temperature molto basse (da 20 a 25°C in mandata), riuscendo così a raggiungere un'efficienza/COP molto elevata/o nel caso in cui si utilizzi una caldaia a condensazione o una pompa di calore ad aria; nel caso in questione invece si può pensare ad uno scambio diretto del calore tra acque termali di risulta e circuito idronico della serra.

Supponendo che un albergo di medie dimensioni estragga durante il periodo invernale una portata pari a 5 l/s (valore realistico per alberghi di medie dimensioni) e assumendo una distribuzione del calore in serra pari a 25/20°C, si ottengono circa 105 kW di calore

² L' "effetto serra" avviene all'interno di questi ambienti poiché i materiali trasparenti usati per la copertura trasmettono gran parte della radiazione solare in un range di lunghezze d'onda compreso tra 500 e 2500 nm e schermano la radiazione riflessa dal terreno, che ha lunghezze d'onda superiori (nel campo dell'infrarosso).

recuperabile dalle acque di risulta. In questo modo, assumendo un fabbisogno specifico pari a 70 W/m^2 , è possibile alimentare una superficie coltivata pari a 1500 m^2 , col solo costo iniziale degli scambiatori di calore e spese di manutenzione dovute alla pulizia/sostituzione delle piastre. L'unico costo energetico è quello dovuto alle spese di pompaggio per la circolazione dell'acqua all'interno delle tubazioni. Considerando di alimentare una serra di queste dimensioni con caldaia a condensazione, utilizzando i fabbisogni specifici di serre in zona E pari a $180\text{-}270 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ anno})$ come indicato in [30], si dovrebbe coprire un fabbisogno termico pari a $270\text{-}405 \text{ MWh}$. Il range indicato è dovuto alla variabilità dei vari fattori che concorrono a determinare il fabbisogno energetico della serra, tra cui: le condizioni climatiche; i materiali usati per telaio e copertura della serra; le dimensioni; la forma e l'orientamento di quest'ultima. Pur assumendo un'efficienza stagionale molto elevata (100% riferita al potere calorifico inferiore del metano), coi prezzi attuali del gas metano (0.23 €/Stm^3) questo significherebbe affrontare una spesa annua per il riscaldamento della serra compresa approssimativamente tra 6000 e 9000 €/anno.

3 Utilizzo del calore da acque estratte alla testa di pozzo

3.1 Integrazione in rete di teleriscaldamento

Vengono qui esposti due possibili utilizzi diretti dell'acqua termale in deroga alla normativa vigente (si veda il Paragrafo 1.3), ovvero per scopi energetici invece che terapeutici.

Come illustrato nel capitolo introduttivo, la temperatura dell'acqua termale estratta dal sottosuolo varia dai 60°C agli 87°C a seconda della zona di emungimento. Quando il calore è disponibile a temperature superiori o uguali a 75°C, si può pensare sia di integrare il calore nella rete con pompe di calore distribuite descritta nel Paragrafo 2.1 (ipotesi A), sia di alimentare micro-reti tradizionali al servizio di un nucleo di edifici circostanti (ipotesi B).

A fronte dei suddetti vincoli normativi, la rete con pompe di calore distribuite rappresenta la soluzione più percorribile nell'area euganea. Il primo utilizzo cui si fa riferimento è dunque quello relativo all'ipotesi A, supponendo di utilizzare un pozzo termale dismesso all'interno (o in prossimità) della zona teleriscaldabile. A causa della significativa differenza di temperatura tra l'acqua termale emunta dal terreno e il fluido termovettore della rete (temperatura dell'acqua nelle tubazioni di mandata a 35-40°C), è possibile cedere alla rete una potenza termica notevole a fronte di portate di acqua termale relativamente basse. Ad esempio, supponendo di raffreddare una portata di 5 l/s da 70°C a 40°C, il pozzo potrebbe cedere alla rete circa 630 kW.

Una efficace regolazione della portata di acqua termale, tramite l'utilizzo di pompe con motore ad inverter, e la presenza di più scambiatori collegati in serie o in parallelo consentirebbe una regolazione continua ed ottimale della potenza termica scambiata con la rete. Questa soluzione consente di seguire le variazioni del carico termico delle utenze senza la necessità di installare caldaie di integrazione e riserva. Il pozzo potrebbe quindi fungere da "caldaia ausiliaria". In questo caso, in fase progettuale va considerato anche il rischio di guasti che potrebbero interrompere il servizio proprio durante il periodo di maggior richiesta da parte degli utenti. La manutenzione del pozzo dovrebbe quindi essere programmata in modo da minimizzare il rischio di interruzione forzata durante i picchi del carico.

Nell'ipotesi B, invece, si assume che il pozzo termale inattivo si trovi lontano dall'area cosiddetta teleriscaldabile ma vicino a delle altre utenze termiche. In questo caso, è possibile

utilizzare il calore geotermico per alimentare una micro-rete locale di teleriscaldamento a servizio di tali utenze.

Poiché l'area con le acque più "calde" si trova in corrispondenza dell'asse Abano-Montegrotto (NW-SE) che corrisponde approssimativamente all'area teleriscaldabile ipotizzata in questo studio, la prima criticità è legata alla temperatura della sorgente termica, che difficilmente raggiunge 70°C nelle zone periferiche considerate nell'ipotesi B. In questo caso, la temperatura di mandata della micro-rete potrebbe difficilmente essere superiore a 65°C e quindi la temperatura di mandata negli impianti degli edifici connessi sarà inferiore e non sempre sarà idonea a tutti i terminali di impianto. Questo significa che potranno essere connessi ad una rete di questo tipo solamente edifici con un certo grado di isolamento (indicativamente edifici costruiti a partire dagli anni '90 o edifici costruiti prima ma già parzialmente riqualificati), tale da permettere il funzionamento con queste temperature anche durante i periodi più freddi dell'anno per non inficiare il comfort termico all'interno degli ambienti. Una possibile soluzione a questo problema consiste nell'usare una caldaia di integrazione a gas, con cui fornire il calore necessario ad aumentare la temperatura dell'acqua in rete durante i picchi del carico termico, valutando le temperature di set point della rete sulla base di un controllo climatico. La presenza di una caldaia di integrazione e riserva risponde anche al problema, già discusso nell'ipotesi A, della discontinuità del servizio. Qui, a differenza di una rete con molti punti di approvvigionamento, la presenza di un unico pozzo termale utilizzato come sorgente termica introduce un elevato rischio di discontinuità del servizio. Qualora infatti avvenga un guasto o sia necessaria la manutenzione del pozzo, è necessario avere a disposizione un sistema di generazione del calore di riserva con una potenza termica in grado di garantire la potenza di picco richiesta. La presenza di caldaie di integrazione e riserva ha un impatto non trascurabile sul costo iniziale del sistema proposto ed è quindi necessario fare un'analisi in fase progettuale che tenga conto della temperatura dell'acqua termale, del tipo di utenze servite e della potenza di progetto di eventuali caldaie di integrazione e riserva.

In definitiva, lo sfruttamento del contenuto energetico dei pozzi termali attualmente inattivi è molto interessante sia nell'ipotesi A (integrazione in rete a bassa temperatura con pompe di calore) sia nell'ipotesi B (attivazione di micro-reti in zone periferiche) in quanto consentirebbe di coprire una ulteriore parte della domanda di calore con fonte rinnovabile. Pur apparendo attraenti, queste ipotesi presentano delle criticità. La prima è dovuta al vincolo

normativo di cui si è discusso sopra; la seconda criticità, che interessa principalmente l'ipotesi B, è la necessità di installare caldaie di integrazione e riserva per ovviare a possibili discontinuità del servizio e per raggiungere temperature idonee a servire anche edifici vecchi e non isolati.

3.2 Produzione elettrica da acque termali

Un possibile utilizzo di fonti di calore a bassa/media temperatura consiste nella generazione di energia elettrica tramite cicli Rankine a fluido organico, meglio noti con l'acronimo inglese ORC (Organic Rankine Cycle). Questa tecnologia si è sviluppata negli anni '70 e, grazie alle attuali politiche di efficienza energetica, sta vivendo una forte espansione. Le fonti tipicamente sfruttate dai cicli ORC sono i fumi di combustione di processi industriali energivori (vetrerie, cementifici, acciaierie), gli olii per il raffreddamento di motori a combustione interna e i fumi di combustione di caldaie a biomasse. Il principio di funzionamento di questi cicli, illustrato in Figura 12, è uguale a quello delle grandi centrali termoelettriche a vapore alimentate a combustibili fossili: il fluido termovettore viene fatto evaporare assorbendo calore dalla fonte di energia considerata (2-3), viene poi fatto espandere in una turbina in cui genera energia meccanica che viene trasformata in energia elettrica da un generatore elettrico (3-4), viene condensato attraverso il raffreddamento in corsi d'acqua o in aria, tipicamente attraverso delle torri evaporative (4-1) e successivamente viene pompato verso la parte "calda" dell'impianto (1-2), dove il ciclo ricomincia.

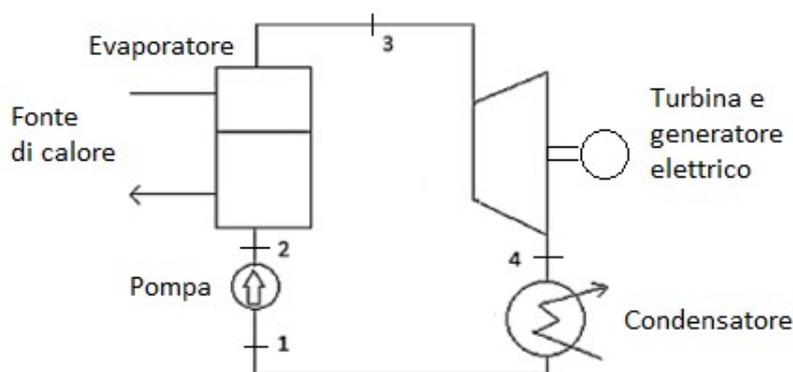


Figura 12. Schema qualitativo del ciclo Rankine Organico semplice.

La differenza rispetto ai grandi impianti termoelettrici consiste nel fatto che il fluido termovettore, invece di essere acqua, è un fluido organico, ovvero un fluido nella cui molecola sia presente il carbonio. Esempi di fluidi organici sono i fluidi usati nei cicli frigoriferi come idrofluorocarburi (HFC), idrocarburi (HC), perfluorocarburi (PFC) ecc. Data una certa fonte di calore, bisogna anzitutto scegliere un fluido idoneo, e poi bisogna capire quanto calore recuperare (ovvero quanto raffreddare la sorgente termica) al fine di massimizzare la potenza elettrica generata. Un criterio di massima per la scelta del fluido consiste nell'aver una temperatura critica leggermente inferiore a quella della sorgente termica [31]. Qui di seguito viene fatto, a titolo di esempio, il calcolo della potenza elettrica generata considerando una portata pari a 10 litri/s di acqua termale a 80°C come fonte di calore. Vengono scelti i fluidi R218 e R143a, gli unici nella lista considerata nello studio [31] ad avere temperatura critica inferiore a quella della sorgente. La temperatura di evaporazione è stata scelta attraverso uno studio parametrico per avere un buon compromesso tra calore recuperato ed efficienza del ciclo termodinamico, così da massimizzare la potenza elettrica generata. Si è assunta un'efficienza di espansione isentropica di 75% per le turbine e un'efficienza del 95% per il generatore elettrico. Il pompaggio è stato assunto ideale (isentropico). Sono stati assunti 5 K di surriscaldamento del gas in uscita dall'evaporatore. I risultati del ciclo termodinamico simulato sono riassunti in Tabella 9.

Tabella 9. Risultati del funzionamento ciclo ORC con due diversi fluidi frigorigeni.

Fluido	Unità	R218	R143a
Temperatura critica	°C	71.9	72.7
Temperatura (pressione) di evaporazione selezionata	°C (bar)	56 (18.6)	56 (26.3)
Efficienza del ciclo con condensazione a 20°C (inverno)	-	6.4%	7.0%
Efficienza del ciclo con condensazione a 36°C (estate)	-	4.2%	4.5%
Temperatura di uscita dell'acqua termale	°C	51.5	51.5
Potenza elettrica prodotta (inverno)	kWe	43.7	47.6
Potenza elettrica prodotta (estate)	kWe	27.0	29.2

Questo esempio mostra come la potenza elettrica generata a queste temperature sia esigua (30-50 kWe a seconda della stagione), e avvenga a fronte di un "impoverimento della fonte

energetica” che viene raffreddata di quasi 30°C. Dal punto di vista economico, il gestore di un eventuale ciclo ORC potrebbe beneficiare di un incentivo per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Secondo l’art. 1, comma 26 del D.M. 23 giugno 2016, la tariffa omnicomprensiva base (senza premi) per impianti geotermoelettrici di potenza inferiore a 1 MWe è pari a 134 €/MWh. Considerando un funzionamento dell’impianto per 5500 ore a pieno carico (di cui 2500 “invernali” e 3000 “estive”) l’energia elettrica immessa in rete annualmente potrebbe essere pari a 210 MWh(e), portando quindi a un introito di circa 28000 €/anno, a cui vanno sottratte le spese di manutenzione che per questi impianti non sono trascurabili. Sulla base di documenti di un produttore italiano di motori ORC, possiamo stimare questa spesa in 3500-5000 €/anno. Considerando un costo iniziale d’installazione pari a 3500 €/kW, si può stimare la spesa iniziale in 170 000 € e quindi un tempo di ritorno di circa 7 anni senza considerare l’interesse sul capitale investito. A causa della bassa efficienza di questi impianti a queste temperature, non vi sono attualmente sul mercato prodotti standard per lo sfruttamento di calore a temperatura inferiore a 90°C. Questo fa sì che il costo iniziale per una tecnologia di questo tipo possa essere superiore a quello stimato, rendendo l’impianto anti-economico oltre che poco efficiente da un punto di vista energetico alle condizioni attuali. Inoltre questi impianti solitamente non vengono modulati, ovvero funzionano costantemente a carico nominale. Questo significa che, qualora si estragga una portata variabile tra 5 l/s e 10 l/s durante l’anno, l’impianto andrebbe dimensionato per la portata minima oppure andrebbe spento nei periodi dell’anno in cui la portata estratta dal sottosuolo scende sotto il valore nominale, riducendo potenzialmente il numero di ore a pieno carico rispetto alle 5500 indicate sopra a mero titolo di esempio. Supponendo quindi di dimensionare l’impianto per una portata pari a 5 l/s, l’energia elettrica prodotta annualmente sarebbe pari a circa 103 MWh, ovvero l’energia consumata annualmente da circa 30 famiglie.

Inoltre il beneficio economico per la popolazione locale sarebbe solamente di tipo indiretto, in quanto gli introiti dovuti all’immissione in rete di energia elettrica andrebbero a beneficio del titolare della concessione mineraria. A livello ambientale, il beneficio avviene su scala nazionale o comunque globale, in quanto l’avviamento di impianti di questo tipo farebbe aumentare la quota di energia elettrica prodotta da impianti geotermoelettrici e quindi rinnovabili a scapito di quella prodotta da fonti fossili. Oggi impianti di questo tipo sono presenti soprattutto in Toscana, dove grazie alle condizioni del sottosuolo è possibile estrarre calore a temperature superiori a 250°C. A queste temperature, i cicli ORC offrono rendimenti

più elevati e sono quindi più interessanti da un punto di vista tecno-economico. Inoltre va sottolineato come nell'analisi presentata qui sopra si sia supposto di avere a disposizione acqua termale a 80°C. Come è stato messo in evidenza nel capitolo introduttivo, l'acqua termale raggiunge queste temperature solo in alcune zone del Bacino Termale.

4 Sonde a circuito chiuso in zona termale

In questo Capitolo si vogliono riassumere i risultati di un progetto precedente [32], atto a valutare i vantaggi dell'installazione di sonde geotermiche in zone ad anomalia termica. Le zone ad anomalia termica sono aree in cui è presente un gradiente termico del terreno significativamente superiore a quello medio, generalmente pari a $0.03^{\circ}\text{C}/\text{m}$. Il gradiente geotermico è quantificabile in $0.50^{\circ}\text{C}/\text{m}$ nell'area ad anomalia termica e in $0.13^{\circ}\text{C}/\text{m}$ in zone periferiche comprese tra la zona ad anomalia termica e zone soggette a gradiente geotermico normale. A parità di altre condizioni del terreno, zone ad elevato gradiente geotermico consentono di ridurre il numero di sonde geotermiche da installare per coprire una certa domanda di calore (in termini di potenza ed energia).

4.1 Analisi per edifici nuovi o di recente costruzione

Nello studio veniva considerato il solo fabbisogno di riscaldamento di un edificio nuovo, e non quello di acqua calda sanitaria. A tal fine venivano analizzati i consumi e i costi relativi a quattro tipologie impiantistiche, mostrate in Figura 13: accoppiamento diretto al terreno mediante scambiatore di calore (caso 1), integrazione del campo sonde con pompa di calore aria-acqua (caso 2), accoppiamento al terreno mediante pompa di calore acqua-acqua (caso 3) e, in alternativa all'uso del sottosuolo come fonte principale di energia, una pompa di calore aria-acqua (caso 4). Come si vede in Figura 3, il numero di sonde geotermiche installate diminuisce andando dal caso 1 al caso 3, con conseguente riduzione del costo iniziale da parte dell'utente. Le sonde sono state ipotizzate di profondità pari a 120 metri e distanziate (nei casi 1 e 2) di 10 metri l'una dall'altra. I risultati dello studio si possono riassumere in Tabella 10. Come si può osservare nelle ultime due righe della tabella, il caso 1 è quello più vantaggioso dal punto di vista ambientale a causa del minor consumo di energia primaria, ma anche quello con il maggior tempo di ritorno dell'investimento.

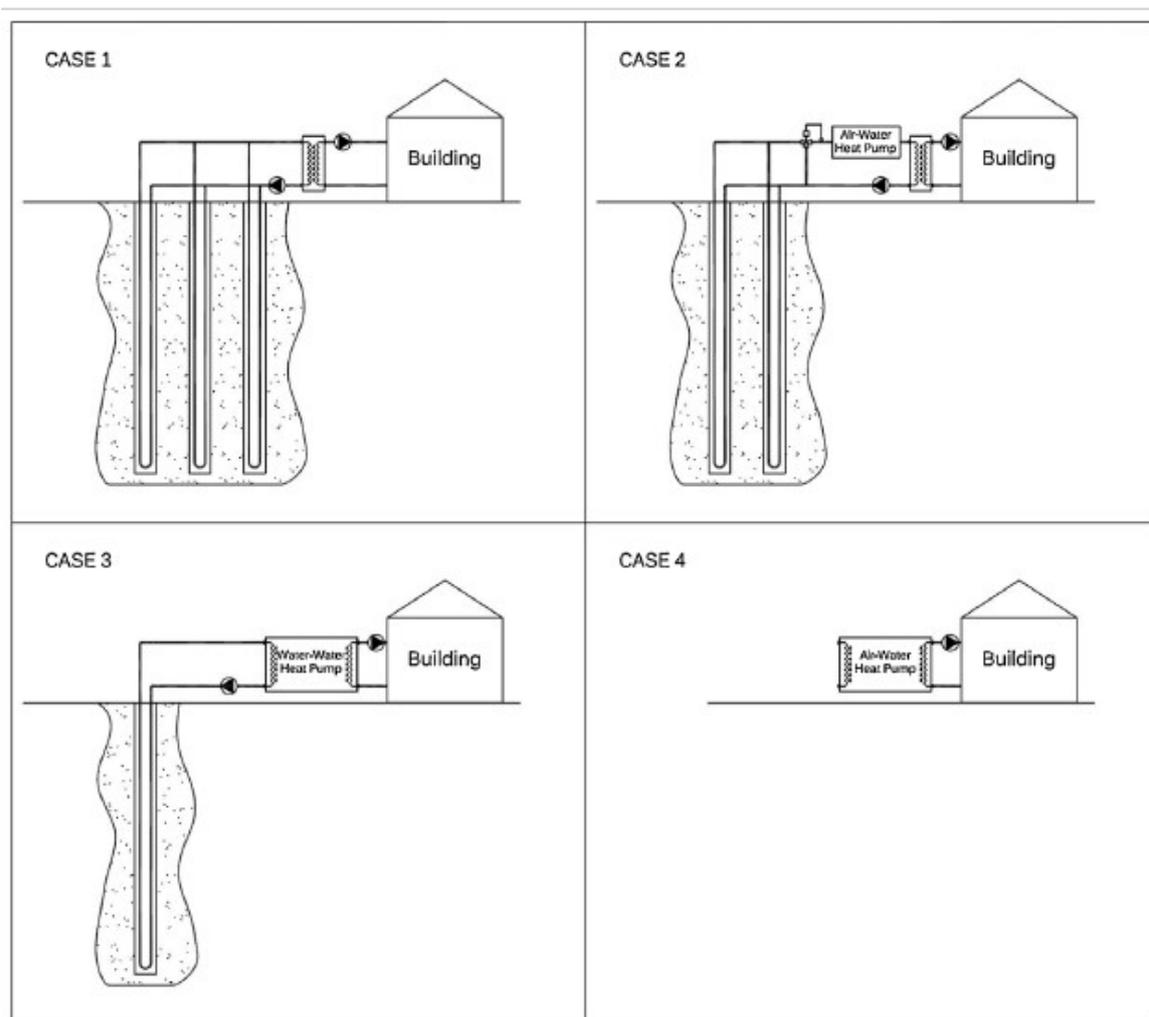


Figura 13. Quattro tipologie impiantistiche considerate nello studio [32].

Nel caso 1, infatti, il maggior numero di sonde geotermiche comporta un elevato investimento iniziale e dei contenuti costi operativi per alimentare le pompe. La soluzione ibrida con pompa di calore aria-acqua (caso 2) ha un costo minore in termini di sonde geotermiche ma anche un costo aggiuntivo per la pompa di calore aria-acqua. Dunque il tempo di ritorno non cala significativamente rispetto al caso 1 (17 anni contro i 18 del caso 1), a fronte di un consumo di energia primaria raddoppiato a causa dei maggiori consumi di energia elettrica. Il caso 4 rappresenta la soluzione classica di sonda geotermica abbinata a pompa di calore acqua-acqua. In questo caso il tempo di ritorno scende a 11 anni e il consumo di energia primaria è ulteriormente raddoppiato rispetto al caso 2, e quindi circa quattro volte rispetto al caso di accoppiamento diretto. Questa soluzione offre comunque un risparmio di energia primaria pari al 30% rispetto alla pompa di calore aria-acqua ($SCOP = 3.36$) e del 40% circa rispetto alla caldaia a gas.

Tabella 10. Sintesi dei risultati dello studio [32].

Caso		1	2	3	4	5
Descrizione		3 sonde – Accoppiamento diretto	2 sonde - Integrazione pompa di calore aria-acqua	1 sonda – Pompa di calore acqua-acqua	Pompa di calore aria-acqua	Caldaia a gas
Energia delle pompe delle sonde geotermiche	kWh(e)	461	434	407	-	-
Energia delle pompe del sistema radiante		173	173	173	173	173
Energia della pompa di calore aria-acqua		-	660	-	3201	-
Energia della pompa di calore acqua-acqua		-	-	1784	-	-
Energia della caldaia (efficienza globale 85%)	kWh(gas)	-	-	-	-	9169
Costo dell'energia elettrica	€	101	203	378	540	28
Costo del gas	€	-	-	-	-	679
Totale costi di gestione anno	€	101	203	378	540	706
Costo impianto	€	15000	13000	8000	5500	4400
Differenza di costo dell'impianto rispetto alla caldaia a gas	€	10600	8600	3600	1100	-
Risparmio annuo	€	605	503	328	166	-
Ritorno dell'investimento semplice	anni	18	17	11	8.5	-
Consumo specifico di energia primaria	kWh(p)/ (m ² anno)	11	23	43	61	76
Risparmio di energia primaria	%	86	70	43	20	-

Si noti che lo studio non considerava edifici esistenti ma solo edifici nuovi (indicativamente costruiti dopo il 2010) con sistema radiante a pavimento. Inoltre, non venivano considerati i fabbisogni di acqua calda sanitaria e di raffrescamento dell'edificio. Per quanto concerne l'acqua calda sanitaria (ACS), i sistemi con pompa di calore (casi 2,3 e 4) sarebbero in grado di soddisfare tale carico ulteriore senza macchine aggiuntive ma con un serbatoio dedicato a

valle della pompa di calore. Nel caso 3, la potenza richiesta per la produzione di ACS potrebbe influenzare la distribuzione di temperatura del terreno intorno alle sonde. In questo caso potrebbe essere necessaria una maggiore superficie del campo sonde. Nel caso 2, la potenza ulteriore potrebbe essere fornita dalla pompa di calore ad aria senza la necessità di aumentare la superficie del campo sonde. Lo stesso vale per il caso n. 1, dove però la pompa di calore ad aria aggiuntiva andrebbe sommata ai costi indicati in Tabella. Un'altra possibilità per la produzione di ACS potrebbe essere un serbatoio con resistenza elettrica eventualmente alimentato dal solare termico. Il sistema ibrido con pompa di calore aria-acqua (caso 2) è l'unico sistema in grado di soddisfare anche il carico estivo di raffrescamento senza la necessità di installare una macchina aggiuntiva. Infatti essendo la zona considerata ad anomalia termica, la temperatura estiva del terreno risulta essere troppo elevata per potervi scaricare il calore rimosso dall'edificio con un'efficienza accettabile.

4.2 Analisi per edifici esistenti con riqualificazione energetica

Poiché gran parte dello stock edilizio è costituito da edifici costruiti per lo più tra gli anni '60 e '80, l'analisi del Paragrafo precedente viene qui completata riferendosi a due palazzine tipo costruite secondo gli standard costruttivi prescritti dalla Legge 373/76 (edificio multifamiliare B70) e dalla Legge 10/91 (edificio multifamiliare B90).

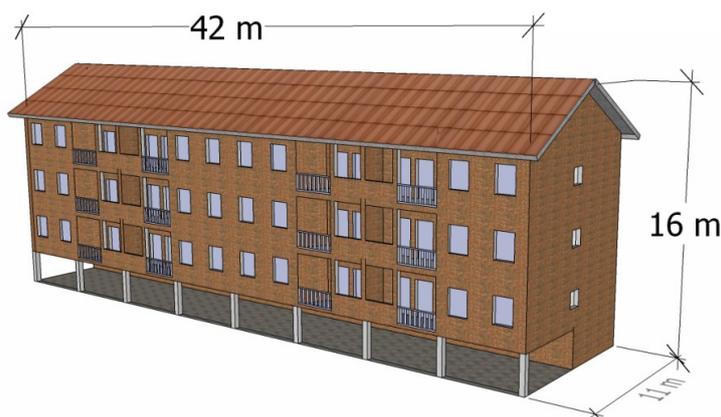


Figura 14. Geometria della palazzina tipo considerata con diversi gradi di isolamento termico (B70 e B90).

Le stratigrafie delle pareti vetrate e opache sono state adattate all'età di costruzione mentre la geometria è stata mantenuta costante. L'edificio multifamiliare considerato, mostrato in

Figura 14, è costituito da 12 appartamenti distribuiti su tre piani. Grazie alle politiche di efficienza energetica promosse dall'Unione Europea e recepite dalla legislazione italiana, oggi è possibile accedere a numerosi incentivi per la riqualificazione energetica degli edifici. Tali interventi sono volti a ridurre il fabbisogno di energia primaria attraverso interventi di riqualificazione dell'involucro edilizio e degli impianti di generazione, distribuzione ed emissione. Pertanto, per accedere agli incentivi bisogna soddisfare certi requisiti in termini di abbattimento dei consumi energetici.

Tabella 11. Incentivi previsti dalla legge per la ristrutturazione edilizia e la riqualificazione energetica.

Intervento analizzato	Tipologia	Entità incentivo	Durata incentivo	Riferimento requisiti minimi
Sistema di emissione				
Impianto radiante	Detrazione fiscale per ristrutturazione edilizia	50%	5 anni	-
Sistema di generazione				
Allaccio alla rete di teleriscaldamento	Detrazione fiscale per ristrutturazione edilizia	50%	5 anni	-
Caldaia a condensazione	Detrazione fiscale per riqualificazione energetica	50%	10 anni	Allegato DM 26/2/2016
Sonde geotermiche e/o pompa di calore per riscaldamento e/o ACS	Detrazione fiscale per riqualificazione energetica	65%	10 anni	Allegato I DM 6/8/2009
Isolamento superfici				
Infissi	Detrazione fiscale per riqualificazione energetica	50%	10 anni	Tabella 2 DM 26/1/2010
Cappotto o Cappotto e infissi ³	Detrazione fiscale per riqualificazione energetica	70%	10 anni	Tabella 2 DM 26/1/2010
Riqualificazione energetica				
Riqualificazione energetica di edifici esistenti ⁴	Detrazione fiscale per riqualificazione energetica	75%	10 anni	Appendice B DM 26/6/2015

Ad esempio per quanto riguarda gli interventi sull'involucro nella zona climatica E (di cui fa parte la provincia di Padova) bisogna raggiungere dei valori di trasmittanza complessiva

³ Valido per le parti comuni di condomini se la superficie interessata dall'intervento è pari ad almeno il 25% della superficie disperdente lorda.

⁴ Se gli standard vengono raggiunti qui possono rientrare tutte le tipologie di intervento fin qui nominate.

dell'involucro pari a 0.27 W/(m K) per le pareti verticali, 0.24 e 0.30 W/(m K) rispettivamente per coperture e pavimenti e 1.8 W/(m K) per le chiusure apribili [33].

La Tabella 11 riporta gli incentivi previsti dalla legge inclusi i riferimenti normativi considerati per quanto concerne i requisiti minimi da raggiungere. Al fine di installare sonde geotermiche a circuito chiuso a servizio di edifici esistenti poco isolati con radiatori, è necessario intervenire sia sull'involucro edilizio che sull'impianto di distribuzione ed emissione del calore. Come mostrato in Tabella 11, entrambi questi interventi sono attualmente incentivati dallo Stato italiano. Isolare termicamente le pareti e le coperture consente di ridurre il fabbisogno termico dell'edificio, mentre la sostituzione dei radiatori con sistemi radianti a bassa temperatura permette di ridurre la differenza tra la temperatura della sorgente termica (il terreno) e quella richiesta all'impianto per garantire il comfort termico all'interno dell'edificio. Ridurre questa differenza di temperatura consente di aumentare le prestazioni della macchina e dunque di ridurre il consumo di energia elettrica. Inoltre, come già spiegato nel Paragrafo precedente, la presenza di un elevato gradiente termico nell'area euganea consente di ridurre la superficie delle sonde e quindi la spesa iniziale per l'impianto geotermico. La presente analisi fornisce delle stime di spesa per singolo appartamento considerando tre livelli di anomalia termica, espressa in termini di gradiente geotermico. Il livello più alto, presente nella zona perturbata dalle perforazioni per l'estrazione dell'acqua termale, è pari a 0.50 °C/m . Il gradiente geotermico normale è invece pari a 0.03 °C/m , e serve in questa analisi solamente come riferimento per capire quanto l'anomalia termica contribuisca a rendere competitivo il sistema proposto. Un gradiente pari a 0.13 °C/m invece è stato assunto per quelle aree che si trovano all'interno del Bacino Termale ma non in prossimità di pozzi di estrazione. I costi specifici assunti nell'analisi sono riassunti in Tabella 12.

Tabella 12. Costi specifici assunti nell'analisi economica.

	Valore
Prezzo dell'energia elettrica all'utente finale $[\text{€/kWh}(e)]$	0.20
Prezzo del gas naturale all'utente finale $[\text{€/kWh}(t)]$	0.09
Costo specifico per l'isolamento termico delle pareti opache verticali e orizzontali $[\text{€/m}^2]$	80
Costo specifico per la sostituzione dei serramenti $[\text{€/m}^2]$	300
Costo specifico per impianto radiante a secco $[\text{€/m}^2]$	120
Costo specifico della pompa di calore $[\text{€/kW}]$	$5000+150 \cdot P$
Costo specifico delle sonde geotermiche $[\text{€/m}]$	50

La lunghezza delle sonde è stata valutata col metodo semplificato proposto dall'ASHRAE [34]. Nei risultati (riassunti in Tabella 13 e Tabella 14), la superficie di scambio del campo geotermico è indicata dal numero di sonde, considerate ciascuna di lunghezza pari a 100 m. La Tabella 13 mostra i risultati dell'analisi economica per appartamento. Si noti come il costo delle sonde geotermiche possa essere ridotto, grazie all'anomalia termica, al 25-50% di quello che si avrebbe in una zona a gradiente normale. Tuttavia gli elevati costi iniziali per l'isolamento dell'involucro e per l'installazione dell'impianto radiante rendono tale beneficio marginale in relazione alla spesa totale che l'utente dovrebbe sostenere, compresi tra 25500 e 28750 € per appartamento a seconda che ci si trovi nella zona ad elevato o medio gradiente termico. Questo importo è dovuto al fatto che l'intervento considerato sull'involucro include non solo l'isolamento termico delle pareti verticali e la sostituzione dei serramenti ma anche l'isolamento del pavimento su porticato e della copertura.

Tabella 13. Costi medi per appartamento per la riqualificazione energetica integrale di un edificio multifamiliare tipo B70 con installazione di pompa di calore e sonde geotermiche a circuito chiuso (l'incentivo si riferisce ai primi 5 anni).

Gradiente geotermico [°C/m]	Intervento	Numero sonde	Investim. iniziale [€]	Incentivo annuo [€/anno]	Risparmio annuo energia [€/anno]	PBT semplice [anni]
	Involucro		14825	1040		
	Impianto radiante		8315	830		
	Pompa di calore		1100	70	1590	
0.03	Sonde geotermiche	11	4530	295	1590	
0.13		7	2890	190		
0.50		3	1225	80		
0.03	Totale	11	28760	2230	1590	8.2
0.13		7	27120	2130		8.0
0.50		3	25460	2020		7.7

In questo modo il fabbisogno di energia termica per riscaldamento viene ridotto per l'edificio B70 da 150 a 32 kWh/(m² anno). Gli incentivi tendono comunque ad abbassare il tempo di ritorno dell'investimento, che rimane inferiore a 9 anni per questo edificio. Per gli edifici costruiti dopo la Legge 10/91 (edifici tipo B90), l'investimento iniziale rimane inalterato e il payback time sale a 10-11 anni (a seconda del gradiente geotermico considerato) a causa del minor risparmio di energia dovuto al minor consumo iniziale pari a 93 kWh/(m² anno).

Alla luce di queste considerazioni, è interessante capire quali possano essere delle soluzioni “low-cost” per ridurre l’investimento iniziale rendendo così più accessibile l’installazione delle sonde geotermiche. Una possibile soluzione consiste nel riqualificare l’involucro parzialmente, quanto basta per poter installare l’impianto radiante. Come mostrato in Tabella 14, si è considerata una riqualificazione parziale dell’involucro nel caso di edifici B70 (solo cappotto su pareti verticali) mentre per l’edificio B90 non è stato fatto alcun intervento di riqualificazione dell’involucro. Per l’edificio B70, l’intervento sul solo cappotto permette di ridurre i consumi da 150 a 108 kWh/(m² anno), limitando l’investimento iniziale a 16300-19200 €/appartamento a seconda della zona geotermica considerata. Grazie agli incentivi è possibile raggiungere tempi di ritorno inferiori ad 8 anni.

Tabella 14. Costi medi per appartamento per la riqualificazione energetica parziale di edifici multifamiliari tipo B70 e B90 con installazione di pompa di calore e sonde geotermiche a circuito chiuso (l’incentivo si riferisce ai primi 5 anni).

Edificio	Gradiente geotermico [°C/m]	Intervento	Numero sonde	Investim. iniziale [€]	Incentivo annuo [€/anno]	Risparmio annuo energia [€/anno]	PBT semplice [anni]	
B70 (solo cappotto pareti verticali)		Involucro		4790	335			
		Impianto radiante		8315	830			
		Pompa di calore		1160	75	1280		
	0.03 0.13 0.50	Sonde geotermiche		20	8100	525	1280	
				12	4920	320		
				5	2020	130		
	0.03 0.13 0.50	Totale		20	22360	1770	1280	8.2
				12	19190	1560		7.5
			5	16280	1370	6.6		
B90 (senza riqualificazione dell’involucro)		Involucro		-	-	-		
		Impianto radiante		8315	830			
		Pompa di calore		1095	70	740		
	0.03 0.13 0.50	Sonde geotermiche		18	7350	480	740	
				11	4380	285		
				5	1915	125		
	0.03 0.13 0.50	Totale		18	16760	1380	740	9.8
				11	13790	1185		8.8
			5	11325	1125	7.7		

Nel caso dell'edificio anni '90 si è invece ipotizzato di non intervenire sull'involucro per ridurre ulteriormente la spesa iniziale. In questo modo poter ridurre la spesa per le sonde geotermiche grazie all'anomalia termica del terreno diventa fondamentale: il tempo di ritorno rispetto ad una zona con gradiente geotermico normale si abbassa di due anni mentre l'investimento iniziale passa da 16800 € a 11300 €.

Dal punto di vista ambientale la riqualificazione totale dell'edificio è sicuramente l'opzione migliore grazie all'abbattimento dei consumi di energia. Infatti, in questo caso il consumo di energia primaria nell'edificio B70 viene ridotto dell'85% mentre le emissioni di CO₂ vengono tagliate dell'89% rispetto alla situazione pre-intervento, grazie anche all'utilizzo della pompa di calore alimentata dalle sonde geotermiche. Nel caso di riqualificazione parziale dell'involucro (edificio B70) la riduzione del consumo di energia primaria e delle emissioni di CO₂ è rispettivamente pari al 66% e 76%. Nel caso dell'edificio B90 il beneficio ambientale è dovuto solamente alla sostituzione degli impianti ed è quindi più limitato: il consumo di energia primaria si riduce del 57% mentre le emissioni del 69%. I fattori di conversione dell'energia primaria e i fattori di emissione di anidride carbonica sono stati presi dal rapporto ISPRA [33].

Gli incentivi considerati nelle analisi afferiscono alla tipologia delle detrazioni fiscali poiché esse prevedono una percentuale maggiore di rimborso rispetto al Conto Termico; quest'ultimo inoltre non è ottenibile da soggetti privati per quanto riguarda l'isolamento delle superfici. Per i condomini il nuovo incentivo entrato in vigore dal 1 gennaio 2018 prevede una detrazione fiscale del 75% nel caso di riqualificazione energetica dell'edificio. Per ottenere tale incentivo è necessario provare il miglioramento e il raggiungimento degli standard richiesti. Una volta raggiunti gli standard sono incentivabili tutti gli interventi che contribuiscono a tale miglioramento. Dalle analisi fatte risulta che il tempo di ritorno non migliora significativamente accedendo all'incentivo di riqualificazione energetica rispetto agli incentivi previsti per ogni singolo intervento.

Conclusioni

La presente relazione offre una panoramica sui potenziali utilizzi della risorsa geotermica nel Bacino Idrotermale Euganeo, focalizzandosi sul territorio del Comune di Montegrotto Terme. Alla luce dei vincoli normativi sull'utilizzo dell'acqua termale a fini non terapeutici, la maggior attenzione viene rivolta allo sfruttamento delle acque di risulta a valle degli stabilimenti termali.

In particolare, per il Comune di Montegrotto Terme, la quantità di calore recuperabile dalle acque termali reflue è sufficiente ad alimentare una rete di teleriscaldamento al servizio di un'area teleriscaldabile con una domanda di circa 30 GWh. La vicinanza tra gli scarichi degli alberghi e l'area comunale più densamente abitata rende il sistema particolarmente interessante. L'utilizzo di pompe di calore distribuite nelle sottostazioni d'utenza consente lo sfruttamento della risorsa a bassa temperatura anche per il riscaldamento di edifici esistenti con scarso isolamento termico e per la produzione di acqua calda sanitaria. Il sistema permetterebbe di ridurre significativamente le emissioni di inquinanti in atmosfera e il consumo di energia primaria dovuto al riscaldamento degli edifici nel comune. Le emissioni di CO₂ degli edifici residenziali verrebbero tagliate del 50-60% nell'area considerata e del 25-30% considerando l'intero parco residenziale comunale. Anche le emissioni locali di monossido di carbonio (CO), ossidi di azoto (NO_x) e zolfo (SO_x) dovute al riscaldamento degli edifici potrebbero essere ridotte del 35-45% a livello comunale.

Un altro potenziale utilizzo delle acque reflue a valle del riscaldamento urbano è legato alla serraicoltura che potrebbe beneficiare di un sistema di riscaldamento da energia rinnovabile e a basso costo per i mesi invernali. Oltre al riscaldamento basale delle serre, si potrebbe utilizzare il calore rimanente in sistemi per la coltivazione di microalghe. Tali sistemi sono stati qui descritti in modo qualitativo e saranno analizzati più in dettaglio in seguito.

Sono stati inoltre esaminati due potenziali utilizzi dell'acqua termale a bocca di pozzo per fini energetici, e quindi in deroga alla normativa vigente. Il recupero di calore da pozzi di stabilimenti termali dismessi nell'area teleriscaldabile potrebbe costituire un sistema per sopperire ai picchi del carico senza dover ricorrere a caldaie di integrazione e riserva. L'utilizzo di tale calore per l'approvvigionamento di micro-reti potrebbe essere interessante per le zone più periferiche del comune, laddove vi sia vicinanza tra pozzi termali dismessi e utenze termiche. In questo caso però vi è la necessità di verificare le temperature raggiungibili

e confrontarle con quelle richieste dagli impianti degli edifici considerati. In entrambi i casi, va considerato il rischio di discontinuità del servizio dovuto a possibili interruzioni del prelievo di acqua termale a seguito di guasti/altro.

La produzione elettrica tramite impianti ORC alimentati ad acqua termale sembra non essere particolarmente interessante a causa delle basse temperature della sorgente termica, che limitano l'efficienza elettrica del sistema. Inoltre attualmente non vi sono sul mercato macchine ottimizzate per il funzionamento con sorgente termica inferiore a 90°C. Il beneficio di tali sistemi per la collettività sarebbe inoltre limitato sia dal punto di vista ambientale sia dal punto di vista economico.

Infine è stata analizzata la possibilità di installare pompe di calore servite da sonde geotermiche a circuito chiuso, per sfruttare l'anomalia termica del terreno presente nell'area Euganea. Da un punto di vista economico i tempi di ritorno appaiono interessanti anche senza incentivi per edifici nuovi e dotati di impianto radiante (11 anni) mentre per edifici poco isolati sono stati analizzati vari scenari di riqualificazione dell'edificio, ovvero sia dell'involucro che degli impianti. Grazie agli incentivi e al risparmio di energia, il sistema proposto riesce a essere ripagato in meno di 9 anni. Inoltre, la superficie di scambio delle sonde può essere ridotta notevolmente grazie all'anomalia termica del terreno rispetto a condizioni del terreno normali. Tuttavia l'investimento necessario per riqualificare l'involucro ed installare l'impianto radiante è notevole e sembra essere la barriera principale alla diffusione di questo sistema per gli edifici esistenti.

In definitiva, la risorsa geotermica nel Bacino Idrotermale Euganeo evidenzia un notevole potenziale non sfruttato. La presente relazione descrive e quantifica il beneficio di alcuni possibili utilizzi facendo riferimento alla normativa vigente, e vuole dunque costituire un riferimento sia per le Amministrazioni comunali sia per i privati cittadini di questo territorio. Nonostante si faccia riferimento in più punti al Comune di Montegrotto Terme, i risultati presentati sono validi per tutta l'area euganea.

Bibliografia

- [1] Gestione Unica B.I.O.C.E., «Il Bacino Idrominerario Omogeneo dei Colli Euganei», Relazione tecnica.
- [2] Marotta e Sica, «Classificazione italiana delle acque minerali.», *Annu. Chim. Appl.*, vol. 23, n. 6, 1933.
- [3] P. Fabbri, «Probabilistic Assessment of Temperature in the Euganean Geothermal Area (Veneto Region, NE Italy)», *Math. Geol.*, vol. 33, n. 6, pagg. 745–760, ago. 2001.
- [4] Piccoli G. *et al.*, «Contributo alla conoscenza del sistema idrotermale Euganeo-Berico.», presentato al Atti Acc. Naz. Lincei, Roma, 1973, vol. XI, pagg. 103–131.
- [5] F. Gherardi, C. Panichi, S. Caliro, G. Magro, e M. Pennisi, «Water and gas geochemistry of the Euganean and Berician thermal district (Italy)», *Appl. Geochem.*, vol. 15, n. 4, pagg. 455–474, 2000.
- [6] Gottardi G., Previatello P., e Simonini P., «An extensive investigation of land subsidence in the Euganean geothermal basin, Italy», in *Land Subsidence*, The Hague (NL), 1995, vol. 234.
- [7] Ballestrazzi, P., Brighenti, G., Ciancabilla, F., Dainese, A., e Schiesaro, G., «Ricerca sulla subsidenza nell'area termale di Abano Terme (PD).», Parma, 1991.
- [8] Carbognin, L., Rizzetto, F., Teatini, P., Tosi, L., e Strozzi, T., «La subsidenza della pianura costiera veneta. Indagini e risultati recenti.»
- [9] QGIS Development Team, *QGIS Geographic Information System*. Open Source Geospatial Foundation.
- [10] Consiglio Comunale di Montegrotto Terme, *Piano di Assetto del Territorio adottato con delibera di Consiglio Comunale n. 35 del 14/07/2011*. 2011.
- [11] Segreteria regionale per le Infrastrutture - Unità di Progetto per il Sistema Informativo Territoriale e la Cartografia, «Carta Tecnica Regionale (Regione Veneto)».
- [12] De Carli M., Mazzari A., Sacchetto A. (2012). The energy and environmental plan of a province in the North East of Italy. In: Harald Rosenthal, Mohammad Pourkazemi, Ron Bruch. 5th International Conference of Sustainable Energy & Environmental Protection. -, ISBN: 9781873769102, Dublin, 5-8 June 2012.
- [13] ISTAT, «15° Censimento Generale della Popolazione e delle Abitazioni 2011», nov. 2014.
- [14] Vivian J, Zarrella A, e De Carli M, «Analysis of a wastewater based low temperature district heating system with booster heat pumps for new and existing residential buildings.», in *Proc. of the 12th REHVA World Congress*, Aalborg (Denmark), vol. 3.
- [15] J. Vivian, G. Emmi, A. Zarrella, X. Jobard, D. Pietruschka, e M. De Carli, «Evaluating the cost of heat for end users in ultra low temperature district heating networks with booster heat pumps», *Energy*, vol. 153, pagg. 788–800, giu. 2018.
- [16] Klein, S.A. et al, *TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program*. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA., 2017.
- [17] «INEMAR VENETO 2013 - Inventario Regionale delle Emissioni in Atmosfera in Regione Veneto, edizione 2013 – dati in versione definitiva.», ARPA Veneto – Servizio Osservatorio Aria, Regione del Veneto - Area Tutela e Sviluppo del Territorio, Direzione Ambiente, UO Tutela dell'Atmosfera, feb. 2017.
- [18] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), «Fattori di emissione atmosferica di CO2 e sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico.», Rapporti 212/2015, 2015.

- [19] Svensk Fjärrvarme, «Kulvertkostnads katalog», Rapport 2007:1, 2007.
- [20] P. J. le B. Williams e L. M. L. Laurens, «Microalgae as biodiesel & biomass feedstocks: Review & analysis of the biochemistry, energetics & economics», *Energy Environ. Sci.*, vol. 3, n. 5, pag. 554, 2010.
- [21] Y. Chisti, «Biodiesel from microalgae», *Biotechnol. Adv.*, vol. 25, n. 3, pagg. 294–306, mag. 2007.
- [22] Y. S. Pradana, H. Sudibyo, E. A. Suyono, Indarto, e A. Budiman, «Oil Algae Extraction of Selected Microalgae Species Grown in Monoculture and Mixed Cultures for Biodiesel Production», *Energy Procedia*, vol. 105, pagg. 277–282, mag. 2017.
- [23] O. Jorquera, A. Kiperstok, E. A. Sales, M. Embirucu, e M. L. Ghirardi, «Comparative energy life-cycle analyses of microalgal biomass production in open ponds and photobioreactors», *Bioresour. Technol.*, vol. 101, n. 4, pagg. 1406–1413, feb. 2010.
- [24] M. Veillette, M. Chamoumi, J. Nikiema, N. Faucheux, e M. Heitz, «Production of Biodiesel from Microalgae», in *Advances in Chemical Engineering*, Z. Nawaz, A c. di InTech, 2012.
- [25] Q. Béchet, A. Shilton, e B. Guieysse, «Modeling the effects of light and temperature on algae growth: State of the art and critical assessment for productivity prediction during outdoor cultivation», *Biotechnol. Adv.*, vol. 31, n. 8, pagg. 1648–1663, 2013.
- [26] M. Marsullo, A. Mian, A. V. Ensinas, G. Manente, A. Lazzaretto, e F. Marechal, «Dynamic Modeling of the Microalgae Cultivation Phase for Energy Production in Open Raceway Ponds and Flat Panel Photobioreactors», *Front. Energy Res.*, vol. 3, set. 2015.
- [27] T. M. Mata, A. A. Martins, e N. S. Caetano, «Microalgae for biodiesel production and other applications: A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, n. 1, pagg. 217–232, 2010.
- [28] E. Stephens *et al.*, «Future prospects of microalgal biofuel production systems», *Trends Plant Sci.*, vol. 15, n. 10, pagg. 554–564, 2010.
- [29] «Geotermia, a Chiusdino l’impianto pilota di alga spirulina (accessed 17/01/2018)».
- [30] Campiotti, C.A., Latini, A., Scoccianti, M., e Viola, C., «Guida Operativa per la Scheda 40E - Gli incentivi del DM 28 dicembre 2012 sui sistemi serra», ENEA, 2014.
- [31] J. Vivian, G. Manente, e A. Lazzaretto, «A general framework to select working fluid and configuration of ORCs for low-to-medium temperature heat sources», *Appl. Energy*, vol. 156, n. Supplement C, pagg. 727–746, 2015.
- [32] A. Galgaro, G. Emmi, A. Zarrella, e M. D. Carli, «Possible applications of ground coupled heat pumps in high geothermal gradient zones», *Energy Build.*, vol. 79, n. Supplement C, pagg. 12–22, 2014.
- [33] Ministro dello Sviluppo Economico, *Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 26 gennaio 2010*. .
- [34] Capozza, A., De Carli, M., Galgaro, A., e Zarrella, A., «Linee Guida per la progettazione dei campi geotermici per pompe di calore», Ricerca Sistema Elettrico (RSE), 6 – Rapporto aggiuntivo, 2012.
- [35] «Indicazioni metodologiche per l’applicazione dei fattori di conversione al metodo di calcolo di cui alla DGR 967/2015 e alla DGR 1275/2015», Regione Emilia Romagna - Servizio Energia, set. 2015.